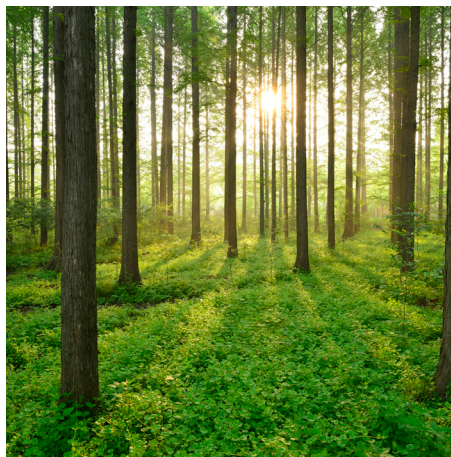


STOKASTISK DRIFTSÄKERHET FÖR TRANSMISSIONSNÄT

RAPPORT 2026-1165



RISK- OCH TILLFÖRLITLIGHETS-
ANALYS



Stokastisk driftsäkerhet i transmissionsnät

MATH BOLLEN, ZUNAIRA NAZIR, SARAH RÖNNBERG

ISBN 978-91-89918-48-1 | © Energiforsk februari 2026

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Förord

Programmet Risk- och tillförlitlighetsanalys har initierat projektet Stokastisk driftsäkerhet av transmissionsnät. Projektet utvecklar och tillämpar metoder för att uppskatta risken med drift av transmissionsnät.

Stokastiska metoder för driftriskberäkning kommer att vara viktiga för implementering av smarta-elnätsmetoder som flexibilitetsmarknader, stor- och småskalig batterilagring, nerstyrning av förbrukning och deltagandet av slutkunder i elmarknader. Projektet har genomförts av doktoranden Zunaira Nazir med handledning av Math Bollen och Sarah Rönnberg.

Stort tack till programstyrelsen för deras engagemang i projektet:

- Jenny Paulinder, Göteborg Energi Nät (ordförande)
- Emil Welin, Vattenfall Eldistribution
- Linus Hansson, Ellevio
- Niclas Ericsson, E.ON Energidistribution
- Geoffrey Jordaan, Svenska kraftnät
- Fredrik Andersson, Elinorr
- Magnus Brodin, Skellefteå Kraft Elnät
- Göran Sandström, Umeå Energi
- Hampus Halvarsson, Jämtkraft Elnät
- August Millqvist, Öresundskraft
- Henric Johansson, Jönköping Energi Nät
- Fredrik Sjödin, Installatörsföretagen
- Carl Johan Wallnerström, Ei (adj)

Följande bolag har deltagit som intressenter till projektet. Energiforsk framför ett stort tack till samtliga för värdefulla insatser.

- Svenska kraftnät
- Ellevio AB
- Vattenfall Eldistribution
- E.ON Energidistribution
- Göteborg Energi Elnät
- Elinorr
- Jämtkraft Elnät
- Öresundskraft
- Skellefteå Kraft
- Umeå Energi
- Kraftringen Nät
- Jönköping Energi Nät
- PiteEnergi Elnät
- Karlstads El och Stadsnät
- Karlskoga Elnät
- Elinorr ekonomisk förening;
- Bergs Tingslags Elektriska
- Blåsjön Nät
- Dala Energi Elnät
- Elektra Nät
- Gävle Energi
- Hamra Besparingsskog
- Hofors Elverk
- Härjeåns Nät
- Härnösand Elnät
- Ljusdal Elnät
- Malungs Elnät
- Sandviken Energi Nät
- Sundsvall Elnät
- Söderhamn Elnät
- Åsele Elnät
- Årsunda Kraft & Belys.fören.
- Övik Energi Nät
- Ei (adjungerad)

Här redovisas resultat och slutsatser från ett projekt inom ett forskningsprogram som drivs av Energiforsk. Det är rapportförfattaren/-författarna som ansvarar för innehållet.

Stockholm i december 2025

Susanne Stjernfeldt

Energiforsk AB
Forskningsområde Elnät Vindkraft och Sol

Sammanfattning

Stokastisk driftsäkerhet syftar till att kvantifiera risken med ett visst driftläge av elnätet och använda den kvantifierade risken för att bedöma om driftläget är acceptabelt. Denna rapport handlar om metoder för att kvantifiera denna driftrisk.

Nuvarande metod för att garantera ett driftsäkert elnät använder det så-kallade (N-1) kriteriet. Elnätet ska klara ett antal fördefinierade möjliga händelser. Det finns många fördelar med metoden men också några nackdelar; genom att använda stokastiska (risk-baserade) metoder kan en del av dessa nackdelar tas bort.

Rapporten innehåller en inledande beskrivning av riskbaserade metoder för tillämpning i elnätet, går in i detalj för ett antal aspekter med beräkning av driftrisken, diskuterar en del kvarstående hinder och ger några rekommendationer.

För att kunna beräkna driftrisken behövs det val av ett antal oförutsedda händelser, beräkning av sannolikheten för att dessa händelser inträffar och kvantifiering av konsekvenserna av händelserna. Det introduceras allvarlighetsfaktorer för att kvantifiera konsekvenserna, där det finns flera olika alternativ. Att komma fram till lämpliga definitioner för allvarlighetsfaktorer krävs samarbete med användare av metoden, framför allt transmissionsnätsföretag. Beräkning av sannolikheten för att en händelse inträffar är ett matematiskt problem där utmaningen är att hitta modeller med en lämplig avvägning mellan komplexitet, relevans och tillgänglighet av data.

Nyckelord

Elnät, transmissionsnät; riskanalys; stokastiska metoder; drift av transmissionsnät

Summary

Risk-based security assessment aims to quantify the risk with a certain operating state of the electricity grid and use the quantified risk to assess whether the operating state is acceptable. This report deals with methods for quantifying this operational risk.

The current method for ensuring a secure electricity grid uses the so-called (N-1) criterion. The grid must withstand several predefined possible events. There are many advantages with this method but also some disadvantages; by using stochastic (risk-based) methods, some of these disadvantages can be removed.

This report contains an introductory description of risk-based methods for application in the electricity grid, goes into detail for a number of aspects of calculating operational risk of the transmission system, discusses some remaining barriers and provides some recommendations.

To be able to calculate operational risk, it is necessary to select a number of contingencies, calculate the probability of these contingencies occurring, and quantify the consequences of these contingencies. Severity factors are introduced to quantify the consequences, where there are several different options. Arriving at appropriate definitions for severity factors requires collaboration with users of the method, especially transmission network operators. Calculating the probability of a contingency is a mathematical problem where the challenge is to find models with an appropriate trade-off between complexity, relevance and availability of data.

Innehåll

1	Inledning	8
1.1	Drift av transmissionsnät	8
1.2	Motivation till detta projekt	9
1.3	Denna rapport	9
1.4	Publikationer från projektet	10
2	Riskbedömning i elnät	11
2.1	Vad är risk?	11
2.2	Riskbedömningar i elnätet	11
2.3	Observationspunkten och perioden av intresse	11
3	Beräkning av drift risken	14
3.1	Kvantifiera risken	14
3.2	Grundläggande ekvation	14
3.3	Definition av oförutsedda händelser	15
3.4	Beräkning av sannolikhet till oförutsedda händelser	17
3.5	Allvarlighetsfaktor	18
4	Sannolikheten för att en händelse inträffar	19
4.1	Stokastiskt oberoende komponenter	19
4.2	Sannolikheten för att en komponent är otillgänglig	21
4.2.1	Komponent med två tillstånd – tidsberoende	21
4.2.2	Komponent med två tillstånd – tidsberoende	22
4.2.3	Komponent med flera tillstånd – tidsberoende	22
4.2.4	Komponent med flera tillstånd – tidsberoende	23
4.3	Stokastiskt beroende mellan komponenter	23
4.4	Modeller för skyddsfel	24
5	Allvarlighetsfaktorer	25
5.1	Allvarlighetsfaktorer baserade på strömmen	25
5.2	Allvarlighetsfaktorer baserade på spänningen	26
5.3	Allvarlighetsfaktorer baserade på stabilitet	27
5.4	Kundinriktade allvarlighetsfaktorer	27
6	Några beräkningsexempel	29
7	Diskussion och rekommendationer	30
7.1	Sannolikhet för en oväntad händelse	30
7.1.1	Stokastiskt-beroende komponentbortfall	30
7.1.2	Prognosfel	30
7.1.3	Åldring och underhåll	31
7.1.4	Tidsberoende reparationsintensitet	31
7.1.5	Val av oförutsedda händelser	31
7.2	Allvarlighetsfaktor	32

7.2.1	Definition av allvarlighetsfaktorn	32
7.2.2	Inkludera stabilitet i beräkningar	32
7.2.3	Standardisering av allvarlighetsfaktorer	33
7.3	Forskning och tillämpning av metoderna	33
7.3.1	Beräkningstiden	34
7.3.2	Presentation av resultat från beräkningarna	34
7.3.3	Interpretering av resultat	35
7.3.4	Realistiskt data	35
7.4	Riskbaserad drift och korttidsplanering	35
8	Slutsatser	37
9	Referenslista	38

1 Inledning

Stokastisk driftsäkerhet användes först redan under 60-talet och forskningen har fortsatt sedan dess. Det finns dock mycket begränsat med tillämpningar i transmissionsnätet, även om det finns nackdelar med befintliga metoderna som skulle kunna tas bort genom att använda stokastisk driftsäkerhet.

Ett doktorandprojekt om stokastisk driftsäkerhet startades på Luleå tekniska universitet, med Zunaira Nazir som doktorand och Math Bollen som huvudhandledare. Denna rapport ger en sammanfattning av resultat från projektet samt en del mer praktiskt inriktade beskrivningar av forskningsresultaten. Mer detaljerade, framför allt av den teoretiska beskrivningen, finns i artiklarna som är listade i Avsnitt 1.4.

Finansiering för doktorandprojektet har kommit från Energiforsk, Energimyndigheten, och Luleå tekniska universitet.

1.1 DRIFT AV TRANSMISSIONSNÄT

Driften av transmissionsnätet baseras på deterministiska metoder. Detaljerna varierar mellan länder och även mellan företag i samma land. Huvudprincipen är dock lika: nätet ska klara ett antal fördefinierade händelser. Dessa händelser ska inte leda till att det blir ett elavbrott och inte heller leda till att spänningar eller strömmar kommer utanför vissa fördefinierade gränser. Metoden refereras ofta till som "(N-1) kriteriet". På detta sätt ses det till att driftsäkerheten är hög och att kunderna sällan drabbas av ett elavbrott på grund av något som händer i transmissionsnätet. Den grundläggande filosofiska tanken är (enligt Prabha Kundur, ett av de stora namnen inom stabilitet av kraftsystemet), "for a system to be reliable it must be secure most of the time" (för att ett system ska vara tillförlitligt då ska det vara driftsäkert största del av tiden). Det sker väldigt få elavbrott i transmissionsnätet; faktumet att sådana avbrott får väldigt stor uppmärksamhet, som nyligen i Spanien, tyder också på detta. Man kan därmed säga att den deterministiska metoden för driftsäkerheten, (N-1) kriteriet, har varit mycket framgångsrikt och det är den främsta anledningen att transmissionsföretagen är tveksamma mot att gå över till en annan obeprövad metod.

