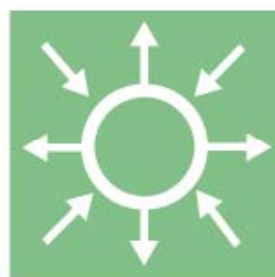




Risikanalysmetod lokalnät

Kartläggning och reduktion av risker i elnät

Elforsk rapport 07:58



Martin Kylefors
Lotta Fredholm
Cecilia Sandström

November 2007

ELFORSK

Risikanalysmetod lokalnät

Kartläggning och reduktion av risker i elnät

Elforsk rapport 07:58

Martin Kylefors
Lotta Fredholm
Cecilia Sandström

November 2007

Förord

Denna rapport är en redovisning av ett projekt med syfte att utveckla metoder för kartläggning av risker och prioritering av riskreducerande åtgärder inom elnät (145 till 0,4 kV). Arbetet har bedrivits i två etapper, etapp 1 (Elforsk projekt 31003) under perioden maj t o m augusti 2006, och etapp 2 (Elforsk projekt 31011) under perioden januari t o m september 2007. I etapp 1 utarbetades en schematisk modell, inriktad på mellanspänningsnivån i lokalnätet. Under etapp 2 har modellen gjorts mer tillämplig i samarbete med elnätsföretag.

Arbetet har skett inom ramen för Elforsks riskanalysprogram (3974).

Programmets styrgrupp består av följande ledamöter:

Arne Bergström, Vattenfall Eldistribution AB
Horst Blüchert, Elsäkerhetsverket
Mikael Bohjort, E.ON Elnät Sverige AB
Kjell Oberger, Fortum Distribution
Håkan Jarer, Svenska Kraftnät
Sven-Åke Polfjärd, Föreningen Industriell Elteknik, FIE
Sven Jansson, Elforsk AB, programansvarig

Finansiärer i programmet är:

Elsäkerhetsverket
Vattenfall Eldistribution AB
E.ON Elnät Sverige AB
Fortum Distribution AB
Svenska Kraftnät
Göteborgs Energi AB
Skellefteå Kraft AB
Lunds Energi AB
Mälarenergi Elnät AB
Tekniska Verken i Linköping AB
Öresundskraft AB
Jämtkraft AB
Umeå Energi AB
Jönköpings Energi Nät AB
Eskilstuna Energi & Miljö AB
Gävle Energi AB
Energiverken i Halmstad AB
Sundsvall Elnät AB
Växjö Energi Elnät AB
Borlänge Energi AB
Nacka Energi AB
Föreningen Industriell Elteknik, FIE

Arbetet har bedrivits av en organisation inom Øresund Safety Advisers AB (ØSA) bestående av Martin Kylefors (projektledare) och Lotta Fredholm. Under etapp 1 har Fredrik Nystedt medverkat, och under etapp 2 har Cecilia Sandström medverkat. Under etapp 2 har samarbete skett med E.ON Elnät Sverige AB (Charlotta Klintberg), Lunds Energi AB (Mikael Nilsson) och Öresundskraft AB (Anders Höglund).

Stockholm januari 2008
Sven Jansson

Sammanfattning

Øresund Safety Advisers AB (ØSA) har beviljats anslag från Elforsk (Elforsk projekt 31003 och 31011) för att bedriva ett metodutvecklingsarbete "riskanalysmetoder för kartläggning och reduktion av risker i elnät". Arbetet har skett inom ramen för Elforsks riskanalysprogram (3974).

Arbetet har bedrivits av en organisation inom Øresund Safety Advisers AB (ØSA) bestående av Martin Kylefors (projektledare) och Lotta Fredholm. Under etapp 1 har Fredrik Nystedt medverkat, och under etapp 2 har Cecilia Sandström medverkat. Under etapp 2 har samarbete skett med E.ON Elnät Sverige AB (Charlotta Klintberg), Lunds Energi AB (Mikael Nilsson) och Öresundskraft AB (Anders Höglund). Projektansvarig på Elforsk har Sven Jansson varit.

Projektets syfte har varit att bidra till utveckling av riskanalystillämpningar som svarar mot de investerings- och reinvesteringsbehov inom nätbolag som följer av en ändrad reglering på området, med bl a införande av funktionskrav och avbrottsersättningar. Projektets mål har varit att utveckla en sammanhållen metod för elnät (0,4 till 145 kV) som grovt kartlägger och värderar ett elnäts risker, samt ger underlag för val mellan olika åtgärdsalternativ. Avgränsningar som gjorts i arbetet innebär att fokus ligger på avbrottsrisker (avbrott längre än 12 timmar) på mellanspänning i lokalnäten. Metoden omfattar inte stationer.

Projektet har omfattat två etapper, där etapp 1 har omfattat en översikt av metoder, selektering av lämplig metod och principiell anpassning till elnätsföretagande. Etapp 2 har omfattat en iterativ process med slutlig anpassning av metoden och test av metoden.

Metoden kartlägger risknivån på en sträcka av ett nät genom att värdera parametrarna Exponering, Belastning och Tålighet, vilket ungefär ska motsvara sannolikhet, konsekvens och robusthet. Värdena på respektive parameter varierar med en faktor tjugo (20) mellan bästa och sämsta värde. Värdena beror på vilken typ av ledning det är och hur stor andel som går genom skog (avgör Exponering), hur många kunder som är beroende av sträckan och hur stor deras förbrukning är (avgör Belastning), samt om det finns en alternativ matningsväg (avgör Tålighet). Riskvärdet erhålls genom att multiplicera värdena och kan variera mellan 0.05 och 400. Efter ranking av de sträckor som behöver åtgärdas kan åtgärdsalternativ prioriteras. Metoden bygger på att nyttan beräknas som skillnaden mellan det initiala riskvärdet och ett nytt riskvärde (risk efter åtgärd), och att denna nytta divideras med summan av investerings-, drift- och underhållskostnaderna.

Det finns ett fortsatt utvecklingsbehov avseende en metod för att analysera stationer. Det finns även ett behov av metodutveckling för prioriteringar av åtgärder i stadsnät där hänsyn tas till kortare avbrott (som kan medföra väsentliga kostnader). Det finns slutligen även ett behov av att "översätta" funktionskravet (inga avbrott mer än 24 timmar) till en acceptabel risknivå.

Summary

Elforsk assigned Øresund Safety Advisers AB (ØSA) the task to develop two methods for risk assessment within power distribution companies (Elforsk project 31003 and 31011). The work has been carried out by Martin Kylefors (project manager), Lotta Fredholm, Fredrik Nystedt (phase 1) and Cecilia Sandström (phase 2), all ØSA. Sven Jansson has been project coordinator at Elforsk.

The objective of the project has been to contribute to development of risk analysis applications that correspond to the need of investments as an effect of new regulation. The aim has been to develop a method for screening and assessing risks, and for ranking risk reducing measures in order of priority. Phase 1 has consisted of an overview of methods, selection of appropriate methods, and development of principles regarding application suitable for power distribution companies. Phase 2 has consisted of adjustments and tests of the method.

The method focuses on risks associated with power failures, with a duration exceeding 12 hours, in medium voltage local networks. Stations are excluded. The suggested method is based on principles of Preliminary Hazard Analysis and Cost-Benefit Analysis. Risks are suggested to be assessed based on three main factors (load, exposure and alternative supply). The quota between the highest and lowest value is 20 for each factor. Each factor is assessed by underlying factors such as type of cable/wire, number of customers and average power consumption. By multiplying the factors a resulting risk level is obtained in the range of 0.05 to 400. The level determines the need for further investments. Appropriate risk reducing measure is selected by putting the risk reduction (benefit) in relation to the total costs for investment and maintenance, for each alternative measure.

There is a further need for development of a method for stations. There is also a further need for development of a priority model in city networks where power failures less than 12 hours are taken into account. Finally there is a need to turn the functional requirement (no power failures exceeding 24 hours) into an acceptable risk level.

