

VIRKNINGER FOR KRAFTSYSTEMET VED KABLING

RAPPORT FRA SJØKABELUTREDNINGEN UTVALG II

1. februar 2011

Til Olje- og energidepartementet

Olje- og energidepartementet oppnevnte 31. august 2010 et ekspertutvalg for å utrede virkninger for kraftsystemet ved kabling. Utvalget legger med dette fram sin utredning. Samtlige av utvalgets anbefalinger er enstemmige.

Oslo, 1. februar 2011

Göran Andersson
leder

Liisa Haarla

Arne T. Holen

Emil Johansson
sekretariat

Förord

Utvalg 2 – Virkninger for kraftsystemet ved kabling har varit en av de externa arbetsgrupper, som efter beslutet den 2 juli 2010 att ge Statnett koncession att bygga en luftledning mellan Sima och Samnanger, tillsattes av regeringen den 10 augusti 2010 för att genomföra en oberoende utredning av ett sjökabelalternativ på sträckningen.

Utvalget har studerat olika systemtekniska konsekvenser av en ökad kablifiering i det norska centralnätet med utgångspunkt i följande mandat [1]:

1. *"Utvalget skal vurdere hvilke virkninger sjøkabelalternativer på strekningen fra Simadalen til Kvam vil ha på systemtekniske forhold. Utvalget skal ikke utrede konkrete trasealternativer. Utvalget skal også vurdere om en eventuell økt bruk av sjøkabler i nettet som helhet, gir akseptable systemtekniske virkninger."*
2. *"Videre skal utvalget også se på konsekvensene for fremdrift og kostnader i Statnetts nettutviklingsplaner ved en eventuell økt bruk av sjøkabler i andre sentralnettsprosjekter. Konsekvensene for nettariffene skal anslås, og utvalget skal også se på hvilke konsekvenser økt kabling kan ha for mulighetene til å knytte til ny fornybar kraftproduksjon som småkraft og vindkraft. Det bes om at utvalget går gjennom Statnetts nettutviklingsplan og andre utredninger fra Statnett som er aktuelle for oppdraget."*

Utvalget har bestått av: Professor Göran Andersson, ETH, Zürich, Schweiz (ordförande); Professor emeritus Arne T. Holen, NTNU, Trondheim, Norge; Professor Liisa Haarla, Aalto Universitetet, Esbo, Finland. Doktorand Emil Johansson, NTNU, har varit utvalgets sekreterare.

Det moderna samhället är beroende av en säker och tillförlitlig leverans av elektrisk energi. Flera olika studier och utredningar visar att elförsörjningssystemet är det viktigaste infrastrukturens system och att alla andra system är beroende av detta system för att fungera. Naturligtvis kan kortare avbrott tolereras, men längre avbrott kan få mycket allvarliga konsekvenser med stora kostnader som följd. Detta har med tydlighet kunnat konstateras vid de stora avbrott, blackouts, som drabbat olika system runt om världen under de senaste decennierna.

När man analyserar försörjningssäkerheten i ett elektriskt kraftsystem måste man beakta två olika storheter, nämligen både energi och effekt. Man måste se till att den totala mängden primär energi som driver generatorerna är tillräcklig, dvs. att det finns tillräckligt med vatten i magasinerna eller t.ex. gas tillgängligt, så att den totala mängden energi kan levereras till förbrukarna under en längre tidsperiod, normalt ett år. Men eftersom förbrukningen varierar starkt under ett år måste man även beakta den momentana förbrukningen, dvs. den elektriska effekten. Det är inte ovanligt att den högsta momentana förbrukningen under ett år är tre till fyra gånger större än den lägsta. Vidare kan flödena av effekt i nätet och på ledningarna vara högst olika beroende på hur lasten i olika områden varierar och vilka kraftverk som används för att producera den nödvändiga elektriciteten. Vilka kraftverk och hur mycket de ska producera bestäms utifrån en ekonomisk – teknisk optimering och regleras genom olika kontrakt mellan köpare och säljare samt på elmarknaden. Det är den elektriska effekten som är relevant när det gäller säkerheten i transmissionssystemet eftersom varje komponent i systemet, dvs. ledningar, transformatorer, etc., har en viss effektkapacitet (rating) och överskrider denna kan komponenten förstöras och för att undvika detta kopplas den ut med s.k. skydd. Därför ger energibetraktelser i regel lite information om den momentana driftsäkerheten i transmissionssystemet. Detta bekräftas av att ingen av de stora blackouts som inträffat har berott på energibrist utan har

orsakats av fel i systemet som medfört att effekten på en eller flera ledningar överstigit den maximalt tillåtna, vilket lett till urkoppling av dessa ledningar. Detta har i sin tur lett till att andra ledningar överbelastats och kopplats ur osv. Sådana förlopp brukar kallas kaskadurkopplingar och kan i värsta fall orsaka strömavbrott i stora geografiska områden.

Det är för att undvika en situation med stor risk för sådana kaskadurkopplingar i systemet runt BKK-området som man har beslutat att bygga en ny förbindelse mellan Sima och Samnanger. En sådan förbindelse kommer naturligtvis att öka drift- och försörjningssäkerheten och för att kunna värdera olika tekniska lösningar, luftledning och kabellösningar, måste man kvantifiera säkerheten. Detta har i denna rapport gjorts på två olika sätt, dels genom att studera risken för kaskadurkopplingar, dels genom att beräkna hur ofta en situation med otillräcklig försörjningssäkerhet kan förväntas uppstå. Ur dessa beräkningar och simuleringar, som delvis gjorts av Utvalg 2 och delvis av Statnett på uppdrag av Utvalg 2, har vi gjort en systemteknisk värdering av de olika lösningar som betraktats.

Även om det viktigaste och primära syftet med ledningen mellan Sima och Samnanger är att öka drift- och försörjningssäkerheten i BKK-området kommer ledningen dessutom att spela en viktig roll i det norska centralnätet även för andra syften. Om Norge ska kunna utnyttja sin vattenkraft som reglerkraft gentemot en kraftig vindkraftutbyggnad i Norge och i Europa, onshore och offshore, måste förutom att fler utlandsförbindelser byggs också det norska centralnätet dimensioneras så att det kan tillåta större transitflöden, vilket skiljer sig markant från dagens situation och krav på nätet. Detta har också Statnett konstaterat i sin Nettutviklingsplan 2010 [2].

Rapporten innehåller också en diskussion om vad konsekvenserna av en ökad kablifiering av det norska centralnätet skulle få. En sådan diskussion måste med nödvändighet bli ganska översiktlig, men vi har försökt att sammanfatta de viktigaste följderna. Vi har också försökt att uppskatta hur en ökad kablifiering inverkar på utbyggnaden av förnybar elproduktion och småskalig vattenkraft.

Vårt arbete har fokuserat på de systemtekniska aspekterna av en kabellösning. Andra Utvalg har studerat de mer anläggningstekniska problemen, miljöpåverkan och ekonomi. För våra beräkningar har vi använt data som ställts till förfogande från Utvalg 1, se [3].

Utvalg 2 hade också i uppgift att uppskatta inverkan av en ökad kablifiering på nättarifferna. Detta är i första hand en ekonomisk fråga och vi har inte haft möjlighet att skaffa det ekonomiska underlag, som är nödvändigt för en sådan uppskattning. Efter samråd med Utvalg 4 har vi helt avstått från att uttala oss om nättarifferna.

Förutom de källor som refereras direkt i texten har Utvalget delgetts ett utförligt skriftligt material, se listan av bakgrundsmaterial sid 56. Detta bakgrundsmaterial utgör också en grund för våra överläggningar och slutsatser.

28 januari 2011

Innehåll

Sammanfattning	6
DEL 1: PÅVERKNING PÅ KRAFTSYSTEMET AV KABLIFIERING – JÄMFÖRELSE MELLAN KABEL OCH LUFTLEDNING	8
1. Transmission av elektrisk effekt.....	9
2. Effektflöde.....	12
3. Tillförlitlighet	13
DEL 2: PÅVERKAN PÅ KRAFTSYSTEMET AV FÖRBINDELSE SIMA – SAMNANGER.....	17
4. Effektflöde i BKK-området.....	18
5. Tillförlitlighet in mot BKK-området	26
6. Sammanfattande slutsatser	39
DEL 3: PÅVERKAN PÅ KRAFTSYSTEMET AV ÖKAD KABLIFIERING I CENTRALNÄTET.....	41
7. Påverkan på effektflöde.....	42
8. Påverkan på tillförlitligheten	44
9. Påverkan på utbyggnaden av det norska centralnätet.....	45
10. Övriga systemtekniska aspekter	47
11. Sammanfattande slutsatser	54
Referenser:	55
Ytterligare källmaterial:	56
Appendix.....	59
Appendix A Statnett: Felstatistik	60
Appendix B CIGRE TB 398: Felstatistik	63
Appendix C entso-e Nordic: Felstatistik.....	65
Appendix D Effektflyt: Beregningsunderlag	67
Appendix E Pålitlighet: Beregningsunderlag.....	73
Appendix F HVDC: CSC/VSC	90
Appendix G Luftledningar & kablar: Elektriska parametrar	91
Appendix H Sima–Samnanger: Jämförelse av lösningsförslag	92

Sammanfattning

I den här rapporten redovisas de resultat och slutsatser som Utvalg 2 kommit fram till med anledning av det uppdrag som givits av Olje – og energidepartementet. Utvalget har bestått av: Professor Göran Andersson, ETH Zürich, Schweiz (ordförande); Professor emeritus Arne T. Holen, NTNU, Trondheim, Norge; Professor Liisa Haarla, Aalto Universitetet, Esbo, Finland. Doktorand Emil Johansson, NTNU, har varit utvalgets sekreterare. Utvalget har haft fyra arbetsmöten i Oslo och Bergen och tre telefonmöten. Denna rapport är baserad på dokumenten i referenslistan och i bakgrundsmaterialet. Utvalget har gjort egna beräkningar och analyser men även fått simuleringar utförda av Statnett. Tekniska data för kablar har erhållits från Utvalg 1 och med detta Utvalg har vi samverkat för att koordinera de anläggningstekniska aspekterna av vårt arbete.

Våra slutsatser kan sammanfattas enligt följande:

- För det första har vi konstaterat att dagens driftsäkerhet i BKK-området inte uppfyller de krav som normalt ställs av nätoperatörer (TSOer) i Europa. Under perioden 22 februari till 11 mars 2010 uppskattade Statnett risken för ett större avbrott till 50 %, vilket stämmer väl överens med vad en enkel modellberäkning ger. (Sektioner 3.2.4 och 5.2 i rapporten)
- För förbindelsen Sima–Samnanger har följande olika tekniska lösningar studerats:
 - Luftledning
 - Ett AC-kabelset
 - Två AC-kabelset
 - HVDC med en bipol
 - HVDC med två bipoler

För dessa har drift- och försörjningssäkerheten analyserats utifrån (N–1) kriteriet och utifrån beräkningar av hur ofta man kan förvänta att systemet har otillräcklig försörjningssäkerhet. Dessa studier har gjorts för de last- och systemförhållanden som prognostiseras för 2016 och 2025. Detta innebär att vissa ledningar i området har spänningshöjts från dagens 300 kV till 400 kV. (Kapitel 4 i rapporten)

- Våra analyser och överläggningar visar att de tekniska lösningar som ger god drift- och försörjningssäkerhet är
 - Luftledning
 - Två AC-kabelset
 - HVDC med två bipoler och en total effekt på 1300–1500 MW

Lösningar med god driftsäkerhet för år 2016 och medelgod försörjningssäkerhet är

- Ett AC-kabelset, med reservkabel, och fasvridande transformator för effektlödesstyrning
- HVDC med en bipol, med reservkabel och en effekt på 1000 MW

Våra analyser visar tydligt att ett AC-kabelset med reservkabel är oacceptabelt ur ett systemtekniskt perspektiv.
(Kapitel 4, 5 och 6 i rapporten)

- Det måste också framhåvas att förbindelsen Sima–Samnanger ska inte enbart bedömas utifrån förhållandena i BKK-området, även om dessa naturligtvis är mycket viktiga. Förbindelsen måste också ses som en del i den utveckling av det norska centralnätet, som Statnett beskriver i sin Nettutviklingsplan 2010. Om Norges vattenkraft ska kunna användas som reglerkraft för vindkraft i Norge och i Europa ställer detta andra krav på det norska centralnätet än hittills och nätförstärkningar måste göras. (Kapitel 9 i rapporten)
- En ökad kablfiering medför i och för sig i regel inga större tekniska problem för nätet. Kablar och luftledningar har i vissa avseenden olika tekniska egenskaper, vilket måste noga beaktas vid t.ex. isolationskoordination, skyddsinställningar och effektlödesberäkningar. Kablar är dyrare än luftledningar, hur mycket dyrare kan variera stort från fall till fall, och medför ofta att dyr extrautrustning måste installeras, t.ex. shuntreaktorer, vilka också höjer förlusterna. En annan aspekt som diskuteras i rapporten är att den begränsade produktionskapacitet som finns för kablar med spänningar på 400 kV kan utgöra en flaskhals och försena utbyggnaden av det norska centralnätet i fall kablar väljes istället för luftledningar. För sjökablar krävs speciella fartyg vid förläggning av en kabel och om den ska repareras. Dessa fartyg finns bara i ett mycket begränsat antal och detta faktum måste beaktas både då utbyggnaden av nätet planeras och då dess säkerhet och tillförlitlighet analyseras. (Kapitel 7 – 10 i rapporten)
- En ökad kablfiering av centralnätet inverkar inte på möjligheten att ansluta småskalig elproduktion, vind- eller vattenkraft, eftersom dessa generatorer anslutes till distributions- och regionalnät. (Kapitel 9 i rapporten)

DEL 1: PÅVERKNING PÅ KRAFTSYSTEMET AV KABLIFIERING – JÄMFÖRELSE MELLAN KABEL OCH LUFTLEDNING

I denna del beskrivs olika systemtekniska aspekter av hur kablfiering påverkar kraftsystemet ur ett generellt perspektiv. En översikt över olika möjligheter att transportera elektrisk effekt ges. De tre metoder som beskrivs är AC-luftledning, AC-kabel och likströmsförbindelse (HVDC). Deras allmänna tekniska egenskaper diskuteras kort och även hur dessa egenskaper påverkar effektlöden och drift- samt försörjningssäkerhet i ett kraftsystem. I Del 2 kommer dessa att analyseras mer i detalj för BKK-området, eftersom dessa är de viktigaste systemtekniska kriterierna vid utvärderingen av olika lösningar för förbindelsen mellan Sima och Samnanger. Genom en beräkning i en enkel modell av BKK-området visas att vid driftförhållanden liknande de som rådde under februari och mars 2010 finns en avsevärd risk för allvarliga störningar i elförsörjningen i BKK-området.

1. Transmission av elektrisk effekt

Detta avsnitt innehåller en genomgång av en överförings tekniska och fysikaliska egenskaper som har relevans för kraftsystemets design och drift. Det finns tre olika metoder för att överföra elektrisk effekt:

1. Växelström (AC – Alternating Current)
 - a. Luftledning
 - b. Kabel – sjökabel eller landkabel
2. Likström (HVDC – High Voltage Direct Current) – kabel eller luftledning

1.1. Luftledning

Luftledningar är den traditionella metoden att överföra elektrisk effekt. Tekniken är välutvecklad och är den mest använda av de tre metoderna. Luftledningar är billigare än kablar, och för ledningar kortare än 400–500 km så är en luftledning med växelström normalt billigare än en HVDC-lösning.

En luftlednings förväntade livslängd är lång och kan vara överstiga 100 år vid regelbundet underhåll.

1.2. Kabel

Kablifiering av kraftsystemet används oftast i områden med hög befolkningstäthet eller vid överföringar som korsar vattnet.

Olika kabeltekniker är tillgängliga, t.ex. oljekabel, massakabel och PEX kabel, samt möjligheter till förläggning (under jord eller i sjö). Se vidare diskussion i rapport från sjökabelsutredningen Utvalg 1, [3].

En växelströmskabel ger upphov till kapacitiva strömmar, vilka ökar med kabelns längd. Dessa kapacitiva strömmar måste tas hänsyn till vid beräkning av den totala strömmen genom kabeln. Dessa kapacitiva strömmar kommer att uppta en del av kabelns termiska utrymme och spelar en stor roll för en kabels överföringsförmåga, dvs. förmåga att överföra aktiv effekt. För att inte den höga reaktiva effekten skall överföras och begränsa resterande nät är det vanligt att installera reaktiv effektkompensering, i form av reaktorer, i ändarna av kabeln. Det kan även vara behov för kompensering i kabelns mittpunkt för att öka kabelns överföringsförmåga. I Figur 1.1 visas hur en oljekabels överföringsförmåga av aktiv effekt påverkas av kabelns längd, spänningsnivå samt effekten av mittpunktskompensering¹. Som man kan se i figuren, så kan en kabel med mittpunktskompensering vara dubbelt så lång som en kabel med enbart ändpunktskompensering och ändå ha motsvarande överföringsförmåga.

¹Ekvationer använda för beräkningar:

Utan mittpunktskompensering:

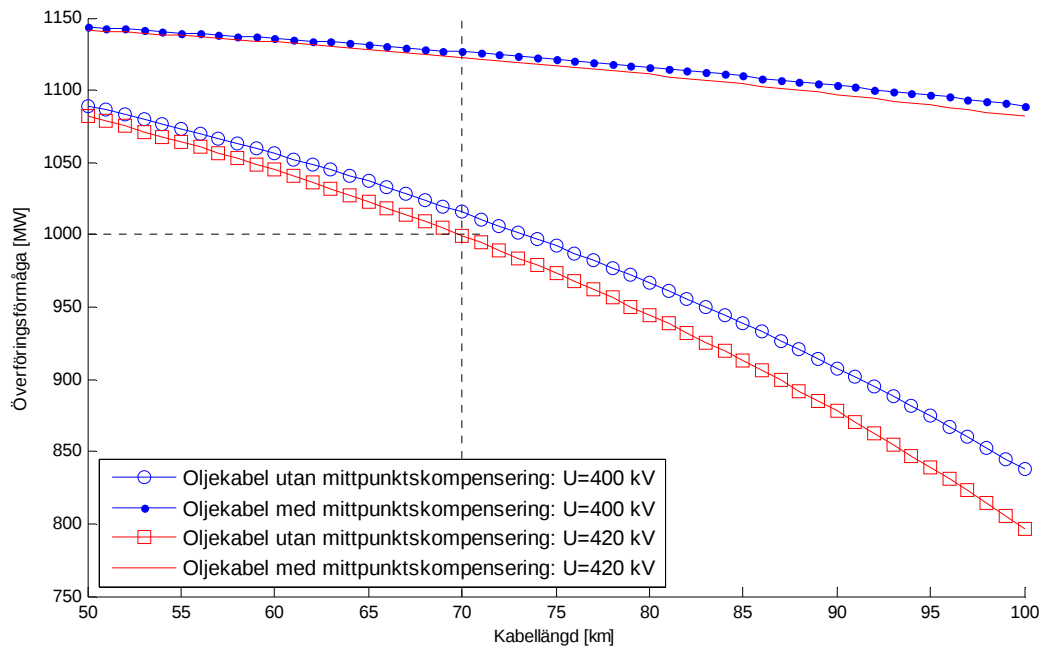
$$I_m = \sqrt{I_n^2 - (I_c \cdot l / 2)^2}$$

Med mittpunktskompensering:

$$I_m = \sqrt{I_n^2 - (I_c \cdot l / 4)^2}$$

I_m : Maximalt ström som kan utnyttjas för aktiv effekt, I_n : Termiskgränsström, I_c : den kapacitiva strömmen per längdenhet, l : kabellängd,

Termiskgränsström är i dessa beräkningar vald till 1676 A, som motsvarar den maximala strömmen för en kabel med 2000 mm² kopparledare



Figur 1.1 En oljekabels överföringsförmåga av aktiv effekt, se data i tabell 1 Appendix G

1.3. HVDC (Likström)

En likströmsförbindelse kan vara byggd som luftledning eller kabel, eller en kombination av dessa. Det som skiljer den från en växelströmsöverföring är att effekten överförs med hjälp av högspänd likström. Då det resterande nätet är byggt upp av växelströmsöverföringar, så behövs det därför omformarstationer i båda ändarna av en HVDC-överföring för att göra om växelströmmen till likström och vice versa.

En HVDC-lösning är det enda rimliga alternativet vid långa förbindelser som korsar vattnet, då överföringsförmågan av en HVDC-kabel inte begränsas av kabelns längd eftersom en DC-kabel, till skillnad från en AC-kabel, inte producerar någon reaktiv effekt. Däremot kan mycket långa kablar (flera hundratals km) ha inverkan på reglersnabbhet och andra dynamiska egenskaper av en HVDC-överföring. Överföringskapaciteten för en likströmsförbindelse begränsas termiskt av upphettningen av ledarna, samt av maximal spänning begränsad av nivå av komponentisolation.

Effektöverföringskapaciteten är lika i båda riktningarna.

Det finns två bastyper av HVDC-lösningar vilka har olika tekniska egenskaper. Den klassiska HVDC-lösningen använder sig av strömstyva omformare (CSC – Current Source Converter, nätkommuterade) och den nyare lösningen har spänningsstyva omformare (VSC – Voltage Source Converter, självkommuterade).

CSC behöver ett starkt växelströmsnät i båda ändar, medan en VSC kan användas att stärka ett svagt nät samt även vid spänningssättning av ett nät efter ett strömavbrott. En variant av CSC, s.k. CCC – Capacitor Commutated Converter, kan även användas i svagare nät. En CSC station producerar övertoner samt förbrukar reaktiv effekt (c:a 50% av överförd aktiv effekt) och behöver därför filter och reaktiv effektkompensering, medan en VSC kan bidra nätet med reaktiv effekt och därför även med spänningsstabilitet. CSC har högre överföringskapacitet än VSC. En VSC station kräver även en

väsentligt mindre yta än en CSC. Tendensen i utveckling är mot VSC, som är den teknik som används i de flesta nya projekt¹. Vidare jämförelse av de två koncepten är presenterade i Appendix F.

¹ Detta gäller för HVDC projekt i Europa och Nordamerika. Fortfarande är CSC den dominerande tekniken för överföring av mycket stora effekter, flera GW, över mycket långa avstånd, t.ex. i Kina och Indien.

2. Effektflöde

De parametrar som har störst betydelse för en förbindelsens inverkan på effektflöden, förluster, spänningsreglering etc., i växelströmsnätet, är förbindelsens induktans, resistans, kapacitans och shuntkonduktans, vanligen angivna per längdenhet, t.ex. per km.

I Appendix G visas typiska värden för en 420 kV luftledning och för 420 kV PEX sjökabel samt oljesjökabel. Det framgår tydligt att luftledningar och kablar skiljer sig åt väsentligen genom att kablar har en betydligt högre kapacitans, mer än en faktor 10, och en lägre induktans. Detta innebär att en luftledning och en kabelförbindelse har olika inverkan på ett växelströmssystem och att kraven på annan utrustning kan skilja sig radikalt åt.

Effekten som överförs via en likströmsförbindelse är, och bör alltid, vara kontrollerad, i motsats till ett växelströmsnät där effekten flyter enligt minsta motståndets lag. I ett växelströmssystem med kablar och luftledningar kopplade i parallella strukturer så kommer kablarna därför att bli högre belastade på grund av deras lägre induktans. Det är möjligt att påverka effektflödet även i ett växelströmsnät, normalt sett görs detta passivt via produktionsplanläggning, koppling av ledningar, eller installation av linjekompensering för att minska skillnaden i induktans mellan parallella ledningar. Det är även möjligt att styra effektflödet med hjälp av fasvridande transformatorer som ändrar spänningsvinkeln mellan noder i nätet och på så vis styr effektflödet.

I nätet är konsekvenserna av ett fel beroende på felställe, nättopologi och effektflöde. I princip innebär ett högre effektflöde allvarigare konsekvenser av ett fel, då bortkoppling av en komponent medför ytterligare belastning av kvarvarande komponenter i systemet. Därför är det viktigt att systemets driftssituation (effektflöde och nättopologi) studeras tillsammans med sannolika fel och utfall för att analysera lastnivåer av nätet och dess komponenter. Genom sådana analyser är det möjligt att identifiera de driftsituationer där konsekvensen av störningar i systemet är acceptabla.

Se utförligare beskrivelse av effektflöde och effekter av kablar och luftledningar i kapitel 4.

3. Tillförlitlighet

I detta kapitel diskuteras tillförlitlighet i centralnätet och principiella dimensionerings- och driftskriterier för att bibehålla lämplig leveranssäkerhet.

Kraftsystemets säkerhet, dvs. möjligheten att motstå fel i systemet utan att allvarliga problem uppstår, har också en påverkan på systemets överföringsförmåga. Detta innebär att överföringsförmågan av en ledning även är beroende av överföringsförmågan av andra komponenter, speciellt andra parallella ledningar. Gränsen för tillåten effektöverföring sätts alltid som den lägsta av tre gränser: termisk, stabilitet och säkerhet. Det kan finnas olika nivåer på gränser i olika effektriktningar. Kraftsystemets beteende är olinjärt och det är oftast nödvändigt att göra omfattande systemstudier för att sätta korrekta gränser för systemets överföringsförmåga. Generellt, så begränsas överföringsförmågan för korta ledningar av den termiska gränsen medan längre ledningar begränsas av stabilitetsgränser.

3.1. Dimensioneringskriterier

3.1.1. Systemet skall tåla enkelfel (N–1)

Ett kraftsystem kan aldrig dimensioneras eller drivas med 100 % leveranssäkerhet. Det är därför nödvändigt att definiera vad som kan anses vara en lämplig leveranssäkerhet. Det traditionella dimensioneringskriteriet för centralnätet är att kraftsystemet skall tåla ett vanligt och sannolikt enkelfel utan att detta medför avbrott för någon kund¹. Detta kriterium kallas ofta (N–1) kriteriet.

Detta innebär även att ett enkelfel inte heller skall medföra följdfel. Ett typiskt exempel av ett följdfel är ett linjefel som medför överlast på övriga ledningar, vilket i sig medför kaskaderande utfall, och leder till ett försvagat nät och vidare till omfattande avbrott. Man bör också se till att skydd som är installerade för att skydda komponenter i kraftsystemet, t.ex. mot höga strömmar eller onormala spänningar, inte medverkar till att enkelfel sprider sig till andra komponenter och förvärrar situationen.

3.1.2. (N–1), ett praktiskt tillvägagångssätt till slumpmässiga fel

Dimensionering enligt (N–1) innebär ett deterministiskt synsätt, dvs. man studerar ett problem som i sig är stokastiskt, dvs. beror på slumpmässiga händelser (fel), utan att explicit ta hänsyn till felfrekvenser och sannolikhetsfördelningar. Statnett håller statistik på hur ofta det sker fel på komponenter i kraftsystemet, och statistiken visar denna slumpmässighet. Dimensionering enligt (N–1) betyder något förenklat att man försöker undvika att ett sannolikt enskilt fel orsakar driftsproblem i nätet och störningar för kunderna. Man listar de sannolika fel som systemet måste tåla, men ignorerar skillnaden i sannolikhet för fel på olika komponenter.

På det hela taget är (N–1) som dimensioneringskriterium en praktisk metod som ger "tillräckligt" driftsäkerhet i centralnätet, då man tål ett fel och sannolikheten av två samtidiga fel är väldigt låg. Ett drift – och planeringskriterium baserat på sannolikheter skulle kunna vara mera lämpligt än (N–1) kriteriet, då felen uppträder slumpmässigt.

¹ Statnett definierar sina minimikrav på driftssäkerhet, på sid 24 i [2], som:

- Det norska kraftsystemet skall drivas så att bortkoppling av enskilda ledningar, kablar, transformatorer eller generatorer inte orsakar högre strömbelastning i nätet än vad anläggningsdelarna skall tåla.
- Vid intakt drift skall enkelfel ge maximal bortkoppling av 200 MW last i upp till 1 timme.
- Vid planerade bortkopplingar skall enkelfel ge maximal bortkoppling av 500 MW last i upp till 2 timmar.
- Efter ett avbrott skall nätet drivas så att det finns liten risk för en ny störning på samma plats tills klargörande har skett, samt nödvändiga korrigerande åtgärder har vidtagits.

3.2. Driftssäkerhet

Även i den löpande driften av centralnätet drivs nätet så att (N-1) kriteriet bibehålls, så långt detta är ”praktiskt” möjligt. I Norge har Statnett ansvaret för att (N-1) kriteriet uppfylls. Det kan vara kostsamt att bibehålla (N-1) kriteriet i den löpande driften, även om systemet ursprungligen dimensionerades för detta.

Låt oss som ett exempel använda situationen i Bergen vintern 2009–2010, grundad på Statnetts rapporter [4] & [5].

3.2.1. Specialreglering för att upprätthålla (N-1)

Statnett konstaterade att ifall en av de två 300 kV ledningar som förser detta område skulle bortkopplas på grund av ett fel, så skulle den återstående ledningen endast kortvarigt (c:a 15 min) klara av att överföra hela effekten. I en sådan situation önskar Statnett öka produktionen i det lokala området så att systemet tål fel på en ledning, därför krävs att sådan produktion är tillgänglig. Detta betecknas specialreglering och kan vara dyrt. Enligt Statnett rapport [5] blev det spenderat 35 miljoner NOK på specialreglering från mitten av december 2009 till 22 februari 2010.

3.2.2. Kosta vad det kosta vill?

I princip kan man hävda att de extra kostnaderna för specialreglering bör jämföras med den förväntade kostnaden i samband med utfall som leder till bortkoppling av last, dvs. direkta och indirekta kostnader förknippade med ett avbrott för kunderna. I en sådan beräkning måste man således beakta sannolikheten att en kraftledning faller bort. Man går då över från en rent deterministisk metod (N-1) till en analys innehållande sannolikheter. Statnetts inställning till detta är att när konsekvensen av ett möjligt utfall är mycket stort: många berörda kunder och stor fränkopplad effekt, då tillämpas så långt som möjligt (N-1) kriteriet, oavsett kostnaden för specialreglering.

3.2.3. Vattenmagasinen begränsar möjligheten för specialreglering

Om det inte finns tillräcklig effekt lokalt (specialreglering), är det inte möjligt att upprätthålla (N-1) säkerhet. Detta skedde enligt Statnett perioden 22 februari till 11 mars 2010. En viktig orsak till denna situation var fyllnadsgraden i vattenmagasinen för de lokala kraftverken. Man ville inte helt tömma dessa magasin innan snösmältningen ökade tillrinningen till vattenmagasinen. Detta visar att det kan uppstå en koppling mellan energi och effekt som gör att det inte är tillräckligt med effekt lokalt för att upprätthålla (N-1) kriteriet med hjälp av specialreglering i den löpande driften.

