

DECRIS ARBEIDSNOTAT 7

TITTEL

Utfall i strømforsyningen – analysemetodikk og case

FORFATTER

Gerd H. Kjølle

SAMMENDRAG

Notatet beskriver analysemetodikk og case for utfall i strømforsyning i Oslo. Aktuelle hendelser (kombinasjoner av utfall) og typiske konsekvenser beskrives, og det er gitt eksempler på beregnede avbruddsforhold for ulike leveringspunkter i regionalnettet i Oslo.

ISBN

DATO

2008-11-11

GRADERING

ANTALL SIDER

Åpen

21

KONTAKT DENNE RAPPORT

ADRESSE

Gerd Kjølle

gerd.kjolle@sintef.no
Tlf. 73597275

NØKKEWORD NORSK

Risiko, sårbarhet, kritisk infrastruktur

NØKKEWORD ENGELSK

Risk, vulnerability, critical infrastructure

1	Kritiske hendelser for utfall i strømforsyningen i Oslo.....	2
2	Systembeskrivelse og data.....	3
3	Hendelser, årsaker og avhengigheter	4
4	Konsekvenser	6
5	Eksisterende barrierer på konsekvenssiden.....	9
6	Analysemetodikk.....	10
7	Valgt case: Avbrudd for regionalnettstasjoner.....	12
8	Risikovurdering	16
9	Aktuelle risikoreduserende tiltak	16
10	Metodiske utfordringer	17
11	Referanser.....	18
12	Appendix 1 OPAL – metodikk for beregning av leveringspålitelighet i kraftnett	19
13	Appendix 2 Resultater fra eksempelberegninger med OPAL	20

1 Kritiske hendelser for utfall i strømforsyningen i Oslo

Dette notatet beskriver resultatet av et arbeid med å vurdere analysemetodikk og case for utfall i strømforsyning. Notatet inngår som et delresultat i prosjektet DECRIS – Risk and Decision Systems for Critical Infrastructures¹.

Med kritiske hendelser for utfall i strømforsyningen i Oslo menes utfall av anlegg som medfører at en eller flere bydeler får avbrudd i strømforsyningen av en viss varighet. Grovanalysen utført i DECRIS har vist at de kritiske hendelsene som kan berøre strømforsyningen i Oslo i et slikt omfang i hovedsak vil dreie seg om følgende:

- Utfall av innføringsstasjoner/ transformatorstasjoner
- Utfall av kraftledninger/kabler i sentralnettet mellom innføringsstasjoner eller
- Utfall av kraftledninger/kabler i regionalnettet

I tillegg vil spesielle utfall i distribusjonsnettet kunne gi konsekvenser av et større omfang, jfr brann i kabelkulvert på Oslo S i november 2007, forårsaket av gravefeil med påfølgende brann i kabelskjøt og dermed kabelkulvert. Slike hendelser gjelder fellesføringer der andre infrastrukturer blir direkte eller indirekte berørt pga fysisk nærhet, eventuelle koblinger mellom dem osv. Denne type hendelser er behandlet i separat analyse i DECRIS-prosjektet.

Utfall i transformatorstasjoner og kraftledninger eller kabler er hendelser som i utgangspunktet kun berører kraftsystemet, men kan være kritiske for ulike typer sluttbrukere dersom de medfører svikt i leveransen, dvs. avbrudd i strømforsyningen. Sluttbrukere kan være husholdninger, næringsvirksomhet, offentlig virksomhet og andre infrastrukturer.

Hendelsene antas å være mest kritiske dersom de inntreffer i situasjoner med maksimal last, vanligvis om vinteren når det er kaldt. Dette sammenfaller med at kapasiteten i systemet i større grad er utnyttet og at det er relativt lav reservekapasitet tilgjengelig ved utfall. I en utfallssituasjon med maksimal last kan det f.eks. være nødvendig å rasjonere (koble ut) 25 % av belastningen, med muligheter for sonevis utkobling.

I den videre analysen er det valgt en kombinasjon av de ovennevnte utfallene som medfører avbrudd i leveringspunkter i regionalnettet i Oslo. Alle utfall vurderes uavhengig av årsak, og konsekvensene kartlegges ved å analysere elektriske konsekvenser og avbrudd for leveringspunkter/sluttbrukere vha OPAL-verktøyet. OPAL er en prototyp for beregning av leveringspålitelighet i kraftnett [1].

¹ DECRIS – Risk and Decision Systems for Critical Infrastructures, www.sintef.no/SAMRISK/DECRIS

2 Systembeskrivelse og data

Kilde for mesteparten av beskrivelsen her er kraftsystemutredningen [2]².

”Det er helt ubetydelig elektrisk produksjon i Oslo. Området forsynes derfor i hovedsak fra sentralnettet.” [2]. Dette gjøres fra Hafslund Netts (HN) egne innføringsstasjoner med primærspenning 300 kV. I tillegg er det uttak fra noen av Statnetts innføringsstasjoner. Mellom HNs innføringsstasjoner er det 300 kV forbindelser (kraftledninger og kabler). I disse stasjonene finnes 20 transformatorer for nedtransformering til 33 kV, 47 kV og 132 kV. Disse tre spenningsnivåene utgjør regionalnettet i Oslo.

33 kV-nettet er et rent kabelnett som forsyner Oslo sentrum. Dette nettet er det eldste av regionalnettene. I 33 kV-nettet er det 8 transformatorstasjoner. Hver av disse mates via kabler fra tre av innføringsstasjonene. Mesteparten av dette kabelnettet består av massekabel (olje-) og noe PEX-kabel (i overkant av 20 %). Over 90 % av kabelnettet er mer enn 30 år gammelt (40 % mer enn 40 år). Det foregår en gradvis utskifting/oppgradering av 33 kV-nettet til 132 kV.

47 kV-nettet mates fra alle innføringsstasjonene og forsyner de ytre byområdene. Nettet er et blandet kabel- og luftnett. Det er 36 transformatorstasjoner i dette nettet. Nesten samtlige av stasjonene forsynes fra tverrforbindelser mellom innføringsstasjonene, og alle er tilknyttet over minst to forbindelser (kabler/kraftledninger). Kabel-delen av 47 kV-nettet består i likhet med 33 kV-nettet av mest massekabel (olje-, ca 70 %) og resten PEX-kabel. Vel 70 % av dette kabelnettet er mer enn 30 år gammelt.

132 kV-nettet er det nyeste regionalnettet. Nettet skal på sikt erstatte 33 kV og 47 kV-nettene. Første fase ble etablert i 1990. Nettet er et rent kabelnett som består av PEX-kabel. Det er 6 transformatorstasjoner i dette nettet.

Årlig elektrisitetsforbruk i Oslo er i overkant av 9000 GWh. Belastningen forventes å øke betydelig i årene framover. Det området hvor det forventes størst effektøkning er ved Bekkelagskaia/ Sjørsøya ifm at Oslo havn skal samle sine aktiviteter der. Økningen i dette og andre områder medfører behov for mer transformeringskapasitet i innføringsstasjoner og utbygging av regionalnettet. Sistnevnte vil i hovedsak foregå ved utvidelser av 132 kV-nettet som er planlagt å erstatte 33 kV og 47 kV-nettene.

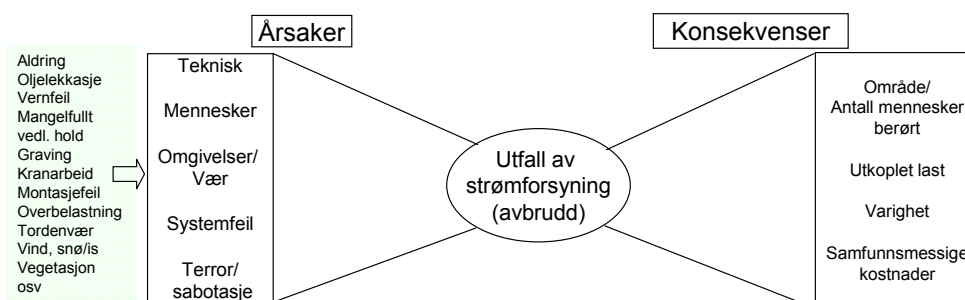
Data om feil på transformatorer, kraftledninger og kabler framgår av feil- og avbruddsstatistikken (FASIT) hos HN for de siste 5 – 10 år samt Statnett sin feilstatistikk. Her finnes informasjon om feilfrekvenser for de enkelte typer hovedkomponenter fordelt på spenningsnivå, samt gjenopprettingstid ved omkoblinger. Informasjon om reparasjonstider kan finnes fra Statnett sin feilstatistikk [5].