Det finns dock begränsningar (vi vill avsiktligt inte använda ordet "nackdelar") med den deterministiska metoden. Metoden syftar till att hålla risken låg, men risken kvantifieras inte. Risken kan vara för hög, men risken kan också vara för låg. Det sista behöver en förklaring eftersom det är ju bara bra om risken är väldigt låg.

Om ett driftläge inte skulle klara (N-1) kriteriet, då kommer det att bli ändringar i driften. Det kan vara saker som inte drabbar någon, som att koppla på eller av ett kondensatorbatteri, men oftast finns det konsekvenser med detta. Det kan vara att transmissionsnätföretaget betalar en produktionsenhet för att starta, det kan vara att en produktionsenhet ska kopplas bort, det kan också vara att elpriset påverkas.

Men eftersom risken med driftläget inte kvantifieras, kan det bli att alla dessa åtgärder inte hade behövts. Formulerat något annorlunda: den låga risken på grund av ett visst driftläge av transmissionsnätet ("driftrisken") ger ökade risker för andra intressenter. För att kunna göra en avvägning mellan olika risker med ett visst driftläge, behövs det en kvantifiering av dessa risker.

1.2 MOTIVATION TILL DETTA PROJEKT

Forskningen har utförts, redan sedan 60-talet, inom stokastiska metoder för att beräkna risken med drift av transmissionsnät (Se översikten i Artikel [A]). Även om originalpublikationen [1] handlade om en tillämpning, har det sedan dess blivit väldigt få tillämpningar av stokastiska metoder i drift av produktion och transmissionsnät.

Det gjordes en del studier i Sverige och Norge kring 2010 [2, 3, 4] som bland annat resulterade i GARPUR projektet [5, 6]. Kring 2019 togs tanken från studier i Sverige och Norge upp som en bas för fortsatt forskning inom Elkraftgruppen vid Luleå tekniska universitet. Denna rapport och publikationerna i Avsnitt 1.4 resulterar från satsningen.

På europeisk nivå togs behovet av stokastiska metoder för riskanalys i transmissionsnät upp av ACER i 2019 [7, 8]. Arbetet resulterade i en arbetsgrupp inom ENTSO-E, som sedan dess har publicerat två lägesrapporter [9, 10]. Arbetet hittills har riktat sig mest mot att sätta upp metoder för datainsamling. Arbetet med metoder för att beräkna risken är fortfarande i uppstartsfasen. Hittills har arbetsgruppen kommit fram till ganska liknande slutsatser som vårt projekt. En tredje lägesrapport från ENTSO-E förväntas i slutet av 2025.

Här ska det läggas till att projektet som resulterade i denna rapport inte har påverkats av utvecklingarna inom ACER och ENTSO-E. Att det finns en del överlapp i slutsatser ser författarna bara som bra.

1.3 DENNA RAPPORT

Denna rapport handlar om metoder för att kvantifiera riskerna med ett visst driftläge av transmissionsnätet. Metoderna är långt ifrån klara för att ta över de deterministiska metoderna, men de kan vara ett sätt att få ytterligare information om driften. På längre sikt skulle denna information kunna vara underlag till beslut om driftläget. För närvarande finns det dock en del praktiska och teoretiska hinder kvar. Denna rapport behandlar en del av dessa hinder och innehåller några förslag om hur hindren skulle kunna tas bort.

Ordet "transmissionsnät" refererar in denna rapport inte bara till delen av nätet som drivs av Svenska kraftnät, men mer allmänt till nätet på de högsta spänningsnivåerna. För svenska förhållanden syftar denna rapport till 130 kV och högre. Metoderna kan dock också användas på lägre spänningsnivåer och i industrinät, som visas i Artikel [F].

Den här rapporten är till stor del baserat på arbetet som utfördes av Zunaira Nazir, som del av hennes forskarstudier vid Luleå tekniska universitet. Delar av

rapporten har tagits från hennes avhandling och artiklar, översätts till svenska, och i vissa fall omformulerats.

1.4 PUBLIKATIONER FRÅN PROJEKTET

Utöver denna rapport har projektet resulterat i ett antal ytterligare publikationer. Dessa publikationer går in i mer detalj, både vad gäller teori och vad gäller beräkningsexempel, än rapporten. Det refereras till publikationerna på olika ställen i rapporten.

- [A]. Zunaira Nazir, Math H. J. Bollen, Operational risk assessment of transmission systems: a review, International Journal of Electric Power & Energy Systems, Vol 159. 2024. Artikeln är fritt tillgängligt [här](#).
- [B]. Zunaira Nazir, Math H. J. Bollen, Instantaneous component outage model including hidden failures for operational risk assessment, IEEE Transactions on Power Systems, 2025.
- [C]. Zunaira Nazir, Math H. J. Bollen, Investigating various severity factor behaviors for operational risk assessment, Electricity, Vol 3, No 3, pp 325-345, 2022. Artikeln är fritt tillgängligt [här](#).
- [D]. Zunaira Nazir, Math H. J. Bollen, Graphical ways to visualize operational risk during transmission-system contingencies, Electricity, Vol 3, No 3, pp 442-462. 2022. Artikeln är fritt tillgängligt [här](#).
- [E]. Zunaira Nazir, Math H. J. Bollen, Risk-based day ahead operational planning of a transformer by deploying thermal overloading severity factors, Submitted to IEEE Transactions on Power Delivery.
- [F]. Zunaira Nazir, Operational Risk assessment of industrial networks: issues and challenges. 27th International Conference on Electricity Distribution, CIRED 2023.

2 Riskbedömning i elnät

2.1 VAD ÄR RISK?

Det finns ingen allmänt accepterad definition av risk. När "Society for Risk Analysis" påbörjade ett arbete med att definiera risk, drog de efter fyra år slutsatsen att det vore bättre att inte definiera risk [11, 12]. Ett alternativ till att definiera risk, som föreslås i [13], är att definiera de frågor som bör besvaras av en riskanalys.

- Vad kan gå fel?
- Vad är sannolikheten för att det händer?
- Vilka är konsekvenserna?

Vid riskbedömningar (riskanalys) av ett elnät måste dessa tre frågor besvaras för detta nät. Den första frågan och delvis den sista frågan är starkt relaterade till riskbedömningens omfattning. Den andra frågan beror bland annat på tidsfönstret som beaktas (hur långt in i framtiden går riskbedömningen) och på de specifika omständigheterna.

2.2 RISKBEDÖMNINGAR I ELNÄTET

Olika typer av riskbedömning kan utföras för transmissionsnätet, till exempel: teknisk risk, ekonomisk risk, samhällsrisk eller miljörisk. En annan klassificering av riskbedömning för elnätet baseras på det tidsfönstret som beaktas, där de viktigaste är

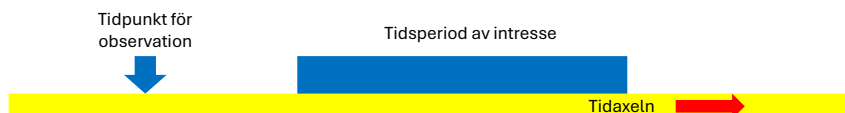
- en riskbedömning med ett tidsfönster på många år; allmänt känt som "tillförlitlighetsanalys" eller på engelska: "reliability analysis";
- ett mycket kortare fönster, möjligen så kort som en timme, med början omedelbart eller inom en snar framtid; känt som "operativ riskbedömning" eller "stokastisk driftssäkerhet"; på engelska "operational risk assessment"
- ett kort fönster någonstans i framtiden, möjligen flera år in i framtiden, under specifika, ofta extrema förhållanden; känt på engelska som "resilience assessment", där vi använder "resiliensbedömning" som svensk översättning.

Begreppet tillförlitlighetsanalys används även för att referera till alla typer av riskbedömning i elnät.

2.3 OBSERVATIONSPUNKTEN OCH PERIODEN AV INTRESSE

Den grundläggande tanken bakom metoder för att kvantifiera driftrisen visas i Figur 1. Intresset finns i driftrisen för transmissionsnätet under en period någonstans i framtiden. Det finns en "observationspunkt" där läget med transmissionsnätet är känt. Mellan observationen och perioden av intresse kan det hända oväntade saker. Exempel är bortfall av transmissionsledningar, bortfall av

stora produktionsenheter, prognosfel för vind- och solkraft, men också prognosfel för förbrukningen. Det är sådana osäkerheter som är en stor del av risken.



Figur 1. Basprincipen av metoder för att kvantifiera risken med drift av transmissionsnät

Det finns några ytterligare bidrag till risken: det finns osäkerheter i modeller för elnätet och det som är ansluten till nätet; det finns observationsfel och parametrar som inte går att direkt observera. Denna tanke var grunden till studien om stokastiska metoder för att kvantifiera risken till överbelastning av transformatorer i en tidigare Energiforsk rapport [14] och i Artikel [E].

Ovannämnda exempel av riskanalys (tillförlitlighet; driftsäkerhet; resiliensbedömning) kan också beskrivas med hjälp av Figur 1. Vid tillförlitlighetsberäkningar är perioden av intresse upp till flera år och själva observationspunkten är då oftast inte viktig. Största delen av expertis med riskanalys i elnät handlar om tillförlitlighetsberäkningar; det är därför att konceptet "tidpunkt för observation" sällan nämns i riskanalysen.

Observationspunkten spelar dock en väldigt viktig roll vid stokastisk driftsäkerhet där perioden av intresset ligger i nära framtiden, i värsta fall bara några tiotals minuter in i framtiden. Vid observationspunkten är då driftläget av nätet känt (inom den mätosäkerheten); ju längre in i framtiden, desto större är osäkerheten. Kvantifiering av denna ökning av osäkerheten kommer att behandlas i Kapitel 3 på ett matematiskt och kvantifierbart sätt.

Tredje exempel som nämndes i förra avsnittet (resiliensbedömning) handlar oftast om en tidsperiod av intresse som ligger någonstans långt in i framtiden. Exempel relevanta för Norden är stormar (höga vindhastigheter) samt snö- och isstormar som täcker ett stort geografiskt område. Observationspunkten är då igen av liten betydelse. Ett undantag skulle vara en resiliensbedömning för en storm som är på väg, till exempel en riskbedömning dagen innan. Då är det viktigt att ta med nuvarande driftläget, samt tillgänglighet av till exempel extra produktionsenheter och underhållspersonal.

Den grundläggande tanken som visas i Figur 1 kan användas för att beskriva ett flertal exempel av riskanalys, utöver tillförlitlighetsanalys och resiliensbedömning. Listan nedan visar också att det inte finns någon tydlig avgränsning mellan de olika tillämpningarna; i stället finns det ett spektrum av tillämpningar med olika observationspunkter och olika perioder av intresse.

- Riskbedömning efter bortfall av en viktig komponent. Det kan handla om en mer noggrann beräkning av risken jämfört med beräkningen dagen innan, då osäkerheten i produktion och förbrukning är mindre under själva drifttimme än dagen innan. Det kan också handla om en bedömning av risken efter bortfall av en viktig komponent i nätet, till exempel en luftledning eller en stor produktionsenhet.