Innehåll

1	Inledning	1
1.1	Mål och syfte	1
1.2	Omfattning och avgränsningar.....	1
1.3	Metod / Genomförande	2
2	Bakgrund	3
2.1	Elnät	3
2.2	Risker och riskanalys	4
2.3	Riskbilden	6
2.4	Prioriteringsfrågeställningar	7
3	Kravbild	9
3.1	Riskanalys för kartläggning	9
3.2	Risk/beslutsanalys för prioriteringsproblem	10
4	Riskanalysmetoder, översikt	11
4.1	Grovanalys	11
4.2	What-if analys	12
4.3	Felträdsanalys.....	13
4.4	Händelseträdsanalys	14
4.5	Feleffektsanalys (FMEA)	15
4.6	Statistiska analyser	15
4.7	Indexmetoder	16
4.8	Beslutsanalys.....	17
4.9	Multiattributiv nyttoanalys	17
4.10	Kostnad/nytta analys	18
4.11	Analytical Hierarchy Process.....	18
5	Riskanalysmetod, val	20
5.1	Metodjämförelse	20
5.1.1	Kartläggning av risker.....	20
5.1.2	Prioritering av åtgärder	21
5.2	Metodval	21
5.2.1	Kartläggning av risker.....	21
5.2.2	Prioritering av åtgärder	22
5.2.3	Kommentar angående analysmetoder	22
6	Anpassning av metoderna	23
6.1	Principiell anpassning (etapp 1)	23
6.2	Slutlig anpassning (etapp 2)	23
7	Resultat	25
7.1	Beskrivning process.....	25
7.1.1	Förutsättningar, antaganden	25
7.1.2	Kompetens och resurs	26
7.1.3	Indata	26
7.1.4	Dokumentation	26
7.2	Beskrivning av standardgenomförande	27
7.2.1	Fastställande av prioriteringsmål	27
7.2.2	Riskbedömning av sträcka A _i -B _j	27
7.2.3	Urval av sträckor för åtgärd	31
7.2.4	Val av åtgärder för prioritering	31
7.2.5	Riskbedömning av respektive åtgärdsalternativ	32

7.2.6	Kostnadsberäkning åtgärdsalternativ.....	32
7.2.7	Beräkning av nytta för respektive åtgärdsalternativ.....	33
7.2.8	Beräkning av nytta/kostnad för respektive åtgärdsalternativ.....	33
7.2.9	Prioritering av åtgärd	33
7.3	Alternativ metodanvändning	33
7.3.1	Alternativ beräkning av belastning	33
7.3.2	Riskbedömning av fack	34
7.4	Exempel.....	35
7.4.1	Beräkning av riskvärde för teststräckor	35
7.4.2	Beräkning av riskvärde för testfack.....	39
7.4.3	Prioritering av åtgärder för teststräcka/fack	41
7.5	Osäkerheter	44
7.5.1	Modellosäkerhet.....	44
7.5.2	Osäkerhet i antaganden och indata	45
7.5.3	Kommentar till osäkerheterna	45
7.6	Råd vid implementering/uppstart av arbete.....	45
8	Diskussion	47
8.1	Slutsatser och kommentarer	47
8.2	Fortsatt arbete.....	47
9	Referenser	49
	Bilaga 1 – Värderingstabeller	53
	Bilaga 2 - Användarguide	55
	Bilaga 3 - Formulär	57

1 Inledning

Øresund Safety Advisers AB (ØSA) har beviljats anslag från Elforsk (Elforsk projekt 31003 och 31011) för att bedriva ett metodutvecklingsarbete "riskanalysmetoder för kartläggning och reduktion av risker i elnät". Arbetet har skett inom ramen för Elforsks riskanalysprogram (3974).

Arbetet har bedrivits av en organisation inom Øresund Safety Advisers AB (ØSA) bestående av Martin Kylefors (projektledare) och Lotta Fredholm. Under etapp 1 har Fredrik Nystedt medverkat och under etapp 2 har Cecilia Sandström medverkat.

Charlotta Klintberg på E.ON Elnät Sverige AB har i etapp 1 bidragit med sin kunskap om drift, planering och optimering av elnät genom att svara på frågor.

Projektets andra etapp har bedrivits som en tillämpning i samarbete med E.ON Elnät Sverige AB (Charlotta Klintberg), Lunds Energi AB (Mikael Nilsson) och Öresundskraft AB (Anders Höglund).

1.1 Mål och syfte

Projektets syfte är att överföra projektorganisationens kunskap och erfarenhet om risk- och beslutsanalys till elnätsföretagen och därmed bidra till utveckling av riskanalystillämpningar som svarar mot de behov som följer av en ändrad reglering på området, med bl a införande av funktionskrav och avbrottsersättningar. Den ändrade regleringen medför stort investerings- och reinvesteringsbehov inom sektorn.

Projektets mål är att utveckla en sammanhållen riskanalysmetod (eller två metoder som fungerar tillsammans) för elnät (0,4 till 145 kV) som hanterar två problemställningar:

1. Riskanalysmetod som kartlägger ett elnäts risker. Metoden skall kunna användas för att systematiskt analysera ett elnät, del för del, så att risker kartläggs och värderas (grovt). Denna analys är fundamental för att kunna överblicka riskerna i ett system.
2. Risk/beslutsanalysmetod som hanterar prioriteringsproblem (leveranssäkerhet). Metoden skall kunna användas för att välja mellan olika åtgärdsbehov och även mellan olika åtgärder som åtgärdar samma behov. Åtgärdsbehoven är kopplade till leveranssäkerheten. Analysen är fundamental för att kunna begränsa eller reducera riskerna på ett rationellt sätt.

Förhoppningen har varit att metoderna även skulle kunna utgöra ett underlag för riktlinjer/föreskrifter/praxis inom området.

1.2 Omfattning och avgränsningar

Metoderna omfattar elnät mellan 145 och 0,4 kV.

I överenskommelse med beställaren har riskerna begränsats till avbrottsrisker (för att fokusera på leveranssäkerheten). Detta motiveras med att risker för liv, miljö och egendom anses väl utrett och reglerat i detalj. Risker för avbrott har naturligtvis alltid varit intressant, men genom ny lagstiftning har ett funktionskrav på elöverföring införts, liksom krav på avbrottsersättningar, vilket ökat investeringsbehovet.

Under utvecklingsarbetet har fokus lagts på att metoderna ska fungera fram till "sista nätstation", ej ut till slutkund. Detta motiveras med att avbrott i den "yttersta" delen av nätet är snabbare och enklare att reparera eller ordna reservkraft till, så att avbrotten sällan blir långvariga.

Under utvecklingsarbetet har skillnader inom elnät identifierats som försvårat att hålla metoden funktionell för samtliga spänningsnivåer. Med beaktande av kravbilden på metoderna och underlag om orsaker och varaktighet till avbrott har fokus lagts på mellanspänningsnivån i lokalnät och dess problematik. Se vidare i Kapitel 2 och 3.

Korta avbrott skiljer sig från längre avbrott både i frekvens och konsekvens, men även i orsaker och möjligheter att åtgärda fel. Eftersom metoderna avser att hjälpa till med bedömningar där funktionskravet kan vara svårt att nå, eller där ersättningar för avbrott betalas ut, avgränsas metoden till avbrott som varar i mer än 12 timmar.

Metoderna avgränsas till primärskadan "icke levererad energi", och tar därmed inte hänsyn till eventuella sekundärskador hos abonnenter till följd av utebliven kraft. Kunder med samhällsintresse och kunder med särskilda kontrakt beaktas dock i viss mån kvalitativt.

Fördelningsstationer omfattas ej av metoden. Dessa är så varierande i utförande och användning att de bör hanteras separat, troligen individuellt.

1.3 Metod / Genomförande

Projektet har delats in i två etapper.