3.2.4. Radiell drift: stor sannolikhet för avbrott

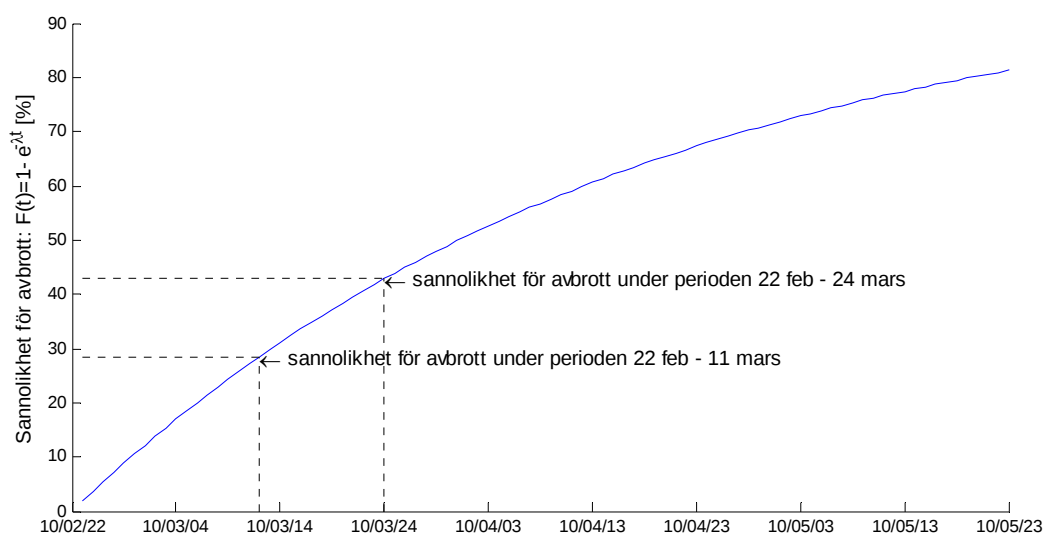
Statnett ansåg att den bästa lösningen i detta läge var att dela upp driften i Bergenområdet. Detta ger radiell drift (som är typiskt i det högspända distributionsnätet) vilket innebär att ett enkelt linjefel antingen norr eller söder om Bergenområdet skulle ha inneburit ett avbrott av betydande storlek, med upp till 1750 MW bortkopplad effekt berörande upp till 200 000 kunder, [4] och [5].

Åtgärden med denna delade drift medförde alltså att man under denna period hade en hög sannolikhet att ett enkelt fel skulle kunna medföra att en sådan stor störning skulle kunna inträffa. Nedan redovisas en uppskattning av sannolikheten för avbrott under februari–mars 2010.

Uppskattning av sannolikhet för allvarlig störning:

Låt oss anta att vi är i början av perioden t och vill beräkna sannolikheten för ett avbrott $F(t)$ i löpet av perioden¹. I [5] har total felfrekvens beräknats till: $\lambda = 6.8$ [fel/år], där felfrekvensen approximerats från felstatistiken, Appendix A, med 0.8 fel per 100 km ledning och år, och den totala längden av de ledningar som ger avbrott är beräknad till 830 km. Då även övergående fel kan medföra allvarliga konsekvenser vid radiell drift, så är både övergående och kvarstående fel inkluderade i underlaget för dessa beräkningar.

I Figur 3.1 visas sannolikheten för avbrott, $F(t)$, för en period med delad drift med start den 22 februari 2010.



Figur 3.1 Sannolikhet för avbrott under period med delad drift i Bergenområdet vintern 2009–2010

Ifall systemet haft delad drift kontinuerligt fram till den 24 mars, så hade sannolikheten för avbrott varit c:a 43%. Detta stämmer väl överens med vad Statnett har kommit fram till (50 %) [4] och visar att risken för avbrott var relativt stor, förutsatt att den antagna felfrekvensen är realistisk.

Förutsättningar för beräkningarna är:

- Total ledningslängd där ett fel skulle orsaka störning, baserat på Statnetts analys av systemet.
- Ledningarnas sårbarhet för fel (λ), baserat på Statnetts felstatistik [6].
- Total tid då systemet kördes i delad drift (t). Enligt Statnett var den sammanhängande perioden ej så lång som en månad, men uppdelad i två perioder: från 22 februari till 11 mars och från 17 till 24 mars. Även om risken kan vara något mindre än vad som visas i exemplet ovan så var den fortfarande långt större än vad som kan anses acceptabelt. Räknar man med perioden 22 februari till 11 mars blir sannolikheten för avbrott: 29 %.

¹ Sannolikheten för avbrott beräknas som: $F(t) = 1 - e^{-\lambda t}$

Där λ är den totala felfrekvens för ledningar som ger avbrott.

3.2.5. Systemskydd: åtgärder vid ordinär drift

Systemskydd i Bergenområdet fungerar så att för vissa felhändelser så bortkopplas delar av förbrukningen automatiskt. Detta förhindrar att kvarvarande ledningar bortkopplas på grund av överbelastning eller spänningskollaps och för att undvika total mörkläggning av området. Ofta ger stora industrikunder denna möjlighet till nödbortkoppling, i annat fall så försöker man att koppla bort den del av lasten som har lägst avbrottskostnad. Avbrottskostnader i Norge har uppskattats via flera omfattande undersökningar. Automatisk frånkoppling av last, styrt av systemskydd, är till stor del bestämt av praktiska och tekniska förhållanden. Statnett har i samarbete med BKK Nett hittat de lösningar som bäst uppfyller de tekniska kraven med hänsyn till avbrottskostnader.

Användning av systemskydd medför att gränser för effektöverföring kan pressas i ordinär drift innan man tvingas till delad (radiell) drift. Statnett kallar denna driftsform ($N-1/2$), en beteckning som symboliserar att en del av konsumtionen kan bortkopplas i kontrollerade former för att undvika totalt elavbrott.

3.2.6. Minst möjlig förväntad konsekvens

Baserat på tillförlitlighet så försöker operatören (Statnett) att driva systemet så att de förväntade konsekvenserna av ett fel i kraftsystemet blir de minsta möjliga. Förenklat så är den förväntade konsekvensen given av

$$\text{Förväntad Konsekvens} = \text{Sannolikhet} \times \text{Konsekvens}$$

När det finns extra kostnader (t.ex. specialreglering) relaterade till att minska risken för störningar, så kan man hävda att det i princip är rätt att balansera denna kostnad mot den förväntade avbrottskostnaden. Man bör därför utnyttja specialreglering så länge som:

$$\text{Kostnad av specialreglering} \leq \text{Förväntad avbrottskostnad}$$

Å andra sidan kan man också hävda att det finns en gräns för vad som anses vara en godtagbar konsekvens. När omfattning och konsekvens överstiger en viss gräns, så försöker man att minska risken för störningar även om kostnaden för specialreglering är stor.

När man går från ordinär drift till delad (radiell) drift så anser man att den förväntade effekten blir mindre än att fortsätta i ordinär drift: Omfattningen av ett eventuellt avbrott blir betydligt mindre.

Användning av systemskydd och kontrollerad bortkoppling av konsumtion anses ge mindre förväntad konsekvens än om kraftsystemet styr konsekvenserna av ett allvarligt fel.

DEL 2:

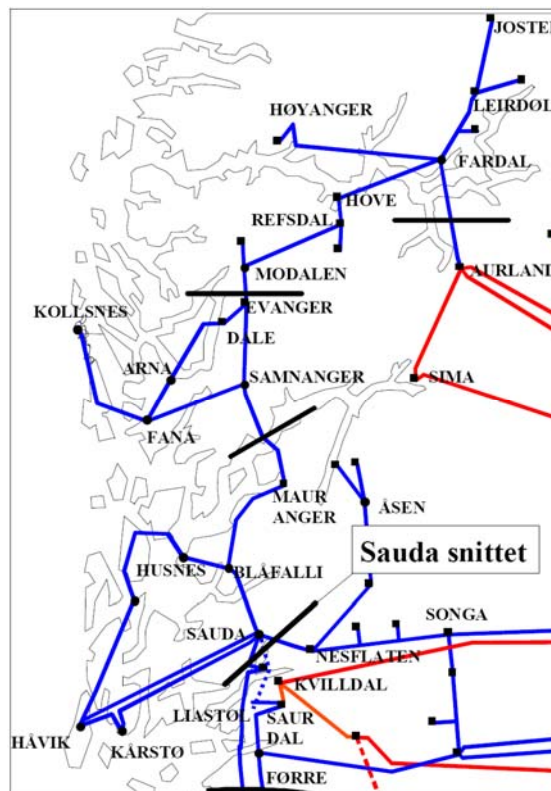
PÅVERKAN PÅ KRAFTSYSTEMET AV FÖRBINDELSE SIMA – SAMNANGER

I Del 1 av denna rapport gavs en översikt av de viktigaste skillnaderna mellan kabel och luftledning ur ett kraftsystemperspektiv. Hur dessa skillnader kommer att påverka effektlödena och försörjningssäkerheten i och omkring BKK-området kommer att diskuteras i denna del i rapporten. I princip är BKK-området för närvarande sammankopplat med det norska centralnätet via en förbindelse norrut mot Fardal och en söderut mot Mauranger/Sauda, se Figur 4.1 nedan. Som framgår av denna figur kommer den nya förbindelsen Sima–Samnanger att i hög grad påverka effektlödena och den nya ledningen, oberoende om den byggs som AC-luftledning eller AC-kabel, kommer att i vissa lägen belastas med höga effektlöden. I synnerhet efter bortkoppling av en av de andra förbindelserna blir effektlödet via Sima–Samnanger högt. Ifall Sima–Samnanger byggs som kabel, kan effektlödet på denna bli för stort jämfört med kabelns termiska kapacitet. Det finns dock möjligheter att reducera effekten på kabeln och en sådan lösning skisseras. En annan möjlighet att styra effektlödena erbjuder en likströmsförbindelse (HVDC) och en systemlösning med förbindelsen Sima–Samnanger i form av HVDC presenteras också. I Del 2 av rapporten visas också vilken inverkan på försörjningssäkerheten som olika lösningar på förbindelsen kommer att få. Reparationstider och felfrekvenser är tämligen olika för luftledningar och kablar och inverkan av dessa storheter illustreras för de olika lösningarna.

Förutom effektlöden och tillförlitlighet finns det en mängd andra systemtekniska aspekter som måste beaktas då ett kabelförband byggs i ett system. Exempel på dessa är kortslutningsströmmar, skyddskoordination, överspänningar, isolationskoordination, resonanser, etc. Dessa är visserligen systemspecifika men normalt inte lika utslagsgivande för val av lösning som effektlödesstudier och tillförlitlighetskrav, så vi har valt att diskutera dessa i Del 3 av rapporten.

Det ska betonas att de resultat som presenteras här bygger på preliminära beräkningar och överläggningar vars primära syfte är att illustrera skillnaderna mellan de olika lösningarna. Vår bedömning är dock att de förutsättningar som gjorts och de modeller som använts för beräkningarna är tillräckligt realistiska för att de slutsatser som görs är giltiga. Dock innan man gör ett slutligt val av detaljlösning måste mer detaljerade och omfattande undersökningar och studier göras.

4. Effektflöde i BKK-området



Figur 4.1 Översikt av centralnätet i BKK-området (från ref. [7])

Som sagts ovan kommer en förbindelse Sima–Samnanger att starkt påverka effektflödena till och från BKK-området. I det här kapitlet presenteras en undersökning hur dessa kommer att fördela sig på de olika ledningarna i några kritiska driftfall. Avgörande för dessa effektflöden är naturligtvis vilka antagande som görs avseende förbruknings- och produktionsförhållandena i BKK-området. Vi har här valt att bygga våra undersökningar på de antaganden som görs i ref. [8] på medellång sikt, dvs. för 2016, och på lång sikt, dvs. för 2025. För dessa båda år har både en höglastsituation, som innebär import av effekt till BKK-området, och en låglastsituation, som innebär export. Inom ramen för detta arbete har vi inte haft möjlighet att i detalj granska förutsättningarna för de prognoser som ligger till grund för ref. [8]. Dessutom menar vi, eftersom vårt huvudsyfte är att jämföra olika tekniska lösningar för förbindelsen Sima–Samnanger, kommer antagandena om förbruknings- och produktionsutvecklingen inte att ha någon avgörande betydelse för våra slutsatser och jämförelser.

Normalt så uppstår de högsta kraven på effektkapacitet vid systemförhållanden som innebär att någon komponent, vanligen ledning, blivit bortkopplad p.g.a. av fel eller underhållsarbete. Kravet att ingen komponent ska överbelastas om en godtycklig systemkomponent faller ur är välbekant och kallas (N–1) kriteriet, se 3.1. De högsta effekterna på förbindelsen Sima–Samnanger kommer att flyta under (N–1) förhållanden.

Visserligen är syftet med förbindelsen Sima–Samnanger att höja försörjningssäkerheten i BKK-området, men man kan inte bortse från att den också utgör en viktig del i det norska centralnätet och bör också ses i ett större sammanhang. Det är därför viktigt att de långsiktiga utbyggnadsplaner som finns, t.ex. redovisade i Statnetts Nettutviklingsplan 2010, också beaktas innan man gör ett slutligt val

av lösning. I den här rapporten har vi dock koncentrerat vår analys på förbindelsens betydelse för elförsörjningen i BKK-området.

De studier vi gjort är uteslutande baserade på stationära förhållanden av effektlödena. Sådana studier är viktiga och avgörande för dimensioneringen av många statiska egenskaper, t.ex. effektkapacitet, men de måste kompletteras med dynamiska och andra undersökningar för att bestämma den slutliga designen.

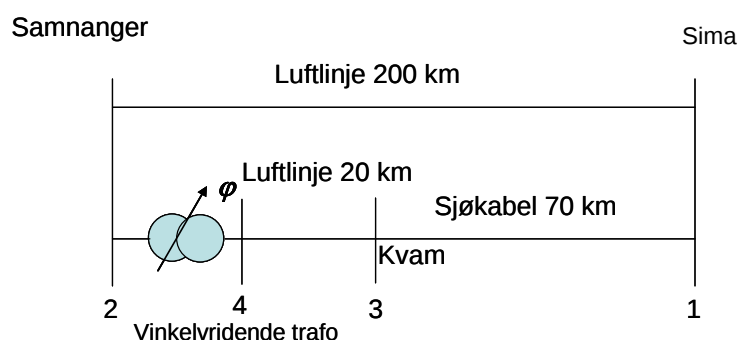
Detta kapitel är disponerat enligt följande. Först kommer vi att undersöka hur olika AC-förbindelser påverkar effektlödena. Detta görs först med hjälp av en förenklad modell av systemet runt BKK-området. Denna modell illustrerar på ett förenklat men åskådligt sätt hur effekten kommer att flyta i kritiska driftfall. I ett senare avsnitt av detta kapitel redovisas detaljerade beräkningar från ref. [8]. Utvalgt 2 har också studerat möjligheten att använda HVDC för förbindelsen Sima–Samnanger och en kortfattad studie av denna lösning presenteras därefter. Slutligen diskuteras de slutsatser som kan dras ur dessa studier.

4.1. Beräkningar med förenklad nät modell – AC-förbindelser

Med en ny förbindelse mellan Sima och Samnanger, som luftledning eller som kabel Sima–Kvam, kommer impedansförhållanden i nätet att ändras. Merparten av effekten som idag flyter på ledningen Fardal–Modalen mot BKK-området kommer att överföras via den nya förbindelsen Sima–Samnanger. Detta medför att man i normalfallet inte kommer att utnyttja ledningarna Fardal–Modalen–Samnanger till full kapacitet. Vid utfall av ledningen Blåfalli–Mauranger–Samnanger kommer nästan hela effekten in mot BKK-området överföras via Sima–Samnanger, medan ledningarna Fardal–Modalen–Samnanger inte blir utnyttjade. Förbindelsen Sima–Samnanger tar ännu mer effekt om den är en kabelförbindelse, då en kabels reaktans är lägre än en luftlednings. Se typiska lednings- och kabeldata i Appendix G.

En möjlighet att jämnare fördela effektlödet mellan ledningarna Sima–Samnanger och Sima–Aurland–Fardal–Modalen–Samnanger är att införa en fasvridande transformator på förbindelsen Sima–Kvam–Samnanger. En fasvridande transformator ökar spänningsvinkeln mellan Sima och Samnanger, och hur detta påverkar effektlödena visas i de följande förenklade effektlödesberäkningarna .

Längden på parallellförbindelsen Sima–Aurland–Fardal–Modalen–Samnanger är antagen till c:a 200 km. Modellen är mycket förenklad, men är tillräcklig för att visa hur effektlödet fördelar sig på parallella förbindelser med olika impedans och hur en fasvridande transformator kan påverka effektlödena.



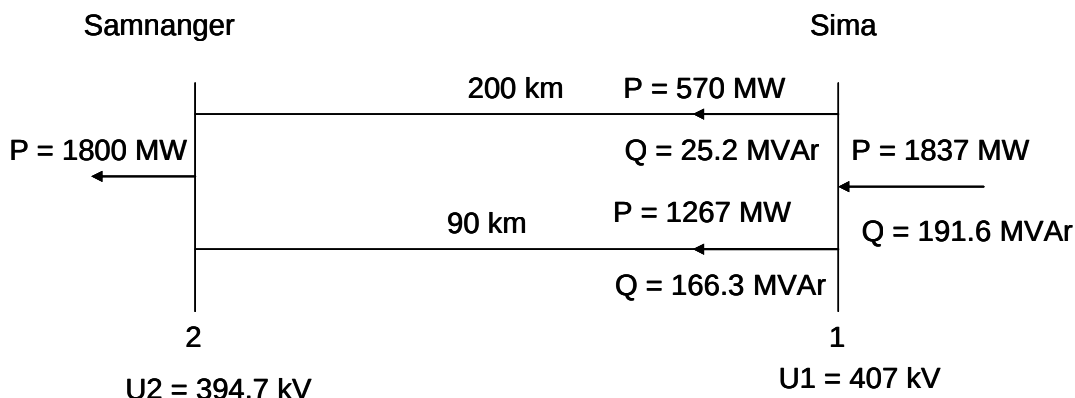
Figur 4.2 Förenklad nätmodell

Nedan beskrivs resultat för tre olika alternativ för förbindelsen Sima–Samnanger:

1. Som luftledning
2. Som ett kabelförband, effektkapacitet: 1000 MW
3. Som ett kabelförband med fasvridande transformator, effektkapacitet: 1000 MW

Se Appendix D för en detaljerad redovisning av de utförda beräkningarna.

4.1.1. Sima–Samnanger som luftledning

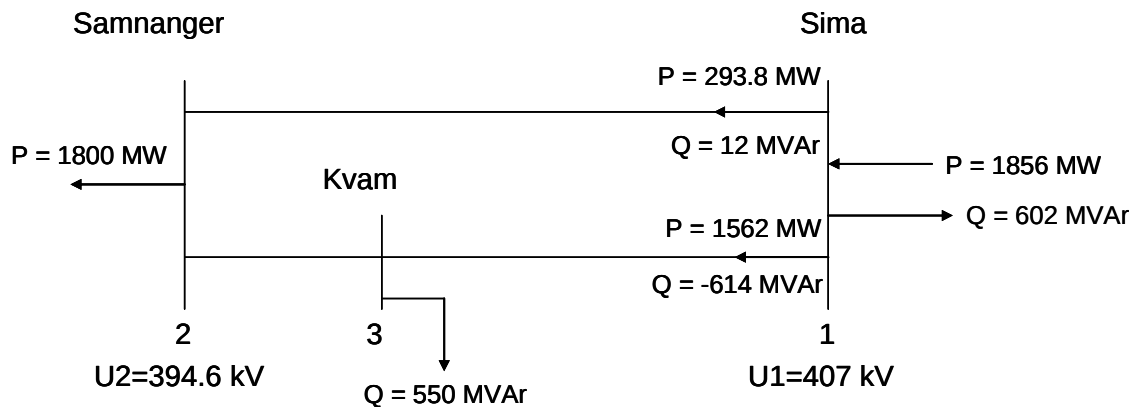


Overføringsstap: $P_{\text{tap}} = 36.6 \text{ MW}$

Effektflödet på den nya luftledningen blir c:a 2/3 av det totala effektflödet mellan Sima–Samnanger, men då ledningen är dimensionerad för 2000 MVA så medför detta inga överbelastningar.

Förlusterna på de två ledningarna är i detta fall väsentligt lägre än för fallen med kablar, som visas nedan. Det bör dock kommenteras att det är det totala systemets förluster (vilka inte är redovisade här) som är viktiga att ta hänsyn till. För det totala systemet antas skillnaden i förlust mellan de olika alternativen vara försumbar.

4.1.2. Sima–Samnanger som ett kabelförband, effektkapacitet: 1000 MW



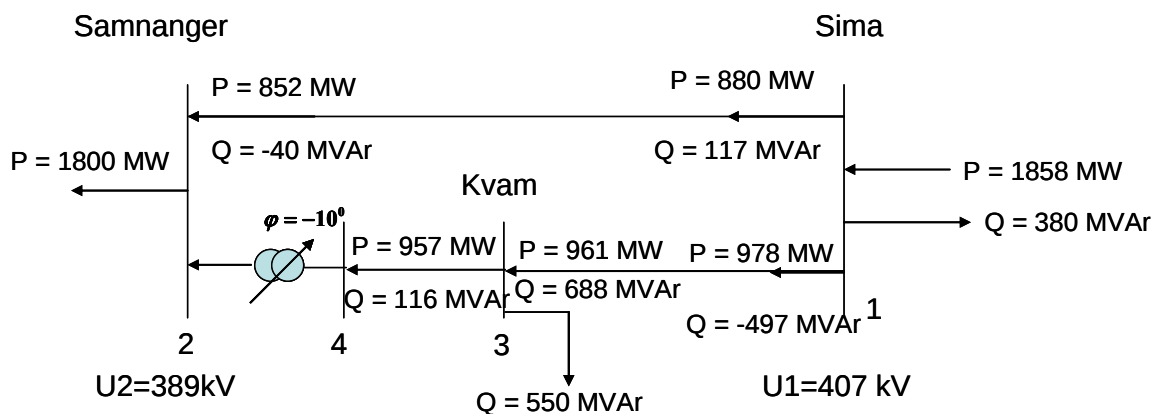
Ohmske tap: $P_{\text{tap}} = 55.8 \text{ MW}$

Maksimal ström i kabelen ved Sima: 2380 A,
stor overlast

Överlasten på kabeln är i huvudsak relaterad till det ojämnt fördelade effektlödet, då 1562 MW flyter via kabeln medan enbart 294 MW flyter på den långa luftledningen (200 km).

En dominerande del av överföringsförlusterna är lokaliserade till kabeln. Detta beror på att en stor del av den aktiva effekten flyter i kabeln samt att de kapacitiva strömmarna i kabeln bidrar till att öka förlusterna.

4.1.3. Sima–Samnanger som ett kabelförband med fasvridande transformator, effektkapacitet: 1000 MW



Ohmske tap: $P_{\text{tap}} = 58 \text{ MW}$

Maksimal ström i kabelen ved Kvam: 1712 A.

Här ser vi att det aktiva effektlödet på de två parallella förbindelserna är i samma storleksordning.

Maximalströmmen i kabeln är fortfarande ganska stor och möjligen lite över det som kabeln kan förväntas vara dimensionerad för. Man kan emellertid ytterligare justera fasvridningen (här är den satt till -10 grader), dessutom går det att finjustera kompensering av kabeln och ändra spänningsnivå i

Sima. En eller flera av dessa åtgärder kan troligen ge reducerad maximalström, lite högre spänning i Samnanger och lite mindre förluster. I den visade beräkningen är huvudpoängen att demonstrera att det går att påverka effektflödet på parallella förbindelser med en fasvridande transformator. Det är inte lagt vikt i att finjustera parametrarna i beräkningen.

Med införandet av fasvridande transformator flyttas det aktiva effektflödet till den långa ledningen och bidrar på detta vis till en ökning av förlusterna. Dessutom bidrar förlusterna i transformatorn till att de totala förlusterna ökar. Resistansen i den fasvridande transformatorn har antagits till ett typiskt värde för en transformator i motsvarande storlek och är därför något osäkra. Allt som allt kan man från dessa beräkningar uppskatta att kabelalternativen med och utan fasvridande transformator ger ungefär samma överföringsförluster.

4.1.4. Sammanfattning av resultat från förenklad modell

Från de beräkningar baserade på en förenklad modell som redovisats ovan kan följande slutsatser dras:

1. En luftledning med en effektkapacitet på c:a 2000 MVA klarar med god marginal att överföra den effekt som krävs.
2. En kabel med en effektkapacitet på 1000 MVA klarar inte av att överföra den effekt som behövs. Alltså måste två kabelförband installeras.
3. Med hjälp av en fasvridande transformator kan effektflödet på kabeln reduceras så att dess termiska kapacitet inte överskrids.

Det ska betonas att dessa beräkningar inte kan ligga till grund för några mer definitiva slutsatser utan deras syfte är snarare att illustrera hur en kabel kommer att påverka effektflödena i systemet.

4.2. Beräkningar med detaljerad modell

Utvalg 2 har gett Statnett i uppdrag att göra vissa beräkningar för att undersöka effektflödena i BKK-området och ur dessa bestämma nödvändig effektkapacitet på förbindelsen Sima–Samnanger. De fall som Utvalg 2 har fått undersökta är:

- 420 kV AC-luftledning enligt koncessionsbeslutet
- 420 kV AC-sjökabel (c:a 70 km) kombinerad med luftledning (20 km)
 - Ett kabelset
 - Två kabelset
- Inverkan av fasvridande transformator för ett kabelset
- HVDC-förbindelse

För dessa olika alternativ har en (N–1) analys gjorts och den nödvändiga effektkapaciteten på förbindelsen Sima–Samnanger har beräknats med hjälp av belastningsfördelningar för hela systemet. De scenarier som använts är tagna från Statnetts pågående Vestlandsstudie för åren 2016 och 2025. För båda åren har en vintersituation med hög last och 50 % och 25 % tillgänglig produktion och en vårflodssituation med låg last och stort produktionsöverskott på Vestlandet. För år 2025 har två olika scenarier studerats, ett industriscenario med högre last och ett klimatscenario med större inslag av ny produktion. Studien visar att skillnaden i totala förluster för systemet, med luftledning och kabelalternativ med två AC-kabelsett, är väldigt liten och därför anser vi att det inte är möjligt att dra några avgörande slutsatser ur denna studie i detta avseende. De studier som gjorts finns redovisade i ref. [8] och sammanfattas i det följande, delar av [8] finns även återgivna i Appendix H.

4.2.1. 420 kV AC-luftledning

Det visar sig att den kritiska bortkopplingen vid höglast är ledningen Samnanger–Mauranger och vid låglast Aurland–Fardal (2016) och Aurland–Sogndal (2025) och i samtliga fall belastas luftledningen med ett effektförbrukning som ligger klart under den termiska gränsen på 2200 MVA. Som mest belastas ledningen med 1450 MVA, effektförbrukning ut från BKK-området, vid låglastscenariet 2025. I de långsiktiga nätutvecklingsplanerna ingår en uppgradering av de flesta 300 kV ledningarna i området till 420 kV. Detta kommer att avlasta förbindelsen Sima–Samnanger i de studerade fallen, men för luftledningslösningen är avlastningen marginell. För fallet utan spänningsuppgradering har det antagits att en produktionsbortkoppling i Sogn på 530 MW görs vid bortkoppling av Aurland–Sogndal. Den högsta effekt som belastar luftledningen vid intakt nät är 970 MVA, höglast 2016.

4.2.2. 420 kV AC-sjökabel ett och två kabelset utan fasvidare

Samma fall som för luftledning har studerats och det visar sig att 1 kabelset inte är tillräckligt för att klara (N–1) kriteriet. Den belastning som maximalt uppträder kräver att två kabelset installeras. De värden som erhålls från den detaljerade studien stämmer bra överens med de värden som den förenklade analysen i föregående avsnitt gav, både för luftledning och för kabel. Den högsta effekt som beräknats är för låglastscenariet 2025 utan spänningsuppgradering av 300 kV ledningar och är 1570 MVA. Med spänningsuppgradering sjunker värdet marginellt till 1530 MVA. Maximal effekt vid intakt nät är för ett kabelset 1040 MVA och för två kabelset 1100 MVA.

4.2.3. Ett kabelset och fasvidande transformator

Som demonstrerats i den förenklade modellen ovan kan en fasvidande transformator styra över effekten från den ledning som har lägre impedans till en parallell ledningskorridor med högre impedans för att på så vis avlasta den förra. I ref. [8] har en mer detaljerad studie gjorts av inverkan av en fasvidande transformator kopplad i serie med ett kabelset mellan Sima och Samnanger. Syftet med studien är att undersöka om man genom att installera en fasvidare kan klara de systemkrav som ställs genom (N–1) kriteriet med endast ett kabelset. Ur den förenklade analysen i det föregående avsnittet framgår det att en extra fasvinkelvidring på 10 grader reducerar belastningen på kabelförbindelsen till en nivå som endast ett kabelset kan klara av. Som tidigare påpekats var den modell som användes i det föregående avsnittet starkt förenklad så inga definitiva slutsatser kan baseras på den.

I ref. [8] har man undersökt vilken fasvinkelvidring som krävs för att begränsa effekten på kabelförbindelsen Sima–Samnanger till 1000 MVA. Det visar sig att vid höglast 2025 behövs en fasvidring av 8 grader och vid låglast 2016 krävs en fasvidring av 11 – 14 grader för att avlasta kabeln till tillåtna värden. För låglastscenariet 2025 visar det sig att urkoppling av ledningen Aurland–Sogndal kommer i att ge en så stor överlast att fasvidringen inte förhindrar kritisk överlast (denna överlast kan begränsas genom att minska den interna produktionen inom Bergen området, med systemskydd s.k. PFK).

Det ligger i sakens natur att en fasvidande transformator kommer att medföra att andra ledningar kommer att belastas mer jämfört med fallet utan fasvidare. För denna lösning måste man därför göra mer omfattande studier för att säkerställa att inga ledningar eller andra komponenter överbelastas. Vidare måste man även undersöka hur fasvidaren ska regleras för att undvika att olika ledningar överbelastas vid olika driftförhållanden. Krav på reglersnabbheten måste också definieras.

4.2.4. HVDC-förbindelse

Eftersom högspänd likström, HVDC, är en beprövad teknik för att överföra effekt genom långa kabelförbindelser har vi valt att även utvärdera en lösning som använder denna teknik för att förbinda

Sima med Samnanger. Den typ av HVDC som förefaller lämpligast i det här fallet är med spänningsstyva strömriktare, VSC HVDC, som ABB kallar HVDC Light och Siemens HVDC Plus, men även en anläggning med strömstyva strömriktare, CSC HVDC, kan vara möjlig. VSC HVDC är mer flexibel då aktiv och reaktiv effekt kan regleras oberoende av varandra och ställer inga krav på kortslutningseffekt vid strömriktarstationerna, vilket talar för VSC HVDC. När det gäller förmågan att reglera effektlöden vid stationär drift är de två olika teknikerna tämligen likvärdiga så de analyser vi gör här är giltiga för båda. Man kan tänka sig olika kretslösningar, vilket delvis beror på vilken strömriktartyp som väljs. Förbindelsen kan byggas med olika monopol och bipol lösningar, valet av kretslösning har ingen betydelse för de stationära effektlödena men påverkar i hög grad tillförlitligheten för förbindelsen, se Kapitel 5. Vilken teknik som bör väljas måste baseras på mer detaljerade studier och analyser avseende dynamiska egenskaper, förluster, kostnader, etc. Det viktiga på det här stadiet är att konstatera att HVDC är en tänkbar och möjlig lösning i det här fallet.

