

Områdestudie Sørlandet

Konsekvenser av økt kabelkapasitet



Rapport

Sak:

Områdestudie Sørlandet– konsekvenser av økt kabelkapasitet

Dokumentet sendes til:

Saksbehandlere	/	Adm. enhet
Randi Aardal Flo	/	(DDAR)
Monica Vea Petersson	/	(DDAN)
Ina Wiese-Hansen	/	(DDAN)
Ella Mørk	/	(DDAM)
Ivar Husevåg Døskeland	/	(DDAM)

Sigbjørn Sørbotten, prosjektleder / (DDAN)

Sign.....(elektronisk)

Til orientering:

Ansvarlig	/	Adm. enhet
Bente Haaland	/	(DDA)

Sign.....(elektronisk)

Dokument ID: 1566417

Dato: 5. september 2011, rev. 04

Rev.01: Preliminær rapport for gjennomgang Technical review

Rev.02: Endelig rapport for godkjenning styringsgruppe

Rev. 03: Godkjent rapport styringsgruppe

Rev. 04: Offentlig rapportversjon

Sammendrag

Statnett har tidligere gjennomført studier av nettførsterkningsbehov på Sørlandet i tilknytning til nye kabler. Disse har primært fokusert på kraftflyten etter at nye kabler er idriftsatt og har medført igangsettelse av oppgraderingsprosjektene Østre- og Vestre korridor. Sørlandsstudien 2011 har bygget videre på disse tidligere studiene, og tatt innover seg relevant ny informasjon:

- Erfaringer etter idriftsettelsen av NorNed og 420 kV ledningen Kristiansand-Brokke-Holen har gitt en erkjennelse om at nettdriften er anstrengt allerede i dag. Driften vurderes som mer anstrengt og med knappere marginer enn det som tidligere var antatt og lagt til grunn. Dette har en vesentlig betydning i forhold til hvilke forutsetninger analysen er bygget på.
- Statnett har gjennom det siste året gjennomført flere helhetlige studier som har gitt økt kunnskap om effekten av mer fornybar kraft og flere kabler i det norske kraftsystemet. Forutsetninger og analyseresultater fra disse studiene har blitt brukt der de er relevante.
- Studien har vurdert perioden fra idriftsettelsen av Skagerrak 4 (SK4) og ti år framover i tid. Et viktig element har vært å se kabelutbyggingen i sammenheng med gjennomførbarheten av spenningsoppgraderingsprogrammet. Tidligere studier har lagt til grunn et ferdig oppgradert nett. Sørlandsstudien har lagt til grunn en mer stegvis oppgradering, basert på en vurdering av praktisk gjennomførbarhet.
- Kompleksiteten knyttet til gjennomføringen av spenningsoppgraderingene er betydelig og dette kombinert med anstrengt drift ved intakt nett gjør det nødvendig med en stegvis og kontrollert utvikling av utenlandsforbindelsene.

Analysene i denne studien bekrefter systemdriftens erfaringer om at driften av nettet allerede er anstrengt, og at situasjonen vil bli mer anstrengt etter at SK4 blir satt idrift, selv med Østre korridor oppgradert. Analysene viser et behov for nettførsterkninger også i Vestre korridor for sikker drift og fri utnyttelse av SK4, alternativt med utvidet bruk av systemvern mot kablene.

Videre bekrefter analysen det bildet som systemdriften opplever allerede i dag, der nettet i økende grad blir utsatt for en produksjonsfordeling som gir svært skjev belastning av hovedkorridorene i systemet. Trenden er at dette vil forsterke seg etter hvert som nett og kabler bygges ut. Skjevfordelingen forsterkes ytterligere ved etablering av store mengder småkraft på Vestlandet. Oppgradering av nettet vil, selv uten flere kabler, medføre en økt flyt i systemet mellom produksjonstygdepunktet, eksisterende kabler og forbrukstygdepunktet.

Flere utenlandskabler vil gjøre Sørlandet til et transittområde for kraftutveksling mellom Norden og det kontinentale Europa. Det vil øke belastningen på linjene mellom Sørlandet, Vestlandet og Østlandet, men også på mange andre forbindelser i Norge. Dette skyldes at de fleste magasinverk vil reagere på de samme prissignalene. Jo flere kabler og sterkere innenlandsk nett, dess lenger unna vil produksjonen, og dermed flyten i nettet, påvirkes. Vurderinger rundt systemdrift og nettbehov må derfor vurderes utover Sørlandet, selv om påvirkningen på nettet er størst nærmest kablene.

Utfordringene med skjevfordeling i nettet på Sørlandet og økt transitt i andre deler av landet krever nettførsterkninger utover dem som tidligere studier har identifisert. Dette kan påvirke rekkefølgen og prioriteringen av de nettførsterkningstiltakene som er identifisert i spenningsoppgraderingsprogrammet, men vil også påvirke driften av kablene. Langvarige utkoblinger i Vestre korridor som følge av arbeidet med spenningsoppgradering vil medføre omfattende restriksjoner på utnyttelsen av kablene.

Idriftsettelse av to nye 1400 MW kabler i tillegg til SK4 vil kreve omfattende tiltak både nord for Sauda og mot/på Østlandet, i tillegg til tiltaksbehovet internt i området. Hvilke tiltak som er

nødvendig for å sette i drift en ny kabel er avhengig av lokaliseringen av denne. Både ved lokalisering i Kvilldal og i Feda/Tonstad er det behov for tiltak i nettet nord for Sauda, og muligens også på øst/vest-forbindelser. Lokalisering i Kvilldal krever relativt få netttiltak sør for Sauda utover de nødvendige tiltak for fri utnyttelse av SK4. Lokalisering i Feda/Tonstad-området vil derimot kreve ytterligere forsterkninger av nettet fra Feda/Tonstad og nordover til Sauda.

En viktig oppsummering av analysene er at oppgraderinger i nettet må ses i sammenheng, siden noen oppgraderinger øker overføringen på andre ledninger og korridorer nok til å utløse oppgraderingsbehov også på disse. Spesielt på Vestlandet er dette viktig, da forsterkninger i nettet nordover på Vestlandet øker trykket sørover selv uten nye kabler.

Begrensingene som er avdekket i studien vil medføre restriksjoner på utnyttelse av kablene dersom de ikke håndteres i forkant av nye kabler. Mulige virkemidler for å håndtere restriksjonene kan være nettfosterkninger, systemtjenester og/eller avtaleverk. Statnett søker generelt å håndtere store og langvarige flaskehalsen gjennom å definere egne elspotområder. På Sørlandet er det imidlertid flere ulike problemstillinger som skal håndteres, og for å løse disse er ikke et eget elspotområde et formålstjenelig virkemiddel.

Innhold

Sammendrag	III
Innhold	V
1 Innledning	7
DEL I BAKGRUNN OG METODE	9
2 Bakgrunn	10
3 Analyseomfang, metodikk og begrensinger	17
DEL II STADIUM 2014	22
4 Nettdriften etter idriftsettelse av Skagerrak 4 og Østre Korridor.....	23
5 Konsekvenser for gjennomføringsstrategi	35
DEL III STADIUM 2020	40
6 Nettet etter spenningsoppgradering mellom Kristiansand og Sauda (Vestre korridor).....	41
7 Analyser med oppgradert Vestre korridor	43
DEL IV KONSEKVENSER	51
8 Varighet av begrensinger funnet i analysene	52
9 Vurdering av tiltak for å motvirke begrensinger	55
10 Nyttet av tilleggsoppgraderinger og konsekvenser for gjennomføringsstrategi	60
11 Konklusjon.....	63
12 Kilder	65

1 Innledning

I forbindelse med at Statnett skal legge fram sin kabelstrategi har det blitt gjennomført en studie som ser på nettes evne til å håndtere HVDC-kablene til utlandet. Studien er basert på dagens kraftsystem, og kjente nettförsterkningstiltak fram mot 2020. Statnetts driftspolicy er lagt til grunn og det er forutsatt at tilgjengeligheten og påliteligheten i det nordiske kraftsystemet skal være i henhold til kravene, også etter at nye kabler er satt i drift. Denne studien har sett på de elektriske, systemtekniske forholdene. Tema som rampinghastighet og balansering har ikke vært inkludert i denne analysen.

Tekniske analyser av samspillet mellom nett og kabler har tidligere hovedsakelig fokusert enten på kortsiktige driftsforhold (horisont 1-2 år) eller på langsiktige analyser (horisont 10-30 år). Kortsiktige analyser ser konkret på det nettet vi har i dag, mens langsiktige analyser har sett på et ferdig oppgradert nett. Denne studien dekker mellomperioden fra 2014 og fram mot et oppgradert nett i området.

I 2010/11 har det vært foretatt en realitetsvurdering av omfang og gjennomførbarhet av spenningsoppgraderingsprogrammet for Sørlandet. Vurderingen viser at tiltakene som er nødvendig er mer komplekse og tidkrevende enn tidligere antatt. Dette vil medføre lengre perioder der det vil være utkoblinger av ledninger som i dag er kritiske for systemdriften. Det skal bygges nye stasjoner og mange eksisterende stasjoner skal utvides med 420 kV anlegg. Duplexledninger i området skal oppisoleres til 420 kV standard og det skal bygges nye ledninger primært i eksisterende traser, samt noen nye ledninger i ny trase. Erfaringer viser at prosessen fram til endelig konsesjon kan være tidkrevende. Nettet som legges til grunn i denne analysen er basert på de nye vurderingene som har blitt gjort og har derfor lavere kapasitet enn i tidligere studier.

Mandatet for denne studien ble dermed å klargjøre under hvilke driftsbetingelser økt kabelkapasitet til utlandet kan være mulig på kort og mellomlang sikt. Svar på dette skulle foreligge innen 1.6.2011. Studien skulle ikke prioritere analyser på kabelkapasitet utover det som ble angitt som mest sannsynlig utvikling fram til 2020. Dette var definert som to nye kabler utover Skagerrak 4. Det totale bildet var viktig, detaljer rundt hvilke kabler som utløser hvilke forsterkningstiltak var ikke definert som en prioritert oppgave.

Ut fra dette ble hovedoppgaven for analyseprosjektet formulert som:

- Med ferdig spenningsoppgradert nett, vil driften kunne håndtere den sannsynlige kabelporteføljen fram til 2020 innenfor de krav som gjelder for driften?
- Vil det, med aktuell utbygging av kabler, være mulig å få utført spenningsoppgraderingen som kreves for å komme til "sluttstanden" på det oppgraderte nettet?
- Konklusjonene på disse to punktene må være robuste for ulike tenkelige produksjonsfordelinger i systemet

Systemdriften på Sørlandet er svært komplisert og utfordrende. Nettet er allerede i dag for svakt til å håndtere eksisterende kabelvolum. På Skagerrak og NorNed er det gjennomgående full eksport på dagtid og full import på netter og i helger. Langsiktige analyser av kraftsystemet forsterker dette bildet. Produksjonsfordelingen som er lagt til grunn i denne studien gjenspeiler denne disponeringen og er betydelig mer utfordrende driftsmessig enn det som har vært lagt til grunn i tidligere studier.

Et hovedproblem er den skjevfordeling i flyten som oppstår på grunn av de fundamentale fysiske sammenhengene i kraftsystemet: Tyngdepunktet for produksjonskapasiteten ligger på Vestlandet og forbrukstyngdepunktet ligger på Østlandet. Av dette følger at uavhengig av antall ledninger vil eksport belaste den vestlige delen av nettet mest, og import belaste den østlige delen mest. Erkjennelsen av dette er viktig for å forstå at jevn flytfordeling på de ulike ledningene mellom Sørlandet og resten av Norge ikke kan forventes. Kapasitetsanalyser må ta innover seg dette.

I tidligere studier har kapasitet for utenlandskabler vært uttrykt gjennom det såkalte "Sørlandssnittet". Dette snittet er ikke brukt i driften, da det er så aggregert at det ikke er egnet for å vise de begrensinger som oppstår gjennom skjevfordeling av flyten i nettet. Denne studien har sett på mulig utvekslingskapasitet ved de skjevfordelinger som kan oppstå, og "Sørlandssnittet" er derfor ikke brukt videre i rapporten.

1.1 PROSJEKTGRUPPE OG ORGANISERING

Studien er gjennomført som et analyseprosjekt organisert under avdeling Kraftsystemanalyse i Nettdriftsdivisjonen. Prosjektet har i hovedsak basert seg på ressurser fra avdelingen, med innleie av eksterne konsulenter for dynamiske analyser. Prosjektgruppen har bestått av:

- Randi Aardal Flo, DDAR (lastflyt/utfallsanalyser)
- Monica Veia Petersson, DDAN (lastflyt/utfallsanalyser)
- Ina Wiese-Hansen, DDAN (spg.oppgradering/gjennomføringsstrategi)
- Ella Mørk, DDAM (kraftmarkedsanalyser)
- Ivar Husevåg Døskeland, DDAM (kraftmarkedsanalyser)
- Frode Trengereid, DDP (representant driftsmiljøet)
- Per-Olof Lindström, Vattenfall Power Cons. (dynamiske analyser)
- Nestor Felipe, Vattenfall Power Cons. (dynamiske analyser)
- Sigbjørn Sørbotten, DDAN (prosjektleder)

Prosjektgruppen har hatt faste statusmøter hver uke. Kvalitetssikring har foregått gjennom fortløpende diskusjoner av resultat og forutsetninger, samt vurdering av resultater opp mot andre relevante studier og vanlig kvalitetssikring i linjen.

Prosjektet har hatt en styringsgruppe bestående av:

- Øivind Kr. Rue, Direktør Nettdriftsdivisjonen(D)
- Grete Westerberg, Direktør Nettplasslegging (SN)
- Øyvind Breidablik, avdelingsleder Driftsplanlegging (DDP)
- Bente Monica Haaland, avdelingsleder Kraftsystemanalyse(DDA)
- Anders Grønstedt, plansjef Vestlandet (SN)

Styringsgruppen har vært forankringspunkt for mandat og overordnede føringer og forutsetninger, samt at resultat har vært drøftet med gruppen underveis.

Del I Bakgrunn og metode

2 Bakgrunn

Det har tidligere vært foretatt flere analyser av nettet på Sørlandet i sammenheng med kabler til utlandet. Det er flere årsaker til at det nå foretas en ny og oppdatert analyse av systemdriften på Sørlandet:

- Driftserfaringene med de kablene vi har, indikerer at blant annet problemstillinger som skjevfordeling av effektflyt mot Sørlandet ikke har vært tilstrekkelig ivaretatt i tidligere studier
- Tidligere systemstudier har forutsatt mange oppgraderinger som ikke vil være på plass innenfor det tidsrom flere av kabelprosjektene har som idriftsettelsestidspunkt
- Minste egenproduksjon i Norge i importsituasjoner har blitt lavere enn tidligere observert
- Den planlagte oppgraderingen av nettet vil kreve omfattende, langvarige utkoblinger av eksisterende nett, noe som ikke er nøye vurdert tidligere

Denne studien har derfor som oppgave å starte med det nett vi har i dag, uten å forutsette noe generell oppgradering først.

2.1 TIDLIGERE STUDIER OG ANALYSER

Statnett har de siste årene gjennomført flere studier av nettførsterkningsbehov på Sør- og Sørvestlandet i tilknytning til nye kabler. Disse har primært fokusert på kraftflyten etter at nye kabler er idriftsatt og har medført igangsettelse av oppgraderingsprosjektene Østre- og Vestre korridor.

I Systemutredningen "Forsterkninger på Sørlandet gitt nye likestrømsforbindelser" som ble ferdigstilt i april 2008, ble det fokusert på å finne hvilke netttiltak som kunne være aktuelle å igangsette ved ulike nye utenlandskabler. Denne studien var mer generell i sin innfallsvinkel til analysene, og fokuserte ikke på vanskelige driftssituasjoner. Det ble sett på termiske, spenningsrelaterte og dynamiske forhold i nettet. Fokuset var også på kostnadene ved ulike forsterkningstiltak.

I den etterfølgende studien "Systemanalyse Sør-Vestlandet", ferdigstilt i juni 2009, var det primære fokuset på overføringsbehov og tiltak ift forsyning av Stavanger, Karmøy og Sunnhordland samt eventuelle nye kabler til utlandet. Overføringsbehov og -kapasiteter funnet i denne studien ble basert på termiske forhold ved en relativt statisk flytfordeling i nettet. De beregnede kapasitetsgrensene funnet i denne studien var også basert på omfattende netttiltak, som ikke nødvendigvis er på plass til planlagt idriftsettelse av nye kabler utover Skagerrak 4 (SK4).

Videre er det nylig ferdigstilt en fellesstudie mellom nettselskapene på Vestlandet¹ som omhandler overføringsbehov på Vestlandet nord for Sauda samt mulige tiltak for å dekke behovet. Studien skisserer tiltak og utvikling både på kort og lang sikt. Studien viser blant annet et behov for mer enn én 420 kV ledning mellom Samnanger og Sauda ved mer enn ca 4500 MW kabelutvekslingskapasitet på Sør- og Sørvestlandet, i tillegg til behov for forsterkninger lenger nord på Vestlandet.

Alle disse studiene har hatt mulighet for å inkludere nye ledninger i sine analyser. Denne studien har som oppgave å se på de neste 10 årene fram i tid, og det er derfor betydelig mindre fleksibilitet i mulige tiltak. Nye ledningskorridorer utover de som allerede er meldt har derfor ikke vært en del av mandatet for denne analysen. Det begrenser handlingsrommet til å gjelde spenningsoppgradering samt ny ledning Lyse-Stølaheia. For å ta høyde for usikkerhet knyttet til varighet av konsesjonsprosess for Lyse-Stølaheia, har vi i analysene også sett på hva som vil skje dersom Lyse-Stølaheia ikke er på plass i løpet av perioden fram til 2020.

¹ "Systemutredning av sentralnettet i Vestlandsregionen", juni 2011,

2.2 DRIFTSERFARINGER MED DAGENS NETT OG HVDC-KABLER

HVDC-forbindelsen NorNed til Nederland ble i driftsatt høsten 2007. I august 2009 ble 420 kV ledningen Holen-Brokke-Kristiansand idriftsatt som nødvendig nettførsterkningstiltak for NorNed. Til tross for denne nettførsterkningen, har det periodevis vært betydelige driftsutfordringer i nettet på Sørlandet. De mest omfattende problemene har funnet sted i lettlast-periodene.

Import i lettlast - kortslutningsytelse

Det nordiske kraftsystemet skal dimensjoneres for maksimalt 1200 MW effektbortfall. Ved import på HVDC kablene større enn 1200 MW, er det krav til kortslutningsytelse i nettet slik at ikke alle HVDC-forbindelser (NorNed og Skagerrak) faller ut ved kommuteringssvikt. Systemet kan ved full import potensielt miste opptil 1700 MW, som er langt over dimensjonerende utfall. Jo høyere import, jo høyere krav stilles det til kortslutningsytelse.

Kortslutningsytelsen øker med ett sterkt nett og/eller store generatoraggregat i drift nær kablene. Erfaringer de siste sommerperiodene viser svært lav produksjon på natt. De aller fleste magasinverk står om natten. Det har vært svært krevende å øke produksjonen tilstrekkelig for å oppfylle krav til kortslutningsytelse. Dette har sammenheng med flere forhold:

- Generatorer er ute for revisjon, det er få objekter tilgjengelige.
- Oppregulering på Sørlandet (spesialregulering) medfører behov for nedregulering andre steder i systemet. Det er vanskelig å finne nedreguleringsressurser på natt i sommerperioden.
- Oppregulering på Sørlandet (spesialregulering) gir økte systemdriftskostnader. Særlig ved lav magasinutfylling er spesialreguleringskostnadene betydelige.
- Oppregulering i Tonstad (som er nær kablene), øker kravet til kortslutningsytelse tilsvarende, da utfall av samleskinne i Tonstad er dimensjonerende utfall.

For å håndtere kravet til kortslutningsytelse, har flere tiltak blitt satt i verk. Disse er imidlertid ikke tilfredsstillende og må betraktes som midlertidige tiltak.

- Trekanthandel hvis det har vært ledig kapasitet på forbindelsene Kontiskan/Storebælt og Hasle. Import på Skagerrak føres tilbake til Jylland, videre til Sverige for så å importeres over Hasle til Norge i stedet.
- Selge kraften tilbake til Danmark i Regulerkraftmarkedet hvis der er nedreguleringsressurser tilgjengelig i Danmark. Dette er sjelden mulig i større omfang på natt.
- Spesialreguleringer på Sørlandet med tilhørende nedregulering andre steder. Dette er en dårlig driftsmessig løsning og lite samfunnsøkonomisk.
- Kople ut ledningen Feda-Kristiansand. Dette svekker kortslutningsytelsen totalt sett, men den elektriske forbindelsen mellom Skagerrak og NorNed gjøres svakere. Ved feil i nettet vil kommuteringssvikt kunne medføre utfall av en HVDC forbindelse, men ikke begge forbindelsene, og der gjennom begrense effektbortfall til mindre enn 1200 MW. Denne muligheten utgår ved andre spesifikke linjerevisjoner i området.
- Legge NorNed på tamp mot Tonstad. Dette medførte betydelige spenningsproblemer i Stavangerområdet.

Eksport i lettlast

Sommeren 2010 var preget av lav produksjon på Sørlandet. Det har også vært lange perioder med lav produksjonskapasitet grunnet vedlikeholdsarbeid på ulike kraftverk. På Skagerrak og NorNed har det gjennomgående vært full eksport på dagtid og full import på netter og i helger. Det presiseres at dette ikke er en uvanlig situasjon.

I perioder med høy eksport har det oppstått fysiske flaskehals i nettet på Sørlandet. Den mest begrensende flaskehalsen (ved intakt nett) har vært overlast på 300 kV-linjene Lyse-Tonstad eller

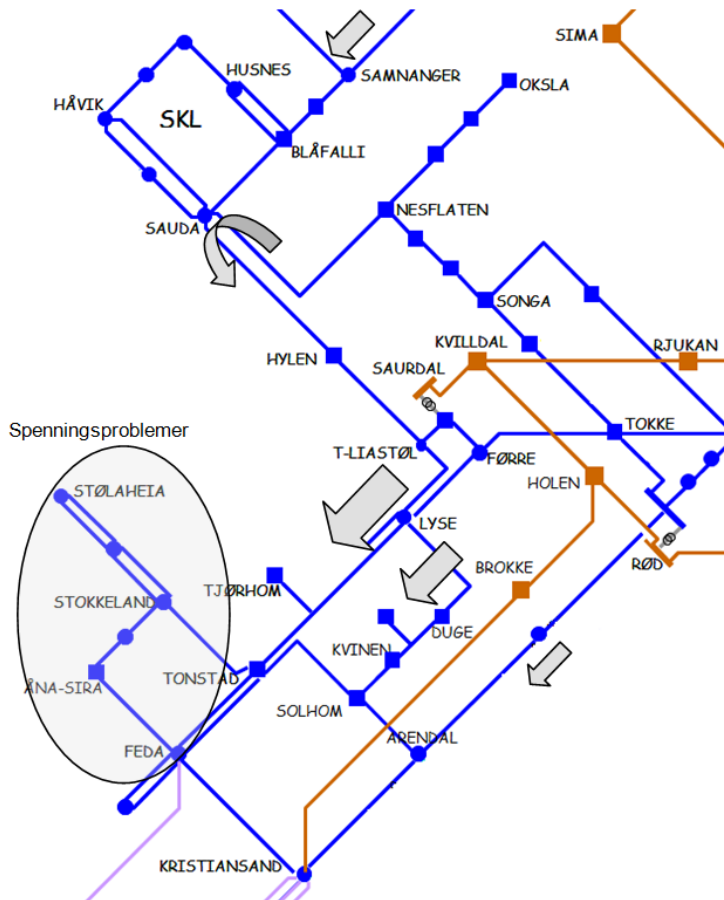
Rød-Porsgrunn ved utfall i 420 kV nettet. Lange perioder med skjevbelastning har også medført fulllast på enkeltlinjen Lyse-Tonstad, som har vært begrensende for mulig eksport på kablene. Utover dette har snitt bestående av ledningene i Vestre korridor vært hardt belastet, hvor T-Tjørhom-Tonstad, Solhom-Tonstad og Lyse-Duge har vært begrensende.

I eksportsituasjoner blir systemvern på Skagerrak alltid benyttet. Systemvernet vil avlaste linjenettet ved at eksporten momentant blir redusert ved overlast på de mest kritiske 300 kV-linjene i området eller ved utfall av Holen-Brokke-Kristiansand.