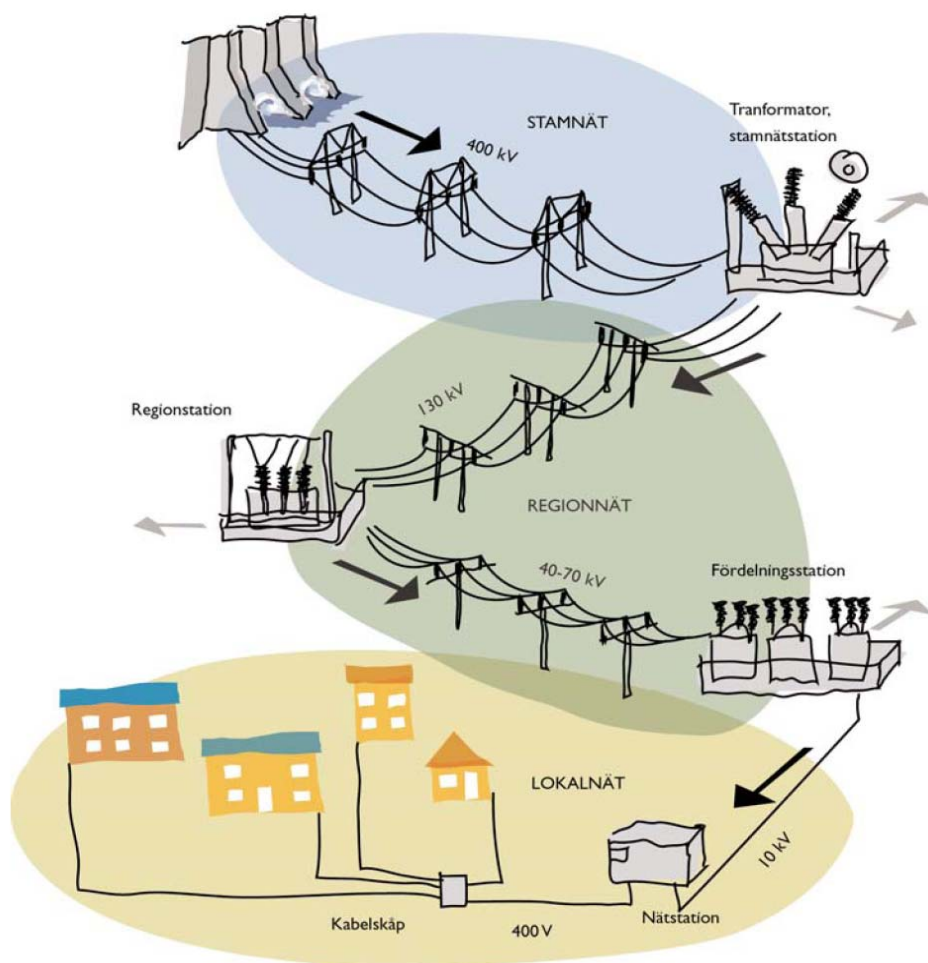
Ettapp 1 har omfattat en definition av kravbild på metoder, översikt av metoder, val av metoder, samt principiell utveckling och anpassning för elnätsföretagande. Arbetet har inletts med inhämtande av grundläggande information om elnätsföretagande och riskbild i stort.

Ettapp 2 har omfattat ett samarbetsprojekt där metoderna utvecklats (gjorts mer tillämpbara) och testats i samarbete med elnätsföretag.

2 Bakgrund

2.1 Elnät

Studien omfattar leveranssäkerheten av el i regionnätet (30 till 145 kV), i lokalnätet (10 till 40 kV) och i lågspänningsnätet (0,4 kV) (den föreslagna metoden är dock slutligen utvecklad och anpassad för mellanspänningsnivån i lokalnäten). Principiellt tar regionnätet över från det nationella stamnätet i fördelningsstationer för vidare distribution till nätstationer och kabelskåp för att sedan nå slutanvändarna. Från de stora kraftstationerna transformeras strömmen ned från 400 kV till 0,4 kV. Mellan de olika stationerna kan elen distribueras antingen i mark eller i luft. Jordkabel har en fördel att vara trådsäker, men kapacitiva strömmar kan ge olika problem som måste beaktas. Luftlina (fri eller belagd ledning, alternativt hängkabel) har varierande känslighet för störningar, men kräver i allmänhet bredare ledningsgator. I Figur 2.1 visas elnätets principiella uppbyggnad.



Figur 2.1 Översikt av eldistributionen från kraftstationerna till slutanvändarna (IVA, 2004).

Riksdagen har genom en ändring av Ellagen (1997:857) i slutet av 2005 beslutat om krav på elnätshållarna att erbjuda kunderna leveranssäker el. I lagen och tillhörande proposition framgår fyra krav på dem som driver nätverksamhet.

1. Kunder ska få ersättning vid långvariga avbrott.
2. Oplanerade avbrott får inte överstiga 24 h (fr o m 2011).
3. Regionnätet ska vara trädsäkert.
4. Risk- och sårbarhetsanalyser ska användas för att identifiera risker och prioritera åtgärder som förbättrar leveranssäkerheten.

Det finns vissa undantag från kravet på att avbrott inte får överstiga 24 h. Exempelvis gäller inte ansvar vid händelser av exceptionell karaktär som krig, terrorhandling eller sabotage. Vissa naturfenomen av större omfattning såsom jordbävning och jordskred är också undantagna. Dock gäller ansvar för väderhändelser som återkommer någorlunda ofta som åska, snöoväder och stormar. Lagstiftarna har inte i kvantitativa termer definierat vad som anses med "någorlunda" ofta. Ersättning till kunder ska betalas efter 12 h. Beloppet ökar sedan upp till 12 dygn då maximal ersättning på 3 ggr den årliga nätavgiften betalas ut.

2.2 Risker och riskanalys

Riskbegreppet är oerhört komplext och täcker in ett mycket stort antal olika samhällssektorer. Risker finns av alla möjliga slag, det kan vara politiska risker, inbrottsrisker, ekonomiska risker, miljörisker, olycksrisker etc. Med risk avses faran för att en slumpmässig händelse negativt skall påverka möjligheten att nå ett uppställt mål. Matematiskt kan risken uttryckas som en produkt av sannolikheten för och konsekvensen av den skada som risken kan ge upphov till. Risk definieras därvid som en storhet. Definitionen på risken för en olycka kan göras med följande ekvation:

$$R_0 = P_0 \times K_0, \text{ där}$$

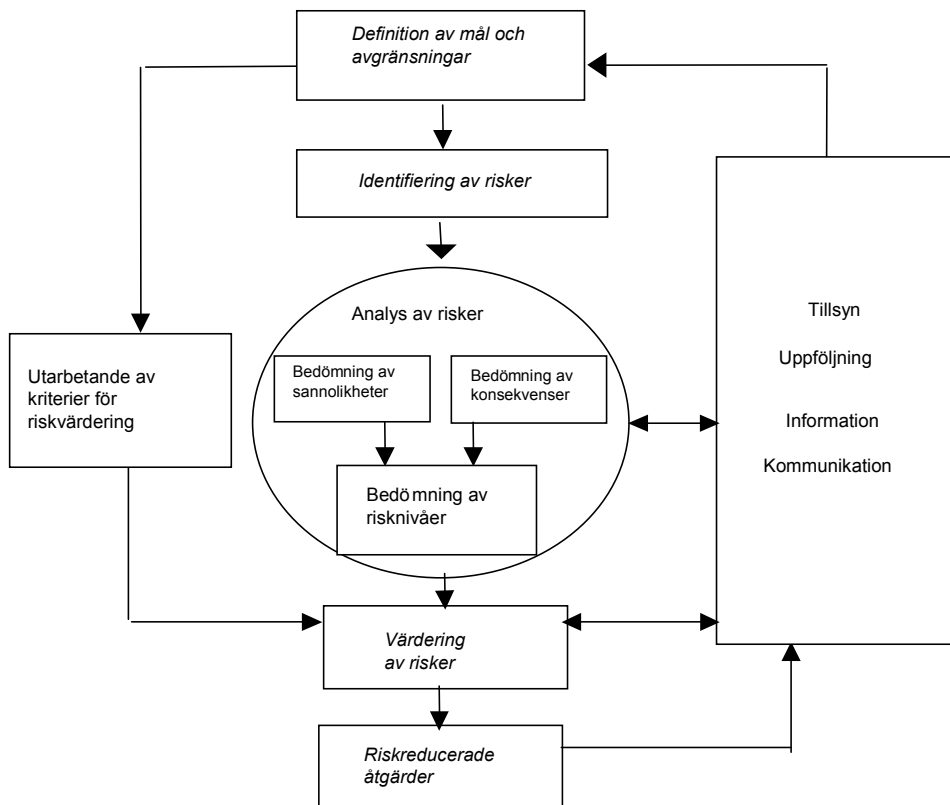
P_0 är sannolikheten (eller frekvensen) för olyckan och K_0 dess konsekvens. Man kan antingen räkna på risken för en olycka under en hel livslängd eller risken för att olyckan inträffar en gång. För konsekvenser med materiella skador, får risken för olyckan (R_0) enheten kr/år respektive kr. För dödsfall som konsekvens, blir enheten antal döda/år, respektive antal döda. Kopplat till kraven på leveranssäker el kan konsekvensen uttryckas som exempelvis "icke-levererad energi". Det finns metoder för att skatta värdet av säker leverans av el, som i sin tur skulle göra det möjligt att värdera avbrotten på elöverföring i enheten kronor.

Riskanalys är en del av den mer omfattande riskhanteringsprocessen, vilken schematiskt kan beskrivas som i Figur 2.2. Det grundläggande med riskhanteringsprocessen är att det är en kontinuerlig process som omfattar analys, värdering, kommunikation och åtgärder. Målsättningen med en riskanalys är att belysa:

1. Vad kan inträffa?
2. Hur ofta förväntas det ske?

3. Vilka konsekvenser för det med sig?

Dessa kunskaper utgör underlag för värdering av riskerna och beslut om riskreducerande åtgärder.



Figur 2.2 Schematisk bild av riskhanteringsprocessen.