² [2]: Kraftsystemutredning for Oslo, Akershus og Østfold 2007 – 2017, Hafslund Nett, <http://www.hafslund.no/files/File/nett/kraftsystem/kraftsystem2007.pdf>.

3 Hendelser, årsaker og avhengigheter

Utfall i kraftsystemet (transformatorer, kraftledninger og kabler) kan forårsakes av mange forhold, jfr. Figur 1 nedenfor som viser årsaks- og konsekvens-modellen for utfall i strømforsyning (avbrudd). Eksempler på årsaker:

- Teknisk svikt: Oljelekkasje, aldring, elektriske utladninger, vernfeil, mangelfullt vedlikehold mm.
- Menneskelige feil: Graving, kranarbeid, feil innstilling av vern mm.
- Naturgitte hendelser: Lyn, vind, ising mm.
- Terror og sabotasje.



Figur 1 Årsaks- og konsekvensmodell ("bow tie") for utfall i strømforsyning (avbrudd)

I situasjoner med anstrengt kraftbalanse (typisk i maksimallast-situasjonen) vil sannsynligheten øke for å få utfall av et visst omfang.

Noen steder er det *avhengigheter* mellom hovedkomponentene. Dette kan være avhengigheter ved fysisk nærhet (fellesføringer), ved felles komponenter, eller funksjonell avhengighet. Eksempler:

- To kraftledninger i sentral- eller regionalnettet på samme mastepunkt
- Flere kabler i regionalnettet i samme grøft, kulvert, bro
- Doble samleskinner med felles vern og brytere

Strømforsyningen til konkrete leveringspunkter kan være spesielt sårbar overfor slike avhengigheter (fellesfeil).

Eksempelvis er det i 33 kV-nettet flere kabler som går i samme trasé. Det samme gjelder 300 kV kabler og 300 kV kraftledninger inn til innføringsstasjonene. Kablene går i felles trasé kun over korte strekninger, typisk ut fra innføringsstasjoner, ved veikryssinger, i kulverter o.l. I tilfeller der det går to 33 kV kabler mellom to punkter er de som oftest i samme grøft, mens 132 kV kabler legges i egne grøfter. 132 kV nettet skal på sikt erstatte 33 kV nettet. Noen av 33 kV kablene ligger i samme grøft som tele/IKT-kabler, og det finnes grøfter med både 132 kV kabler og fjernvarmerør. Kabler i samme grøft er forlagt med så stor avstand fra hverandre at det er kun graving som vil kunne medføre samtidig havari (ikke brann, eksplosjon o.l.).

I tillegg til avhengigheter innenfor kraftsystemet kommer avhengigheter med andre infrastrukturer i form av fysisk nærhet (fellesføringer) eller funksjonell/logisk avhengighet. Ofte ligger kraftkabler, IKT-kabler og fjernvarmerør i samme grøft eller kulvert. Strømforsyningen er f.eks.

avhengig av IKT for innhenting av måleverdier, vern, kontroll, automatisering, styring og overvåking, mens øvrige infrastrukturer er avhengig av strømforsyning (gjelder f.eks. fjernvarme, vann og avløp, transport samt IKT).

Det foreligger ingen samlet oversikt over de forskjellige infrastrukturene med hensyn til hva som ligger sammen av kabler, ledninger, rør osv i samme grøft, kulvert, bro eller tunnel. Det er imidlertid i gang et arbeid med å etablere en geografisk påvisningstjeneste (digitalt kartverk) som etter hvert skal gi en oversikt over alt som ligger i bakken i Oslo, blant annet som underlag for å administrere all graving i Oslo.

Eksempler på kombinasjoner av hendelser (feil og utfall) i kraftsystemet som kan gi større konsekvenser, avhengig av hvor og når det skjer:

- (Doble) samleskinnefeil som medfører utfall av alle forbindelser til/fra en stasjon, noe som øker sannsynligheten for kaskaderende feil og lengre utetider før nødvendige omkoblinger er avsluttet
- Feil på kraftledninger i samme trasé eller mast, eks.: mastehavari på dobbeltledning
- Feil på to eller flere regionalnettskabler, eks.: kabler i samme grøft eller bro (og evt. tunnel)
- Feil i kombinasjon med uteblitt/ forsinket eller uønsket utløsning av vern kan medføre kaskaderende feil og at større deler av kraftsystemet kobles ut
- Feil i kombinasjon med at andre hovedkomponenter er ute for vedlikehold
- Ved kabelfeil i form av oljelekkasje og det er kaldt: Det tar tid å finne lekkasjen, innebærer større konsekvens hvis det oppstår en feil i tillegg
- Hele transformatorstasjonen faller ut pga f. eks. vanninntrengning, taket faller ned over samleskinnene, bygningskran kommer borti høyspenningsledning o.l.
- Brann i flere transformatorer i samme stasjon
- Feil i et gassisolert (GIS) bryteranlegg

I dette case er det valgt å vurdere hendelser i form av feil og utfall som er eksemplifisert ovenfor, *uavhengig av feilårsak*. Det innebærer at det er konsekvensene som er i fokus. Hendelsene kan altså skyldes teknisk svikt, menneskelig feil, naturgitte forhold, viljeshandlinger eller systemfeil (dvs. når f.eks. strøm- og spenningsforhold overskrider gitte grenseverdier og fører til utkobling av anlegg uten at det er feil på anlegget). Erfaringene viser at årsak til større hendelser i Oslo oftest er teknisk svikt og/eller systemfeil (kilde: Hafslund Nett).

4 Konsekvenser

Ifølge avbruddsstatistikken hos HN, vil en sluttbruker i gjennomsnitt erfare et avbrudd hvert annet år med en varighet på 18 minutter som følge av en feil i regionalnettet [2]. Disse tallene er basert på statistikken for de siste 7 årene. I denne perioden har det vært et par hendelser av et større omfang, se Tabell 1 nedenfor. Tar vi med driftsforstyrrelser pga feil i høyspenningsnettet totalt, dvs med spenningsnivå ≥ 11 kV, har leveringspunktene i gjennomsnitt hatt 0,8 avbrudd pr år (> 3 minutter) og en årlig avbruddsvarighet på 0,7 timer pr år. Dette er gjennomsnittstall for perioden 2003 – 2007. Disse tallene fra avbruddsstatistikken viser at regionalnettet i gjennomsnitt bidrar til noe over halvparten av antallet avbrudd, mens distribusjonsnettet i større grad bidrar til den totale avbruddsvarigheten (med nærmere 60 %). I tillegg kommer avbrudd som følge av planlagte utkoblinger.

Regionalnettet er i prinsippet dimensjonert etter N-1 kriteriet. Dvs. at det ved utfall av en hovedkomponent i systemet skal være mulig (etter avklaring av årsak til utfall) å foreta en hurtig gjenoppretting av forsyning vha omkoblinger. Ved havari av transformatorer kan det eksempelvis ta måneder å erstatte/reparere en transformator, men for de fleste slike feilsituasjoner vil det altså finnes omkoblingsmuligheter. Som nevnt i kap. 2 mates hver av regionalnettstasjonene i 33 kV-nettet via kabler fra flere innføringsstasjoner. Ved utfall av forsyningen fra en av disse (pga. feil i sentralnettet, feil på to 33 kV kabler eller to 33/11 kV transformatorer), vil det i mange tilfeller være mulig å koble sammen transformatorene i regionalnettstasjonene på 11 kV-siden og forsyne hele stasjonen over kablene fra de øvrige innføringsstasjonene (så langt disse tåler). I store deler av året vil en altså for doble utfall (N-2) kunne dekke hele belastningen i stasjonen.