Det framgår av de studerade fallen med luftledning och kabel ovan att den högsta belastningen på förbindelsen Sima–Samnanger vid intakt nät är 1100 MVA för två kabelset och 1040 MVA för ett kabelset, [8]. Det framgår även från studien av 1 kabelset och fasvidare att (N–1) kriteriet är uppfyllt om 1000 MVA flyter på förbindelsen vid bortkoppling av Samnanger–Mauranger vid höglast 2016. Detta innebär att en HVDC-länk med en effekt av c:a 1000 MW med säkerhet klarar av kraven fram till och med 2016. För att utröna om denna effekt är tillräcklig även efter 2016 måste ytterligare studier göras, vilket också krävs för att noggrannare bestämma vilken effekt som behövs.

I ref. [8] redovisas studier som visar att med en HVDC effekt på 1000 MW kan man med olika reglerstrategier klara av att överföra 1800 MW till och från BKK-området under uppfyllande av (N–1) kriteriet. Tre olika reglerstrategier har undersökts, en där HVDC belastas så mycket som möjligt i normal drift, en där den belastas endast vid bortkoppling av någon av de parallella AC-förbindelserna och en som utgör ett mellanting mellan de två förra. Alla dessa tre är tänkbara reglerstrategier men en reglerstrategi som minimerar förlusterna tillsammans med en optimering av ett säkerhetsindex förefaller vara en lämplig lösning i det här fallet, men det måste göras mer omfattande studier innan den bästa reglerstrategin kan bestämmas.

Det bör påpekas att både HVDC och fasvidare kräver information om systemstatus, t.ex. över driftläget för kritiska ledningar, för att kunna regleras som avsett. Detta förutsätter ett kommunikationssystem med tillräcklig bandbredd och tillförlitlighet.

4.3. Slutsatser

V kan dra följande slutsatser ur de undersökningar som redovisats i kapitel 4.1 och 4.2:

1. En luftledning uppfyller alla systemkrav både för 2016 och 2025.
2. Det krävs två kabelset för att uppfylla alla systemkrav både för 2016 och 2025.
3. Ett kabelset tillsammans med en fasvidande transformator uppfyller alla systemkrav avseende effektlöden i normal drift och vid (N–1) situationer för 2016. För de scenarier som antagits för 2025 har situationer identifierats där denna lösning inte uppfyller alla systemkrav.
4. En HVDC-förbindelse på c:a 1000 MW och med lämplig reglerstrategi är ekvivalent med en luftledning avseende alla systemkrav avseende effektlöden i normal drift och vid (N–1) situationer för 2016. Denna lösning förutsätter också att en lämplig reglerstrategi utvecklas och implementeras. En HVDC effekt på 1000 MW är inte tillräcklig för att klara de krav som ställs i de scenarier som antagits för 2025.

4.4. Avslutande diskussion

Det kan antas att osäkerheten i det scenario som antagits för 2025 är större än det för 2016. Man kan därför argumentera att man i ett första steg implementerar någon av de lösningarna som uppfyller kraven för 2016 för att vid ett senare skede när man har mer och säkrare information om systemsituationen på längre sikt, avseende både nätstatus och last- samt produktionsutveckling, fattar beslut om eventuella förstärkningar eller utbyggnader. Detta kan också innebära att man kan skjuta på eventuella investeringar till en senare tidpunkt. Konkret skulle detta innebära att man bör noggrannare studera alternativen ett kabelset med fasvidare och 1000 MW HVDC under beaktande att man eventuellt bör komplettera dessa vid en senare tidpunkt om det skulle behövas.

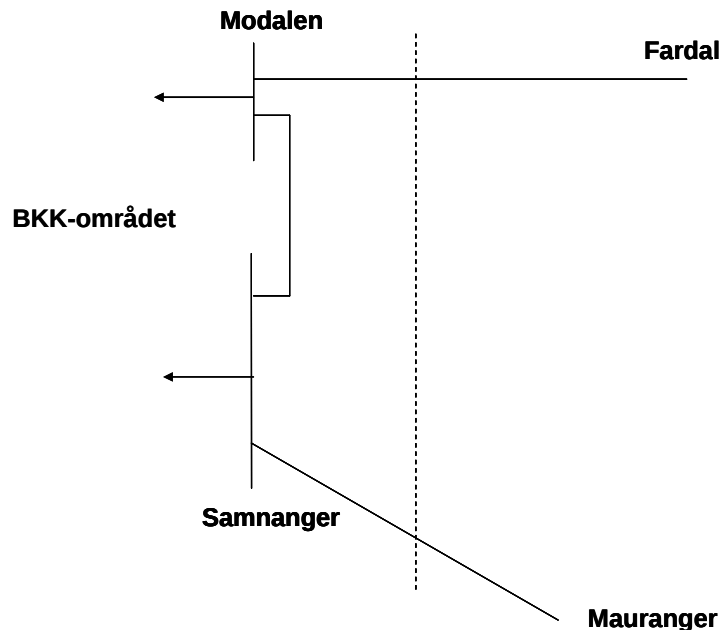
Det bör påpekas att en luftledning är en robust lösning som uppfyller alla krav för de antagna scenarierna 2016 och 2025.

För en total bedömning av de olika lösningarnas systemtekniska egenskaper måste man också beakta de tillförlitlighetsberäkningar som presenteras i nästa kapitel.

5. Tillförlitlighet in mot BKK-området

5.1. Forutsetninger, modell og data

For å kunne regne kvantitativt på forsyningssikkerhet til BKK-området er det valgt å ta utgangspunkt i en forenklet modell som vist i Figur 5.1. Modellen er en sterkt forenklet utgave av nettet vist i Figur 4.1. Forsyningssikkerhet er uttrykt ved den komplementære størrelsen: forventet returtid for svikt, T_S , det vil si antall år mellom hver gang det kan forventes å inntreffe svikt.



Figur 5.1 Forenklet nettm modell av forsyning til BKK-området (dagens situasjon)

Det er lagt et snitt gjennom de to 300 kV linjene som i dagens situasjon forsyner BKK-området, her representert ved knutepunktene Modalen og Samnanger. De to linjene gir en samlet importkapasitet til BKK-området, og sammen med lokal produksjon i dette området skal det dekke topplasten.

Hovedformålet med denne modellen er å kunne sammenligne alternativer som tar sikte på å styrke forsyningssikkerheten i forhold til dagens situasjon. Alternativene omfatter luftlinje Sima–Samnanger samt ulike kabelalternativer Sima–Kvam, sammen med luftlinje Kvam–Samnanger.

De to forbindelsene Fardal–Modalen og Mauranger–Samnanger er som nevnt en sterkt forenklet representasjon av dagens nett. En kan hevde at det vil være mer korrekt å inkludere flere linjestrekninger, for eksempel mot Sauda i sør og Aurland i nord. Det innebærer en antakelse om at feil også på disse delene av innføringsforbindelsene til BKK vil kunne gi problemer med forsyningen. På den annen side ligger det også kraftverk som mater inn på disse linjestrekningene.

I de analysene som følger nedenfor blir det et spørsmål om hvilken feilrate (antall feil per år) en skal regne med for de to innføringene til BKK-området og som i den forenklede modellen er representert ved linjene: Fardal–Modalen og Mauranger–Samnanger. Dette omfatter to delspørsmål:

- Feilrate per 100 km for 300 kV linjer
- Linjelengde i antall km.

Feilrate per 100 km er basert på Statnetts feilstatistikk [6] og er avrundet til 1 feil per 100 km og år. Videre er erfaringen at ca 10 % av feilene er varige [6], det vil si medfører lenger varighet enn en kort utkobling etterfulgt av automatisk gjeninnkobling. De fleste feil på kraftlinjer er altså meget kortvarige og gir få problemer for kundene. Dette gir en feilrate for varige feil: 0,1 feil per 100 km og år. Det vil si at det går i gjennomsnitt 10 år mellom hver gang det inntreffer varig feil på en linje med lengde lik 100 km.

De to linjelengdene er ved skjønn anslått til:

- Fardal–Modalen: 150 km
- Mauranger–Samnanger: 100 km

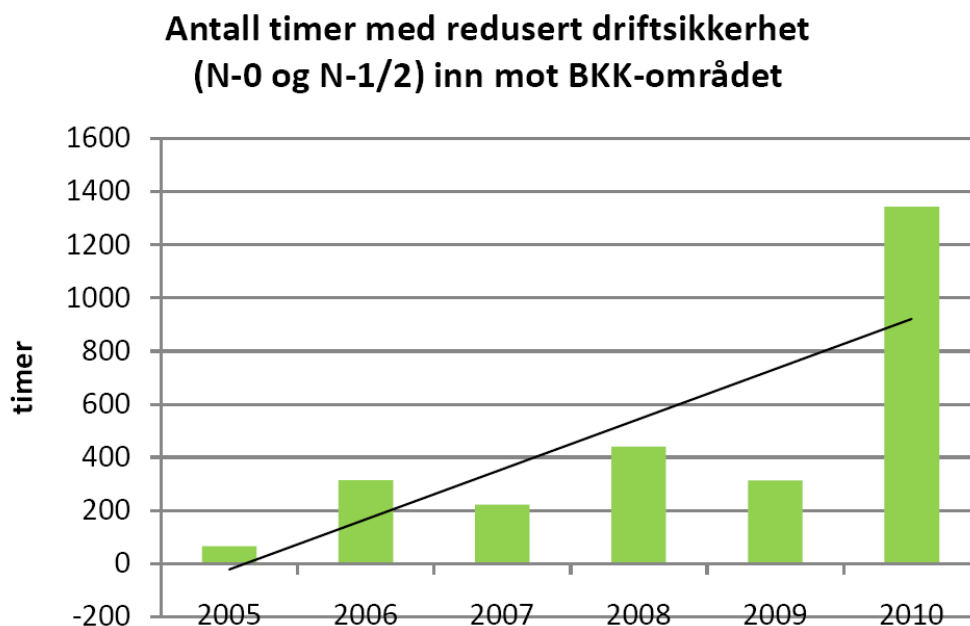
Det betyr at innføringen fra nord (Fardal–Modalen) antas å falle ut med forventet returtid (T_S) lik 6.7 år, og innføringen fra syd (Mauranger–Samnanger) med forventet returtid lik 10 år.

Det er åpenbart usikkerhet knyttet til disse tallene, spesielt på grunn av det skjønn som ligger bak antakelsen om hvor stor del av linjenettet som skal regnes med når feilraten anslås. Men denne usikkerheten påvirker ikke i avgjørende grad sammenligning og rangering av de alternativene som er undersøkt.

Det understrekes dessuten at den modellen vi nå benytter er forskjellig fra den sannsynlighetsbetraktningen som er knyttet til den konkrete situasjonen man hadde i perioden februar–mars 2010. Da var man i en situasjon med lite tilgjengelig produksjon i BKK-området og med delt drift, det vil si radiell forsyning fra nord og fra syd. Statnett vurderte da at linjefall i nettet mellom Aurland i nord og Blåfalli i syd ville føre til omfattende utkoblinger. Denne forutsetningen gir større antall km og derfor langt større feilrate enn det vi har lagt til grunn i modellen ovenfor der vi ikke har delt drift. Dessuten vil det i analysene sett fremover i tid bli knyttet en sannsynlighet til at man kommer i en situasjon med lite lokal produksjon tilgjengelig.

En forankring til å estimere denne sannsynligheten finner vi i en statistikk utarbeidet av Statnett for årene 2005–2010 vist i Figur 5.2. Denne statistikken benytter vi som følger.

- Middelverdi 2005–2009: 1300 timer / 5 år $\rightarrow p = 0.03$ (antall timer per år med redusert driftssikkerhet). Her er ”ekstremåret” 2010 tatt bort.
- Ekstremåret 2010: 1300 timer / 1 år $\rightarrow p = 0.15$ (antall timer per år med redusert driftssikkerhet).



Figur 5.2 Antall timer med redusert driftsikkerhet inn mot BKK-området [4]

Vi anser det rimelig å benytte disse to p-verdiene som ytterpunkter sett fremover i tid og gjennomfører derfor analysene med begge verdier. I beregningsresultatene representerer dermed intervallet mellom kurver gitt av de to p-verdiene usikkerheten knyttet til estimering av p.

I analysene er kriterium for forsyningssvikt knyttet til to forhold:

- Linjefeil fører til at importkapasitet til BKK-området svekkes. Denne hendelsen knyttes til feilfrekvens og reparasjonstid for linjer/kabler.
- Det er ikke nok lokal produksjon (effekt) tilgjengelig i BKK-området til at resterende importkapasitet sammen med lokal produksjon dekker lasten. Denne hendelsen knyttes til sannsynligheten p, forankret i erfaringsdata som beskrevet ovenfor.

I praksis vil driftsoperatøren (Statnett) agere slik de gjorde vinteren 2010. De benytter spesialregulering for å opprettholde (N-1) sikkerhet så lenge det er effekt tilgjengelig. Dersom det ikke er mulig lenger, vil man enten drive nettet samlet med økt risiko for forsyningssvikt (avbrudd), eventuelt dele driften slik at man får radialdrift fra nord og fra sør inn mot BKK-området. For begge disse alternativer vil en linjefeil føre til omfattende avbrudd. Det er slike situasjoner vi forsøker å fange opp i våre analyser. Analysene utføres for nettet i samlet drift. Feil på en av linjene i samlet drift kan gi overlast på resterende linje slik at den også faller og føre til omfattende avbrudd, mens man i radiell drift har større sannsynlighet for avbrudd, men noe mindre konsekvenser.

Beregningene er utført for noen aktuelle alternativer, og hovedresultater er oppsummert i avsnittene som følger. Beregningene er også forankret i lastflyt- og utfallsanalyser utført av Statnett. Detaljert beregningsunderlag finnes i Appendix E.

5.2. Dagens situasjon

Modellen er som vist ovenfor i Figur 5.1.

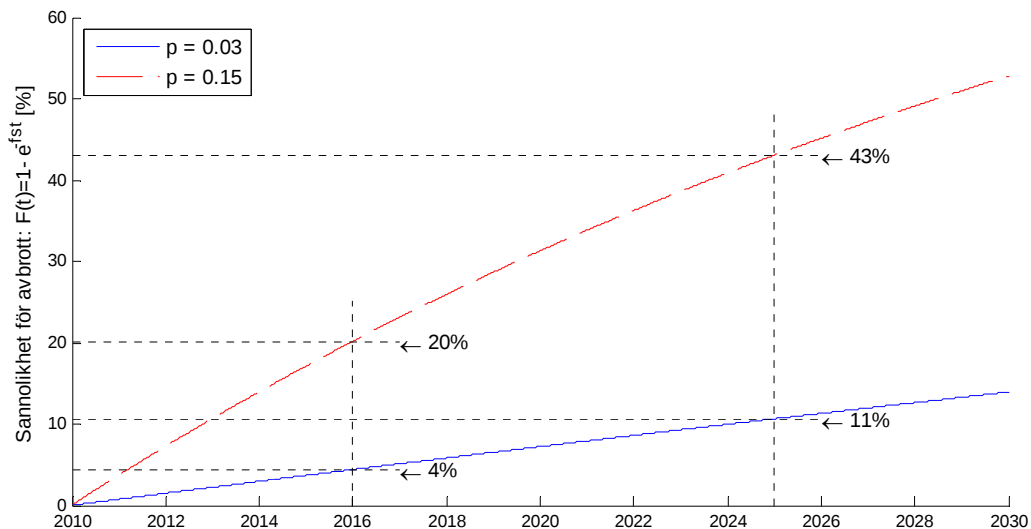
Kriterium for forsyningssvikt er utfall av en av linjene Mauranger–Samnanger og Fardal–Modalen, dvs. (N–1).

Forventede returtider for svikt blir (se formel E.8, i Appendix E):

$$p = 0.03 \rightarrow T_s = 130 \text{ år}$$

$$p = 0.15 \rightarrow T_s = 27 \text{ år}$$

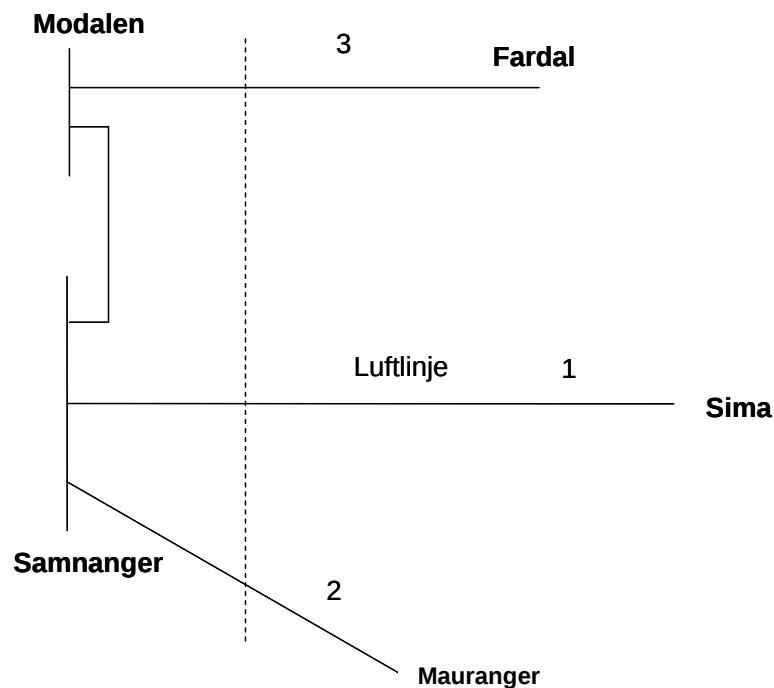
En alternativ måte å beskrive risiko for forsyningssvikt er som vist i Figur 5.3. Vi antar at returtiden kan beskrives tilnærmet ved eksponensialfordelingen. Med utgangspunkt i 2010 vil sannsynligheten for at forsyningssvikt inntreffer innen år 2016 anslås til å ligge mellom 4 % og 20 %, der 20 % er ”ekstremverdien”. Vi minner om at 4 % er basert på at vi har fjernet ”ekstremåret” 2010 fra datagrunnlaget. Tilsvarende kan vi estimere risiko sett fremover mot 2025, der usikkerhetsintervallet blir større.



Figur 5.3 Feilsannsynlighet for framtida avbrott som kumulativ sannsynlighet

Med mindre man legger et meget optimistisk syn til grunn for antakelse av p-verdi, eventuelt er villig til å ta en betydelig risiko, er det gode grunner til å si at det trengs forsterkninger for å oppnå akseptabel forsyningssikkerhet til BKK-området.

5.3. Referansealternativ: Luftlinje Sima–Samnanger

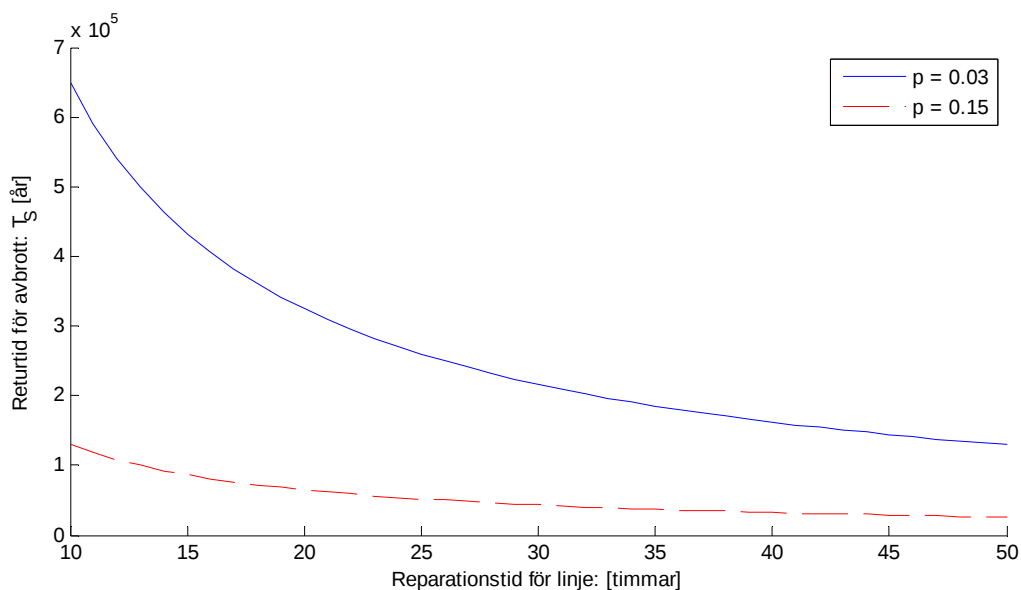


Figur 5.4 Referansealternativ: Luftlinje Sima–Samnanger

Kriterium for forsyningssvikt er utfall av linje Sima–Samnanger pluss en av de to andre linjene, dvs. (N–2). Returtid for forsyningssvikt ved varierende reparasjonstid vises i Figur 5.5.

Det er antatt at lasten og produksjonen i BKK-området medfører at importen til BKK-området ikke kan dekkes med den gjenværende forbindelsen. En slik situasjon er antatt å kunne inntreffe fra 260 til 1300 timer per år ($0.03 \leq p \leq 0.15$).

Se formel E.10, i Appendix E.



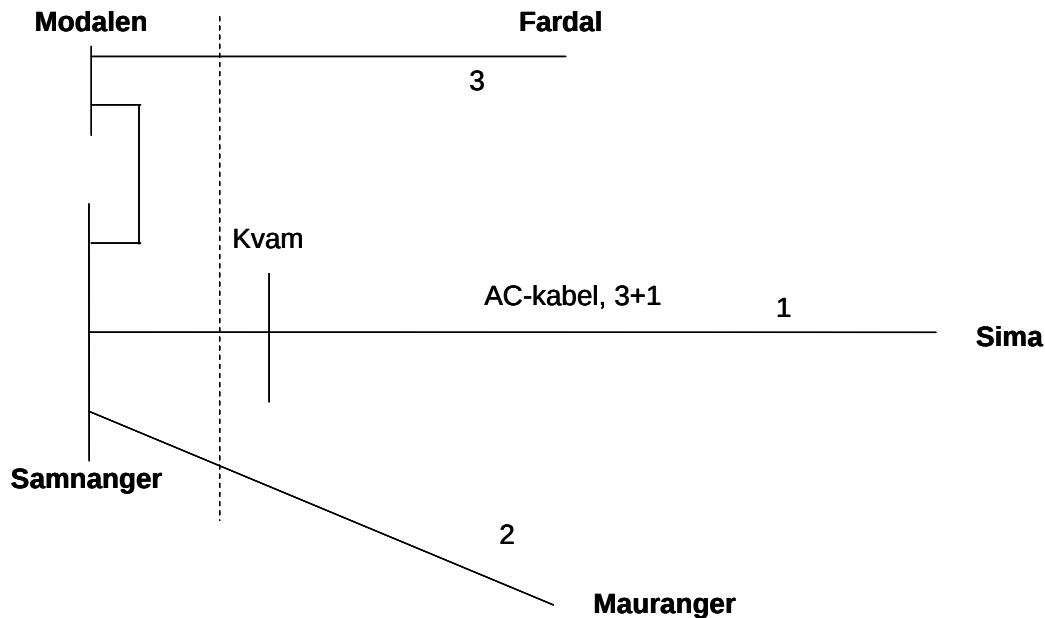
Figur 5.5 Returtid for forsyningssvikt: Referansealternativ

For en gjennomsnittlig reparasjonstid på 50 timer, gir dette følgende forventede returtider for svikt:

$$p = 0.03 \rightarrow T_S = 130\,000 \text{ år}$$

$$p = 0.15 \rightarrow T_S = 26\,000 \text{ år}$$

5.4. Alternativ 1a: Ett AC-kabelsett Sima–Kvam 1000 MW (3 + 1)



Figur 5.6 Alternativ 1a: Ett AC-kabelsett Sima–Kvam

Lastflytanalyser utført av Statnett [8] viser at en ny forbindelse direkte mellom Sima og Samnanger endrer impedansforholdene i nettet slik at flyten inn mot BKK-området vil for det aller meste fordele seg på forbindelsen Sima–Samnanger og på eksisterende linje Mauranger–Samnanger. Det flyter lite effekt på linjen Fardal–Modal–Samnanger.

Det samme mønster viser seg ved utfall av linjen Mauranger–Samnanger, og i dette tilfellet får en overlast på kablen Sima–Kvam ved begrenset produksjon i BKK-området.

I tillegg vil vi få forsyningssvikt dersom 2 av 3 forbindelser inn mot Samnanger ligger samtidig ute, men dette gir et svært lite bidrag til returtid for avbrudd og kan derfor neglisjeres.

Det er antatt at lasten og produksjonen i BKK-området medfører at importen til BKK-området ikke kan dekkes med den gjenværende forbindelsen. En slik situasjon er antatt å kunne inntreffe fra 260 til 1300 timer per år ($0.03 \leq p \leq 0.15$).

Se formel E.14, i Appendix E.

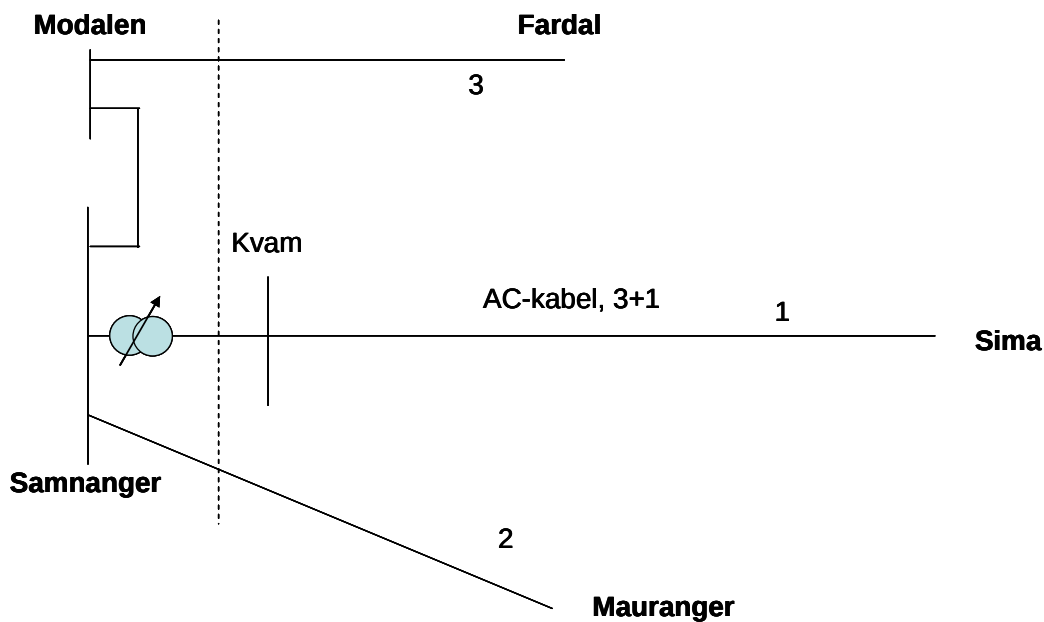
$$p = 0.03 \rightarrow T_S = 330 \text{ år}$$

$$p = 0.15 \rightarrow T_S = 66 \text{ år}$$

5.5. Alternativ 1b: Ett AC-kabelsett Sima–Kvam 1000 MW (3 + 1) samt transformator med fasevridning

Ved utfall av linjen Mauranger–Samnanger vil flyten på de to gjenværende forbindelsene, Sima–Samnanger og Fardal–Samnanger være skjevt fordelt på grunn av impedansforholdene i nettet. En får ikke benyttet overføringskapasiteten på linjen Fardal–Samnanger.

Dette kan påvirkes ved å innføre en transformator som endrer spenningsvinkelen i overføringen Sima–Samnanger. Ved på denne måten å fordele effektflyten bedre mellom kabel og luftlinje, vil en i de aller fleste tilfeller kunne tåle utfall av linjen Mauranger–Samnanger uten å få kritisk overlast på kabel eller luftlinje, selv med liten vinterproduksjon internt i BKK-området.



Figur 5.7 Alternativ 1b: Ett AC-kabelsett Sima–Kvam med vinkelvridende transformator

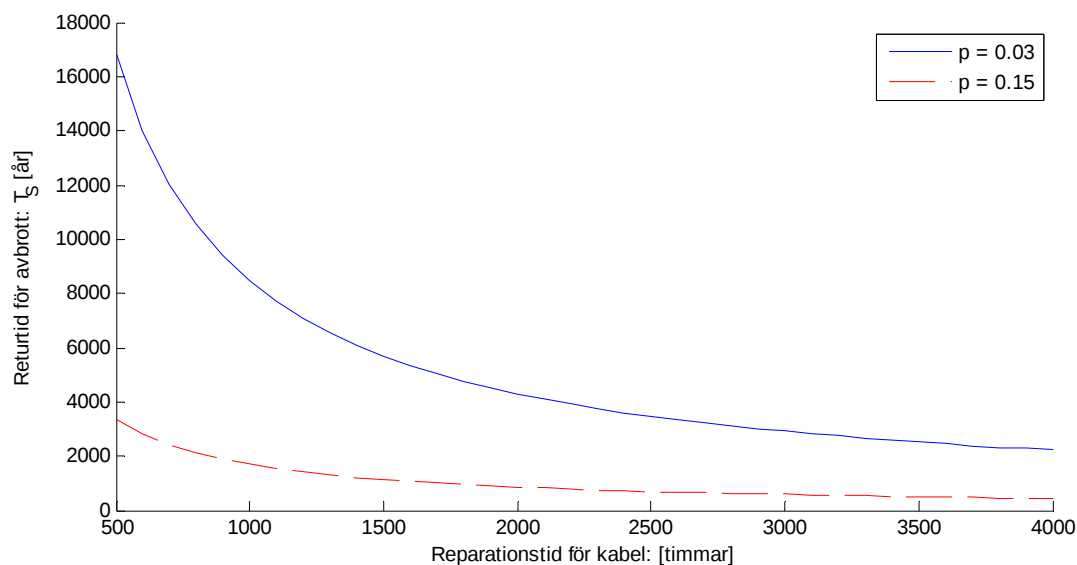
Kriterium for forsyningssvikt er nå (N–2), dvs. 2 av 3 forbindelser inn mot Samnanger ligger samtidig ute.