I tillegg til avlastningen dette gir, vil et utfall av Holen-Brokke-Kristiansand måtte medføre mye oppregulering for å avlaste gjenværende linjer ytterligere innen 15 minutter. Dette er tidskritisk, siden kortvarig overlast etter at systemvernet er utnyttet allerede er inkludert i snittgrensene. Bruk av ressurser i Danmark vil i en feilsituasjon ta for lang tid. Effektreserver til bruk etter et utfall må derfor i en eksportsituasjon være lokalisert på kraftverk sør for flaskehalsene, i Norge.

I tilfeller der det er usikkert om det finnes nok oppreguleringsressurser på Sørlandet og i Danmark til å kunne avlaste flaskehals og samtidig beholde nok reserver, vil eksportkapasiteten til Danmark og/eller Nederland måtte reduseres. Dette vil hovedsakelig oppstå når kraftverk og/eller linjer på Sørlandet er ute for revisjon eller feil. Det kan imidlertid også være tilfellet ved intakt nett når det er lite produksjon tilgjengelig på Sørlandet og det samtidig er skjev lastflytfordeling mot Sørlandet. Det kan ikke utelukkes at slike situasjoner kan oppstå også når nettet og produksjonsapparatet er intakt, f.eks når forbruket på Sørlandet er høyt. Reduksjon i eksportkapasiteten kan således oppstå både sommer og vinter.

I Figur 1 er hovedutfordringene i dagens system forsøkt skissert, og områdene/korridorene med begrensninger er markert.



Figur 1: Driftmessige utfordringer i dagens nett

Spenningsforhold

Spenningen har vært utenfor tillatte grenser, spesielt sommerstid. Det er oftest problemer knyttet til høy spenning. Frem til 1. januar 2014 har Statnett fått dispensasjon fra Direktorat for Samfunnsikkerhet og beredskap (DSB) til å drive nettet med høyere spenning enn det normene sier. Etter denne datoen er høyeste tillatte driftspenning 300 kV og 420 kV i 300kV/420kV nettet. Det er store spenningsvariasjoner rundt timeskift hvor kablene ramper (skifter overføringsnivå), pga rask endring av lastflyt i området med de spenningsendringer det medfører.

Størst problem med høye spenninger oppstår når kablene ligger med rundt 0 MW i effektutveksling. Dagens strømretteranlegg ligger med en pålagt minste filterkapasitet innkoplet for å unngå høy andel av overharmoniske i nettet. Disse filterne virker samtidig som store kondensatorbatterier som jager spenningene ytterligere opp i en lastsituasjon der det i utgangspunktet er lite effektutveksling og derfor høye spenninger. Vinterstid er det tidvis problemer med for lav spenning. Problemer med både høy og lav spenning indikerer at nettet i området er for svakt.

Revisjoner

Anleggseiere har gitt tilbakemelding om at det er vanskelig å få koblet ut anlegg for nødvendig vedlikehold. Utkoplete anlegg (både produksjon og nett) medfører redusert overføringskapasitet både i AC-nettet og på HVDC-forbindelser. Med dagens nett, er kapasitet på HVDC-forbindelsene svært avhengig av produksjonsfordelingen og at det er tilgjengelig produksjon på Sørlandet.

Driftsmessige tiltak for å redusere omfang av begrensninger på HVDC-forbindelser

Det har i en årrekke vært tilkoplede systemvern for reduksjon av effektflyt på Skagerrak ved detektert overlast på et sett definerte ledninger på Sørlandet. Det er i tillegg spenningsstyrte og bryterstyrte systemvern knyttet til Skagerrak. Det arbeides nå med å implementere systemvern også på NorNed forbindelsen. Systemvernet vil bidra til å redusere behovet for redusert kapasitet på NorNed. Det vil gi en høyere tilgjengelig kapasitet ved:

- ensamleskinne drift i Tonstad og eksport til Nederland
- å tillate høyere belastning på ledningene Tonstad-Feda ved eksport til Nederland
- import fra Nederland og lav kortslutningsytelse i Feda

2.3 ANALYSE AV TRENDER OG UTVIKLINGSTREKK FOR FLYTEN I KRAFTSYSTEMET MED NYE KABLER

Økt overføringskapasitet mellom Norge og Europa påvirker det nordiske kraftsystemet gjennom flere mekanismer, både direkte og indirekte. En indirekte effekt er langsiktig tilpasning fra aktørene, som bedre investeringsinsentiver for ny fornybar produksjon og forsterkning av nettet internt i Norden. I nett- og markedsanalysen er fokus størst på de direkte virkningene, og da med fokus på vannkraftens tilpasning og endringer i lastflyten på Sørvest landet.

Større kapasitet mellom Norge og Europa påvirker først prisstrukturen i hele det nordiske kraftmarkedet. Prisstrukturen som importeres gir høyere priser på dagtid (høylast) og lavere priser på nattetid (lavlast). Ved interne flaskehalser vil endringen bli størst i den regionen hvor kablene tilknyttes, men med tilstrekkelig kapasitet internt i Norden vil prisen påvirkes i hele Norden.

Vannkraften reagerer på den nye prisstrukturen ved å flytte mer av sin produksjon fra natt til dag, fra timer med lav pris til timer med høy pris. Dette koster produsentene veldig lite å gjøre og demper prisvirkningen i det nordiske systemet. Så lenge det er nok av denne typen fleksibilitet i systemet vil prisforskjellene mellom dag og natt forbli små, selv om kabelkapasiteten øker. Flexibiliteten i vannkraftsystemet er imidlertid begrenset av mange faktorer, og med økende utvekslingskapasitet til kontinentet vil det etter hvert kunne bli økte prisforskjeller også i det nordiske systemet.

Forutsatt lite fleksibelt forbruk og lite innslag av prissensitiv termisk produksjon, vil ikke flere utenlandskabler i seg selv endre energibalansen for Norge. Årsaken til dette er den store andelen vannkraftproduksjon i Norge, som bestemmes av meteorologiske forhold, og ikke av forholdet mellom råvarepris og kraftpris.

Produksjonstilpasning

Hvordan flere kabler påvirker lastflyten i det norske nettet, er i stor grad avhengig av hvilke vannkraftverk som vil ha mulighet til å justere produksjonen, og den geografiske plasseringen av disse. Dersom all vannkraft var lokalisert ved kablene, ville økt kabelkapasitet gitt svært begrensede endringer i flytmønsteret i det norske nettet. Vannkraften er imidlertid spredt i hele Norge og det er også mye vannkraft langt nord i Sverige. Endringene i vannkraftproduksjonen gir dermed endringer i flyten i hele Norden, men klart mest i nærheten av landingspunktet for kablene.

De fleste landsdelene i Norge og Sverige har tilstrekkelig kapasitet i sine vannkraftverk til å regulere produksjonen noe opp på dag og ned på natt. Likevel viser simuleringene gjennomført i denne delanalysen, og tidligere studier, at økt kabelkapasitet gir størst produksjonstilpasningen i Sør-Norge, og spesielt på Sørlandet. Dette skyldes både at det er i denne regionen vannkraften har det største potensialet for produksjonstilpasning, og at begrensninger i overføringskapasiteten videre nordover hindrer mulighetene for store tilpasninger lenger nord. Dersom overføringsforbindelsene mellom landsdelene ikke er tilstrekkelige til å utjevne prisene, vil prissignalet til vannkraftprodusentene svekkes bak flaskehalsene.

Med det antatte kraftsystemet i 2020, forsvinner mange av flaskehalsene som kan observeres i dagens nett. Det betyr at flere regioner vil få prissignalet fra import og eksport på utenlandskablene, og disse landsdelene vil også justere sin produksjon. Dette bildet bekreftes av simuleringene som er gjort i Samlast med Statnetts scenario for 2020.

I kraftsystemet anno 2011 skjer det aller meste av tilpasningen i produksjon på Sørlandet. Deretter bidrar Sør-Vestlandet, Hallingdal og Telemark, og til sammen dekker disse områdene (heretter kalt Sør- og Østlandet) det aller meste av justeringen. I 2020 endrer bildet seg en del, produksjonstilpasningen på Sørlandet blir mindre, mens blant annet Sverige øker sin tilpasning betraktelig.

SK4 er den første nye kabelen, og medfører i hovedsak produksjonstilpasning i områdene nevnt over, samt Vestlandet. Altså økt produksjon på dag, og redusert produksjon på natt i disse områdene. Det er også en tydelig sesongtrend i resultatene. I vintersesongen, hvor det norske forbruket er høyt, reduseres produksjonen mest på natt, uten særlig økning i produksjon på dag. I sommersesongen er bildet snudd på hodet. Sør- og Østlandet har magasinkapasitet til å lagre vannet mellom sesongene. Vestlandet har ikke tilsvarende kapasitet, og produksjonstilpasningen her er derfor mer umiddelbar; produksjonen reduserer like mye på natt som den økes på dag. Vestlandets andel av produksjonsjusteringen er derfor størst på dagtid om vinteren, og på natt om sommeren.

Neste utenlandskabel, tilknyttet enten Tonstad eller Kvilldal, forsterker bildet fra første kabel. En større andel av tilpasningen skjer på Sør- og Østlandet, hvilket kan knyttes til økende antall timer med flaskehals inn til Sør-Norge og Sørlandet når kabelkapasiteten økes. Sverige har også god kapasitet for tilpasning i produksjon, og en mindre andel av justeringen skjer her.

Landingspunktet for utenlandskabelen betyr noe for produksjonsfordeling i 2011, men tilnærmet ingenting i 2020. Årsaken er flaskehalsen som oppstår mellom Vestlandet og Sørlandet i 2011, og som reduseres betraktelig i 2020 med bedre kraftnett. Landingspunkt i Tonstad medfører i 2011 betydelig høyere produksjon på Sørlandet om dagen, men dermed også større prisforskjeller. Landingspunkt i Kvilldal reduserer denne prisforskjellen betraktelig.

Med 5840 MW kabler totalt fra Norge i 2020 er det Sverige som tar største del av produksjonstilpasningen midlet over året, 30 % av totalt på dagtid og nærmere 40 % på natt. Det samme gjelder også om vinteren, mens på sommeren tar Østlandet 50 % av produksjonsøkningen på dagtid. For nærmere beskrivelse av Samlastcase som er benyttet.

Linjebelastning og flytmønster

Den maksimale belastningen og varigheten av flyt på de enkelte linjene er avhengig av flere faktorer. Blant disse er plasseringen av endepunktene for utenlandskablene, regional fordeling av produksjon og forbruk, impedans og eventuell oppgradering av nettet.

Det er tre hovedforbindelser mellom Sørlandet og resten av Norge. Forbindelsen fra Vestlandet går over Lyse, forbindelsen fra Telemark går over Brokke, og forbindelsen fra Østlandet går over Arendal. I dagens kraftsystem er det et kraftoverskudd i vest og et kraftunderskudd i øst, som typisk gir nettoflyt fra vest til øst. I tillegg kan import fra eller eksport til Sverige på Østlandet påvirke flyten. Det er generelt mer import på nattetid fra både Sverige og på utenlandskablene på Sørlandet, mens det oftere er eksport på dagtid. Til sammen gir dette ofte flyt sørover fra Lyse og Brokke på dagtid, mens flytretningen varierer mer over Arendal. På natt flyter det typisk nordover på alle tre forbindelser.



Figur 2: Trender i effektflyten med dagens kabler

Den økte belastningen av den første nye utenlandskabelen, SK4 fra Kristiansand, belaster alle de tre korridorene til en viss grad.

Analysen viser at en ny utenlandskabel i tillegg til SK4 har ulik virkning på flytmønsteret avhengig av om den plasseres i Tonstad, sør for Lyse, eller i Kvilldal, nord for Lyse. En ny kabel fra Kvilldal gir lavere maksimal flyt på linjene i de tre korridorene på Sørlandet enn en ny kabel fra Tonstad. Dette følger naturlig av at effekt fra utenfor Sørlandet ikke må transporteres via Sørlandet når tilknytningspunktet legges til Kvilldal. I begge tilfeller er det Vestre korridor som berøres mest.

Maksimal belastning på alle de tre korridorene øker enten utenlandskabelen legges fra Kvilldal eller Tonstad, men økningen er betydelig mindre i det første tilfellet. En utenlandskabel fra Kvilldal medfører lavere typisk flyt på den vestre forbindelsen sammenlignet med en kabel i Tonstad, hvilket normalt vil være tilfellet ved samtidig eksport eller import på utenlandsforbindelsene. Transitt fra den ene forbindelsen til den andre kan forklare den økte maksimalflyten.

Oppgraderingen av Østre og Vestre korridor, samt nettet på Vestlandet, fører til betydelig økt flyt på disse to korridorene. Fra å ha én forbindelse med 420 kV spenning i dag, er det nå tre. Det betyr videre at flyten på den midtre linjen, via Brokke, reduseres betraktelig. Samtidig knyttes Vest- og Østlandet tettere sammen lenger nord, ved hjelp av ny linje mellom Sima og Samnanger, samt oppgradering av Fardal – Aurland til 420 kV.

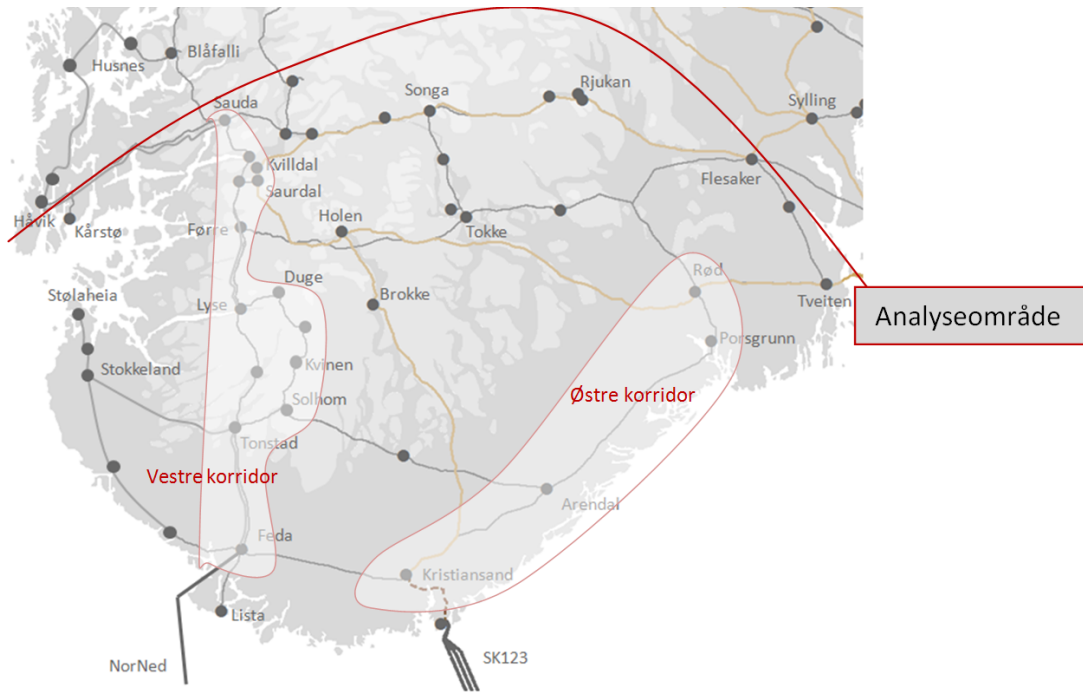
Med flere utenlandskabler mellom Sør-Norge og kraftmarkedene i det kontinentale Europa endres altså det Nordiske kraftsystemet i retning av større forskjeller mellom dag og natt. Produksjonsmønsteret endres slik at det blir flere timer med høy (full) produksjon fra vannkraft-

verkene og flere timer med lav (ingen) produksjon. Produksjonsmønsteret endrer seg mest på Sørlandet. Deretter er det kraftverk i sydvest og sentralt (Telemark og Hallingdal) som tilpasser seg mest den nye strukturen.

Et oppgradert nett vil gjøre at produksjonstilpasningen i større grad fordeles på alle vannkraftverk med tilgjengelig fleksibilitet, også de langt unna landingspunktene for kablene. Dette vil gi endringer i flyten helt opp til de nordligste delene av Norge og Sverige. Overføringsbehovet knyttet til nye kabler vil dermed ikke være isolert til området rundt ilandføringspunktene, selv om behovet blir klart størst her.

3 Analyseomfang, metodikk og begrensinger

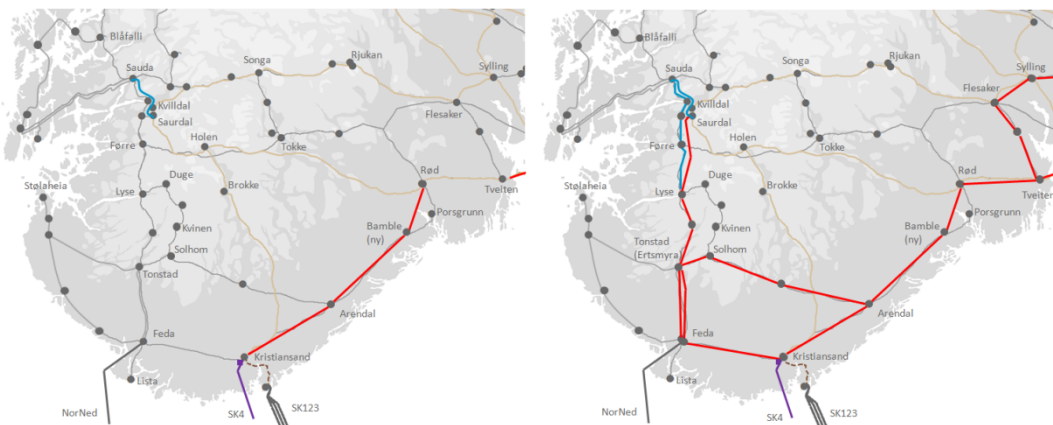
Analyseområdet begrenser seg til området sør for Saudasnittet og vest for Flesakersnittet, se Figur 3. Innenfor dette området analyserer prosjektet netttiltak som kreves for å håndtere utenlandskablene. Begrensninger utenfor det definerte analyseområdet påpekes, men studeres ikke i detalj.



Figur 3: Definert analyseområde

3.1 NETTKONFIGURASJON

Studien har lagt til grunn et nettbilde for stadium 2014 og ett nettbilde for stadium 2020. Stadium 2014 tar for seg nettinvesteringer knyttet til Skagerrak 4, samt andre nettforsterkninger planlagt idriftsatt innen 2014. Stadium 2020 er knyttet til planlagte oppgraderinger i Vestre korridor, som trengs for å kunne håndtere nye likestrømskabler lokalisert sør for Sauda. Figur 4 illustrerer hvilke planlagte forbindelser i Sør-Norge (Sør for Blåfalli) som er lagt til grunn i de studerte nettstadiene.

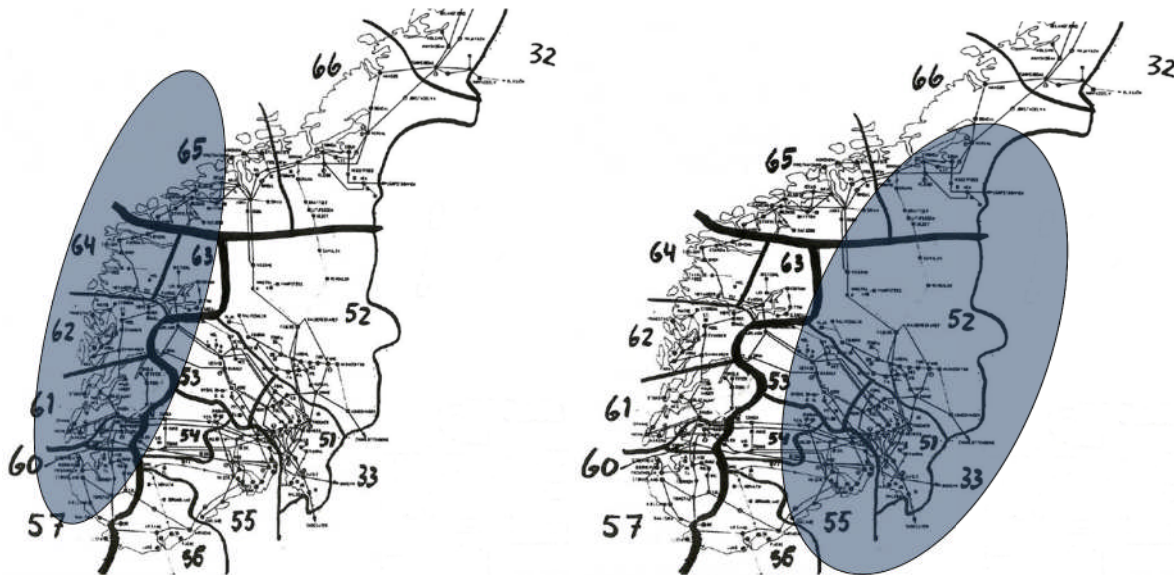


Figur 4: Nettstadium 2014 og 2020

3.2 LAST- OG PRODUKSJONSFORDELING

Studien har tatt utgangspunkt i lettlast- og tunglastsmodellene for scenario 2010 med lav kontra høy flyt i nettet. Deretter er modellen finjustert for å gjenskape typiske anstrengte situasjoner på sørlandet erfart fra driften. Lastnivået i Norge er basert på målte verdier fra HIS-databasen for sommer og vinter 2010/2011, og de valgte nivåene representerer situasjoner for sommer og vinter med høy eksport og høy import. Produksjon i analyseområdet er justert etter målte verdier for tilsvarende lavt lastnivå. Det er valgt en time med lavt produksjonsnivå i analyseområdet for caset for lettlast import. Nivået er valgt spesielt for å kunne beregne nødvendig kortslutningsytelse. Som utgangspunkt for analysene er produksjon og last i balanse, dvs. at det er nullutveksling på kablene, så produksjonen utenfor analyseområdet er skalert deretter. Disse modellene er benyttet i de innledende analysene, som er beskrevet under Metode i kapittel 3.3, for både stadium 2014 og 2020.

I studien er det analysert på situasjoner med høy eksport og høy import. I de innledende analysene ble produksjonen regulert opp/ned i ulike områder både innenfor og utenfor analyseområdet, for å finne begrensede flytmønstre. Den regulerte produksjonen motreguleres på kablene. Figur 5 viser en grov skisse over områder som er benyttet til opp- og nedregulering ved import og eksport.



Figur 5: Grov skisse av opp- og nedlastningsområder i de innledende analysene.

Området i vest har mye produksjon og har store deler av året produksjonsoverskudd. Det vil derfor være naturlig å ha høy produksjonen her ved eksport. Ved eksport og oppregulering i øst vil gjerne en del av produksjonen komme fra Sverige fordi Østlandet er et område preget av høyt forbruk og lite installert produksjon med høy reguleringssevne. Midt- og Nord-Sverige er derfor inkludert i reguleringsområdet for Øst. Forbruksnivået er også bakgrunnen til at kun øst er brukt som motreguleringsområde ved import.

3.3 METODE

Innledende analyser ble gjennomført for å få et første inntrykk av hvilke produksjonsmønstre som pekte seg ut som mest begrensende for kabelutnyttelsen til/fra kontinentet. Dette er en forenklet analyse der produksjon i definerte områder lastes opp/ ned og motreguleres på kablene. DC-flyt ligger til grunn og spenningsforhold er dermed ikke hensyntatt. Det er komponentenes termiske^[1] grenser i Sør-Norge som overvåkes og som ved overskridelse begrenser kabeleksporten/-importen.

Resultatene fra den innledende analysen ble videre underlag for et antall AC snapshot^[2] case med ulike produksjons- og flytmønstre. Erfaringer fra fjorårets drift sammen med resultater fra markedsanalysene i Samlast er også tatt med i utforming av casene. I Stadium 2020 har Samlast hatt en viktigere betydning for utforming av case enn for stadium 2014 da nettet, last og produksjonsforhold har endret seg i større grad fra dagens situasjon. Produksjonsfordelingen er manuelt justert og begrensninger ved utfall studeres i hvert AC-case. Spenningsforholdene vil derfor også være hensyntatt her. Kritiske utfall av ledninger og autotransformatorer er studert innenfor analyseområdet ved intakt nett i begge nettstadiene 2014 og 2020. I stadium 2014 er det også sett på termiske begrensninger i nettet ved utfall under de langvarige utkoblinger som er nødvendige i forbindelse med utbygging/oppgradering av ledningene i vestre korridor (300 kV ledningene mellom Feda og Sauda).