Brann i en transformator trenger heller ikke gi store konsekvenser. Her kan det finnes unntak, avhengig av plassering.

Når det gjelder kritiske hendelser som vil gi konsekvenser i det omfanget vi her snakker om (jfr. kap. 1), vil det derfor i hovedsak dreie seg om flere samtidige feil, eventuelt i kombinasjon med en anstrengt kraftbalanse.

Typiske konsekvenser ved en større hendelse i sentral- og/eller regionalnettet i Oslo vil være som følger (kilde: Hafslund Nett):

- Utetiden kortvarig, oftest 0,5 - 1 time
- Driften gjenopprettes ved omkobling (sjelden reparasjon)
- Mange mennesker blir rammet samtidig i store områder
- Stor medieinteresse
- Opplevs som mer kritisk for sentrum av Oslo – mindre kritisk for landlige områder
- Høy KILE³

Oslo har i løpet av de siste to-tre årene vært rammet av to hendelser som har medført avbrudd for større deler av byen, i underkant av 1 time. Disse er beskrevet i Tabell 1.

³ KILE = Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi. Beregnes basert på seks sluttbrukergrupper. KILE omfatter de enkelte sluttbrukeres kostnader ved avbrudd. I tillegg kan det komme direkte og indirekte kostnader og konsekvenser som påføres ved at ulike kritiske samfunnsfunksjoner ikke kan opprettholdes. Eksempler på konsekvenser som ikke dekkes av KILE, jfr. f.eks. kabelbrannen på Oslo S 27. nov. 2007: Togstans som medfører at folk ikke kommer seg på jobb, utfall av internett/ telefoni over større områder osv.

Tabell 1 Eksempler på hendelser som har medført omfattende avbrudd i Oslo (Kilder: Elektro nr 5-2005, Hafslund Nett, Aftenposten, VG, Dagbladet og IT-avisen)

Hendelse	Konsekvenser
1. august 2005 Fasebrudd i klemme ved skillebryter 300 kV i Sogn, støtteisolator falt ned, medførte kortslutning. Forsinket utløsning av samleskinnevern.	Utkobling av Sogn, Smestad og Bærum transformatorstasjoner. Ca 180 000 sluttbrukere (360 000) mennesker fikk avbrudd med varighet fra 16 til 49 minutter. KILE ble anslått til 10 mill kr.
20. august 2007 Byggekran kom borti en høyspennings ledning (300 kV) i Ulven, ga overslag.	Utkobling av Ulven transformatorstasjon. Avbrudd for Oslo vest, deler av Oslo sentrum, Oslo syd-øst samt Oppegård i Follo. Ca 108 000 sluttbrukere (216 000 mennesker) fikk avbrudd med varighet inntil 55 minutter. KILE beregnet til ca. 7,6 mill kr.

Konsekvensene av at andre infrastrukturer blir utilgjengelige som følge av utfall i strømforsyning inngår i prinsippet ikke i KILE og må kartlegges separat. Eksempler på hva som blir berørt ved avbrudd hos øvrige infrastrukturer er listet opp nedenfor.

Fjernvarme:

- Varmepumper
- Elkjeler mm.

Vannforsyning og avløp⁴:

Vann:

- Pumpestasjoner vann (ikke nødstrøm)
- Ventiler, elektrisk styrt (stort omfang?)
- Vannbehandling: nødstrøm

Avløp:

- Pumpestasjoner avløp (nødstrøm på noen ”kritiske”)

Transport⁵:

T-bane:

- Kjørestrøm, ingen reserve, signalstrøm, pumper for å pumpe ut grunnvann, evakueringsbehov for å evakuere tunneler, lys- og ventilasjonsanlegg?, taue ut vogner?

Jernbane:

- Kjørestrøm

Trikk:

- Stans, styrestrøm, skaper køer, borttauing av trikk, trafikkaos (mangel på busser som kan overta)

Vei, tunneler:

- Trafikklys --> må følge trafikkregler --> saktere trafikk, trafikkaos
- Tunnellys, viftestans --> stengte tunneler (eks: Festningstunnelen)

⁴ Kilde: Jon Røstum, SINTEF Byggforsk, Vann og Miljø

⁵ Basert på DECRIS workshop 13. juni 2008, Oslo

Bensinstasjoner:

- Pumpestans, køer på andre stasjoner

Busser:

- Drivstoffpumper

Tele⁶:

- Telenors fastnett er utstyrt med kraftreserver. Alle anlegg har batterireserver mens større anlegg har dieseldrevne aggregater i tillegg
- Mobilnettet: Basestasjoner kan ha eller ikke ha batterireserver
- Mobile aggregater finnes i tillegg
- Lokalt utfall av strømforsyning vil vanligvis ikke by på spesielle problemer dersom nettselskapet har varslet utetiden
- Regionale avbrudd i strømforsyning vil innebære større utfordring enn lokale
- Analoge telefonlinjer vil fungere så lenge Telenor sine stasjoner er i gang
- Teleutstyr som krever 230 V forsyning vil stoppe opp dersom det ikke finnes kraftbackup: Hussentraler, alarmsystemer, internett/IP-telefoni, utfall av datalinjer
- Mobiltelefonsystemer får redusert kapasitet og dekningsområde, problemer med lading av mobiltelefon-batterier

⁶ Basert på infomateriell fra Telenor

5 Eksisterende barrierer på konsekvenssiden

Mellom noen av transformatorstasjonene i 33 kV-nettet i Oslo finnes det reserveforbindelser.

I henhold til N-1 kriteriet skal det alltid være to forsyninger inn mot hver transformatorstasjon. Den minste av disse skal kunne dekke opp hele transformatorstasjonens last [2].

I tillegg til reserveforbindelser og omkoblingsmuligheter i regionalnettet finnes reserveforbindelser i distribusjonsnettet (11 kV) mellom forsyningsområdene til den enkelte transformatorstasjon. Det finnes hurtig reserve som styres fra driftssentral og reserve som kan kobles om ved manuelle koblinger ute i distribusjonsnettet.

Regionalnettet er ikke dimensjonert for N-2 situasjoner (mer enn ett utfall). For slike tilfeller gjelder egne beredskapsplaner.

Utfall av transformatorer og kraftledninger eller kabler i sentral- og regionalnettet trenger altså ikke å medføre avbrudd i strømforsyningen til et leveringspunkt ettersom nettet er masket og systemet er dimensjonert for å tåle enkeltutfall (N-1 kriteriet). Dersom (kombinasjoner av) utfall likevel fører til avbrudd finnes det mange reservemuligheter som bidrar til at forsyningen kan gjenopprettes relativt raskt. Jfr. beskrivelsen i kap. 4 om reservemuligheter i N-2 situasjoner.

Av andre beredskapstiltak som vil bidra til å redusere konsekvens kan nevnes ulike provisoriske løsninger, bruk av reserveaggregater, flytting av transformatorer, utkobling av elkjeler, sonevis utkobling mm.

