Utbygging Eidsvoll – Hamar (UEH)

RAM-analyse av UPS-funksjon i tekniske rom Venjar – Sørli

☑ Akseptert

☐ Akseptert m/kommentarer

☐ Ikke akseptert/kommentert
Revider og send inn på nytt

☐ Kun for informasjon

Sign:

00E	1. utgivelse	12.09.2017	JMØ	SIS	AGR
Revisjon	Revisjonen gjelder	Dato	Utarb. av	Kontr. av	Godkj. av

Tittel: Gardermobanen (Gardermoen) -Eidsvoll og Dovrebanen (Eidsvoll) – Hamar Venjar - Sørli RAM-analyse av UPS-funksjon i tekniske rom	Antall sider: **27** (inkl. vedlegg)	Entreprise:	
		Oppdragsnr.:	11570
	Produsent:	**Dr.Ing. A.Aas-Jakobsen AS** AAS-JAKOBSEN	
	Prod.tegn.nr.:		Rev.
	Erstatning for		
	Erstattet av:		

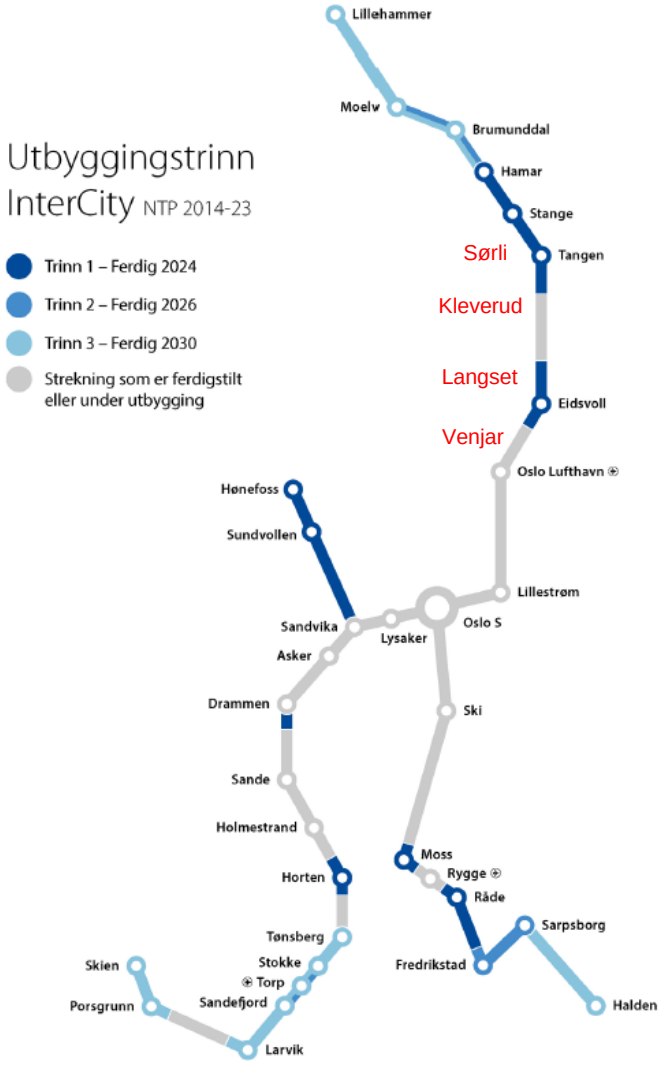
Prosjektnavn: Venjar – Langset og Kleverud - Sørli Prosjektnr.: 960301 og 960303	Dokument-/tegningsnummer: UEH-00-Q-56101	Revisjon: 00E
	FDV-dokument-/tegningsnummer:	FDV-rev.:

INNHOLDSFORTEGNELSE

1 INNLEDNING 3
1.1 Bakgrunn 3
1.2 Krav i teknisk regelverk 4
1.3 Forkortelser 4
2 METODE OG MODELLBESKRIVELSE 5
2.1 Definisjoner 5
2.2 Systembeskrivelse 5
2.2.1 HK – Høyspentkiosk – 22kV 6
2.2.2 HK – Høyspentkiosk – 400V fordelingstavle 7
2.2.3 Sentralnett, regionalnett og HK-er 8
2.2.3 Redundans 9
2.3 Simuleringsverktøy og modell 10
2.4 Simulering 11
3 ANTAKELSER OG AVGRENSNINGER 13
4 DATAGRUNNLAG 15
4.1 Komponentfeildata 15
4.2 Feildata for sentral-, regional- og høyspent distribusjonsnett 16
4.2.1 Fellesfeil mellom nettstasjoner 17
5 RESULTATER 20
6 KONKLUSJONER 25
6.1 Teknisk regelverk 25
6.2 Batteritid og design 25
7 ANBEFALINGER 26
8 REFERANSER 27

1 INNLEDNING

Strekningene Venjar – Langset og Kleverud – Sørli er en del av Intercity-prosjektet (IC-prosjektet). Målsetningen er gitt i Nasjonal transportplan 2014-23, å planlegge moderne dobbeltsporet jernbanenett for høy hastighet med tilhørende stasjoner og driftsanlegg der det fortsatt er enkeltsporet jernbane mellom Oslo og Lillehammer, Skien og Halden. IC-prosjektet skal også planlegge fremtidig ny jernbane med tilhørende fasiliteter mellom Sandvika og Hønefoss.



1.1 Bakgrunn

Bane NOR skal dimensjonere reservestrømsforsyningen for høyprioritetslaster på strekningen Venjar - Langset og Kleverud - Sørli. UPS (Uninterrupted Power Supply) skal sikre nødvendig strømforsyning til vitale funksjoner i jernbaneinfrastrukturen ved bortfall av den normale strømforsyningen. UPS-anlegget skal dekke forsyningen inntil annen (reserve-)strømforsyning er koblet inn (f.eks. aggregat eller redundant strømforsyning). Denne rapporten er utarbeidet på oppdrag fra Bane NOR/Aas-Jakobsen, hvor Safetec har gjennomført en RAM-analyse av det totale elkraftsystemet for strekningene Venjar - Langset og Kleverud - Sørli. Hensikten med analysen er å gi beslutningsstøtte for å ta stilling til hvor mange timer UPS-batteriet må kunne levere strøm i en situasjon der normal strømforsyning har falt ut. Dette ses opp mot krav til dimensjonering av reservestrømsforsyningen gitt i Teknisk regelverk (Ref. i).

1.2 Krav i teknisk regelverk

Teknisk regelverk for prosjektering og bygging av lavspent strømforsyningsanlegg til tekniske installasjoner langs jernbanen (JD 510, kapittel 8, avsnitt 2 og 4) (Ref. i) stiller krav til sikker reservestrømsforsyning. Utdrag fra JD 510 med viktige definisjoner og krav:

2 Strømforsyningssystemer

[…]

Reservestrøm defineres som forsyningssystem beregnet på å opprettholde funksjonen av en installasjon, eller del av en installasjon, ved avbrudd i den normale strømtilførsel, av andre grunner enn personers sikkerhet.

[…]

Reservestrømsforsyning omfatter:

- *Reservestrømsforsyning fra kontaktledningsanlegg (230 V, 16.7 Hz)*
- *Avbruddsfri strømforsyning (UPS) (50 Hz)*
- *Reservestrømsaggregat (50 Hz)*

[…]

4.3 Avbruddsfri strømforsyning, UPS

4.3.a) Funksjon: Avbruddsfri strømforsyning, UPS (Uninterrupted Power Supply), skal sikre levering til anlegg som ikke tåler avbrudd i strømforsyningen. UPS-anlegget skal dekke forsyningen inntil annen (reserve-)strømforsyning er koblet inn (f.eks. aggregat)

[…]

4.3.b.2) Utførelse: Uten annen reservestrømskilde skal batterikapasiteten dimensjoneres for full belastning i minimum 8 timer.

1.3 Forkortelser

Forkortelser som er benyttet i denne rapporten er presentert i Tabell 1-1 under.

Tabell 1-1 Forkortelser som er benyttet i denne rapporten

Terminologi/ forkortelse	Forklaring
DD	Dangerous Detected
DU	Dangerous Undetected
HK	Høyspentkiosk
IC	InterCity
KL	Kontaktledning
kV	Kilovolt
MTTF	Mean Time To Failure
NTP	National Transport Plan
RAM	Reliability, Availability, Maintainability
SRO	Styring, Regulering og Overvåking
UPS	Avbruddsfri strømforsyning (Uninterruptible Power Supply)

2 METODE OG MODELLBESKRIVELSE

2.1 Definisjoner

Begrep med tilhørende definisjon er presentert i Tabell 2-1 under.

Tabell 2-1 Definisjoner som er benyttet i denne rapporten

Begrep	Definisjon
Sentralnett/regionalnett	Sentrale og regionale strømforsyningsnett på Østlandet, driftes av Statnett.
Høyprioritetslaster	Alle laster tilkoblet prioritert kraft
UPS	Batteripakke plassert i hver HK; inkluderer også omformer, likeretter og automatisk bypass av batteripakken ved feil. Skal sikre levering av strøm med ubrutt sinuskurve til alle høyprioritetslaster ved tap av normal strømforsyning. UPS begrepet i denne rapporten inkluderer også det vanlige begrepet, «flatpack», hos tele.

2.2 Systembeskrivelse

Strekningene Venjar - Langset og Kleverud - Sørli er i analysen definert som strekningen fra HK (høyspentkiosk) 21 Venjar til HK 27 Minnesund bro syd og fra HK 42 Kleverud til HK 52 Sørli. Analysen dekker påliteligheten til elkraftsystemet for høyprioritetslaster ved de totalt 19 HK-ene.

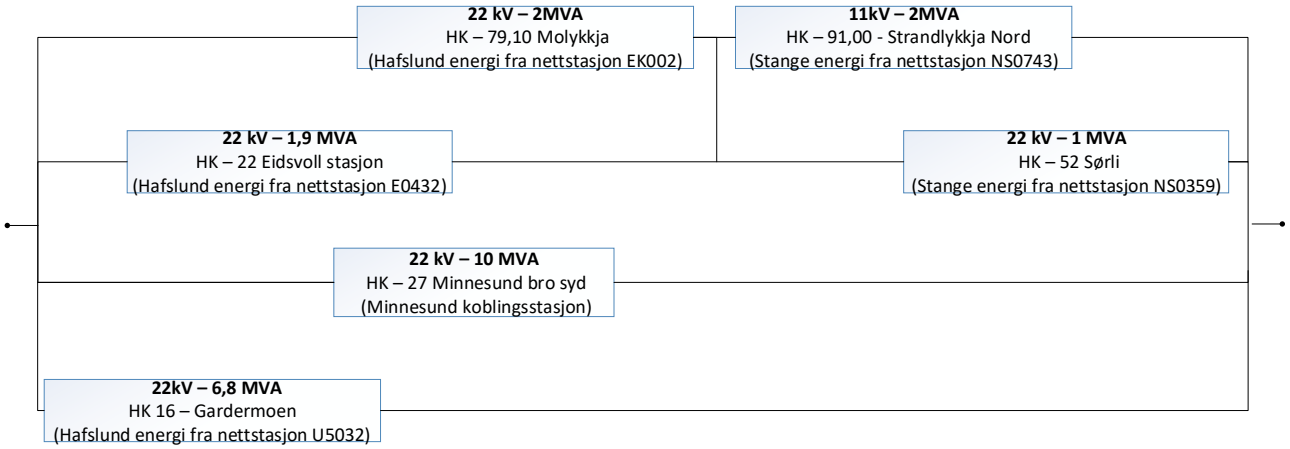
For strekingene Venjar - Langset og Kleverud - Sørli er det totalt fem innmatingspunkter som forsyner anlegget med strøm. Merk at tre av innmatingspunktene er tilkoblet HK-er som ligger utenfor strekningene Venjar - Langset og Kleverud – Sørli. De er inkludert i analysen på grunn av at innmatingsstasjonene i enten normal situasjon eller ved en feil/utkobling vil/kan forsyne strøm til HK-er som er en del av strekningene som analyseres. Viser til Tabell 2-2 under for mer informasjon.