Det er viktig å ha i mente at vanlig utfallsanalyse viser et snapshot for en gitt overføring, og ikke sier noe om marginen til spenningskollaps. Spenningene kan være innenfor tillatte grenser etter utfall selv om det er liten margin mot instabilitet. Det er derfor viktig å komplettere statiske utfallsanalyser med analyser der vi laster opp systemet helt til spenningskollaps. Disse to analysene i fellesskap gir oss et mer komplett bilde av driftsbetingelsene.

Spenningsstabilitetsanalyse^[3] er gjennomført med bruk av opp/ nedlasting av områder med motregulering på utenlandskablene. Kabelimporten/eksporten vil måtte begrenses dersom spenningskollaps inntreffer før maksimal kabeleffekt.

Vi har i analysene valgt å sette overføringsgrensene med 10 % margin til spenningskollaps. Dette skal dekke utfall/revisjon på lokal spenningsstøtte i tillegg til modellunøyaktigheter. Spenningsstøtte fra VSC-anlegg er modellert og benyttet i disse analysene.

Kortslutningsytelsen er beregnet i stasjonene på Sørlandet der HVDC-kablene er tilknyttet. I beregningene er det tatt utgangspunkt i snapshot-case for import i lettlast, når kortslutningsytelsen er lav pga lav produksjon på Sørlandet. Kravet til kortslutningsytelse for eksisterende HVDC-linker kommer av at kablene må kunne gjenopprette driften igjen direkte etter en kommuteringssvikt som følge av kortslutning i nettet. Er importen over 1200 MW og kablene ikke klarer å gjenopprette driften etter feil, gir det et utfall som overskrider dimensjonerende feil og er ikke systemmessig akseptabelt.

Analysen hensyntar revisjon av utvalgte viktige ledninger og transformatorer i området, og beregner dimensjonerende kortslutningsytelse etter en påfølgende feil (N-2). De mest kritiske kombinasjoner er deretter testet for om feilstrømmene i nettet blir så lave at vernene potensielt kan få problemer med manglende startbetingelser (for lav feilstrøm).

Den dynamiske^[4] studien har tatt utgangspunkt i de samme snapshot casene som for lastflytanalysen, og skal finne kritiske feil i nettet som kan resultere i stående pendlinger. Det er simulert symmetriske 3-fase feil i 100ms med normal feilklarering på utvalgte viktige linjer og transformatorer, samt blokkering av NorNed både med og uten filterblokkering, med overvåking på følgende parametre: *spenning, rotorvinkler, ledningseffekter, generatoreffekter, frekvensforhold og HVDC effekt* på utvalgte komponenter i Sør Norge, dvs både innenfor og utenfor det definerte analyseområdet.

Kabelutvekslingen er uttrykt for gitte situasjoner med hensyn på termiske og spenningsmessige begrensninger i nettet på Sørlandet. Det er både sett på jevn og ujevn opplastning på kablene samt ujevn produksjonsfordeling, med enten trykk fra Vest eller Øst i Sør-Norge.

Analyseverktøyet PSS/E (versjon 32) er brukt for å gjennomføre nettanalysen. Samlast er brukt for å finne fremtidige flyttrender på Sørlandet basert på markedsmekanismer.

Prinsippforklaringer:

[1] Når termiske forhold begrenser: Når belastningen på komponenter overstiger dimensjonert belastningsgrense, den er bl.a. bestemt av omgivelsestemperatur/kjøling. Hvis linjen er lavere enn 70% belastet før utfall tillates kortvarig overlast på 20%. Hvis den er over tillates ingen overlast.

[2] Et "snapshot" menes her er et stillbilde på last og produksjonsforhold ved et gitt tidspunkt

[3] Når spenningsmessige forhold begrenser: det kan enten være øvre og nedre krav på spenning som må overholdes i forhold til driftspolicy. For lav spenning kan resultere i spenningskollaps som medfører at nettet kollapse. For høy spenning kan medføre kortere levetid på komponenter og i verste tilfelle overslag, dvs kortslutning.

[4] En dynamisk studie ser på om og hvordan nettet klarer å svinge seg inn igjen når en gitt feil med en definert varighet inntreffer.

3.4 AKSEPTKRITERIER FOR SAMSPILL NETT OG KABLER

Generelt gjelder det prinsipp at nye kabler skal være positive for driften av systemet. Konkretisert for den tekniske driften av systemet innebærer det at kablene ikke skal komme i konflikt med følgende kriterier:

- Driftspolicy skal kunne overholdes
- Spenningsgrenser i driften skal overholdes (både øvre og nedre grenser)
 - Min/max 380/420 kV etter feil, 390/420 kV før feil
 - Min/max 280/300 kV etter feil, 290/300 kV før feil
- N-1 skal alltid være oppfylt for tenkbare produksjonsfordelinger ved intakt nett og ved lengre utkoblinger som følge av arbeid med spenningsoppgradering.
- Kortslutningsytelsen skal være tilstrekkelig til at eksisterende og nye konverteranlegg kan gjenopprette driften etter en feil i nettet, samt stor nok til at korrekt vernfunksjonalitet kan oppnås og at krav til spenningsprang ved koblinger er oppfylt.
- Systemvern utover dagens mengde (Skagerrak + NorNed) blir ikke tatt med dersom det ikke er enkelt å realisere med åpenbart stor nyttevirkning for driften
- Eget elspotområde på Sørlandet er ikke et aktuelt tiltak for å håndtere begrensninger i nettet på Sørlandet (begrunnelse for dette er gitt i kapittel 9.3)

For å være sikker på at N-1 overholdes, sjekkes utfall både for termiske begrensninger, overholdte spenningsgrenser, margin mot spenningskollaps og dynamiske begrensninger. Dette gir oss en god bredde for å vurdere hvilke begrensninger som kan oppstå og hva som er viktige faktorer å hensynta.

Krav til kortslutningsytelse eksisterende HVDC-linker

Eksisterende HVDC-forbindelser basert på linjekommutert likeretterteknologi ("klassisk HVDC") trenger en gitt kortslutningsytelse for å unngå repeterende kommuteringssvikt, dvs at det må være en gitt ytelse i nettet for at driften av HVDC-linken skal kunne gjenopprettes etter en kortslutning i nettet. For HVDC-anlegg som ikke påvirker hverandre er kravet til ytelse normalt 2-2,5 ganger merkeytelse ved full utnyttelse. På grunn av gjensidig påvirkning øker dette kravet noe, og dagens driftskrav ved full import (1700 MW) på de eksisterende kablene tilknyttet Kristiansand og Fedå er vist i Tabell 1 under:

Stasjon	Krav til ytelse etter feil ved intakt nett Fedå-Kr.sand	Krav til ytelse etter feil ved delt nett Fedå-Kr.sand
Kristiansand 300 kV	3700 MVA	2300 MVA
Fedå 300 kV	3200 MVA	2300 MVA ²

Tabell 1: Krav til kortslutningsytelse for eksisterende HVDC-anlegg i Fedå og Kristiansand

I en importsituasjon vil mye av produksjonen på Sørlandet være utkoblet. Driften sommeren 2010 viste at allerede med dagens kabler vil det være svært få magasinkraftverk som er innfaset på nettet, og dermed er kortslutningsytelsen i stor grad styrt av hvilke ledninger som er innkoblet.

² Designnivå for NorNed

Del II Stadium 2014

I denne delen beskrives tilstanden i nettet ved idriftsettelsen av Skagerrak 4. Det hensyntas de forsterkninger i nettet som skal være på plass til den tid, dvs i løpet av 2014. Analyse av dette stadiet er viktig både for å ha et referansepunkt for analysene av videre oppgradering, og for å klargjøre om driften av systemet kan håndteres innenfor driftspolicy samtidig med de revisjoner og langvarige utkoblinger som blir nødvendige i fasen med oppgradering av Vestre korridor.

4 Nettdriften etter idriftsettelse av Skagerrak 4 og Østre Korridor

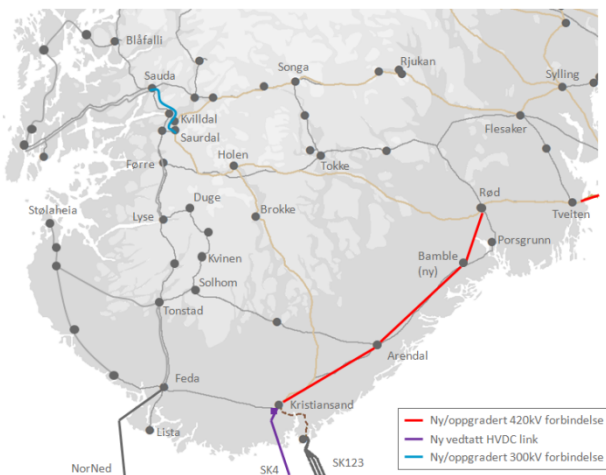
4.1 FORUTSETNINGER OG UNDERLAG

Modell

Nettstadium 2014 er først og fremst knyttet til planlagte nettforsterkninger som tidligere er konkludert som nødvendige for en sikker drift av nettet med SK4 på drift og eksisterende HVDC-kabler, dvs spenningsoppgradering av Østre korridor og installert ny fasekompensator i Feda. Spenningsreducerende tiltak for å overholde krav om øvre spenningsgrense i sentralnettet består av et antall reaktorer planlagt installert før utgangen av 2013. I tillegg er kablene over indre og ytre Oslofjord erstattet med nye planlagte kabler. Oppsummert er følgende nye nettinvesteringer planlagt idriftsatt før 2014.

- Likestrømsforbindelsen Skagerak 4 (VSC-teknologi) med 700MW kapasitet
- Ny 200 MVar fasekompensator i Feda
- Rød-Bamble(ny)-Arendal spenningsoppgradert til 420kV (Østre korridor)
- Nye 420 kV kabler Rød-Tveiten-Hasle
- Nye 420 kV kabler Sylling-Tegneby
- Nye 300 kV kabler Flesaker-Tegneby
- Nytt kondensatorbatteri i Kristiansand
- Nye regulerbare reaktorer i Flesaker, Arendal, Lyse, Hasle, Sylling og Frogner
- Ny 420 kV ledning Sima-Samnanger
- Ny 300 kV (bygd for 420kV) Sauda-Liastølen

Dagens forbindelse mellom Saudal og Liastølen blir koblet sammen med ny linje Sauda-Liastølen, slik at det blir etablert ledning Sauda-Saudal. Liastølen opphører da som koblingspunkt. Figur 6 illustrerer planlagte forbindelser forutsatt ferdige innen 2014.



Figur 6: Nettstadium 2014

Metode for valg av produksjonsmønstre

For å finne begrensende flytmønstre ved eksport og import ble produksjonen regulert opp/ned i utvalgte områder. Utgangspunkt er basismodellene med nullutveksling på likestrømskablene beskrevet under Last- og produksjonsfordeling i kapittel 3.2. I den innledende termiske lastflytanalysen ble produksjon lastet opp eller ned i 6-7 definerte reguleringsområder i Midt og Sør-Norge for å finne termiske begrensninger. Med henblikk på å få fram skjevbelastningene i Østre eller Vestre korridor er det i hovedsak regulert på produksjon vest eller øst i Sør-Norge pluss Sverige for å eksportere eller importere på kablene.

4.2 HVORDAN KAN SKAGERRAK 4 PÅVIRKE PRODUKSJONSMØNSTERET?

Ferdigstillelsen av SK4 øker kapasiteten på utenlandskablene fra Sørlandet med mer enn en tredjedel. Siden kapasiteten til utlandet normalt utnyttes mest økonomisk ved full eksport eller full import, medfører det behov for økt produksjon i Norge ved eksport og redusert produksjon ved import.

SK4 ferdigstilles før det er gjort mange forsterkninger i det norske kraftnettet. Dette innebærer en begrensning av hvilke kraftverk som kan justere sin produksjon. Kraftverkene nærmest termineringspunktet for SK4 vil ikke ha noen nye produksjonsbegrensninger på grunn av nettforhold. Kraftverk langt fra utenlandskablene, for eksempel i Nord Norge, vil derimot ha langt mindre mulighet til å bidra fordi det er flaskehals i nettet mellom de to områdene.

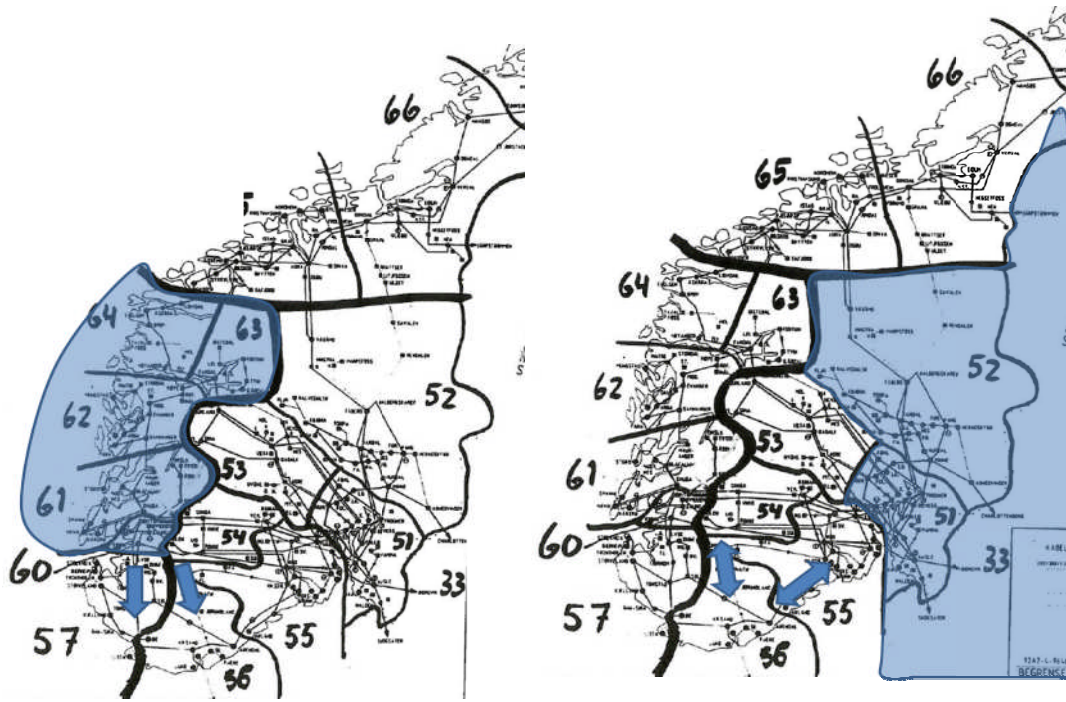
For SK4 er tilpasningen simulert med Samlast. Resultatene herfra samsvarer med det som er beskrevet over, og viser at produksjonstilpasningen med SK4 i all hovedsak skjer i Sør-Norge. Områdene nærmest kablene, Sørlandet og Sør-Vestlandet, er også områdene som justeres mest. Videre skjer justeringen i Telemark og Hallingdal, områder som også ligger nær kablene. Nord-Vestlandet får også prissignalet som gir produksjonsendring, men endringene begrenses her av kapasiteten sørover på Vestlandet, og området bidrar i noe mindre grad enn de to andre.

4.3 LASTFLYTANALYSER

Flere av kombinasjonene med vest eller øst som reguleringsområde ga tilnærmet de samme begrensningene i den innledende analysen. Det ble derfor gjort en filtrering av de mest kritiske situasjonene for videre analyse.

Reguleringsområdet i vest består av områdene markert i Figur 7 til venstre og brukes kun som oppreguleringsområde, da området stort sett har et produksjonsoverskudd. I de analyserte casene med oppregulering i vest er i tillegg noe produksjon justert opp innenfor analyseområdet. Samlastanalysene viser at Hallingdalen, som tilsvarende område 53, også vil respondere på den økte utvekslingen. Dette området er inkludert i oppreguleringsområdet for lettlast eksport, og i tillegg er områdene 65 og 66 inkludert for tunglast eksport.

Reguleringsområdet i sørøst består av områdene 51-52 i Norge samt noen utvalgte områder i Sverige med høy andel vannkraft. Dette ble brukt både for opp og nedregulering ved import eller eksport på kablene.



Figur 7: Reguleringsområdet i vest består av PSS/E-områdene 60-64. Reguleringsområdene i øst består av områdene 51 og 52 i Norge samt utvalgte områder i Sverige.

Opp og ned reguleringen ga utgangspunkt til 5 ulike snapshotcase som er presentert i Tabell 2. Disse ble brukt for videre lastflytanalyser, spenningsanalyser samt for dynamiske analyser. Importsenario er kun brukt for spenningsanalyse da innledende analyser viste at det ikke forelå termiske begrensninger i en slik situasjon for utenom i tunglast. Begrensningen som fremkommer ved tunglast import er relatert til begrenset overføringskapasitet på Oslofjordkablene. Siden det ikke gir begrensninger innfor analyseområdet er scenarioet kun brukt til spenningsanalyse.

	Stadium 2014	
	Tunglast	Lettlast
Import		
Nedregulering i Øst	x	x
Eksport		
Oppregulering i Øst	-	x
Oppregulering i Vest	x	x

Tabell 2: Oversikt over case for stadium 2014, som er studert for lastflyt- spennings- og dynamiske analyser.

Analysen viser at det er høyt produksjonsoverskudd i vest som først begrenser eksportutvekslingen pga termiske overlaster i vestre korridor. En del av linjene i vestre korridor har lav kapasitet og belastes derfor hardt i dette scenarioet, ved utfall av parallelle sterke forbindelser. Linjene i vestre korridor vil også begrense ved opplasting i øst, men ved et noe høyere eksportnivå enn ved opplasting i vest.

Tabell 3 viser en oversikt over termiske begrensninger ved utfall i intakt nett for de analyserte snapshot-casene. Da full eksport (2400 MW) ga termiske begrensninger i Vestre korridor, er det videre sett på hvor mye utvekslingen på Skagerrak-kablene må reduseres for at det ikke skal bli begrensninger i nettet.

Case	Motregulerings-område	Total utveksling	Begrensende forbindelse ved angitt utvekslingsnivå
Lettlast Eksport	53, 56-57, 60-64	1900 MW	Tonstad-Solhom
	53, 56-57, 60-64	2400 MW	Lyse-Tjørhom-Tonstad Tonstad-Solhom (ved 80 gr linetemp.)
	56-57, 60-64, 52, 111-113, 152-155	2400 MW	Tonstad-Solhom
Tunglast Eksport	53, 54-55, 56-57, 60-66	2000 MW	Lyse-Tjørhom-Tonstad
	53, 54-55, 56-57, 60-66	2400 MW	Lyse-Tjørhom-Tonstad Tonstad-Solhom og Feda-Tonstad er nær begrensende

Tabell 3: Oversikt over termiske begrensninger i nettet ved ulike flytmønster og utvekslingsnivå.

Som tabellen viser, vil Tonstad-Solhom gi overlast i en lettlastsituasjon ved utfall av Lyse-Tjørhom-Tonstad og dermed begrense kabeleksporten til 1900 MW (ved ujevn eksportfordeling). En temperaturoppgradering til 80 grader vil øke kapasiteten til straks under 2400 MW, dvs maks eksport. Det er da Lyse-Tjørhom-Tonstad som begrenser, men også Tonstad-Solhom er nær overlast.

I tunglastscenario begrenses også eksporten til 2000 MW pga overlast på Lyse-Tjørhom-Tonstad. Tjørhom kraftverk produserer også, og derfor vil Tjørhom-Tonstad begrense før Lyse-Tjørhom i en eksportsituasjon. Det er utfallene Kristiansand-Brokke-Holen, Tonstad-Solhom og linjer i Duge-ringen som forårsaker overlast. Termiske begrensninger ved 2400 MW eksport er også studert for å få et bilde på hvilke komponenter som begrenser maksimal utnyttelse, samt nivået på disse.

4.4 SPENNINGSSTABILITET (PV-ANALYSE) FOR 2014-NETTET

For 2014 er det kjørt PV-analyse for eksport både med oppregulering i Vest-Norge og oppregulering i Øst-Norge samt i deler av Sverige, se Figur 7 i forrige avsnitt. Importsenario er kun studert med nedregulering i Øst-Norge sammen med deler av Sverige. Dette er illustrerende case for de hovedtrender vi ser i flyten. Ved oppregulering i vest er det kjørt opp noe produksjon i analyseområdet på forhånd.

Case	Motregulerings-område	Tillatt utveksling	Dimensjonerende utfall	Kommentar
Lettlast Eksport	60-64	2200-2300 MW	Kr.sand-Brokke Brokke-Holen	
	51-52,111-112, 152-155	<u>2000 MW</u>	Kr.sand-Brokke Rød-Hasle Arendal-Bamble Brokke-Holen	Mange problem i Hasle og på Østlandet
Lettlast import	51, 113	2900-3000 MW	Arendal-Kr.sand Arendal-Bamble	
Tunglast Eksport	53, 62-66	<u>2000 MW</u> 2400 MW	Tonstad-Stokkeland Kr.sand-Brokke	
Tunglast import	51-52,111-112, 152-155	2900-3000 MW	Rød-Hasle	

Tabell 4: Utvekslingsgrenser mhp spenningsstabilitet (laveste grenser understreket)

Resultatene i Tabell 4 viser at spenningsstabiliteten begrenser mulig eksport både i lettlast og tunglast, uavhengig av hvilken korridor som er høyt belastet. Utfall av en av de to 420 kV ledningene inn mot Kristiansand er naturlig nok verst, men analysen viser også tendenser til problemer på Østlandet ved høy transitt.

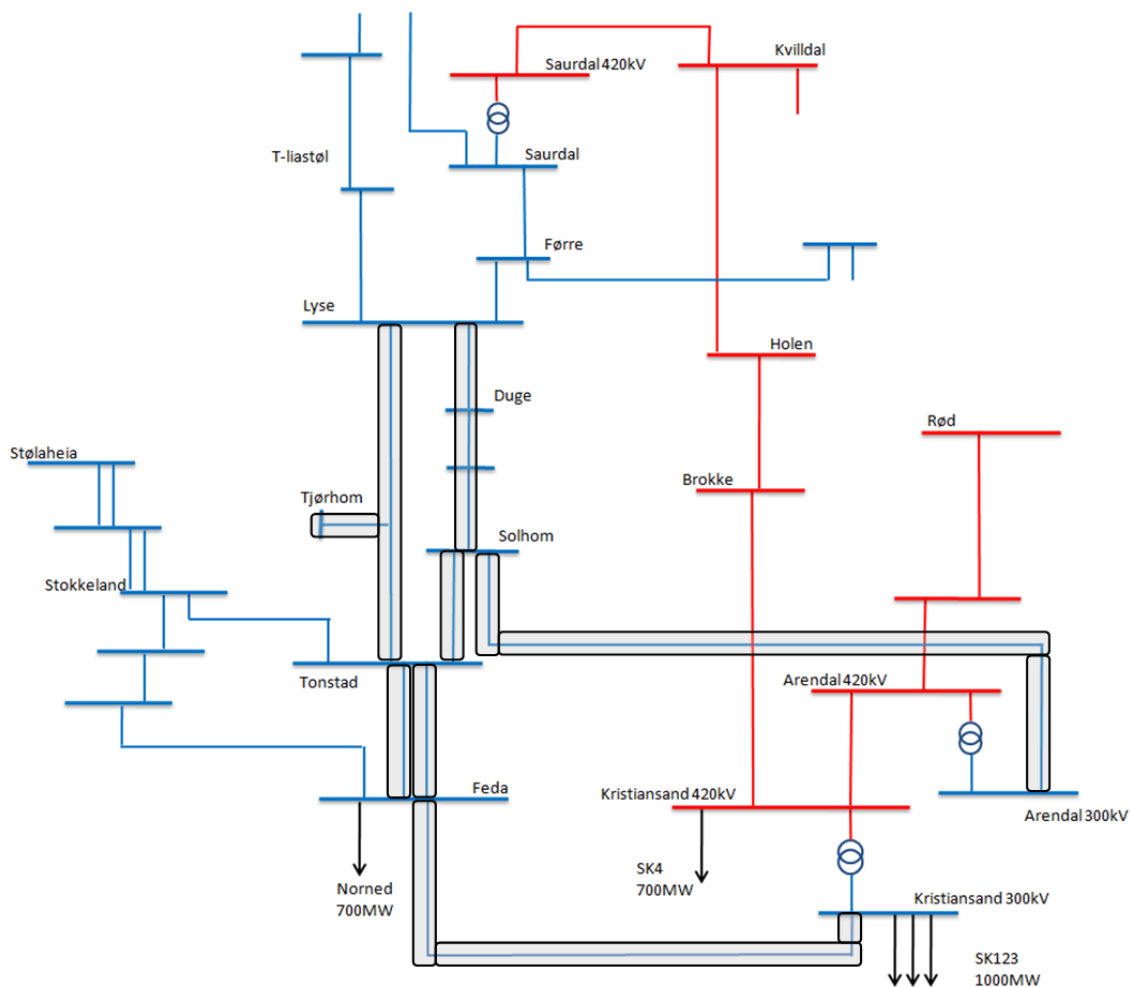
For import er det god margin både i tunglast og lettlast til spenningsstabilitetsgrensen.