- Riskbedömning under planering dagen innan. Sådana beräkningar kan vara till exempel underlag för driftplaneringen, för att bedöma behovet på att ingripa i elmarknaden eller för att bestämma om det behövs aktivering av flexibilitetsmarknader.
- Planering av underhåll på en viktig komponent. Här kan man tänka på urdrifttagning av en stor produktionsenhet eller en HVDC-länk. Sådana beräkningar har ledder av dagar till veckor, beroende på hur lång tid underhåll förväntas ta. Perioden av intresse är då själva underhållet. Sådana beräkningar kan göras när det görs en första planering av underhållet och kan upprepas kort innan underhållet är tänkt startas.
- Bedömning av risken med transmissionsnät inför vintern (eller en annan säsong med hög förväntat förbrukning och/eller låg förväntat produktion). Observationspunkten är då någonstans under hösten och perioden av intresse är vintern.
- Bedömning av hur driftsriskerna var, kort innan en störning i transmissionsnätet. Det kan vara del av utredningen efter en sådan störning. Här kan det göras en bedömning om störningen var ren slump eller om det var en förhöjd risk som då skulle kunna förebyggas i framtiden. Stora utmaningen är här att uppskatta de olika sannolikheterna utan att använda kännedom om att det faktiskt blev en störning.
- Beräkna driftsriskerna över en längre period tillbaka i tiden; till exempel för varje timme över ett antal år. Det kan gälla själva driften men också planerade driften dagen innan. Sådana studier ger praktiska erfarenhet med beräkningarna och datainsamlingen. Beräkningarna ger också information om hur risken varierar under tiden och om det finns relationen mellan driftsriskerna och till exempel förbrukning eller produktion från olika produktionskällor. Om det finns flera modeller och beräkningsmetoder, då kan dessa beräkningar också användas för att bedöma hur mycket detalj behövs för att kunna ge rimligt underlag för drift eller driftplanering.
- Efter att det finns en del erfarenhet i att beräkna driftsriskerna, kan metoderna börja implementeras i kontrollrummet. Riskerna kan beräknas dagen innan och även under själva driften. Detta ger ytterligare erfarenhet med metoden, men också erfarenhet med att använda metoden och tolka resultat under driftplanering och i kontrollrummet under driften.

3 Beräkning av driftrisen

Basen av stokastisk driftsäkerhet är kvantifiering (beräkning) av driftrisen. För att kunna beräkna driftrisen behövs det val av oförutsedda händelser, beräkning av sannolikheten till händelserna; samt definition och beräkning av allvarlighetsfaktorer. En översikt av dessa beräkningar och definitioner är innehållet av detta kapitel.

3.1 KVANTIFIERA RISKEN

Risk kan kvantifieras som sannolikheten för att något negativt ska hända, multiplicerat med dess påverkan. Denna metod kan användas för att kvantifiera risk med drift av transmissionsnätet: dvs. genom att multiplicera sannolikheten för en oförutsedd händelse med en allvarlighetsfaktor (som kvantifierar konsekvenserna) för den oförutsedda händelsen.

Sannolikhet är ett objektivet matematiskt begrepp som kan beräknas, om än inte alltid med hög noggrannhet, och mycket beroende på indata. Olika intressenter kommer dock att ha olika syn på konsekvenserna av oförutsedda händelser. Detta kräver olika allvarlighetsfaktorer. Även för en enda intressent kan det finnas flera konsekvenser, vilket även detta kräver flera allvarlighetsfaktorer. Hur allvarlighetsfaktorn definieras kan i hög grad förändra resultaten för den beräknade risken och sättet att tolka beräkningsresultat. För att beakta hela konsekvensen av en oförutsedd händelse finns det ett behov av att definiera flera allvarlighetsfaktorer, där var och en kvantifierar en aspekt av händelsens konsekvenser. Flera exempel av allvarlighetsfaktorer ges i Kapitel 5.

3.2 GRUNDLÄGGANDE EKVATION

Det som skiljer driftriskbedömning från andra typer av riskbedömningar av transmissionsnätet är det korta tidsfönstret, som visades i Avsnitt 2.3. Riskbedömningen utförs under en kort tidsperiod under ett fördefinierat driftsförhållande. Denna tidsperiod, kallad ledtid T_{lead} , kan vara från några 10-tals minuter upp till några dagar. Värdet på ledtiden påverkar sannolikheten för oförutsedda händelsen.

Driftrisen av ett transmissionsnät kan definieras som produkten av sannolikheten för oförutsedda händelser och en allvarlighetsfaktor, summerad över alla oförutsedda händelser enligt följande ekvation:

$$R_{op} = \sum_{c=1}^{N_c} P(c) \times F_s(c) \quad (1)$$

där R_{op} är driftrisen, $P(c)$ är sannolikheten för den oförutsedda händelsen c , $F_s(c)$ är allvarlighetsfaktorn som kvantifierar effekten av den oförutsedda händelsen och N_c är det totala antalet oförutsedda händelser som tas med i beräkning av driftrisen. För att kvantifiera allvarlighetsfaktorn krävs oftast detaljerade studier av nätet. En diskussion om allvarlighetsfaktorn ingår i Avsnitt 3.5 och Kapitel 5.

Det finns olika tillämpningar av driftriskbedömning för transmissionsnät; tillämpningar för vilka risken beräknas under drift upp till några timmar i förväg; tillämpningar för vilka risken beräknas för ett specifikt tidsfönster in i framtiden. Några exempel av tillämpningar ges i Avsnitt 2.3.

Med referens till första figuren i Patrik Hilbers rapport om riskanalys [15] då motsvarar "orsak" i hans figur det som är "oförutsedd händelse" i vår beskrivning; "konsekvens" motsvarar allvarlighetsfaktor; de olika konsekvenser, "Utfall", "Samhälle" och "Ekonomi" motsvarar behovet på olika allvarlighetsfaktorer.

3.3 DEFINITION AV OFÖRUTSEDDA HÄNDELSER

Begreppet som spelar en viktig roll i litteraturen om driftriskbedömning (och även inom andra riskbedömningar för elnät) beskrivs med engelska ordet "contingency". Enligt Oxford ordboken definieras detta som "future event or circumstances which is possible but cannot be predicted with certainty" (en framtida händelse eller omständighet som är möjlig men inte kan förutsägas med säkerhet).

Nordstedts stora engelsk-svenska ordbok (andra upplagan, 1993) ger bland annat följande översättningar till svenska för "contingency":

- Eventualitet, (tänkbar) möjlighet, något som kan tänkas inträffa.
- Oförutsedd händelse.
- Tillfällighet, tillfällig omständighet, tillfälligt sammanträffande av händelser.

För denna rapport använder vi "oförutsedd händelse" (eller ibland bara "händelse") som översättning, även om första översättningen (något som kan tänkas inträffa) ger en bättre beskrivning av hur detta passar in i själva riskbedömningen.

En oförutsedd händelse i ett transmissionsnät kan vara en sak som händer, som bortkoppling av en luftledning på grund av ett fel. Det refereras till som en första-ordningens händelse ("first-order contingency", på engelska). Den befintliga metoden för att upprätthålla driftsäkerheten i transmissionsnät bedömer till största delen första-ordningens händelser.

Det kan också vara en kombination av saker som händer, som bortkoppling av en luftledning, med strax efter detta ett bortfall av ett stort kraftverk, följd av felutlösning av skyddet på grund av effektpendlingarna som det leder till. Detta skulle refereras till som en tredje-ordningens händelse.

Observera att de tre saker i en tredje-ordningens oförutsedd händelse ("third-order contingency" på engelska) inte behöver inträffa samtidigt. Det som är av relevans för bedömningen av driftrisen är sannolikheten för att dessa tre saker inträffar inom ledtiden.

Enligt (1) beräknas driftrisen genom att addera över alla möjliga oförutsedda händelser. I praktiken är det dock inte möjligt eftersom det finns för många möjliga händelser.

Ta, till exempel, ett transmissionsnät med 250 primära komponenter (luftledning, transformatorer, produktionsenheter, mm) och antar att det för varje komponent bara finns två möjliga tillstånd: tillgängligt eller otillgängligt. Då är antalet möjliga kombinationer lika med:

$$2^{250} = 1,81 \times 10^{75} \quad (2)$$

Att beräkna sannolikheten och allvarighetsfaktorn för alla dessa kombinationer är inte möjligt. Vi gjorde en snabb uppskattning och även om alla datorer i världen skulle utföra beräkningarna i parallell, då skulle de ändå inte ha klarat sig inom universumets ålder hittills.

Då finns det inget annat alternativ än att begränsa antalet oförutsedda händelser som tas med i summeringen enligt (1) och i stället för att beräkna den verkliga driftrisen görs det en uppskattning av risken. Även om nästan alla oförutsedda händelser försummas i beräkningen, är det ändå inte så allvarligt och finns det fortfarande mycket värde i den beräknade risken.

- Sannolikheten för att en händelse inträffas minskar med antalet komponenter som är inblandade. Den totala sannolikheten för alla första- och andra-ordningens händelser är oftast mycket större än sannolikheten av alla högre ordningens händelser. Under vanlig drift är sannolikheten på ett komponentbortfall liten och då gäller detta. Under perioder med hög sannolikhet på komponentbortfall då kan högsta totala sannolikheten finnas vid högre-ordningens händelser.
- För att kunna beräkna sannolikheten för att en händelse inträffar behövs det information om felfrekvensen och reparationstiden för komponenterna inblandade. Denna information finns inte alltid tillgängligt, säkert inte när det gäller att uppskatta driftrisen under till exempel en storm. Att veta felfrekvensen inom en faktor två är redan bra i ett sådant fall. Beräkningsfelet på grund av detta är i flesta fall större än felet man gör genom att försumma alla högre-ordningens händelser.

Den stora utmaningen, och något som fortfarande inte är löst i forskningen, är dock att hitta högre-ordningens händelser med en betydligt större sannolikhet än vad man skulle förvänta. Ett sätt att ta med det i bedömningen är att modellera det som stokastisk beroende. Några exempel av sådana modeller visas i Avsnitt 4.3.

Ett vanligt sätt med driftsrisksbedömning är att begränsa sig till en viss ordning. Antalet kombinationer för en sådan begränsning visas i Tabell 1 för transmissionsnät av olika storlek (dvs, olika antal komponenter som kan vara otillgängliga). För större nät (typ 250 eller 1000 komponenter) finns det redan väldigt många kombinationer även om det begränsas till tredje eller fjärde ordningens händelser. Det finns ytterligare sätt att begränsa, genom att filtrera händelser där sannolikhet och/eller allvarighetsfaktorn förväntas att vara små.

Tabell 1. Antalet kombinationer av möjliga oförutsedda händelser, för transmissionsnät av olika storlek.