Feil på luftlinjen mellom Sima og Kvam og feil på transformatoren vil også føre til at overføringen Sima–Samnanger svikter. Feilraten for luftlinjen antas liten for en linjelengde på 20 km, videre antas at reparasjonstiden for luftlinjen er mye kortere enn for kabel. Vi kan derfor med god tilnærming se bort fra luftlinjen i denne analysen. For transformatoren er situasjonen en annen, begrunnet i at reparasjonstiden for denne antas å kunne bli lang. Transformatoren inkluderes derfor i pålitelighetsanalysen. Antakelser: Feilrate og reparasjonstid for kabel og transformator antas å være av samme størrelsesorden.

Dette gir resultat som vist i Figur 5.8.

Det er antatt at lasten og produksjonen i BKK-området medfører at importen til BKK-området ikke kan dekkes med den gjenværende forbindelsen. En slik situasjon er antatt å kunne inntreffe fra 260 til 1300 timer per år ($0.03 \leq p \leq 0.15$).

Se formel E.19, i Appendix E.



Figur 5.8 Returtid for forsyningssvikt: Alternativ 1b

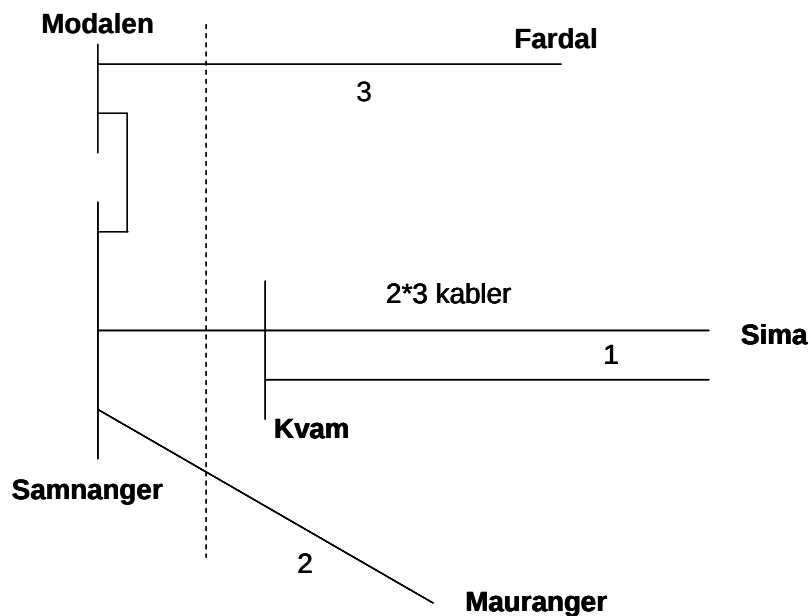
For en gjennomsnittlig reparasjonstid på 1000 timer, gir dette følgende forventede returtider for svikt:

$$p = 0.03 \rightarrow T_S = 8\,500 \text{ år}$$

$$p = 0.15 \rightarrow T_S = 1\,700 \text{ år}$$

Feil som kan utbedres ved innkobling av reservekabelen anses å ha mye kortere reparasjonstid, noe som resulterer i en betydelig lengre returtid enn det som vises her.

5.6. Alternativ 2: To AC-kabelsett Sima–Kvam $2 \times 1000 \text{ MW}$ (2×3)



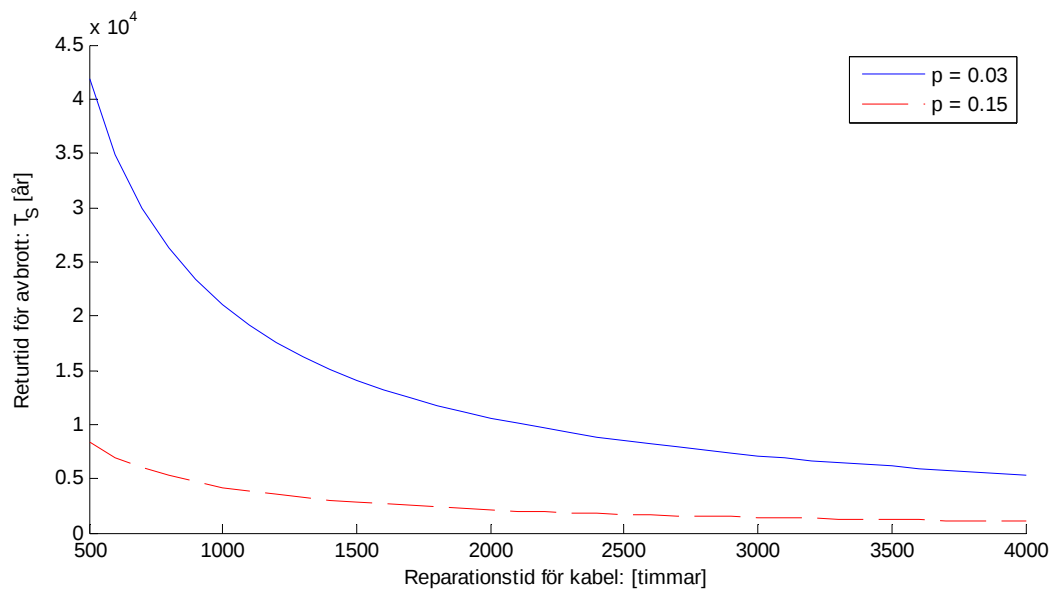
Figur 5.9 Alternativ 2: To kabelsett $2 \times 1000 \text{ MW}$ (2×3)

Når en av kablene ligger ute på grunn av feil, har en samme system som beskrevet i alternativ 1a, og med begrunnelse i samme resonnsment som for alternativ 1a fører feil på linjen Mauranger–Samnanger til forsyningssvikt.

Dette alternativet gir meget lang returtid for forsyningssvikt så lenge reparasjonstiden for kabel er mindre enn 500–1000 timer, og selv for meget lange reparasjonstider er risikoen liten, se Figur 5.10. og formel E.20, i Appendix E.

At denne kabelløsningen gir stor forsyningssikkerhet skyldes at det skal mye til for å gi svikt:

- En av kablene må ligge ute
- Det er antatt lav feilrate for kabel
- Linjen Mauranger–Samnanger må falle ut mens den ene kabelen ligger ute for reparasjon
- Lasten og produksjonen i BKK-området medfører at importen til BKK-området ikke kan dekkes med den gjenværende forbindelsen. En slik situasjon er antatt å kunne inntreffe fra 260 til 1300 timer per år ($0.03 \leq p \leq 0.15$).



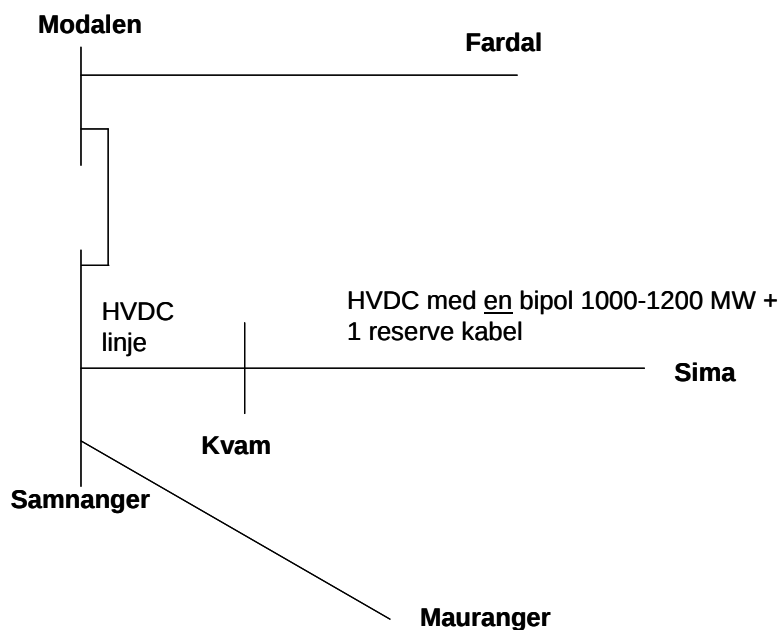
Figur 5.10 Returtid for forsyningssvikt: Alternativ 2, reparasjonstider i området 500–4000 timer

For en gjennomsnittlig reparasjonstid på 1000 timer, gir dette følgende forventede returtider for svikt:

$$p = 0.03 \rightarrow T_S = 21\,000 \text{ år}$$

$$p = 0.15 \rightarrow T_S = 4\,000 \text{ år}$$

5.7. Alternativ 3a: HVDC Sima–Samnanger, 1 bipol



Figur 5.11 Alternativ 3a: DC-kabel Sima–Samnanger

Med HVDC-sjøkabel mellom Sima og Kvam antas at linjen fra Kvam til Samnanger føres videre som en HVDC-linje, slik at omformerstasjon for DC-AC integreres i anlegget i Samnanger. Det vises til redegjørelse fra Utvalg 1 [3].

Med HVDC vil effekten på forbindelsen Sima–Samnanger kunne styres direkte. Dette betyr at ved utfall av linjen Mauranger–Samnanger vil en kunne unngå overlast på HVDC-forbindelsen og overføre resterende importbehov til BKK-området via linjen Fardal–Samnanger.

Feilraten på HVDC-systemet (kabel omformerstasjoner og linje) er antatt å være av samme størrelsesorden som for AC-kabel sammen med vinkelvridende transformator. Reparasjonstiden for omformerutstyret vil kunne variere, men antas generelt å være kortere enn for selve kabelen.

En rimelig konklusjon er at dette DC-alternativet gir en forsyningssikkerhet tilnærmet lik Alternativ 1b: ett AC-kabelsett med ekstra kabel og vinkeldreieende transformator, se Figur 5.8.

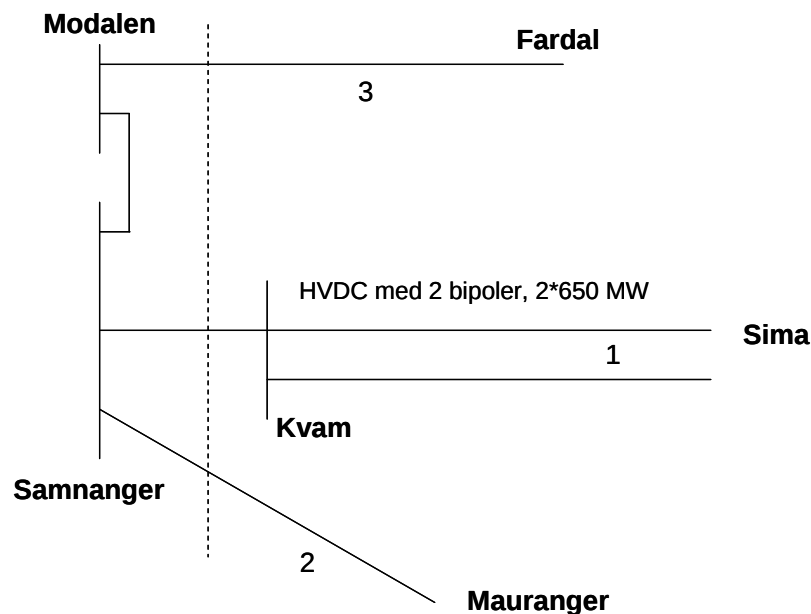
For en gjennomsnittlig reparasjonstid på 1000 timer, gir dette følgende forventede returtider for svikt:

$$p = 0.03 \rightarrow T_S = 8\,500 \text{ år}$$

$$p = 0.15 \rightarrow T_S = 1\,700 \text{ år}$$

Feil som kan utbedres ved innkobling av reservekabelen anses å ha mye kortere reparasjonstid, noe som resulterer i en betydelig lengre returtid enn det som vises her.

5.8. Alternativ 3b: HVDC Sima–Samnanger med to bipoler, 2×650 MW



Figur 5.12 Alternativ 3b: HVDC med to bipoler, 2×650 MW

Dette alternativet har mye til felles med alternativ 2: to AC-kabelsett, 2×1000 MW. Begge alternativer har to kabelsett og er dermed mindre sårbare for feil på kabel enn et alternativ basert på ett kabelsett.

Det er imidlertid et par ting som skiller:

- Feilraten for DC-alternativet er antatt dobbelt så stor som for AC, se kapitel 5.7.
- Overføringskapasitet for DC alternativet er antatt å være 2×650 MW, mens det for AC er antatt å være 2×1000 MW.
- Effektflyt på DC-overføringen er kontrollerbar

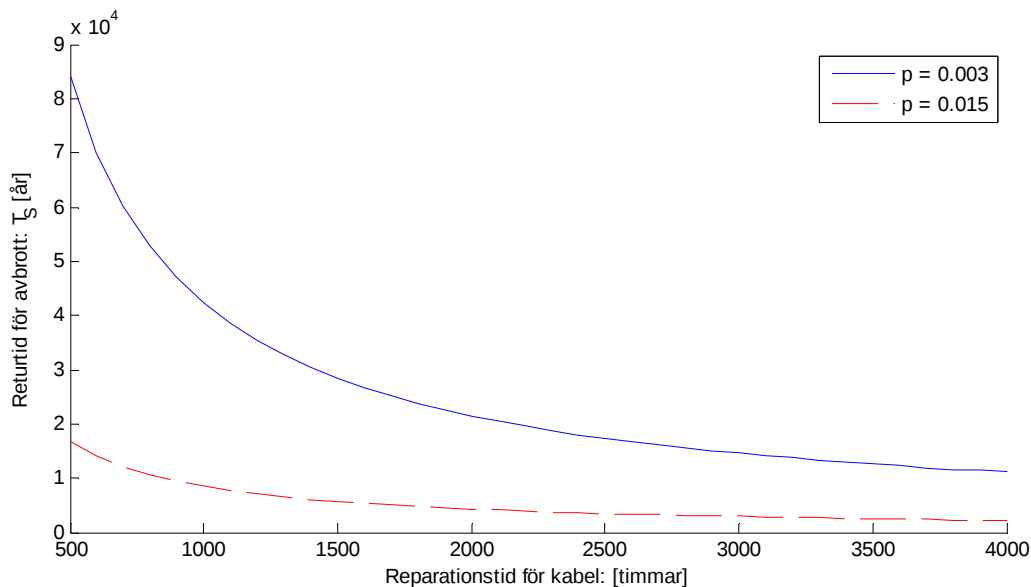
Kriterium for forsyningssvikt er nå:

- En av de to bipolene ligger ute på grunn av feil på kabel eller omformerutstyr
- En av de to linjene Mauranger–Samnanger eller Fardal–Modalen faller
- Tilgjengelig vinterproduksjon internt i BKK-området er utilstrekkelig for å forhindre overlast på gjenværende kabel og linje

Tilgjengelig overføringskapasitet for en DC-kabel og en linje er omtrent $650 + 900 = 1550$ MW.

Når importkapasiteten er 1550 MW, antar vi at forsyningssvikt vil kunne inntreffe i ca 10 % av de timene som ligger til grunn når importkapasiteten er ca 900 MW. Det innebærer at intervallet for sannsynligheten p blir ($0.003 < p < 0.015$).

Se formel E.24, i Appendix E.



Figur 5.13 Returtid for forsyningssvikt: Alternativ 3b, reparasjonstid 500–4000 timer

For en gjennomsnittlig reparasjonstid på 1000 timer, gir dette følgende forventede returtider for svikt:

$$p = 0.003 \rightarrow T_S = 42\,000 \text{ år}$$

$$p = 0.015 \rightarrow T_S = 8\,500 \text{ år}$$

5.9. Rangering av alternativer etter forsyningssikkerhet

Beregninger gjort i dette kapittelet viser bare forskjellene i feilfrekvens for ulike kabel og linje valg. Andre feil kan forekomme i systemet, men er ikke direkte avhengig av løsning av overføringen Sima–Samnanger. Det kan sies generelt at stasjonen i Samnanger har og vil ha en stor innvirkning på forsyningssikkerheten til BKK-området.

Det kan også hevdes at antakelsene bak feilratene for linjene er noe optimistiske, fordi vi kun har inkludert varige linjefeil og neglisjert alle andre feil som kan oppstå i kraftsystemet. Vi har også kun vurdert linjer mellom Fardal–Modalen og Samnanger–Mauranger og ikke hvordan feil på andre linjer vil påvirke forsyningssikkerheten.

Det valgte kriterium for forsyningssikkerhet er returtid for forsyningssvikt, målt i antall år det forventes å gå mellom hver gang dette inntreffer. Dette er en gjennomsnittsverdi. Det betyr at vi kan ikke utelukke at hendelsen inntreffer allerede neste år selv om forventet returtid er mer enn hundre år. Men det betyr for eksempel at et alternativ som har returtid for forsyningssvikt lik 200 år er definitivt mye bedre enn et alternativ med returtid lik 40 år.

I sammenligning av alternativer tar vi ikke stilling til hva som er akseptabel forsyningssikkerhet. Det er en annen diskusjon som vi finner på mange andre områder i samfunnet: hva er akseptabelt risikonivå? Akseptabel forsyningssikkerhet kan knyttes til den størrelsen som er utregnet her: returtid for forsyningssvikt.

Akseptabel forsyningssikkerhet kan også knyttes til de kostnader, direkte og indirekte, som påføres ved forsyningssvikt. Begrepet KILE-kostnader (kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi), som er i bruk i norsk elforsyning, forsøker å fange opp dette. Spørsmålet er om KILE-

kostnader slik de er fremkommet på grunnlag av spørreundersøkelser blant ulike kundegrupper fanger opp alle de relevante ulempekostnader ved større blackouts. Videre vil det i en betraktning der man ser på kostnader forbundet med forsyningssvikt knyttet til ulike alternativer være naturlig også å trekke inn de kostnadene som er investert for å oppnå forsyningssikkerhet.

Imidlertid er hovedformålet med den analysen som er gjennomført ovenfor å rangere de ulike alternativene med henblikk på forsyningssikkerhet. Dette kan vi gjøre uten å ta stilling til hva som er akseptabelt nivå for sikkerhet.

5.9.1. Meget god forsyningssikkerhet

- Referansealternativ: Luftlinje Sima–Samnanger
- Alternativ 2: To AC-kabelsett Sima–Kvam
- Alternativ 3b: HVDC, 2 bipoler

Disse alternativene har meget lang returtid for forsyningssvikt. Det derfor er liten grunn til å legge vekt på innbyrdes rangering.

5.9.2. Middels god forsyningssikkerhet

- Alternativ 1b: Ett AC-kabelsett med ekstra kabel (3 + 1) for å unngå meget lange reparasjonstider, og med vinkelvridende transformator som fordeler flyten slik at en utnytter linjen Fardal–Modalen
- Alternativ 3a: HVDC, en bipol 1000–1200 MW, med ekstra kabel for å unngå meget lange reparasjonstider.

Begge alternativer gir god forsyningssikkerhet.

5.9.3. Svak forsyningssikkerhet

- Alternativ 1a: Ett kabelsett med ekstra kabel (3 + 1) for å unngå meget lange reparasjonstider.

Dette alternativet er meget følsomt med henblikk på sannsynlighet for å ha utilstrekkelig vinterproduksjon internt i BKK-området, slik at en ved linjefall får overlast på kabel.

Dette alternativet gir dessuten en relativt liten bedring sammenlignet med dagens situasjon, og man investerer i et kostbart alternativ der lite oppnås.

6. Sammanfattande slutsatser

I de två föregående kapitlen i den här delen av rapporten har effektlödena vid olika systemförhållanden och drift- samt försörjningssäkerheten för olika lösningar för förbindelsen mellan Sima och Samnanger studerats. Analyser av effektlöden och drift- samt försörjningssäkerhet är de två viktigaste systemtekniska aspekterna, som ligger till grund för beslut om vilken teknisk lösning som ska väljas. Man måste naturligtvis också beakta andra aspekter, t.ex. kostnader, teknisk realiserbarhet, krav på utrymme (foot print), dynamiska egenskaper, miljökrav, etc., innan ett slutligt beslut fattas, men från ett kraftsystemtekniskt perspektiv är dessa två de viktigaste och de kriterier som gäller för dessa måste ovillkorligen uppfyllas. Därför är de slutsatser som kan dras ur resultaten i de två föregående kapitlen absolut avgörande för val av slutlig lösning.

I kapitel 4 ha vi visat att de lösningar som uppfyller kraven på driftsäkerhet, dvs. (N-1) kriteriet, för de studerade scenarierna 2016 och 2025 är luftledning och en sjökabelförbindelse med två AC-kabelset. Även om detta inte undersökts explicit är det troligt ur de studier som gjorts att en HVDC-förbindelse med en kapacitet på 1300–1500 MW också uppfyller dessa krav. Det har vidare visats att ett AC-kabelset med fasvridande transformator och en HVDC-länk på 1000 MW klarar kraven avseende driftsäkerhet för scenarierna 2016. Vidare är det helt klart att ett AC-kabelset, utan fasvridare, inte uppfyller de ställda kraven. Påpekas bör att endast ett begränsat antal scenarier har studerats, men dessa har valts så att de dimensionerande driftfallen med stor sannolikhet har inkluderats.

I kapitel 5 har försörjningssäkerheten beräknats för olika tekniska lösningar. Vid dessa beräkningar har vissa antaganden gjorts, som baseras på tillgänglig information om felfrekvenser, reparationstider, etc., vilka kan avvika något från de värden som gäller för förhållandena för förbindelsen Sima–Samnanger. Vår bedömning är dock att de värden vi använt är tillräckligt realistiska så att de slutsatser vi drar är giltiga. Dessutom, eftersom samma antaganden gjorts för alla alternativ kan den information som fås ur jämförelser mellan dessa anses vara korrekt och säker.

Ur dessa studier framgår det klart att följande tre lösningar ger mycket god försörjningssäkerhet:

1. en luftledning
2. två AC-kabelset
3. en HVDC-lösning med 4 kablar, dvs. två bipoler.

En medelgod försörjningssäkerhet fås för ett AC-kabelset med reservkabel och fasvridande transformator samt för en HVDC-bipol med extra kabel.

Låg försörjningssäkerhet uppvisar lösningen med ett AC-kabelset med extra kabel.

Man kan således sluta sig till att de alternativ som uppfyller kraven på drift- och försörjningssäkerhet bäst är en luftledning eller en förbindelse med två AC-kabelset, men även en HVDC med 2 bipoler och en effekt på 1300–1500 MW.

Lösningar som uppfyller kraven på driftsäkerhet för år 2016 och ger en medelgod försörjningssäkerhet är ett AC-kabelset med reservkabel och fasvridande transformator eller en HVDC-bipol på 1000 MW med en extra kabel.

Ur den analys som gjorts här framgår det klart att ett AC-kabelset med reservkabel är helt oacceptabelt ur ett systemtekniskt perspektiv.

Rekommendation

Önskas en lösning som bygger på etablerade systemtekniska lösningar och uppfyller de krav som ställs fram till och med 2025 ska en luftledning eller en kabelförbindelse med två kabelset väljas.

En lösning som också uppfyller kraven fram till och med 2025 är en HVDC-förbindelse med två bipoler och en effekt på 1300–1500 MW. I detta fall måste emellertid en lämplig reglerstrategi utvecklas så att effektflödet på HVDC-länken anpassas efter belastningsförhållandena i systemet, vilket kräver att nödvändig information finns tillgänglig vid HVDC-länken. Detta ställer dessutom krav på att erforderliga kommunikationssystem finns tillgängliga.

Om man anser att de scenarier som använts för 2025 är alltför osäkra så kan en lösning som enbart uppfyller kraven för 2016 väljas. Då finns det två möjligheter, nämligen 1 AC-kabelset, med reservkabel, tillsammans med fasvridande transformator eller HVDC-länk med en bipol på 1000 MW, med reservkabel. Båda dessa lösningar kan byggas ut vid ett senare skede då systemförhållandena 2025 bättre kan förutspås. I båda dessa fall måste lämpliga reglerstrategier utvecklas och kommunikationssystem med tillräcklig kapacitet förutsätts tillgängliga.

DEL 3:

PÅVERKAN PÅ KRAFTSYSTEMET AV ÖKAD KABLIFIERING I CENTRALNÄTET

I de föregående delarna av denna rapport har vi behandlat hur effektlöden och drift- samt försörjningssäkerhet påverkas av kabelförbindelser i ett kraftsystem och situationen i BKK-området har analyserats i detalj. I denna del beskrivs olika systemtekniska aspekter av hur ökad kablifiering påverkar det norska kraftsystemet ur ett mer generellt perspektiv. Diskussionen i denna del är tämligen generell och indikerar vad som kan förväntas och vad som måste beaktas i ett allmänt fall. För ett specifikt fall kan de faktiska förhållandena göra att konsekvenserna av de olika aspekterna som diskuteras bli mycket olika. Därför måste varje fall bedömas separat. Allmänt kan sägas att det finns etablerade lösningar på de problem som kan uppträda men val av slutlig lösning fordrar vanligen ganska detaljerade studier, vilket ligger utanför ramen för vårt arbete. En kraftigt ökad kablifiering kommer att påverka utbyggnaden av det norska centralnätet, vilket kan påverka Norges möjligheter att leverera reglerkraft till Europa. Integration av småskalig kraftproduktion diskuteras också mot bakgrund av en ökad kablifiering av centralnätet.

7. Påverkan på effektflyde

Effekten i ett AC-nät fördelar sig mellan parallella ledningar enligt impedansförhållanden: ju mindre impedans en ledning har desto mer effekt flyter på den. Kablar har mindre induktans än luftledningar och därför har de en strukturell tendens att bli högre belastade än luftledningar.

Kapitel 4.1 beskriver detta fenomen för parallella ledningar mellan Sima och Samnanger. Det flyter mera effekt på kabeln än på den parallella luftledningen, vilket betyder att strömmen och de strömberoende förlusterna i ledare och armering kan bli stora. Därför måste man alltid ta hänsyn till att kabeln inte överbelastas, vilket kan förstöra kabeln. De ohmska förlusterna upphettar kabeln och är relaterade till strömmen i kvadrat och resistansen i kabeln¹. Ju mindre resistans en kabel har desto lägre blir förlusterna för samma ström (dvs. för samma effekt), därför måste varje ledning betraktas individuellt. Varje kabel har en definierad maximal ström (och effekt), som beror på kabelns och omgivningens egenskaper: kabelns resistans, och omgivningens värmeöverföringskapacitet. Om en kabel i normal drift är maximalt belastad, kan man inte ens tillfälligt överbelasta den eftersom den redan upphettats till maximal tillåten temperatur. Man måste planera och driva det maskade nätet så att kablarna aldrig blir överbelastade både i normal drift och efter bortkoppling av andra komponenter.

För en kabel som är i serie med en luftledning, så är risken att kabeln blir överbelastad beroende på hur stor den sammanräknade impedansen av luftledning och kabel. Ju längre luftledning, desto mindre risk för överbelastning av kabeln.

Effekten på en HVDC-förbindelse flyter inte automatiskt utan den måste kontrolleras. Därför finns ingen risk för överbelastning i normal drift på en HVDC-förbindelse. Efter ett fel på en HVDC-förbindelse kan det bli stora effekter på kvarstående komponenter om effekten på HVDC-förbindelsen har varit stor före felet. Med luftledningar kan man typiskt överbelasta ledningar under cirka 20 minuter, vilket betyder att man kan ha en så stor effekt på en HVDC-förbindelse att de parallella luftledningarna kan klara att överföra effekten i 15 till 20 minuter. Under den tiden behöver man öka produktionen i inkopplade generatorer, starta flera generatorer eller koppla bort last, för att undgå att ledningarna överbelastas för länge. Om parallella ledningar till en HVDC-förbindelse är AC-kablar, måste man driva nätet så att man tar hänsyn till kablens belastningssituation och inte överbelastar kabeln ifall den varit maximalt belastad när HVDC-förbindelsen bortkopplas. Det här är en generell egenskap av (N-1) principen: överföringskapaciteten beror inte enbart på en förbindelses egenskaper utan även på de parallella förbindelserna i det maskade nätet.

Om nätet har luftledningar och en AC-kabel installeras senare, kan effektflydet ändras dramatiskt. Man måste redan i planeringsstadiet granska alla normala driftsituationer samt alla realistiska (N-1) fel. Ibland behöver man fasvidande transformatorer eller seriekompensering för att undvika obalanserade effektflydet och överbelastning av kablar. Om man har fasvidande transformatorer i systemet, måste man ha en kontrollstrategi som styr fasvidningen för olika driftssituationer på ett lämpligt sätt.

Om en kabel är mycket kort, till exempel kortare än 20 km, har den en impedans som är en cirka 1 Ω eller mindre. I transmissionssystemet har luftledningar vanligen en impedans som är cirka 0.3 Ω /km. Detta innebär att en kort kabel i parallell med långa luftledningar kan förorsaka mycket obalanserade effektflyden. Om kabeln är mycket kort måste man granska effektflydet speciellt efter att parallella

¹ Beräkning av en kablens ohmska förluster: $P_C = I^2 \times R_C$

luftledningarna kopplas bort. Om en kabel är lång, har den större impedans, men den producerar mycket reaktiv effekt vilket minskar kabelns överföringskapacitet. Då den reaktiva effekt, som kabeln producerar är relaterad till spänningen i kvadrat och kabelns kapacitans, så betyder detta att kabelns överföringskapacitet minskar när spänningen ökar¹. I praktiken är den maximala längden för en 400 kV AC-kabel cirka 70 km, se Figur 1.1, om kabeln blir längre så måste man installera en HVDC-förbindelse.

De flesta HVDC-förbindelser är kopplade mellan olika synkrona nät, eller över havet. Det finns HVDC-länkar kopplade inom ett synkront system parallellt med AC-nätet, till exempel Fenno-Skan mellan Finland och Sverige. Man har ännu inte byggt ett maskat nät med HVDC-förbindelser. Det är inte heller vanligt att ha flera HVDC-länkar nära varandra i ett synkronnät. Om man bygger flera HVDC-förbindelser i det norska centralnätet, behöver man utveckla en kontrollstrategi så att effekten i olika HVDC-länkar samt i AC-ledningar (både kablar och luftledningar) koordineras. Koordineringen måste fungera både när nätet är intakt och efter (N-1) händelser. Ett system med flera HVDC-förbindelser inom nätet ställer höga krav på kommunikations och kontrollsysteem samt koordination mellan de olika HVDC-systemen, för att man skall kunna uppnå samma robusthet som ett rent AC-nät normalt uppvisar.

¹ Beräkning av en kabels produktion av reaktiv effekt: $Q_C = U^2 \times X_C = \frac{U^2}{\omega C}$

8. Påverkan på tillförlitligheten

Enligt nordisk felstatistik, [6] och [9], har luftledningar överlag flera fel per km än kablar och enligt CIGRE [10] har sjökablar mindre antal fel än landkablar. Men det statistiska underlaget av kablar och kabelfel för 300 kV och högre spänningar är inte tillräckligt för att denna statistik skall kunna anses fullt pålitlig. Det som vidare påverkar tillförlitligheten är reparationstider: reparationstider för kablar är betydligt längre än för luftledningar.

Luftledningar påverkas av väderfenomen och många fel är övergående, t.ex. blixtnedslag [6], vilket innebär att man i många fall kan snabbåterkoppla en luftledning och därmed undgå lastbortkoppling.