Tabell 2-2 Innmatingsstasjoner for strekningene Venjar - Langset og Kleverud - Sørli

Innmatingsstasjon	Lokasjon	Normalt tilkoblede HK-er til innmatingsstasjon	Kommentar
U5032 (22kV – 6,8 MVA)	HK 16 Gardermoen	HK 16 til HK 18	Innmatingsstasjon og tilkoblede HK-er ligger utenfor strekningen som analyseres i denne analysen
E0432 (22kV – 1,9 MVA)	HK 22 Eidsvoll stasjon	HK 19 til HK 25 (totalt 8 HK-er)	HK 19 og HK 20 ligger utenfor strekningen som analyseres i denne analysen
Minnesund koblingsstasjon (22kV – 10 MVA)	HK 27 Minnesund bro syd	HK 26 til HK 78,21 (totalt 4 HK-er)	HK 76,85 og HK 78,21 ligger utenfor strekningen som analyseres i denne analysen
EK002 (22kV – 2 MVA)	HK 79,10 Molykkja	HK 79,10 til HK 87,76 (totalt 8 HK-er)	Innmatingsstasjonen ligger utenfor strekningen som analyseres i denne analysen

Innmatingsstasjon	Lokasjon	Normalt tilkoblede HK-er til innmatingsstasjon	Kommentar
NS0743 (11kV – 2 MVA)	HK 91,10 Strandlykkja nord	HK 91,00 til HK 46 (totalt 6 HK-er)	Innmatingsstasjonen og HK 91,10 ligger utenfor strekningen som analyseres i denne analysen
NS0359 (11 kV – 1,0 MVA)	HK 52 Sørli	HK 47 til HK 52 (totalt 6 HK-er)	-

Figur 2-1 under viser pålitelighetsblokkdiagrammet for innmatingsstasjonene for strekningen Venjar – Langset og Kleverud – Sørli. Blokkdiagrammet illustrerer robustheten i systemet. Om man kan finne en linje fra venstre til høyre gjennom «boksene» og boksene man passerer representerer nettstasjoner som fungerer, har man strømforsyning til hele strekningen. Man kan f.eks. velge den nederste ruten gjennom U5032, Gardermoen. Altså holder det at Gardermoen fungerer for at hele strekningen skal få den nødvendige strømforsyningen.



Figur 2-1 Pålitelighetsblokkdiagram for innmatingsstasjoner

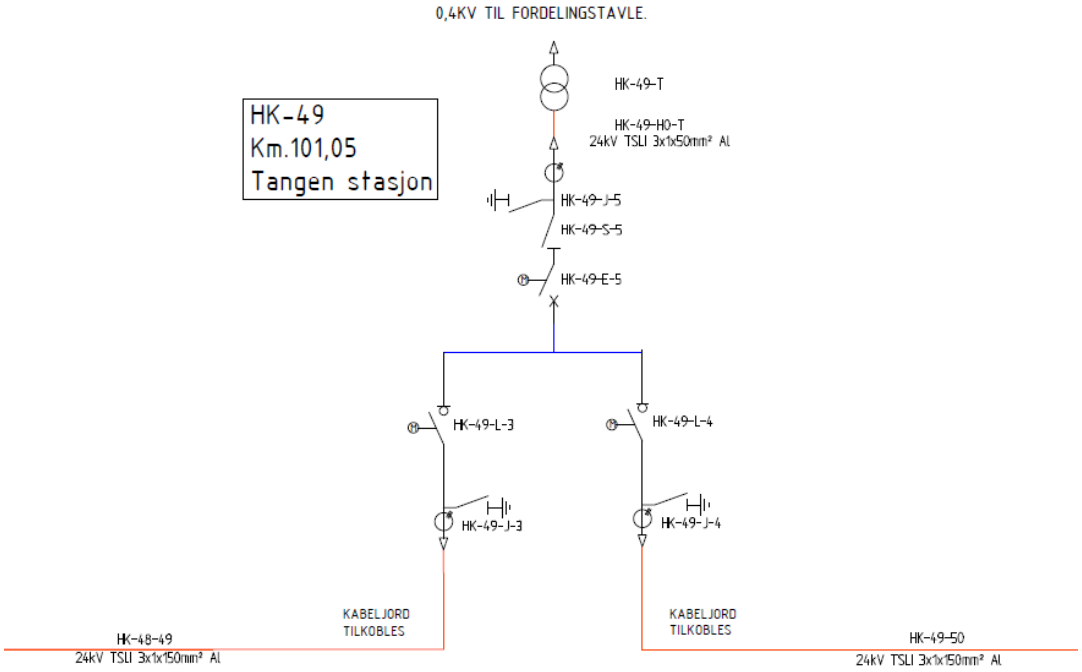
Kommentarer til Figur 2-1:

- Det er høy grad av redundans for innmatingsstasjonene
- Følgende kombinasjoner av innmatingsstasjoner må være operative for å sikre nødvendig strømforsyning for høyprioritetlastene for strekningene Venjar – Langset og Kleverud – Sørli:
  - «U5032 – Gardermoen» (kan forsyne hele strekningen med strøm alene), eller
  - «Minnesund koblingsstasjon, tilkoblet HK 27», (kan forsyne hele strekningen med strøm alene), eller
  - «E0432 Eidsvoll stasjon» i kombinasjon med enten «NS0743 Strandlykkja nord» eller «NS0359 Sørli», eller
  - «EK002 Molykkja» i kombinasjon med enten «NS0743 Strandlykkja» nord eller «NS0359 Sørli»
- Det er høyst usannsynlig med så mange uavhengige feil samtidig som kreves for at innmatingsstasjonene ikke skal kunne levere strøm. Men det er også observert fellesfeil, og enkelte av disse kan slå ut så mange innmatingsstasjoner samtidig at det resulterer i manglende strømforsyning. Dette er også tatt hensyn til i simuleringsmodellen.

2.2.1 HK – Høyspentkiosk – 22kV

Figur 2-2 viser et eksempel på en HK (22kV-delen). Hver HK ligger plassert mellom to HK-er og mates fra én av disse via en 22kV-linje, med mulighet for å koble om for mating fra motsatt HK.

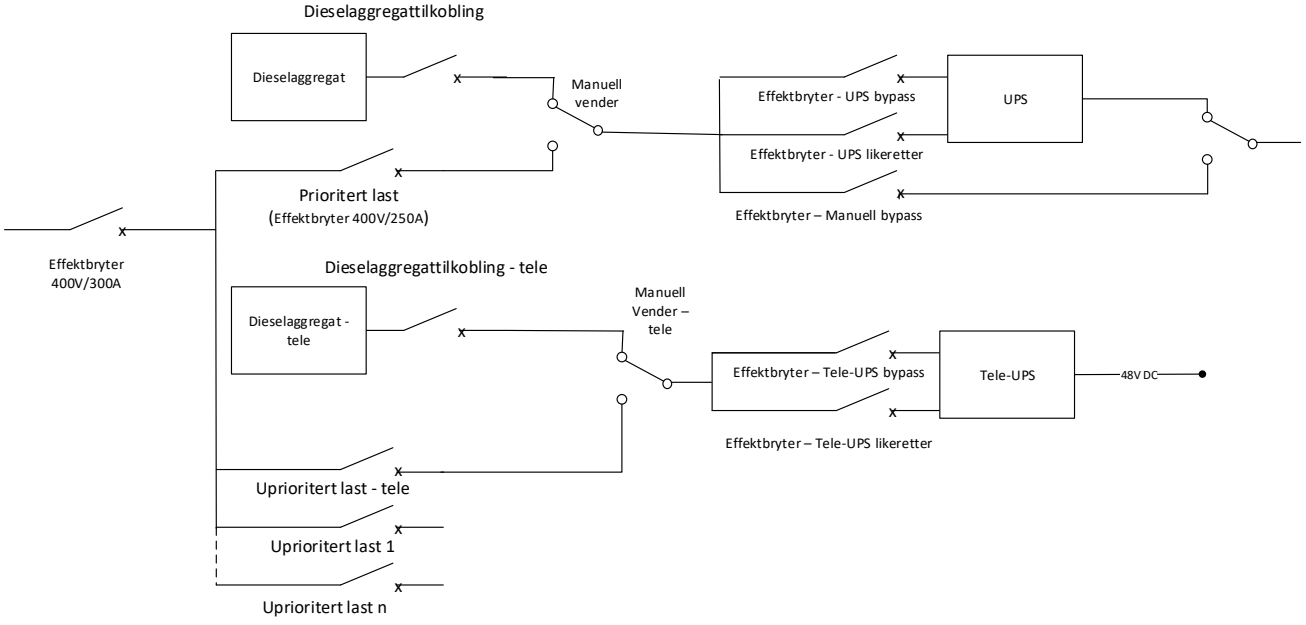
Unntaket er de HK-ene som ligger nærmest tilhørende innmatingsstasjon; disse mates (i en normal situasjon) direkte fra sin innmatingsstasjon.