	Antalet komponenter i nätet				
	25	50	100	250	1000
Andra ordningen	300	1225	4950	31 125	499 500
Tredje ordningen	2300	19 600	161 700	2 573 000	166 167 000
Fjärde ordningen	12 650	230 300	3921 225	158 882 750	41 417 124 750

Här är det viktigt att inse också att det finns begränsad med tid tillgängligt för att utföra beräkningarna. Det gäller då framför allt för tillämpningarna med korta ledtider, som att beräkna driftrisen under driften för kommande timmen. Då ska det finnas beslutsunderlag långt innan slutet av ledtiden, det vill säga mycket snabbare än en timme. Här behövs det ett lämpligt val av kombinationerna och även själva valet ska inte vara tidskrävande.

För tillämpningar med längre ledtider, som underhållsplanering eller planering av produktionskapacitet inför vintern finns det möjlighet att ta med betydligt flera kombinationer. Även här behövs det dock göra val av vilka kombinationer ska tas med i beräkningen.

3.4 BERÄKNING AV SANNOLIKHET TILL OFÖRUTSEDDA HÄNDELSER

Sannolikhet till att en händelse inträffar beräknas från sannolikheten till att komponenterna inte finns tillgängliga ("unavailability" eller "otillgänglighet").

Sannolikhet för en första ordningens händelse kan beräknas (under vissa förutsättningar, som kommer att behandlas i Avsnitt 4.1) genom följande ekvation:

$$P(c_i) = Q_i \quad (3)$$

Här, $P(c_i)$ är sannolikheten för händelsen där komponent i inte är tillgängligt; och Q_i är otillgängligheten av komponent i .

Sannolikhet för en andra-ordningens händelse beräknas enligt;

$$P(c_{ij}) = Q_i \cdot Q_j \quad (4)$$

Här, $P(c_{ij})$ är sannolikheten för händelsen där komponenter i och j inte är tillgängliga; Q_i är otillgängligheten av komponent i ; Q_j är otillgängligheten av komponent j .

På liknande sätt kan sannolikheten för tredje-ordningens händelse c_{ijk} beräknas som:

$$P(c_{ijk}) = Q_i \cdot Q_j \cdot Q_k \quad (5)$$

För att beräkna otillgängligheterna för komponenter finns det olika modeller, som behandlas i Avsnitt 4.2. Även mer detaljer om sannolikhetsberäkningar finns där.

Vid ekvationer (3), (4) och (5) har det antagits att komponenterna är stokastiskt oberoende från varandra. Sannolikhet för att en komponent är otillgängligt antas att inte bero på otillgängligheten för en annan komponent. Det finns dock avvikelser från detta antagande och dessa avvikelser kan ha stor påverkan på sannolikheten för att en oförutsedd händelse inträffar. Exempel är gemensamma komponentutfall, ("common-mode outages" på engelska) och skyddsfel. Dessa kommer att behandlas i mer detalj i Avsnitt 4.3.

3.5 ALLVARLIGHETSFAKTOR

Allvarlighetsfaktorn kvantifierar konsekvenser av en oförutsedd händelse. Definitionen av allvarlighetsfaktorn bestämmer hur den beräknade driftrisken ska tolkas; den avgör också vilka konsekvenser av oförutsedda händelser som ingår i driftrisken. Valet av allvarlighetsfaktorn bör vara sådant att nätoperatören kan tolka resultaten och använda dessa resultat för att göra anpassningar så att driftrisken minskas. Allvarlighetsfaktorn kvantifierar de konsekvenser som anses vara relevanta för driftrisken. För att kvantifiera dessa konsekvenser behövs det oftast nätberäkningar.

Allvarlighetsfaktorn klassificeras utifrån tre perspektiv:

1. Teknisk allvarlighet
2. Kundrelaterad allvarlighet
3. Ekonomisk allvarlighet

För att bedöma den tekniska allvarligheten krävs det studie av parametrar som spänning, ström och frekvens. Dessa jämförs då med gränsvärden för överspänning, underspänning, överfrekvens, underfrekvens, belastningsförmåga, osv.

Några exempel om kundrelaterad allvarlighet är: antalet kunder som är fränkopplade från nätet; varaktigheten av avbrottet; den totala fränkopplade effekten (i MW).

För att bedöma den ekonomiska allvarligheten behövs det en kostnadsanalys av konsekvenserna för olika oförutsedda händelser. Exempel av kostnaderna som kan ingår är: kostnaden för kunderna på grund av avbrottet, men också kostnaderna som nätoperatören har för att starta produktionsenheter för att mildra till exempel överbelastning och underspänning.

Ytterligare detaljerad diskussion om olika attribut för allvarlighetsfaktorn, behovet av en vanligt förekommande uppsättning allvarlighetsfaktorer och olika alternativ behandlas i Kapitel 5.

4 Sannolikheten för att en händelse inträffar

Beräkning av sannolikheten för att en oförutsedd händelse inträffar är den mest matematiska delen av driftriskberäkningen. För givna indata och givna komponentmodeller finns det bara ett korrekt värde för sannolikheten. Det används dock olika förenklingar och approximationer för att begränsa beräkningstiden. En del av beräkningsmetoderna och komponentmodeller behandlas i detta kapitel.

4.1 STOKASTISKT OBEROENDE KOMPONENTER

I Avsnitt 3.4 gavs följande formel för att beräkna sannolikheten för att en tredjeordningen händelse c_{ijk} inträffar:

$$P(c_{ijk}) = Q_i \cdot Q_j \cdot Q_k \quad (6)$$

Formeln är dock en förenkling såsom de andra formlerna i Avsnitt 3.4. För att illustrera detta utgår vi från ett system med tre komponenter med otillgängligheter $Q_1 = 0,1$, $Q_2 = 0,2$ och $Q_3 = 0,3$. Sannolikheterna för de olika händelserna är då, enligt ekvationerna, lika med:

$$P(c_1) = 0,1 \quad (7)$$

$$P(c_2) = 0,2 \quad (8)$$

$$P(c_3) = 0,3 \quad (9)$$

$$P(c_{12}) = 0,1 \times 0,2 = 0,02 \quad (10)$$

$$P(c_{13}) = 0,1 \times 0,3 = 0,03 \quad (11)$$

$$P(c_{23}) = 0,2 \times 0,3 = 0,06 \quad (12)$$

$$P(c_{123}) = 0,1 \times 0,2 \times 0,3 = 0,006 \quad (13)$$

Summan av alla sannolikheterna ovan är 0,716. Samtidigt kan sannolikheten räknas ut att det inte finns någon komponentbortfall alls:

$$P(c_o) = (1 - Q_1) \cdot (1 - Q_2) \cdot (1 - Q_3) \quad (14)$$

Det blir för detta exempel

$$P(c_o) = (1 - 0,1) \cdot (1 - 0,2) \cdot (1 - 0,3) = 0,504 \quad (15)$$

Summan av alla sannolikheter blir då $0,716 + 0,504 = 1,22$, som är större än ett. Rent matematiskt är det något fel här, eftersom en sannolikhet (eller summan av icke-överlappande sannolikheter) inte kan ha ett värde större än ett.

Förenklingen som gjordes i ekvationerna är att överlapp mellan sannolikheterna inte har tagits med i bedömningen. Ta till exempel $P(c_{12})$, sannolikheten för att

båda komponent 1 och komponent 2 är otillgängliga. Formeln enligt (10) innehåller två olika systemtillstånd:

- Komponent 1 och komponent 2 otillgängliga, medan komponent 3 är tillgängligt. Sannolikhet på detta tillstånd är: $0,1 \times 0,2 \times 0,7 = 0,014$.
- Komponent 1 och komponent 2 otillgängliga, medan komponent 3 är också otillgängligt. Sannolikhet på detta tillstånd är: $0,1 \times 0,2 \times 0,3 = 0,006$. Detta tillstånd motsvarar händelsen c_{123} så det blir en dubbelräkning. Samma händelse ingår också i den beräknade sannolikheten för c_{13} och c_{23} , så att det blir ytterligare dubbelräkningar.

Ett alternativt sätt att beräkna sannolikheter för en oväntad händelse är att göra antagandet att alla andra komponenter är tillgängliga. Sannolikheten, för en andra-ordningens händelse i ett system med tre komponenter, blir då:

$$P(c_{12}) = Q_1 \cdot Q_2 \cdot (1 - Q_3) \quad (16)$$

För relativ stora otillgängligheter ($Q_3 = 0,3$) i detta fall, blir det relativt stora fel i de beräknade sannolikheterna.

För ett system med n komponenter blir uttrycket som ger sannolikheten för en andra-ordningens händelse:

$$P(c_{12}) = Q_1 \cdot Q_2 \cdot (1 - Q_3) \cdots (1 - Q_n) \quad (17)$$

För system med många komponenter blir produkten av alla tillgängligheter betydligt mindre än ett, och har därmed stor påverkan på resultatet. Vid, till exempel, ett system med 100 komponenter och 1 % otillgänglighet för varje komponent, blir produkten av alla tillgängligheter lika med $0,99^{98} = 0,37$; den beräknade sannolikheten, enligt den förenklade ekvationen, är därmed ungefär en faktor tre för stor.

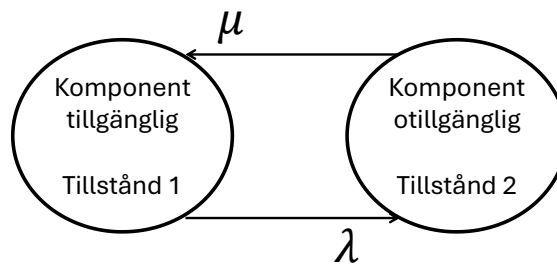
Det finns dock några anledningar till att använda de förenklade ekvationer, även om det ger överlapp och summan av sannolikheterna större än ett. Första anledning är att det sparar på beräkningstiden. Vid vissa typer av beräkningar finns det begränsad med tid för att utföra beräkningarna (korta ledtider enligt Avsnitt 2.3). Det är också viktigt att inse att målet med beräkningarna inte är att utföra en noggrann sannolikhetsberäkning, men att målet är att beräkna ett index för att kvantifiera risken med ett visst driftläge av transmissionsnätet. Att värdet på sannolikheten inte är alltid korrekt är då mindre relevant. Det kan dock behövas ta med i vissa fall, till exempel, när risken jämförs mellan olika nät, eftersom felet i sannolikhetsberäkningen är större för större nät.

Beräkningen enligt (17) tar inte med sannolikhet på högre ordningens händelser. Om alla möjliga händelsen tas med i beräkning av drifrisken enligt (1), då spelar det ingen roll. Det finns dock begränsningar med möjligheter att ta med all möjliga händelsen, så att det i praktiken blir en underskattning av sannolikheten, och därmed risken, genom att använda (16) och (17).

4.2 SANNOLIKHETEN FÖR ATT EN KOMPONENT ÄR OTILLGÄNGLIG

4.2.1 Komponent med två tillstånd – tidsberoende

Modellen för en komponent med två tillstånd visas i Figur 2: ett tillstånd (1) motsvarar att komponenten är i drift, medan andra tillståndet (2) motsvarar att komponenten är ur drift.



Figur 2. Klassisk två-tillstånd-modell för en komponent.