Risikanalys används i flera branscher för att systematiskt kartlägga riskerna i verksamheten och konsekvenserna av fel i verksamheten. För nätföretag är risikanalysen ett viktigt hjälpmedel för att säkerställa en hög leveranssäkerhet. Med hjälp av risikanalys är det möjligt att optimera nätet utifrån tekniska, personella och ekonomiska faktorer. Enligt Statens energimyndighet (2005) skulle risikanalys bland annat kunna användas för:

- Att identifiera frekvenser för olika elstörningar i olika delar av ett elnät.
- Att bedöma vilka konsekvenser som inträffade fel kan orsaka.
- Att beräkna och förklara hur elstörningar kan sprida sig i ett elnät.
- Kartlägga hur stora riskerna är i olika delar av ett nät.
- Att simulera vilken effekt olika riskreducerande åtgärder har.

Ett nätföretag kan med stöd av en risikanalys identifiera och åtgärda de brister som finns på ett effektivt sätt. Regeringen anser i sin proposition 2005/06:27 om leveranssäkra elnät att risikanalyserna de närmaste åren lämpligen inriktas på att belysa brister och åtgärdsalternativ i eldistributionen i

förhållande till det krav på högst tjugofyra timmars elavbrott som skall vara uppfyllt senast den 1 januari 2011.

Det finns ingen riskanalysmetod som ensamt kan ge svar på samtliga frågeställningar. Valet av metod ska spegla det behov av information om risker som företaget har. Riskanalysmetoder kan delas in i olika grupper beroende på deras grad av kvantifierbarhet.

Till de enklare metoderna sett ur ett kvantitativt begrepp hör t.ex. grovanalysmetoder, HazOp och liknande. Dessa är vanligen speciellt anpassade för olika verksamheter t.ex. kemisk processindustri. Resultatet är ofta i form av beskrivningar av skeenden vid olika förutsättningar. Metoderna används främst för att identifiera riskerna.

Nästa steg i raden av metoder för riskanalyser är de s.k. graderingsmetoderna eller indexmetoderna. De är något mer detaljerade i sin uppbyggnad och innehåller inslag av mått på konsekvenser av den oönskade händelsen samt sannolikheten för densamma. Dessa mått behöver inte utgöras av direkta siffermått utan kan beskriva storleksordningar. Den stora nyttan med denna typ av metoder är att de ger ett underlag för att kunna jämföra olika alternativ förenade med olika risk.

Den sista gruppen av metoder är där som risken beskrivs i kvantitativa termer t ex i sannolikheten för den oönskade konsekvensen eller i förväntat antal döda per år till följd av en viss verksamhet. Sannolikheten och konsekvensen för en viss händelse kombineras till ett riskmått. Det finns i dag vedertagna former för att genomföra s.k. kvantitativa riskanalyser för scenarier som beskrivs med hjälp av händelseträd. Dessa kan ta hänsyn till att t.ex. olika tekniska system inte fungerar, med given sannolikhet. Det är möjligt att på ett strukturerat sätt hantera osäkerheter, antingen genom att utföra känslighetsanalyser eller genomföra fullständigt probabilistiska analyser där man istället för enstaka värden utnyttjar fördelningar över indata och ingående variabler.

2.3 Riskbilden

En översiktlig litteraturstudie kring orsaker till avbrott i elförsörjningen visar att det uteslutande handlar om fel på kraftöverföringen mellan stationer när omfattande elvabrott inträffar i nät 0,4 till 130 kV. Inget av de större avbrott som finns dokumenterade visar på fel i fördelningsstation, nätstation eller kabelskåp. En trolig anledning till detta är dels att dessa stationer är redundant uppbyggda samt att eventuella fel kan åtgärdas med tillfälliga lösningar på relativt kort tid.

Generellt sätt är väder och vind den främsta orsaken till elavbrott. Dock finns flera andra orsaker till avbrott. Exempel på händelser som orsakat avbrott på ledningar och kablar redovisas nedan:

- Oförsiktighet vid drift- och underhållsarbete
- Instabila grundförhållanden och vibrationer
- Svaga skarvningar
- Isolationsfel

- Överhettning vid överbelastning
- Åska, nederbörd och vind (fallande träd, saltbeläggning, isstorm)
- Yttre åverkan (avgrävning)
- Brand i kablar och transformatorstationer

Ett sätt att mäta konsekvensen av ett avbrott är icke-levererad energi (ILE). ILE är ett mått på hur många kunder som drabbats och hur lång tid avbrottet har varat. I slutet av 1990-talet inträffade knappt ett avbrott per år med en avbrottstid på 1-2 h. Mellan 1990-1998 inträffade drygt 100 avbrott som varade längre än ett dygn. Cirka 70 % av dessa avbrott orsakades av vind, snö och islast. Övriga i huvudsak av materialfel i jordkablar.

Avbrottsstatistik på regionnätets nivå visar att 132 kV luftledning har två avbrott per 100 km och år medan jordkabel har ett avbrott per 100 km och år. Huvudsakliga fel på luftledning är åska och för jordkabel är det utrustningsfel. Riktigt svåra stormar (Gudrun) inträffar cirka en gång per 25 år, medan mindre svåra stormar inträffar en gång per 10 år.

I utredningen om leveranssäkerheten i svenska elnät (Andersson, 2001) framgick att den främsta orsaken till långvariga elavbrott är trädfall vid storm och snöoväder på oisolerade ledningar i ej trädsäkra ledningsgator. I kartläggningen drogs följande slutsatser:

- Regionnäten är vanligen okänsliga för väder och vind (utom i extrema fall) då de i huvudsak är trädsäkra och maskade.
- Lågspänningsnäten är till stor del kablfierade och därmed okänsligt utformade.
- Problemen med avbrott finns i huvudsak hos lokalnäten på mellanspänningsnivå.

Dock visade erfarenheter från stormen Gudrun inget samband mellan kablfieringsgraden och antalet drabbade kunder. Inte heller fanns det något samband mellan röjningsfrekvensen av ledningsgatorna och antalet drabbade.

Branschorganisationen Svensk Energi sammanställer driftstörnings- och avbrottsstatistik i lokalnäten, baserat på uppgifter från nätföretagen. För 2003, 2004 och 2006 ligger SAIFI (medelavbrottsfrekvensen för alla kunder i aktuellt nät; dvs antal kundavbrott per ansluten kund) på 0.9, 0.8 respektive 1.0. För samma tidsperioder ligger SAIDI (medelavbrottstiden för alla kunder i aktuellt nät; dvs kundavbrottstiden per ansluten kund) på 125, 76 respektive 95 minuter. (Riksrevisionen, 2006 samt Tapper, 2007). Avbrotten domineras helt av avbrott på 12 och 24 kV ledningar. De flesta avbrotten ligger i intervallet 1-6 timmar, endast ca 5 % av avbrotten varar mer än 12 timmar.

2.4 Prioriteringsfrågeställningar

IVA (2004) ger en rad exempel på hur leveranssäkerheten i elnäten kan förbättras. Det handlar i huvudsak om att bygga robustare elnät och möjliggöra för effektivare reparation. Robustare elnät fås genom att ersätta

oisolerade 10-20 kV ledningar i skogsmark med ett trädsäkert alternativ. Lämpliga åtgärder är:

- Isolera blanktråd (byta ut fri ledning mot belagd ledning eller hängkabel).
- Bredda ledningsgator och göra dem trädsäkra.
- Röja befintliga ledningsgator.
- Tålighet av nätet med nya oberoende ledningsgator.

Att lägga ut jordkabel ger det säkraste nätet, med en minskning av störningskänsligheten med en faktor 10 (se Tabell 2.1). Jordkabel plöjs ner när det är möjligt, gärna intill vägar och banvallar. Om det krävs mycket schaktning och sprängning är jordkabel troligen inte det mest kostnadseffektiva alternativet. Kostnaden för jordkabel är högre än för isolerad lina. Dock kräver luftledningar ett annat underhåll och sett över den ekonomiska livslängden anger IVA (2004) att jordkabel är billigare än isolerad luftledning. Det är framförallt de låga underhållskostnaderna som talar till jordkabelns fördel, även om ombyggnadstiden är längre än den för isolerad ledning.

Tabell 2.1 Reduktion av störningskänslighet vid byte från friledning till antingen isolerad lina, hängkabel eller jordkabel.