Figur 2-2 HK – 22kV-delen

2.2.2 HK – Høyspentkiosk – 400V fordelingstavle

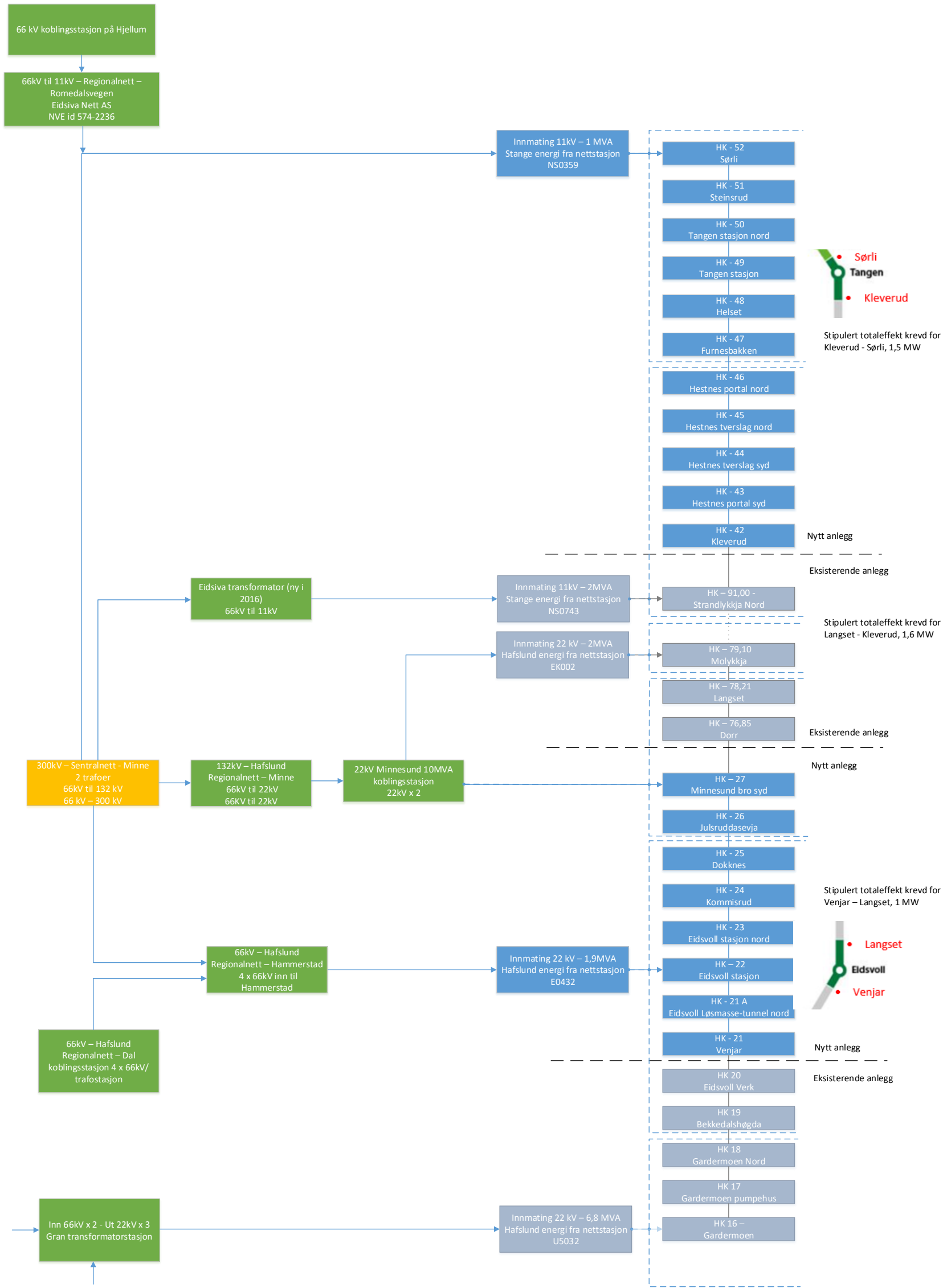
Figur 2-3 viser et eksempel på en 400V-fordelingstavle i en HK. Høyprioritetsbelastninger er koblet til kurs for prioritert last i hver HK. Hver HK inneholder en UPS som skal sikre uavbrutt strømlevering ved midlertidig avbrudd i bakenforliggende nett. I tillegg er det en separat UPS for telesystemet.



Figur 2-3 HK – 400V-fordelingstavle

2.2.3 Sentralnett, regionalnett og HK-er

Figur 2-4 viser en oversikt over sentralnett, regionalnett og HK-er og hvordan disse (i normal situasjon) er koblet sammen for strekningen Gardermoen - Sørli. HK-ene mates fra regionalnett, som igjen mates fra sentralnett. Merk at på regionalnett- og sentralnett-nivå er det flere kombinasjoner enn hva som er illustrert på figuren under, spesielt gjelder dette for området ved Gardermoen hvor det er mange ulike omkoblingsmuligheter for innmatingsstasjonen U5032.



Figur 2-4 Sentralnett, regionalnett og HK-er fra Gardermoen til Sørli

2.2.3 Redundans

Ved enkeltfeil som gir stans i strømforsyningen, i et hvilket som helst nivå fra sentralnett ned til HK kan matingen kobles om slik at strømforsyningen gjenopprettes.

2.2.4 System

Høyprioritetslastene på elkraftsystemet består av:

- Signalanlegg
- Fjernstyrings-kontrollenhet
- SRO – styring, regulering og overvåking, eks styring og overvåking av kontaktledning (KL)
- Lys i HK
- Koblingsanlegg 22kV
- Anvisningsskilt/nødbelysning (kun relevant for tunell)

Disse henter strøm fra prioritert kurs, som angitt Figur 2-3.

I tillegg har teleanlegg en egen UPS.

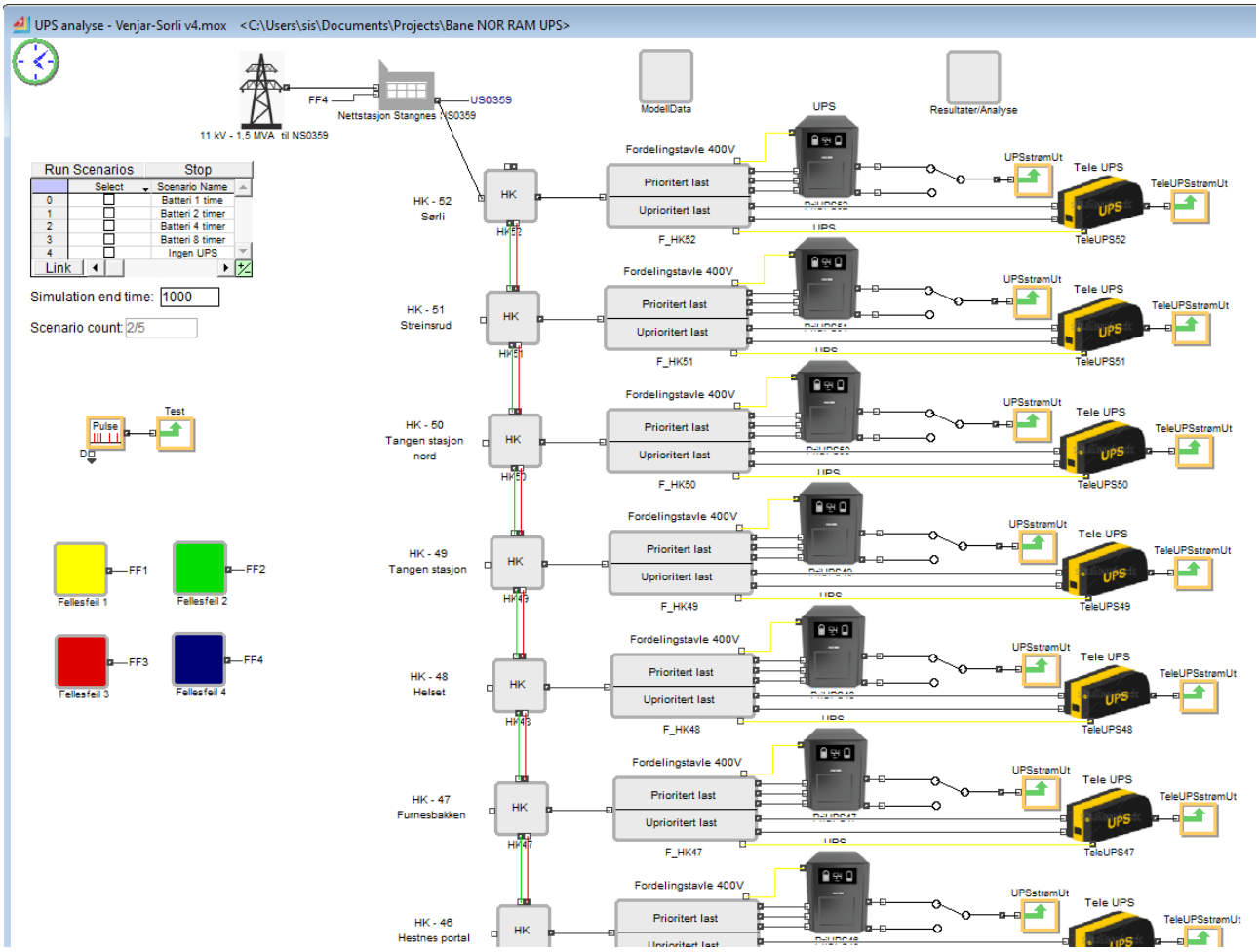
Resultatkapitlet opererer med to ulike definisjoner av tilgjengelighet. Det innebærer at systemet er tilgjengelig når:

1. Hver enkelt HK (19 stykk totalt) leverer strøm ut av (hoved) UPSen
2. Hver enkelt HK (19 stykk totalt) leverer strøm ut av hoved og tele-UPSen

Utilgjengelig system, systemfeil, og togstoppende feil er definert som at systemet ikke er tilgjengelig.

Systemtilgjengelighet er definert som gjennomsnittlig andel av tiden systemet er tilgjengelig.