Det finns då två sannolikheter: att komponenten är i tillstånd 1 och att komponenten är i tillstånd 2, då summan av komponenterna är lika med 1:

$$p_1 + p_2 = 1 \quad (18)$$

När sannolikheterna är i stationär tillstånd, då är frekvensen av övergången till ett tillstånd lika med frekvensen av övergången från ett tillstånd. För tillstånd 1 betyder det:

$$\mu \cdot p_2 = \lambda \cdot p_1 \quad (19)$$

Här, λ är övergångsintensiteten ("transition rate", på engelska) från tillstånd 1 mot tillstånd 2, medan μ är övergångsintensiteten från tillstånd 2 mot tillstånd 1. Mer vanliga begrepp som används är felintensitet ("failure rate") för λ och reparationsintensitet ("repair rate") för μ .

För komponent 2 betyder det:

$$\lambda \cdot p_1 = \mu \cdot p_2 \quad (20)$$

Dessa två ekvationer är lika (beroende är den mer allmänna matematiska termen); det behövs en ekvation till för att kunna lösa dem. Denna extra ekvation ges av (18): att summan av sannolikheterna är lika med ett.

Kombinera ekvationerna ger följande sannolikheter för de två tillstånd:

$$p_1 = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (21)$$

$$p_2 = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (22)$$

Den här modellen används ofta i tillförlitlighetsberäkningar, där medelvärden av felintensiteten och reparationsintensiteten beräknas över hela perioden av intresse, ofta flera år.

4.2.2 Komponent med två tillstånd – tidsberoende

I förra avsnitt antogs det att sannolikheterna var tidsberoende. Om det inte antas, då blir ekvationerna något mer komplicerade; det blir differentialekvationer i stället. Differentialekvationerna för de två sannolikheterna är:

$$\frac{dp_1}{dt} = -\lambda \cdot p_1 + \mu \cdot p_2 \quad (23)$$

$$\frac{dp_2}{dt} = -\mu \cdot p_2 + \lambda \cdot p_1 \quad (24)$$

Tillsammans med detta gäller (18) fortfarande, dvs summan av sannolikheterna är lika med ett. Observera att summan av derivaten enligt (23) och (24) är lika med noll, dvs att summan av sannolikheterna är konstant, som inte motsäger (18).

För att lösa dessa differentialekvationer behövs det begynnelsevillkor ("initial conditions") och det är här som observationspunkten blir viktigt. Det är på observationspunkten att det är känt om komponenten är i drift eller inte i drift; då är $p_1 = 1$ (som är mest vanligt) eller $p_2 = 1$. Antar man att $p_1 = 1$ då blir lösningarna för sannolikheterna som funktion av tid:

$$p_1(t) = \frac{\mu}{\mu + \lambda} + \frac{\lambda}{\mu + \lambda} \cdot e^{-t(\mu + \lambda)} \quad (25)$$

$$p_2(t) = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} - \frac{\lambda}{\mu + \lambda} \cdot e^{-t(\mu + \lambda)} \quad (26)$$

För korta ledtider, $(\lambda + \mu) \cdot t \ll 1$, kan exponentialfunktionen lineariseras

$$e^{-(\lambda + \mu)t} \approx 1 - (\lambda + \mu) \cdot t \quad (27)$$

Det ger följande approximation för sannolikheterna som funktion av tid:

$$p_1(t) = 1 - \lambda \cdot t \quad (28)$$

$$p_2(t) = \lambda \cdot t \quad (29)$$

Exakta uttryck och förenklingar kan härledas, på likande sättet, när komponenten är ur drift vid observationspunkten.

4.2.3 Komponent med flera tillstånd – tidsberoende

Samma tillvägagångssätt som i Avsnitt 4.2.1 och Avsnitt 4.2.2 kan användas när komponenten kan vara i fler än två tillstånd. Här behövs det dock matrismetoder för att kunna få allmänna uttryck. Teorier för Markovmodeller ligger till grunden för detta. Den grundläggande egenskapen av en Markovmodell är att alla övergångsintensiteten är konstant över tid. Som vi har sett för en komponent med två tillstånd, då betyder det inte att sannolikheterna är konstanta över tid.

Vi antar en Markovmodell med n tillstånd, en $n \times n$ matris av övergångsintensiteten A , och en $n \times 1$ vektor med sannolikheter P . Villkoret att sannolikheterna ska vara konstanta ger följande ekvation:

$$AP = 0 \quad (30)$$

Som förut, kan denna ekvation inte lösas eftersom matrisen är singulär. Det igen behövs en ekvation till: att summan av alla sannolikheter är lika med ett.

$$\sum_{i=1}^n P_i = 1 \quad (31)$$

Här, P_i är sannolikheten för att komponenten finns i tillstånd i .

De konstanta sannolikheter kan erhållas genom att lösa ekvationer (30) och (31).

4.2.4 Komponent med flera tillstånd – tidsberoende

Här behövs det igen lösas en differentialekvation, men i matrisform:

$$\frac{dP}{dt} = A \cdot P(t) \quad (32)$$

och även här behövs det ett begynnelsevillkor, $P(0)$. Lösningen blir då:

$$P(t) = S \cdot e^{At} \cdot S^{-1} \cdot P(0) \quad (33)$$

Här S är matris med egenvektorer för A , Λ är matrix med egenvärden, och $P(0)$ är vektor av sannolikheter vid observationspunkten.

Är man intresserad i ett linjärt uttryck, motsvarande (28) och (29), då finns det en snabbare väg än att beräkna (33). Därför används den så-kallade Taylorserien, som skriver en funktion som oändlig polynom. Om man är bara intresserad av en linjär approximation, då kan sannolikheter skrivas som:

$$P(t) \approx P(0) + A \cdot P(0) \cdot t \quad (34)$$

Vill man ha en mer noggrann approximation, då kan man ta med den kvadratiske termen också.

$$P(t) \approx P(0) + A \cdot P(0) \cdot t + \frac{1}{2} A^2 \cdot P(0) \cdot t^2 \quad (35)$$

Mer detaljer om denna beräkningsmetod och några detaljerade exempel finns i Artikel [B].

4.3 STOKASTISKT BEROENDE MELLAN KOMPONENTER

Formler i Avsnitt 4.1 gäller för antagandet att alla komponenter är stokastiskt oberoende av varandra. Det betyder att bortfall av en komponent inte påverkar sannolikheten för att en annan komponent är otillgänglig. Det finns dock ett antal fall där det finns stokastiskt beroende mellan komponenter. Innan vi kommer till exempel, först några allmänna relevanta punkter.

- Även om ändring i otillgänglighet för en individuell komponent är liten, då kan det ha en stor påverkan på sannolikheten för att en högre ordningens händelse inträffar. I transmissionsnät är det dessa händelser

som ger elavbrott för många kunder. I termerna av denna rapport; oförutsedda händelser som har en hög allvarlighetsfaktor.

- Att det finns stokastiskt beroende betyder inte att bortfall av en komponent leder (på ett kausalt sätt) till bortfall av en annan komponent. Stokastiskt beroende är ett matematiskt begrepp, som kan jämföras med korrelation i statistiken.
- Det saknas data om stokastiskt beroende, som gör det svårt att komma till noggranna beräkningsresultat. Stokastiskt beroende kan dock leda till mycket högre driftrisker; det därför viktigt att ta med stokastisk beroende i datainsamlingsmodeller.

Det finns ett antal möjliga sätt att ta med stokastiskt beroende i modellerna och beräkningarna. Några exempel som har studerats i projekt och som också finns i litteraturen, är:

- Samhörande komponentbortfall, där det finns en gemensam orsak som leder till samtidigt bortfall av två eller flera komponenter.
- Kaskadbortfall, där bortfall av en komponent ökar sannolikheten för bortfall av en annan komponent.
- Skyddsfel, där ett fel leder till bortfall av flera komponenter när skyddet tar bort en eller flera komponenter utöver komponenten med felet.

4.4 MODELLER FÖR SKYDDSFEL

Skyddsfel är en av anledningar för stokastiskt beroende mellan komponenter. På grund av ett skyddsfel kan det bli bortkoppling av flera komponenter. Vid skyddsfel är det viktigt att skilja mellan utebliven utlösning och oönskad utlösning.

Vid utebliven utlösning, tas felet inte bort av skyddet som skulle ha gjort det. I så fall är det ett annat skydd som tar bort felet med ofta som konsekvens att det blir flera komponenter borta, i stället för bara komponenten där felet inträffar.

Vid oönskad utlösning under ett fel, då tar skyddet bort en komponent som inte har ett fel. Komponenten med felet också tas bort, så att det även här blir flera komponenter borttagna.

Det också händer skyddsfel där ett skyddsrelä löser ut utan att det finns ett fel någonstans. I distributionsnät kan sådant leda till avbrott för kunderna, men i ett transmissionsnät finns det reserver, enligt (N-1) kriteriet, som gör att kunderna inte märker något av detta.

Sådana händelser kan modelleras som ett dold fel ("hidden failure" på engelska). Ett sådant fel finns redan, men det bara detekteras när en kortslutning eller ett jordfel inträffar någon annanstans. Detaljer av sådana modeller finns i Artikel [B].

5 Allvarlighetsfaktorer

Allvarlighetsfaktorer har introducerats i Avsnitt 3.5. De kvantifierar konsekvenserna av en oförutsedd händelse och deras beräkning är den mest tidskrävande delen av driftriskberäkningen. Några exempel på allvarlighetsfaktorer behandlas i detta kapitel, till stor del baserade på Artikel [C].

5.1 ALLVARLIGHETSAKTORER BASERADE PÅ STRÖMMEN

Höga strömmar, jämfört med märkströmmen, genom en komponent i elnätet leder till en ökning av vissa sannolikheter.

Sannolikhet för att överströmsskydd löser ut ökar. Det brukar ses som en korrekt utlösning, eftersom målet med skyddet bland annat är att förbygga överbelastning.

Det som också ökar är sannolikheten på termisk överbelastning. För en transformator betyder det ökade sannolikhet på accelererad åldring och isolationsskador. För en luftledning betyder det en ökade sannolikhet för att ledningen kommer i kontakt med något objekt som till exempel ett träd som växer under ledningen.

Även sannolikhet på inkorrekt utlösning ökar. Det kan vara överströmsskydd med fel inställning men också till exempel distansskydd i zon 3.

Det är möjligt att modellera varje skyddsrelä i detalj för att precis beräkna om skyddet löser ut under en oväntad händelse. Sådana beräkningar görs som del av skyddskoordinering. Det är dock inte möjligt att utföra sådana detaljerade beräkningar för många oförutsedda händelsen under beräkning av driftrisken.

Att ta med alla ovannämnda sannolikheter är möjligt, men även detta skulle leda till ganska komplicerade tidskrävande beräkningar. En tillkommande utmaning skulle då vara att hitta lämpliga värden för de olika sannolikheter.

I stället för att modellera ovanstående sannolikheter i detalj har det i Artikel [C] införts en allvarlighetsfaktor som beror på strömmen genom komponenterna i elnätet. Allvarligheten, dvs konsekvensen av händelsen, beror på strömmen genom komponenterna. Allvarlighetsfaktorn är dock ett värde för hela nätet, inte bara för en komponent. Vid definition av allvarlighetsfaktorn finns det därför två steg. Första steget är att definiera ett mått för allvarlighet vid varje komponent; ordet "delfaktor" används här för detta, även om det snarare är en term än en faktor. Andra steget är att slå ihop alla delfaktorer till ett värde för hela nätet.