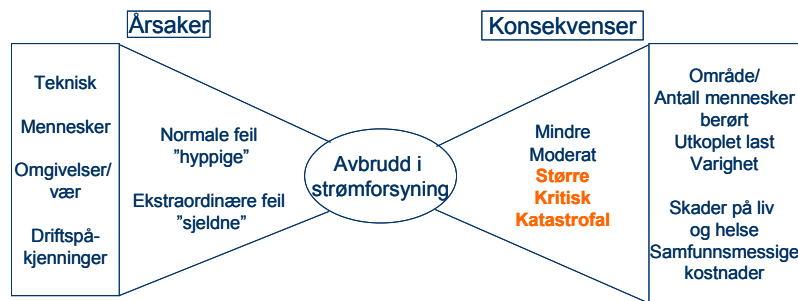
Det er en rekke forskrifter som har betydning for leveringspåliteligheten og som bidrar til at det finnes barrierer på konsekvenssiden. De viktigste av betydning for å redusere konsekvensene ved avbrudd i strømforsyningen er forskrift⁷ om leveringskvalitet i kraftsystemet (FoL) og forskrift om beredskap i kraftforsyningen (BfK). Sistnevnte stiller krav til personell, reservemateriell, transportberedskap mm i ekstraordinære situasjoner, mens FoL stiller krav til at full forsyning skal gjenopprettes til de berørte sluttbrukerne uten ugrunnet opphold. Tilknytningspunkt av betydning for liv og helse skal prioriteres. Det kan imidlertid være en stor utfordring for nettselskapene å ha kunnskap om hvilke sluttbrukere som befinner seg hvor, og som skal prioriteres iht forskriften.

Sluttbrukere som er kritisk avhengig av kontinuerlig strømforsyning er selv ansvarlig for å skaffe seg egen nødstrøm. I henhold til forskrift om systematisk helse-, miljø- og sikkerhetsarbeid i virksomheter (internkontrollforskriften) skal alle virksomheter gjennomføre vurderinger av risiko og etablere planer og tiltak for å redusere risiko.

⁷ Forskriftene (FoL og BfK) finnes på www.lovdata.no

6 Analysemetodikk

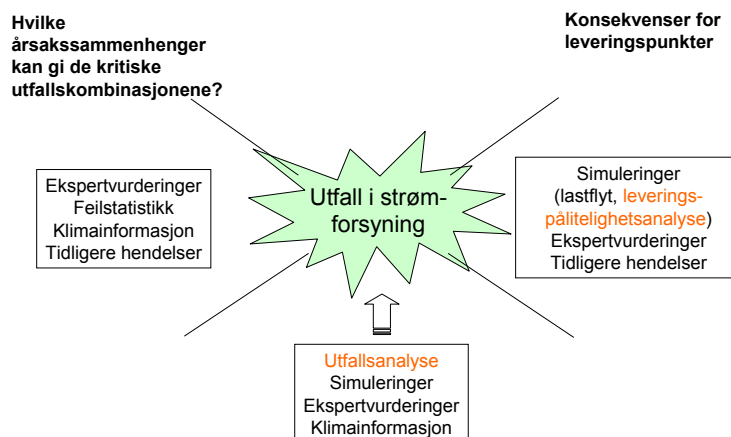
Figur 2 (jfr Figur 1 foran) viser en "bow tie"-modell som kan benyttes til å analysere sammenhengen mellom årsaker og konsekvenser, eksemplifisert for avbrudd i strømforsyning:



Figur 2 Overordnet årsaks- og konsekvensmodell for utfall i strømforsyningen (avbrudd)

Venstre side i figuren beskriver ulike feilårsaker, som representerer mulige trusler for forsyningssikkerheten. Disse leder til ulike feil på anleggsdeler i kraftsystemet. Dette kan være såkalte "normale" (relativt hyppige) feil eller sjeldne feil av ekstraordinær karakter. En feil kan lede til en driftsforstyrrelse som innebærer at en eller flere brytere løser ut slik at anleggene får utfall (blir utilgjengelige), se definisjoner [4]. Driftsforstyrrelsen kan føre til en uønsket hendelse i form av avbrudd i strømforsyningen. Både "normale" og ekstraordinære feil kan medføre avbrudd av større omfang med omfattende konsekvenser. Høyre side i figuren viser hvordan hendelsesforløpet kan utvikle seg og medføre ulike typer konsekvenser.

De mest aktuelle metodene for å identifisere uønskede hendelser, årsaker og kartlegging av konsekvenser i kraftsystemet anses å være som vist i Figur 3:



Figur 3 Analysemetodikk for å kartlegge årsaker til og konsekvenser av utfall i strømforsyning.

Som figuren viser kan identifikasjon av potensielt kritiske hendelser foregå ved å kombinere ekspertvurderinger og utfallsanalyse (simuleringer) med informasjon fra feilstatistikk og tidligere hendelser, klimainformasjon mm.

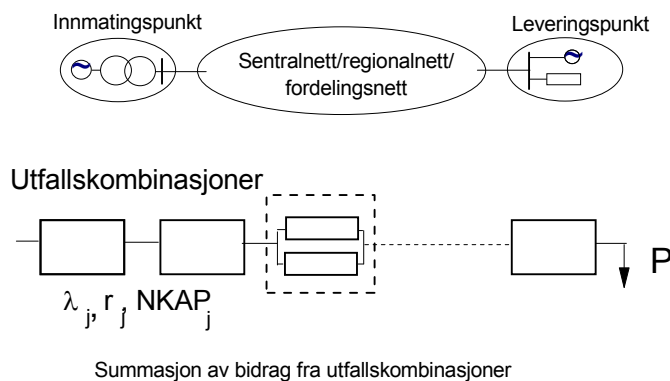
For å kartlegge konsekvenser av utfall for leveringspunktene (belastningene/ sluttbrukerne), dvs om utfall av anlegg i kraftsystemet medfører avbrudd i strømforsyningen, er det nødvendig å analysere elektriske konsekvenser som følge av utfall, hensyntatt reserve- og omkoblingsmuligheter. Dette kan gjøres ved å benytte metodikk for beregning av leveringspålidelighet i kraftnett, se f.eks. [1, 3]. Utfallsanalyse er input til leveringspålidelighetsanalysen som omfatter konsekvensanalyse av hendelsene samt en kartlegging av hvilke leveringspunkter i nettet som har vært berørt og deres konsekvenser i form av for eksempel ikke levert energi og avbruddskostnader.

For det konkrete case i DECRIS er det valgt å teste ut en slik analysemetodikk. Metodikken kalles OPAL og er implementert i en prototyp. OPAL tar utgangspunkt i en liste med utfall og beregner konsekvensene for leveringspunkter i form av antall og varighet av avbrudd for de enkelte leveringspunkt [1]. Se appendix 1.

Slike analyser krever mange slags data som skissert nedenfor:

- Kraftsystemets oppbygning (topologi, plassering av produksjon, plassering av vern og brytere, reserveforbindelser mm)
- Anleggs-/komponentdata (type, lengde, ytelse/kapasitet, spenningsnivå, impedans)
- Belastningsdata (effekt, energi, type belastninger, prognoser mm)
- Sluttbrukere (type sluttbruker, elektrisitetsforbruk, avbruddskostnader mm)
- Feildata (feilårsaker, sannsynligheter og reparasjonstider på anleggs-/komponentnivå)
- Klimadata (vindstyrker, temperaturer mm)
- Koblingsbilde, prosedyrer ved gjenoppbygning, omkoblingstider mm.

Utfallskombinasjoner som er identifisert som kritiske og kan medføre avbrudd for sluttbrukere, anses å utgjøre de minimale kuttsett for forsyningen til de enkelte leveringspunktene (sluttbrukerne). Et kuttsett kan representere enkeltfeil, doble eller multiple avhengige feil, feil i kombinasjon med vedlikehold osv, jfr listen foran i kap. 3. Hver utfallskombinasjon (kutt) representeres med en ekvivalent feilfrekvens (λ_j), reparasjonstid (r_j) eller omkoblingstid samt tilgjengelig kapasitet i gjenværende nett (NKAP_j) til å forsyne belastningen (P) etter utfallet. Dette er skissert i Figur 4 og beskrevet nærmere i [1, 3]:



Figur 4 Pålidelighetsmodell for et vilkårlig leveringspunkt med belastning P

Modellen i Figur 4 benyttes i leveringspålidelighetsanalysen til å bokføre bidrag til leveringspålidelighetsindekser fra de ulike utfallskombinasjonene (minimale kuttene). Hvilke indekser som typisk beregnes for hvert enkelt leveringspunkt er vist i appendix 1. I tillegg beregnes hvor mye

de enkelte utfallskombinasjonene bidrar til indeksene pr leveringspunkt samt gjennomsnitt- og sumtall for hele nettet, osv.