2.3 Simuleringsverktøy og modell



Figur 2-5 Utsnitt av modell i ExtendSim

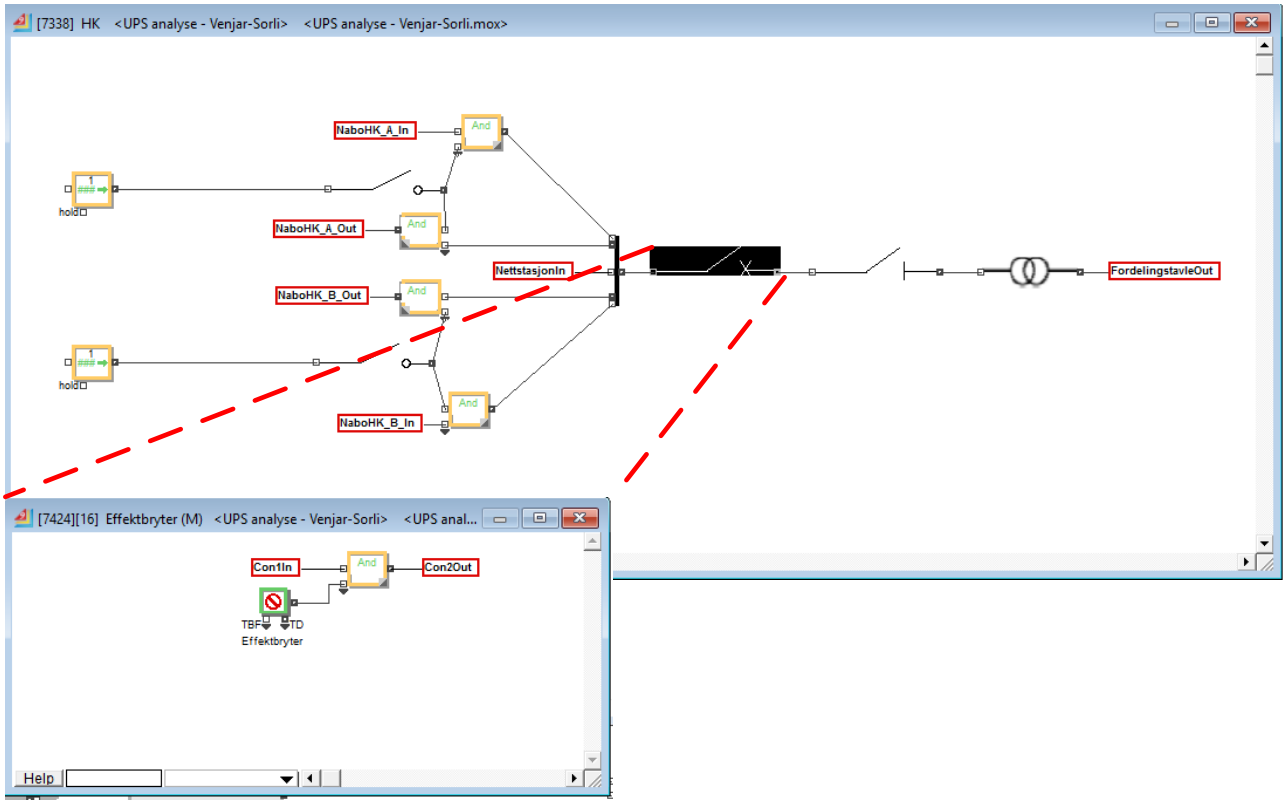
For å estimere tilgjengeligheten til høyprioritetslastene for prosjektet, benyttes simuleringsverktøyet, ExtendSim. Dette er et verktøy som ved Monte Carlo-simulering regner ut gjennomsnittlig tilgjengelighet over en bestemt periode. Modellen i ExtendSim består av et nettverk av noder, der hver node representerer en komponent i elkraftsystemet for prosjektet. Hver node er til enhver tid i én av to tilstander; fungerende eller sviktet tilstand. Tilstanden bestemmes av komponentens feilrate og reparasjonstid (nærmere beskrevet i kapittel 4). I nettverket er nodene koblet sammen via logiske blokker som gjenspeiler effekten ulike kombinasjoner av komponentsvikt har på tilstanden til systemet som helhet.

Et utsnitt av ExtendSim-modellen er vist i Figur 2-5. Modellen har en hierarkisk struktur hvor man kan gå inn i hovedkomponenter, subkomponenter og detaljer som angir logikk og ulike parameterverdier.

I Figur 2-6 vises en generisk HK (22kV-delen) og en effektbryter i denne. HK-en leverer strøm ut 400V-fordelingstavlen («FordelingstavleOut) så lenge den får strøm fra minst ett av koblingspunktene inn og det ikke er feil i komponenter inne i HK-en. UPS med batteripakke ligger nedstrøms transformatoren (ikke vist på tegningen under) og sørger for at det fortsatt leveres et signal (strøm) ut av HK-en en gitt tid (batteritiden) selv om det har skjedd en feil lenger bak i systemet. Effektbryteren består av en komponentblokk som generer feiltidspunkter i henhold til sannsynlighetsfordelingen for tid til feil (TTF) og reparasjonstid i henhold til

sannsynlighetsfordelingen for nedetid eller tid til reparasjon (TTR) som angitt. Når en komponentfeil inntreffer, slutter den å sende ut signal (ikke strøm), som forplantes videre i systemet fra komponentens lokasjon. Komponentfeilen rettes etter den angitte nedetiden og sender så ut signal (strøm) igjen som tidligere.

I tillegg inneholder modellen mer komplekse elementer som f.eks. skjulte feil i brytere som normalt står åpne, hvor reparasjonstiden ikke starter umiddelbart men kun når feilen blir oppdaget gjennom en test eller et reelt behov for å lukke bryteren (omkobling). Mobilisering og tilkobling av nødgenerator, manuell omkobling rundt UPS for prioritert last osv, er også elementer som er eksplisitt inkludert i simuleringsmodellen.



Figur 2-6 Eksempel på modelldetalj – HK 22kV og effektbryter

2.4 Simulering

Simuleringen består av syv scenarier. I fire av scenariene er alle parametere like, med unntak av kapasiteten til batteripakkene, angitt i antall timer batteritid. De øvrige scenarioene vurderer alternativer til dagens UPS-konfigurasjon og omkoblingsmuligheter:

- Batteritid 1 time for alle HK
- Batteritid 2 timer for alle HK
- Batteritid 4 timer for alle HK
- Batteritid 8 timer for alle HK
- Ingen UPS
- Omkobling om UPS endret fra en time (manuell omkobling) til 10 minutter (fjernstyrt omkobling)
- To redundante tele-UPSer/»flatpacks»

Tilgjengeligheten til systemet er i hvert scenario regnet ut som et gjennomsnitt over en simuleringsperiode på 1000 år.

En Monte Carlo-simulering skjer ved at datamaskinen trekker et tilfeldig utvalg av feiltidspunkt og reparasjonstider for alle komponenter i henhold til dataverdiene beskrevet i kapittel 4. I simuleringen er det den samme spesifikke sekvensen av hendelser (feiltidspunkt og reparasjonstider) som benyttes for alle de syv scenarioene. Det betyr at når en komponent i ett scenario svikter ved et gitt tidspunkt og har en gitt reparasjonstid, så vil nøyaktig det samme skje med denne komponenten i alle de andre scenarioene også, såfremt parameterverdiene som er ulike i disse scenariene ikke har innvirkning på akkurat denne komponenten. Dette gjør at de seks scenarioene er direkte sammenlignbare.

3 ANTAKELSER OG AVGRENSNINGER

Simuleringen som er beskrevet i avsnitt 2.3 og 2.4 er basert på antakelsene og avgrensningene som er listet i tabellen under

Tabell 3-1 Antakelser og avgrensninger

ID	Beskrivelse
System	
1.1	Analysen dekker samlet strømtilgjengelighet for høyprioritetslaster fra HK 21 Venjar til og med HK 27 Minnesund bro syd, og fra HK 42 Kleverud og til og med HK 52 Sørli. I tillegg er følgende innmatingsstasjoner som ligger utenfor strekningene modellert: •Gardermoen HK 16 (strømtilførsel går fra HK 16 til HK 21), •Molykkja HK 79,10 (strømtilførsel går fra HK 79,10 til HK 27) •Strandlykkja Nord HK 91,10 (strømtilførsel går fra HK 91,00 til HK 42)
1.2	Ved UPS-svikt i HK er det mulig å koble om manuelt til bypasslinjen for UPS. Manuell omkoblingstid antas å være 1 time.
1.3	Omkoblingstid for 22kV-brytere for mating i HK antas å være 10 minutter.
1.4	Forsinkelsestid for omlegging fra nettsystem som er utenfor Bane NOR sitt ansvar antas å være 10 minutter.
1.5	Alle HK-er har tilkoblingsmulighet for en mobil generator
1.6	Kun én mobil generator er tilgjengelig. Tilkoblingstid antas å være 1-2 timer. Dvs tiden fra man starter å mobilisere (drar for å hente generatoren) og til den er koblet på i den aktuelle HKen. Generatoren er plassert på Eidsvoll
1.7	I alle scenariene med UPS, antar vi at man venter en time fra feiltidspunktet til man begynner å mobilisere for generator. Dvs man ser først an feilen om den er langvarig nok til at generator trengs. I det femte scenariet (uten UPS) starter mobiliseringen umiddelbart.
1.8	Test av brytere i normalt åpen posisjon og kontrollenheter gjøres 2 ganger i året.
Feil og reparasjoner	
2.1	Det antas at pålitelighetsdata for en komponenttype kan benyttes på tvers av ulike spenningsnivåer (for eksempel benyttes lik feilfrekvens for effektbrytere som står henholdsvis på 400 V- og 22 kV-system).
2.2	Feildata er basert på generiske data. Dvs at feilfrekvens er reflektert av et «industrielt gjennomsnitt» for denne typen komponenter med noen variasjoner i design, geografisk lokasjon, omgivelser, osv
2.3	Alle komponentfeil som fører til systemfeil vil føre til umiddelbar mobilisering etterfulgt av reparasjon. Dette gjelder alle komponenter unntatt skjulte feil på brytere i åpen posisjon.
2.4	Feilhendelser på brytere som vanligvis står i åpen posisjon blir ikke oppdaget før det er gjort en test eller det er en systemfeil som krever omkobling. Når det inntreffer, starter mobilisering og reparasjon umiddelbart. Dette gjelder også skjulte feil på kontrollenhetene, altså feil som først avdekkes idet kontrollenheten skal skifte posisjon på en bryter.
2.5	Reparasjonstiden er lognormalfordelt med forventningsverdi på 10 timer, standardavvik på 20 timer og en lokasjonsparameter på 1 time. Lokasjonsparameteren angir en nedre grense som sikrer at ingen nedetid er mindre enn en time når en komponent har sviktet for å ta høyde for deteksjonstid, logistikktid osv i forkant av at en reparasjon starter. Forventningsverdien blir dermed 10+1 = 11 timer. Men med et så høyt standardavvik vil

	det være store variasjoner. I dette tilfelle vil det være høy sannsynlighet for kortvarige feil (typisk mellom 1 og 5 timer), lavere sannsynlighet på lengre og mer kompliserte feil på opptil et døgn, og en liten sannsynlighet for feil som varer opptil en uke (typisk havari som medfører behov for reservedeler som er vanskelige å få tak i raskt, ytterligere komplikasjoner ved reparasjon, o.l.). Denne sannsynlighetsfordelingen er brukt på alle komponenter i modellen.
2.6	For sentral- og regionalnettene antas det at nedetider registrert i perioden 1992 (tidligst)-2016 er representative for modellen. I simuleringen trekkes det tilfeldig fra dette utvalget/fordelingen (fra tilhørende sentral-/regionalnett) for å angi reparasjonstid.
2.7	Feildata for kontrollenhet for sentral- og regionalnettene er inkludert i data for de ulike nettene. Sentralt kontrollsystem anses for å være utenfor systemavgrensningene og er ikke inkludert i analysen.
2.8	Hver UPS er modellert som ett system med én feilrate. Dette inkluderer selve batteripakken i tillegg til f.eks. likeretter, omformer og intern bypass-linje.
Simuleringsmodell	
3.1	Ladetid for batterier regnes i modellen som neglisjerbart; når strømforsyning kommer tilbake etter bortfall vil batterier bli fulladet umiddelbart. Dette er en forenkling som er gjort av modelleringstekniske hensyn og gjenspeiler ikke forholdene i det faktiske systemet. Denne tilnærmingen er allikevel benyttet ettersom dette kun vil ha innvirkning på et usannsynlig scenario der strømforsyningen faller bort, kommer tilbake, for så å falle bort igjen før batteriet har rukket å bli ladet.
3.2	Det er antatt at feil på kontrollenhet fører til at alle brytere forblir i den posisjonen de er når feilen inntreffer og ikke kan endres før kontrollenheten er reparert. Det antas videre at feil på kontrollenhet kun vil være kritisk i kombinasjon med andre feil som fører til at en bryter i åpen posisjon må lukkes for å rute om strøm. Følgelig er feil på kontrollenhet kun inkludert for HK hvor det er brytere i normalt åpen posisjon.
3.3	Alle brytere vil beholde posisjonen ved tap av styrestrøm.
3.4	Konsekvensen av en komponentfeil eller kombinasjoner av komponentfeil er nedetid (for komponent eller system) i henhold til mobiliseringstid og påfølgende reparasjonstid. Det er ingen andre konsekvenser utover dette, slik at eksempelvis ødelagte komponenter, omstart av kontrollsystem ved kortvarige feil som forlenger nedetiden og så videre ikke er vurdert eller kan regnes som inngått i reparasjonstiden.
3.5	Fellesfeil på komponentnivå er ikke inkludert i analysen, det vil si feilårsaker som for eksempel brann i tekniske rom som kan føre til feil på flere redundante komponenter samtidig.