Som delfaktor har det definierats ett värde som är lika med noll så länge strömmen är mindre än en referensström. Annars är delfaktorn lika med förhållandet mellan strömmen och referensströmmen. För komponent i blir delfaktorn i detta fall:

$$F_i = 0, \quad I < I_{ref}$$

$$F_i = \frac{I}{I_{ref}}, \quad I \geq I_{ref} \quad (36)$$

Här är F_i delfaktorn, I strömmen genom komponenten under den oförutsedda händelsen, och I_{ref} referensströmmen för komponenten. Referensströmmen har valts som lika med märkströmmen i studien, men andra värden kan också vara lämpliga. För transformatorer skulle ett värde lika med 130 % av märkströmmen kunna vara lämpligt.

Enligt (36) finns det ett steg i delfaktorn vid referensströmmen. Grundtanken är då att det skulle finnas vid referensströmmen ett steg i risken. Det finns alternativa sätt att definiera allvarlighetsfaktorn, där det finns ett mindre steg eller inget steg alls. I stället för ett linjärt förlopp, som in (36), kan det tas definitioner där risken ökar snabbare än linjärt. Här finns det en hel del mer forskning att utföra.

Största del av diskussionen ovan handlar fortfarande om delfaktorn, inte om själva allvarlighetsfaktorn för hela nätet, vilken kan beräknas på olika sätt. I studien har allvarlighetsfaktorn beräknats som summan av alla delfaktorer.

$$S_F = \sum_{i=1}^N F_i \quad (37)$$

Även här finns det flera alternativ. Man skulle till exempel kunna definiera allvarlighetsfaktorn som antalet komponenter med en delfaktor över en viss tröskel. Överbelastade komponenter nära varandra skulle då kunna ge en högre allvarlighetsfaktor än komponenter längre bort från varandra.

För att kunna beräkna strömmen behövs det en belastningsfördelning, eftersom transmissionsnätet är maskat. Om det räcker med att få information om strömmar, kan man använda en förenklad belastningsfördelning ("dc loadflow" på engelska) som tar betydligt mindre beräkningstid än en komplett belastningsfördelning ("ac loadflow").

5.2 ALLVARLIGHETSAKTORER BASERADE PÅ SPÄNNINGEN

Underspanningar ökar risken på spänningskollaps och bortkoppling av produktion.

Det går att definiera allvarlighetsfaktorer baserade på spänning på liknande sätt som för överström. Det är lämpligt att det finns separata allvarlighetsfaktorer för överspänning och underspänning. Definitionen i studien var likadan som för överström: en delfaktor per samlingsskena och en allvarlighetsfaktor för hela nätet som är summan av alla delfaktorer.

Delfaktorn för överspänning har definierats som:

$$F_i = 0, \quad U_i < U_{\text{över}} \\ F_i = \frac{U_i - U_{\text{nom}}}{U_{\text{nom}}}, \quad U_i \geq U_{\text{över}} \quad (38)$$

Här är U_i spänning vid samlingsskenan, U_{nom} nominellspänning och $U_{\text{över}}$ en tröskel där det blir en risk med hög spänning.

Delfaktorn för underspänning har definierats som:

$$F_i = 0, \quad U_i > U_{\text{under}}$$

$$F_i = \frac{U_{\text{nom}} - U_i}{U_{\text{nom}}}, \quad U_i \leq U_{\text{under}} \quad (39)$$

Här, U_{under} är en tröskel där det blir en risk med låg spänning.

Samma diskussion gäller här som vid överström om val av tröskeln, steget vid tröskeln och lutning efter tröskeln. Även här behövs det en seriös mängd forskning och andra studier för att komma fram till lämpliga allvarlighetsfaktorer.

5.3 ALLVARLIGHETSFAKTORER BASERADE PÅ STABILITET

För att kunna bedöma om nätet är stabilt eller instabilt efter en oväntad händelse, kan det göras en detaljerad stabilitetsberäkning. Sådana studier är dock tidskrävande, och behöver detaljerade komponentmodeller och ofta beräkningar i tidsdomän. Att utföra sådant för många oförutsedda händelser är inte möjligt inom den begränsade tiden som finns.

Det finns ett undantag, och det är spänningsstabilitet. När man använder komplett belastningsfördelning, då kan divergens av beräkningarna användas som ett instabilitetskriterium. Allvarlighetsfaktorn kan då definieras som noll om beräkningarna konvergerar och som ett om de divergerar. Den motsvarande driftrisen blir då sannolikhet på instabilitet.

Denna metod är betydligt mindre tidskrävande än att göra en tidsdomän-simulering för att bedöma om systemet är stabil. Metoden ger dock bara information om spänningsstabilitet, inte om andra typer av stabilitet.

5.4 KUNDINRIKTADE ALLVARLIGHETSFAKTORER

Kundinriktade allvarlighetsfaktorer kvantifierar konsekvenser för nätanvändare (kunderna). Kundens intresse finns inte i spänningar och strömmar men i spänningen vid leveranspunkten och då framför allt om avbrott. Kundinriktade allvarlighetsfaktorer kvantifierar konsekvenserna av oförutsedda händelser genom avbrott: antalet kunder drabbade och avbrottens varaktighet.

Några möjliga exempel av sådana allvarlighetsfaktorer är:

- Antalet kunder som blir utan el på grund av händelsen;
- Antalet kundminuter utan el;
- Mången kW som blir utan el; det kan vara abonnerad effekt eller effekt strax innan händelsen;
- Mängden kWh som blir inte levererad;

För andra och fjärde exempel behövs det information om avbrottets varaktighet, som ofta är olika för olika kunder på grund av hur leveransen återställs efter ett avbrott. För mindre avbrott kan det göras relativt enkla uppskattningar; för stora avbrott blir det svårt. Att beräkna en sannolikhetsfördelning för avbrottets varaktighet kan vara ett tillvägagångssätt för att komma till lämpliga

allvarlighetsfaktorer. Från sannolikhetsfördelningen och antalet kunder drabbade, kan det definieras ytterligare ett flertal allvarlighetsfaktorer, som till exempel:

- Förväntat antal kunder (eller kW) med avbrott längre än 15 minuter
- Förväntat antal kunder med avbrott längre än en timme
- Förväntat antal kunder med avbrott längre än tre timmar
- Förväntat antal kunder med avbrott längre än 24 timmar

6 Några beräkningsexempel

Under projektet har det utförts ett antal beräkningar av driftrisken på exempelnät. Dessa har blivit publicerade i de olika artiklarna.

Artikel [C] presenterar resultat från driftriskberäkningar för ett exempel transmissionsnät. Fyra olika allvarlighetsfaktorer har definierats (se detaljer i Kapitel 5) och hur det påverkar den beräknade driftrisken. Driftrisken har beräknats för olika driftlägen av exempelnätet "IEEE 39-bus New England". Driftlägen som har tagits med är grundläggande belastning (enligt beskrivning av exempelnätet) samt ökade volymer förbrukning och produktion, från 100%, i 10% steg, till 200% av grundläggande belastningen. Det visas att vissa risker ökar, medan andra minskar vid ökande belastning av nätet. En viktig slutsats från detta är att det behövs flera allvarlighetsfaktorer för att få en komplett bild av driftrisken.

Artikel [D] utför driftriskberäkningar för samma 39-noders exempelnät. Inriktning av artikeln är dock inte själva beräkningar men presentation av beräkningsresultat. Artikeln introducerar två olika sätt att presentera delresultat: sannolikhet och allvarlighetsfaktor för individuella oförutsedda händelser. Vid ett sätt att presentera, bara tillämplbart för andra-ordningens händelser, visas bidraget till driftrisken (produkten av sannolikhet och allvarlighetsfaktorn) genom en färgskala i en matris med första och andra komponentbortfall längs axlarna. Vid andra sättet visas alla händelser som punkter i ett spridningsdiagram av sannolikhet mot allvarlighetsfaktorn. Båda sätt att presentera ger viss information om vilka komponentbortfall bidrar mest till driftrisken, och ger därmed insyn i möjliga åtgärder för att minska driftrisken.

Artikel [E] handlar om driftrisken vid en transformator beräknad under planeringen dagen innan. Risken kvantifieras som sannolikheten för att oljetemperatur och lindningstemperatur överstiger vissa värden. Vid de andra artiklarna har komponentbortfall (med en sannolikhet mellan noll och ett) tagits som osäkerhet; i denna artikel har det bara studerats en komponent (en transformator) som är i drift och osäkerheterna som har tagits med är osäkerhet i vädret (under planeringen dagen innan); osäkerhet i strömmen genom transformatorn, och osäkerhet i termiska modellen av transformatorn. För att kunna ta med dessa osäkerheter har det definierats några stokastiska allvarlighetsfaktorer. Delar av arbetet finns också beskriven i ett tidigare Energiforsrapport [14]. Osäkerheter i produktion från vindkraft och solkraft (prognosfel) kan modelleras som en allvarlighetsfaktor på liknande sätt.

Artikel [F] visar hur metoder för att beräkna driftrisken kan tillämpas på industriella distributionsnät.

7 Diskussion och rekommendationer

Från projektet har det kommit fram en del öppna frågor, både forskningsfrågor och praktiska utmaningar. Det har även formulerats rekommendationer om forskning, utveckling och tillämpning. Några av dessa öppna frågor och rekommendationer sammanfattas i detta kapitel.

7.1 SANNOLIKHET FÖR EN OVÄNTAD HÄNDELSE

7.1.1 Stokastiskt-beroende komponentbortfall

Det finns begränsningar i hur mycket detaljer som går att ta med i beräkning av sannolikhet för en oväntad händelse. Det gäller framför allt för tillämpningar med en kort ledtid (se Avsnitt 2.3). Det är en anledning att begränsa sig till modeller med bara stokastiskt oberoende komponentbortfall. En tillkommande fördel är att datainsamling blir enklare.

En seriös nackdel med att bara ta med stokastiskt oberoende komponentbortfall är att det kan signifikant underskatta driftrisen. Elavbrott med orsak i transmissionsnät orsakas ofta av samhörande fel, kaskadfel, eller skyddsfel. Om det inte finns utrymme för att ta med sådana fel i beräkning av driftrisen, då blir beräkningsresultat orealistiska i alla fall under vanlig drift. Under en storm är otillgänglighet av komponenter betydligt större, så att stokastiskt oberoende komponentbortfall oftare dominerar.

Tillsammans med utveckling av modeller för stokastiskt beroende, behövs det datainsamling för felfrekvenser.

En matematisk modell har utvecklats i projektet (Avsnitt 4.2.4 och Artikel [B]) som möjliggör att ta med skyddsfel, samhörande fel, och kaskadfel i beräkning av driftrisen. Användning av Taylorapproximationen möjliggör en avvägning mellan noggrannhet och komplexitet.