7 Valgt case: Avbrudd for regionalnettstasjoner

Utfall i strømforsyning (avbrudd) for regionalnettstasjonene (transformatorstasjoner) i 33 kV-nettet er valgt som case. Hendelser som medfører avbrudd for disse kan være som eksemplene nevnt i kap 4.

Utfall av innføringsstasjoner vil berøre alle spenningsnivåene 132 kV, 47 kV og 33 kV, men i hovedsak medføre problemer for regionalnettstasjonene som forsynes via 33 kV og 132 kV nettet. I et tenkt tilfelle må 25 % av belastningen rasjoneres, og det vil kunne bli sonevis utkobling. Det vil vanligvis være noe kapasitet tilgjengelig for ulike leveringspunkt, avhengig av type utfall og beliggenhet i nettet. Skjer det utfall på dagtid i maksimallasttiden, vil det være lav tilgjengelig kapasitet (under 50 %?) til å forsyne belastningene. Tilgjengelig reservekapasitet i gjenværende nett vil bli gradvis lastet opp manuelt, og når forbruket synker utover kvelden og natten, vil det være mulig å koble inn større deler av nettet.

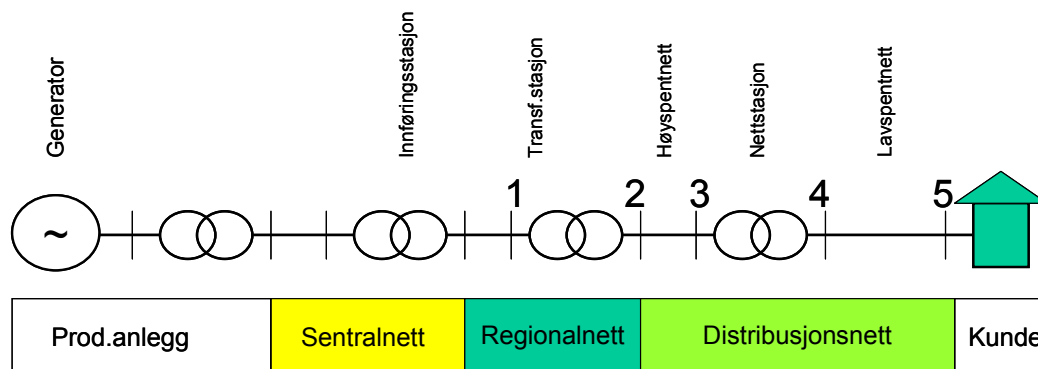
6.1 ROS-analyser

Hafslund Nett har utført risiko- og sårbarhetsanalyser i henhold til forskrift om beredskap i kraftforsyningen (§5-3 og §5-4). I ROS-analysene er det vurdert naturgitte, tekniske og menneskelige (utilsiktede og tilsiktede) hendelser, og det er vurdert konsekvenser for følgende områder: Menneske, miljø, drift/leveringsevne, materiell, renommé og økonomi. Ingen hendelser er vurdert til å ha høy risiko, men en rekke hendelser representerer middels risiko. Eksempler: Ekstremvær (storm/orkan), lyn, sambands- og datasvikt, svikt i varslingsystem, brann, eksplosjon, havari, lekkasje av væske/gass, svikt i konstruksjoner, kompetansemangel, materiellmangel, personulykke, anleggsarbeid/transportulykke, terror og sabotasje (eks.: skade på driftskontrollsystem og sambandssystem).

6.2 Kartlegging av konsekvenser og uttesting av OPAL metodikken

For å kartlegge konsekvensene av utfall og avbrudd er det valgt å teste ut OPAL- metodikken. Hensikten her er å vise om og hvordan en slik metodikk kan brukes til å kartlegge konsekvenser av utfall i sentral-/regionalnettet i Oslo mht hvilke leveringspunkter som blir berørt og hvor lenge. Et leveringspunkt i dette case vil være regionalnettsstasjoner, dvs. transformatorstasjoner med nedtransformering til distribusjonsnettet. På denne måten kan det være mulig å vise hvilke bydeler som blir berørt og i hvilket omfang. Tanken er at dette vil kunne gi verdifull informasjon til øvrige infrastrukturere/-forvaltere.

OPAL-verktøyet er benyttet til å beregne konsekvenser for leveringspunktene i 33 kV-nettet. Det er tatt utgangspunkt i en nettmodell fra Hafslund Nett som beskriver nettet på 300 kV, 132 kV, 47 kV og 33 kV i Oslo. Det er gjort noen tilpasninger av datasettet for analysen. Figur 5 gir en stilisert beskrivelse av kraftsystemet:



Figur 5 Stilisert beskrivelse av kraftsystemet fra produksjon til forbruk, kilde: Hafslund Nett

Analysen omfatter anleggene i sentralnettet og regionalnettet og gir som resultat avbruddsforhold for aggregerte leveringspunkter i regionalnettet, dvs. for nivå 1 i figuren ovenfor. (I uttestingen er det valgt å stoppe analysen ved regionalnettsstasjonene på nivå 1.)

Analysene for leveringspunktene i 33 kV-nettet er basert på følgende forutsetninger:

- Tar utgangspunkt i maxlast- situasjonen og *NB! forutsetter at denne gjelder hele året* (se appendix 1)
- Det er ikke tatt hensyn til reserveforbindelser i 11 kV-nettet
- Omkringliggende 47 kV-nett er forenklet (representert som lastpunkter)
- Feilstatistikk fra Statnett fra 2005 er benyttet med middelerverdier for feilfrekvens og reparasjonstid
- Inkluderer alle enkeltutfall (linjer og transformatorer) og dobbeltutfall av nabolinjer i alternative beregninger:
 - a) Kun enkeltutfall av linjer
 - b) Kun enkeltutfall av linjer og transformatorer
 - c) Enkeltutfall av linjer og transformatorer samt utfall av nabolinjer (dvs. uavhengige dobbeltutfall)
 - d) Som c) med vern og brytere inkludert (og avhengigheter pga disse)
 - e) Som b) med common mode-feil (fellesføringer) inkludert
 - f) Som c) med alle reparasjonstider lik 1 time (eksempel på betydning av omkoblingsmuligheter)

I tillegg er alternativene a) og f) beregnet med utgangspunkt i belastning lik 60 % av maxlast.

Det er i analysene ikke tatt hensyn til omkoblingsmuligheter (reserveforbindelser) som kan kobles inn etter en omkoblingstid slik at strømforsyningen kan gjenopprettes uten å vente på reparasjon. Dette betyr at resultatene som presenteres i casen ikke er realistiske mht utetider (avbruddsvarigheter). Alternativ f) i listen ovenfor vil likevel gi en indikasjon på hva som kan oppnås med reserve omkoblingsmuligheter.

Eksempler på resultater som fås fra OPAL metodikken med forutsetninger som beskrevet, er vist for to leveringspunkter i tabellene nedenfor. Resultater for leveringspunktene i 33 kV-nettet og for alle alternativene a) til f) ovenfor er vist i appendix 2.

Resultatene som presenteres nedenfor vil ikke være realistiske for det virkelige nettet da det i analysen foreløpig ikke har vært mulig å ta hensyn til alle reserve- og omkoblingsmuligheter i nettet, ei heller alle avhengige utfall pga fellesføringer o.a.. Resultatene tjener som eksempler på metodikk for kraftnett og hva slags analyser som kan gjøres for et vilkårlig leveringspunkt. *Resultatene må kun ses på som eksempler på resultater av en leveringspålitelighetsanalyse.*

Tabell 2 Avbruddsforhold beregnet for leveringspunkt i 33 kV nett. Alt. a) Enkeltutfall linjer. NB! Ikke hensyntatt reserve/ omkoblingsmuligheter.