Normalt kan man reparera ett kvarstående fel i en luftledning inom några tiotal timmar, dvs. inom några dygn. Nätbolag har reservdelar till luftledningar, även reservstolpar. När ett fel inträffar på en kabel kan det dröja flera veckor eller månader att reparera kabeln. Normalt sett kan inte nätbolagen reparera kabeln själva utan reparationen måste beställas. I praktiken är det bara kabelleverantören som reparerar en 400 kV sjökabel, som normalt sett inte är en massproduktions produkt utan en specialkabel. När kabeln är förlagd på havsbotten, behöver man ett specialfartyg för att lyfta kabeln, som sedan kan repareras på fartyget.

När man beräknar tillgänglighet har reparationstiden en stor inverkan. Tillgängligheten A kan beräknas med hjälp av genomsnittlig reparationstid T_{TR} och genomsnittlig tid mellan fel T_{TF} ¹. Om en sjökabel i genomsnitt har ett fel per 15 år (data använt för kabel Sima-Kvam, kapitel 5), med en medelreparationstid på 4200 timmar (25 veckor), skulle tillgängligheten vara 0,969, dvs. att kabeln i genomsnitt är otillgänglig c:a 2700 timmar per 10 år. För en 100 km lång luftledning, som har ungefär ett kvarstående fel per 10 år, [6] och [9], blir tillgängligheten 0,999, dvs. att ledningen i genomsnitt är otillgänglig c:a 9 timmar per år.

Ju mera sjökablar det finns i nätet, desto sannolikare är det med överlappande fel, dvs. att två olika kablar har fel samtidigt. I ett sådant fall blir reparationstiden ännu längre, då man på grund av resursbrist måste reparera en kabel först och sedan reparera den andra kabeln. Leverantörerna har normalt sett inte nödvändiga resurser för flera reparationer samtidigt. Om centralnätet skulle ha många kablar skulle detta betyda att reparationstider i genomsnitt skulle öka och tillgängligheten av centralnätet skulle bli lägre. Detta är ett resursproblem som nätbolaget inte kan påverka särskilt mycket eftersom de inte kan reparera högspänningskablar utan måste beställa reparationer hos kabelleverantören. Djupa fjordar kan betyda ytterliga komplikationer för att genomföra reparationer.

HVDC-kablar har liknande tillförlitlighetsproblematik som AC-kablar: mindre antal fel än luftledningar men längre reparationstider på grund av behov av leverantör och specialfartyg.

Se felfrekvenser från statistik för kablar i Appendix A, Appendix B och Appendix C.

¹ Tillgänglighet: $A = \frac{T_{TF}}{T_{TR} + T_{TF}}$

9. Påverkan på utbyggnaden av det norska centralnätet

Det norska centralnätet står liksom många andra transmissionsnät i Europa och på andra håll i världen, inför omfattande investeringar i form av utbyggnader och ersättning samt uppgradering av åldrande anläggningar. Som i all långsiktig planering måste man räkna med en viss osäkerhet vad gäller olika förutsättningar såsom lastutveckling, ny produktion, nya driftförhållanden etc., men den pågående utvecklingen i Europa, som till stor del initierats och stimuleras av olika politiska initiativ av EU och nationella regeringar, kommer med stor säkerhet att innebära att det ställs nya krav på transmissionsnäten och driften av dessa framdeles. En allt större och växande andel fluktuerande kraftproduktion, t.ex. vindkraft, kräver mer reglerkraft och kan ge upphov till snabbt växlande effektlöden i näten. Detta gäller också för det norska centralnätet och framför allt om norsk vattenkraft i större utsträckning ska utnyttjas som balanskraft för vindkraft på den europeiska kontinenten eller för offshore vindkraft i t.ex. Nordsjön. Förutom att säkerställa ett säkert effektlöde till de inhemska förbrukningscentren blir nätet i en ökad utsträckning ett ”transit-nät” vars uppgift blir att säkerställa transport av effekt till och från förbrukare utanför Norge. Att detta ställer nya krav på nätet är helt klart och det har Statnett också konstaterat och tagit hänsyn till i ”Nettutvecklingsplan 2010 – Nasjonal plan for neste generasjon kraftnett”, [2]. I denna rapport utgår man från en allt större integration mellan det norska centralnätet och de nordiska samt de kontinentaleuropeiska näten och nätutvecklingen i det norska centralnätets olika delar skisseras. Utan att gå in i detalj är det ett väldigt stort utbyggnads- och uppgraderingsprogram som Statnett står inför de kommande åren.

Många av de planerade nätförstärkningarna kan byggas antingen som luftledning eller som kabelförbindelser. Dessutom kan man i många fall tänka sig antingen AC eller HVDC länkar som tekniska lösningar. Vi utgår ifrån att för en given förbindelse de olika tekniska lösningarna uppfyller de ställda kraven på driftsäkerhet och försörjningssäkerhet samt andra tekniska krav och ställer oss nu frågan vilken inverkan en ökad förkablingsgrad och användande av HVDC skulle få för de utbyggnadsplaner som Statnett beskriver i [2]. Inom ramen för den här rapporten har vi inga möjligheter att utreda detta i detalj, men vi kan peka på vissa förhållanden som kommer att påverka utbyggnaden av centralnätet.

För det första kan det konstateras att om en AC-luftledning är en möjlig teknisk lösning i detta sammanhang är den också den billigaste lösningen¹. De andra teknikerna, AC-kabel och HVDC, kan vara att föredra av olika skäl, men de är alltid dyrare. Hur mycket dyrare är svårt att säga, det varierar från fall till fall, men kostnaderna är i allmänhet flerfald högre. Själva byggandet av en luftledning går också snabbast. Ska hänsyn tas till tiden det tar att få koncession kan detta naturligtvis vara annorlunda, men det har vi ingen möjlighet att uppskatta och det varierar säkert starkt från fall till fall. Skulle det bli aktuellt med en massivt ökad förkablning i centralnätet i framtiden finns det andra förhållanden som måste beaktas. Det finns bara ett fåtal tillverkare av kablar för de aktuella spänningsnivåerna och dessa tillverkare har en begränsad produktionskapacitet. Det är därför inte otänkbart att själva leveransen av kabel kan bli en flaskhals, dvs. fördröja den planerade utbyggnaden av nätet. Det samma gäller för HVDC-överföringar samt fasvridande transformatorer, medan det för luftledningar troligen inte finns begränsningar när det gäller leveranskapacitet. I det norska systemet är dessutom många av de tänkbara kabelförbindelserna sjökablar, vilket innebär att de måste förläggas med hjälp av speciella fartyg, av vilka det också finns ett begränsat antal. Dessa fartyg kommer också att användas vid reparation av eventuella fel på existerande sjökablar, vilket innebär att

¹ För mycket långa överföringsavstånd, typiskt mer än 400–500 km, kan HVDC konkurrera kostnadsmässigt. Vi utgår här ifrån att så långa överföringsavstånd inte är aktuella i de fall som diskuteras här.

tillgängligheten för dessa fartyg också kan vara begränsande och verka fördröjande på utbyggnaden nätet. Förhållandena ovan gäller för både AC- och HVDC-kablar.

HVDC innebär oftast längre byggnadstider jämfört med AC-lösningar. För HVDC-länkar som kommer att ligga inbäddade i ett maskat nät, som ofta kommer att vara fallet i det norska centralnätet, krävs ofta omfattande studier för att utarbeta reglerstrategier så att HVDC länkens styrbarhet kan utnyttjas optimalt. Om flera HVDC länkar kommer att ligga i närheten av varandra måste deras växelverkan studeras och deras reglerstrategier koordineras så att driftsäkerheten inte äventyras. Oftast kan dessa studier göras parallellt med annat arbete, men kan i värsta fall leda till att idrifttagandet kan behöva senareläggas.

En annan viktig utvecklingstrend i många kraftsystem, även i det norska, är att allt fler små kraftverk, mestadels vind- och vattenkraftverk, ansluts till kraftsystemet. Med små kraftverk menas i detta sammanhang kraftverk med effekter mindre än ungefär 10 MW, och dessa ansluts inte direkt till centralnätet utan till underliggande regional- och distributionsnät. En ökad kablfiering i centralnätet kommer alltså inte att ha någon påverkan på möjligheten att ansluta småskalig kraftproduktion.

I ett extremscenario, där man istället för luftlinjer installerar väldigt långa kablar i centralnätet, t.ex. ett HVDC ”North Sea Supergrid”, med mycket långa avstånd mellan kopplingspunkter till regional- och distributionsnät så kan detta komma att medföra begränsningar till integration av småskalig produktion.

Stora vindkraftparker anslutes ofta direkt till centralnätet. Ifall närmaste punkt i centralnätet är en kabel måste således anslutningspunkten flyttas till närmaste kabeländpunkt, vilket alltså innebär att det blir en längre förbindelse mellan vindkraftpark och centralnät.

Sammanfattningsvis kan konstateras att ett ökat bruk av sjökabel och HVDC vid utbyggnaden av det norska centralnätet kan leda till att nätförstärkningen inte kan ske i den takt som Statnett förutsatt i sina utbyggnadsplaner. Det bör emellertid också påpekas att kabellösningar och HVDC inte sällan kan erbjuda fördelar avseende andra aspekter än de som diskuterats i detta kapitel.

10. Övriga systemtekniska aspekter

I detta kapitel så behandlas andra systemtekniska aspekter som man måste ta hänsyn till vid ökat användande av kablar i ett transmissionsnät. Detta skall inte ses som fulltäckande utan enbart en översikt av de viktigaste aspekterna.

Systemkostnader ökar generellt med kablar, eftersom själva kabeln är dyrare, men även på grund av att de ofta leder till högre förluster och att man behöver installera extra komponenter (reaktorer, fasvridande transformatorer) vilket även leder till ett mera komplicerat system.

10.1. Förluster

Det som är viktigt när man analyserar förluster är att det är de totala förlusterna i hela systemet som är de väsentliga. När man planerar installation av en ny förbindelse i systemet, måste man därför studera olika effektfördesscenarier för att få reda på hur den påverkar förlusterna. En ny förbindelse kan både minska och öka förlusterna i nätet, då den påverkar effektfördet i systemet. Förluster i kablar och luftledningarna är av olika karaktär:

- Luftledningarna har ohmska förluster och för högre spänningar finns även koronaförluster. Koronaförluster uppstår via partiella urladdningar och är enbart betydande vid rimfrost eller regn och bara för spänningar över 200 kV. Även om koronaförlusterna kan vara av betydande storlek, så uppträder de enbart tillfälligt.
- Växelströmskablar har strömberoende ohmska förluster (i ledning och i skärm) samt spänningsberoende dielektriska förluster. Shuntreaktorer som används för reaktiveffektkompensering medför även extra förluster för en kabelförbindelse.
- HVDC-kablar har enbart ohmska förluster, men en HVDC-förbindelse har även förluster i omformarstationerna, se Appendix F, vilka också måste beaktas.

Se [3] för en mera ingående diskussion av kabelförluster.

10.2. Korslutningar i AC-nätet

Den 3-fasiga felströmmen är beroende av systemets struktur, framförallt av:

- antal parallella ledningar
- ledningarnas impedans
- antal inkopplade synkrongeneratorer

Ökad kabelförbindelse i AC-nätet tenderar att öka felströmmen, då kablars reaktans är mindre än luftledningars reaktans. Luftledningars felströmmar är alltid induktiva, men då shuntkapacitansen är mycket större för kablar än luftledningar, kan felströmmen bli kapacitiv för ett system med kablar. Installeras många kablar i nätet är det nödvändigt att verifiera skyddssystemens förmåga att identifiera felen samt strömbrytares förmåga att bryta felströmmar.

10.3. Jordfel i AC-nätet

Jordfelströmmens storlek beror på nollföljdsimpedansen i nätet. Nollföljdsimpedansen för en AC-kabel är inte konstant, utan beror på kabelns struktur och eventuella andra ledande komponenter i förslagna närheten av kabeln. Därför är det oftast säkrast att mäta nollföljdsimpedansen av en kabel för att få ett tillförlitligt värde.

Ifall skärmen enbart är jordad i en ända av kabeln, så påverkar andra underjordiska ledande material nollföljdsimpedansen. Om skärmen är jordad på minst två platser, så kan nollföljdsimpedansen uppskattas som resistansen av parallella kablar och reaktans, ungefär $0,05\text{--}0,1 \Omega/\text{km}$. [11]

Felströmmen vid enfasiga kortslutningar (jordfel) flyter via kabelns metallskärm. Därför är kabelns ”reduktionskoefficient” bättre än luftledningens motsvarande reduktionskoefficient.

I ett nät med både luftledningar och kablar kan det vara nödvändigt att installera ytterligare shuntreaktans i transformatorernas ”nollpunkt” för att kompensera kablarnas kapacitans och på så sätt se till att jordfelströmmen är induktiv.

10.4. HVDC-förbindelser vid olika fel

HVDC-förbindelser är designade och byggda för att kunna överföra effekt även vid olika felförhållanden i de omgivande AC-näten. Om fel, t.ex. kortslutningar i AC-näten, inträffar väldigt nära strömriktarna kommer effekten att reduceras under själva felet, men normalt kommer den att återgå snabbt efter felet. En viss fördröjning kan uppträda och man måste göra systemstudier för att bestämma hur stor fördröjning som kan accepteras för att inte stabiliteten eller driftsäkerheten i systemet ska äventyras. Allmänt kan man säga att spänningsstyva strömriktare (VSC) kan återstartas snabbare efter ett fel eftersom man kan styra den reaktiva effekten tämligen oberoende av den aktiva effekten och på så sätt stötta nätspänningen, vilken ofta kan vara låg efter ett fel. Denna möjlighet är mycket mer begränsad för strömstyva strömriktare (CSC), vilka därför kan behöva längre tid för återstart efter allvarliga fel, speciellt om kortslutningseffekten i AC-nätet är låg i förhållande till HVDC effekten.

Vid jordfel (kortslutning) på DC-sidan så kommer de två typerna av strömriktare att reagera olika beroende på de olika principerna för konvertering mellan AC och DC. Dock, om felet inträffar i en DC-kabel är det ingen större skillnad mellan de två olika typerna. Ett fel i en DC-kabel är ett permanent fel och den felbehäftade kabeln måste isoleras och driften kan inte återupptas förrän man gjort nödvändiga omkopplingar så att eventuell reservkabel kopplats in eller HVDC-länken konfigurerats för drift utan den felbehäftade kabeln, t.ex. monopolär drift i stället för bipolär. Består HVDC-förbindelsen också av en luftledning finns det naturligtvis också en viss sannolikhet för fel på denna. Dessa fel är ofta av övergående karaktär och kan med strömstyva omformare (CSC HVDC) hävas genom att DC spänningen styrs till noll så att felströmmen släcks. Efter det att felstället avjoniserats under några hundra millisekunder har ledningen ofta full isolationsstyrka igen och HVDC-länken kan återstartas. Detta är ett standardförfarande för HVDC med strömstyva strömriktare, eftersom man här har möjlighet att släcka felströmmen genom att styra ned DC spänningen. Denna möjlighet har man inte för spänningsstyva strömriktare (VSC HVDC) utan den vanligaste lösningen är att man bryter felströmmen på AC-sidan av strömriktarna med AC-brytare. Strömriktarna kan sedan kopplas in igen, men detta tar längre tid jämfört med den nedstyrning som är möjlig för strömstyva strömriktare. En annan möjlighet vore att bryta felströmmen på DC-sidan med DC-brytare, men för närvarande finns inga DC-brytare kommersiellt tillgängliga, men utvecklingsarbete pågår.

Vid planering och teknisk specifikation av HVDC-förbindelser görs det normalt omfattande systemstudier för att bestämma vilka krav på dynamiska och andra egenskaper den måste uppfylla. Dessa krav är systemspecifika och är viktig input till den leverantör, som bygger HVDC-länken. Allmänt kan sägas att HVDC-förbindelser oftast är ”skraddarsydda” för en specifik tillämpning och är specialbyggda för just denna så att de ställda kraven uppfylls.

10.5. Skyddsfrågor

Ett fel i en kabel är alltid permanent, vilket innebär att man inte kan använda automatisk återkoppling för kablar som man ofta kan för luftledning. Om man har en kabel och en luftledning i seriekoppling, så man kan enbart använda snabbåterinkoppling ifall man är säker på att felet är i luftledningen.

Distansrelä är den vanligaste typen av relä i det maskade nätet. Den löser de flesta fel snabbt även utan telekommunikation och den erbjuder reservskydd för närliggande ledningar med hjälp av överlappande skyddszoner. I det maskade nätet kan felströmmen komma från olika håll och dess storlek varierar för olika driftsituationer. Ett distansrelä mäter både spänning och ström och kan med hjälp av dem (och deras vinkelskillnad) bedöma varifrån felströmmen kommer och lösa selektivt. Ett relä som bara mäter ström kan inte fungera selektivt i det maskade nätet.

Ett distansrelä beräknar om felet är framåt (i den skyddade zonen där reläet bör lösa) eller bakåt (utanför reläets skyddszon och det därför inte bör lösa). Felstället beräknas med hjälp av fasförskjutningen mellan spänning och ström. Detta innebär att om man använder vanliga distansreläer måste felströmmen vara induktiv, annars fungerar skyddssystemet inte. Vid ökad kabling i nätet kan felströmmen bli kapacitiv, vilket innebär att felstället beräknas felaktigt och reläet löser vid oönskade tillfällen och inte löser när det borde.

Luftledningar har en så stor reaktans att det är ganska lätt att välja lämpliga reläinställningar för distansskydd, bara för mycket korta luftledningar (5–10 km) blir reaktansen så liten att man ibland måste använda ett differentialrelä. Kabels reaktans per längdenhet är mindre än luftledningens reaktans. Om nätet har både luftledningar och kablar, kan skillnaden mellan närliggande ledningarnas reaktanser vara så stora att det är svårt att hitta fungerande reläinställningar till närliggande ledningar.

En typisk reservinställning är 120 % av den skyddade ledningens reaktans med en försening av 400 ms. Detta bör inte vara större än skyddade lednings reaktans plus reaktansen av den kortaste närliggande kabeln, annars riskerar man att reläet löser ut för fel bortom den närliggande ledningen.

Differentialrelä är ett bra skydd för kablar, men kräver en telekommunikationlänk. Differentialreläer erbjuder däremot inte något reservskydd till närliggande ledningar och man måste dessutom se till att området mellan brytare och strömtransformator är skyddat med ett annat relä.

10.6. Transienta överspänningar och isolationskoordination

10.6.1. Allmänt

Transienta, ibland också kallade temporära, överspänningar brukar delas in i blixttöverspänningar och kopplingsöverspänningar. De förra härrör från blixtnedslag i eller i närheten av elektrisk utrustning, t.ex. ledningar eller transformatorstationer, medan de senare uppstår då man kopplar någon elektrisk komponent i systemet, t.ex. en ledning eller en kondensatorbank.

Blixtnedslag och kopplingsmanövrar ger upphov till spännings- och strömvågor som utbreder sig i systemet. För blixttöverspänningar är stigtiden för pulserna några få μs medan den för kopplingsöverspänningar är typiskt 50–100 μs . Dessa typer av överspänningar uppträder alltid i ett elkraftsystem och utrustningen måste vara dimensionerad för att klara dessa, dvs. de måste ha en tillräcklig isolationsnivå, vilket säkerställs genom isolationskoordinationen varvid isolationsnivåer för utrustningen väljes efter de överspänningar som kan förekomma. För att begränsa överspänningarna vid speciellt känsliga och dyrbara apparater installeras ofta ventilavledare vid dessa

för att begränsa överspänningarna. En kabels isolationsmaterial är inte själv-reversibelt på samma sätt som luft är för luftledningar, vilket betyder att kablar måste beskyddas mot överspänningar för att undgå skada. För en kabel i ett maskat nät är det bäst att använda ventilavledare i båda ändar av kabeln.

Om det finns kablar i systemet kan dessa påverka överspänningarna på olika sätt. Det ska emellertid påpekas att med riktigt vidtagna åtgärder utgör detta normalt inga problem vid isolationskoordinationen, men ofta måste många olika driftfall och kombinationer av inkopplad utrustning studeras för att säkerställa att de fall som ger högst överspänningar verkligen har identifierats.

Nedan ges en kort beskrivning av hur AC- och HVDC-kabelförbindelser i ett kraftsystem påverkar dessa överspänningar och vad man måste beakta vid dimensionering av utrustningen.

10.6.2. Kablar i AC-system

Eftersom kablar och luftledningars kapacitanser och induktanser är olika, så innebär detta även att deras vågimpedanser (karaktäristiska impedans) skiljer sig åt: vågimpedansen för en kabel är lägre än för en luftledning. Därför kan de förorsaka olika överspänningar i ett nät som har både kablar och luftledningar jämfört med ett nät med enbart luftledningar.

Typiska värden för vågimpedansen för en luftledning är $Z_l = 300\text{--}400\ \Omega$ och för en kabel $Z_c = 40\text{--}50\ \Omega$. Om en luftledning och kabel är förbundna uppstår en diskontinuitet i vågimpedansen i sammankopplingsstället, vilket medför att en inkommande våg kommer att delas upp i en reflekterad och en transmitterad våg och storleken på dessa beror på vågimpedanserna¹. Den transmitterade vågen fortsätter genom kabeln och är den i andra änden förbunden med en luftledning, eller är öppen, uppstår även här nya reflekterade och transmitterade vågor, osv. Eftersom vågimpedansen här är (betydligt) större än för kabeln kommer den reflekterade vågen från andra kabeländan att bli positiv och adderas till den inkommande. Beroende på transmissionstiden, dvs. längden på kabeln, och formen på spänningstvågen kan det uppstå överspänningar som är högre än den inkommande vågen och de här överspänningarna kan skada kabeln. Typiska värden på utbredningshastigheten för kablar är omkring 100 000 km/s vilket ska jämföras med värdet för luftledningar som är ungefär 300 000 km/s. Utbredningstiden för en 70 km lång kabel blir således c:a 0,7 ms.

Reflektioner förekommer också då vågen infaller mot andra komponenter som har andra elektriska egenskaper än luftledningen, t.ex. transformatorer och kondensatorbankar.

En kabel som är ansluten till en transformator kommer att ge upphov till spänningstransienter vid transformatorn som är snabbare, dvs. har kortare stigtid, jämfört med om en luftledning är ansluten. Kabelns lägre vågimpedans gör att tidskonstanten för den resulterande kretsen blir mindre och därmed blir stigtiden kortare. Detta är viktigt att beakta eftersom viss typ av isolation är känslig för snabba transienter.

¹ Beräkning av transmissions- och reflektionskoefficienter för en spänningstvåg från en luftledning som infaller mot en kabel:

$$\text{Transmissionskoefficienten: } \alpha_{lc} = \frac{2Z_c}{Z_l + Z_c} \qquad \text{Reflektionskoefficienten: } \beta_{lc} = \frac{Z_c - Z_l}{Z_l + Z_c}$$

En kabels kapacitans kan också ha inverkan på dimensionering av brytare. Vid brytning av en kapacitiv ström kan brytaren återtända och det kan uppstå mycket höga överspänningar, teoretiskt upp till tre gånger driftspänningen, vilket måste beaktas antingen genom att brytaren dimensioneras för att klara den återvändande spänningen eller att avledare installeras.

10.6.3.HVDC-kabelförbindelser

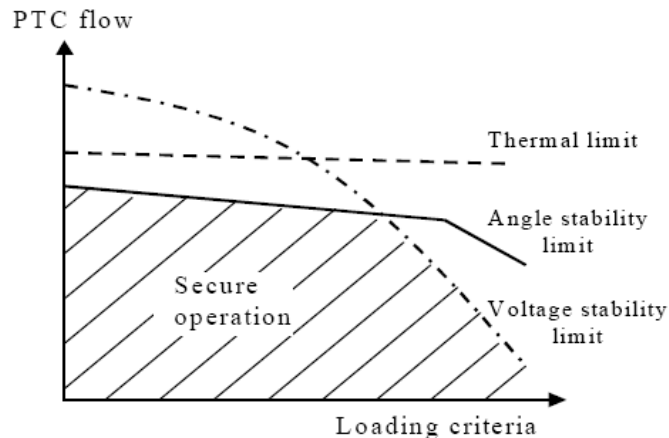
En kabel i ett HVDC-system har samma tekniska och fysikaliska egenskaper som i ett AC-system. En väsentlig skillnad är dock att i en HVDC-anläggning så kan kabeln inte direkt växelverka med resten av AC-systemet utan denna växelverkan sker genom själva strömriktarna och övrig utrustning i strömriktarstationerna. Strömriktarstationerna utgör ett filter mellan AC- och DC-sidan och det är egenskaperna hos detta filter, som bestämmer växelverkan mellan AC- och DC-sidan. Karaktären av denna växelverkan bestäms dels av rent fysikaliska karakteristiska hos de ingående komponenterna, dels av hur strömriktarna regleras. Ju snabbare transienterna är, desto mer bestäms växelverkan av fysiken hos komponenterna och övriga system. För långsammare fenomen kommer regleregenskaperna att spela en betydande roll. I en strömriktare är ventiler och andra komponenter skyddade av avledare. Detta betyder att normalt kommer transienter inte att fortplanta sig från AC-sidan till DC-sidan, eller tvärtom, i någon större utsträckning men naturligtvis måste utrustningen vara dimensionerad för de påkänningar dessa transienter kan ge upphov till.

När det gäller transienta överspänningar i AC-systemet så kan de påverkas av den utrustning som finns i strömriktarstationen, dvs. av AC-filter, eventuell reaktiv effektkompensering – shuntreaktorer och kondensatorbankar – samt strömriktartransformatorer. Dessa kan ha stor betydelse för de fenomen som beskrivits ovan, dvs. resonanser, återtändning vid brytning av kapacitiva strömmar, etc., och deras inverkan måste beaktas. Om spänningsstyva strömriktare användes är risken för ogynnsam inverkan mindre, eftersom behovet av reaktiv effektkompensering är mindre, och dessutom finns möjlighet till snabb spänningsreglering, vilket är av värde.

Transienter som uppstår på DC-sidan är för kabelförbindelser tämligen sällsynta eftersom all utrustning ofta är antingen inomhus eller förkablade. Detta gäller speciellt för spänningsstyva strömriktare. Uppstår ett fel är det ofta permanent och anläggningen måste tas ur drift och de påkänningar som uppstår för AC-systemet är inte av transient natur.

10.7. Stabilitet

Stabiliteten i ett kraftsystem utgörs av flera aspekter: vinkelstabilitet, spänningsstabilitet och frekvensstabilitet. Detta kan exemplifieras som i Figur 10.1, där man kan se hur olika tekniska aspekter (i detta fall visas termiskgräns samt gränser för vinkel- och spänningsstabilitet) begränsar den säkra nivån av maximal effektöverföring (PTC flow) vid olika effektlöden och belastningar (loading criteria). Förbindelser i systemet begränsas på olika sätt, men vanligtvis begränsas överföringskapaciteten för en lång ledning av stabilitet medan det för korta ledningar och kablar vanligen är termiska kriterier som begränsar kapaciteten.



Figur 10.1 Kapacitetsbegränsningar på en växelströmsförbindelse, från [12]

Vinkelinstabilitet innebär att generatorerna i nätet inte kan bibehålla synkronism, vilket är en förutsättning i ett synkront växelströmsnät. Ökad längd av en luftledning medför att reaktansen ökar och gränsen för vinkelstabilitet minskar. Detta går att påverka med hjälp av till exempel seriekompensering av ledningar eller shuntkompensering. Båda dessa lösningar ökar kostnaden för en ledning, men kostnadsökningen är mindre än att bygga en extra ledning, vilket också minskar förbindelsens reaktans.

Spänningsinstabilitet är en begränsande faktor när man har långa ledningar (stor reaktans), ifall det inte finns någon produktion av reaktiv i belastningsområdet, eller när belastningen har en låg effektfaktor. Teoretiskt maximal överförbar aktiv effekt som inte medför spänningsproblem är när belastningsmotståndet är lika stor som impedansen i nätet. För alla andra belastningar är den överförda effekten mindre. [13]

Ökad kablifiering i AC-nätet innebär att det är oftare den termiska gränsen som är den begränsande faktorn för effektöverföring. Detta kommer av att det ofta är reaktiva strömmar som begränsar den maximala längden av en kabel och därmed är det typiskt att uppvärmningen dvs. den termiska gränsen som ger en lägre överföringskapacitet än stabilitetsgränsen. Den reaktiva effekten som en kabel producerar kan även medföra spänningsstabilitetsproblem, ifall inte adekvat kompensering är tillgänglig.

Det finns inga stabilitetsproblem för en HVDC-förbindelse, vare sig det är en kabel eller en luftledning, då stabilitet är en fråga enbart för växelströmsnät. Det kan dock uppstå vissa stabilitetsproblem i omriktarstationens dynamik.

En HVDC-förbindelses påverkan på systemets spänningsstabilitet är av beroende på HVDC-lösning. En VSC HVDC kan stödja nätspänningen då den aktiva och reaktiva effekten kan styras oberoende, så länge maximal strömgräns inte uppnås. På så sätt kan en VSC HVDC användas för snabb kompensation av reaktiv effekt och därmed förbättra nätets stabilitet. Detta är en viktig egenskap, speciellt i svaga nät. En CSC HVDC förbrukar reaktiv effekt och kräver därför kompenseringsutrustning. En CSC HVDC kan därför medföra spänningsstabilitetsproblem, ifall spänningen på AC-nätet och HVDC-länken styrs med konstant effektkontroll.

Nätets kortslutningseffekt påverkar även risken för spänningsinstabilitet. Med en CSC HVDC-förbindelse i ett svagt nät (ett nät med låg korslutningseffekt) finns det risk för spänningsinstabilitet: då en CSC HVDCs konsumtion av reaktiv effekt ökar med ökad effektöverföring, vilket kan medföra

en minskad växelspanning och då även en minskad produktion av reaktiv effekt hos shunkondensatorer, vilket ytterligare minskar växelspanningen. Normalt har dock en CSC HVDC ett kontrollsystem som begränsar likströmmen vid låg växelspanning [13].

10.8. Resonans & Övertoner

Som nämnts tidigare, så utgör kabeln väsentligen en stor kapacitans. Denna kapacitans bildar tillsammans med andra komponenter, t.ex. luftledningar och transformatorer som väsentligen är induktiva, elektriska kretsar som kan förstärka övertoner och transienter i systemet, på grund av resonanseffekter.

Utrustning som produceras övertoner, t.ex. CSC HVDC och smältverk, är normalt sett försedda med övertonsfilter för att minska spridningen av övertoner till det övriga systemet. Dessa filter är designade med hänsyn till hur det närliggande kraftsystemet är utformat. Ifall kablar installeras i transmissionsnätet så kommer dessa påverka systemets resonansfrekvenser vilket kan påverka belastningen av redan installerade filter.

11. Sammanfattande slutsatser

I Del 3 av rapporten har vi diskuterat hur det norska centralnätets drift och utbyggnad skulle påverkas av ett ökat bruk av sjökabel. Eftersom kablar har en lägre längsreaktans än luftledning kommer de att bli högre belastade jämfört med en luftledning om inga åtgärder vidtas, t.ex. genom fasvridande transformatorer eller HVDC-förbindelser. En kabel producerar mycket mer reaktiv effekt än en luftledning och för att inte spänningsproblem ska uppstå måste ofta shuntreaktorer installeras, vilka tar plats och orsakar ytterligare förluster.