4 DATAGRUNNLAG

4.1 Komponentfeildata

Tid for komponentfeil er eksponentialfordelt, hvor forventet tid til feil er angitt i Tabell 4-1

Tabell 4-1 Komponentdata

Komponent	Forventet tid til feil	Kilde	Filter	Kommentar
Effektbryter	381 år	PDS Handbook 2013 (Ref. ii)	Circuit breaker incl. solenoid, kun DD- og DU-feil	Uklart om skillebrytere er med i dette datasettet eller ikke. Andre datakilder gir MTTF på henholdsvis 336 år (MIL-HDBK) og 769 år (Cigré).
Skillebryter Manuell vender Lastskille-bryter	400 år	Cigré report 511: Final report of the 2004-2007 international enquiry on reliability of high voltage equipment. Part 3: Disconnectors and Earthing switches (Ref. iii)	Tabell 3-12, Major failures, 60-100 kV, AIS	
Samleskinne	951 år	Kloeppel et al (Ref. iv)	Busbar	Basert på formel som innebærer 10% av feilraten til effektbryter multiplisert med antall effektbrytere. Har antatt 4 effektbrytere selv om det i virkeligheten varierer litt.
Transformator	192 år	Statnett årsstatistikk 2015 (Ref. v)	Tabell 3.2. Varige feil, snitt 2009-2015, 33-420 kV	Alternativ datakilde, NERC-TADS 2008&2009, gir mye lavere MTTF: 21 år. Statnett er vurdert som mer relevant.
UPS	12 år	OREDA Handbook, 2015 (Ref. vi)	UPS, kun kritiske feil	Hele UPS (inkl. bypasslinje, likeretter, omformer). Eltek Valere (Ref. vii) sendte pålitelighetsdata som gir MTTF = 11 år, altså veldig likt de generiske data. Feil som fører til intern bypass er ikke definert som kritiske og dermed ikke inkludert.

Komponent	Forventet tid til feil	Kilde	Filter	Kommentar
Elektrisk generator	3,8 år	OREDA Handbook, 2015 (Ref. viii)	Kun kritiske feil	-
Fobrennings-motor (til generator)	11,4 år	OREDA Handbook, 2015 (Ref. ix)	Kun kritiske feil	-

4.2 Feildata for sentral-, regional- og høyspent distribusjonsnett

Datagrunnlaget for sentral-, regional- og høyspent distribusjonsnett for strekningene i denne analysen er varierende. Noen nettstasjoner har erfaringsdata fra helt tilbake til 1995, mens andre nettstasjoner er helt nye og har ingen erfaringsdata. Erfaringsdata for de ulike innmatingsstasjonene er oppsummert under:

- U5032 - HK 16 Gardermoen, erfaringsdata fra 2010
- E0432 - HK 22 Eidsvoll stasjon, erfaringsdata fra 2006
- Minnesund koblingsstasjon - HK 27 Minnesund bro syd, ingen spesifikke erfaringsdata er tilgjengelig, men analysen har tatt utgangspunkt i erfaringsdata fra overliggende regionalnett som har erfaringsdata tilbake til 1995.
- EK002 - HK 79,10 Molykkja, ingen spesifikke erfaringsdata, men analysen har tatt utgangspunkt i erfaringsdata fra overliggende nett og nærliggende nettstasjoner (ny 2014/2015)
- NS0743 HK 91,10 Strandlykkja nord, ingen spesifikke erfaringsdata, men analysen har tatt utgangspunkt i erfaringsdata fra overliggende nett og nærliggende nettstasjoner (ny 2016)
- NS0359 HK 52 Sørli, ingen spesifikke erfaringsdata for denne nettstasjonen (ny 2013).

I de tilfeller der vi mangler spesifikke erfaringsdata har vi antatt at erfaringsdata fra nærliggende nettstasjoner gir et representativt utvalg av feilhendelser som også kan brukes for den spesifikke nettstasjonen.

Tabell 4-2 under presenterer feildataene som er brukt som et underlag for nettstasjonene i denne analysen. For de fire nettstasjonene Minnesund koblingsstasjon/EK002/NS0743/NS0359 er gjennomsnittsverdi av nærliggende nettstasjoner benyttet på grunn av mangel på spesifikk erfaringsdata.

Tabell 4-2 Driftstid og feildata for nettstasjoner

Nettstasjon	U5032	E0432	HK 27	EK002	NS0743	NS0359
Lokasjon	Gardermoen	Eidsvoll stasjon	Minnesund koblingsstasjon	Molykkja Nord	Strandlykkja Nord	Sørli
Driftstid (år)	6,17	10,54	(21,48)	-	-	-
Feilrate (år)	1,62	2,18	1,09	1,09	1,09	1,09
MTTF (år)	0,62	0,46	0,91	0,91	0,91	0,91

Tabell 4-3 Reparasjonstid for nettstasjoner i minutter

U5032	E0432	HK 27	EK002	NS0743	NS0359
Gardermoen	Eidsvoll stasjon	Minnesund koblingsstasjon	Molykkja Nord	Strandlykkja Nord	Sørli
6,17	10,54	21,48	10,98	10,98	10,98
1,62	2,18	1,09	1,09	1,09	1,09
0,62	0,46	0,91	0,91	0,91	0,91
0,02	0,42	0,05	0,05	0,05	0,05
29,66	8,50	5,55	5,55	5,55	5,55
0,38	44,20	17,40	17,40	17,40	17,40
0,03	0,17	32,34	32,34	32,34	32,34
0,02	0,17	0,02	0,02	0,02	0,02
228,85	0,48	5,59	5,59	5,59	5,59
0,02	0,17	30,60	30,60	30,60	30,60
0,02	0,30	0,57	0,57	0,57	0,57
0,02	55,94	0,70	0,70	0,70	0,70
0,02	3,95	1,99	1,99	1,99	1,99
	60,04	0,17	0,17	0,17	0,17
	0,35				
	0,35				
	3,75				
	4,85				
	52,79				
	3,60				
	0,17				
	90,43				
	0,35				
	154,52				
	33,25				
	0,33				

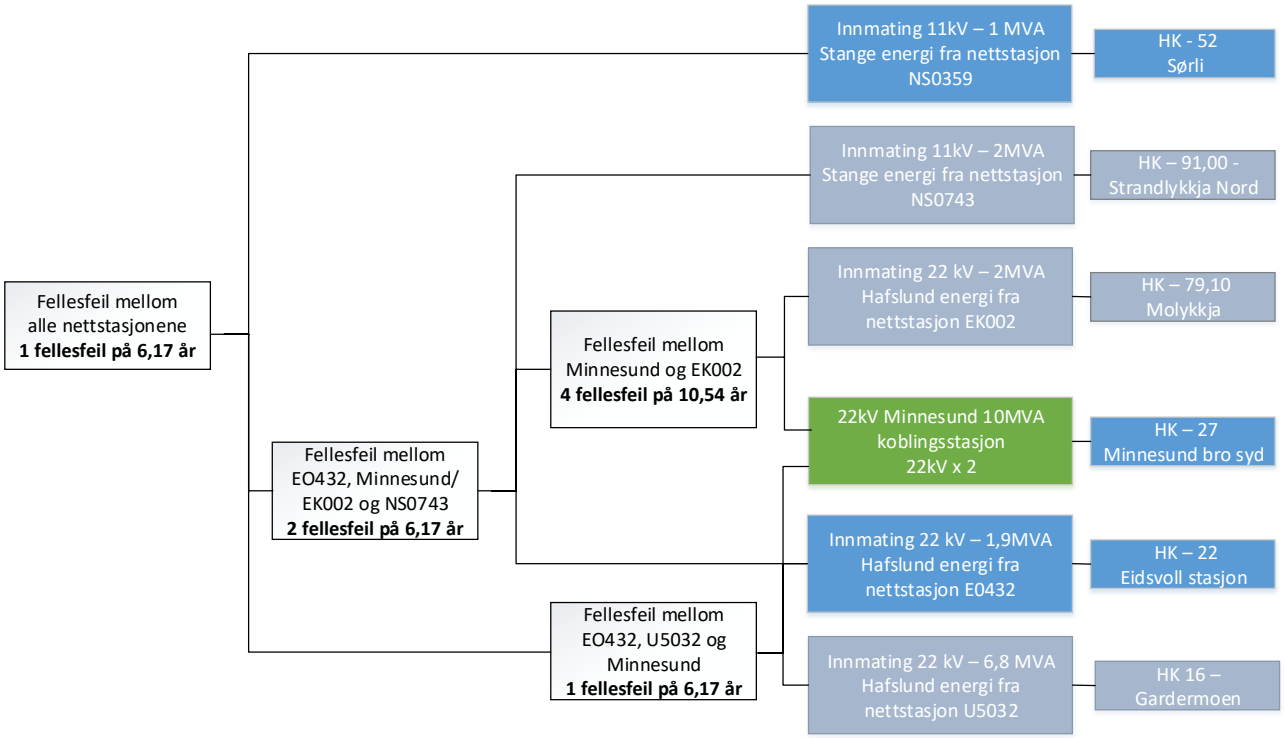
I simuleringen er reparasjonstid (presentert i minutter) for nettstasjonen trukket tilfeldig fra tilhørende kolonne i Tabell 4-3. Reparasjonstidene er basert på erfaringsdata for den spesifikke nettstasjonen og/eller erfaringsdata fra nærliggende nettstasjoner.

4.2.1 Fellesfeil mellom nettstasjoner

Figur 4-1 under viser sammenhengen mellom fellesfeil mellom de ulike nettstasjonene fra Gardermoen i sør til Sørli i nord. Hovedgrunnen til fellesfeil er at et av de overliggende nettene, eksempelvis regionalnettet eller sentralnettet feiler. I tilfeller der de overliggende nettene feiler kan

konsekvensen være at flere underliggende nettstasjoner blir berørt av den samme feilen. Fellesfeilene mellom de ulike nettstasjonene er identifisert gjennom datanalyse av erfaringsdatagrunnlaget for sentral-, regional- og høyspentdistribusjonsnettet.