Leveringspunkt	Antall avbrudd pr år	Varighet pr år (timer/år)	Varighet pr avbrudd (timer/avbrudd)	Ikke levert energi (MWh/år)
Regionalnettstasjon A	0,12	13	101	46
Regionalnettstasjon B	0,07	7	101	69

Tabell 3 Avbruddsforhold beregnet for leveringspunkt i 33 kV nett. Alt. f) Enkeltutfall linjer og transformatorer samt dobbeltutfall nabolinjer. Alle utetider lik 1 time

Leveringspunkt	Antall avbrudd pr år	Varighet pr år (timer/år)	Varighet pr avbrudd (timer/avbrudd)	Ikke levert energi (MWh/år)
Regionalnettstasjon A	0,15	0,15	1	0,7
Regionalnettstasjon B	0,11	0,11	1	1,0

Tabell 4 Avbruddsforhold beregnet for leveringspunkt i 33 kV nett. Alt. e) Enkeltutfall linjer og transformatorer samt avhengige feil (common mode/ fellesføringer). NB! Ikke hensyntatt reserve/ omkoblingsmuligheter

Leveringspunkt	Antall avbrudd pr år	Varighet pr år (timer/år)	Varighet pr avbrudd (timer/avbrudd)	Ikke levert energi (MWh/år)
Regionalnettstasjon A	3,0	214	71	2340
Regionalnettstasjon B	0,12	45	360	292

Muligheter for reservekapasitet og omkoblinger i nettet er hensyntatt ved å sette alle utetider lik 1 time i alternativ f) og resultatene er presentert i Tabell 3. Med de dataene som er benyttet her, viser tabellen at årlig avbruddsvarighet reduseres fra flere timer til noen minutter. I alternativ e) presentert i Tabell 4, er common mode- eller fellesfeil inkludert for noen av fellesføringene i sentral- og regionalnettet i Oslo. Dette gir som tabellen viser spesielt utslag for regionalnettstasjon A. Dataunderlaget for slike fellesfeil er spinkelt, og analysene er basert på stipulerte data, se appendix 2.

Resultatene for avbruddsfrekvens viser relativt store avvik fra *gjennomsnittet* for leveringspunktene i Oslo sammenliknet med Hafslund Nett sin avbruddsstatistikk. I gjennomsnitt for perioden 2003 – 2007 har det vært 0,45 avbrudd pr år pga feil i anlegg med spenning ≥ 33 kV. Forskjellen kan i noen grad forklares med at beregningene ikke inkluderer alle typer feil (for eksempel alle de avhengige), og 47 kV-nettet er ikke realistisk representert. Videre er Statnett sin

feilstatistikk benyttet i stedet for Hafslund Nett sine egne data, og det er noe ulike perioder (årstall) som ligger til grunn for gjennomsnittsdatabene.

Til tross for at analysen har tatt utgangspunkt i at nettet er maksimalt belastet hele året, gir resultatene lavere avbruddsfrekvens i gjennomsnitt enn avbruddsstatistikken skulle tilsi. Imidlertid gir analysen urealistiske høye avbruddsvarigheter ettersom det ikke har vært mulig innenfor foreliggende OPAL prototyp og rammene av prosjektet å ta hensyn til reserveforbindelser og muligheter for gjenoppretting av forsyning ved omkoblinger.

For å illustrere hvilken betydning lastsituasjonen *kan ha* for avbrudd til leveringspunktene, er det også gjort beregninger for alternativene a) og f) med utgangspunkt i en belastning lik 60 % av maksimal last. Tilfelle a) (kun enkeltutfall av linjer) gir, med de øvrige forutsetninger som tidligere, ingen avbrudd for noen av leveringspunktene i 33 kV-nettet. Tilfelle f) (enkeltutfall av linjer og transformatorer samt dobbeltutfall linjer) gir ingen avbrudd for regionalnettstasjonene A og B, men et ørlite bidrag til avbrudd for et par andre stasjoner. Imidlertid gir dette urealistisk lav avbruddsfrekvens sammenliknet med avbruddsstatistikken (som nevnt ovenfor).

De utfallskombinasjonene som representerer de minimale kuttene for disse to leveringspunktene og dermed gir avbrudd med de forutsetningene som her er benyttet, er i analysen funnet å være følgende (for maksimallast-situasjonen):

- Regionalnettstasjon A:
 - o Enkeltutfall av fem ulike transformatorer (i sentral- og regionalnettsstasjoner)
 - o Enkeltutfall av fire ulike kabler fra innføringsstasjoner
 - o Common mode: Utfall av flere kabler i samme grøft
- Regionalnettstasjon B:
 - o Enkeltutfall av tre forskjellige kabler fra innføringsstasjoner
 - o Common mode: Utfall av flere kabler i samme bro

6.3 Aktuelle tiltak for gjenoppretting og utetider

OPAL-metodikken er i utgangspunktet spesifisert og implementert som et verktøy for planleggingsformål der en typisk er interessert i å finne forventningsverdier (evt. med spredningsmål) for leveringspålitelighet/ avbruddsforhold ”i det lange løp”, som underlag for investeringsanalyser mm.

Hafslund Nett oppgir at de i praksis har forskjellige aktuelle tiltak for gjenoppretting av strømforsyning etter utfall i sentral- og regionalnettet:

- Koble om last i distribusjonsnettet
- Provisoriske forbindelser
- Flytte transformatorer
- Etablere provisoriske koblingsanlegg
- Utkobling av elektrokjeler
- Rasjonering – sonevis utkobling

Typiske utetider (gjenopprettingstider) for ulike typer feil/ hendelser vil være som følger:

- Omkobling mulig fra driftssentral
 - o Utetid inntil 1 time
- Omkobling ute i distribusjonsnettet
 - o Utetid inntil 4 - 24 timer

- Flytting av transformatorer
 - o Utetid inntil 4 døgn
- N-2 situasjoner i regionalnettet
 - o Utetid inntil 4 døgn

Det er fullt mulig å benytte OPAL-metodikken til å foreta analyser for en konkret driftssituasjon som f.eks. varer i noen timer og å legge opp til forskjellige gjenopprettingsstrategier/- prosedyrer avhengig av type feil, hvor i nettet, hvilke leveringspunkt osv. Dette vil imidlertid kreve betydelig flere detaljer og større datamengder, samt noen nye algoritmer i verktøyet. Innenfor dette prosjektet er det ikke rom for å videreutvikle metodikken eller å innhente og bearbeide flere data.

6.4 Forslag til videre arbeid med case

Resultater beskrevet foran gjelder beregninger for sentralnettet og regionalnettet, jfr. Figur 5. Det blir for omfattende innenfor rammene av DECRIS å skulle gjennomføre beregninger også for distribusjonsnettet, dvs. t.o.m. nivå 4 i Figur 5. Imidlertid er dette nivået mer interessant for de øvrige infrastrukturene ettersom de fleste sluttbrukerne er tilknyttet her eller i lavspenningsnettet (nivå 5). I det videre arbeidet er det derfor aktuelt å ta utgangspunkt i en konkret regionalnettstasjon og foreta en konsekvenskartlegging for hhv. telefoni, T-bane, trikk, jernbane, post, helseinstitusjoner, vannpumpeanlegg osv., basert på kunnskap om hvor i nettet under regionalnettstasjonen de ulike får sin strømforsyning fra. Det foreslås å gjennomføre dette for to ulike scenarier:

- Hva/hvilke punkter og funksjoner blir berørt?
- Hvilke konsekvenser gir avbrudd i hhv 4 timer og 24 timer (for en kald vinterdag)

8 Risikovurdering

I grovanalysen ble den type hendelser (utfall) som her er analysert og listet opp i kap. 1, vurdert til å representere lav risiko for liv og helse og middels risiko for tilgjengelighet av infrastrukturen, i det generelle tilfellet. Risikovurderinger framgår dels av ROS-analysene (se kap. 6.1, middels risiko), og dels fra Tabell 2, Tabell 3 og Tabell 4 der risikoindikatorene er gitt som antall og varighet av avbrudd samt ikke levert energi. Disse beregnes ut fra produkt av feilfrekvenser for ulike anleggsdeler og elektriske konsekvenser i form av avbrudd, og aggregeres for leveringspunktene som blir berørt. Feilfrekvensene er gjennomsnittstall basert på Statnett sine årsstatistikker og må sies å representere normale variasjoner for feil på anleggsdeler. Ingen kjente ekstremsituasjoner inngår i underlaget.