En kabel behöver i regel betydligt längre tid för reparation, vilket leder till risken för överlappande fel ökar, dvs. risken att två eller flera kablar är ur drift samtidigt. Reparation av sjökablar kräver speciella fartyg och tillgängligheten på dessa specialfartyg kommer också att bestämma hur snabbt eventuella kabelfel kan åtgärdas.

Det förutses en utbyggnad av det norska centralnätet av olika skäl. Dels leder ökad förbrukning till att nätet behöver förstärkas, dels ställer Norges framtida roll i det europeiska kraftsystemet nya krav, vilka medför att nätet måste förstärkas. Om denna förstärkning till stor del måste göras genom sjökablar kommer utbyggnaden att ta längre tid. Dessutom kan själva leveransen av kablar utgöra en flaskhals, eftersom det finns en begränsad produktionskapacitet för högspänningskabel. Detta gäller både för AC- och DC-kablar.

Ett ökat bruk av kabel i centralnätet har ingen inverkan på möjligheten att ansluta småskalig vind- och vattenkraft.

Ett antal anläggnings- och systemtekniska aspekter måste studeras mer noggrant vid ökat bruk av kablar, t.ex. olika fel, skyddskoordination, överspänningar, stabilitet och övertoner. Allmänt kan sägas att det finns etablerade lösningar för de problem som kan tänkas uppstå, men att mer omfattande systemstudier och andra undersökningar ofta behövs för att i detalj utarbeta de bästa lösningarna.

Referenser:

- [1] Mandatet for de fire utvalgene knyttet til sjøkabelløsning,
<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/aktuelt/nyheter/2010/mandatet-for-de-fire-utvalgene-knyttet-t.html?id=613179>
- [2] Statnett: Nettutviklingsplan 2010. Nasjonal plan for neste generasjon kraftnett, 2010,
<http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Nettutviklingsplaner/Statnetts-nettutviklingsplan-2010.pdf>
- [3] Rapport fra sjøkabelutredningen Utvalg 1: Teknologi, økonomi og andre forhold knyttet til en sjøkabelløsning, 2011-02-01
- [4] Oppdatert vurdering av forsyningssikkerheten inn mot Bergensområdet vinteren 2009-2010, Statnett, Dokument ID: 1456550, 2010-09-10
- [5] Dokumentasjon av driftsforhold inn mot BKK-området vinteren 2009-2010, Statnett, Dokument ID: 1429854, 2010-05-27
- [6] Statnett: Årsstatistikk 2009 Driftsforstyrrelser og feil i 33-420 kV nettet,
<http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Systemansvaret/Feilstatistikk/%c3%85rss-tatistikk2009.pdf>
- [7] Vurdering av strømforsyningen til BKK-området - Fellesutredning BKK og Statnett, Statnett/BKK Nett, 03/2004, Arkivkode: 03/252-5
- [8] Utkast til notat - samanlikning av systemløsninger Sima-Samnanger, Statnett, Dokument ID: 1472695, 2010-12-21
- [9] Nordel: Grid disturbance and fault statistics, 2008,
https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/nordic/operations/entsoe_nordic_FaultStatistics2008.pdf
- [10] CIGRE Technical Brochure 398: Third-Party Damage to Underground and Submarine Cables, 2009, CIGRE Working Group B1.21, ISBN: 978-2-85873-085-8
- [11] J. Elovaara & L. Haarla: Elnät 1: systemteknik & Elnät 2: Ledningar och stationer, Gaudeamus 2011 (på finska: Sähköverkot 1: järjestelmätekniikka & Sähköverkot 2: Johdot ja asemat)
- [12] K. Uhlen, M. Pålsson, T.R. Time, Ø. Kirkeluten, J. O. Gjerde, Raising stability limits in the nordic power transmission system, PSCC 2002
- [13] Taylor, C. W. Power System Voltage Stability. New York, McGraw-Hill, Inc.1994. ISBN 0-07-113708-4. 273 s.
- [14] Billinton, R., Allan, R., Reliability evaluation of engineering systems: concepts and techniques, New York, Plenum Press, 1992. ISBN 0306440636
- [15] Nexans teknisk rapport, Hardangerfjorden – kabelløsninger for AC og DC: 10435-ETT-RT-230010, R2, 05.11.2010

Ytterligere källmaterial:

- I. Forprosjekt, Statnett, 10/2004, [http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Andre dokumenter/Ny innf ringsledning til BKK-området \(tras forslag, stasjonsløsninger, kostnader\) 2004.pdf](http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Andre dokumenter/Ny innf ringsledning til BKK-området (tras forslag, stasjonsløsninger, kostnader) 2004.pdf)
- II. Vurdering av strømforsyningen til BKK-området, Statnett/BKK Nett, 03/2004, <http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Andre dokumenter/Vurdering av strømforsyningen til BKK-området. Fellesutredning BKK og Statnett - 2004 .pdf>
- III. Forhåndsmelding, Statnett, 05/2005, <http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Melding/Melding om igangsatt planlegging Sima-Samnanger juni 2005.pdf>
- IV. Konsekvensutrednings (EIA)-program, NVE, 07/2005, [http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Konsesjonssøknad og konsekvensutredning/Fastsetting av utredningsprogram, Sima - Samnanger \(NVE, juli 05\).pdf](http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Konsesjonssøknad og konsekvensutredning/Fastsetting av utredningsprogram, Sima - Samnanger (NVE, juli 05).pdf)
- V. Rapport – Kulturminner/Kulturmiljø, NIKU, 03/2006, [http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Konsesjonssøknad og konsekvensutredning/Fagrapport kulturminner og kulturmiljø Sima - Samnanger \(mars 06\).pdf](http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Konsesjonssøknad og konsekvensutredning/Fagrapport kulturminner og kulturmiljø Sima - Samnanger (mars 06).pdf)
- VI. Rapport - Naturmangfold, Ole Kristian Spikkeland Naturundersøkelser/Botanisk Utredning, 04/2006, [http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Konsesjonssøknad og konsekvensutredning/Fagrapport konsekvensutredning naturmiljø Sima-Samnanger \(april 06\).pdf](http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Konsesjonssøknad og konsekvensutredning/Fagrapport konsekvensutredning naturmiljø Sima-Samnanger (april 06).pdf)
- VII. Rapport – Reiseliv og Turisme, NINA, 04/2006, [http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Konsesjonssøknad og konsekvensutredning/Fagrapport konsekvensutredning for reiseliv og turisme \(NINA, april 06\).pdf](http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Konsesjonssøknad og konsekvensutredning/Fagrapport konsekvensutredning for reiseliv og turisme (NINA, april 06).pdf)
- VIII. Rapport – Friluftsliv, Asplan Viak, [http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Konsesjonssøknad og konsekvensutredning/Fagrapport friluftsliv Sima - Samnanger \(Asplan Viak, juni 06\).pdf](http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Konsesjonssøknad og konsekvensutredning/Fagrapport friluftsliv Sima - Samnanger (Asplan Viak, juni 06).pdf)
- IX. Rapport – Landbruk, Sweco Gr ner, 05/2006, [http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Konsesjonssøknad og konsekvensutredning/Fagrapport konsekvensutredning for landbruk, Sima-Samnanger \(Sweco, mai 06\).pdf](http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Konsesjonssøknad og konsekvensutredning/Fagrapport konsekvensutredning for landbruk, Sima-Samnanger (Sweco, mai 06).pdf)
- X. Rapport – Landskap, Asplan Viak, 06/2006, [http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Konsesjonssøknad og konsekvensutredning/Fagrapport konsekvenser for landskap Sima-Samnanger \(Asplan Viak, juni 06\).pdf](http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Konsesjonssøknad og konsekvensutredning/Fagrapport konsekvenser for landskap Sima-Samnanger (Asplan Viak, juni 06).pdf)
- XI. Rapport – Rein, Colman/Eftestøl, 06/2006, [http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Konsesjonssøknad og konsekvensutredning/Fagrapport konsekvensutredning for villrein og tamrein \(april 06\).pdf](http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Konsesjonssøknad og konsekvensutredning/Fagrapport konsekvensutredning for villrein og tamrein (april 06).pdf)
- XII. Konsesjonssøknad, Statnett, 05/2006, [http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Konsesjonssøknad og konsekvensutredning/Konsesjonssøknad Sima - Samnanger \(mai 06\).pdf](http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Konsesjonssøknad og konsekvensutredning/Konsesjonssøknad Sima - Samnanger (mai 06).pdf)

- XIII. Trasékart, Statnett, 07/2005, <http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Kart/Oversiktskart Sima-Samnanger.pdf>
- XIV. Land- / sjøkabel-utredning, Statnett/Multiconsult, 03/2006, [http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Konsesjonssøknad og konsekvensutredning/Sjø- og landkabel i Hardanger, mulighetsstudie \(Multiconsult, mars 06\).pdf](http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Konsesjonssøknad og konsekvensutredning/Sjø- og landkabel i Hardanger, mulighetsstudie (Multiconsult, mars 06).pdf)
- XV. Vedlegg – Likestrøm, Statnett/ Multiconsult, 03/2006, [http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Konsesjonssøknad og konsekvensutredning/Vedlegg 1– skisseutredning likestrømsforbindelse \(Multiconsult\).pdf](http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Konsesjonssøknad og konsekvensutredning/Vedlegg 1– skisseutredning likestrømsforbindelse (Multiconsult).pdf)
- XVI. Land-/ sjøkabel - kortversjon, Statnett/Multiconsult, 05/2006, [http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Konsesjonssøknad og konsekvensutredning/Sjø-og landkabel i Hardanger, sluttsammendrag \(Multiconsult mai 06\).pdf](http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Konsesjonssøknad og konsekvensutredning/Sjø-og landkabel i Hardanger, sluttsammendrag (Multiconsult mai 06).pdf)
- XVII. Sjøkabelvurdering, Statnett, <http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Konsesjonssøknad og konsekvensutredning/Sammendrag av Statnetts kabelvurdering.pdf>
- XVIII. Sjøkabelkostnader, Statnett, <http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Konsesjonssøknad og konsekvensutredning/Hva koster en kabelforbindelse.pdf>
- XIX. Sjøkabel – samfunns-økonomi, Statnett, <http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Konsesjonssøknad og konsekvensutredning/Krav til samfunnsøkonomi og kablingspolicy.pdf>
- XX. Krav om tilleggsutredninger, NVE, 11/2006, [http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Konsesjonssøknad og konsekvensutredning/Krav om tilleggsutredninger, Sima-Samnanger \(NVE, nov 06\).pdf](http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Konsesjonssøknad og konsekvensutredning/Krav om tilleggsutredninger, Sima-Samnanger (NVE, nov 06).pdf)
- XXI. Tilleggsutredning, Statnett, 01/2007, [http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Konsesjonssøknad og konsekvensutredning/Tilleggsutredning Sima - Samnanger \(jan 07\).pdf](http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Konsesjonssøknad og konsekvensutredning/Tilleggsutredning Sima - Samnanger (jan 07).pdf)
- XXII. Krav om tilleggsopplysninger. Tilleggssøknad, NVE Statnett, 04/2007 05/2007, [http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Andre dokumenter/Krav om tilleggsopplysninger, Sima-Samnanger \(NVE 160407\).pdf](http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Andre dokumenter/Krav om tilleggsopplysninger, Sima-Samnanger (NVE 160407).pdf)
- XXIII. Tilleggsopplysninger, Statnett, 05/2007, [http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Konsesjonssøknad og konsekvensutredning/Tilleggsopplysninger Sima-Samnanger \(mai 07\).pdf](http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Konsesjonssøknad og konsekvensutredning/Tilleggsopplysninger Sima-Samnanger (mai 07).pdf)
- XXIV. Oppdatert systemberegning, Statnett, 12/2007, http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Andre dokumenter/Sima-Samnanger, oppdaterte systemberegninger desember_2007.pdf
- XXV. Konsesjon/m vilkår, NVE, 05/2008, <http://skjema.nve.no/NVE-saksdokument/200700559-91-237098.PDF>
- XXVI. Konsesjonsvedtak – bakgrunns-notat, NVE, 05/2008, [http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Konsesjonssøknad og konsekvensutredning/Oversendelse av tillatelser, Sima-Samnanger \(NVE mai 08\).PDF](http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Konsesjonssøknad og konsekvensutredning/Oversendelse av tillatelser, Sima-Samnanger (NVE mai 08).PDF)

- XXVII. Kommentarer til klagene, Statnett, 09/2008,
[http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Konsesjonssøknad og konsekvensutredning/Uttalelse fra Statnett til klager på NVEs konsesjonsvedtak Sima - Samnanger \(sept 08\).pdf](http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Sima - Samnanger/Dokumentliste/Konsesjonssøknad og konsekvensutredning/Uttalelse fra Statnett til klager på NVEs konsesjonsvedtak Sima - Samnanger (sept 08).pdf)
- XXVIII. Vurdering av klagene, NVE, 12/2008, <http://skjema.nve.no/NVE-saksdokument/200700559-164-320493.PDF>
- XXIX. Krav om oppdatert teknisk/øk gjennomgang, OED, 06/2009, Dok: 08/02049-24
- XXX. Oppdatert teknisk/økonomisk sjøkabel, NVE Statnett, 09/2009, Dok: 08/02049-25
- XXXI. Møte Statnett-OED 09/2010 - Presentasjoner, Statnett, 09/2009, Dok: 08/02049-29
- XXXII. Forsyningssikkerhet i BKK-området, BKK AS, 11/2009, Dok: 08/02049-31
- XXXIII. Rapport – Lønnsomhet og alternativer, Vista Analyse- for DNT, 12/2009,
<http://www.turistforeningen.no/files/Sluttrapport VA Kraftledninger over Hardangerfjorden 03.12.09.pdf>
- XXXIV. Notat - Samfunns-økonomisk analyse Sima-Samnanger, Samfunns og næringslivs-forskning AS - for DNT, 12/2009, http://www.turistforeningen.no/files/A40_09.pdf
- XXXV. Notat – Sima-Samanger, Faanes for DNT, 12/2009,
http://www.turistforeningen.no/article.php?ar_id=21510
- XXXVI. Statnetts kommentar til rapporter fra DNT om Sima-Samnanger, Statnett, 01/2010, Dok: 08/02049-98
- XXXVII. NVEs kommentar til rapporter fra DNT om Sima-Samnanger, NVE, 01/2010, Dok: 08/02049-52
- XXXVIII. Svar på spm fra OED, BKK Nett AS, 04/2010, Dok: 08/02049-110
- XXXIX. Svar på spm fra OED, Statnett, 04/2010, Dok: 08/02049-111
- XL. Driftsforhold mot BKK vinteren 2009/10/ Revisjonsrapport, Statnett Ernst & Young, 05/2010, <http://www.statnett.no/System/Sima-Samnanger/Document.pdf>
- XLI. Situasjonsrapport mai/juni 2010 – tiltak, Statnett, 06/2010,
<http://www.statnett.no/no/Nyheter-og-media/Nyhetsarkiv/Nyhetsarkiv---2010/Statnett-forbereder-tiltak-for-vinteren/>
- XLII. Klage-vedtak, OED, 07/2010, http://www.regjeringen.no/upload/OED/vedtak_sima-samnanger.PDF
- XLIII. Statnetts nettutviklingsplan, Statnett, 10/2009,
<http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Nettutviklingsplaner/Statnetts nettutviklingsplan 2009.pdf>
- XLIV. Regional kraftsystemutredning for BKK området og indre hardanger, BKK, 06/2010,
http://www.bkk.no/om_oss/anlegg-utbygging/utredninger-planer/article28661.ece
- XLV. Rapport fra sjøkabelutredningen Utvalg 3: Konsekvensene av at man trenger lenger tid på en ny overføringsforbindelse til Bergensområdet (BKK-området), 2011-02-01
- XLVI. Rapport fra sjøkabelutredningen Utvalg 4: Samfunnsøkonomiske virkninger av sjøkabelalternativet, 2011-02-01

Appendix

Appendix A	Statnett: Felstatistik	60
Appendix B	CIGRE TB 398: Felstatistik	63
Appendix C	entso-e Nordic: Felstatistik	65
Appendix D	Effektflyt: Beregningsunderlag	67
Appendix E	Pålitelighet: Beregningsunderlag	73
Appendix F	HVDC: CSC/VSC	90
Appendix G	Luftledningar & kablar: Elektriska parametrar	91
Appendix H	Sima–Samnanger: Jämförelse av lösningsförslag	92

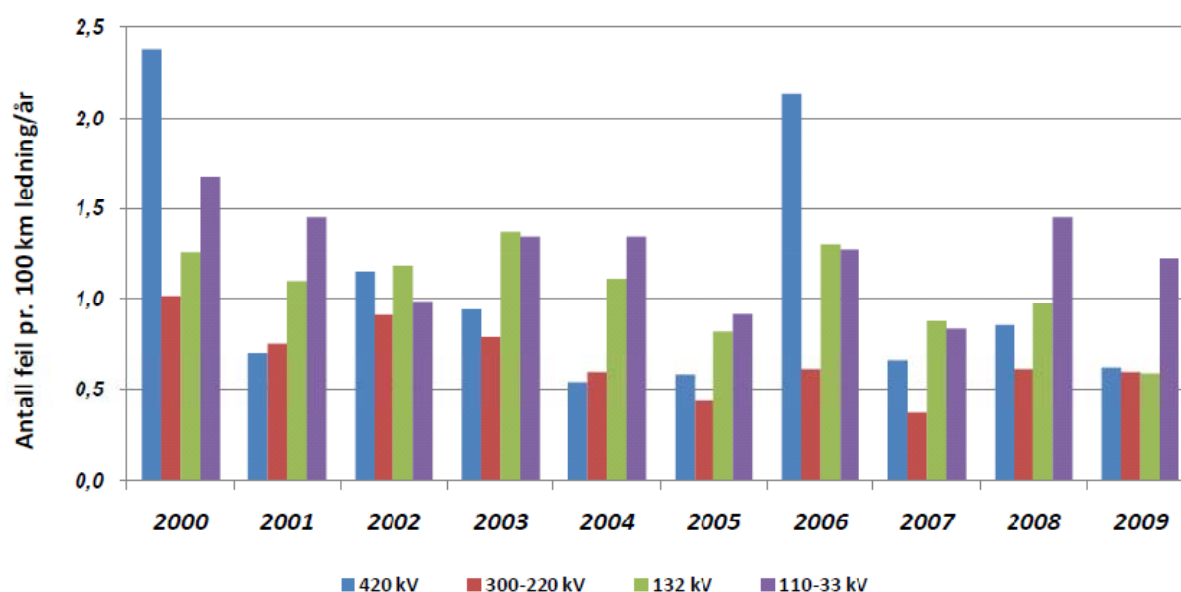
Appendix A Statnett: Felstatistik

Urklipp från Ref. [6]:

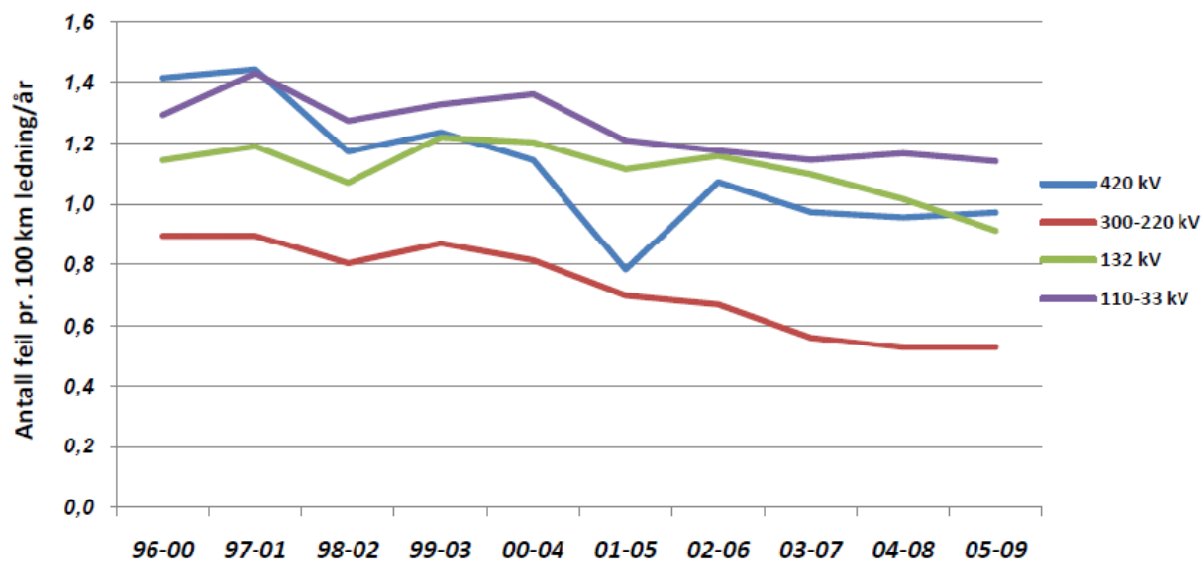
Statnett

3.1.1 Feil på kraftledninger

Det var til sammen 253 feil på kraftledninger i 2009, fordelt på 210 *forbigående* og 43 *varige* feil. *Varige feil* er likt årsgjennomsnittet for de siste 10 år, mens *forbigående feil* har en liten reduksjon. Det glidende gjennomsnittet viser at antall feil på kraftledninger i siste 10 års periode er synkende på alle spenningsnivå.



Figur 3.1 Feil på kraftledninger fordelt på år og spenningsnivå.

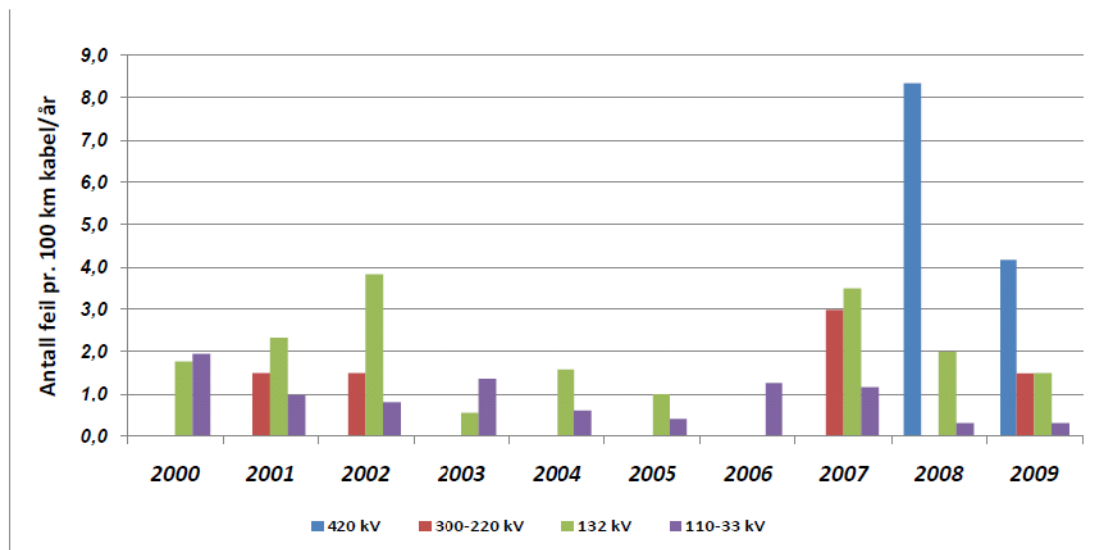


Figur 3.2 For å glatte ut årlige variasjoner, gi en mer riktig trend og en bedre tilpasning til Entso-E Nordic statistikken, brukes her et glidende gjennomsnitt for de fem siste år.

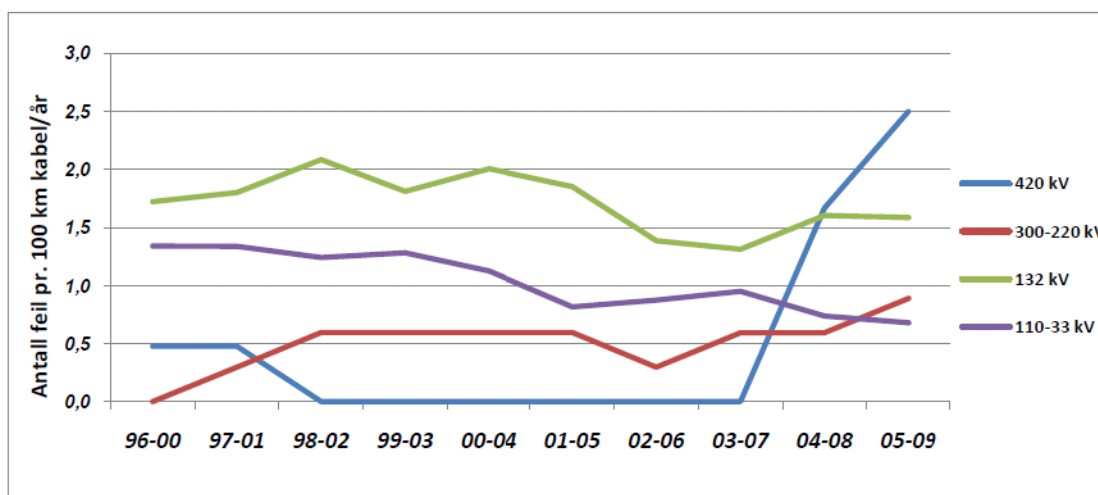
Årsstatistikk 2009. Driftsforstyrrelser og feil i 33-420 kV nettet.

3.1.2 Feil på kabler

Det var til sammen 8 feil på kabel i 2009, fordelt på 4 forbigående og 4 varige feil. Det glidende gjennomsnittet viser at antall feil på kabler i siste 10 års periode er svakt økende.



Figur 3.3 Feil på kabler fordelt på år og spenningsnivå. Totalt antall kilometer kabel på 420 kV er relativt lite, og derfor gir få feil store utslag.



Figur 3.4 For å glatte ut årlige variasjoner, gi en mer riktig trend og en bedre tilpasning til Entso-E Nordic statistikken, brukes her et glidende gjennomsnitt for de fem siste år.

Appendix B CIGRE TB 398: Felstatistik

Urklipp från Ref. [10]:

Voltage level		AC SCFF/SCOF	AC HPFF/HPOF	AC XLPE	DC MI	DC SCFF/SCOF
60 to 219 kV	km circuit installed (cumulative up to 2005)	10179	104	5675	5239	
	Internal (Cable only)	0	0	0	0	
	External - Total	0.049	1.918	0.035	0.114	
	External - Anchor	0.039	1.918	0.035	0.019	
	External - Trawling	0	0	0	0.076	
	External - Excavation	0.010	0	0	0.019	
	Other + Unknown	0.079	0	0.035	0.019	
	Total	0.128	1.918	0.070	0.133	
220 to 500 kV	km circuit installed (cumulative up to 2005)	6779	147		10021	2894
	Internal (Cable only)	0	0		0	0.035
	External - Total	0.030	0		0.050	0
	External - Anchor	0.015	0		0.0200	0
	External - Trawling	0	0		0.030	0
	External - Excavation	0.015	0		0	0
	Other + Unknown	0.044	0		0.050	0
	Total	0.074	0		0.100	0.035

Table 5.7: Average annual failure rate per 100 km of installed circuit (1990 -2005)

The main insulation in the cables is impregnated paper or extruded material (polymeric cables). The main cable types are:

Extruded cables:

- EPR (ethylene propylene rubber)
- PE (polyethylene)
- XLPE (cross-linked polyethylene)

Lapped insulated (paper-insulated) cables:

- SCFF/SCOF (self-contained fluid-filled/self-contained oil-filled)
- HPFF/HPOF (high-pressure fluid-filled/high-pressure oil-filled)
- HPGF (high-pressure gas filled) and GC (gas compression)
- MI (mass-impregnated) or PILC (paper-insulated lead-covered)

If a fluid-filled cable is damaged, the fluid leaks out of the cable. There will be no leaks from extruded cable types. Because mass-impregnated cables contain fluid with a very high viscosity, there will be no leaks from this cable type in case of damage. There will no harmful leaks from gas-filled cables either.

The failure rate is calculated in the following way:

$$Failure\ rate = \frac{\sum_{i=1}^n n_i}{\sum_{i=1}^n A_i} \cdot 100$$

(No. of failure / 100 circuit km × year)

Where:

n_i = number of failures of the component considered during the i-th year of the period concerned

A_i = quantity of the component in service at the end of the i-th year (ct. km)

5.2.3 Conclusion on questionnaire results

Because of the small number of failures and responses on the questionnaires it is not possible to present a reliable conclusion as regards a specific failure probability.

The average annual failure rate seems to be significantly lower for submarine cables than for underground cables.

External damage seems to be the most common reason for submarine cable failures.

Most of the responses on the B1.21 survey come from European countries. The type of installation can be different in other parts of the world. Therefore the failure rate per installation type must be used with care.

Appendix C entso-e Nordic: Felstatistik

Urklipp från Ref. [9]:

5.3 Faults in cables

The tables in this section present faults in cables at each respective voltage level, with fault division for the year 2008 and for the period 1999–2008. In addition, the division of faults according to cause is given for the whole ten-year period. The annual division of faults during the period 1999–2008 is presented graphically for 132 kV cables. Figure 5.7 presents the trend of faults for cables. With due caution, the trend curve can be used to estimate the likely fault frequencies in the future.

5.3.1 400 kV cables

Table 5.7 Division of faults according to cause for 400 kV cables

Country	Line km 2008	Num- ber of faults 2008	Number of faults per 100 km		Faults divided by cause during the period 1999–2008 (%)						
			2008	1999– 2008	Light- ning	Other environ- mental cause	Exter- nal in- fluence	Opera- tion and mainte- nance	Techni- cal equip- ment	Other	Un- known
Denmark	309	0	0.00	0.28	0.0	0.0	0.0	25.0	25.0	25.0	25.0
Norway	25	2	8.00	0.81	0.0	0.0	0.0	0.0	50.0	50.0	0.0
Sweden	8	0	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Nordel	342	2	0.58	0.35	0.0	0.0	0.0	16.7	33.3	33.3	16.7

5.3.2 220 kV cables

Table 5.8 Division of faults according to cause for 220 kV cables

Country	Line km 2008	Num- ber of faults 2008	Number of faults per 100 km		Faults divided by cause during the period 1999–2008 (%)						
			2008	1999– 2008	Light- ning	Other environ- mental cause	Exter- nal in- fluence	Opera- tion and mainte- nance	Techni- cal equip- ment	Other	Un- known
Norway	450	0	0.00	0.10	0.0	33.3	0.0	33.3	33.3	0.0	0.0
Sweden	215	0	0.00	0.89	0.0	0.0	0.0	11.1	77.8	0.0	11.1
Nordel	665	0	0.00	0.30	0.0	8.3	0.0	16.7	66.7	0.0	8.3

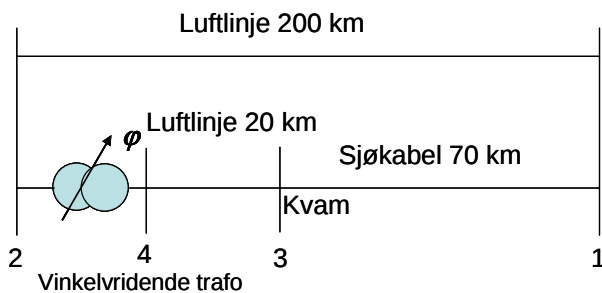
Table 5.9 Division of faults according to cause for 132 kV cables

Country	Line km 2008	Number of faults 2008	Number of faults per 100 km		Faults divided by cause during the period 1999–2008 (%)						
			2008	1999–2008	Lightning	Other environmental cause	External influence	Operation and maintenance	Technical equipment	Other	Unknown
Denmark	636	2	0.31	0.32	0.0	0.0	43.7	18.7	25.0	12.5	0.0
Finland	126	0	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Iceland	54	2	3.72	0.83	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0
Norway ¹⁾	202	4	1.98	1.44	0.0	0.0	11.1	18.5	55.6	11.1	3.7
Sweden	215	9	4.19	0.87	0.0	0.0	19.0	14.3	28.6	19.0	19.0
Nordel	1232	17	1.38	0.66	0.0	0.0	20.9	16.4	41.8	13.4	7.5

¹⁾ Cables in Norway include resonant earthed cables.