Den mest kritiske fellesfeilen inntraff 01.03.2011, i dette tilfelle en feil i sentralnettet på Minne. Denne feilen slo ut alle nettstasjoner (inkludert nærliggende nettstasjoner) som vi har erfaringsdata fra i denne perioden. Nettstasjonen på Sørli var ikke i drift før i 2013 så det var ikke mulig å konkludere med om denne feilen også kunne ha påvirket denne nettstasjonen negativt. For å være på den konservative siden har denne analysen antatt at en slik feilhendelse også kan slå ut nettstasjonen på Sørli (ref «Fellesfeil mellom alle nettstasjoner» i figuren under).



Figur 4-1 Fellesfeil mellom nettstasjonene fra Gardermoen til Sørli

Tabell 4-4 presenterer feildataene som er brukt som et underlag for fellesfeil mellom de ulike nettstasjonene i denne analysen. For de fire nettstasjonene Minnesund koblingsstasjon/EK002/NS0743/NS0359 er fellesfeil konkludert på bakgrunn av nærliggende nettstasjoner og overliggende nett.

Tabell 4-4 Driftstid og feildata for nettstasjoner

Nettstasjon	Minnesund, EK002	E0432, Minnesund, EK002, NS0743	Minnesund, E0432, U5032	Alle nettstasjoner
Lokasjon	Minnesund	Minne, Minnesund	Minne, Frogner	Minne
Driftstid (år)	10,54	10,54	6,17	6,17
Feilrate (år)	0,38	0,38	0,16	0,16
MTTF (år)	2,63	2,63	6,17	6,17

I simuleringen er reparasjonstid (presentert i minutter) for fellesfeil trukket tilfeldig fra tilhørende kolonne i Tabell 4-5. I tilfeller der flere nettstasjoner blir berørt av samme feil vil det i de fleste tilfellene være ulik gjenopprettingstid/reparasjonstid for de ulike berørte nettstasjonene. I denne analysen er reparasjonstid for fellesfeil satt til å være den laveste gjenopprettingstid som er dokumentert i erfarings-datagrunnlaget.

Tabell 4-5 Reparasjonstid for fellesfeil i minutter

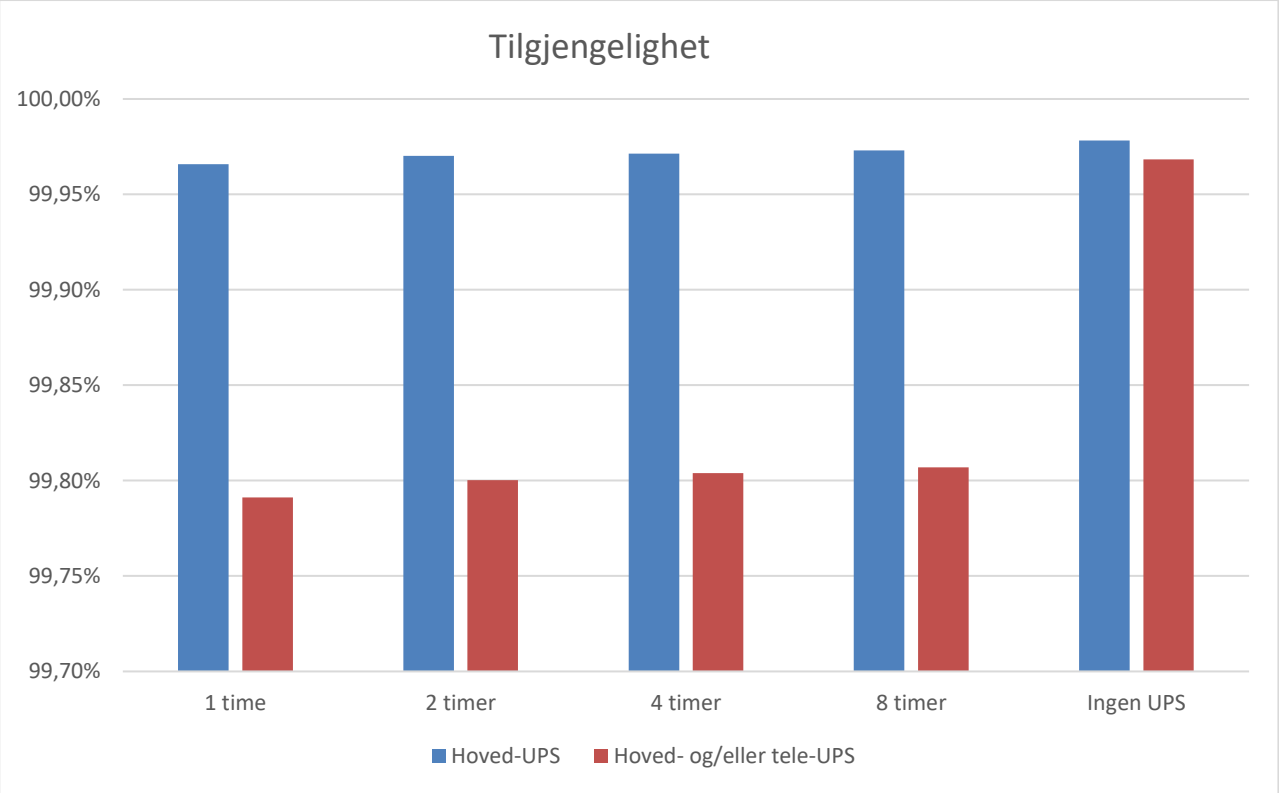
Minnesund, EK002	E0432, Minnesund, EK002, NS0743	Minnesund, E0432, U5032	Alle nettstasjoner
Minnesund	Minne, Minnesund	Minne, Frogner	Minne
7,88	10,54	21,48	10,98
3,85	2,18	1,09	1,09
13,03	0,46	0,91	0,91
6,42	0,42	0,05	0,05
46,92	8,50	5,55	5,55
2,00	44,20	17,40	17,40
21,60	0,17	32,34	32,34
4,35	0,17	0,02	0,02
0,40	0,48	5,59	5,59
0,27	0,17	30,60	30,60

5 RESULTATER

5.1 Effekt av batteritid

Resultatene fra analysen er presentert i dette kapitlet. De er basert på simuleringer av strøm-forsyningsmodellen med tilhørende antakelser og datagrunnlag som beskrevet i kapitlene 2, 3, og 4.

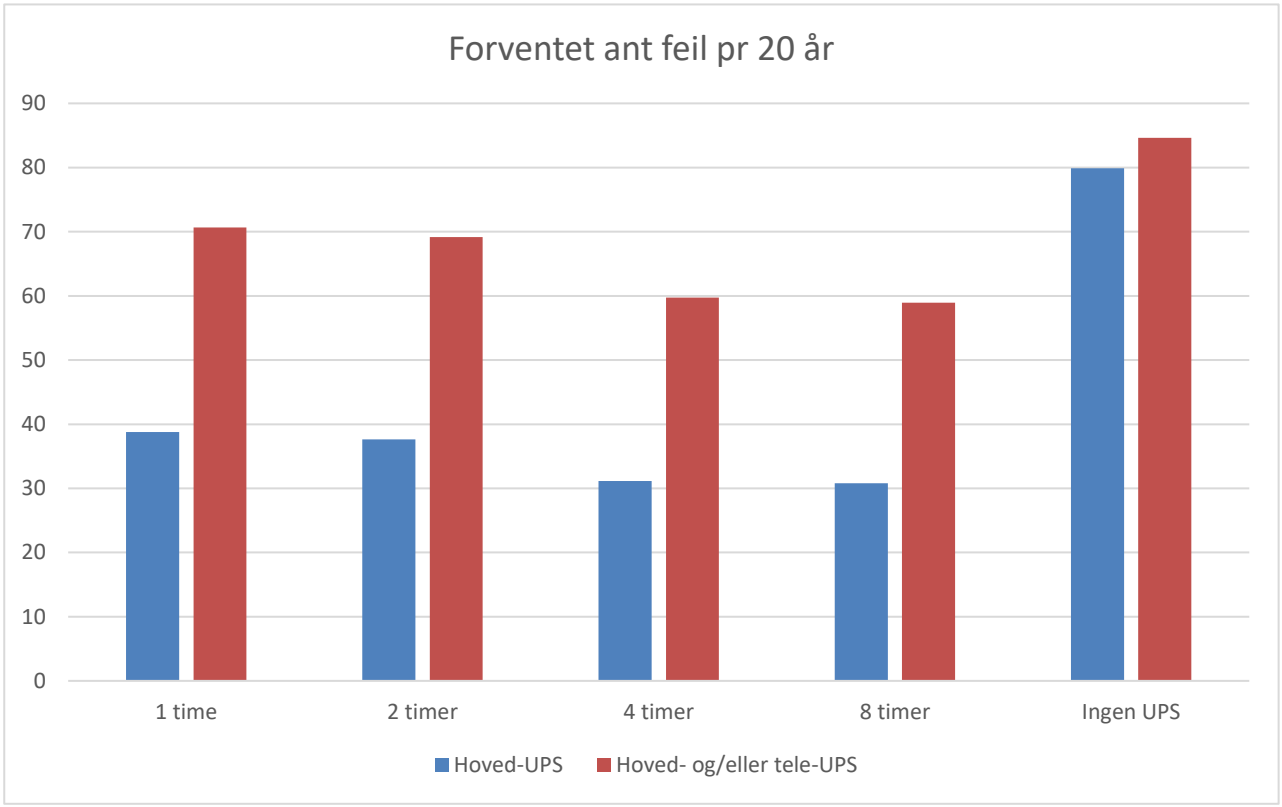
Figur 5-1 viser systemtilgjengelighet for de fire scenarioene med varierende batteritider og det femte uten UPS, som beskrevet i avsnitt 2.4. Stolpene viser tilgjengeligheten slik den er definert i avsnitt 2.2.3, dvs andel av tiden hvor alle innmatingspunktene får strøm. Den blå stolpen viser tilgjengelighet hvis man regner utilgjengelighet ut i fra feil på hoved-UPS. Den røde stolpen viser tilgjengelighet hvis man bare tar hensyn til alle feil, enten det er feil som omfatter hoved-UPS, tele-UPS eller begge samtidig. Generelt ligger tilgjengeligheten for hoved-UPS litt i overkant av 99,97%. Dette innebærer omkring 2,6 timer nedetid i året. Om man også tar hensyn til feil på tele-UPS, vil antall timer nedetid i året ligge på ca 17. Ved å fjerne UPSen øker tilgjengeligheten noe. Spesielt merkbart er det om man regner med feil på tele-UPS. Dette er fordi mer langvarige UPS feil blir fjernet og erstattet med kortvarige nedetider pga omlegging (som UPSen vanligvis dekker opp for).