7.1.2 Prognosfel

Prognosfel har kommit högt på agendan vid integrering av stora mängder vind- och solkraft. Prognosfel finns dock också på förbrukningssidan; framför allt vid nya typer av förbrukning som fordonsladdning, efterfrågefleksibilitet och batterilagring hos kunder, kan det finnas stora prognosfel.

Prognosfel är större, ju större tidshorisonten och ledtiden. För tillämpningar med korta ledtider (som beräkning av risken under drifttimmen) spelar prognosfel en mindre roll. För beräkning av risken under driftplaneringen dagen innan eller vid underhållsplanering är det dock rekommenderat att ta med driftrisen.

En högre prognosfel ökar driftrisen, om inga andra åtgärder görs. Metoden med sannolikhet för händelser och allvarlighetsfaktor, enligt Avsnitt 3.2, fungerar mindre bra för att ta med prognosfel. Osäkerheten på grund av prognosfel kan inkluderas i beräkningar genom att definiera stokastiska händelser eller genom att

definiera stokastiska allvarlighetsfaktorer. Sistnämnda lösning är det som har använts i Artikel [E] och en tidigare Energiforskrapport [14].

7.1.3 Åldring och underhåll

Åldring av komponenter tas sällan med i riskbedömningar för transmissionsnät. Det är brist på data men också brist på lämpliga matematiska modeller. Vid beräkning av driftrisen finns det samma brist på data, men det finns inte någon brist på lämpliga modeller. Ledtiden och perioden av intresse är så pass korta att felintensiteten kan antas konstant i beräkningarna. Huruvida åldring av komponenter spelar en märkbar roll i den beräknade driftrisen, dvs större än påverkan av osäkerhet i indata, är inte tydligt men skulle vara en relevant sak att utreda.

Underhåll ger både ökning och minskningar av felintensiteten. Under själva underhållet är det mycket som tyder på en ökning av felintensiteten för komponenter i närheten av komponenten som underhålls. Även direkt efter avslutat underhåll finns det en ökade felintensitet, både för komponenten som det gjordes underhåll på och för komponenter i närheten. Även här finns det stor brist på data och även här finns det inga stora matematiska utmaningar i att ta med detta i beräkningar.

En ökade sannolikhet för komponentbortfall medan det görs underhåll på en närliggande komponent kan ha en stor påverkan på driftrisen. Sådant är viktigt att ta med i beräkningarna.

7.1.4 Tidsberoende reparationsintensitet

I de flesta beräkningarna antas både felintensiteten och reparationsintensiteten konstanta; det är också antaganden vid modellerna i Kapitel 4. För felintensiteten är det i de flesta fall en rimlig approximation för stokastisk driftsäkerhet, men inte för reparationsintensiteten. I nästa alla praktiska fall är reparationsintensiteten noll direkt efter inträffandet av ett komponentbortfall; med andra ord, det finns alltid en minimum reparationstid. Det är inte tydligt hur mycket det påverkar driftrisen; det behövs studier (till exempel baserade på Monte Carlo simulering, för att bedöma hur mycket tidsberoende av reparationsintensiteten påverkar driftrisen. Om det visar sig att vara relevant, då behövs det informationsinsamling om fördelningen.

7.1.5 Val av oförutsedda händelser

Definitionen av driftrisen enligt (1) i Avsnitt 3.2 är summan över alla möjliga oförutsedda händelser. Det finns dock väldigt många sådana händelser, som redan har visats förut, och det går inte att ta med alla möjliga händelser för ett befintligt transmissionsnät. Även för en "vanlig" tillförlitlighetsberäkning, där beräkningstiden är en mycket mindre begränsning, är det inte möjligt att ta med alla möjliga oförutsedda händelser.

Ända möjlighet att komma till ett beräkningsresultat är att begränsa antalet händelser som tas med i beräkningarna. Det behövs även en begränsning av detaljerna i beräkning av allvarlighetsfaktorer. Ju enklare beräkningar av

allvarlighetsfaktorn, ju flera händelser kan tas med i driftrisen. Det finns dock alltid behov på en begränsning av antalet oförutsedda händelser.

Den stora utmaningen är att begränsa antalet händelser på ett sådant sätt att felet i beräkning av driftrisen är begränsat. Ett vanligt sätt att begränsa antalet händelser är att göra en snabb och grov uppskattning av sannolikheten, allvarlighetsfaktorn, eller produkten av dessa två, för en större grupp av händelser. Värdet på den grova uppskattningen används för att bestämma för vilka händelser det görs en mer detaljerad beräkning. Det som används mest i litteraturen är att välja baserad på sannolikheten, bland annat för att beräkning av sannolikheter brukar vara snabbare än beräkning av allvarlighetsfaktorn. Mer detaljer finns i Artikel [A].

7.2 ALLVARLIGHETSFAKTOR

Allvarlighetsfaktorn kvantifierar konsekvenserna för en oförutsedd händelse. Kvantifieringen finns med i alla driftriskberäkningar i litteraturen, även om det inte alltid implicit nämns. I vissa fall har allvarlighetsfaktorn bara värden 0 och 1; i andra fall finns det många olika värden.

7.2.1 Definition av allvarlighetsfaktorn

Det finns olika sätt att definiera allvarlighetsfaktorn; varje definition ger ett annat värde på driftrisen; det är därför viktigt att förstå allvarlighetsfaktorns definition vid tolkning av resultat från driftriskberäkningarna. Det finns fortfarande en del utmaningar, på forskningssidan, men också vad gäller den praktiska implementeringen.

Konsekvensen av en oförutsedd händelse kan vara helt olika för olika intressenter. För nätoperatören handlar det om spänningar, strömmar, och frekvensen. Antalet avbrott och avbrottens varaktighet är konsekvenser för nätanvändare. För samhället som helhet, men även för individuella intressenter, finns det ekonomiska konsekvenser. Även dessa kan kvantifieras genom en allvarlighetsfaktor.

Att kombinera alla dessa konsekvenser i en allvarlighetsfaktor skulle leda till en stor minskning av mängden information och det skulle göra det svårt att ta ett beslut baserat på värdet av driftrisen. Det behövs i stället ett flertal definitioner för allvarlighetsfaktorer, som därmed resulterar i ett flertal värden för driftrisen.

Det behövs studier och forskning för att komma fram till en samling allvarlighetsfaktorer som täcker alla konsekvenser av en oförutsedd händelse. Som nästa steg behövs det studier om hur det kan tas beslut om åtgärder i nätet för att minska riskerna. Det behövs också forskning om hur den beräknade driftrisen påverkas av detaljer i definition av allvarlighetsfaktorn samt förenklingar i beräkning av spänningar och strömmar.

7.2.2 Inkludera stabilitet i beräkningar

Beräkningar i detta projekt, och i största del av litteraturen, använder belastningsfördelning, en komplett belastningsfördelning ("AC load flow") eller en förenklad belastningsfördelning ("DC load flow"). Det som sällan tas med är

stabilitetsfenomen. Divergens av den kompletta belastningsfördelning används (i detta projekt och annanstans i litteraturen) som ett sätt att upptäcka spänningsstabilitet, men det är inte exakt samma sak, anger inte var i nätet instabilitet inträffar och andra typer av stabilitet tas inte med.

Att ta med stabilitet på ett detaljerat sätt är mycket tidskrävande; det behövs tidsdomänberäkning, modeller av reglersystem, och övriga detaljer. Det finns, som sagt förut, begränsat med tid tillgängligt för beräkningarna. Att ta med stabilitet på ett detaljerat sätt kommer därför att minska antalet oförutsedda händelser som kan tas med. Den extra noggrannheten som introduceras av stabilitetsberäkningar, kommer att kompenseras av minskningen av antalet händelser som tas med i beräkning av drift risken. Netto kan det även bli en minskning av noggrannheten.

Instabilitet är dock ofta orsaken (eller en bidragande orsak) till stora störningar. Därför är det viktigt att instabiliteten tas med i beräkning av drift risken och för att kunna göra det krävs det fortsatt forskning.

7.2.3 Standardisering av allvarlighetsfaktorer

Den europeiska tillsynsmyndighet för elnät, ACER har i deras beslut från 2019 [7] angivit att det krävs en gemensam metod för beräkning av drift risken ("A common probabilistic risk assessment"). Utveckling av en sådan metod ligger på ENTSO-E [9, 10].

För att komma fram till en gemensam metod, som kan användas för att jämföra mellan olika nät, behövs det standardisering vad gäller,

- Definition av oförutsedda händelser,
- Vilka oförutsedda händelser tas med i beräkningen,
- Beräkning av sannolikheter,
- Definition av allvarlighetsfaktorer,
- Beräkning av allvarlighetsfaktorer.

Författare av denna rapport ser som största utmaning att definiera lämpliga allvarlighetsfaktorer. Sådant kräver samarbete mellan forskare och användare av metoden. Det även krävs erfarenhet i användning av olika definitioner av allvarlighetsfaktorer. Vissa applikationer av riskbedömning, enligt Avsnitt 2.3, är lämpliga för detta.

På forskningssidan ska dock införandet av standardiserade metoder inte leda till ett slut på utveckling och jämförelse av alternativa metoder.

7.3 FORSKNING OCH TILLÄMPNING AV METODERNA

Syftet av allt som görs inom beräkning av drift risk och stokastisk drift säkerhet är att minska antalet stora avbrott i transmissionsnätet. Det kan inte nås bara genom forskning men krävs praktiska tillämpningar av beräkningsmetoderna på befintliga transmissionsnät. Det finns dock fortfarande stora gap mellan forskning och tillämpning. Fyra sådana har identifierats och diskuterats i projektet.

7.3.1 Beräkningstiden

Tiden det tar att beräkna driftrisen beror på antalet oförutsedda händelser som tas med i beräkningen; antalet allvarlighetsfaktorer som beräknas; och metoden för att beräkna allvarlighetsfaktorer. Tiden det tar att beräkna allvarlighetsfaktorer beror till största delen på metoden för att beräkna spänningar och strömmar.

Tiden för att utföra beräkningarna är begränsad, beroende på tillämpningen, så det behövs kompromisser vad gäller antalet händelser och beräkning av allvarlighetsfaktorer. Det behövs en begränsning av antalet händelser och/eller en begränsning av detaljer i beräkning av allvarlighetsfaktorer.

Resultaten behöver dock fortfarande ge tillräckligt förtroende för elnätsföretaget för att kunna basera beslut på. Avvägningen och resulterande förtroende, eller brist på förtroende, är en seriös utmaning inför praktiska tillämpningar av driftriskberäkningar. För vissa tillämpningar finns det tillräckligt tid tillgängligt för att utföra beräkningar. För andra tillämpningar kan det visa sig vara omöjligt att komma med en avvägning som ger tillräckligt förtroende.

Det behövs studier och forskning om noggrannhet av information från driftriskberäkningar inom den tillgängliga tiden. Det finns lämpliga tillämpningar för detta i listan som visas i Avsnitt 2.3.

Vid större kraftsystem kommer både antalet oförutsedda händelser och komplexitet av beräkningarna att öka snabbt. Här behövs det regionala avgränsningar och/eller minskning av antalet komponenter som tas med i beräkningarna, innan det kan nås användbara resultat.