Appendix D Effektflyt: Beregningsunderlag

Samnanger



Figur D.1 Forenklet nettmodell

Data

Luftlinje:

Reaktans $x = 0.9 \cdot 10^{-3} \cdot \omega = 0.9 \cdot 10^{-3} \cdot 2\pi 50 = 0.283 \text{ ohm/km}$

Resistans $r = x/10 = 0.0283 \text{ ohm/km}$

Driftskapasitans: $y_C = \omega c = 0.012 \cdot 10^{-6} \cdot 2\pi 50 \text{ ohm}^{-1} / \text{km}$

Sjøkabel-olje:

Reaktans: $x = 0.216 \cdot 10^{-3} \cdot \omega = 0.9 \cdot 10^{-3} \cdot 2\pi 50 = 0.0679 \text{ ohm/km}$

Resistans: $r = 0.043 \text{ ohm} / \text{km}$

Driftskapasitans: $y_C = \omega c = 0.34 \cdot 10^{-6} \cdot 2\pi 50 \text{ ohm}^{-1} / \text{km}$

Vinkelvridende transformator:

Antar ”typiske” verdier for resistans og reaktans tilsvarende transformator av samme størrelse.

Resistans: $r = 0.01 \text{ pu}$

Reaktans: $x = 0.08 \text{ pu}$

Omregnet i per unit for luftlinje og kabel

Lastflytanalysen utføres enklest dersom linje- og kabeldata omregnes til relative verdier, også kalt per unit.

Velger referanser:

$$\text{Effekt: } S_{ref} = 1000 MW$$

$$\text{Spennning: } U_{ref} = 400 kV$$

$$\text{Impedans: } Z_{ref} = \frac{U_{ref}^2}{S_{ref}} = \frac{400^2}{1000} = 160 \Omega$$

$$\text{Strøm: } I_{ref} = \frac{S_{ref}}{\sqrt{3}U_{ref}} = \frac{1000}{\sqrt{3}400} \cdot 10^3 = 1443 A$$

Anvendt på nettmodellen

Luftlinje 200 km

$$X = \frac{0.283 \cdot 200}{160} = 0.354 pu$$

$$R = \frac{x}{10} = 0.0354 pu$$

$$Y_C = \frac{y_C \cdot 200}{\frac{1}{Z_{ref}}} = y_C \cdot 200 \cdot Z_{ref} = 0.12 pu$$

Luftlinje 20 km

$$X = \frac{0.283 \cdot 20}{160} = 0.0354 pu$$

$$R = \frac{x}{10} = 0.00354 pu$$

$$Y_C = \frac{y_C \cdot 20}{\frac{1}{Z_{ref}}} = y_C \cdot 20 \cdot Z_{ref} = 0.012 pu$$

Sjøkabel 70 km

$$X = \frac{0.0679 \cdot 70}{160} = 0.0297 \text{ pu}$$

$$R = \frac{0.043 \cdot 70}{160} = 0.0188 \text{ pu}$$

$$Y_C = y_C \cdot 70 \cdot 160 = 1.196 \text{ pu}$$

Spesifikasjoner for lastflytanalysen

Knutepunkt 1, Sima: referansepunkt med antatt spenning $U_1 = 407 \text{ kV} = 1.0175 \text{ pu}$

Knutepunkt 2, Samnanger: Aktiv effekt $P_2 = 1800 \text{ MW} = 1.8 \text{ pu}$

Reaktiv effekt: $Q_2 = 0$ (Antar ren ohmsk last)

Knutepunkt 3, Kvam (endepunkt for sjøkabel): Kompenseringspole $Q_3 = 550 \text{ MVar} = 0.55 \text{ pu}$,
 $P_3 = 0$

Transformator vinkelendring: Antar $\varphi = -10^\circ$

1. Resultat for lastflytanalyse uten bruk av vinkelendring
SYSTEMET BESTAAR AV FOELGENDE KOMPONENTER:

FRA	TIL	R	X	YC	N	BETA
1	2	0.0354	0.3540	0.1200	1.0000	0.0000
1	3	0.0188	0.0297	1.1960	1.0000	0.0000
3	2	0.0035	0.0354	0.0120	1.0000	0.0000

```

*****
*   SSK   *   !U!   *   <U   *   P   *   Q   *
*         *   (pu)  *   (o)   *   (pu) *   (pu) *
*****
*   1 *   1.0175 *   0.0000 *   1.8558 *   -0.6022 *
*   2 *   0.9865 *   -5.7959 *   -1.8000 *   0.0000 *
*   3 *   0.9895 *   -2.6358 *   0.0000 *   -0.5500 *
*****

```

```

*****
* FRA * TIL * P (FRA)* Q (FRA)* P (TIL)* Q (TIL)* DP * DQ * QC *
*      *      * (pu) * (pu) * (pu) * (pu) * (pu) * (pu) * (pu) *
*****
*   1 *   2 *   0.2938 * 0.0122 * 0.2906 * 0.1013 * 0.0031 * 0.0314 * 0.1205 *
*   1 *   3 *   1.5620 * -0.6144 * 1.5177 * 0.5203 * 0.0443 * 0.0700 * 1.2047 *
*   3 *   2 *   1.5177 * -0.0297 * 1.5094 * -0.1013 * 0.0083 * 0.0833 * 0.0117 *
*****

```

OPPSUMMERING FOR LINJER, KABLER, TRANSFORMATORER:

TOTALE AKTIVE TAP = 0.0558
TOTALE REAKTIVE TAP = 0.1847
TOTAL REAKTIV PRODUKSJON = 1.3369

2. Vinkelendring ved hjelp av transformator: -10 grader

SYSTEMET BESTAAR AV FOELGENDE KOMPONENTER:

FRA	TIL	R	X	YC	N	BETA
1	2	0.0354	0.3540	0.1200	1.0000	0.0000
1	3	0.0188	0.0297	1.1960	1.0000	0.0000
3	4	0.0035	0.0354	0.0120	1.0000	0.0000
4	2	0.0100	0.0800	0.0000	1.0000	-10.0000

```
*****
*   SSK   *   !U!   *   <U   *   P   *   Q   *
*         *   (pu)  *   (o)   *   (pu) *   (pu) *
*****
*   1 *   1.0175 *   0.0000 *   1.8581 *   -0.3799 *
*   2 *   0.9721 *  -17.9655 *  -1.8000 *   0.0000 *
*   3 *   0.9962 *  -1.5124 *   0.0000 *  -0.5500 *
*   4 *   0.9882 *  -3.4624 *   0.0000 *   0.0000 *
*****
```

```
*****
* FRA * TIL * P (FRA) * Q (FRA) * P (TIL) * Q (TIL) * DP * DQ * QC *
*     *     * (pu)   * (pu)   * (pu)   * (pu)   * (pu) * (pu) * (pu) *
*****
*   1 *   2 * 0.8797 * 0.1166 * 0.8522 * -0.0401 * 0.0276 * 0.2755 * 0.1188 *
*   1 *   3 * 0.9784 * -0.4965 * 0.9607 * 0.6882 * 0.0177 * 0.0279 * 1.2126 *
*   3 *   4 * 0.9607 * 0.1382 * 0.9574 * 0.1163 * 0.0034 * 0.0337 * 0.0118 *
*   4 *   2 * 0.9574 * 0.1163 * 0.9478 * 0.0401 * 0.0095 * 0.0762 * 0.0000 *
*****
```

OPPSUMMERING FOR LINJER, KABLER, TRANSFORMATORER:

TOTALE AKTIVE TAP = 0.0581
 TOTALE REAKTIVE TAP = 0.4133
 TOTAL REAKTIV PRODUKSJON = 1.3432

3. Luftlinje Sima–Samnanger, 90 km

SYSTEMET BESTAAR AV FOELGENDE KOMPONENTER:

FRA	TIL	R	X	YC	N	BETA
1	2	0.0354	0.3540	0.1200	1.0000	0.0000
1	2	0.0159	0.1593	0.0540	1.0000	0.0000

```

*****
*   SSK   *   !U!   *   <U   *   P   *   Q   *
*         *   (pu)  *   (o)   *   (pu) *   (pu) *
*****
*   1   *   1.0175 *   0.0000 *   1.8366 *   0.1916 *
*   2   *   0.9868 *  -11.4128 *   -1.8000 *   0.0000 *
*****

```

```

*****
* FRA * TIL * P (FRA) * Q (FRA) * P (TIL) * Q (TIL) * DP * DQ * QC *
*      *      * (pu)   * (pu)   * (pu)   * (pu)   * (pu) * (pu) * (pu) *
*****
*   1   *   2   * 0.5700 * 0.0252 * 0.5586 * 0.0321 * 0.0114 * 0.1137 * 0.1205 *
*   1   *   2   * 1.2666 * 0.1663 * 1.2414 * -0.0321 * 0.0252 * 0.2527 * 0.0542 *
*****

```

OPPSUMMERING FOR LINJER, KABLER, TRANSFORMATORER:

TOTALE AKTIVE TAP = 0.0366
 TOTALE REAKTIVE TAP = 0.3663
 TOTAL REAKTIV PRODUKSJON = 0.1748

Appendix E Pålitelighet: Beregningsunderlag

Pålitelighetsparametre (for en komponent):

Feilrate: $\lambda [\frac{\text{feil}}{\text{år}}]$

Feilsannsynlighet, kumulativ sannsynlighet, eksponensialfordeling:

$$F(t) = \int_0^t \lambda e^{-\lambda t} dt = 1 - e^{-\lambda t} \quad \text{E.1}$$

Reparasjonstid: $r [\frac{\text{timer}}{\text{feil}}]$

Feilsannsynlighet (Utilgjengelighet):

$$q = \frac{\lambda}{\lambda + \frac{8760}{r}} = \frac{\lambda r}{\lambda r + 8760} \quad \text{E.2}$$

Faktoren $8760 [\frac{\text{timer}}{\text{år}}]$ benyttes fordi reparasjonstiden gjerne angis i $[\frac{\text{timer}}{\text{feil}}]$.

Avbruddsfrekvens (frekvens for forsyningssvikt):

$$f = \frac{q}{r} 8760 [\frac{\text{feil}}{\text{år}}] \quad \text{E.3}$$

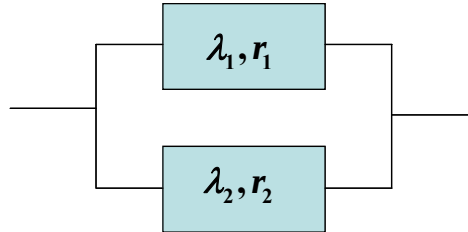
Returtid:

$$T = \frac{1}{f} [\text{år}] \quad \text{E.4}$$

Se referanse [14] for mer utdypende forklaringer og definisjoner.

Avbruddsfrekvens for to komponenter i parallell

I det følgende beskrives det prinsipielle grunnlaget for å beregne pålitelighet for en konfigurasjon der en last forsynes av to linjer i parallell, og kapasiteten på de to linjene er slik at man tåler at en av de to faller ut uten at det blir overlast på den andre. Dette svarer til den driftsformen som gjerne kalles (N-1). Dette kan skjematisk fremstilles som vist i Figur E.1.



Figur E.1 To komponenter i parallell

Avbruddsfrekvens:

$$f_s = q_1 q_2 \frac{r_1 + r_2}{r_1 r_2} \cdot 8760 \left[\frac{\text{feil}}{\text{år}} \right] = \frac{\lambda_1 r_1}{\lambda_1 r_1 + 8760} \cdot \frac{\lambda_2 r_2}{\lambda_2 r_2 + 8760} \cdot \frac{r_1 + r_2}{r_1 r_2} \cdot 8760 \left[\frac{\text{feil}}{\text{år}} \right] \quad \text{E.5}$$

La oss anta at komponenten med parametrene λ_1, r_1 er en luftlinje. Da vil i praksis feilrate og reparasjonstid være av en slik størrelsesorden at $\lambda_1 r_1 \ll 8760$. Da kan formelen for avbruddsfrekvens tilnærmet skrives:

$$f_s = q_1 q_2 \frac{r_1 + r_2}{r_1 r_2} \left[\frac{\text{feil}}{\text{år}} \right] = \frac{\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)}{(\lambda_2 r_2 + 8760)} \left[\frac{\text{feil}}{\text{år}} \right] \quad \text{E.6}$$

Dersom begge komponentene er luftlinjer, vil vi kunne forenkle formelen for avbruddsfrekvens som følger: $\lambda_2 r_2 \ll 8760$

$$f_s = q_1 q_2 \frac{r_1 + r_2}{r_1 r_2} \left[\frac{\text{feil}}{\text{år}} \right] = \frac{\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)}{(\lambda_2 r_2 + 8760)} \left[\frac{\text{feil}}{\text{år}} \right] = \frac{\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)}{8760} \left[\frac{\text{feil}}{\text{år}} \right] \quad \text{E.7}$$

Data for feilrate og reparasjonstid

Feilrate 330 & 420 kV luftlinje: Med utgangspunkt fra Statnett's feilstatistikk [6] antas feilrate ca 1 feil/år per 100 km linje, hvorav varige feil er ca 10 %:

$$\lambda_{\text{luftlinje}} = 0.1 \text{ feil/ år per 100 km linje}$$

Reparasjonstid 330 & 420 kV luftlinje: Antar fra 10 til 50 timer for varige feil:

$$r_{\text{luftlinje}} = 10 - 50 \text{ timer}$$

Feilrate 330 & 420 kV sjøkabel: Med utgangspunkt i feilstatistikk registrert gjennom Cigre [10] antas feilrate ca 0.1 feil/år per 100 km kabel, hvorav varige feil er 100 %:

$$\lambda_{\text{sjøkabel}} = 0.1 \text{ feil/ år per 100 km kabel}$$

Reparasjonstid 330 & 420 kV sjøkabel: Antar fra 100 til 4000 timer:

$$r_{\text{sjøkabel}} = 100 - 4000 \text{ timer}$$

Feilrate transformator: antas å være av samme størrelsesorden som for en 70 km kabel:

$$\lambda_{\text{transformator}} = 0.07 \text{ feil/ år}$$

Reparasjonstid transformator: antas å være av samme størrelsesorden som for en kabel:

$$r_{\text{transformator}} = 100 - 4000 \text{ timer}$$

Feilrate HVDC-system: antas å være av samme størrelsesorden som for en 70 km AC-kabel og transformator:

$$\lambda_{\text{HVDC}} = 0.14 \text{ feil/ år}$$

Reparasjonstid HVDC-system: antas å være av samme størrelsesorden som for en AC-kabel:

$$r_{\text{HVDC}} = 100 - 4000 \text{ timer}$$

Spesifikke data for Bergenområdet

Luftlinjer:

Sima–Samnanger: ca 90 km

$$\lambda_{Sima-Samnanger} = 0.1 \times 90/100 = 0.09 \text{ feil/ år}$$

Fardal–Modalen: ca 150 km

$$\lambda_{Fardal-Modalen} = 0.1 \times 150/100 = 0.15 \text{ feil/ år}$$

Mauranger–Samnanger: ca 100 km

$$\lambda_{Mauranger-Samnanger} = 0.1 \times 100/100 = 0.1 \text{ feil/ år}$$

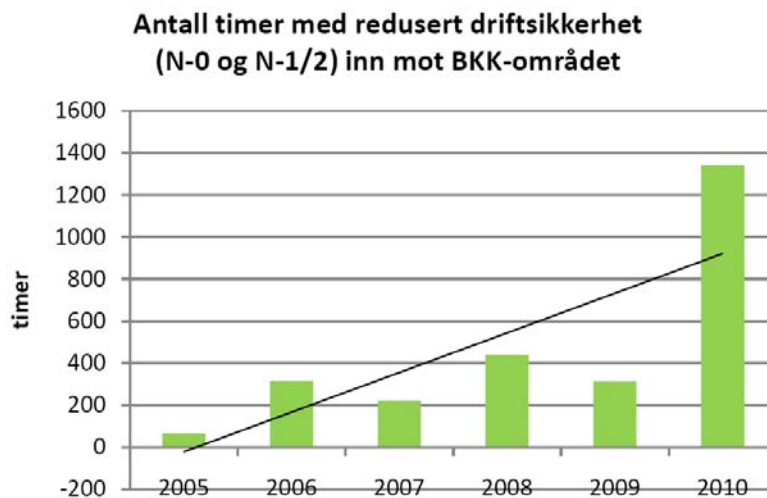
Sjøkabel:

Sima–Kvam: ca 70 km

$$\lambda_{Sima-Kvam} = 0.1 \times 70/100 = 0.07 \text{ feil/ år}$$

Basis kriterium for forsyningssvikt:

Lasten og produksjonen i BKK-området medfører at importen til BKK-området ikke kan dekkes av en av de nåværende 300 kV linjer:



Antall timer med redusert driftssikkerhet inn mot BKK-området [4]:

- Middelverdi 2005–2009: 1300 timer / 5 år $\rightarrow p = 0.03$ (antall timer per år med redusert driftssikkerhet). Her er ”ekstremåret” 2010 tatt bort.
- Ekstremåret 2010: 1300 timer / 1 år $\rightarrow p = 0.15$ (antall timer per år med redusert driftssikkerhet).

Beregninger:

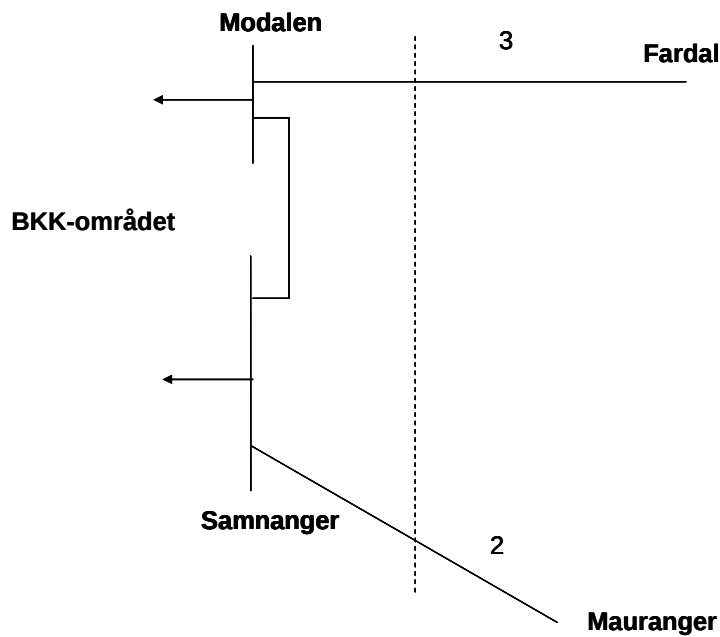
Følgende parametre benyttes, der indeks viser til vedkommende linje/kabel:

λ_1, r_1 : Sima–Samnanger (Sima–Kvam for kabel)

λ_2, r_2 : Mauranger–Samnanger

λ_3, r_3 : Fardal–Modalen

1. Dagens situasjon



Kriterium for forsyningssvikt:

$$(N-1)$$

Frekvens for forsyningssvikt:

$$f_s = (\lambda_2 + \lambda_3)p = (0.1 + 0.1 \times 1.5)p = 0.25p \quad \text{E.8}$$

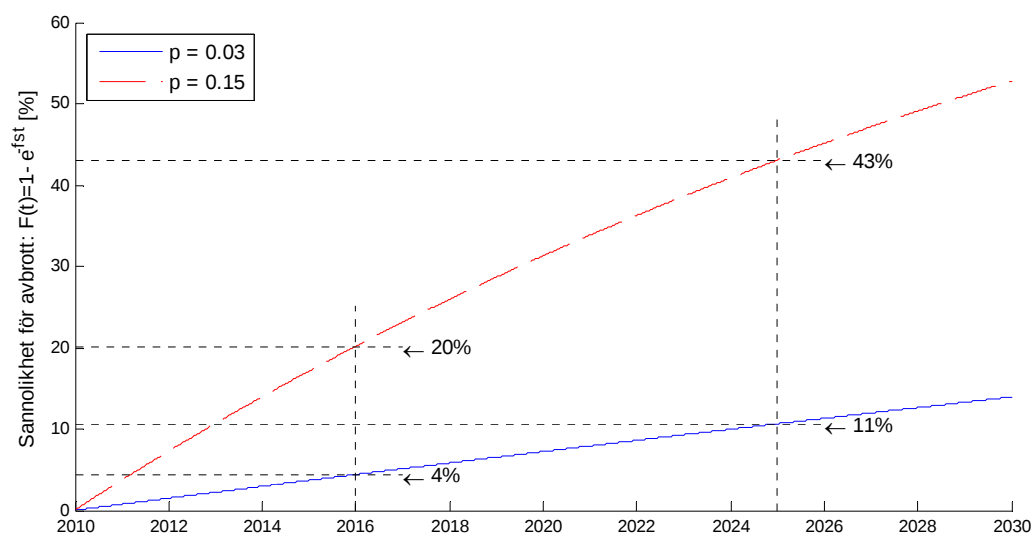
Det er antatt at lasten og produksjonen i BKK-området medfører at importen til BKK-området ikke kan dekkes med den gjenværende forbindelsen. En slik situasjon er antatt å kunne inntreffe fra 260 til 1300 timer per år ($0.03 \leq p \leq 0.15$).

$$p = 0.03 \rightarrow T_s = 130 \text{ år}$$

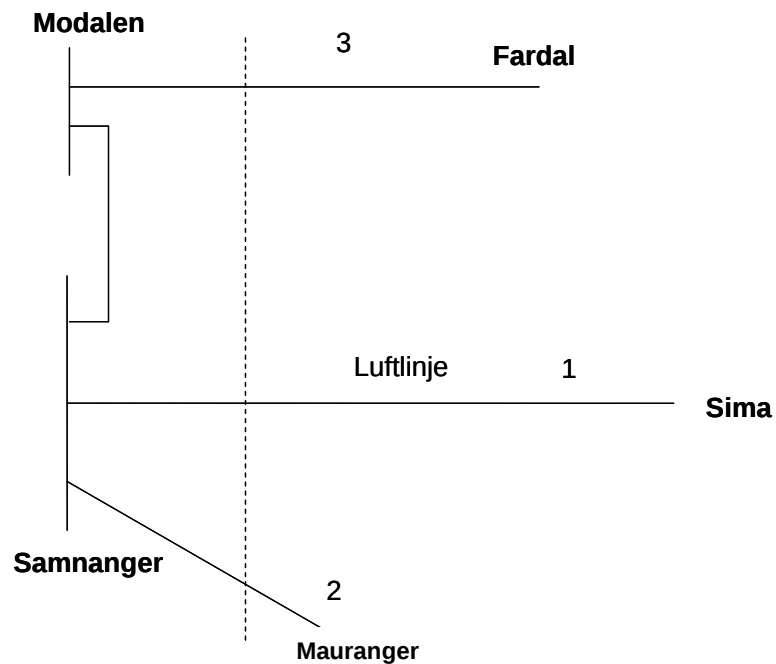
$$p = 0.15 \rightarrow T_s = 27 \text{ år}$$

Feilsannsynlighet for framtidige avbrudd som kumulativ sannsynlighet, approksimert ved eksponensialfordeling:

$$F(t) = \int_0^t f_s e^{-f_s t} dt = 1 - e^{-f_s t} = 1 - e^{-0.25pt} \quad \text{E.9}$$



2. Referansealternativ: Luftlinje Sima–Samnanger



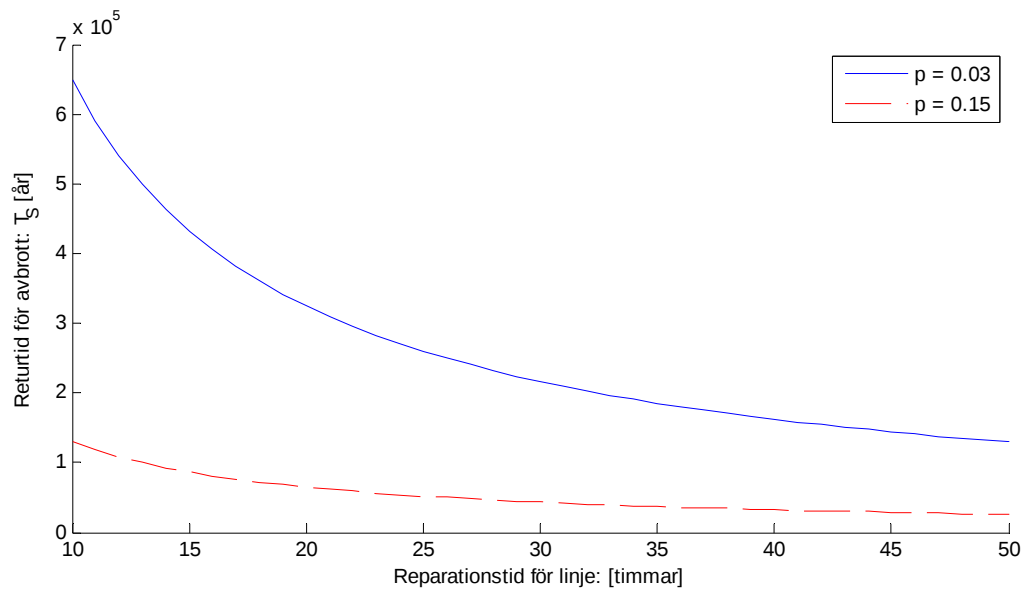
Kriterium for forsyningssvikt:

(N-2): Utfall av linje Sima–Samnanger + en av de to andre linjene.

Frekvens for forsyningssvikt:

$$f_s = \left(\frac{\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)}{8760} + \frac{\lambda_1 \lambda_3 (r_1 + r_3)}{8760} \right) p \quad \text{E.10}$$

Det er antatt at lasten og produksjonen i BKK-området medfører at importen til BKK-området ikke kan dekkes med den gjenværende forbindelsen. En slik situasjon er antatt å kunne inntreffe fra 260 til 1300 timer per år ($0.03 \leq p \leq 0.15$).

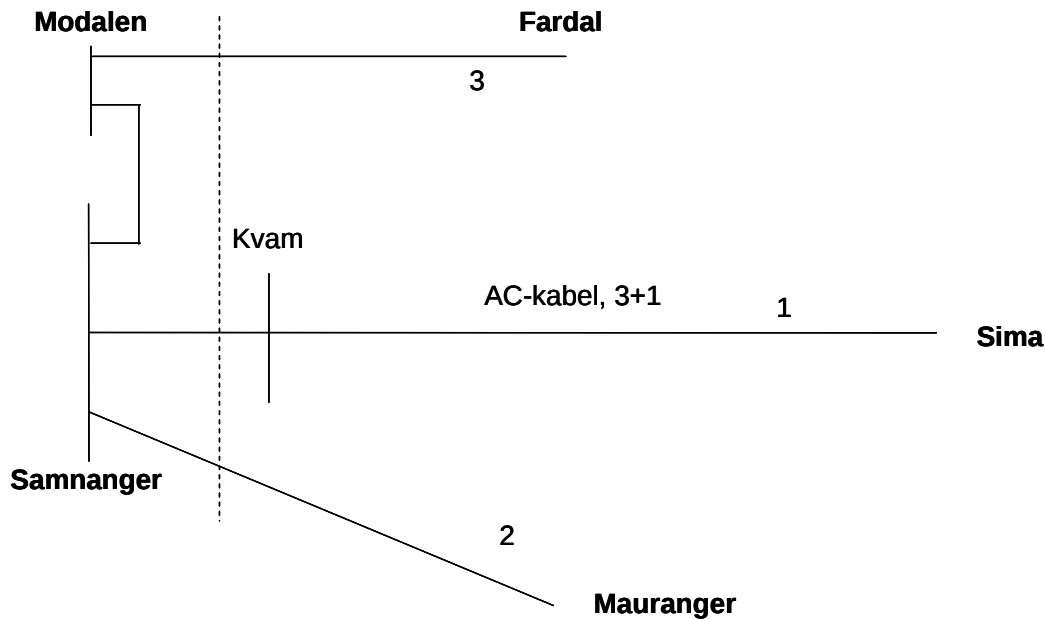


For en gjennomsnittlig reparasjonstid på 50 timer, gir dette følgende forventede returtider for svikt:

$$p = 0.03 \rightarrow T_S = 130\,000 \text{ år}$$

$$p = 0.15 \rightarrow T_S = 26\,000 \text{ år}$$

3. Alternativ 1a: Ett AC-kabelsett Sima–Kvam 1000 MW (3 + 1)



Kriterium for forsyningssvikt:

1. (N-1): Utfall av linjen Mauranger–Samnanger fører til overlast på kabelen Sima–Kvam
2. (N-2): Utfall av kabel + linjen Fardal–Modalen

Punkt 1 gir følgende bidrag til frekvens for forsyningssvikt:

$$f_{S1} = \lambda_2 p \quad \text{E.11}$$

Bidrag til frekvens for forsyningssvikt fra punkt 2 beregnes slik:

Reparasjonstid for kabel er mye lenger enn reparasjonstid for luftlinje, derfor vil det være situasjoner der kabelen ligger ute for reparasjon og det inntreffer feil på luftlinjen 3 som er kritiske og fører til forsyningssvikt (feil på luftlinje 2 er inkludert under punkt 1).