	Relativ störningskänslighet
Friledning	-
Isolerad lina	50 %
Hängkabel	30 %
Jordkabel	10 %

Oisolerad lina klarar inte av att falla till marken vid storm eller snöoväder utan att orsaka avbrott. Inte heller klarar den att linorna slår ihop i vinden eller träd som ligger an mot tråden. Givet att luftledning är det mest fördelaktiga alternativet kan denna bytas mot belagd (isolerad) lina eller mot hängkabel. Dessa kan kortvarigt klara ett träd som ligger an mot linan eller att linorna slår ihop. Ofta har klen gammal lina för svaga stolpar för att hänga belagd lina i. Vid utbyte krävs därför också en nyinvestering i stolpar. Jordkabel läggs vanligen längs vägar och plöjs ner.

3 Kravbild

Generella krav på en riskanalys är att den ska vara kontrollerbar och repeterbar. Kontrollerbarheten syftar till att det ska vara möjligt för en utomstående att granska metodik, indata, modell och resultat. Repeterbar innebär bland annat att det ska vara möjligt att följa riskanalysen, upprepa den och få likvärdiga resultat. Därför är det nödvändigt att på ett tydligt sätt redovisa antaganden, förenklingar och avgränsningar. En öppen och tydlig analys är att föredra.

Riskanalyser anpassade för att studera leveranssäkerhet i elnätet är en del av det beslutsunderlag som krävs för att avgöra hur förbättringar ska utformas och prioriteras. Med nuvarande investeringstakt efter stormen Gudrun kommer det att ta ca 25 år innan oisolerad lina i mellanspänningsnätet har blivit ersatt. Behovet att på ett strukturerat sätt finna vilka åtgärder som ger störst reduktion av icke-levererad energi är stort, samtidigt som det är nödvändigt att genomföra en stor mängd analyser på kort tid. Den modell som utvecklas inom projektets ramar bör:

Vara så enkel som möjligt, men inte för enkel

En enkel analys är lätt att förstå och beskriva. Transparensen ökar och därmed också förtroendet för slutsatserna. Modellen ska vara repeterbar och inte kräva någon särskild kompetens annat än kunskaper om det egna elnätet.

Grov i sin struktur, med möjlighet att förfina

Analysinsatsen ska stå i proportion till nyttan – ”hellre ungefär rätt än exakt fel...” Den grova strukturen gör det möjligt att snabbt och schematisk kartlägga elnätet och identifiera svaga punkter. Det ska vara möjligt att komplettera med ytterligare analys av dessa svaga punkter i en modell med högre upplösning.

Användbar och trovärdig

Resultatet av analysen måste uttryckas i termer som kan förstås och tolkas av ledningen. Det är nödvändigt att osäkerheten i analysens resultat måste vara inom acceptabla gränsvärden.

3.1 Riskanalys för kartläggning

Metoden för kartläggning skall kunna skilja olika delar av ett nät åt med avseende på avbrottsriskerna. Resultatet skall användas för att prioritera mellan åtgärdsbehov för olika delar av nätet. Resultatet måste således ge ett (1) samlat mått på risken för varje del av nätet, och detta värde ska vara jämförbart mellan alla olika delar av nätet, och oberoende av vem som utfört analysen. Det är viktigt att metoden är tillräckligt snabb att använda för att analyser skall hinna genomföras för större delen av nätet innan prioriteringar av olika sträckor behöver göras.

Det finns inga krav på att resultatet av metoden skall vara ett enhetligt mått som kan jämföras med helt andra riskbedömningar. Det finns inga krav på att riskmålet skall ha en reell motsvarighet i fysiska storheter, utan måttet kan vara ett fiktivt/konstruerat värde.

3.2 Risk/beslutsanalys för prioriteringsproblem

Metoden för prioriteringsstöd skall, med avseende på avbrottsriskerna, kunna skilja olika investerings- och reinvesteringsalternativ åt. Resultatet skall användas för att indikera nätägarens preferenser i val av åtgärd. Därvid ska ett (1) mått erhållas för varje identifierat alternativ. Ett urval av åtgärder skall vara sammantaget jämförbara, t ex åtgärder för nätsträckor med motsvarande initial risk, med god precision.

Det finns inga krav på att resultatet av metoden skall kunna jämföra alternativ med mycket varierande initial risk. Det finns inga krav på att resultatet av metoden skall vara ett enhetligt mått som kan jämföras med helt andra investeringsalternativ än riskreducerande åtgärder. Det krävs inte heller av metoden att helt andra aspekter än riskreduktion beaktas.

4 Riskanalyismetoder, översikt

Det finns en stor mängd mer eller mindre distinkta metoder för riskanalys (och även beslutsanalys). De bär alla en historia av att ha utvecklats för någon specifik bransch eller tillämpning (t ex rymd-, kärnkrafts, kemisk industri) och är präglade av olika vetenskapsgrenar (statistik, kemi, fysik etc).

I de följande kapitlen redovisas några metoder som är allmänt förekommande i industriella tillämpningar. Redovisningen av respektive metod är uppdelat i en allmän beskrivning, positiva och negativa sidor av metoden samt en grov bedömning hur metoden skulle kunna användas inom elnätsbranschen.

Redovisningen är menad att vara kortfattad. För utförligare beskrivningar av eller information om respektive metod hänvisas till existerande beskrivningar över olika riskanalyismetoder, både generella och specifika för tillämpningar inom vissa branscher. Beskrivningar finns både på engelska och svenska, några referenser listas nedan:

- Tekniska riskanalyismetoder (Riskhantering 3), Kemikontoret 2001
- Handbok för riskanalys, Davidsson m fl, Räddningsverket 2003
- Riskhantering vid skydd mot olyckor – problemlösning och beslutsfattande, Mattsson, Räddningsverket 2000
- Att skydda och rädda liv, egendom och miljö, Räddningsverket 1989.
- Planera för det okända?, FOA 1994
- Chemical process quantitative risk analysis, CCPS 1989
- Tools for making acute risk decisions, CCPS 1995
- Tools to aid environmental decision making, Dale m fl 1999
- Risk – analysis, perception & management, Royal Society 1992

4.1 Grovanalys

Grovanalys benämns ibland preliminär riskanalys (Preliminary Hazard Analysis, PHA) för att den ofta används i tidiga skeden av olika projekt. Metoden används då för att erhålla en översiktlig bild av de viktigaste riskkällorna i nya projekt och för att ge vägledning i alternativa utföranden och för att avgöra behovet av mer detaljerade analyser (Davidsson, 2003). Metoden bygger på identifiering och bedömning av ett systems riskkällor utan hänsyn till detaljer inom systemet. Metoden resulterar i en förteckning över skadehändelser för de identifierade riskkällorna, kompletterat med värdering av sannolikheter och konsekvenser (S och K), se Tabell 4.1.

Tabell 4.1 Karaktäristisk mall vid nyttjande av grovanalys.

Risikkälla	Skadehändelse	Skadeobjekt	Konsekvens	K	S

Positivt: Lättanvänd och snabb metod med god översikt (tar lite resurser). Flexibel metod som kan anpassas till de flesta verksamheter. Ger ett bra underlag för prioriteringar och fortsatt arbete.

Negativt: Analysen är inte utformad för att jämföra olika händelser eller olika system med varandra. Analysresultatet beror helt på analysgruppens förmåga, vilket innebär att händelser kan missas.

Inom elnätsföretag skulle metoden kunna användas på något av följande sätt:

- *Analys av anläggningsdelar enligt en förbestämd checklista/förteckning över händelser. Med sådana generella händelser och ett väldefinierat bedömningsunderlag skulle risknivåer mellan olika anläggningsdelar kunna skattas och värderas. Beroendet av analysgruppens förmåga kan samtidigt minimeras.*
- *Analys över yttre eller extrema händelser som kan påverka flera nätdelar samtidigt, vilket kan ge grund för fler detaljerade studier.*

4.2 What-if analys

What-if analysens syfte är att identifiera oplanerade händelser, dess orsaker och att analysera om de kan leda till skadehändelser (Kemikontoret, 2001). Metoden har inslag av "brainstorming" och nyttan av analysen beror på analysgruppens erfarenhet och fantasi. En karaktäristisk mall vid nyttjande av denna analys presenteras i Tabell 4.2. Analysen kan kompletteras med skattningar av sannolikheter och konsekvenser. Metoden resulterar i en förteckning över oönskade händelser och förslag på riskreducerande åtgärder.

Tabell 4.2 Karaktäristisk mall vid nyttjande av What-if analys.

Vad kan hända? Vad händer om?	Orsak	Konsekvens	Vidtagna åtgärder	Rekommenderade åtgärder

Positivt: Flexibel metod vars detaljeringsgrad kan varieras efter behov och tillgängligt underlag.