Det er videre sett på hvilken økning vi kan oppnå med ulike foreslåtte netttiltak i Vestre korridor. En maksimal oppgradering til triplex-ledninger på Lyse-Tonstad og Tonstad-Solhom forbedrer situasjonen i lettlast kraftig. Derimot vil problemene knyttet til utfall av Tonstad-Stokkeland i tunglast ikke bli særlig bedret. Dette indikerer et behov for etablering av 420 kV også i Vestre korridor.

4.5 LASTFLYTANALYSER FOR LANGVARIGE UTKOBLINGER [N-2]

Oppgradering av Vestre korridor vil kreve langvarige utkoblinger av ledninger og andre anleggsdeler. Det er derfor nødvendig å se på konsekvenser ved utfall når viktige ledninger er ute for revisjon eller ombygging. Utfallsanalysen ved intakt nett viste at en oppgradering av Tonstad-Solhom til 80 grader linetemperatur termisk sett ville heve eksportkapasiteten fra 1900 MW til den maksimale kabelkapasiteten på 2400 MW. Derfor er de termiske begrensninger studert både ved 1900 MW eksport og ved 2400 MW eksport sammen med Tonstad-Solhom oppgradert til 80 grader linetemperatur. Analyser gir oss da et bilde av de termiske forholdene ved ulik kapasitet, men det understrekes at spenningsstabiliteten imidlertid ikke vil være tilfredsstillende ved kun å temperaturoppgradere denne ledningen.

Figur 8 viser nettstadium 2014 og tilhørende utkoblinger som beregnes som nødvendige for oppgraderingen av Vestre korridor.



Figur 8: Overordnet nettstruktur for stadium 2014

Analyseresultatene viser at det vil være store termiske overlaster i en eksportsituasjon når en feil inntreffer samtidig som en av følgende ledninger er ute for revisjon: en av ledningene mellom Lyse og Tonstad eller Feda-Kristiansand. Ved full eksport vil også Feda-Tonstad2 bli en kritisk revisjon for overlast på Feda-Tonstad 1. Den innledende analysen viste at det ville være eksportbegrensninger helt ned til ca 600 -700 MW (jevnt fordelt på kablene) pga overlast på Tonstad-Solhom når Lyse-

Tjørholm-Tonstad er utkoblet samtidig med Arendal-Kristiansand. En temperaturoppgradering til 80 grader vil kunne heve grensen til ca 800 MW. Derimot er det ved de samme revisjonene som angitt over, 20 % overlast ved 1300-1400 MW eksport, uavhengig av oppkjøringsområde for produksjon. Tabell 5 og Tabell 6 viser hvilke komponenter som begrenser eksporten, prosenttallet i parentes angir høyeste overlast ved den definerte revisjonen.

Ved revisjon på	Ved utfall av	≥ 20% overlast
Lyse-Tjørholm-Tonstad	Arendal-Kr.sand, Brokke-Holen, Kr.sand-Brokke, Feda-Kr.sand	Tonstad-Solhom (66%)
	Kvilldal-Holen	Duge-Lyse (22%)
Feda-Krsand	Lyse-Tjørholm-Tonstad	Tonstad-Solhom (53%)
Solhom-Kvinen	Kvilldal-Holen, Brokke-Holen, Kvilldal-Brokke, Feda-Kr.sand	Tonstad-Tjørholm-Lyse (28%)

Tabell 5: Begrensende komponenter ved N-1 under revisjon og 1900MW eksport ujevnt fordelt på kablene

Ved 1900 MW eksport til kontinentet (700 MW på NorNed, 1000 MW på SK123 og 200 MW på SK4) vil den høyeste overlasten inntreffe på Tonstad-Solhom med 66 %. Ved en temperaturoppgradering til 80 grader vil ikke lenger Tonstad-Solhom være begrensende, da overlasten akkurat understiger 20%, som er kortvarig tillatt grense for overlast ved lastflyt < 70% før utfall, hvilket den er her. Den vil derimot fremdeles være begrensende for full utnyttelse av kabelutvekslingen ved revisjoner, se Tabell 6.

Ved revisjon på	Ved utfall av	≥ 20% overlast
Lyse-Tjørholm-Tonstad	Arendal-Kr.sand, Kr.sand-Brokke-Holen, Kvilldal-Holen	Tonstad-Solhom (49%)
	Holen-Brokke-Kr.sand, Kvilldal-Holen, Arendal-Bamble,	Duge-Lyse (49%)
Feda-Tonstad 2	Arendal-Kr.sand, Kr.sand-Brokke	Feda-Tonstad 1 (30%)
Solhom-Kvinen, Kvinen-Duge, Duge-Lyse	Holen-Brokke-Kr.sand, Kvilldal-Holen, Arendal-Bamble, Rød-Hasle	Tonstad-Tjørh-Lyse (55%)
Tonstad-Solhom	Arendal-Kr.sand, Holen-Brokke-Kr.sand, Kvilldal-Holen	Tonstad-Tjørh-Lyse (55%)

Tabell 6: Begrensende komponenter ved N-1 under revisjon og 2400MW eksport til kontinentet (Tonstad-Solhom er temperaturoppgradert til 80 grader)

Hvis N-1 kriteriene skal overholdes for termiske overlast under revisjonsperioden vil det bli restriksjoner på kabelutvekslingen, da primært ved eksport. Innledende termiske lastflytanalyser viste at kabelbegrensningene vil ligge rundt 1400 MW. Dette må regnes med 10 % usikkerhet pga den forenklete metoden.

Det er kun analysert på eksportsituasjon da denne ga begrensinger ved N-1 for intakt nett, noe som ikke var tilfelle for import. Det vil også bli begrensninger på kabelutvekslingen i en importsituasjon ved revisjoner.

4.6 KORTSLUTNINGSPANALYSER 2014

Skagerrak 4 bygges med VSC-teknologi. Det medfører at den ikke stiller krav til kortslutningsytelse i nettet. Kravene til kortslutningsytelse for eksisterende HVDC-forbindelser forblir imidlertid uendret, og det er derfor sett på kortslutningsytelsen på 300 kV samleskinne i hhv Feda og Kristiansand. Skagerrak 4 kan bidra med kortslutningsytelse opp mot sin egen merkeytelse, men dette er avhengig av importnivå og kontrollinnstilling. Det er derfor sett på situasjon både med og uten støtte fra denne for å ha en robust vurdering.

Det er analysert på en situasjon med full import på Skagerrak 1-3 og NorNed (alle kablene med klassisk teknologi, dvs LCC), henholdsvis med og uten bidrag fra SK4 i tillegg.

Laveste kortslutningsytelse i Feda oppstår ved utkoblet Feda-Kristiansand, men dette er også den situasjonen som krever lavest kortslutningsytelse da den elektriske koblingen mellom de to likeretterstasjonene blir kraftig redusert. Utkobling av Tonstad-Solhom kombinert med utfall av Tonstad-Lyse gir den laveste ytelsen i Feda, men den nye fasekompensatoren i Feda sikrer at ytelse er tilstrekkelig. Uten denne i drift vil utfallet over gi ned mot 3300 MVA i Feda, noe som i praksis tilsvarer grenseverdi for akseptabel drift. Fasekompensator i Feda er derfor kritisk viktig.

Laveste ytelse på Kristiansand 300 kV samleskinne oppstår ved utkobling/utfall av begge autotransformatorer. Kortslutningsytelsen er da nede i 3500 MVA i Kristiansand. Uten kortslutningsbidrag fra SK4 vil ytelsen bli tilsvarende lav ved utkobling av Brokke-Kristiansand kombinert med utfall av Arendal-Kristiansand.

I begge tilfeller er det som andre analyser viser verken termisk kapasitet eller tilstrekkelig spenningsstabilitet til å kunne tillate full import etter et slikt utfall, da kun 300 kV Feda-Kristiansand vil knytte Kristiansand til resten av sentralnettet.

Oppsummert så vil oppgraderingen av Østre korridor, sammen med ny fasekompensator i Feda og eventuelt bidrag fra VSC-anlegget til SK4 bedre mulighetene for tilstrekkelig kortslutningsytelse for eksisterende HVDC-anlegg på Sørlandet, selv om SK4 kan medføre lavere produksjon i importsituasjoner. Imidlertid er avhengigheten av fasekompensatoren i Feda stor for å ha nok kortslutningsytelse i Feda.

4.7 DYNAMISKE ANALYSER 2014

Som underlag til dynamikkdata i denne studien er en modifisert versjon av dynamikkdatafil for basismodell dagens nett (2011) benyttet, som inkluderer de endringer som skal komme i nettet fram til 2014. Denne filen inneholder dermed dynamikkdata for hele det nordiske systemet for stadium 2014. Systemvernmodeller for hele systemet er lagt inn i filen, m.a. strømstyrt produksjonsfrakopling på Sørlandet og bryterstyrt produksjonsfrakopling. Det inkluderer også bryterstyrt belastningsfrakopling.

Det må bemerkes at nødeffektfunksjoner for HVDC-linkene ikke er eksplisitt modellert. Dette gjør at de dynamiske simuleringene er konservative for enkelte hendelser i og med at det ikke inkluderes nedregulering av HVDC-effekten etter ledningsfeil på for eksempel Kristiansand-Brokke-Holen.

Simulerte feilhendelser

Et antall feilsituasjoner som angitt under er testet i de dynamiske beregningene.

Ledningsfeil 420kV:

- Kristiansand-Brokke
- Kristiansand-Arendal
- Kvilldal-Holen
- Kvilldal-Rjukan
- Rød-Hasle

Transformatorfeil

- 420/300 kV Samnanger
- 420/300 kV Saurdal

HVDC-feil:

- Blokkering NorNed
- Blokkering og filtertrip NorNed

Ledningsfeil 300kV:

- Kristiansand-Feda
- Feda-Tonstad2
- Tonstad-Solhom
- Tonstad-Tjørhom-Lyse
- Duge-Lyse
- Lyse-Hylen
- Sauda-Blåfalli
- Sauda-Nesflaten
- Samnanger-Evanger
- Fardal-Aurland

Nødvendige modelltilpasninger

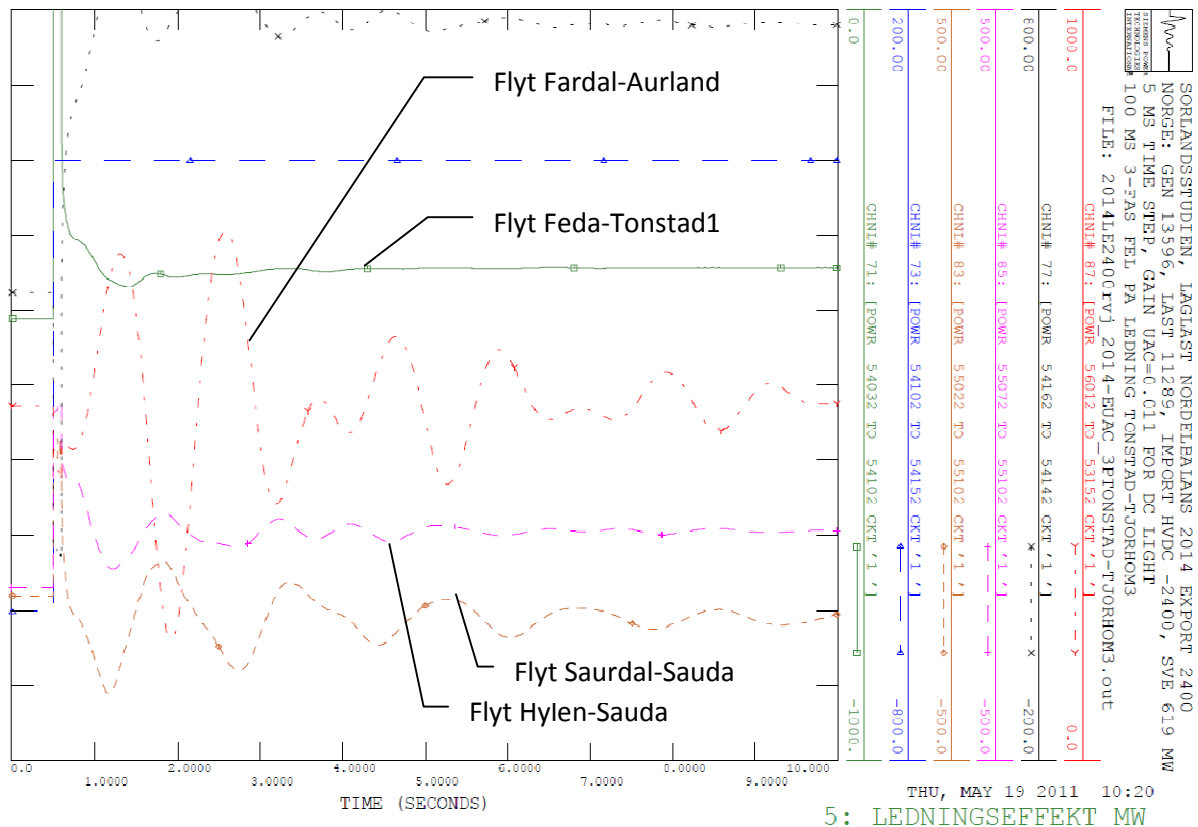
I tunglast ble det observert ustabil regulering for VSC-modellen på Skagerrak 4. Testing av modellen med ulike kontrollmodi og forsterkning viste et behov for å justere forsterkning for å ha stabil regulering. I de videre beregningene er den reduserte forsterkningen benyttet.

4.8 RESULTAT FOR DYNAMISKE BEREGNINGER:**Lettlast 2014 - Import**

For denne situasjonen er det kun foretatt analyser på en modell med 2000 MW import uten spesielle tilpasninger av produksjonsfordeling. Importflyten fordeler seg ganske jevnt mellom de tre korridorene i dette caset, som ble brukt som en første test på den dynamiske modellen for SK4. Det ble ikke oppdaget dynamiske eller transiente begrensinger på dette importnivået. Det var tenkt å gjøre nye simuleringer på et case med høy transitt mot Østlandet/Sverige senere, men da lettlast import i 2014 var langt unna begrensinger i andre typer analyser ble eksportcase og case for stadium 2020 prioritert.

Lettlast 2014 - Eksport***Alternativ 1 – stort overskudd på Vestlandet***

Høyt produksjonsoverskudd på Vestlandet med høy flyt i Vestre korridor er testet med 1900 MW HVDC eksport fra Norge, da dette var begrensende case i utfallsanalysen. Det er i dette caset også import fra Sverige over Hasle på 600 MW. Figur 9 under viser effektflyt etter utfall av 300 kV ledning Lyse-Tonstad. Dempingen er tilfredsstillende, selv om vi ser at flyten på Fardal-Aurland bruker noe tid på å dempe seg ut.



Figur 9: Effektflyt ved utfall Lyse-Tonstad, 2400 MW eksport i lettlast, oppregulert Vestlandet. (NB! Ulik skala)

Alternativ 2 – stort overskudd på Østlandet og transitt fra Sverige

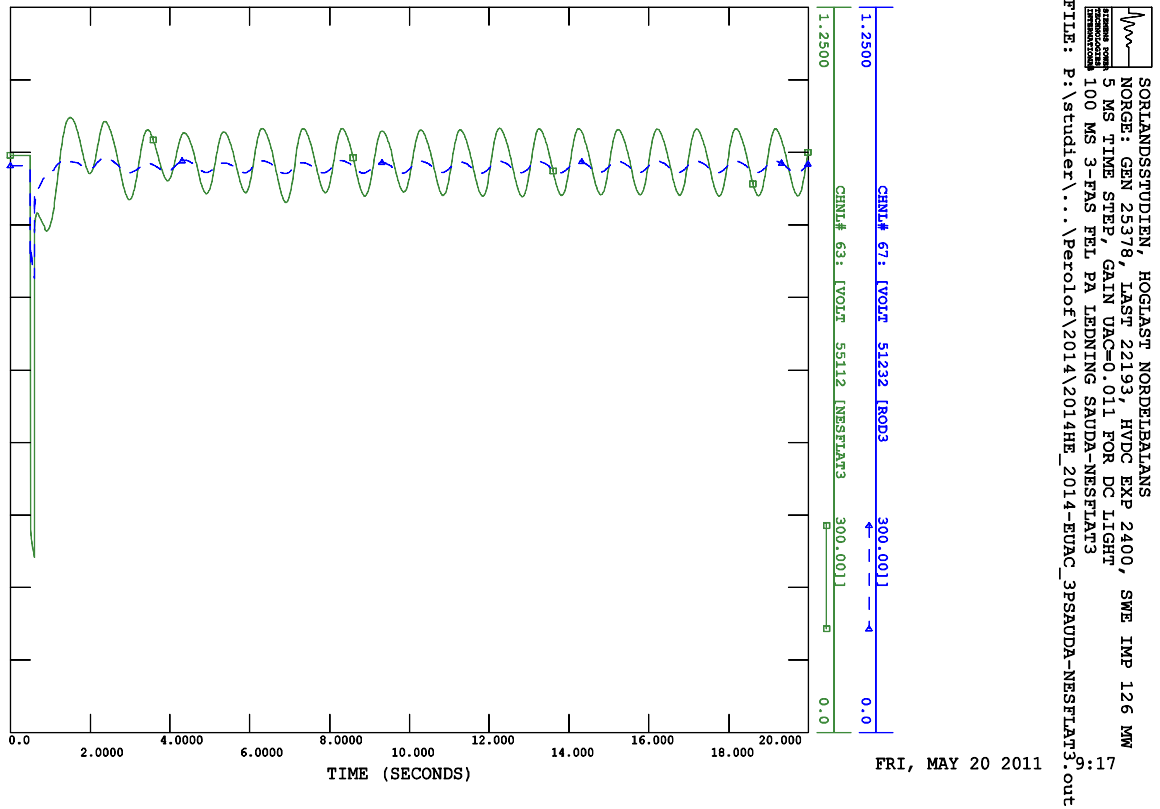
I denne driftssituasjonen er det økt produksjon på Østlandet og i nordlige Sverige. Det er testet med maksimal kabeleksport (2400 MW) fra Norge og importen fra Sverige over Hasle er ca 2000 MW. Det var heller ikke for denne situasjonen dynamiske eller transiente problemer av betydning.

Lettlast eksport med langvarige utkoblinger i 300 kV-nettet

Som tidligere beskrevet vil det være behov for mange langvarige utkoblinger av 300 kV-ledninger i nettet mellom Kristiansand og Sauda for å gjennomføre spenningsoppgraderingen i Vestre korridor. Den dynamiske oppførselen i slike situasjoner er derfor testet for et utvalg aktuelle utkoblinger (N-2). Alle utkoblinger er testet på lettlastcase med høyt overskudd på Vestlandet, med 1900 MW eksport på kablene (jfr begrensninger funnet i termiske analyser i kapittel 4.5). Åtte ulike utkoblinger er testet for de samme 20 feilhendelser som ved intakt nett. Dette ga heller ingen dynamiske problemer.

Tunglast eksport 2014 – høy produksjon Vestlandet

Det er i denne situasjonen ikke dynamiske problemer direkte knyttet til kabeleksporten. Imidlertid ser vi mer lokale problemer knyttet til det høye produksjonsnivået som er i Sør-Norge i en slik driftssituasjon. Ved feil og utfall av Sauda – Nesflaten oppstår det udempede pendlinger i 300 kV – nettet fra Nesflaten og østover, jfr Figur 10 under som viser spenning i Nesflaten og Rød. Dette beror på lokalt effektoverskudd i 300 kV nettet og kan eventuelt løses gjennom økt produksjonsfrakopling (I dette tilfellet blir allerede systemvern på Tokke-Vinje aktivert).



Figur 10. Spenning i Nesflaten (grønn) og Rød (blå) etter ledningsfeil Sauda – Nesflaten, tunglast eksport 2014

4.9 OPPSUMMERING AV ANALYSER FOR STADIUM 2014 INKLUSIVE BEGRENINGER VED LANGVARIGE UTKOBLINGER

Den innledende analysen viste i hovedtrekk at ved høy produksjon enten i vest eller øst i Sør-Norge (inkl Sverige), så vil termiske forhold i nettet begrense eksportkapasiteten til kontinentet. Resultatene ga grunnlaget for utforming av et antall snapshotcase med økt produksjon i disse områdene. For å få med transittvirkninger, ble også Sverige inkludert i reguleringsområdet.

Lastflytanalysene viser at det foreligger både spenningsmessige og termiske begrensninger på eksportutveksling på rundt 2000 MW ved intakt nett. Dette gjelder både i lettlast- og tunglastsituasjoner. Det er derimot ganske ulike årsaker knyttet til begrensningene. Det er høyt produksjonsoverskudd i vest som vil gi eksportbegrensninger, pga overlast på linjene Tonstad-Solhom i lettlastscenario og Tjørhom-Tonstad i tunglastscenario. Temperaturoppgradering av Tonstad-Solhom til 80 grader linetemperatur vil derimot fjerne de termiske begrensningene ved lettlast eksport.

Spenningsanalysene viser at det i både lettlast- og tunglastscenarioer med eksport og høyt produksjonsoverskudd både i øst eller vest vil være begrensninger knyttet til spenningsstabilitet. Oppregulering i vest gir først og fremst spenningsproblemer i Stavanger-området ved utfall av Tonstad-Stokkeland. Utfordringene ved høyt produksjonsoverskudd i øst ligger i Østlandsområdet. Det er i hovedsak utfall av Kristiansand-Brokke-Holen som i de fleste tilfeller gir problemer uavhengig av hvor produksjonsoverskuddet ligger. Import gir ikke begrensninger for utenlandskablene i stadium 2014.

Oppgradering av Vestre korridor vil kreve langvarige utkoblinger. Utfall må håndteres også ved revisjoner. Derfor er det studert hvor omfattende begrensninger dette gir på kabelutvekslingen. Analysen viser at det vil være store restriksjoner på kabelutvekslingen, spesielt ved eksport ved revisjon av de viktigste ledningene i vestre korridor. Mest kritisk er utkobling av Lyse-Tjørhom-Tonstad sammen med utfall av Brokke-Holen. Hvis krav om 20 % kortvarig overlast skal overholdes med dagens linetemperatur på Tonstad-Solhom, viser analysene at eksporten må begrenses til nærmere 700 MW. Temperaturoppgradering til 80 grader linetemperatur dobler nesten eksportkapasiteten. Med denne oppgraderingen er det Lyse-Tjørhom-Tonstad som vil være begrensende ved revisjon på en av linjene i Duge-ringen sammen med utfall av Brokke-Holen. Revisjon på Solhom-Tonstad sammen med utfall av Arendal-Kristiansand begrenser også.

Kortslutningsberegninger er gjennomført for å klargjøre om nettet kan overholde minimumskrav til kortslutningsytelse i tilknytning til kablene. Oppgraderingen av Østre korridor, sammen med ny fasekompensator i Feda og eventuelt bidrag fra VSC-anlegget til SK4 bedrer mulighetene for tilstrekkelig kortslutningsytelse for eksisterende HVDC-anlegg på Sørlandet, selv om SK4 kan medføre lavere produksjon i importsituasjoner. Imidlertid er avhengigheten av fasekompensatoren i Feda stor for å ha nok kortslutningsytelse i Feda.

Dynamiske analyser viser ingen særlige begrensninger i kabelutvekslingen. Det er imidlertid observert udempede pendlinger i 300 kV nettet fra Nesflaten og østover i en situasjon med høyt produksjonsnivå både lokalt i området og i Sør-Norge for tunglastcase med eksport. Dette er forårsaket av høyt produksjonsoverskudd som skal transporteres ut av området ved utfall av Sauda-Nesflaten.