9 Aktuelle risikoreduserende tiltak

Driften gjenopprettes ved omkoblinger, i verste fall rasjonering. Det er sjelden nødvendig å vente på reparasjon. Hafslund Nett har to reserveaggregater i tillegg til reservekapasitet i nettet og omkoblingsmuligheter, og det finnes enkeltkunder som har egne reserveaggregater. I forbindelse med ROS-analysene er det allerede iverksatt risikoreduserende tiltak for de mest relevante truslene. Det foreligger også anbefalinger om ytterligere tiltak.

Hafslund Nett har utarbeidet egen beredskapsplan iht forskrift om beredskap i kraftforsyningen (BfK §1-4): *”Beredskapsplanen skal blant annet omfatte forberedelser og tiltak det kan bli nødvendig å iverksette ved ulykker, skader, rasjonering og andre ekstraordinære situasjoner som*

kan påvirke kraftforsyningens drift og sikkerhet. Beredskapsplanen skal samordnes med blant annet berørte myndigheter og andre relevante aktører.”

10 Metodiske utfordringer

I forbindelse med detaljanalysen og gjennomføringen av casen er det avdekket en del metodiske utfordringer som bør følges opp i et videre arbeid med å utvikle analysemetodikk som spesielt ivaretar avhengigheter innenfor og mellom infrastrukturer. Utfordringene er listet opp punktvis nedenfor:

- Kunnskap om hvilke sluttbrukere som er plassert hvor og hvilke som skal prioriteres ved gjenoppretting av forsyning (liv og helse prioritert)
- Konsekvenser for ulike sluttbrukere og øvrige infrastrukturer – må kartlegges separat av de berørte. Fordrer kunnskap om hva som finnes av reserve og beredskap hos sluttbruker
- Kartlegging av konsekvens for ulike typer årsaker/ hendelser
- Kunnskap om avhengigheter innenfor egen infrastruktur (common mode-feil) (dataunderlag) og sannsynligheter for slike feil
- Fellesfeil og andre avhengigheter mellom infrastrukturer:
 - o Kunnskap og informasjon om fellesføringer i grøfter, kulverter, tunneler, broer og om hvilke typer fellesfeil som kan oppstå (graving, brann med mer.)
 - o Kunnskap om fysiske/geografiske og logiske/ funksjonelle koblinger til andre infrastrukturer
 - o Informasjonsbehov om fellesføringer og funksjonelle/logiske avhengigheter (systemkunnskap) mm – krever samarbeid mellom flere aktører
- Videreutvikle metodikk/verktøy for beregning av leveringspålitelighet (OPAL) til å håndtere ulike fenomener av betydning samt ulike drifts- og gjenopprettingsstrategier (barrierer mht varighet av hendelser)
- Håndtering av informasjon unntatt offentlighet ifm analyser på tvers av infrastrukturer

11 Referanser

- [1] Samdal, K., Kjølle, G. H., Gjerde, O., Heggset, J., Holen, A. T.: Requirement specification for reliability analysis in meshed power networks. Trondheim: SINTEF Energiforskning AS, December 2006 (TR A6429/EBL-K 228-2006)
- [2] Kraftsystemutredning for Oslo, Akershus og Østfold 2007 – 2017, Hafslund Nett, <http://www.hafslund.no/files/File/nett/kraftsystem/kraftsystem2007.pdf>
- [3] Planbok for kraftnett, bind I, kap. 11, www.planbok.no
- [4] Definisjoner knyttet til feil og avbrudd i det elektriske kraftsystemet, Versjon 2. Oslo: NVE, EBL, Statnett, SINTEF Energiforskning, 2001, www.fasit.no
- [5] Driftsforstyrrelser 33 – 420 kV nettet. Årsstatistikk 200x, Statnett, kan lastes ned på www.fasit.no

12 Appendix 1 OPAL – metodikk for beregning av leveringspålitelighet i kraftnett

OPAL-metodikken er beskrevet i en kravspesifikasjon [1], og det er utviklet en prototyp av et verktøy i Matlab i kombinasjon med Excel basert på kravspesifikasjonen. Metodikken følger grovt sett følgende trinn/algoritme:

1. Definer nett, analysedybde og driftstilstander
For hver driftstilstand:
2. Generer liste med potensielt kritiske utfallskombinasjoner
 - a. Alle enkeltutfall
 - b. Alle avhengige dobbeltutfall
 - i. Fellesfeil (f.eks. 2 kraftledninger i samme trasé)
 - ii. Vern- og bryterfeil medfører utfall av naboenheter
 - c. Brukerspesifiserte høyere ordens utfall
3. Konsekvensanalyse for hver utfallskombinasjon
 - a. Beregn tilgjengelig kapasitet for hvert leveringspunkt for alle driftstilstander
4. Beregn leveringspålitelighetsindekser for aktuelle leveringspunkt
Neste driftstilstand
5. Presenter resultater

Det beregnes følgende leveringspålitelighetsindekser for hvert leveringspunkt og for systemet totalt:

Indekser pr leveringspunkt	
λ	antall/år
U	timer/år
r	timer/avbrudd
P_{avbr}	kW eller MW/år
ILE	kWh eller MWh/år
IC	kr/år

OPAL gir årlige forventningsverdier som resultat, og er derfor i utgangspunktet implementert som et planleggingsverktøy. Verktøyet/metodikken må tilpasses for å beregne for en gitt driftssituasjon som gjelder i et bestemt tidsrom.

13 Appendix 2 Resultater fra eksempelberegninger med OPAL

Tabell 5 Avbruddsforhold beregnet for leveringspunkt i 33 kV nett. Alt. a) Enkeltutfall linjer. NB! Ikke hensyntatt reserve/ omkoblingsmuligheter. Årlige indekser.

Delivery point	Lambda (No/yr)	U (h/yr)	r (h/interr)	Pinterr (MW/yr)	ENS (MWh/yr)	IC (kNOK/yr)	ENS (% of Annu)	Annual demand (MWh/yr)
1	0,221433	22,41272	101,2167	2,064324	208,944	5069,783	0,031253	668563,2
2	0,21948	22,21504	101,2167	1,839403	186,1783	4517,399	0,043374	429240
3	0,124713	12,62304	101,2167	0,459225	46,48127	1127,814	0,008558	543120
4	0,062682	6,344465	101,2167	0,189694	19,20018	465,8699	0,005116	375278,4
5	0,315177	31,90118	101,2167	0,552824	55,95499	1357,683	0,013886	402960
7	0,06603	6,683339	101,2167	0,679729	68,79991	1669,349	0,015328	448862,4
8	0,261795	26,49803	101,2167	1,70857	172,9359	4196,087	0,025976	665760

Tabell 6 Avbruddsforhold beregnet for leveringspunkt i 33 kV nett. Alt. b) Enkeltutfall linjer og transformatorer. NB! Ikke hensyntatt reserve/ omkoblingsmuligheter. Årlige indekser.