Figur 5-1 Systemtilgjengelighet for ulike batteritider

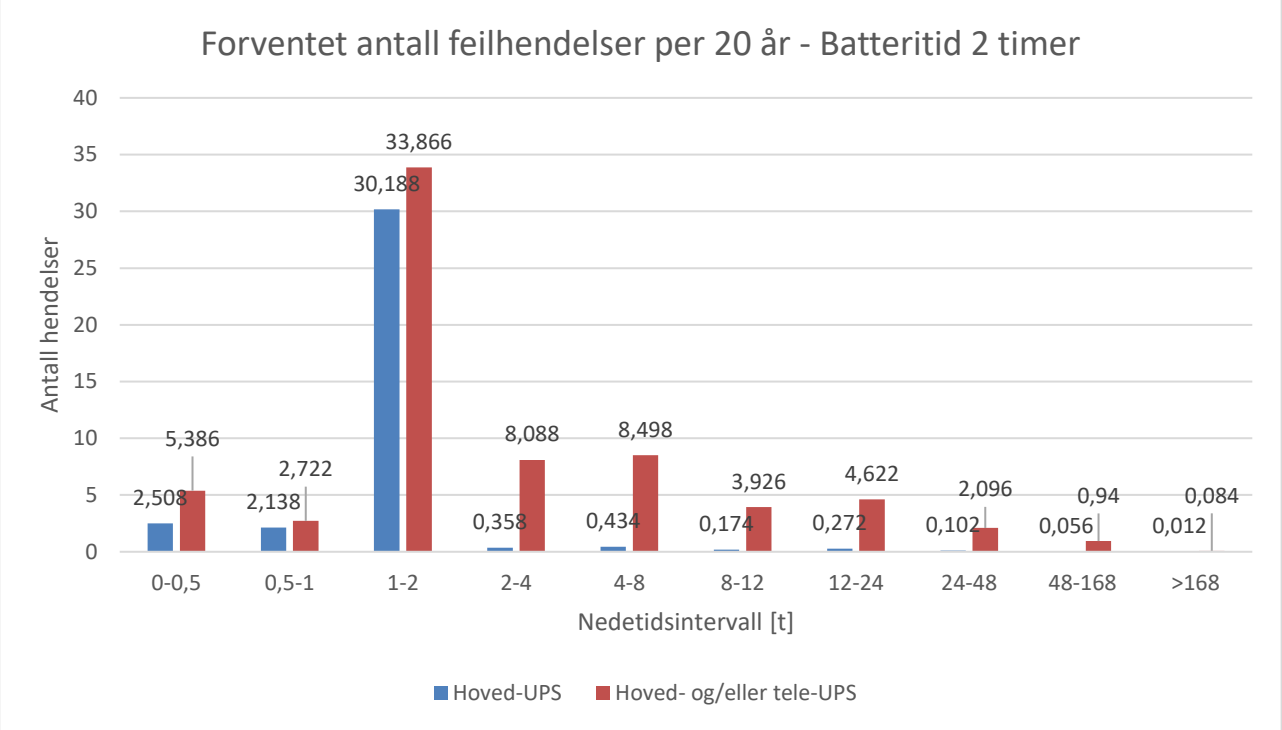
Systemtilgjengeligheten presentert over er et mål på total andel av tiden systemet er tilgjengelig. Hyppige, korte avbrudd vil gi samme tilgjengelighet som tilsvarende sjeldne, langvarige avbrudd, dersom total nedetid er den samme. Det er derfor hensiktsmessig å dele resultatene videre inn i hvor ofte systemsvikt forekommer og varigheten av hvert enkelt avbrudd (nedetid).

Figur 5-2 viser forventet antall hendelser per 20 år som fører til systemsvikt. Ved 1 time batteritid er forventet antall hoved-UPS feil 39 per 20 år. Ved å øke batteritiden til 8 timer, vil dette tallet reduseres til 31. Ingen UPS vil gi 80 feil på 20 år. Dette fordi omkoblinger grunnet bortfall fra enkelte nettstasjoner ikke vil dekkes opp av UPS og bidra til nedetid. Disse hendelsene vil påvirke både prioritert og uprioritert last samtidig og er hovedårsaken til det høye antallet hendelser i dette scenariet.



Figur 5-2 Antall systemfeil per 20 år (uavhengig av varighet) for ulike batteritider

Figur 5-3 viser antall hendelser med bortfall av strøm, fordelt på varighet. Vi ser at antall bortfall av prioritert last med varighet 1-2 timer peker seg ut. Dette skyldes at UPSen har relativt høy feilfrekvens og at manuell omkobling tar en time. Altså vil det i mange tilfeller bli en time nedetid på prioritert last, men disse havner altså i kategorien 1-2 timer. Ettersom tele-UPS ikke har noen manuell omkoblingsmulighet, vil nedetiden fordele seg mer jevnt fra en time eller to opp mot flere døgn. Scenariet med 2 timer batteritid er tilfeldig valgt for å illustrere dette, men mønsteret er relativt likt for de fire første scenariene i listen i kapittel 2.4.



Figur 5-3 Antall nedetider fordelt på varighet, 2 timer batteritid

Simuleringsmodeller gir også resultater angående kritikalitet eller viktighet av enkeltkomponenter. Om vi igjen bruker scenariet med batteritid på to timer som utgangspunkt får vi følgende kritikalitet på individuelt komponentnivå:

- Tele-UPS: 4,6%
- Hoved-UPS: 0,43%
- Manuell vender: 0,12%
- Øvrige komponenter (f.eks. bryter, samleskinne, transformator): <0,3%

Slike resultater sier noe om hvor viktig det ville være å forbedre en komponent sammenliknet med de andre. Det at tele-UPS har omtrent 10 ganger så høy kritikalitet som hoved-UPS, betyr at en forbedring av tele-UPS ville hatt 10 ganger mer effekt på tilgjengelighet enn tilsvarende forbedring av hoved-UPS. Det er imidlertid viktig å merke seg at kritikalitet er målt opp mot en hvilken som helst feilhendelse, inkludert feil på kun tele-UPS. Om man måler kritikalitet opp mot feil på kun hoved-UPS, blir resultatene ganske annerledes.

Det er åpenbart at de mest kritiske komponentene er de som har en direkte innvirkning på strømforsyningen når de feiler. Forskjellene i kritikalitet mellom disse forklares først og fremst med feilrate (UPS feiler oftere enn manuell vender) og nedetid (hoved-UPS har kort nedetid pga omkoblingsmulighet).

Et annet resultat som kan være interessant er hvor ofte det forventes at mobil generator trengs. Simuleringene viser at generatoren er i bruk 3 ganger i forventning i løpet av en 20-års periode.

5.2 Analyse av andre parametre

5.2.1 Egen tele-UPS

Det er tydelig ut i fra resultatene i kapittel 5.1 at det er en ulempe med egen tele-UPS når det gjelder pålitelighet og tilgjengelighet. Det er heller ikke pålitelighet som er bakgrunnen for at dette valget er tatt i design, men det kan være hensiktsmessig å vise i hvilken grad et slikt design går på bekostning av tilgjengeligheten. Så kan dette vurderes opp mot andre hensyn som er tatt i en slik beslutning.

Det er ikke nødvendig med nye simuleringer for å vise dette. Ettersom UPS er «endepunktet» i simuleringsmodellen, er resultatene ved å droppe en egen tele-UPS linje og hente strømforsyning til tele ut i fra hoved-UPS eller prioritert last allerede gitt. Den blå stolpen i Figur 5-1 og Figur 5-2 vil være den samme og man vil hente tele ut i fra prioritert last med tilgjengelighet og antall feilhendelser som angitt i disse figurene. Den røde stolpen vil da forsvinne ut eller være lik den blå ettersom det bare finnes en type UPS i systemet.

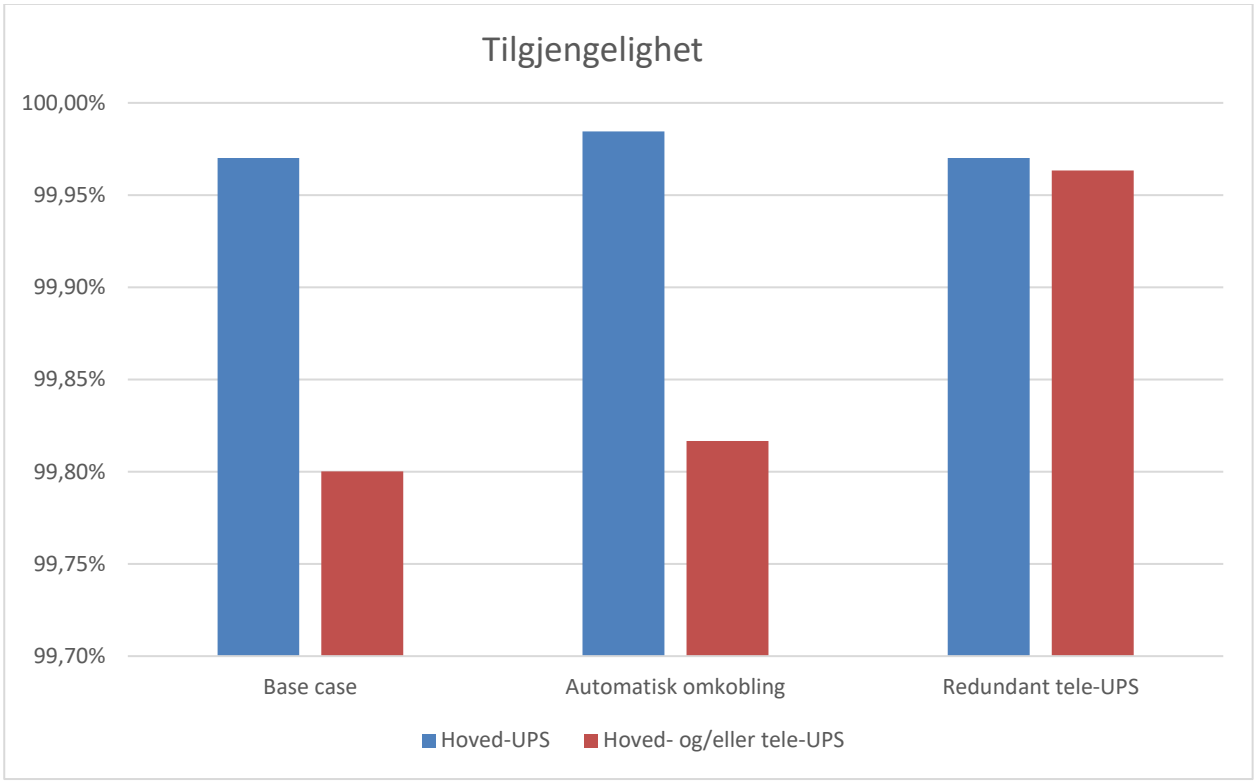
Med andre ord, antall feil på strømforsyning til tele vil halveres fra 60-70 til 30-40 forventede feil per 20 år, og tilgjengeligheten vil øke fra omtrent 99,8% til 99,97%.

En annen mulighet er å ha redundans på tele-UPS, dvs to «flatpacks» i parallell, hvor hver av dem har kapasitet til å forsyne all telekommunikasjon alene om den andre skulle svikte, uten behov for avbrudd for omkobling. Ved å simulere dette scenariet får vi tilgjengelighet og antall feil som vist i Figur 5-4 og Figur 5-5.