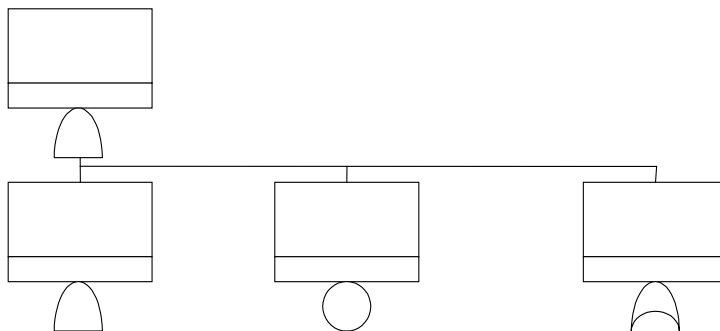
Negativt: Analysen är inte utformad för att jämföra olika händelser eller olika system med varandra. Analysresultatet beror på analysgruppens förmåga, vilket innebär svårigheter att jämföra olika analyser.

Inom elnätsföretag skulle metoden kunna användas på något av följande sätt:

- *Analys av anläggningsdelar enligt en förbestämd checklista/förteckning över händelser. Med sådana generella händelser och ett väldefinierat bedömningsunderlag skulle risknivåer mellan olika anläggningsdelar kunna skattas och värderas. Beroendet av analysgruppens förmåga kan samtidigt minimeras.*
- *Analys över extrema händelser som påverkar flera nätdelar samtidigt. En "riktig" what if analys som identifierar yttre påverkan på elnätssystemet, dvs oönskade händelser på systemet kraftöverföring.*

4.3 Felträdsanalys

Felträdsanalys är en logiskt uppbyggd analysmetod som används för att härleda orsaker till en olycka/skadehändelse (Kemikontoret, 2001). Metoden bygger på att en så kallad topphändelse definieras, vars orsaker bryts ner till primära fel och kombinationer av fel som leder till händelsen. Både felhandlande av människor och utrustningsfel kan behandlas. Resultatet kan både presenteras som en struktur av logiska kedjor och samband samt som beräknade värden för olika felhändelser som resulterar i den definierade topphändelsen. Metoden utvecklades inledningsvis för militären och rymdindustrin, och används regelmässigt inom kärnkraftsindustrin. Metoden har medfört utveckling av egen matematik och speciell mjukvara. En principbild på en del av ett felträd framgår av Figur 4.1.



Figur 4.1 Principbild över toppen av ett felträd. En topphändelse beror i detta fallet på tre samverkande felhändelser, varav två har bakomliggande orsaker.

Positivt: Metoden är logisk och fungerar både kvalitativt och kvantitativt. Väl anpassat för att nyttja felfrekvenser och att ta hänsyn till samverkande faktorer.

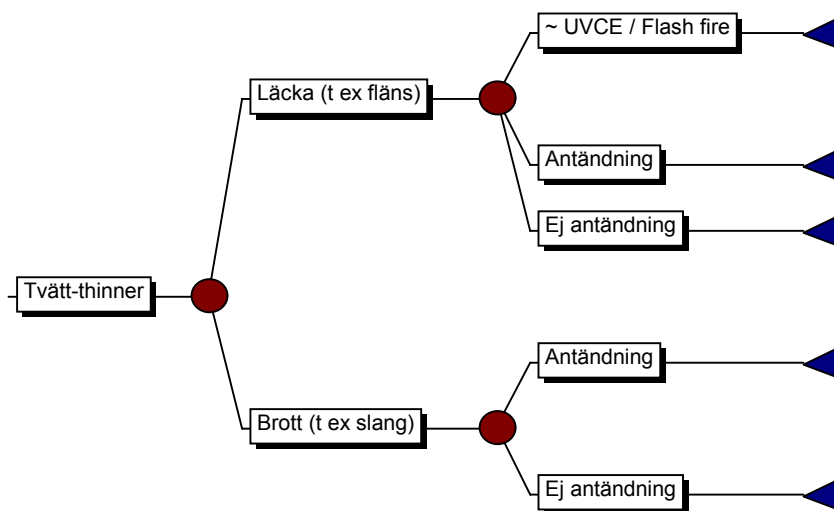
Negativt: Tar tid och kräver mycket metodkunskap (resurskrävande). Kan snabbt bli svåröverskådligt/komplext. Kräver att en topphändelse kan definieras.

Inom elnätsföretag skulle metoden kunna användas på något av följande sätt:

- *För väldefinierade, kritiska händelser kan felhändelser struktureras och systematiseras. Felfrekvensen för topphändelsen kan kvantifieras om tillräckligt med data finns, eller kan skattas, för grundläggande felhändelser.*

4.4 Händelseträdsanalys

Händelseträdsanalys används för att bestämma vilka olika skadehändelser som en specifik utlösande händelse kan leda till (Kemikontoret, 2001). Händelseträdsanalysen kan ta hänsyn till människors agerande och skydd/säkerhetssystem eventuella respons. Ett händelsetråd är möjligt att kvantifiera för att bedöma frekvensen av olika utfall (skadehändelser) och för att värdera olika skyddsåtgärders effekt. Ett exempel på en enkel struktur redovisas i Figur 4.2.



Figur 4.2 Ett enkelt händelsetråd för utsläpp av thinner från ett tvättsystem.

Positivt: Enkel struktur som ger god överblick. Kan hantera säkerhetsfunktioner (skyddsbarriärer). Möjlig att kvantifiera för att värdera olika skyddsåtgärder.

Negativt: Viss metodkunskap och erfarenhet krävs för att nå en bra struktur.

Inom elnätsföretag skulle metoden kunna användas på något av följande sätt:

- *Metoden skulle kunna användas för att strukturera/generalisera förlopp vid påverkan på näten och stationerna från yttre händelser.*

Strukturen skulle kunna användas för att hitta nya eller förändrade strategier för skydd mot sådana händelser.

4.5 Feleffektsanalys (FMEA)

En feleffektsanalys innebär en genomgång och förteckning av möjliga felfunktioner och feltillstånd hos komponenter/delar i ett system jämte deras effekt på systemet i sin helhet. Metoden bygger på att ett systems respons på avvikelser hos enskilda komponenter kan bedömas, och används huvudsakligen i detaljprojektering av system för att dessa inte ska kunna ge oacceptabla systemfel vid enskilda komponenters fel.

Positivt: Systematisk.

Negativt: Svårt för att hantera annat än enkelfel. Potentiellt resurskrävande.

Inom elnätsföretag skulle metoden kunna användas på något av följande sätt:

- *Metoden används sannolikt vid projektering/produktion av nät- och fördelningsstationer.*
- *Metoden skulle kunna användas för att analysera fel i styr- och övervakningssystem av nät.*

4.6 Statistiska analyser

Med 'statistiska analyser' avses ett par statistiska analysmetoder som kan användas för riskbedömningar eller som underlag till sådana bedömningar.

Extremvärdesanalys: En statistisk analys som baserat på serier av mätdata gör det möjligt att uttala sig om *maximala* värden – både till frekvens och intensitet. Detta beror på att "svansen", dvs en fördelnings yttre fraktil (som skall vara liten), på i stort sett alla fördelningar liknar en exponentialfördelning. Fördelningen av de maximala värdena närmar sig en extremvärdesfördelning, ofta en Gumbelfördelning. Extremvärdesfördelningar kan emellertid skrivas i en generaliserad form som är beroende av skal- och lägesparametrar. (Gumbelfördelningen är alltså ett specialfall av denna.) Som en variant kan man använda POT (Peaks Over Threshold) som ett sätt att utnyttja måttligt extrema värden för att uttala sig om mer extrema värden. Man mäter då *överskottet* över en viss, rimligt hög, nivå. Detta överskott antar då en generaliserad Paretofördelning och gör det möjligt att bedöma storleken på överskotten (i framtiden).

Poissonregression: En statistisk analys som kan användas för att bedöma frekvenser av återkommande händelser och kan användas tillsammans med extremvärdesfördelningar för att bedöma hur ofta de extrema värdena kan tänkas uppträda. Det är även möjligt att använda poissonregression för att analysera incidentstatistik.

Expertbedömningar: Genom att fråga ett antal experter om deras bedömningar av både inträffade händelser och kring framtida händelser och dessutom be experten att skatta sin bedömningsförmåga är det möjligt att på ett sinnrikt sätt kombinera flera experters utlåtande där större vikt tillmäts de experter som varit bättre på att skatta inträffade händelser och mest vikt för de som varit säkra på sina bedömningar. Metodiken bygger på en

sammanvägning av flera experters bedömningar av framtida/okända händelser kalibrerade mot empiriskt kända fakta.

Positivt: Baserat på vedertagen statistisk teori.

Negativt: Resurskrävande och stort behov av kvalitet på indata.