Delivery point	Lambda (No/yr)	U (h/yr)	r (h/interr)	Pinterr (MW/yr)	ENS (MWh/yr)	IC (kNOK/yr)	ENS (% of Annu)	Annual demand (MWh/yr)
1	0,287333	71,74916	249,7073	2,57065	569,2739	13585,61	0,085149	668563,2
2	0,26748	59,17348	221,2258	2,234119	480,6277	11474,83	0,111972	429240
3	0,154813	37,20348	240,3124	0,664483	236,9062	5623,57	0,043619	543120
4	0,080582	18,72247	232,3405	0,279153	81,06225	1928,071	0,021601	375278,4
5	0,350977	56,65718	161,427	1,147782	467,3737	11082,17	0,115985	402960
7	0,11403	43,64178	382,7219	0,976234	289,638	6887,483	0,064527	448862,4
8	0,327695	75,83447	231,4178	2,149394	491,33	11720,34	0,0738	665760

Tabell 7 Avbruddsforhold beregnet for leveringspunkt i 33 kV nett. Alt. c) Enkeltutfall linjer og transformatorer samt utfall av nabolinjer. NB! Ikke hensyntatt reserve/ omkoblingsmuligheter. Årlige indekser.

Delivery point	Lambda (No/yr)	U (h/yr)	r (h/interr)	Pinterr (MW/yr)	ENS (MWh/yr)	IC (kNOK/yr)	ENS (% of Annu)	Annual demand (MWh/yr)
1	0,291522	72,07026	247,2204	2,613256	572,2734	13659,35	0,085598	668563,2
2	0,270466	59,42066	219,6977	2,265485	483,0614	11534,43	0,112539	429240
3	0,157431	37,40183	237,5754	0,691238	239,1281	5677,84	0,044029	543120
4	0,081441	18,77676	230,5558	0,286875	81,5195	1939,404	0,021722	375278,4
5	0,353792	56,85543	160,7028	1,167153	469,198	11126,53	0,116438	402960
6	0,000452	0,020681	45,75178	0,005662	0,178961	4,631912	4,17E-05	429240
7	0,116231	43,84505	377,223	0,990804	291,0804	6922,504	0,064848	448862,4
8	0,331672	76,14349	229,5744	2,189653	494,0802	11788,04	0,074213	665760

Tabell 8 Avbruddsforhold beregnet for leveringspunkt i 33 kV nett. Alt. d) Som c) med vern og brytere. NB! Ikke hensyntatt reserve/ omkoblingsmuligheter. Årlige indekser.

Delivery point	Lambda (No/yr)	U (h/yr)	r (h/interr)	Pinterr (MW/yr)	ENS (MWh/yr)	IC (kNOK/yr)	ENS (% of Annu)	Annual demand (MWh/yr)
1	0,643527	72,5432	112,7275	6,29292	576,9254	13987,96	0,086293	668563,2
2	0,575968	59,87171	103,9498	5,048058	486,8334	11795,66	0,113418	429240
3	0,46853	37,85634	80,79812	2,141325	240,9321	5803,084	0,044361	543120
4	0,223743	18,99729	84,90681	0,91672	82,28588	1990,983	0,021927	375278,4
5	0,752386	57,42649	76,32588	2,219423	470,3719	11211,92	0,116729	402960
6	0,018007	0,02889	1,604342	0,236002	0,292255	13,64781	6,81E-05	429240
7	0,313472	44,168	140,8994	3,09259	294,7455	7152,138	0,065665	448862,4
8	0,746852	76,72329	102,7289	5,657846	498,329	12091,99	0,074851	665760

Tabell 9 Avbruddsforhold beregnet for leveringspunkt i 33 kV nett. Alt. e) Enkeltutfall linjer og transformatorer samt avhengige feil (common mode/ fellesføringer). NB! Ikke hensyntatt reserve/ omkoblingsmuligheter. Årlige indekser.

Delivery point	Lambda (No/yr)	U (h/yr)	r (h/interr)	Pinterr (MW/yr)	ENS (MWh/yr)	IC (kNOK/yr)	ENS (% of Annu)	Annual demand (MWh/yr)
1	2,387409	281,753	118,0162	31,01913	3414,025	82635,69	0,510651	668563,2
2	0,26748	59,17348	221,2258	2,234119	480,6277	11474,83	0,111972	429240
3	2,994813	213,6367	71,33558	34,51522	2339,862	57621,9	0,430819	543120
4	0,080582	18,72247	232,3405	0,279153	81,06225	1928,071	0,021601	375278,4
5	0,370977	58,65718	158,1154	1,187685	471,3639	11179,02	0,116975	402960
7	0,12403	44,64178	359,9273	1,001611	292,1757	6949,079	0,065092	448862,4
8	0,357695	78,83447	220,3958	2,57754	534,1446	12759,57	0,080231	665760

Tabell 10 Avbruddsforhold beregnet for leveringspunkt i 33 kV nett. Alt. f) Enkeltutfall linjer og transformatorer samt dobbeltutfall nabolinjer. Alle utetider lik 1 time. Årlige indekser.

Delivery point	Lambda (No/yr)	U (h/yr)	r (h/interr)	Pinterr (MW/yr)	ENS (MWh/yr)	IC (kNOK/yr)	ENS (% of Annu)	Annual demand (MWh/yr)
1	0,28736	0,287346	0,999953	2,570959	2,570805	133,6342	0,000385	668563,2
2	0,267497	0,267488	0,999969	2,234316	2,234217	116,1374	0,000521	429240
3	0,154827	0,15482	0,999956	0,66459	0,664537	34,54375	0,000122	543120
4	0,080588	0,080585	0,999961	0,279201	0,279177	14,51211	7,44E-05	375278,4
5	0,351001	0,350989	0,999966	1,147915	1,147849	59,66682	0,000285	402960
6	4,04E-06	2,02E-06	0,5	3,49E-05	1,74E-05	0,00112	4,06E-09	429240
7	0,11404	0,114035	0,999957	0,976291	0,976262	50,74717	0,000217	448862,4
8	0,327721	0,327708	0,999961	2,149686	2,14954	111,7364	0,000323	665760

Tabell 11 Feilfrekvenser og reparasjonstider benyttet i caset, for kraftledninger, kabler, transformatorer og generatorer. Feilfrekvens i antall feil pr 100 enheter pr år og reparasjonstid i timer. Middelverdier 1996 – 2005 fra Statnetts årsstatistikk [5].

Component type	Type number	λ	r
Transmission line 420 kV	1	0,0008	28,5333
Transmission line 300 - 220 kV	2	0,0007	61,5833
Transmission line 132 kV	3	0,0019	91,4000
Transmission line 110 - 33 kV	4	0,0045	16,7000
Power cable 420 kV	5	0,0000	0,0000
Power cable 330 - 220 kV	6	0,0030	14,8000
Power cable 132 kV	7	0,0174	374,7167
Power cable 110 - 33 kV	8	0,0093	101,2167
Transformer 420 kV	9	0,0083	536,8000
Transformer 300 - 220 kV	10	0,0122	1000,2000
Transformer 132 kV	11	0,0036	367,6333
Transformer 110 - 33 kV	12	0,0057	30,8000
Generator 420 - 132 kV, > 150 MVA	13	0,5665	20,8833
Generator 420 - 132 kV, 150 - 100 MVA	14	0,1836	60,0500
Generator 420 - 132 kV, 100 - 50 MVA	15	0,1611	124,8833
Generator 420 - 132 kV, < 50 MVA	16	0,1150	70,3333
Generator 110 - 33 kV, 0 - 120 MVA	17	0,0988	N/A

Tabell 12 Feilfrekvenser, utetider og sannsynligheter for feil på vern og brytere [1]

Feiltype	λ eller p (sanns.)	r [timer]
Uønsket spontan utløsning	0,025 feil pr år	2
Betinget sannsynlighet for uteblitt utløsning	0,0205 (sannsynlighet)	0,5
Betinget sannsynlighet for uønsket uselektiv utløsning	0,007 (sannsynlighet)	0,5

For common mode-feil er det benyttet stipulerte verdier: Feilfrekvens lik 0,7 feil pr år for feil på 2 eller 3 kabler samtidig og 0,01 feil pr år for feil på flere kabler samtidig.