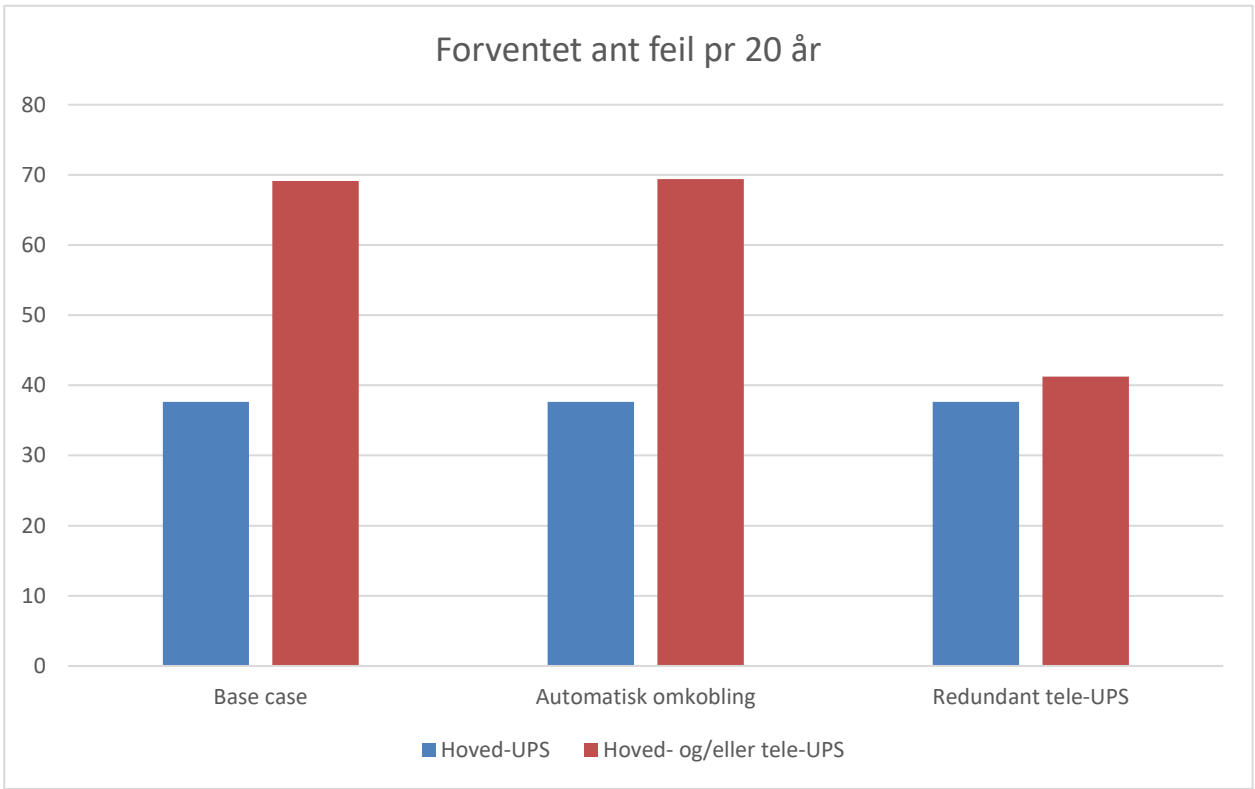
5.2.2 Automatisk omkobling, hoved-UPS

Et annet scenario er simulert, hvor omkoblingstiden når hoved-UPS feiler er redusert fra 1 time til 10 minutter. Her antar vi at denne omkoblingen er fjernstyrt og dermed går mye raskere. Hensikten med å simulere dette scenariet er for å se effekten fjernstyrt eller automatisk omkobling har på tilgjengeligheten til hoved-UPS. Det er ikke tatt stilling til hvorvidt slik fjernstyring er praktisk gjennomførbart. Om det er gjennomførbart og et reelt alternativ må gevinsten i form av økt tilgjengelighet veien opp mot kostnaden ved fjernstyrt omkobling.

Figur 5-4 sammenlikner tilgjengeligheten for manuell og fjernstyrt omkobling med batteritid på to timer. Tilgjengeligheten øker fra 99,970% til 99,984%, altså nesten en 50% reduksjon i nedetid.



Figur 5-4 Systemtilgjengelighet for alternative scenarier (alle med to timer batteritid)



Figur 5-5 Antall systemfeil per 20 år (uavhengig av varighet) for alternative scenarier

6 KONKLUSJONER

6.1 Teknisk regelverk

Det er høy grad av innebygd redundans i elkraftsystemet for strømleveranse til strekingene Venjar – Langset og Kleverud - Sørli. Det leveres strøm fra seks ulike innmatingsstasjoner. Hver enkelt HK kan på kort tid hente strøm fra øvrige sentral-/regionalnett dersom normal strømtilførsel skulle svikte. I tillegg til UPS, har dermed hver enkelt HK tilgjengelig reservestrømskilde gjennom redundante matinger ved avbrudd i normal strømtilførsel. Det ser ut til at fellesfeil som slår ut alle nettstasjonene kan forekomme. I slike tilfeller vil grad av redundans ikke hjelpe, men ettersom slike feil generelt er kortvarige vil UPSen kunne forhindre at disse får noen betydning.

Teknisk regelverk krever at batterikapasiteten dimensjoneres for 8 timer, med mindre annen reservestrømskilde er tilgjengelig. Ettersom strekningen har annen reservestrømskilde tilgjengelig, bortfaller kravet om 8 timer batterikapasitet for UPS. Dermed handler batterikapasitet først og fremst om en kostnadsoptimal vurdering.

Analysen dokumenterer at antall hendelser per år reduseres betraktelig ved å øke batteritiden fra 0 til 1 time, men at effekten er liten utover dette. Batteritid er videre drøftet i avsnittet under.

6.2 Batteritid og design

Resultatene viser tydelig at batteritiden generelt har liten betydning for den totale tilgjengeligheten. Uten UPS øker faktisk tilgjengeligheten til hoved-UPS fra 99,97 til 99,98%. Derimot blir antall feilhendelser redusert til om lag halvparten ved å ha UPS om enn bare med 1 time batteritid. Grunnen til at dette ikke merkes på tilgjengeligheten er at det stort sett er snakk om 10 minutters nedetider og de lengre nedetidene ved UPS-svikt gjør større utslag.

Etter at de korte nedetidene som følger av for eksempel omkobling av brytere og i noen tilfeller fellesfeil på nettstasjonene er fanget opp av batteriet, viser resultatene at det er lite å tjene på å øke batteritiden ytterligere. Det er fremdeles en god del hendelser som resulterer i nedetider mindre enn 8 timer, men disse kommer i stor grad av svikt i selve UPS-en og dermed vil ikke økt batterikapasitet kunne forhindre disse feilhendelsene. Økt batterikapasitet utover en time medfører relativt små reduksjoner i utilgjengelighet og antall hendelser.

Man ser noe nedgang i antall hendelser ved å gå fra 2 til 4 timer batteri. Dette er fordi 2 timer ikke er nok til å unngå nedetid i de tilfellene man kobler på generator (1 time ventetid iberegnet, se antakelse 1.7. Med 4 timer batteri rekker man å koble på generator uten å få avbrudd.

Grunnet manglende muligheter for manuell omkobling på Tele-UPS, er tilgjengeligheten målt i dette punktet vesentlig dårligere enn for UPS for prioritert last. Dersom ikke tele hadde behov for en egen UPS, ville den totale tilgjengeligheten med 1 time batteritid økt fra 99,79% til 99,97%, altså en vesentlig økning.

7 ANBEFALINGER

Basert på simulering og drøfting av resultatene (kapittel 5 og 6), virker 1 times batteritid som det optimale ut i fra et kost-nytte perspektiv. Men ettersom beredskapsanalysen stiller krav til at UPS skal dimensjoneres til 90 minutter, kan det være fornuftig å forholde seg til dette kravet. Uansett viser analysen at 90 minutter er tilstrekkelig tid til å koble om til annen reservestrømskilde ved bortfall av normal strømforsyning. Det vil i all hovedsak også være nok til å forsyne anlegget ved fellesfeil som forårsaker tap av strøm fra alle nettstasjonene (totalt 10 registrerte nedetider ifm fellesfeil hvorav den lengste er på 45 minutter).

Ved å øke batteritiden på UPS vil man oppnå noe reduksjon både i antall feilhendelser og tilgjengelighet. Mest sannsynlig vil effekten være for liten til at en omfattende investering i batteritid vil være lønnsom. Følgende tiltak som anses som langt mer effektive for å øke systemtilgjengeligheten og å redusere hyppigheten av systemfeil:

- Redundante UPS-er à 1 time i hver HK (heller enn enkle UPS-er med lang batteritid) vil forbedre påliteligheten til UPS betydelig.
- Forsyne tele også fra det som i dag er prioritert last og droppe en egen tele-UPS.
- Gjøre fjernstyring av omkobling rundt UPS mulig. Denne omkoblingen er per i dag lagt opp som en manuell operasjon, med mobiliseringstid på 1 time.

Effekten av disse tiltakene kan analyseres nærmere ved videre scenarier og simuleringer.

Samtidig er det viktig å merke seg at tilgjengeligheten til prioritert last allerede er svært høy og at investeringer for å forbedre tilgjengelighet vil ha større effekt for andre systemer. Det er også viktig å merke seg at utregninger knyttet til tele-UPS kan være basert på feil grunnlag. Denne er basert på samme feildata og design som hoved-UPS, noe som ikke er helt riktig. I henhold til innspill fra Bane NOR ligger det en innebygd redundans her som erfaringsmessig gjør at man meget sjeldent opplever feil.

Den sentrale kontrollenheten i elkraftsentralen som er felles for hele tunnelen er utenfor scope for denne analysen. Det anbefales å utrede hvilken effekt denne har på tilgjengeligheten til systemet. Merk at denne vil uansett være uavhengig av valgt løsning (ulik UPS-kapasitet).

8 REFERANSER

i Bane NOR: Teknisk regelverk, JD 510, kapittel 8, avsnitt 2 og 4. https://trv.jbv.no/wiki/Felles_elektro/Prosjektering_og_bygging/Lavspent_str%C3%B8mforsyning

ii SINTEF: PDS data handbook 2013 edition. ISBN 978-82-536-1334-5

iii Cigré report 511: Final report of the 2004-2007 international enquiry on reliability of high voltage equipment. Part 3: Disconnectors and Earthing switches

iv Kloeppel, F.W. und G. Adler, W.W. Sorin, W.W. Tislenko: Zuverlässigkeit von elektroenergiesystemen. Leipzig: Deutcher Verlag für Grundstoffindustrie, 1990

v Statnett: Årsstatistikk 2015. Driftsforstyrrelser og feil i 33-420 kV-nettet.

vi OREDA: Offshore and Onshore Reliability Data, 6th Edition, Volume 1 – Topside equipment, 2015

vii Eltek Valere: MTBF calculation system. Document number/revision 2092445 3. 2010

viii OREDA: Offshore and Onshore Reliability Data, 6th Edition, Volume 1 – Topside equipment, 2015

ix OREDA: Offshore and Onshore Reliability Data, 6th Edition, Volume 1 – Topside equipment, 2015