Inom elnätsföretag skulle metoden kunna användas på något av följande sätt:

- *Metoderna används sannolikt vid analyser av olika extrema väderpåkänningar (vindhastigheter och snömängder).*
- *Metoderna skulle eventuellt kunna användas för att skatta frekvensen av olika kritiska händelser eller tillstånd (expertbedömningar).*
- *Metoderna används sannolikt för att bestämma felfrekvenser för olika typer av material/utförande etc.*

4.7 Indexmetoder

En variant av metod för grovriskanalys är de s.k. graderingsmetoderna eller indexmetoderna. Indexmetoderna bygger på att ett index beräknas som en följd av ett antal parametrar. Indexvärdet påverkas negativt av förhållanden som påverkar risken negativt (ökande index) och positivt av riskreducerande åtgärder. Indexmetoderna är något mer detaljerade i sin uppbyggnad och innehåller inslag av mått på konsekvenser av den oönskade händelsen samt sannolikheten för densamma. Den stora nyttan med denna typ av metoder är att de ger ett underlag för att kunna jämföra olika alternativ förenade med olika risk. De ger alltså en rangordning på alternativen uttryckt i risk.

Positivt: Enkel att använda när metoden anpassats till den specifika användningen, jämförbara resultat.

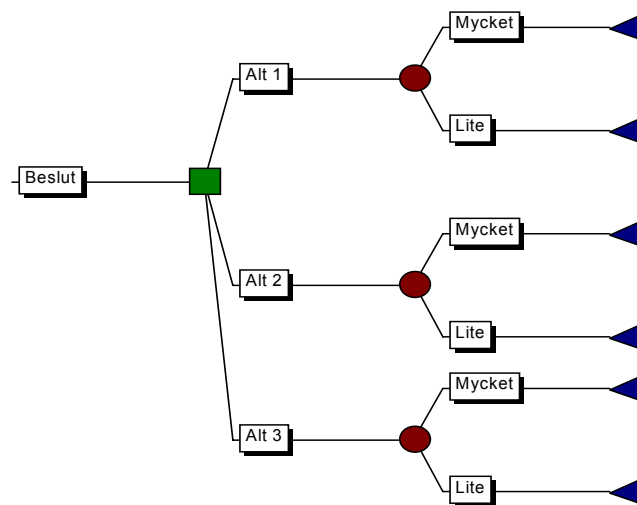
Negativt: Initialt resurskrävande vid definition av parametrar och deras viktning. Avgränsningar (av analysens mål och av analyserat system) är nödvändigt och kan påverka resultatet.

Inom elnätsföretag skulle metoden kunna användas på något av följande sätt:

- *Metoden skulle kunna användas såväl för att kartlägga risker som för att prioritera mellan åtgärdsalternativ. En fungerande metod kräver ett gediget tillgängligt dataunderlag och ganska omfattande validering.*

4.8 Beslutsanalys

Beslutsanalys är en formell metod för att strukturera, analysera och kommunicera beslutsproblem (CCPS, 1995). Beslutsanalysen bygger på att ett beslutsproblem kan brytas ner i en beslutsmodell som tar hänsyn till tillgängliga alternativ, preferenser och information som påverkar beslutet/valet. Beslutsanalysens struktur kan liknas vid händelseträdets där den första grenen utgör de olika alternativen på lösning och där efterföljande grenar är skillnader i utfall som beror på yttre omständigheter/faktorer. Ett enkelt exempel med tre beslutsalternativ och en yttre faktor (med två lägen) framgår av Figur 4.3.



Figur 4.3 Ett enkelt exempel på strukturen för en beslutsanalys. Tre alternativ jämförs, där utfallet påverkas av en yttre faktor som antas ha två lägen (mycket respektive lite).

Positivt: Strukturerad metod som redovisar alternativ och bedömningsgrunder på ett överskådligt sätt. Möjligt att genomföra känslighetsanalys för att bedöma nyttan av ytterligare information.

Negativt: Kräver att alla aspekter på ett beslutsproblem kan behandlas i ett attribut (dvs en enhet, t ex pengar). Kräver viss metodvana och tid.

Inom elnätsföretag skulle metoden kunna användas på något av följande sätt:

- *Metoden skulle kunna användas vid alternativjämförelser generellt, och vid val av investeringsalternativ (riskreducerande åtgärder) specifikt, om yttre faktorer definieras.*

4.9 Multiattributiv nyttoanalys

Multiattributiv nyttoanalys är liksom beslutsanalys en formell metod för att strukturera, analysera och kommunicera beslutsproblem (CCPS, 1995). Till

skillnad från beslutsanalysen så kan den multiattributiva analysen hantera flera olika målsättningar. Grunden i analysen är att skapa värdefunktioner som gör det möjligt att väga samman olika alternativs nyttor och hur de påverkar olika målsättningar.

Positivt: Metoden kan hantera mycket komplexa problemställningar på ett stringent sätt. Överskådlig i problematiseringen.

Negativt: Resurskrävande, och kräver mycket erfarenhet. Svårt att hantera flera beslutsfattare.

Inom elnätsföretag skulle metoden kunna användas på något av följande sätt:

- *Metoden skulle eventuellt kunna användas vid generella alternativjämförelser, t ex investeringsalternativ, om värdefunktioner och yttre faktorer definieras.*

4.10 Kostnad/nytta analys

Kostnads/nytta analysen är en metod som svarar mot behovet av att avgöra hur gemensamma (typiskt samhällets) resurser används på bästa sätt (Mattsson, 2000). Det finns dock olika ansatser för vad som kan anses vara det bästa beslutet (CCPS, 1995). Kostnads/nytta analysen bygger på att ett par alternativa åtgärder eller strategier kan definieras, och att man för varje alternativ kan identifiera och värdera samtliga kostnader och nyttor som alternativen medför. Samtliga kostnader och nyttor måste mätas i samma enhet, vilket normalt innebär monetära termer. För att möjliggöra en jämförelse måste alla nyttor därför värderas ekonomiskt (liksom eventuella onyttor). Betalningsvilja kan därför bli en viktig parameter för att värdesätta olika nyttor. Till slut jämförs kostnader och nyttor enligt ett beslutskriterium (det finns flera) för att avgöra vilket alternativ som är bäst.

Positivt: Objektiv metod med enkel princip. I teorin maximeras nyttan av investerade pengar.

Negativt: Svårt att definiera och värdera alla nyttor. Svårt att hantera osäkerheter med avseende på beslutskriterier.

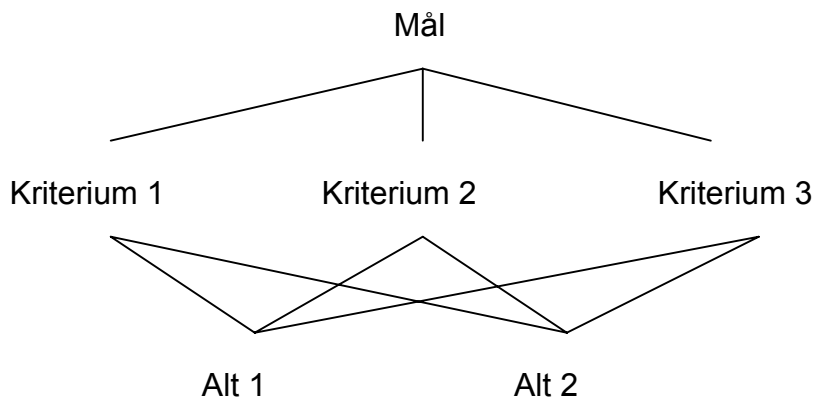
Inom elnätsföretag skulle metoden kunna användas på något av följande sätt:

- *Generell analys för att avgöra brytpunkter för vid vilka förutsättningar olika åtgärdsalternativ är de bästa.*
- *Underlag för beslut om bästa åtgärd eller bästa sträcka för åtgärd (investering/reinvestering) om kostnader och nyttor definieras.*
- *Underlag för beslut om bästa åtgärd eller bästa sträcka för åtgärd (investering/reinvestering) om enbart kostnader och nyttor förknippade med avbrottsrisker definieras.*

4.11 Analytical Hierarchy Process

Analytical Hierarchy Process (AHP) har ingen känd vedertagen svensk översättning. AHP bygger på en hierarkisk strukturering av beslutsproblemet (CCPS, 1995). Struktureringen omfattar ett övergripande mål som bryts ner i kriterier som leder till målet, se Figur 4.4. Analysen omfattar prioriteringar

mellan kriterierna, nedbrytning i delkriterier/parametrar och parvisa jämförelser mellan de olika alternativen för vart och ett av kriterierna. Jämförelserna resulterar i en mängd matriser som i slutändan ger rekommendation om vilket alternativ som ska väljas.