5 Konsekvenser for gjennomføringsstrategi

5.1 UTFORDRINGER KNYTTET TIL GJENNOMFØRING AV SPENNINGSOPPGRADERING

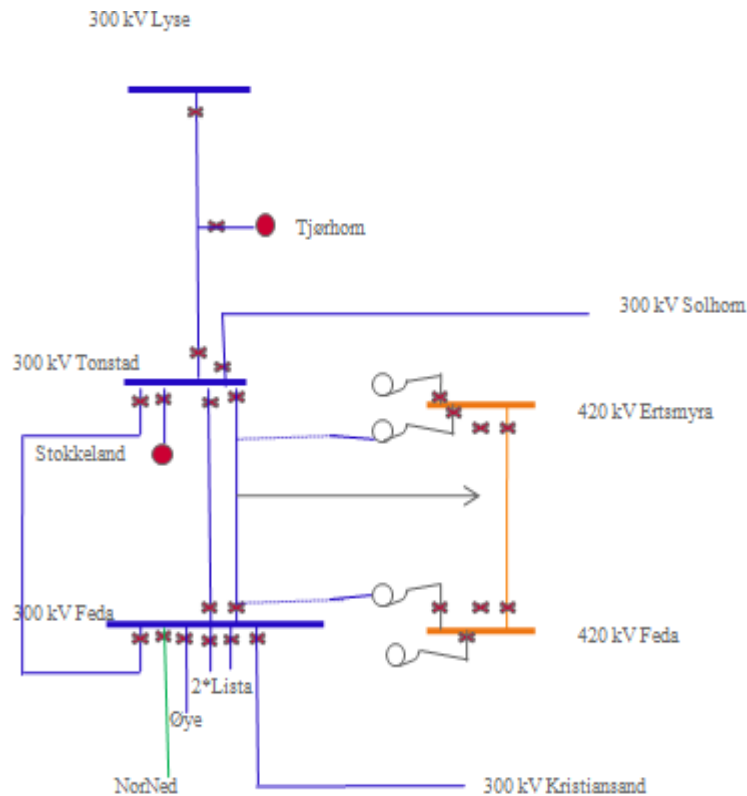
Det pågår spenningsoppgraderingsprosjekt i Østre og Vestre korridor. I Østre korridor ventes snarlig konsesjon på strekningen Kristiansand-Bamble, mens konsesjonsprosessen på Bamble-Rød fortsatt pågår. Østre korridor planlegges i driftsatt innen utgangen av 2014. I Vestre korridor har de ulike delstrekningene ulik modenhet i forhold til prosjektutviklingen. For enkelte strekninger er det p.t. ikke fattet konseptbeslutning, for andre strekninger er konsesjonssøknad under utarbeidelse, for atter andre er konsesjonssøknad sendt NVE. Det må påregnes byggetid i størrelsesorden 2 år for nye stasjonsanlegg og 1 år for ca 20-25 km ny ledning. Dette innebærer at spenningsoppgradering av Vestre korridor vil gå over en årrekke og fremdriften vil være svært avhengig av varigheten på konsesjonsprosessene og gjennomføringskapasiteten internt i Statnett og hos leverandørene. For å utføre spenningsoppgraderingen på en mest mulig hensiktsmessig måte, sett samlet på kraftsystemets behov og anleggsmessige utfordringer, er det etablert et eget delprosjekt for gjennomføringsstrategi i prosjekt Vestre korridor. Med henblikk på kraftsystemets behov, må gjennomføringen av hele spenningsoppgraderingen på Sørlandet (inklusive Østre korridor) vurderes samlet.

I hovedtrekk tenkes det at eksisterende duplexledninger skal oppisoleres til 420 kV. Master og fundamenter til simplexledningene vurderes å ha en slik mekanisk styrke at de ikke egner seg for ombygging. På disse strekkene etableres det nye ledninger i størst mulig grad parallelt med dagens ledninger, hvor de gamle ledningene da rives etter ferdigstillelse av de nye ledningene. I Rød, Kristiansand og Saurdal er der i dag anlegg med 420 kV spenning. Disse stasjonene må utvides. I de øvrige stasjonene må det bygges nye 420 kV anlegg, delvis på områder et stykke fra dagens 300 kV anlegg.

Det vil være behov for lengre utkoblinger selv om det tilstrebes å i størst mulig grad bygge parallelt med dagens ledninger, legge stasjonsanlegg på nye områder, samt å foreta oppisolering under spenning. Noen steder vil det kunne bli behov for å bygge i eksakt samme trase som dagens ledning. Dette vil innebære å rive først, for så å bygge nytt. Andre steder vil nybygget ledning krysse eksisterende ledning, hvorpå dagens ledning må koples ut under strekkarbeider. Per i dag er det ikke utviklet metode for AUS oppisolering av forankringsmaster på duplexledningene. Dette må utføres under utkopling. Konvensjonell metode tilsier 2 dagers utkopling for oppisolering av en forankringsmast. Når de oppisolerte ledningene skal koples til 420 kV anlegg, innebærer det ny stasjonsinnføring. Når ledningene legges om, kreves det utkopling. Både ved lednings- og stasjonsarbeid, vil det oppstå perioder hvor nærføring er problematisk, som igjen krever utkopling av spenningsførende anleggsdeler.

En særegen utfordring knyttet til spenningsoppgradering, er endring av spenningsnivå ved gjenbruk av eksisterende felt til autotransformatorer mellom eksisterende 300 kV anlegg og nye 420 kV anlegg. Dette er eksemplifisert for strekningen mellom Tonstad og Feda. For tilkoping av autotransformator på 300 kV siden tenkes eksisterende felt benyttet. Dette er felt som blir fristilt når aktuell ledning overføres til 420 kV anlegget. Hvis det ikke er et eget (ekstra) bryterfelt på 300 kV siden av autotransformatoren, må det frigitte ledningsfeltet bygges om til transformatorfelt. Dette tar ca 3 til 4 uker, hvor eksisterende ledning da er frakoplet. I tillegg kommer testperiode av det nye anlegget før det er driftsklart, hvor eksisterende ledning fortsatt ikke er tilgjengelig.

Før ny ledning kan erstatte den eksisterende ledningen, må altså to stasjonsanlegg være ferdige samt 420 kV ledningen mellom dem. Denne avhengigheten mellom stasjoner og ledning vil være utfordrende ved langvarige konsesjonsprosesser og byggeprosesser. Alternativet er omfattende (og kostbare) provisorier der det er mulig. For kritiske ledninger vil utkopling av den eksisterende ledningen innebære en betydelig reduksjon av overføringskapasitet på kablene.



Figur 11: Eksempel på praktiske problemstillinger ved overgang til 420 kV

Mellom Tonstad og Feda er det tenkt bygget en ny 420 kV ledning øst for dagens ledninger. Duplexledningen skal oppisoleres til 420 kV. Simplexledningen skal rives. De frigitte ledningsfeltene på 300 kV er tenkt benyttet til autotransformatorer.

Analysene i kapittel 4 viser at oppgradert Østre korridor ikke er tilstrekkelig for fri benyttelse av dagens kabler samt SK4. Utkoplinger i eksisterende nett vil være krevende og medføre begrensninger i kapasitet på kablene. Samtidig med utkoplinger for spenningsoppgradering, vil det være behov for ordinære revisjoner på nett- og produksjonsanlegg i samme område, samt at uforutsette hendelser som feil på anlegg vil kunne oppstå. Dette vil legge ytterligere begrensninger på tilgjengelig overføringskapasitet på kabler.

5.2 FORSLAG TIL GJENNOMFØRINGSSTRATEGI KNYTTET TIL SK4.

Det er allerede besluttet at Østre korridor skal være oppgradert i løpet av 2014, før Skagerrak 4 settes i ordinær drift.

For å imøtekomme de utfordringer systemdriften står ovenfor fra SK4 er satt i drift til Vestre korridor er oppgradert, foreslås det å utføre oppisolering av duplexledninger vist i Tabell 7 før SK4 settes i drift, samt etablere 420 kV Saurdal-Feda snarest mulig. Som et kortsiktig tiltak foreslås det også å temperaturoppgradere Tonstad-Solhom til 80 grader snarest, da den også i dagens nett er begrensende.

Oppisolering av forankringsmaster

For de aktuelle ledningene som skal oppisoleres på Sørlandet, er det i Tabell 7 estimert følgende behov for utkoplingsperioder for oppgradering av forankringsmaster.

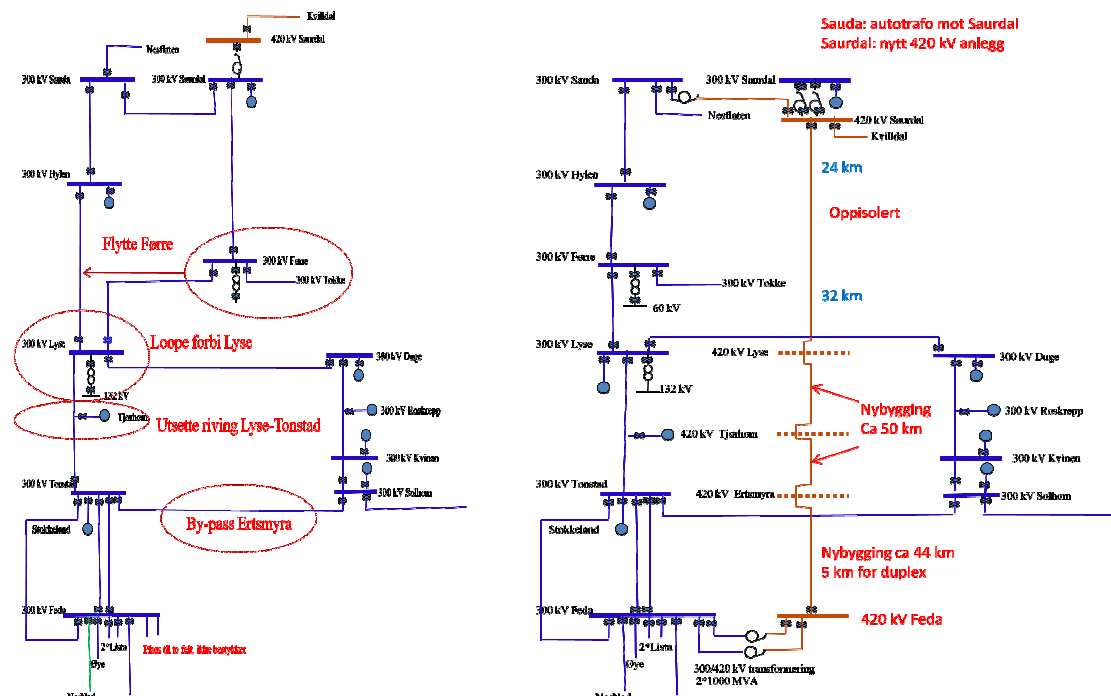
Ledning	Kilometer	Arbeidsdager
Kristiansand-Arendal	63	25/5 uker
Arendal-Bamble	73	15/3 uker
Kristiansand-Feda	63	20/4 uker
Feda-Tonstad 2	38	8/2 uker
Solhom-Arendal	106	45/9 uker
Førre-Saurdal	32	4/1 uke
Lyse-Førre	24	0 – er klargjort
Totalt		117 dager

Tabell 7: Varighet av utkobliger ifbm oppisoleringer

Det kan også bli aktuelt å oppgradere noen forankringsmaster ved AUS, gitt at det lykkes å finne en god metode for dette.

Etablere 420 kV Saurdal-Feda

Etablering av en 420 kV ledning mellom Feda og Saurdal, som vist til høyre i Figur 12, er den forsterkningen som anses å raskest kunne avhjelpe behov for nettkapasitet i forhold til idriftsettelse av SK4, samt gi bedre rom for øvrige oppgraderinger i Vestre korridor.



Figur 12: Etablering av 420kV Feda-Saurdal

Strekningen Saurdal-Lyse er på det nærmeste klargjort for 420 kV, kun strekningen Liastøl-Saurdal gjenstår. 300 kV ledning Hylen-Lyse går i dag rett over Førre stasjon. Det anses som et enkelt tiltak å

kople Førre til denne ledningen i stedet. Mellom Lyse og Tonstad (Ertsmyra) skal det etableres en ny ledning til erstatning for dagens. Den oppisolerte ledningen Saurdal-Lyse tenkes tilkople den nye ledningen, uten å gå innom Lyse i første fase. Det tenkes så å etablere ny ledning mellom Ertsmyra og Feda, men kople disse to ledningene sammen utenfor det kommende stasjonsområdet på Ertsmyra.

I Saurdal vil det være behov for et nytt 420 kV anlegg i kombinasjon med dagens 420 kV anlegg. Den mest hensiktsmessige utformingen av Saurdal, innebærer at Sauda-Saurdal driftes på 420 kV med en autotransformator i Sauda. I Feda vil det også være behov for nytt 420 kV anlegg. I 300 kV anlegget i Feda er det to ledige felt (ikke bestykket), som kan benyttes til autotransformatorer. Dette tillater dermed drift på dagens ledninger, mens den nye forbindelsen etableres og idriftsettes.

I dette forslaget er det videre tenkt at Lyse-Tonstad/Ertsmyra etableres på en slik måte at det er mulig med fortsatt drift på dagens 300 kV ledning Lyse-Tonstad i en periode fremover. Dette vil muliggjøre at stasjonene Ertsmyra, Tjørhom og Lyse kan kobles inn på 420 kV ledningen etter hvert som de er ferdige, og den innbyrdes avhengigheten mellom stasjonene reduseres. Fortsatt drift på 300 kV Lyse-Tonstad i parallell med 420 kV forbindelsen mellom Saurdal og Feda, muliggjør en oppgradering av Duge-ringen og Solhom-Tonstad på et noe senere tidspunkt. Fortsatt drift på 300 kV Lyse-Tonstad samtidig med drift på den parallelle 420 kV ledningen, vil kreve at den nye ledningen omsøkes i en annen trase på deler av strekningen. I enkelte passasjer er det for trangt for to ledninger. Når oppgraderingene i området mellom Ertsmyra og Lyse (inkludert Duge-ringen) er ferdige, kan 300 kV Tonstad-Lyse saneres. I konsesjonssøknaden for Ertsmyra-Lyse, vil dette være et sentralt tema.

Løsningen som er skissert over, er den som ansees å gi minst utkoplingstid og samtidig høyest overføringskapasitet ved etablering av en 420 kV forbindelse i Vestre korridor. De viktigste elementene i løsningen er (i tillegg til oppgradering av Østre korridor):

- Ca 100 km ny ledning mellom Feda og Lyse
- Oppgradering (klargjøring) av ca 200 km duplex-ledning
- Nye 420 kV-anlegg i Feda og Saurdal
- Autotransformator i Sauda mot Saurdal

5.3 ANALYSER AV TILTAK 420 KV FEDA-SAUDAL

For å kunne vurdere om etablering av ledningen Feda-Saurdal på 420 kV avhjelper de utvekslingsrestriksjonene som vi ser av andre analyser i N-2 situasjoner er det foretatt lastflyt, spennings- og dynamiske analyser på nettet med denne inkludert.

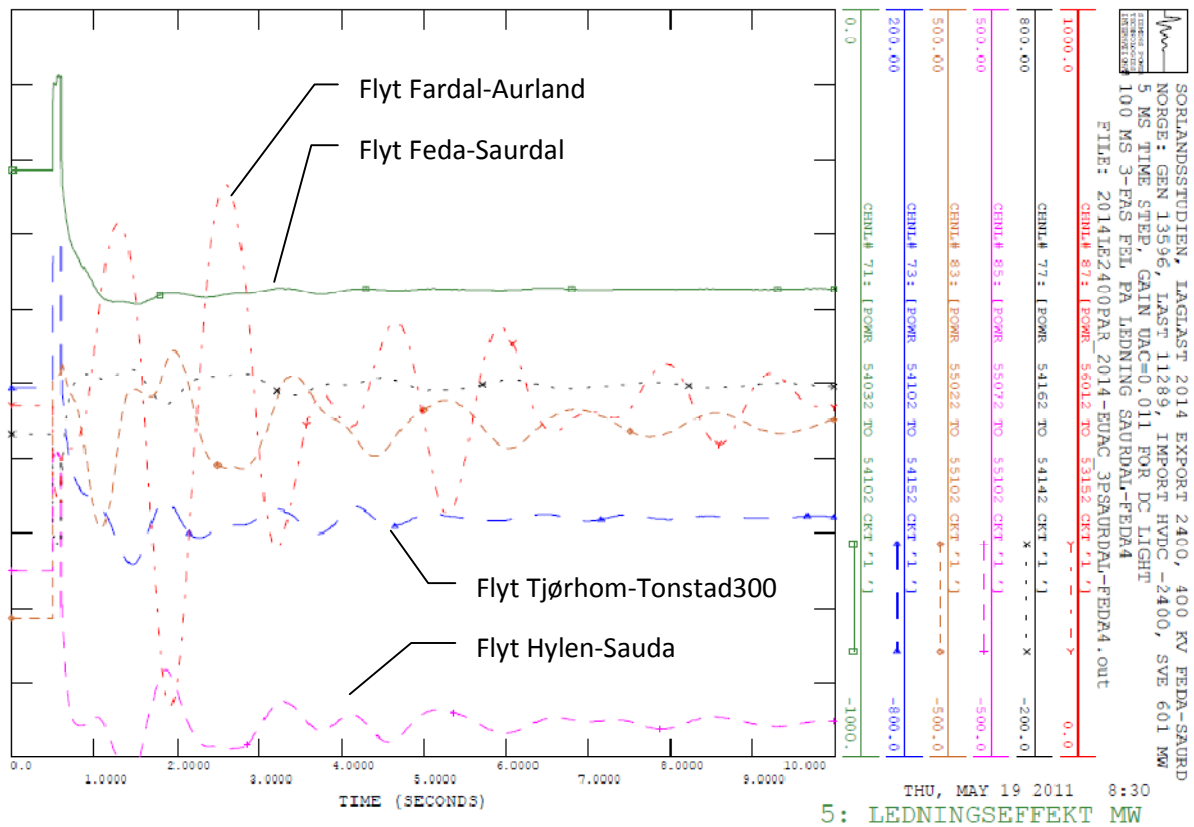
Lastflytanalysen viser at tiltaket er meget gunstig. Det er kun når en feil på 420 kV ledningen Feda-Saurdal sammenfaller med revisjon/utkobling av eksisterende 300 kV ledning Lyse-Tjørhom-Tonstad at Tonstad-Solhom går med overlast ved full eksport. Temperaturoppgradering av linja til 80 grader løser problemet. I tunglast eksport er det behov for to autotransformatorer mellom 420 kV og 300 kV i Saurdal stasjon ved full eksport. Dette sammenfaller med relativt høy flyt på 300 kV Sauda-Saurdal og høy innmating av produksjon i Saurdal.

Etablering av 420 kV ledningen Feda-Saurdal forbedrer spenningsstabiliteten betydelig, og tillater utveksling over 2400 MW på kablene med margin til kollaps også i tunglast. Det må imidlertid understrekes at spenningsproblemene i Stavangerområdet ved utfall av Tonstad-Stokkeland ikke løses fullt ut av tiltaket, spenning etter utfall er fortsatt under tillatt grense på 270 kV. Imidlertid kan en slik forbindelse motvirke umiddelbar spenningskollaps, og dermed gi bedre tid til manuelle tiltak. Etablering av en 420 kV forbindelse fra Saurdal til Ertsmyra i stedet for Feda, gir ikke denne forbedringen for Stavangerområdet.

Tiltaket virker for det meste å gi robust spenningsstabilitet også ved de N-2-situasjoner som kommer som følge av utkoblinger på grunn av videre spenningsoppgradering. For lettlast med oppregulering i

vest er det kun revisjon/utkobling av Feda-Kristiansand som ikke gir tilstrekkelig spenningsstabilitet, med ca 2200 MW som maksimal eksport ved utfall av Arendal-Kristiansand. I den situasjonen henger alle Skagerrak-kablene på Holen-Brokke-Kristiansand, noe som naturligvis er utfordrende også på andre måter.

Det er også testet hvordan utfall av forbindelsen vil påvirke nettet dynamisk i et tunglastcase med 2400 MW eksport på kablene. Figur 13 under viser effektflyt med tilhørende innsvinging og demping på utvalgte ledninger ved feil og utfall av den nye 420 kV forbindelsen. Som før viser det noe langvarig innsvingningsforløp på Fardal-Aurland, men systemet er dynamisk stabilt. Effektomlageringen til de andre ledningene virker ikke å gi problemer.



Figur 13: Effektflyt etter 3fase-feil og påfølgende utkobling Feda-Saurdal4. NB! Ulik skala i figur

Del III Stadium 2020

I denne delen beskrives tilstanden i nettet ved ulike varianter av oppgradert nett. Dette har vært viktig å finne ut for å belyse mulig kabelportefølje innenfor de ulike nettoppgraderingspakkene, samt for å danne bedre grunnlag for en prioritering innenfor spenningsoppgraderingsprosjektene. Vi må vite hvor vi skal før vi kan definere den beste veien dit.

Stadium 2020 er brukt som navn på denne fasen, men det er viktig å ikke henge seg opp i årstallet. Vi ser i dette stadiet på ulike kombinasjoner av nett, kabler og ny produksjon som kan være på plass innenfor dette tidsrommet. Ut fra analyseresultatene har vi så sett på hvilke kombinasjoner som ikke er akseptable for driften av systemet. Resultatene fra denne analysen bør derfor brukes som et underlag for å vurdere i hvilken rekkefølge nett, kabler og produksjon kan/bør etableres, årstallet blir så en avledet størrelse ut fra når ulike påkrevde tiltak vil være på plass.

Det understrekes at mandatet i denne studien har gitt en primæroppgave om å finne hvilke begrensinger som kan/vil oppstå i nettet og dermed driftsvilkår for eksisterende/nye utenlandskabler. Hvor ofte slike begrensinger vil kunne oppstå er til slutt kvalitativt vurdert ut fra mulige produksjonsfordelinger og sesongvariasjoner, men er ikke kvantifisert i form av økonomiske konsekvenser. Dette ut fra prinsippet om at nettet uansett må fungere tilfredsstillende 24 timer i døgnet hele året.

6 Nettet etter spenningsoppgradering mellom Kristiansand og Sauda (Vestre korridor)

Dette kapittelet ser på hvordan driften av nettet vil kunne bli når nettet oppgraderes videre vest- og nordover fra Kristiansand/Feda-området. Det er sett på ulike nivåer på oppgraderinger, dette både for å sjekke ut konsekvensen av eventuelle forsinkelser i de ulike prosjektene og hvorvidt nettet som oppgraderes kan fungere sammen med nye kabler i perioden fram til et "fullt oppgradert nett" er på plass.

Den grunnleggende forutsetningen er at nettet skal fungere i tråd med gjeldende driftspolicy hele tiden, også i perioder med mye utkoblinger og ombygginger.

6.1 FORUTSETNINGER OG UNDERLAG

Beskrivelse av nettmodell

Det blir sett på tilstanden i nettet på et 2020-stadium. Følgende nettforsterkninger utenfor analyseområdet av betydning for analysen forutsettes på plass til den tid (utover de som allerede er beskrevet under 2014-nettet i kapittel 4.1):

- Ørskog-Sogndal 420kV
- Oppgradering Sogndal-Aurland til 420kV
- Modalen-Mongstad-Kollsnes (på 300kV)
- Oppgradering Rød-Tveiten-Flesaker-Sylling til 420kV
- Sydvestlinken på 2x700MW, tilknyttet på norsk side i Tveiten

En av hovedutfordringene i analysen har vært at hva som er ferdig spenningsoppgradert nett ikke er entydig definert. Prosjektet har derfor satt opp et utfallsrom for hvilke nettforsterkninger som kan være på plass til 2020. Prosjektet har, basert på det mest oppdaterte konsept for Vestre korridor, satt opp en analysemodell som inkluderer det som minimum forventes å være på plass til 2020. Det er også sett på oppgraderinger utover dette, som er nærmere beskrevet under.