7.3.2 Presentation av resultat från beräkningarna

Beräkning av driftrisen (eller driftriskerna om det finns flera allvarlighetsfaktorer) ger också information om sannolikheten och allvarlighetsfaktorn för varje oförutsedd händelse som har tagits med i beräkningen. Vissa metoder för att välja vilka händelser som ska tas med ger också grova uppskattningar för allvarligheten av ytterligare händelser.

All denna information kan användas för att ta beslut om driften eller driftplaneringen, beroende på tillämpningen. Framför allt för användning under driften ska informationen presenteras på ett sätt som snabbt ger insyn i situationen. Även vid tillämpningar som är mindre tidskritiska kan det vara viktigt att få insyn om, till exempel, flaskhalsar i nätet.

Det finns behov på forskning och studier om olika metoder att presentera resultat från beräkningarna, inklusive relevanta detaljer, på ett lämpligt sätt. Det ska vara till exempel direkt tydligt vilka händelser och/eller komponenter bidrar mest till driftrisen. Kunskapen om var flaskhalsen ligger är en bas för åtgärder att minska risken.

Det behövs samarbete mellan olika forskningsdiscipliner för att komma fram till ett lämpligt sätt att presentera resultat. Kunskaper om datavisualisering ska kombineras med kunskaper om transmissionsnät och kunskaper om riskanalys. Sättet att presentera resultat kommer att bero på tillämpningen.

7.3.3 Interpretering av resultat

Att presentera resultat från beräkningarna är ett viktigt steg för interpretering av resultat, när människor gör interpretering och framför allt när det behövs ett snabbt beslut. Interpretation av resultat är dock bredare och kan göras med hjälp av fördefinierade regler, expertsystem, eller maskininlärning (artificiell intelligens).

Det finns ännu inte tillräckligt med erfarenhet av driftriskberäkningar för att kunna börja utveckla automatiska metoder som maskininlärning. Det kan dock komma regler för expertsystem från vissa av de tidiga tillämpningarna av driftriskberäkningar. Det behövs forskning och studier för att utveckla sådana regler, som kan implementeras i samma program som utför beräkningarna, och som kan även användas för utbildning.

Vid interpretation av resultat är det också viktigt att ha insyn i vad som anses vara en hög risk och vad som anses vara en låg risk. Här saknas det erfarenhet och det behövs praktiska tillämpningar. Detta kan vara enklare för vissa allvarlighetsfaktorer än för andra; detta är en anledning till för att skapa ett antal standarddefinitioner av allvarlighetsfaktorer.

7.3.4 Realistiskt data

Sannolikheten för en oförutsedd händelse beror mycket på värdena för fel- och reparationsintensiteten för de olika komponenterna. Att få realistiska värden för detta är en seriös utmaning och ett hinder mot praktisk tillämpning av driftriskberäkning.

Driftriskberäkning är framför allt relevant under perioder med höga risker. Det kan vara perioder med hög belastning, perioder med begränsat antal komponenter i drift, men också perioder med hög felintensitet för komponenter. Det sista handlar då oftast om stormar. Det finns ganska bra statistik om den genomsnittliga felintensiteten för många komponenter över fler-årsperioder. Det saknas dock statistik för de flesta typer av komponenter under perioder med hög felintensitet.

7.4 RISKBASERAD DRIFT OCH KORTTIDSPLANERING

Projektet och största del av rapporten handlar om metoder för att beräkna driftrisken. Det finns också en hel del litteratur om detta, som har sammanfattats i Artikel [A]. Det som inte har behandlats i projektet, och som inte får mycket uppmärksamhet i litteraturen, är användning av beräknade driftrisken och annan information från beräkningarna i drift och korttidsplanering av transmissionsnät.

Riskbaserad drift och riskbaserad korttidsplanering innehåller de följande steg:

- Beräkning av en eller flera driftrisker (indikatorer för driftrisken). Det var inriktningen av projektet och är huvudsakliga innehållet av rapporten
- Bedömning om den beräknade risken kan anses vara acceptabelt eller inte. Det finns ännu inga metoder eller kriterier för att göra denna bedömning. Denna brist är ett seriöst hinder mot tillämpning av riskbaserad drift och korttidsplanering. Här behövs det kvantifiering av driftrisker med befintliga metoder för drift och korttidsplanering av transmissionsnätet.

Ett alternativt sätt är att jämföra driftrisen (dvs risken med att inte ta åtgärder) och risken för olika intressenter med att göra olika åtgärder.

- När driftrisen anses vara oacceptabelt, välja åtgärder bör tas för att minska driftrisen. Detta steg innehåller bland annat presentation och tolkning av beräkningsresultat. Här krävs det erfarenhet från flera studier och tillämpningar på flera befintliga transmissionsnät under olika drifttillstånd och väderförhållanden. Att ha ett antal standarddefinitioner för allvarlighetsfaktorer kommer att förenkla detta, men kan också sätta ett önskat stopp på utveckling av nya allvarlighetsfaktorer.

8 Slutsatser

Det finns fördelar med att använda riskbaserade metoder för drift och korttidsplanering. Innan man kan använda sådana metoder behövs det metoder för att kvantifiera riskerna, det som kallas för driftrisen i denna rapport. Det har identifierats en del hinder på forskningssidan som ska tas bort innan det kan finnas tillämpningar i transmissionsnät.

Det behövs forskning för att ta med skyddsfel, kaskadbortfall, och sammanhörande komponentbortfall i beräkning av driftrisen. Det behövs även metoder för att ta med prognosfel för produktion från solkraft och vindkraft (på grund av bristande väderprognoser) samt prognosfel för förbrukning.

Det behövs forskning för att uppskatta noggrannhet av metoderna för att välja vilka oförutsedda händelser tas med i beräkning av driftrisen. Här kan det krävas lämpliga definitioner för noggrannhet.

Det behövs större uppmärksamhet i litteraturen för vikten av allvarlighetsfaktorns definition. Brist på standarddefinitioner är ett hinder mot den praktiska tillämpningen av driftrisen.

Beräkning av risken under drift är bara ett exempel i ett spektrum av potentiella tillämpningar av riskanalys i transmissionsnät. Kunskaper ska bytas ut mellan de olika tillämpningarna.

Det behövs större uppmärksamhet i forskningen för gapet mellan forskning och tillämpning av driftriskberäkningar. Forskning ska rikta sig mot att minska gapet.

Det finns också utmaningar kvar på tillämpningssidan; brist på lämpligt data och brist på erfarenhet med riskanalys i transmissionsnät är bland de största utmaningarna.

9 Referenslista

- [1] L. T. Anstine, R. E. Burke, J. E. Casey, R. Holgate, R. S. John, H. G. Stewart, Application of probability methods to the determination of spinning reserve requirements for the Pennsylvania-New Jersey-Maryland interconnection," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 82, no. 68, pp. 726-735, 1963.
- [2] M. Wämundson, Operational risk assessment to increase security in network planning and operation, STRI rapport R09-554, 2009.
- [3] M. Bollen, Stochastic operational risk assessment in transmission systems, STRI rapport R05-245, 2005.
- [4] M. Bollen, L. Wallin, T. Ohnstad, L. Bertling, On operational risk assessment in transmission systems - weather impact and illustrative example, International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2008.
- [5] GARPUR: Generally Accepted Reliability Principle with Uncertainty modelling and through probabilistic Risk assessment. Collaborative R&D project co-funded by the European Commission (7th Framework Programme), <https://www.sintef.no/en/projects/2013/garpur/>.
- [6] A new approach to reliable and affordable electricity supply in Europe, the GARPUR project results, October 2017, <https://www.sintef.no/globalassets/project/garpur/deliverables/garpur-brochure.pdf>
- [7] ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators), Methodology for coordinating operational security analysis, 19 June 2019.
- [8] Commission Regulation (EU), 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation, 2017.
- [9] All TSOs biennial report on operational probabilistic coordinated security assessment and risk management, ENTSO-E, December 2021.
- [10] Biennial report on operational probabilistic coordinated security assessment and risk management, ENTSO-E, December 2023.
- [11] S. Kaplan, The Word of Risk Analysis. Risk Anal 1997;17(4):407–17.
- [12] M. Rausand, Risk Assessment Theory, Method and Applications. Hoboken New Jersey: John Wiley & Sons; 2011.
- [13] S. Kaplan, J. Garrick, On the quantitative definition of risk, Risk Analysis, 1981.
- [14] Z. Nazir, M. Bollen Stokastisk dynamisk belastningsförmåga för transformatorer, Energiforsk Rapport 2024:2009.
- [15] P. Hilber, Riskanalys för elkraftsystem, Elforsk rapport 10:101, 2010.
- [A] Z. Nazir, M. H. J. Bollen, Operational risk assessment of transmission systems: a review, International Journal of Electric Power & Energy Systems, Vol 159. 2024.

- [B] Z. Nazir, M. H. J. Bollen, Instantaneous component outage model including hidden failures for operational risk assessment, IEEE Transactions on Power Systems, 2025.
- [C] Z. Nazir, M. H. J. Bollen, Investigating various severity factor behaviors for operational risk assessment, Electricity, Vol 3, No 3, pp 325-345, 2022.
- [D] Z. Nazir, M. H. J. Bollen, Graphical ways to visualize operational risk during transmission-system contingencies, Electricity, Vol 3, No 3, pp 442-462. 2022.
- [E] Z. Nazir, M. H. J. Bollen, Risk-based day ahead operational planning of a transformer by deploying thermal overloading severity factors, Submitted to IEEE Transactions on Power Delivery.
- [F] Z. Nazir, Operational Risk assessment of industrial networks: issues and challenges. 27th International Conference on Electricity Distribution, CIRED 2023.

STOKASTISK DRIFTSÄKERHET FÖR TRANSMISSIONSNÄT

Stokastisk driftsäkerhet syftar till att kvantifiera risken med ett visst driftläge av elnätet och använda den kvantifierade risken för att bedöma om driftläget är acceptabelt. Denna rapport handlar om metoder för att kvantifiera denna driftrisk.

Nuvarande metod för att garantera ett driftsäkert elnät använder det så kallade (N-1) kriteriet. Elnätet ska klara ett antal fördefinierade händelser. Det finns många fördelar med metoden men också nackdelar; genom att använda stokastiska metoder kan några av dessa nackdelar tas bort.

Rapporten innehåller en inledande beskrivning av riskbaserade metoder för tillämpning i elnätet, går in i detalj för ett antal aspekter av beräkning av driftrisken, diskuterar en del kvarstående hinder och ger rekommendationer.

Ett nytt steg i energiforskningen

Forskningsföretaget Energiforsk initierar, samordnar och bedriver forskning och analys inom energiområdet samt sprider kunskap för att bidra till ett robust och hållbart energisystem. Energiforsk är ett politiskt neutralt och icke vinstutdelande aktiebolag som ägs av branschorganisationerna Energiföretagen Sverige och Energigas Sverige, det statliga affärsverket Svenska kraftnät, samt gas- och energiföretaget Nordion Energi.

Läs mer på energiforsk.se.