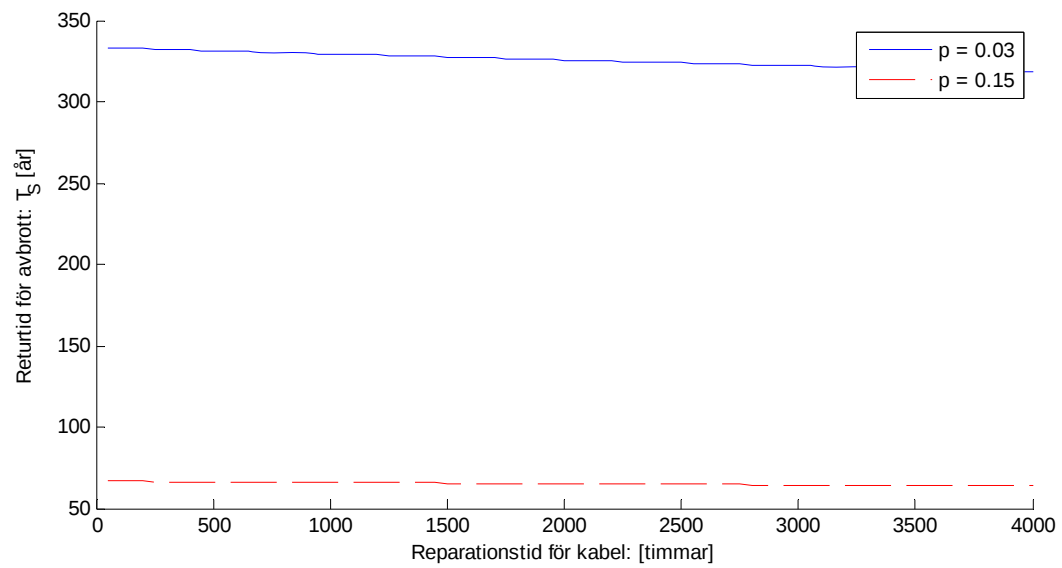
Dette betyr at bidraget til frekvens for forsyningssvikt tilnærmet kan skrives:

$$f_{S2} = \lambda_3 \frac{\lambda_1}{\lambda_1 + \frac{8760}{r_1}} p \quad \text{E.12}$$

Total frekvens av forsyningssvikt beregnes ved å summere de to bidragene:

$$f_S = \left(\lambda_2 + \lambda_3 \frac{\lambda_1}{\lambda_1 + \frac{8760}{r_1}} \right) p \quad \text{E.13}$$

Det er antatt at lasten og produksjonen i BKK-området medfører at importen til BKK-området ikke kan dekkes med den gjenværende forbindelsen. En slik situasjon er antatt å kunne inntreffe fra 260 til 1300 timer per år ($0.03 \leq p \leq 0.15$).



Som vist i figuren gir (N-2) hendelsen et neglisjerbart bidrag til returtid for avbrudd, dvs.:

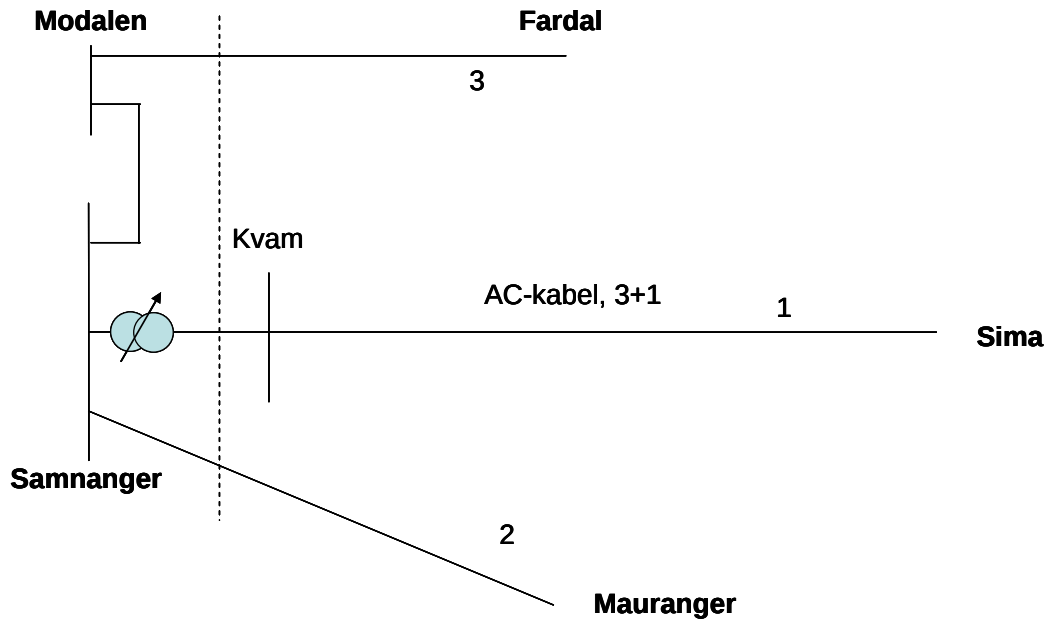
$$f_s \approx \lambda_2 p$$

E.14

$$p = 0.03 \rightarrow T_s = 330 \text{ år}$$

$$p = 0.15 \rightarrow T_s = 66 \text{ år}$$

4. Alternativ 1b: Ett AC-kabelsett Sima–Kvam 1000 MW (3 + 1) samt Transformator med vinkelendring



Kriterium for forsyningssvikt:

(N-2): 2 av 3 forbindelser inn mot Samnanger ligger samtidig ute

Frekvens av forsyningssvikt beregnes på lignende måte som for punkt 2 i alternativ 1a, med endringen at feil på både luftlinje 2 og 3 tas med i beregningen:

$$f_S = (\lambda_2 + \lambda_3) \frac{\lambda_1}{\lambda_1 + \frac{8760}{r_1}} p \quad \text{E.15}$$

λ_1 og r_1 beskriver her feilrate og reparasjonstid samlet for kabel, luftlinje og vinkelvridende transformator på strekningen Sima–Samnanger. Se nedenfor.

Feilraten for luftlinjen får svært liten betydning for en linjelengde på 20 km. Videre antas at reparasjonstiden for luftlinjen er mye kortere enn for kabel og transformator. Vi kan derfor med god tilnærmelse se bort fra luftlinjen i denne analysen.

For en funksjonsmessig seriekobling av kabel (k) og transformator (t) gjelder følgende formler.

$$\lambda_1 = \lambda_{1k} + \lambda_{1t} \text{ [feil/år]} \quad \text{E.16}$$

$$r_1 = \frac{\frac{\lambda_{1k} r_k}{\lambda_{1k} r_k + 8760} + \frac{\lambda_{1t} r_t}{\lambda_{1t} r_t + 8760}}{\lambda_{1k} + \lambda_{1t}} \cdot 8760 \text{ [timer/feil]} \quad \text{E.17}$$

Formelen for reparasjonstid forenkles ved å gjøre følgende antagelser:

1. Feilrate for kabel og transformator antas å være av samme størrelsesorden. Det vil si:
 $\lambda_{1t} \approx \lambda_{1k} = 0.07$ feil/år
2. Reparasjonstid for transformator antas å være av samme størrelsesorden som for kabel.
 $r_k = r_t$

Dette gir: $\lambda_1 = 0.14$ samt

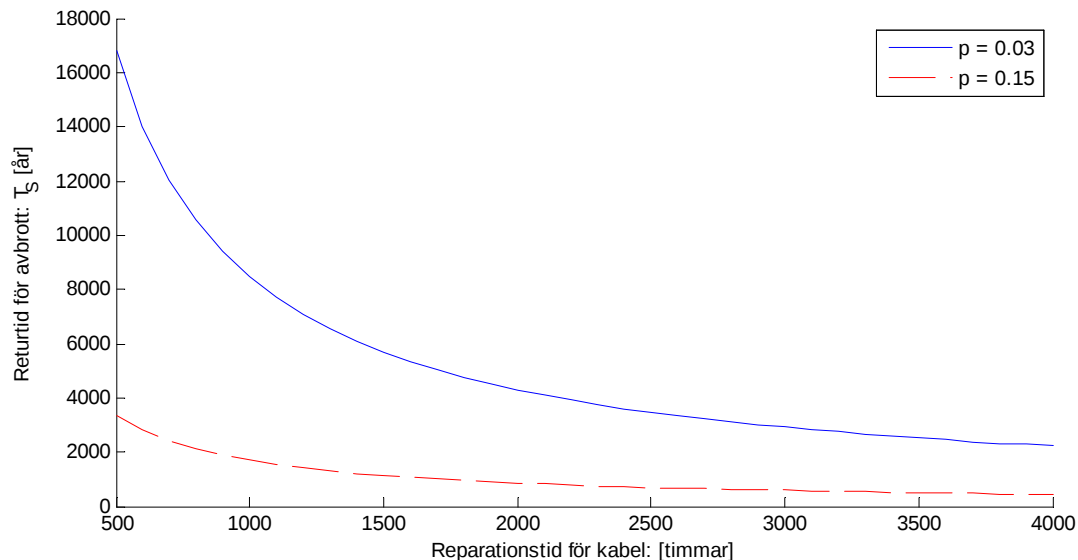
$$r_1 = \frac{\frac{2\lambda_{1k}r_k}{\lambda_{1k}r_k + 8760}}{2\lambda_{1k}} \cdot 8760 = \frac{r_k \cdot 8760}{\lambda_{1k}r_k + 8760} = \frac{r_k}{1 + \frac{\lambda_{1k}r_k}{8760}} = \frac{r_k}{1 + \frac{0.07 \cdot r_k}{8760}} \quad \text{E.18}$$

Gitt at $r_k \leq 1\text{år} = 8760\text{timer}$ fås: $r_1 \approx r_k$

Frekvens av forsyningssvikt kan nå uttrykkes som:

$$f_S = (\lambda_2 + \lambda_3) \frac{2 \times \lambda_{1k}}{2 \times \lambda_{1k} + \frac{8760}{r_{1k}}} p \quad \text{E.19}$$

Det er antatt at lasten og produksjonen i BKK-området medfører at importen til BKK-området ikke kan dekkes med den gjenværende forbindelsen. En slik situasjon er antatt å kunne inntreffe fra 260 til 1300 timer per år ($0.03 \leq p \leq 0.15$).

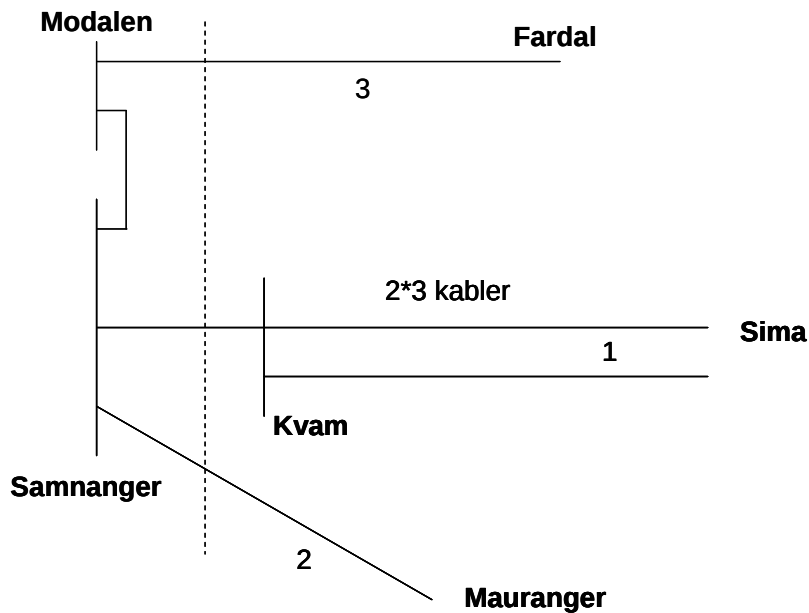


For en gjennomsnittlig reparasjonstid på 1000 timer, gir dette følgende forventede returtider for svikt:

$$p = 0.03 \rightarrow T_S = 8\,500 \text{ år}$$

$$p = 0.15 \rightarrow T_S = 1\,700 \text{ år}$$

5. Alternativ 2: 2 AC-kabelsett Sima–Kvam 2×1000 MW (2×3)



Kriterium for forsyningssvikt:

1. (N-2): En av kablene ligger ute på grunn av feil, og det skjer utfall av linjen Mauranger–Samnanger. Dette kan føre til overlast på kablen som er i drift.

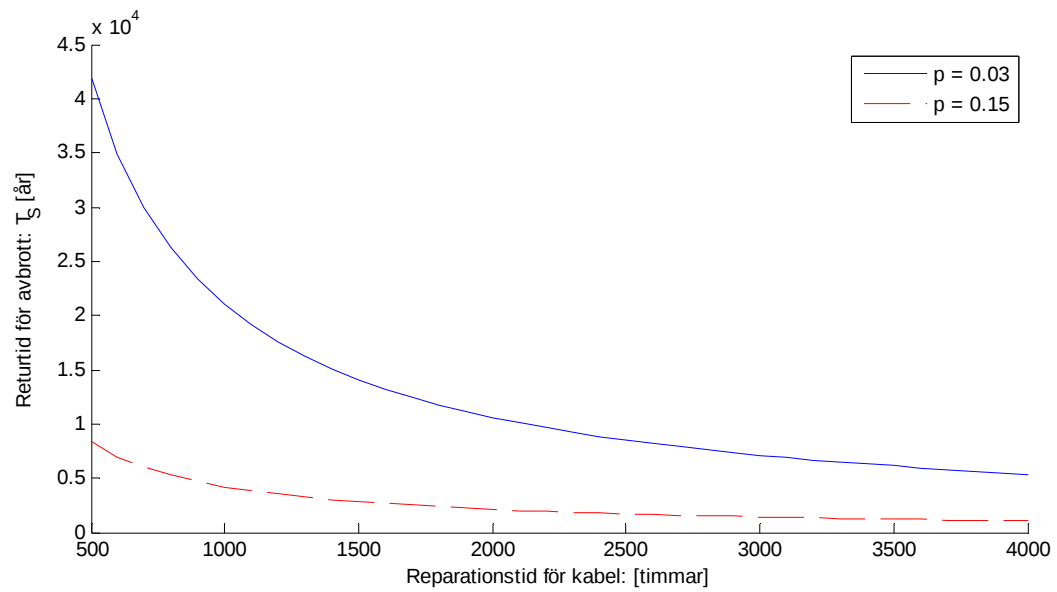
Frekvens av forsyningssvikt beregnes på lignende måte som for punkt 2 i alternativ 1a, med endringen at det er feil på luftlinje 2 som tas med i beregningen:

$$f_s = 2\lambda_2 \frac{\lambda_1}{\lambda_1 + \frac{8760}{r_1}} p$$

E.20

Faktoren 2 skyldes at en av to kabler kan ligge ute på grunn av feil.

Det er antatt at lasten og produksjonen i BKK-området medfører at importen til BKK-området ikke kan dekkes med den gjenværende forbindelsen. En slik situasjon er antatt å kunne inntreffe fra 260 til 1300 timer per år ($0.03 \leq p \leq 0.15$).

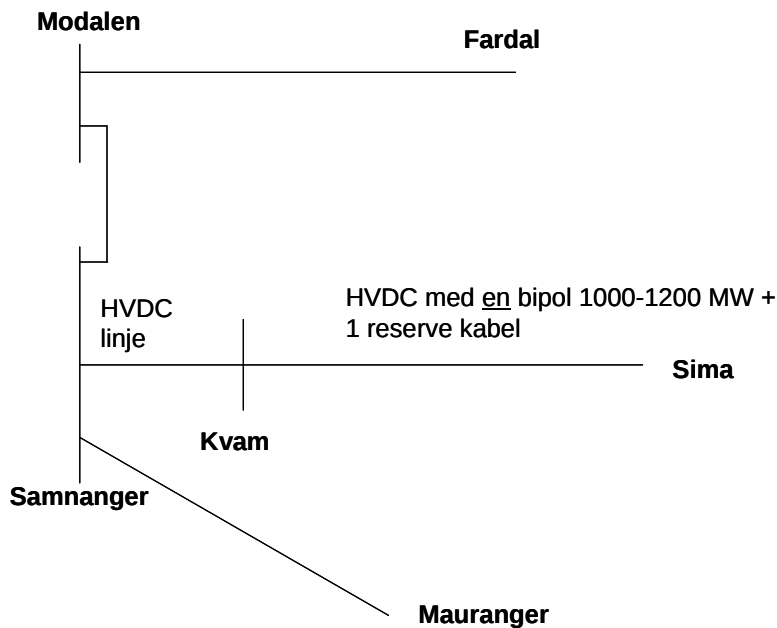


For en gjennomsnittlig reparasjonstid på 1000 timer, gir dette følgende forventede returtider for svikt:

$$p = 0.03 \rightarrow T_S = 21\,000 \text{ år}$$

$$p = 0.15 \rightarrow T_S = 4\,000 \text{ år}$$

6. Alternativ 3a: HVDC Sima–Samnanger med en bipol, 1000 MW



Kriterium for forsyningssvikt:

(N–2): 2 av 3 forbindelser inn mot Samnanger ligger samtidig ute

Frekvens av forsyningssvikt beskrives eksakt som for alternativ 1b:

$$f_S = (\lambda_2 + \lambda_3) \frac{\lambda_1}{\lambda_1 + \frac{8760}{r_1}} p \quad \text{E.21}$$

λ_1 og r_1 beskriver her samlede feilrate og reparasjonstid for HVDC-systemet, dvs. kabel, luftlinje og de to omformerstasjonene.

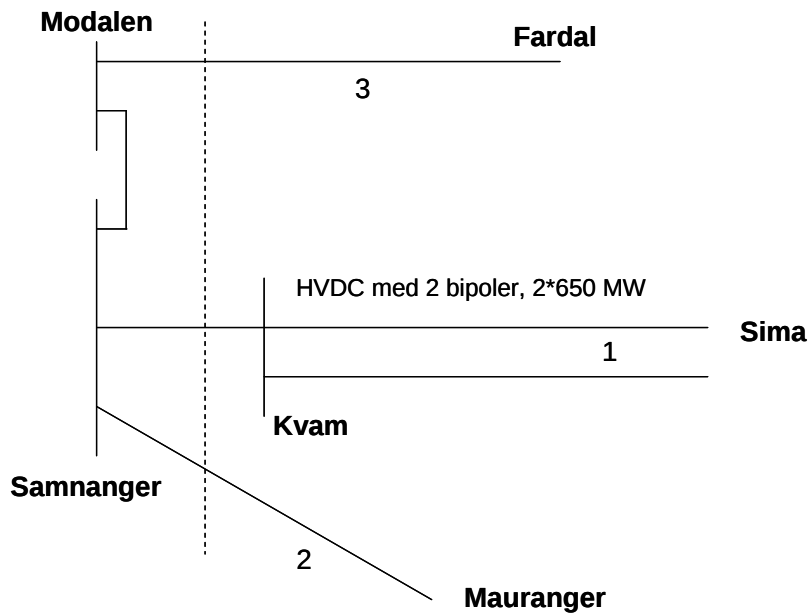
Approksimativt anslås at feilrate og reparasjonstid for HVDC-systemet kan sammenlignes med en AC-kabel med vinkelvridende transformator:

$$f_S = (\lambda_2 + \lambda_3) \frac{2 \times \lambda_{1k}}{2 \times \lambda_{1k} + \frac{8760}{r_{1k}}} p \quad \text{E.22}$$

Det er antatt at lasten og produksjonen i BKK-området medfører at importen til BKK-området ikke kan dekkes med den gjenværende forbindelsen. En slik situasjon er antatt å kunne inntreffe fra 260 til 1300 timer per år ($0.03 \leq p \leq 0.15$).

Dette gir eksakt samme resultater som alternativ 1b.

7. Alternativ 3b: HVDC Sima–Samnanger med to bipoler, 2×650 MW



Kriterium for forsyningssvikt:

1. (N–2): En av kablene ligger ute på grunn av feil, samt utfall av en av de to linjene

Frekvens av forsyningssvikt beregnes på lignende måte som i alternativ 3a:

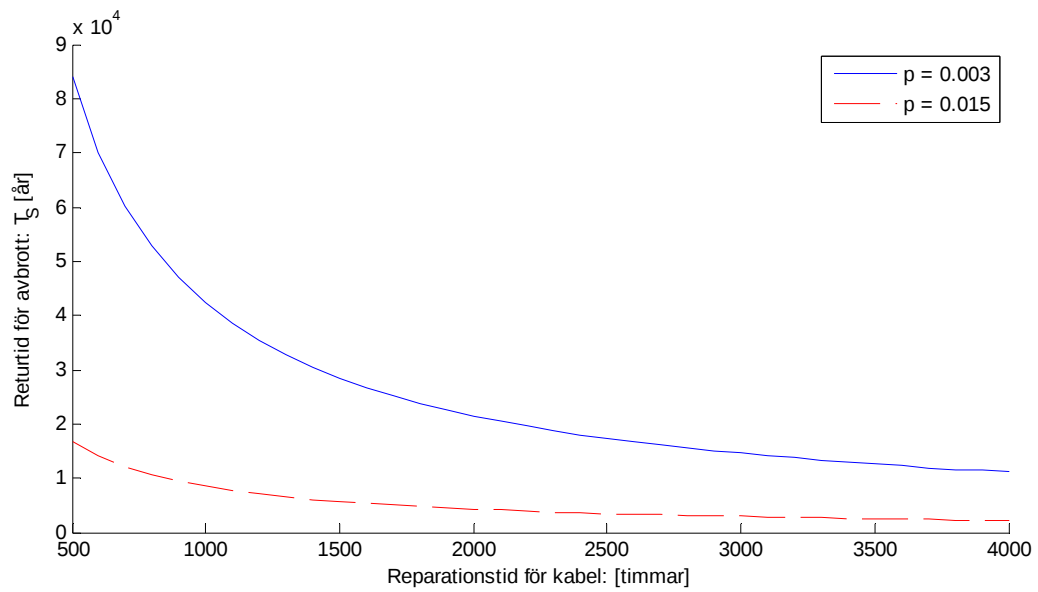
$$f_S = 2(\lambda_2 + \lambda_3) \frac{\lambda_1}{\lambda_1 + \frac{8760}{r_1}} p \quad \text{E.23}$$

Faktoren 2 skyldes at en av to kabler kan ligge ute på grunn av feil.

Approksimativt anslås at feilrate og reparasjonstid for HVDC-systemet kan sammenlignes med en AC-kabel med vinkelvridende transformator:

$$f_S = 2(\lambda_2 + \lambda_3) \frac{2 \times \lambda_{1k}}{2 \times \lambda_{1k} + \frac{8760}{r_{1k}}} p \quad \text{E.24}$$

Når importkapasiteten er 1550 MW, antar vi at forsyningssvikt vil kunne inntreffe i ca 10 % av de timene som ligger til grunn når importkapasiteten er ca 900 MW. Det innebærer at intervallet for sannsynligheten p blir ($0.003 < p < 0.015$).



For en gjennomsnittlig reparasjonstid på 1000 timer, gir dette følgende forventede returtider for svikt:

$$p = 0.003 \rightarrow T_S = 42\,000 \text{ år}$$

$$p = 0.015 \rightarrow T_S = 8\,500 \text{ år}$$

Appendix F HVDC: CSC/VSC

Jämförelse av attribut för HVDC-lösningarna CSC och VSC:

	CSC HVDC	VSC HVDC
Maximum power		Around 500 MW
Reactive power	Consumes reactive power	Can consume and generate reactive power
Maximum voltage	± 800 kV	± 320 kV
DC voltage	Changes according to the direction of power flow	Always the same polarity
DC current	Always to the same direction	Changes according to the direction of power flow
Network	Operation requires a strong grid	Can be connected to weak grids and even give a black start after a black out
Harmonic production	More harmonics than VSC	
Losses of converter stations ¹	About 0.7 – 0.8%	$\approx 1\%^2$
Line	Overhead line and oil insulated cables are possible. Series connection of overhead line and cable is possible	Overhead line or cable. Polymer cables are possible. Series connection of overhead line and cable might be possible.
Converter	Converter stations require a big area (due to AC filters and reactive compensation)	A small area for a converter station is enough

¹ Losses are per converter station. Total losses for a HVDC link are thus twice this value.

² This value is the estimated value for the next generation of VSC

Appendix G Luftledningar & kablar: Elektriska parametrar

I tabellen nedan visas typiska värden för en 420 kV luftledning och för 420 kV PEX sjökabel samt oljesjökabel

	Resistans (r) (Ω/km)	Induktans (l) (mH/km)	Reaktans (x) Ω/km	Kapacitans (c) ($\mu\text{F}/\text{km}$)	Shuntkonduktans (g) ($\mu\text{S}/\text{km}$)
Luftledning	0.026	0.9	0.28	0.012	0.023
PEX sjökabel	0.0348	0.245	0.08	0.19	0.032
Oljesjökabel ¹	0.043	0.216	0.068	0.34	0.255

¹ Data för OKVA 420 kV 1×2000mm² Cu, Nexans teknisk rapport [15]

Appendix H Sima–Samnanger: Jämförelse av lösningsförslag

Översikt av jämförelse av olika lösningsförslag för överföringen Sima–Samnanger.

Urklipp från Ref. [8]:

Luftledning		Flyt på ledninger v/intakt nett (+angir retning fra første stasjon)				
Case	Systemtap Norden [MW]	Sima-Samnanger	Maur-Samnanger	Fardal-Hove	Sogndal-Aurland	Refsdal-Modalen
2016-LL	1059	-660	-500	+19	+995	+240
2016-TL	2025	+585	+382	+57	-175	+131
2025-LL-klima	1295	-605	-835	-126	+1873	+95
2025-TL-industri	2145	+757	+594	+98	-742	+173

Tabell 1: Totale tap og flyt på viktige ledninger - Sima-Samnanger som luftledning

2 AC kabelsett		Flyt på ledninger v/ intakt nett (+ angir retning fra første stasjon)				
Case	Systemtap Norden [MW]	Sima-Samnanger	Mauranger-Samnanger	Fardal-Hove	Sogndal-Aurland	Refsdal-Modalen
2016-LL	1056	-740	-460	+64	+957	+285
2016-TL	2025	+658	+350	+18	-140	+93
2025-LL-klima	1291	-682	-803	-78	+1830	+144
2025-TL-industri	2144	+857	+552	+41	-687	+116

Tabell 2: Totale tap og flyt på viktige ledninger - Sima-Samnanger med 2 kabelsett

Tunglast 2016	Luftledning	1 kabelsett	2 kabelsett
Termisk kapasitet [MVA]	2500	1000	2000
Intakt nett	580	620	650
Utfall Samnanger-Mauranger	890	920	960

Tabell 3: Flyt i MW på Sima-Samnanger for tunglast 2016, P= 50% av tilgj.vinterproduksjon på Vestlandet

Tunglast 2016	Luftledning	1 kabelsett	2 kabelsett
Termisk kapasitet [MVA]	2500	1000	2000
Intakt nett	970	1040	1100
Utfall Samnanger-Mauranger	1420	1480	1520

Tabell 4: Flyt i MW på Sima-Samnanger for tunglast 2016, P= 25% av tilgj.vinterproduksjon innanfor BKK-området

Lettlast 2016	Luftledning	1 kabelsett	2 kabelsett
Termisk kapasitet [MVA]	2200	1000	2000
Intakt nett	-660	-700	-740
Utfall Aurland-Fardal	-1230	-1290	-1330

Tabell 5: Flyt i MW på Sima-Samnanger for lettlast 2016

Tunglast 2025	Luftledning	1 kabelsett	2 kabelsett
Termisk kapasitet [MVA]	2500	1000	2000
Intakt nett	750	-	850
Utfall Samnanger-Mauranger	1220	-	1330

Tabell 6: Flyt i MW på Sima-Samnanger for tunglast 2025, uten spenningsoppgradering Sauda-Sogndal

Lettlast 2025	Luftledning	1 kabelsett	2 kabelsett
Termisk kapasitet [MVA]	2200	1000	2000
Intakt nett	-600	-	-680
Utfall Aurland-Sogndal *)	-1450*	-	-1570*

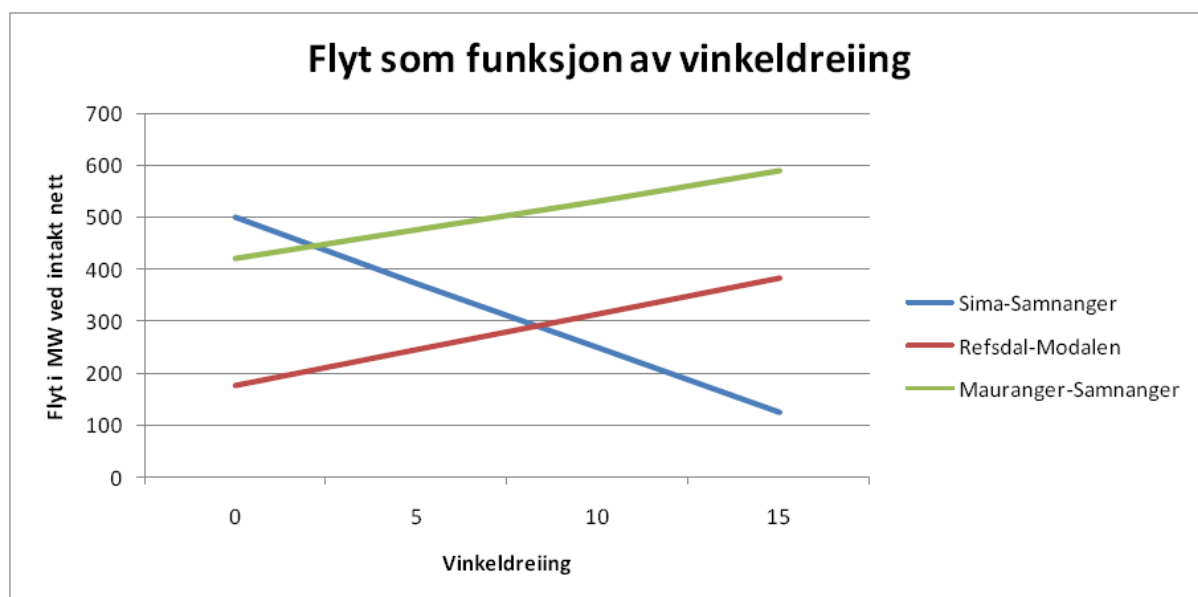
Tabell 7: Flyt i MW på Sima-Samnanger for lettlast 2025, uten spenningsoppgradering Sauda-Sogndal. *) Viser flyt etter aktivisering av 530 MW PFK indre Sogn

Tunglast 2025	Luftledning	1 kabelsett	2 kabelsett
Termisk kapasitet [MVA]	2500	1000	2000
Intakt nett	520	610	630
Utfall Samnanger-Mauranger	1150	1300	1320

Tabell 8: Flyt i MW på Sima-Samnanger for tunglast 2025, med spenningsoppgradering Sauda-Sogndal

Lettlast 2025	Luftledning	1 kabelsett	2 kabelsett
Termisk kapasitet [MVA]	2200	1000	2000
Intakt nett	-300	-340	-360
Utfall Aurland-Sogndal	-1450	-1500	-1530

Tabell 9: Flyt i MW på Sima-Samnanger for lettlast 2025, med spenningsoppgradering Sauda-Sogndal. Uten bruk av PFK.



Figur 1: Flyt som funksjon av fasedreieing for intakt nett tunglast 2016 med 1 kabelsett