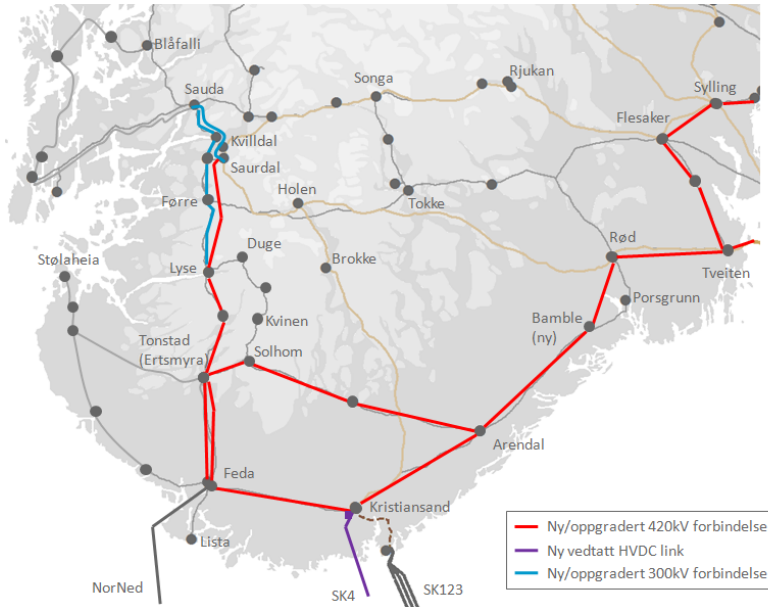
6.2 OPPGRADERING VESTRE KORRIDOR

Følgende er inkludert i alle nettanalysene for Vestre korridor:

- Oppisolering av Feda-Kristiansand til 420 kV
- Riving og nybygging av Feda-Tonstad1 til 420kV
- Oppisolering av Feda-Tonstad2 til 420 kV
- Oppisolering av Arendal-Solhom til 420 kV
- Riving og nybygging av Lyse-Tjørhom-Ertsmyra(Tonstad) til 420 kV
 - Tjørhom tilnytttes som fullverdig stasjon
- Oppisolering Lyse-Førre-Saurdal til 420 kV
 - I tillegg loopes ledning forbi Førre, og Førre legges over til Lyse-Hylen
- Riving og nybygging av Lyse-Førre-Hylen-Sauda 420kV, driftet på 300 kV
- 2 stk autotransformatorer Feda
- 2 stk autotransformatorer Ertsmyra (Tonstad)
- 2 stk autotransformatorer Lyse
- 1 stk autotransformator i Solhom

I tillegg til nettførsterkninger angitt over, er det sett på følgende tilleggsoppgraderinger:

- 420kV stasjon i Sauda med 2 stk autotransformatorer
- Sauda-Saurdal legges over på 420 kV
- Lyse-Førre-Hylen-Sauda legges over på 420 kV
 - Førre saneres, Tokkeledning legges mot enten Saurdal eller Lyse
 - Detaljer for transformering og underliggende nett er ikke vurdert
- Spenningsoppgradering til 420 kV mellom Sauda og Samnanger



Figur 14: nettstadium 2020

Gjennom analysene er det også funnet behov for å se på følgende ytterligere netttiltak:

Oppgradering av Duge-ringen

Forbindelsen mellom Lyse og Solhom via Sira-Kvina sine kraftstasjoner Duge, Roskrepp og Kvinen blir ofte omtalt som Duge-ringen. Lyse-Duge er en svak ledning med lav overføringskapasitet, og er begrensende i forhold til de andre ledningene i Duge-ringen som har høyere overføringskapasitet. Stasjonene i ringen er bygget som gassisolerte anlegg, noe som gjør det komplisert med spenningsoppgradering.

Det er i samarbeid med Vestre korridor-prosjektet vurdert to aktuelle oppgraderinger for denne strekningen:

- Riving av Lyse-Duge og ombygging til triplex grackle, med drift på 300kV
 - I tillegg temperaturoppgradering av Duge-Solhom
 - Krever noe utskifting av endepunktskomponenter
- Riving av Lyse-Duge og nybygging helt til Solhom som triplex grackle, med drift på 420kV
 - Duge-Solhom driftes som produksjonsradial, stasjoner legges først over på ny ledning når Sira-Kvina skal bygge om stasjonene

Bygging av Lyse-Stølaheia (300 kV eller 420 kV)

Lyse-Stølaheia har i tidligere studier vært vurdert å ha betydning for kapasiteten nord-sør på Vestlandet, da den kan avlaste ved utfall av den sterke forbindelsen Lyse-Ertsmyra. I lys av de erfaringene Statnett har gjort de siste årene rundt varighet av konsesjonsprosesser (Sima-Samnanger mfl) har prosjektet valgt å analysere både med og uten Lyse-Stølaheia idriftsatt i 2020. Vi mener dette er viktig for å vite om vi kan drifte nettet ihht kravene selv om denne forbindelsen blir forsinket gjennom konsesjonsprosessen. I analysene er det sett på både 300 kV og 420 kV drift av forbindelsen.

7 Analyser med oppgradert Vestre korridor

7.1 HVORDAN KAN NYE KABLER PÅVIRKE PRODUKSJONSMØNSTERET?

Oppgraderingene i Norge som ligger til grunn i 2020-scenariet medfører i seg selv at prissignalet fra import og eksport på utenlandskablene møter færre flaskehals i nettet, og dermed vil flere vannkraftverk justere produksjonen sin for å kunne tjene på prissvingningene.

Flere kabler vil i tillegg øke den samlede responsen i vannkraften, og med færre begrensninger i nettet vil produksjonsendringene fordeles på alle vannkraftverk med fleksibilitet tilgjengelig. Simuleringene i markedsmodellen Samlast viser at selv med oppgradert nett og en ekstra kabel fra Sørlandet, er det fremdeles kraftverkene sør for Dovre som responderer mest på den økte utvekslingen mot kontinentet. Det vil si at produksjonen på Sørlandet, Telemark, Hallingdal og Vestlandet responderer mest på endringene, og dette skyldes i hovedsak at det er her fleksibiliteten er størst. Med tettere tilknytning av Midt-Norge og Sverige viser imidlertid simuleringene også en klart større bevegelse i områdene i Nord og Øst. I Nord-Sverige spesielt er det store "reserver" av reguleringsevne som ikke får et tydelig prissignal før nettet er oppgradert.

Med oppgradert nett i Vestre korridor er det til sammen tre hovedkorridorer til/fra Sørlandet på 420 kV spenningsnivå. Det medfører en annen fordeling av den økte flyten inn og ut av Sørlandet enn hva tilfellet var før oppgraderingen. For SK4 fordeles den økte belastningen noenlunde likt mellom de tre korridorene, det gjelder både for maksimal og typisk flyt i både nordlig og sørlig retning. Dersom det i tillegg legges en ny kabel fra Tonstad er bildet svært annerledes; Den økte belastningen gjennom Lyse er omtrent den samme som den økte belastningen for de to andre korridorene summert.

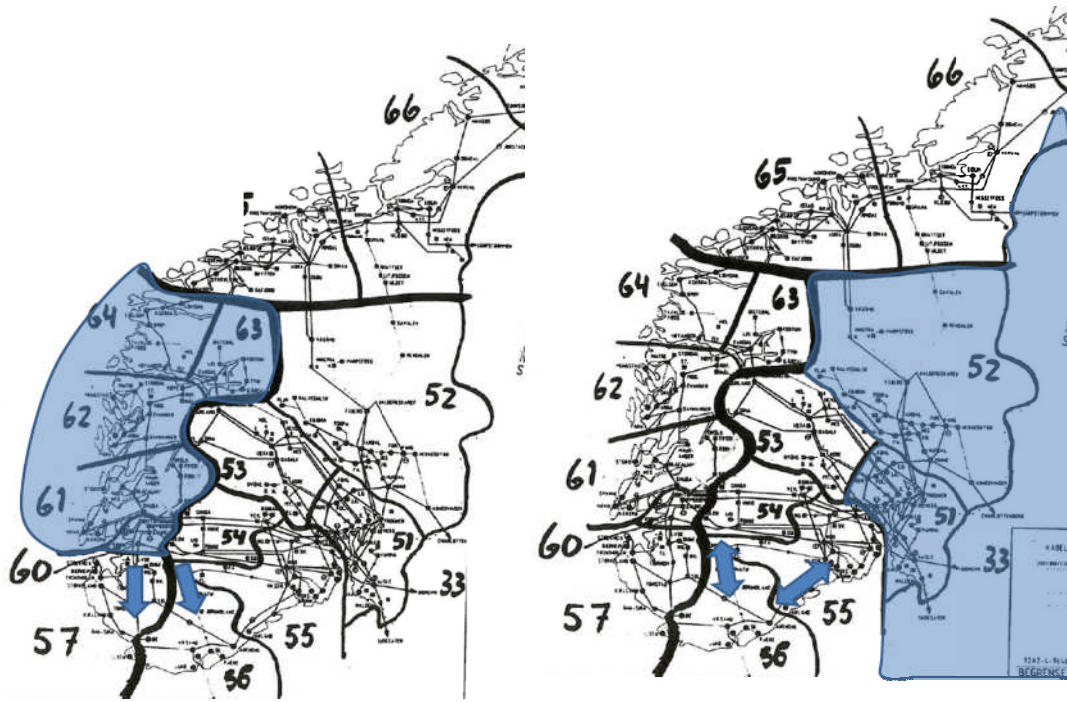
7.2 LASTFLYTANALYSER FOR ALTERNATIVE LOKALISERINGER AV ÉN NY 1400 MW KABEL

Metode for valg av produksjonsmønster

Det er benyttet samme metode som forklart under Forutsetninger og underlag i kapittel 4.1. I den innledende termiske lastflytanalysen ble produksjon lastet opp eller ned i 6 definerte reguleringsområder i Midt-Norge, Sør-Norge og Sverige for å finne termiske begrensninger.

Reguleringsområdet i vest består av områdene markert i Figur 15 og brukes kun som oppreguleringsområde, da området stort sett har et produksjonsoverskudd. I de analyserte casene med oppregulering i vest er produksjon også justert opp i nærliggende områder. Samlastanalysene viser at Midt-Norge og Sverige også vil respondere på den økte utvekslingen når nettet forsterkes til disse områdene. For tunglast eksport er derfor Vest-Norge, Midt-Norge og Sverige benyttet som oppreguleringsområde. I Vest-Norge er det planlagt mye ny fornybar produksjon, i modellen er det lagt inn 1400 MW ny produksjon i Vest- og Midt-Norge for å hensynta dette. Det er derfor også analysert på case med høy opplastning i vest for både tunglast og lettlast eksport.

Reguleringsområdet i sørøst består av områdene 51-52 i Norge, se til høyre i Figur 15, samt noen utvalgte områder i Sverige. Disse områdene har høy andel vannkraft, både regulert og uregulert. Dette ble brukt både for opp- og nedregulering ved import eller eksport på kablene i lettlastscenarioet.



Figur 15: Reguleringsområder for produksjon. PSSE reguleringsområdet i vest, vist til venstre, består av områdene 60-64. Reguleringsområdene i øst består av områdene 51 og 52 i Norge samt noen utvalgte områder i Sverige.

700 MW Feda/700 MW Tonstad

Lastflytanalysen viser at det vil være termiske begrensninger spesielt i Vestre korridor som følge av økt kabeleksport i Tonstad og Feda. Det er ledningene mellom Lyse-Duge og Solhom som i første hånd begrenser, fordi disse fremdeles er på 300kV og ligger parallelt med sterke 420kV forbindelser.

Tabell 8 viser en oversikt over de termiske begrensninger i nettet i de analyserte casene. Det er analysert med full eksport eller import (3800 MW) i alle casene. Der det i tabellen er angitt en eller flere begrensende forbindelser, vil det ikke kunne være fri utnyttelse av utvekslingskapasiteten. Interne problem i Østlandsnettet er ikke kommentert. Som tabellen viser, er Duge-ringen begrensende forbindelse i alle analyserte eksportcase. Med produksjonsoverskudd i vest er det også observert begrensninger i 300 kV nettet mellom Fardal og Samnanger.

	Case	Motregulerings- område	Analysert utvekslingsnivå	Begrensende forbindelse	Kommentar
Lettlast	Import Reg Øst	51-52, 111-113, 152-155	3800	-	Ingen begrensninger
	Eksport Reg Øst	60- 64, 111- 113, 152-155	3800	Rød-Porsgrunn 300kV, Trafo Rød, Lyse-Duge	
	Eksport Reg Vest	53-57 60-66	3800	Ledningene mellom Lyse og Solhom Trafo Solhom	Begrensninger i 300kV nettet mellom Fardal og Samnanger
Tunglast	Import Reg Vest+Øst	52, 53 62-63, 111-113, 155	3800	-	Ingen begrensninger
	Eksport Reg Vest+Øst	53-57, 60-66, 111-112, 120	3800	Trafo Saurdal, Trafo Solhom Ledningene mellom Lyse og Solhom	
	Eksport Reg Vest	53, 54-55, 56- 57, 60-66	3800	Trafo Saurdal, Trafo Solhom, Ledningene mellom Lyse og Solhom	Begrensninger i 300kV nettet mellom Fardal og Samnanger

Tabell 8: Oversikt over termiske begrensninger i nettet ved ulike flytmønstre, 2x700 MW ny kabel i Feda/Tonstad

1400 MW i Tonstad

For dette alternativet er det ikke gjort like omfattende analyser som for de to andre alternativene for kabellokalisering. Resultatene gir de samme begrensningen som for 700 MW i Feda og 700 MW i Tonstad. Termisk sett vil det ved intakt nett ikke være behov for 420 Ertsmyra-Feda med denne kabelløsningen. Men uten strømstyrt systemvern på denne forbindelsen, som gir nedkjøring av NorNed, vil simplex-ledningen til Feda bli overbelastet ved utfall av duplex-ledningen som ligger i parallell. Dette gjelder spesielt for tunglast.

1400 MW i Kvilldal

Tabell 9 viser en oversikt over termiske begrensninger i nettet i de analyserte casene. Det er analysert med full eksport eller import (3800 MW) i alle casene. Der det i tabellen er angitt en eller flere begrensende forbindelser, vil det ikke kunne være fri utnyttelse av utvekslingskapasiteten. Interne problem i Østlandsnettet er ikke kommentert. Som tabellen viser, er det ingen store begrensninger i Vestre korridor. Også for dette alternativet er det observert begrensninger i 300 kV nettet mellom Fardal og Samnanger.

	Case	Motregulerings- område	Analysert utvekslingsnivå	Begrensende forbindelse	Kommentar
Lettlast	Import Reg Øst	51-52, 111-113, 152-155	3800	-	Ingen begrensninger
	Eksport Reg Øst	52, 56-57, 60-64, 111-113, 152-155		-	Ingen begrensninger
	Eksport Reg Vest	53, 54-55, 56-57, 60-66	3800	Trafo Saurdal	Begrensninger i 300kV nettet mellom Fardal og Samnanger
Tunglast	Import Reg Vest+Øst	52, 53, 62-63, 111-113, 155	3800		Ingen begrensninger
	Eksport Reg Vest+Øst	53, 54-55, 56-57, 60-66, 111-112, 120	3800	Trafo Saurdal, Trafo Solhom	
	Eksport Reg Vest	53, 54-55, 56-57, 60-66	<u>3800</u>	Trafo Saurdal, Trafo Solhom	Begrensninger i 300kV nettet mellom Fardal og Samnanger

Tabell 9: Oversikt over termiske begrensninger i nettet ved ulike flytmønstre, 1400 MW ny kabel i Kvilldal

7.3 RESULTATER VED 2 NYE KABLER, 1400 MW I KVILLDAL OG 1400 MW I FEDA/TONSTAD

De innledende termiske analysene med to nye 1400 MW kabler i tillegg til SK4 viste omfattende begrensninger før kabelutvekslingen kom opp i det maksimale nivået på 5200 MW. Dette viste at det var vanskelig å spesifisere detaljert hvilke forsterkninger som var nødvendig for å kunne håndtere dette kabelvolumet uten restriksjoner. Begrensningene utenfor analyseområdet lå både nord på Vestlandet, på Øst/Vest-forbindelsene, i Gudbrandsdalen og på det sentrale Østlandsområdet. Innenfor analyseområdet var det begrensninger øst/vest og mellom 300 kV og 420 kV nettet, i tillegg til de problemene som er observert ved de ulike lokaliseringer av én ny 1400 MW kabel.

Denne mengde problem illustrerer at 5200 MW kabelytelse krever at man ser på tiltak i et større geografisk område enn det som er tilfelle i denne studien. Det er åpenbart at problemstillingen ikke lenger kan avgrenses til Sørlandet, ikke engang i en utvidet tolkning av områdebegrepet. Det griper tett inn i andre problemstillinger som transitte til/fra Sverige gjennom Østlandet, og hvilke tiltak som gjøres i nettet både i Sør-Norge og i Sverige.

Vi har konkludert med at det ikke er mulig å ta inn så omfattende vurderinger i denne studien med tilstrekkelig kvalitet til at det kan brukes i en reell vurdering av om denne kabelytelsen er mulig. Det vil kreve omfattende tiltak utenfor området som vi ikke har grunnlag for å vurdere om vil være på plass til 2020. Som en konsekvens av dette er 5200 MW samlet kabelytelse ikke detaljansert videre, utover noen vurderinger rundt spenningsstabilitet i neste kapittel som støtter ytterligere opp under denne konklusjon.

7.4 SPENNINGSTABILITET I 2020

Det er kun foretatt beregninger av spenningsstabilitet for enkelte nettsituasjoner med en ny kabel i tillegg til SK4. Dette er primært foretatt for å få en indikasjon på forsterkningsbehovet ved ulike kabellokaliseringer. Som for analysene av kun SK4, er det ved oppregulering i vest i tillegg kjørt opp noe produksjon i analyseområdet. Resultater er gjengitt i Tabell 10, og viser at ved en 1400 MW kabel lokalisert i Feda/Tonstad-området er det ikke tilstrekkelig med en 420 kV mellom Lyse og Tonstad og økt termisk kapasitet Lyse-Duge-Solhom. Det er nødvendig med enten Lyse-Stølaheia eller 400 kV

Lyse-Duge-Solhom. Lyse-Stølaheia er gunstig med tanke på å gi en robust løsning for spenningsproblemene i Stavanger. Dette illustrerer også at to kabler på 1400 MW i Tonstad uansett er langt unna å håndteres spenningsmessig.

En ny kabel i Kvilldal er testet på 2014-nettmodellen, siden det er få termiske problemer sør for Kvilldal ved kabel lokalisert der. Resultatene viser som forventet at spenningsproblemene for Stavangerområdet da er uendret, men begrensingene vi observerer på øst-vest-forbindelsene indikerer at det kan være tiltak her som må være på plass. Dette er ikke sett på i detalj i denne studien siden det er utenfor det primære analyseområdet, men vil bli fulgt opp i en videre studie høsten 2011. Tillatt utveksling vist i Tabell 10 forutsetter prosentvis lik opplasting på kablene.

	Case	Motregulering	Tillatt utveksling [MW]	Dimensjonerende utfall
1400 MW ny kabel lokalisert i Ertsmyra				
Tunglast Eksport	Tonst-Lyse-Saurdal 420 kV, ellers 2014-nett	Oppreg vest +53 (53, 62-66)	3000 3400 3600 3700	Tonstad-Stokkeland Tjørhom-Tonstad Lyse-Tjørhom Kr.sand-Brokke
	Tonstad-Lyse-Saurdal 420 kV, Arendal-Solhom-Tonstad 420 kV	Oppreg vest +53 (53, 62-66)	2850 3550 3700 3700	Tonstad-Stokkeland Tjørhom-Tonstad Lyse-Tjørhom Kr.sand-Brokke
	Tonstad-Lyse-Saurdal 420 kV, Lyse-Stølaheia 300kV	Oppreg vest +53 (53, 62-66)	4100	Kr.sand-Brokke
	Tonstad-Lyse-Saurdal 420 kV Lyse-Solhom 420 kV	Oppreg vest +53 (53, 62-66)	3700 4200	Tonstad-Stokkeland Kr.sand-Brokke
1400 MW ny kabel lokalisert i Kvilldal				
Tunglast	Eksport med 2014-nett	Oppreg vest +53 (53, 62-66)	2800 3600	Tonstad-Stokkeland Kr.sand-Brokke
	Import, med 2014-nett	Nedreg øst +Sverige (51-52,111-112,152-155)	3000 3700	Rød-Hasle Rjukan-Sylling

Tabell 10: Tillatt utveksling med margin mot spenningskollaps

7.5 KORTSLUTNINGSSANALYSER I 2020

Krav til kortslutningsytelse avhenger av teknologivalg for nye HVDC-anlegg. I denne studien er det forutsatt at nye anlegg også etter SK4 blir bygget med VSC-teknologi. Konvensjonell teknologi ville krevd en større analyse i forhold til om slik kabelteknologi er mulig med tanke på vern i nettet, jfr tidligere analyser av dette og konsekvenser for NorNed.

Kravene til kortslutningsytelse for eksisterende HVDC-forbindelser forblir uendret, og det er derfor sett på kortslutningsytelsen på 300 kV i hhv Feda og Kristiansand. Det forutsettes som for SK4 at VSC-anlegg kan bidra med kortslutningsytelse opp mot sin egen merkeytelse, men at dette er avhengig av importnivå og kontrollinnstilling. Det er derfor sett på situasjon både med og uten støtte fra nye linker for å ha en robust vurdering.

Det er sett på kortslutningsytelse med to ledninger utkoblet, tilsvarende som analysene for SK4. Området som det er foretatt utkoblinger i er derimot utvidet for å dekke ledninger rundt og nord for Kvilldal. Det er sett på kortslutningsytelsen med oppgradert Vestre korridor inkludert Kristiansand-Feda-Tonstad og Arendal-Solhom-Tonstad.

For Feda og Kristiansand hever dette kortslutningsytelsen kraftig. I 2014 gir verste feilkombinasjon 3300 MVA kortslutningsytelse i Feda uten ny fasekompensator. Tilsvarende situasjon i det spenningsoppgraderte nettet gir 4500 MVA, som medfører god margin til grense for repeterende kommuteringssvikt for HVDC-anlegget. Dersom nettet ikke oppgraderes til 420 kV sør for Ertsmyra (Tonstad) blir kortslutningsytelsen 3600 MVA ved samme hendelse. Det viser at gjennomgående 420 kV øker marginene en god del sammenlignet med å beholde 300 kV mellom Kristiansand og Tonstad.

For Kristiansand er det kun situasjoner med splitting mellom 300 og 420 kV samleskinne som gir for lav ytelse, men da må uansett Skagerrak 1-3 stanses siden det ikke lenger er ledninger tilknyttet 300 kV.

For mulige nye anlegg i Ertsmyra (Tonstad) og Kvilldal er det som nevnt forutsatt VSC-anlegg. Det er likevel beregnet kortslutningsytelse også for disse stasjonene for et nett med oppgradert vestre korridor som beskrevet i kapittel 6. For 420 kV samleskinne i Ertsmyra gir verste feilkombinasjon en kortslutningsytelse på 4100 MVA. Ved et HVDC-anlegg med klassisk teknologi (LCC) så nært anleggene i Feda og Kristiansand vurderes dette å være for lavt. Statnett har uansett stilt krav om at anlegg med klassisk teknologi skal stille med kortslutningsytelse tilsvarende sin egen ytelse, slik at dette ikke vurderes nærmere her.

Tilsvarende gir verste tilfelle for 420 kV samleskinne i Kvilldal ned i 2200 MVA kortslutningsytelse. Dette ved to av de tre 420 kV-ledningene tilknyttet stasjonen utkoblet for revisjon/feil. Dette ville vært for lavt for et HVDC-anlegg på 1400 MW med konvensjonell (LCC) teknologi.

Et spenningsoppgradert nett er altså positivt for å redusere problemene med kortslutningsytelse for eksisterende HVDC-anlegg, og reduserer/fjerner behovet for ekstra roterende masse i importsituasjoner for å unngå restriksjoner på disse.

7.6 DYNAMISKE ANALYSER 2020

I stadium 2020 er følgende HVDC-linker inkludert:

- Sydvestlinken mellom Tveiten og Tenhult i Sverige, 2x700 MW.
- samt:
- Tysklands-kabel som 2x700 MW fordelt på Feda og Tonstad,
- eller
- England NSN fra Kvilldal till England, 2x700 MW

Det er kun foretatt beregninger med en av linkene i drift, da termiske analyser og spenningsstabilitet har vist at to nye 1400 MW anlegg ikke kan håndteres i dette nettet. Analysene av dynamikk og transient stabilitet har sett på om systemet er stabilt med en ny 1400 MW kabel, samt om det er forskjeller ved ulik lokalisering av ett nytt HVDC-anlegg.

Alle nye HVDC-linker er modellert som VSC i de dynamiske simuleringene. For enkelhets skyld er tilsvarende modell som SK4 benyttet for alle nye linker. Dette vurderes som tilstrekkelig for de prinsipielle analyser som er utført i denne studien.

Simulerte feilhendelser 2020

Følgende feilhendelser er simulert for dette stadiet:

Ledningsfeil 420kV:

- Kristiansand-Brokke
- Kristiansand-Arendal
- Kvilldal-Holen
- Kvilldal-Rjukan
- Tveiten-Hasle
- Kristiansand-Feda
- Feda-Ertsmyra2
- Ertsmyra-Solhom
- Ertsmyra-Tjørhom
- Rød-Bamble
- Sylling-Flesaker
- Kvilldal-Saurdal
- Lyse-Saurdal

Ledningsfeil 300kV:

- Duge-Lyse
- Lyse-Førre
- Sauda-Blåfalli
- Sauda-Nesflaten
- Samnanger-Evanger
- Fardal-Aurland

Transformatorfeil

- 420/300 kV Samnanger
- 420/300 kV Saurdal

HVDC-feil:

- Blokkering NorNed
- Blokkering og filtertrip NorNed

Resultater fra dynamiske analyser 2020

Dynamiske simuleringer er gjennomført for et utvalg av lastflytcase, basert på de casene som er identifisert gjennom termiske analyser. Lastflytcaseene er modifisert slik at klassiske HVDC-linker er modellert med PSS/E HVDC-modell og VSC-linker modellert med ABB-modell der generatorer blir brukt i lastflytmodellen for å representere omformerens sin aktive og reaktive effekt.

Det er foretatt analyser på følgende varianter med oppgradert Vestre korridor:

- Lettlast, oppregulert Øst-Norge og Sverige, 3800 MW kabeleksport
- Lettlast, oppregulert Vestlandet, 3800 MW kabeleksport
- Lettlast, nedregulert Øst-Norge og transitt til Sverige, 3800 MW kabelimport
- Tunglast, oppregulert Vestlandet, 3800 MW kabeleksport
- Tunglast, oppregulert Vestlandet og transitt fra Sverige over Sydvestlinken, 3800 MW kabeleksport
- Tunglast, nedregulert både på Vest- og Østlandet og transitt til Sverige over Sydvestlinken, 3800 MW kabelimport

Alle disse casene er testet både med 1400 MW kabel i Kvilldal, og 1400 MW fordelt på Feda/Tonstad. 1400 MW kun i Tonstad er ikke analysert dynamisk, men de prinsipielle betraktningene bør likevel være gyldige.

I mange simuleringer virker det å være ustabil regulering av et antall VSC-anlegg. Spesielt Sydvestlinken viser ustabil regulering med hurtige effektpendlinger som konsekvens. Dette er i utgangspunktet ikke et systemproblem, men en svakhet i PSSE-modellen av VSC-linkene. Siden det er et stort antall VSC-linker tilknyttet Sør-Norge i relativt kort avstand påvirker de hverandre såpass mye at det kan bli ustabil regulering også i praksis. I mange tilfeller er det et forbigående problem, mens det i andre tilfeller pågår under hele simuleringen. Videre studier bør teste mer oppdaterte modeller.

Nettet er uansett stabilt for alle studerte feilsituasjoner, dvs at vi ikke ser noen problemer med transient eller dynamisk stabilitet.

7.7 OPPSUMMERING AV ANALYSER FOR 2020

Analysene viser at det er begrensninger i nettet med en ny kabel utover SK4. Begrensningene er i hovedsak knyttet til termiske og spenningsmessige forhold. Et oppgradert nett gir margin for kortslutningsytelse, gitt at nye HVDC-forbindelser realiseres med VSC-teknologi. De dynamiske analysene viser at nettet er stabilt for alle studerte feilsituasjoner.

Plassering av en ny kabel på 1400 MW i Kvilldal eller sør for Lyse vil gi begrensninger i nettet nord for Sauda. Videre er omfanget av begrensningene avhengig av kabellokasjon. En ny kabel sør for Lyse vil gi betydelige begrensninger på 300 kV forbindelsene mellom Lyse-Duge-Solhom (Duge-ringen). Ombygging av Lyse-Duge til triplex grackle og temperaturoppgradering av Duge-Roskrepp-Kvinen-Solhom til 90 grader vil være tiltrekkelig termisk sett.

Spenningsanalysene viser derimot at det er nødvendig med enten Lyse-Stølaheia eller 420 kV Lyse-Duge-Solhom. Lyse-Stølaheia er gunstig med tanke på å gi en robust løsning for spenningsproblemene i Stavanger. En ny kabel i Kvilldal gir ingen nye begrensninger i Vestre korridor, men spenningsanalysene indikerer at det kan gi problem med øst/vest flyt. Begrensningene utenfor analyseområdet er ikke studert i detalj, men analysene indikerer at det er begrensninger nord for Sauda, på Øst/Vest-forbindelsene, i Gudbrandsdalen og i det sentrale Østlandsområdet. Denne mengde problem illustrerer at to nye 1400 MW kabler utover SK4 (totalt 5200 MW kabelytelse) krever at tiltak studeres i et større geografisk område enn det som er tilfelle i denne studien.

Del IV Konsekvenser

I de foregående kapitlene er driften av systemet analysert for ulike stadier og nettkonfigurasjoner. Hvilke begrensinger som kan oppstå i nettet ved ulike kombinasjoner av produksjon, nett og utenlandskabler er analysert. Mulige tiltak for gjennomføring av spenningsoppgradering av Vestre korridor fram til og etter idriftsettelse av Skagerrak 4 og Østre korridor i 2014 er også beskrevet.

Denne delen av rapporten beskriver vurderinger knyttet til varighet av de observerte begrensingene både i 2014 og ved flere kabler innen 2020, alternative tiltak utover nettførsterkninger samt hvilke nettoppgraderinger som er vesentlige utover Vestre korridor. Konsekvenser og nødvendige valg i forbindelse med videre gjennomføringsstrategi for spenningsoppgradering blir også vurdert.

8 Varighet av begrensinger funnet i analysene

I denne studien har primæroppgaven vært å finne ut hvilke begrensinger som kan forekomme i samspillet mellom nett og kabler. For å ha tilstrekkelige virkemidler er dette åpenbart det viktigste å finne ut av. Valg blant aktuelle tiltak for å motvirke begrensinger er derimot viktig å begrunne med årsak, hyppighet og varighet av begrensingene. For å gi en pekepinn på dette er det foretatt markedssimuleringer i Samlast på aktuelle kabellokaliseringer sammen med nettførsterkninger. Det er benyttet åpne snitt innenfor Sør-Norge for å få fram ønsket kapasitet, analyser med lukka snitt vil automatisk tilpasse og begrense flyten slik at vi ikke ville få fram hovedtrendene på samme måte.

Videre er en viktig observasjon at de varighetene vi ser med tanke på hvor lenge markedet ønsker full utnyttelse av kabelkapasiteten selvsagt er avhengig av den fremtidige nordiske energibalansen, og i hvilken grad det bygges flere forbindelser mot kontinentet fra Sverige. Desto større overskuddet blir desto større andel av tiden vil det være maksimal eksport på kablene. Motsatt vil flere kabler fra Sverige til en viss grad redusere antall timer med maksimal eksport, forutsatt at det er et kraftoverskudd i Norge og Sverige. Det som er viktig er erkjennelsen av at det uansett vil være ønskelig med full utnyttelse en betydelig andel av året. Følgende kabel- og nettkombinasjoner er sett overordnet på med tanke på begrensinger:

- Analyse av én ny kabel (SK4) i 2014 uten nettførsterkninger utover Østre korridor
- Analyse av én ny kabel på 1400 MW i Kvilldal i tillegg til SK4, med 2020-nett
- Analyse av én ny kabel på 1400 MW i Tonstad i tillegg til SK4, med 2020-nett

I det følgende drøftes dette på et overordnet nivå. Fordelingsfaktorer som er benyttet i snittene er usikre siden de påvirkes av hvilket nett som faktisk blir bygd, og det er i vurderingene under kun antydnet et område for varighet.

8.1 BEGRENINGER VED ÉN NY KABEL, SK4, I 2014:

I PSSE-analysene ble det funnet begrensinger ved rundt 2000 MW samlet eksport på kablene ved intakt nett. Simuleringene med Samlast indikerer at dette eksportnivået vil være ønsket 50-60 % av året, gitt den analyserte nordiske energibalansen. Vi ser også at 5-6 % av året er det eksport over dette nivået og samtidig negativ effektbalanse på Sørlandet (eksklusive kablene). Tilsvarende er det 5-6 % av året eksport over 2000 MW ved 1000 MW eller lavere lokal produksjon i område NorgeSyd. Dette samsvarer med og underbygger relevansen til de simulerte PSSE-casene. Ut fra det har vi en nedre skranke for begrensinger på 5-6 % av året, dvs varighet ca 20 døgn (500 timer).

Skjevbelastning som gir begrensinger i vestre korridor kan gi begrensinger en større del av året enn dette. Sjekking av hvor ofte noen utvalgte snitt i vestre korridor overskrides gitt intakt nett, viser at det er betydelige perioder hvor det vil være behov for systemvern eller vil bli restriksjoner på utveksling.

Snittene i dagens 300 kV nett i Vestre korridor vil fortsatt være gyldige i 2014 når kun Østre korridor er på plass. Selv med temperaturoppgradering av Tonstad-Solhom vil det bli begrensinger i 10-20 % av tiden. Dette må håndteres i form av restriksjoner på kablene, systemvern eller spesialregulering.

Videre er det viktig å erkjenne at vi i perioden etter idriftsettelse SK4 har behov for utkoblinger som begrenser kapasiteten ytterligere i lange perioder. Effekten av dette er vanskelig å kvantifisere, da det avhenger sterkt av gjennomføringsstrategien. I samme perioder vil det også være behov for ordinært vedlikehold, som også medfører utkoblinger.

8.2 BEGRENINGER VED ÉN NY KABEL I TONSTAD (1400 MW) I TILLEGG TIL SK4, MED OPPGRADERT VESTRE KORRIDOR

Tilsvarende som ved kun SK4 viser simuleringene et høyt ønske fra markedet om maksimal eksport på kablene. I 30-40 % av tiden vil dette være ønsket av markedet. Et eksportnivå over 2400 MW samtidig med negativ effektbalanse innenfor analyseområdet er ønsket i 10 % av tiden. Dette viser at problemstillingene vi har sett med høy eksport samtidig med lav produksjon og/eller underskudd på Sørlandet vil være gyldige også ved nye kabler.

De termiske analysene viser et klart behov for forsterkningstiltak på parallellforbindelser til spenningsoppgradert Lyse-Tjørhom-Tonstad. Eksempelvis ser vi at uten økt kapasitet vil Lyse-Duge begrense enda mer enn det vi ser med SK4 og 2014-nettet. Med en 1400 MW kabel i Tonstad vil dagens Lyse-Duge begrense kapasiteten i 30-45 % av året.

Lenger nord vil det være tilsvarende begrensinger dersom Lyse-Førre-Hylen-Sauda ikke får økt kapasitet. Simuleringer i Samlast for 2020 er basert på 420 kV-drift på ledningene sørover fra Sauda, og vi har dermed ikke tilgjengelig flyt for 300 kV-drift. Varighet av begrensinger er derfor vanskelig å vurdere. PSSE-analyser har indikert at ombygging til triplex grackle med 300 kV-drift er termisk tilstrekkelig, men at det kreves 420 kV nord for Sauda. Flytkurver for 420 kV-drift indikerer at med spenningsoppgraderinger lenger nord øker flyten lenger sør automatisk så mye at 300 kV-drift ikke er aktuelt.

Nord for Sauda er det behov for å forsterke kapasiteten. Uten spenningsoppgradering ser vi begrensinger mellom Samnanger og Blåfalli i 7 % av tiden allerede ved SK4, økende mot 15-20 % av tiden med en ny kabel i Tonstad. Spenningsoppgradering Sauda-Samnanger reduserer varigheten ned under 1 %, men fjerner ikke begrensingene helt. Dette støtter opp under at det vil være behov for flere ledninger nordover ved mer enn en ny kabel utover SK4.

8.3 BEGRENSINGER VED ÉN NY KABEL I KVILLDAL (1400 MW) I TILLEGG TIL SK4, MED OPPGRADERT VESTRE KORRIDOR

Analysene med kabel i Kvilldal viser et betydelig mindre forsterkningsbehov innenfor analyseområdet. Begrensingene nord for Sauda samsvarer relativt bra med resultatene for en tilsvarende kabel i Tonstad. Det blir noen prosent høyere varighet av begrensinger mellom Sauda og Samnanger med kabel i Kvilldal sammenlignet med Tonstad, men de samme resonnementene er fortsatt gyldige. Som forventet reduseres varigheten av snittbegrensinger sør for Lyse kraftig sammenlignet med kabel i Tonstad.

Flyt på ledningene sørover fra Sauda øker hvis det blir 420 kV spenning nord for Sauda, så selv om det kan være tilstrekkelig med 300 kV drift i forhold til en kabel i Kvilldal, så øker trykket nordfra så mye etter oppgradering nord for Sauda at det trolig utløser behov for 420 kV på ledningene sørover fra Sauda også. Sammen med anleggstekniske hensyn når 420 kV etableres i Sauda så taler dette for samtidig overgang til 420 kV på Sauda-Saurdal og Sauda-Hylen-Lyse. Som ved kabel i Tonstad viser simuleringene at markedet ønsker eksport over 2400 MW samtidig med negativ effektbalanse på Sørlandet i 8-10 % av tiden.

Oppsummert så viser markedssimuleringene at de begrensinger som er funnet gjennom analyser i PSS/E har en varighet av signifikant betydning. Allerede i 2014 ved idriftsettelse av SK4 forsterkes dagens trend, med begrensinger i Vestre korridor anslagsvis 10-20 % av året. Behov for tiltak virker derfor rimelig selv uten å hensynte langvarige utkoblinger i perioden.

Ved idriftsettelse av flere kabler er det begrensinger opp mot halve tiden dersom det ikke gjøres tiltak utover Vestre korridor i form av oppgradering av Duge-ringen eller bygging av Lyse-Stølaheia. Tiltak i Saudasnittet er også nødvendige, i hvert fall med ny kabel i Tonstad. Tiltak her henger også sammen med behov for oppgradering nordover fra Sauda dersom begrensinger av betydelig varighet skal unngås. Oppgradering til 420 kV nord for Sauda medfører i seg selv høyere flyt lenger sør, selv uten andre endringer.

9 Vurdering av tiltak for å motvirke begrensinger

9.1 STYRBARE KOMPONENTER:

Driftserfaringene og analysene i denne studien viser de problemer som skjevfordeling av flyten i nettet gir for overføringskapasiteten. Det er relevant å spørre seg hvordan denne skjevfordelingen kan unngås, eller i det minste reduseres, slik at begrensingene ikke blir like omfattende. Flyten i et passivt AC-nett er i hovedsak styrt av impedansene når produksjonsfordelingen er gitt.

For å endre flyten må altså impedansfordelingen endre seg. Prinsipielt skjer dette enten gjennom å øke impedansen der man ønsker mindre flyt, eller å redusere den der man ønsker økt flyt. Et tredje alternativ er et eller flere fullt styrbare Back-to-Back HVDC-anlegg, men å sette inn et eller flere ekstra HVDC-anlegg for å idriftsette et HVDC-anlegg er ikke kostnadmessig aktuelt. Alternativet blir da å finne en mer gunstig plassering av det "opprinnelige" HVDC-anlegget.

Tenkbare tiltak i AC-nettet kan være:

- Seriereaktor i Vestre korridor
- Seriebatteri på 420 kV ledninger Kristiansand-Brokke-Holen og Østre korridor
- Fasevridertransformator

Seriereaktor på 300 kV - strekningen Lyse-Duge-Solhom vil kunne forhindre overbelastning av denne ved utfall av parallell 420 kV Lyse-Tonstad. Ved høy overføring fra vest vil da en større andel av overføringen fra vest måtte gå til Sørlandet via Saudal-Kvilldal-Holen, som sammen med Sauda-Saudal da overbelastes tidlig. Videre er det spenningsstabilitetsproblemer ved høy overføring mot Sørlandet, som vil bli forverret ved å øke impedansen i nettet. Seriereaktor vurderes derfor ikke som et relevant tiltak på sikt.

Seriebatteri (seriekondensator) på 420kV ledningene vil, i motsetning til en seriereaktor, redusere impedansen i systemet. De samme problemene med høy belastning på tverrforbindelse Kvilldal-Holen vil trolig oppstå, men tiltaket kan ha en positiv effekt på spenningsstabiliteten inn mot området. Skal tiltaket ha en positiv effekt på kapasiteten må det etableres batteri i begge 420 kV - korridorer ("midtre" og østre). På grunn av vernmessige utfordringer er det imidlertid begrensinger på hvor store seriebatteri som kan installeres i forhold til ledningslengde, dette begrenser også den mulige omfordelingseffekten.

Fasevridende transformatorer er også et tiltak for å omfordele effektflyten i nettet. Denne kan endre fasevinkelen mellom hver side av transformatoren, og på den måten endre effektflyten gjennom transformatoren og dermed forbindelsen den er satt inn på. En slik enhet plassert på 300 kV i Vestre korridor vil gi den samme systempåvirkningen som en seriereaktor, men med større fleksibilitet med tanke på flytendring. Imidlertid er det en langt mer komplisert enhet, og den må til enhver tid være tunet for å takle dimensjonerende utfall i nettet. Styringen for dette vil bli komplisert i et system som det norske med store variasjoner over døgnet.

En fasevridertransformator medfører også større tap i systemet, siden den påtvinger systemet en flyt som ikke er styrt av minste motstands vei. Siden skjevfordeling av flyten vil være gjeldende også etter at Vestre korridor er oppgradert, vil ytelsen på transformatoren måtte dimensjoneres tilsvarende som en 420 kV ledning. Dette betyr minst 2 parallelle enheter, evt. flere for å ha redundans.

Det er viktig å være bevisst på at fasevridertransformatorer på dette spenningsnivået og med denne ytelsen har mange tekniske utfordringer. Av erfaringer internasjonalt har TenneT installert en 1000 MVA, 400kV, +/-37 grader transformator i Meeden. En slik transformatorstørrelse krever montasje og testing på anlegg, noe som kompliserer ytterligere. Prosjektet ser ut fra dette ikke på fasevridertransformator som et robust eller aktuelt tiltak for å redusere kapasitetsbegrensingene som følge av skjevfordeling mellom de ulike overføringskorridorene.

9.2 LOKAL SPENNINGSTØTTE:

Spenningsstabilitet ved høy overføring inn mot Sørlandet er påvist å være et viktig begrensende element for flyten inn mot Sørlandet og dermed mulig eksport. Et naturlig tiltak i så måte er økt spenningsstøtte i området. Dette kan være i form av passive komponenter som kondensatorbatteri, styrbare FACTS-anlegg som SVC eller roterende maskiner (fasekompensatorer).

Når det gjelder passive komponenter så må disse ligge innkoblet før utfallet skjer, og det kan være problematisk når det er vanskelig å overholde øvre spenningsgrense i nettet. Resultatene vi har sett indikerer at spenningskollapsen skjer hurtig fra relativt høy spenning.

Dynamisk kompensering i form av SVC-anlegg vil kunne bidra positivt, men det er viktig å ha i tankene potensielle harmoniske problemer som følge av at det allerede i dag er mange HVDC-anlegg og kompenseringer i området, og det vil være behov for nøye gjennomgang av systemet i området for å kartlegge om en økning av antallet kan gi harmoniske problemer både for eksisterende og nye anlegg.

Roterende fasekompensatorer vil kunne virke positivt både på spenningsstabiliteten og på kortslutningsytelsen. Det er kjørt noen sensitivetsanalyser på spenningsforhold med ulikt nivå på fasekompensatorytelse i Feda for å få en indikasjon på hvilket nivå som er nødvendig for å unngå restriksjoner som følge av spenningsstabilitet.

For 2014 og Skagerrak 4 virker det å være nødvendig med minst 600 MVA innfaset fasekompensatorytelse for å gi tilstrekkelig spenningsstabilitet uten spenningsoppgradering i Vestre korridor. For å løse de identifiserte problemene for Stavangerområdet vil lokalisering av fasekompensering her være gunstig, men vi får da generelt mindre støtte enn ved lokalisering i Feda ved høy belastning i Østre korridor.

Ved oppgradert Vestre korridor til 420 kV mellom Ertsmyra og Saurdal og en 1400 MW kabel lokalisert i Ertsmyra er det trolig behov for ytterligere 200 MVA, dvs 800 MVA innfaset ytelse. Ved komplett spenningsoppgradering Kristiansand-Feda-Ertsmyra i tillegg reduseres behovet noe. Det er imidlertid ikke sjekket sensitivitet på spenningsstøtte for høy flyt i Østre korridor, det forventes i utgangspunktet at like mye støtte er påkrevd som vist i sensitivitetene for 2014 med kun Østre korridor oppgradert.

Siden behovet for ekstra spenningsstøtte er vesentlig også i tunglast, vil sannsynligvis eksisterende vannkraftaggregater av noe størrelse i området allerede være innfaset. Derfor er det lite trolig at de eksisterende vannkraftaggregater som kan kjøres som fasekompensatorer er tilgjengelig som ekstra støtte. Skal de holdes tilgjengelig for dette må eksporten hentes lenger unna, med høyere overføring i nettet som konsekvens. Den ekstra fasekompensatorytelsen det er behov for må dermed kunne hentes fra nye fasekompensatorer.

Fasekompensatorer er anlegg som krever både egne bryterfelt, transformatorer med tilhørende sjakter og betydelig vedlikehold. Siden behovet for innfaset ytelse virker å være tilstede ved høy overføring både i lettlast og tunglast, samt til dels som behov for bidrag til kortslutningsytelse i importsituasjoner når spenningsstabilitet ikke virker like kritisk, vil høy oppetid være viktig. Redundanskrav for fasekompensatorinstallasjoner må derfor vurderes nøye.

Oppsummert så er fasekompensatorer et mulig tiltak for å motvirke begrensinger på grunn av spenningsstabilitet, men det kreves mange enheter, de må til dels tilknyttes i stasjoner med plassbegrensinger og det løser ikke de termiske begrensingene.

9.3 EGET ELSPOTOMRÅDE PÅ SØRLANDET

Generelt om elspotområder

I følge FoS § 5 skal systemansvarlig fastsette elspotområder for å håndtere store og langvarige flaskehals i regional- og sentralnettet. Begrensingene som er avdekket i studien vil ha en slik karakter. Situasjonen på Sørlandet er imidlertid spesiell og det følgende vil vise at disse flaskehalsene er lite egnet for eget elspotområde slik dagens regime for flaskehalsbehandling er utformet.

For at et eget elspotområde skal fungere i praksis er det også andre kriterier som må være oppfylt enn flaskehalsens størrelse og varighet. Ett av disse er at det skal være mulig å fastsette en riktig handelskapasitet mellom områdene, og det er blant annet på dette punktet et eget område på Sørlandet viser seg vanskelig gjennomførbart.

Håndtering av importflaskehals

Ved import i lettlastperioden er krav til kortslutningsytelse en begrensende faktor for hvor mye import som kan tillates på kablene. Jo høyere import, jo høyere kortslutningsytelse er nødvendig. Ved en normal nettkonfigurering er det økt produksjon som gir økt kortslutningsytelse. Ved å begrense flyten nordover fra Sørlandet i kapasitetsfastsettelsen, vil man i noen tilfeller begrense importen på kablene, og i noen tilfeller begrense produksjonen på Sørlandet. Dersom det er produksjonen som begrenses vil dette fysisk redusere importkapasiteten på kablene. Dermed har man et paradoks ved at det kreves lokal produksjon for å kunne importere, men prisen gjør at import vil fortrenge lokal produksjon. Dette gjør at de fysiske begrensningene som oppstår ved import ikke kan håndteres ved innføring av elspotområde på Sørlandet.

I tunglastperioder kan det oppstå flaskehals i nettet ved import på kablene som ikke er knyttet til kortslutningsytelse. Hvilke snitt som vil være begrensende vil være avhengig av last- og produksjonsfordeling i nettet og utveksling på kabler. Teoretisk korrekt avgrensning av elspotområdet vil derfor kunne variere også innenfor samme driftsdøgn.

Håndtering av eksportflaskehals

I en eksportsituasjon vil produksjonsfordelingen innenfor og utenfor området, samt fordelingen av eksport på kablene påvirke om flaskehals oppstår i Vestre eller Østre korridor. Dette kan variere fra time til time. I kapasitetsfastsettelsen til et elspotområde på Sørlandet må det prognostiseres hvor mye kraft som kan gå inn til området totalt i begge korridorene når den første flaskehals oppstår i en av korridorene. Dette vil variere fra time til time, og vil i praksis føre til at kapasiteten blir for høy eller for lav i mange timer.

For å opprettholde høyest mulig handelskapasitet på NorNed og Skagerrak, er det installert systemvern på Skagerrak som hurtig reduserer eksport ved utfall av viktige ledninger inn mot Sørlandet. Denne reduksjonen er imidlertid ikke alltid tilstrekkelig, og senest innen 15 minutter må i så fall flaskehalsen avlastes ytterligere.

Statnett vurderer det slik at det ikke er tilstrekkelig sikkerhet for tilgang på reserve i Danmark og Nederland med tilfredsstillende responstid utover virkningen av systemvernet. Videre avlastning må da gjøres enten gjennom oppkjøring av produksjon eller utkopling av forbruksbud i Regulerkraftmarkedet på Sørlandet. Det er imidlertid ikke gitt at tilstrekkelige oppreguleringsressurser er tilgjengelige på Sørlandet sør for flaskehalsene til å avlaste nettet ved feil i nett eller produksjonsanlegg.

I en eksportsituasjon er det derfor et problem å få tilgang til tilstrekkelig oppreguleringsreserve på riktig side av flaskehalsene med tilstrekkelig sikkerhet.

Problemstillingene ovenfor er erfart både i vinterperioden og i sommerperioden. I sommerperioden er forbruket på Sørlandet vesentlig lavere. På den annen side er det da også lange perioder med lav produksjonskapasitet grunnet vedlikeholdsarbeid på ulike kraftverk. På Skagerrak og NorNed har det gjennomgående vært full eksport på dagtid også på sommeren.

Virkingen av et eventuelt elspotområde ville være at en økt områdepris fører til økt produksjon sør for flaskehalsen eller redusert eksport på kablene. Stigende pris på Sørlandet kan medføre at all tilgjengelig produksjonskapasitet i området blir utnyttet før eksport på kablene reduseres. Dette er motstridende til at det trengs noe ledig produksjonskapasitet sør for den fysiske flaskehalsen for hurtig å avlaste snitt som oppstår ved en eventuell driftsforstyrrelse på en viktig ledning inn mot Sørlandet eller i produksjonsapparatet sør for flaskehalsene.

Flaskehalsene som kan oppstå er på ulike snitt i eksport- og importsituasjoner. Det betyr at det ikke finnes en elspotområdeavgrensning som er egnet til å håndtere både eksport- og importflaskehals.

Konklusjon

Krav til lokal produksjon i en importsituasjon på grunn av kravet til kortslutningsytelse, og krav til reserve i kraftverk på Sørlandet i eksportsituasjoner, gjør at prissignalet ved et elspotområde på Sørlandet i perioder kan virke mot sin hensikt. I tillegg vil flaskehalsen som flytter seg mellom ulike snitt innenfor driftsdøgnet, og ulike flaskehalsen i import- og eksportsituasjoner gjøre at det ikke finnes en avgrensning av et elspotområde på Sørlandet som er egnet til å håndtere begge situasjoner.

Det vil være vanskelig å få eventuelle partnere på kabelprosjektene til å godta langvarige flaskehalsen internt i nettet på Sørlandet. Vi ser det derfor som mest hensiktsmessig at eventuelle flaskehalsen håndteres ved en kombinasjon av redusert handelskapasitet på kablene og spesialreguleringer, til tross for at kapasitetsreduksjon på kablene er ansett å være det siste virkemiddelet for å kunne opprettholde forsynings sikkerheten i systemet. Kapasitetsreduksjon på ulike kabler kan ha ulik virkningsgrad på den dominerende flaskehalsen, siden de er tilkoblet til ulike punkt i nettet. Både virkningsgrad og prisforskjell vil derfor være med i vurderingen av hvilken forbindelse som skal reduseres.

9.4 PUMPEKRAFTVERK PÅ SØRLANDET

Bygging av nye aggregater med mulighet for pumpedrift er lansert som et tiltak for å muliggjøre økt kabelinstallasjon i området. I det følgende er noen prinsipielle alternativer for systemmessig tilknytning av pumpekraftverk skissert, samt at utfordringer knyttet til inkludering av pumpekraftverk i analysene er beskrevet. Det forutsettes at pumpekraftverk må etableres med ny vannvei, både ut fra at det trolig er nødvendig for å oppnå tilstrekkelig slukeevne, og for å oppnå ønsket fleksibilitet i driften.

1. Nye aggregater koblet direkte mot HVDC-anlegg uten mulighet for elektrisk kobling mot eksisterende system
2. Nye aggregater elektrisk koblet mot både HVDC-anlegg og sentralnettet, men uten planmessig effektutveksling mot nettet under normal drift.
3. Nye eller eksisterende aggregater koblet direkte mot HVDC-anleggene i kortere eller lengre perioder.
4. Nye eller eksisterende aggregater permanent tilknyttet eksisterende kraftsystem

Løsning med ny vannvei gir fleksibilitet ved at samme stasjon i prinsippet kan produsere og pumpe på samme tid, gitt at pris og vannverdi gjør det aktuelt. Det er likevel trolig at det i samme kraftverk vil være enten produksjon eller pumping, og ikke begge deler samtidig. Dersom dette fører til at dagens kraftverk får enda mer markert opp- og nedkjøring må dette tas hensyn til ved kriteriene for planlegging av økt nettkapasitet, behov for spenningsregulering eller kortslutningsytelse på natt, regulerstyrke og mulighet for opp- eller nedkjøring av effekt for eksempel ved driftsforstyrrelser.

Alternativet med elektrisk sammenkobling uten planmessig effektutveksling berører uansett systemdriften og kapasiteten i nettet på grunn av en del egenskaper (både positive og negative):

- Driftsforstyrrelser på generator, pumpe eller HVDC-anlegg må med denne løsningen fortsatt hensyntas i utfallsanalyser og fastsettelse av kapasitet i sentralnettet.
 - o Dette kan fortsatt gi begrensninger for AC-nettet.
 - o En løsning kan være krav om å oppfylle effektbalanse også ved driftsforstyrrelser, altså frakobling av aggregater og HVDC-anlegg ved feil på en av dem. Dette er i praksis bruk av systemvern.
- Benyttes noen av de eksisterende generatorer mot nytt HVDC-anlegg når nye pumpeaggregater har stans vil dette redusere tilgjengelig produksjonskapasitet for sentralnettet.
- Generator- og pumpedrift vil begge bidra med kortslutningsytelse
- Generatorer kan bidra med spenningsregulering
- Aggregater/HVDC-anlegg kan muligens benyttes som systemvern eller effektstøtte ved driftsforstyrrelser i sentralnettet

Opp- og ned-regulering av aggregater må i denne konfigurasjonen styres i takt med HVDC-anlegget. Eventuell svikt eller forsinkelser i reguleringen av kraftverket vil enten føre til ubalanse i AC-systemet eller ikke planmessig levering mot HVDC-forbindelsen.

Å koble nye eller eksisterende generatorer direkte mot HVDC-anleggene i kortere eller lengre perioder gir i praksis de samme utfordringene som over. Det påvirker tilgangen på produksjonsenheter i det resterende systemet og dermed overføringsbehovet. Den effekten som ellers ville blitt produsert i stasjonen må da overføres fra et annet sted i nettet, og dermed belastes systemet i en eller annen form.

Pumpekraftverk fast tilknyttet eksisterende system påvirker ikke kapasitetsbehovet i nettet, da det på samme måte som i dag må tas høyde for at eksisterende kraftverk der pumpekraftverket lokaliseres ikke ønsker å produsere. Det er ingen garanti for at et pumpekraftverk vil være i drift med produksjon eller pumping, og dermed blir ikke maksimal belastning som systemet må dimensjoneres for mindre enn uten pumpekraftverk. Varigheten av maksimalbelastningen på systemet kan derimot bli påvirket.

Oppsummert så er det vanskelig å se for seg at installasjon av pumpekraftverk ikke vil påvirke systemdriften i det eksisterende systemet, uavhengig av tilknytningsform. Så lenge det knyttes til et eksisterende hydrologisk system vil det, i større eller mindre grad, påvirke produksjonsfordelingen i dette systemet. Hvor stor påvirkning dette har avhenger blant annet av tekniske løsninger og hydrologisk sammenkobling, og er en kompleks problemstilling å ta detaljert inn i analysene av systemet. Det er uansett slik at tidsplanen knyttet til konsesjonsprosesser og bygging av nye vannveier og turbiner for eksisterende kraftverk gjør løsningen lite aktuell innenfor tidshorizonten i denne analysen.

10 Nytten av tilleggsoppgraderinger og konsekvenser for gjennomføringsstrategi

Analysene i kapittel 7 viser en tydelig forskjell i det tiltaksvolum som er nødvendig for sikker drift av nettet med ulik lokalisering av ny kabel til utlandet. Beslutning knyttet til forsterkningsbehov for SK4 og valg av ny kabellokalisering har derfor stor betydning for prioritering av rekkefølge på spenningsoppgradering og tilhørende stasjoner. Videre vil gjennomføringsstrategi påvirkes av om og eventuelt når Lyse-Støleheia blir etablert, og hvilket omfang av kabelrestriksjoner som aksepteres ved revisjoner og feil i nettet.

10.1 SYSTEMMESSIG NYTTE AV ULIKE TILLEGGSOPPGRADERINGER

Det er analysert på noen varianter med ytterligere spenningsoppgradert nett utover Vestre korridor på Sørvest- og Vestlandet. Gjennom analysene har vi sett en del trender med tanke på hva som er viktige forsterkninger, og hva som er knyttet sterkt opp mot kabellokalisering. I tillegg vil en del forsterkninger være knyttet opp til prinsipielle valg rundt driften av systemet. Disse drøftes kort uten at vi tar stilling til det i rapporten, men valgene styrer i stor grad gjennomføringsstrategien og er viktig å få avklart tidlig.

En viktig erkjennelse er at kapasiteten i nettet parallelt med Lyse-Tjørhom-Tonstad vil være avgjørende for driften på Sørlandet. Vi ser et klart behov for høyere termisk kapasitet her enn forutsatt til nå i Vestre korridor, dersom det kommer mer kabelytelse enn SK4 sør for Lyse. Videre er ikke økt termisk kapasitet i Duge-ringen alene nok til å sikre spenningsstabilitet ved flere kabler, da må enten Lyse-Stølaheia være bygget eller Duge-ringen være oppgradert til 420 kV. Lokal spenningsstøtte i form av fasekompensering kan avhjelpe behovet, men det kreves da omfattende kompenseringsvolum for å oppnå dette, jfr kapittel 9.2.

Lyse-Stølaheia vil gi en mer robust spenningsstøtte for Stavanger med tanke på utfall av 300 kV ledningen Tonstad-Stokkeland, og er det eneste tiltaket som øker antall ledninger inn til Stavanger. Imidlertid er det selv med Lyse-Stølaheia situasjoner som vil kreve høyere termisk kapasitet i Duge-ringen ved høy overføring, slik at økt kapasitet i denne er gunstig uavhengig av framdrift på Lyse-Stølaheia.

Videre vil det ved en 1400 MW kabel sør for Lyse være behov for høyere kapasitet på ledningen Lyse-Førre-Hylen-Sauda. Siden dette er en simplex-ledning er ikke oppisolering et alternativ. Å bygge den om til triplex grackle med fortsatt 300 kV drift er tilstrekkelig, både termisk og spenningsmessig. Overgang til 420 kV utløses primært av når Sauda stasjon må på 420 kV som følge av oppgradering av nettet nord for Sauda. Samtidig medfører overgang til 420 kV på denne strekningen at Førre stasjon enten må bygges om til 420 kV eller saneres. Ved sanering må 300 kV ledningen Tokke – Førre legges om, enten mot Lyse eller Saurdal, med tilhørende ny ledningsstrekning og stasjonsanlegg i de stasjonene. Hvor ledningen fra Tokke i så fall tilknyttes påvirker i noe grad overføringskapasiteten i området. Tiltak nord for Sauda er ikke direkte vurdert i denne studien, men vi ser klare behov for oppgraderinger nordover på Vestlandet. Økende kabelytelse øker også behovene for nett her.

Den største usikkerheten vi ser innenfor analyseområdet ligger i det eksakte behovet for tverrforbindelsene Arendal-Solhom-Tonstad og Kristiansand-Feda, samt videre til Tonstad dersom det ikke blir bygget noen ny kabel fra Feda. Det er ikke termiske forhold ved intakt nett som krever at disse ledningene oppgraderes til 420 kV så sant Tonstad-Solhom er oppgradert til høyere termisk kapasitet og systemvern mot NorNed fortsatt aksepteres.

Systemdriftsmessige momenter som taler for 420 kV også på disse forbindelsene er:

- Nødvendig for å redusere/unngå restriksjoner på kabler ved ledningsrevisjoner og utfall (sikrer minst 3 stk 420 kV-ledninger inn til stasjoner med HVDC-omformere)

- Bedrer kortslutningsytelsen for eksisterende HVDC-anlegg i Feda
- Bedrer spenningsstabiliteten for Stavanger gjennom å styrke Feda som punkt ved ensidig forsyning av Stavanger

Systemdriftsmessige momenter som taler mot 420 kV også på disse forbindelsene er:

- Overgang til 420 kV til Feda fra Tonstad og Kristiansand vil ved revisjon/feil på en autotransformator i Feda eller Kristiansand gi restriksjoner på hhv NorNed eller Skagerrak1-3 så lenge det er to autotransformatorer i stasjonene.

10.2 PRINSIPPIELLE BESLUTNINGER OM SYSTEMUTFORMING SOM VIL PÅVIRKE GJENNOMFØRINGSSTRATEGI

Etter etablering av en eventuell ny 420 kV forbindelse Feda-Saurdal som beskrevet i kapittel 5, vil neste trinn være å etablere Ertsmyra stasjon, og kople denne til 420 kV forbindelsen. Samtidig med dette etableres nye forbindelser mellom stasjonene Tonstad og Ertsmyra, hvorav den ene skal gå i frigjort trase for Tonstad-Solhom mellom Tonstad og nytt stasjonsanlegg i Ertsmyra.

Hvis det besluttes å avslutte 420 kV allerede i Ertsmyra i stedet for i Feda, vil neste steg etter 420 Saurdal-Ertsmyra være å etablere ny triplex Ertsmyra-Solhom, samt ny triplex Tonstad(Ertsmyra)-Feda (begge disse erstatter eksisterende simplex-ledninger). Simplex-ledning Feda-Tonstad må erstattes for å unngå systemvern mot NorNed og unngå store begrensninger ved revisjoner. Dagens simplex-ledning Tonstad-Solhom må erstattes når oppgraderinger lenger nord øker flyten i Vestre korridor. Dette gjelder uavhengig av om det kommer ny kabel sør for Lyse eller ikke, men en ny kabel forsterker dette og kan kreve overgang til 420 kV.

Når tiltakene over er ferdigstilt, vil neste fase være å tilknytte 420 kV Tjørhom på den skisserte 420 kV forbindelsen og deretter 420 kV Lyse. Ved kabel sør for Lyse vil det også være behov for forsterkninger i Duge-ringen, og de bør etableres i denne fasen. Hvilke forsterkninger det er behov for, vil være avhengig av Lyse-Stølaheia. Når nødvendige tiltak i denne fasen er avsluttet, kan dagens 300 kV Tonstad-Lyse saneres.

Ved kabel sør for Lyse, vil det også være behov for å erstatte 300 kV simplex-ledning Lyse-Sauda med en ny triplexledning. En tidlig oppgradering av nettet lenger nord på Vestlandet som øker flyten sørover fra Sauda utløser også dette behovet. I forhold til kabel sør for Lyse, kan ledningen driftes på 300 kV. Imidlertid vil en ny kabel etter SK4 fremtvinge nytt 420 kV anlegg i Sauda. Det vil da trolig bli behov for å drifte Sauda-Hylen-Førre-Lyse på 420 kV, men det innebærer igjen at det må etableres en løsning for stasjonene Hylen og Førre.

Dersom det ikke blir 420 kV anlegg i Feda og Solhom (300 kV beholdes som systemspenning), vil dette gi anleggsmessige utfordringer. For Feda sin del, vil dette innebære at i en periode vil tre ledninger fra nord føres inn til stasjonen samt anleggsmessige utfordring i selve stasjonen. Ved etablering av ny kabel sør for Lyse, kan det oppstå transitt mellom Skagerrak og NorNed/ny kabel, som medfører behov for temperaturoppgradering av Feda-Kristiansand. Dersom Ertsmyra-Solhom og/eller Feda beholdes på 300 kV, vil dette innebære et behov for 300 kV anlegg i Ertsmyra, alternativt en utvidelse av Tonstad, som vil være krevende. Per i dag er det ikke planlagt et 300 kV anlegg i Ertsmyra. I Solhom kan det være behov for utskifting av komponenter. Det er ikke sikkert at dette er mulig/kostnadsforsvarlig å utføre. Tilsvarende problemstilling er tilfellet i Duge, samt også i Roskrepp og Kvinen hvis det blir aktuelt med temperaturoppgradering på strekningen Duge-Roskrepp-Kvinen-Solhom. Et alternativ som da peker seg ut er etablering av en forbindelse Lyse-Solhom, hvor dagens produksjonsanlegg består som en egen produksjonsradial mot Solhom. Når det reinvesteres i anleggene kan de så kobles inn på den nye forbindelsen.

Som beskrevet over, vil en hensiktsmessig gjennomføringsstrategi være svært avhengig av hvilke forsterkninger som besluttes gjennomført. Dette vil igjen påvirke stasjonsutforminger og delvis også trasevalg. Beslutninger knyttet til en forsterkning påvirker omkringliggende anlegg, med dertil muligheter og begrensninger.

11 Konklusjon

Analysene i denne studien bekrefter systemdriftens erfaringer om at driften av nettet allerede er anstrengt, og at situasjonen vil bli mer anstrengt etter at SK4 blir satt idrift selv om Østre korridor er oppgradert. Analysene viser et behov for nettførsterkninger også i Vestre korridor for sikker drift og fri utnyttelse av SK4, alternativt med utvidet bruk av systemvern mot kablene.

Den skjevfordeling i flyten som oppstår på grunn av de fundamentale fysiske sammenhengene i kraftsystemet er viktig for å finne korrekt kapasitet: Tyngdepunktet for produksjonskapasiteten ligger på Vestlandet og forbrukstyngdepunktet ligger på Østlandet. Av dette følger at uavhengig av antall ledninger vil eksport belaste den vestlige delen av nettet mest, og import belaste den østlige delen mest. Erkjennelsen av dette er viktig for å forstå at jevn flytfordeling på de ulike ledningene mellom Sørlandet og resten av Norge ikke kan forventes. Trenden er at dette vil forsterke seg etter hvert som nett og kabler bygges ut. Skjevfordelingen forsterkes ytterligere ved etablering av store mengder småkraft på Vestlandet.

Flere utenlandskabler vil gjøre Sørlandet til et transittområde for kraftutveksling mellom Norden og det kontinentale Europa. Det vil øke belastningen på linjene mellom Sørlandet, Vestlandet og Østlandet, men også på mange andre forbindelser i Norge. Dette skyldes at de fleste magasinverk vil reagere på de samme prissignalene. Jo flere kabler og sterkere innenlandsk nett, dess lenger unna vil produksjonen, og dermed flyten i nettet, påvirkes. Vurderinger rundt systemdrift og nettbehov må derfor vurderes langt utover Sørlandet, selv om påvirkningen på nettet er størst nærmest kablene.

Utfordringene med skjevfordeling i nettet på Sørlandet og økt transitt i andre deler av landet krever nettførsterkninger utover dem som tidligere studier har identifisert. Dette kan påvirke rekkefølgen og prioriteringen av de nettførsterkningstiltakene som er identifisert i spenningsoppgraderingsprogrammet, men vil også påvirke driften av kablene. Langvarige utkoblinger i Vestre korridor som følge av arbeidet med spenningsoppgradering vil medføre omfattende restriksjoner på utnyttelsen av kablene.

Det er sett på hva en tidlig etablering av 420 kV Feda-Saurdal kan gi for å motvirke dette. Foreløpige analyser viser at en slik forbindelse vil være svært gunstig for å muliggjøre videre arbeid med spenningsoppgradering i Vestre korridor, samt for å kunne utnytte Skagerrak 4 og eksisterende kabler fullt ut uten restriksjoner.

Idriftsettelse av to nye 1400 MW kabler i tillegg til SK4 vil kreve omfattende tiltak både nord for Sauda og mot/på Østlandet, i tillegg til tiltaksbehovet internt i analyseområdet. Hvilke tiltak som er nødvendig for å sette i drift en ny kabel er avhengig av lokaliseringen av denne. Både ved lokalisering i Kvilldal og i Feda/Tonstad er det behov for tiltak i nettet nord for Sauda, og muligens også på øst/vest-forbindelser. Lokalisering i Kvilldal krever relativt få netttiltak i Vestre korridor utover de nødvendige tiltak for fri utnyttelse av SK4. Lokalisering i Feda/Tonstad-området vil derimot også kreve forsterkninger av nettet fra Feda/Tonstad og nordover til Sauda.

Begrensningene som er avdekket i studien vil medføre restriksjoner på utnyttelse av kablene dersom de ikke håndteres i forkant av nye kabler. Mulige virkemidler for å håndtere restriksjonene kan være nettførsterkninger, systemtjenester og/eller avtaleverk. Statnett søker generelt å håndtere store og langvarige flaskehalsen gjennom å definere egne elspotområder. På Sørlandet er det imidlertid ulike problemstillinger som skal håndteres, og etablering av et eget elspotområde er ikke et egnet virkemiddel for å løse disse.

Noen hovedkonklusjoner og spørsmål kort oppsummert:

- Hvilke forutsetninger er gjort i studien med tanke på utnyttelsen av kablene?
 - For å avdekke begrensinger i systemet har det vært nødvendig å teste nettet med full utnyttelse på kablene. Dette betyr ikke at det er forutsatt full utnyttelse hele tiden, men at det er sett på hvilke restriksjoner som oppstår ved analyserte utvekslingsnivå. Dette er første steg for å vite om det er behov for restriksjoner på kablene, mer nett enn forutsatt eller andre tiltak i systemet.
- Er det tilstrekkelig med Østre korridor for å drifte SK4 uten at systemdriften svekkes og driftspolicy overholdes?
 - Studien viser behov for tiltak i Vestre korridor og/eller bruk av mer systemvern allerede ved intakt nett. Revisjoner/ombygginger forverrer dette.
- Hvorfor brukes ikke Sørlandssnittet, hva har endret seg fra tidligere studier?
 - Skjevfordelingen i nettet har vist at Sørlandssnittet ikke får fram de faktiske begrensningene i systemet. Flyt i ulik retning i snittet forsterker dette. Det er heller ikke et driftssnitt.
- Er Vestre korridor tilstrekkelig for å håndtere 1400 MW til Tyskland og 1400 MW til England?
 - Vestre korridor alene uten ytterligere oppgraderinger mellom Lyse og Tonstad håndterer ikke mer ny kabelkapasitet sør for Lyse enn SK4. Med oppgradering enten i form av Lyse-Stølaheia eller økt kapasitet Lyse-Duge-Solhom kan muligens 1400 MW etableres sør for Lyse. 2800 MW ny kabelkapasitet utover SK4 påvirker hele Sør-Norge og flyt til/fra Sverige, og krever mer analyser på et større område
- Er begrensinger i nettet primært av termisk art, eller er det dynamiske eller kortslutningsmessige forhold som inntreffer først
 - Analysene indikerer at det primært er termiske og spenningsmessige begrensinger med de overføringsnivå vi har vurdert.
- Hvordan påvirker Sydvestlinken grensene på Sørlandet
 - Sydvestlinken forsterker transitten til/fra Sverige, men påvirker i liten grad de fundamentale problemene i nettet i Vestre korridor og på Vestlandet. Begrensinger knyttet til Østlandsområdet kan påvirkes, men avhenger av mulig driftsstrategi for Sydvestlinken.

12 Kilder

- [1] Systemutredning: "Forsterkninger på Sørlandet gitt nye likestrømsforbindelser", Statnett SF, april 2008, (unntatt offentlighet ihht Beredskapsforskriften)
- [2] Rapport: "Systemanalyse Sør-Vestlandet", Statnett SF, juni 2009, (unntatt offentlighet ihht Beredskapsforskriften)
- [3] Arbeidsgrupperapport: "Systemutredning av sentralnettet i Vestlandsregionen", BKK Nett AS, SKL Nett AS, SFE Nett AS, Tafjord Kraftnett AS, Statnett SF, juni 2011
- [4] Kraftsystemutredning for sentralnettet 2010, Statnett SF

Statnett SF
Husebybakken 28, Oslo
Pb 5192 Maj. 0302 Oslo
Tlf: 23 90 30 00
Faks: 22 52 70 01
Web: statnett.no

Statnett