Figur 4.4 Schematisk bild över beslutshierarkin av ett beslutsproblem i AHP.

Positivt: God struktur på beslutsproblem, parvisa jämförelser gör bedömningar relativt enkla och konsistenta.

Negativt: Kritik har riktats mot matematiken i metoden, vilket kan resultera i att den slutliga rekommendationen inte speglar beslutsfattarens preferenser.

Inom elnätsföretag skulle metoden kunna användas på något av följande sätt:

- *Metoden skulle kunna användas för att jämföra investeringsalternativ på olika delar av nät där utbytet av investeringen har flera olika parametrar att ta hänsyn till.*

5 Riskanalysmetod, val

Enligt Davidsson (2003) skiljer sig riskanalysmetoder åt som gör att man måste välja en metod som är antingen grov eller detaljerad, kvalitativ eller kvantitativ, deterministisk eller probabilistisk samt induktiv eller deduktiv. Det finns analysmetoder som är lite av varje.

I valet mellan grov eller detaljerad analys menar Davidsson (2003) att det framförallt är följande parametrar som ska tas hänsyn till:

- Var i riskhanteringsprocessen man befinner sig, och vilken fas verksamheten befinner sig i.
- Syftet med analysen.
- Tillgängliga resurser.

Beträffande elnätet är verksamheten i full drift sedan lång tid. Riskhantering förekommer, men är inte ett vedertaget eller standardiserat arbetssätt. Syftet med metoderna är att de ska utgöra ett verktyg som kan stödja beslut om var åtgärder krävs och vilken åtgärd som är mest effektiv. Resursförbrukningen för analys bör vara så liten som möjligt med tanke på det stora antalet nätdelar och åtgärdsalternativ som ska analyseras. Därtill bör metoden vara enkel så att personer i organisationerna med kunskap och erfarenhet av nät kan genomföra analyserna.

Vid val av metod gjordes en del antaganden, dessa antaganden togs fram efterhand som de olika metoderna "testades" på det fiktiva exemplet. Exempel på sådana antaganden är:

- Risker för miljö, hälsa och egendom. Regleringen för dessa risker och konsekvenserna skiljer sig åt från avbrottsriskerna och löses därför genom andra typer av analys.
- Risker för avbrott mindre än 12 timmar skiljer sig mycket åt från de avbrott som varar mer än 12 timmar. Skillnader finns både i orsaker, frekvenser, konsekvenser och återställningsmöjligheter och löses därför genom andra typer av analys.
- Sekundärskador regleras inte av funktionskravet. Därför begränsas analysen till att omfatta icke-levererad energi (ILE). Konsekvenserna av utebliven energi är intressant, men en stor och öppen frågeställning i sig.

5.1 Metodjämförelse

5.1.1 Kartläggning av risker

För att göra en jämförelse mellan de olika analysmetoderna lämpliga för kartläggning av risker har ett antal kriterier bedömts med +/- . Kriterierna är framtagna för att bedöma hur väl de olika metoderna stämmer överens med

kravbilden och kan beskrivas med följande frågeställningar (+ erhålls om frågan kan besvaras med "ja"):

Kompetens: Kräver metoden relativt lite utbildning/erfarenhet för att kunna användas?

Resurs: Är metoden relativt resurssnål?

Indata: Är tillgång på indata relativt stor i jämförelse med behovet?

Detaljnivå: Beaktar metoden detaljer i relativt hög grad?

Resultat: Är metodens resultat lätt att förstå/tolka?

Objektivitet: Är metoden oberoende av vem som gör analysen?

Flexibilitet: Är metoden relativt lätt att anpassa till olika typer av system/anläggningar?

Som grund för bedömningarna ligger förutom tidigare erfarenheter av metoderna även test av respektive metod på ett fiktivt exempel. I Tabell 5.1 redovisas resultatet av bedömningarna.

Tabell 5.1 Redovisning av metodjämförelse.

	Kompetens	Resurs	Indata	Detaljnivå	Resultat	Objektivitet	Flexibilitet
Grovanalys	+	+	+	-	+	-	+
What if	+	+	+	-	-	-	+
Felträd	-	-	-	+	+	+	-
Händelse-träd	-	-	-	+	+	+	-
FMEA	-	-	-	+	+	-	-

5.1.2 Prioritering av åtgärder

Valet av metod för prioritering av åtgärder har sedan bestämts utifrån hur de olika metoderna kan ta tillvara resultaten från kartläggningsmetoden och använda dessa i prioriteringssyfte.

5.2 Metodval

5.2.1 Kartläggning av risker

För kartläggning av risker väljs en grovriskanalys. Motivet till detta är att denna metod har flest positiva bedömningskriterier enligt metodjämförelsen. Metoden bedöms även vara möjlig att utifrån användningsområdet anpassas för att minimera de svagheter som ändå finns i metoden. Objektiviteten är t ex möjlig att stärka genom att tydliggöra värderingskriterierna och de negativa effekterna av en bristande detaljnivå kan accepteras eftersom

metoden vid behov kan användas som urvalskriterium för i vilken omfattning mer avancerade och detaljerade analyser krävs.

5.2.2 Prioritering av åtgärder

För prioritering väljs kostnad/nytta analys som bas. Motivet till detta är att denna modell enkelt kan kombineras med grovanalysen som kartläggningsmetod samt att den är relativt enkel och resurssnål att utföra. Metoden kan sammanfattas som en skattning av riskreduktion enligt metod "kartläggning", före och efter genomförd åtgärd samt en grov skattning av kostnader.

5.2.3 Kommentarer angående analysmetoder

En del tidigare arbete kring riskanalyser inom eldistribution förekommer, t ex redovisar Nystedt m fl (2005) en riskanalysmetod till stor del baserad på checklistor och med en grovriskanalysmodell som bas. Ett helt annat angreppssätt, som bygger på nätverksteori, redovisas bl a av Johansson (2007) och Nykvist & Ohlson (2007). Ingen av dessa metoder motsvarar emellertid den kravbild som ställs i denna rapport.

6 Anpassning av metoderna

6.1 Principiell anpassning (etapp 1)

Arbetet med att anpassa metoderna till elnätsföretagande har varit en iterativ process. Inledningsvis testades varianter på olika metoder i idéstadiet, baserat på den kravbild som redovisats i Kapitel 3. Det slutliga valet av grovriskanalys innebär en flexibel plattform att bygga på, men även en flora av alternativa utformningar. I anpassningen till elnät konstateras att nätet har en principiellt enkel och lättförståelig uppbyggnad, men samtidigt att det finns många varianter och att nätets totala struktur är komplex och svår att överblicka. Avgränsningar av olika analysenheter är därför kritisk.

Grunden i grovriskanalysen bygger på att skadehändelser identifieras och att bedömningar görs med avseende på sannolikhet och konsekvens. I anpassningen har sannolikhet och konsekvens ersatts av de elnätsspecifika parametrarna belastning, exponering och tålighet.

I tidiga utkast gjordes åtskillnad mellan olika långa avbrottstider och ett stort antal händelser (storm, snöfall etc) definierades för vilka bedömningar skulle genomföras. De många bedömningarna innebär dock att analysen blev mer resurskrävande och att detaljeringsgraden inte motsvarade utbytet i resultat. Det fanns även en möjlighet att den "verkliga" risknivån skulle kunna döljas i ett stort antal bedömningar.

De vanligaste skalorna vid riskbedömningar i grovriskanalyser är tre-, fyr-, fem- och tiogradiga skalor. För att hitta rätt på skalorna krävs bedömningskriterier som beskriver vad de olika skalstegen innebär. I etapp 1 föreslogs att endast fyra klasser används. Fördelen med att använda fyra klasser är att det kan vara lättare att intuitivt hitta rätt klass och att det inte finns ett alternativ i mitten som får oproportionellt stor betydelse.

För åtgärdsprioriteringar används endast grundprincipen i kostnad/nytta analys – att relatera kostnader för en investering till dess nytta. I en strikt kostnad/nytta analys ska samtliga nyttor definieras och värderas i monetära termer och det låter sig inte göras så som funktionskravet är utformat och utan att värdera andra nyttor (eller onyttor) än riskreduktion med investeringarna. Därför görs en länkning till kartläggningsmetoden som innebär att reduktionen i det förvisso fiktiva riskmåttet används som nytta.

6.2 Slutlig anpassning (etapp 2)

Arbetet i etapp 1 resulterade i en uppdelning mellan tre kategorier där respektive kategori delades in i fyra klasser, med värde 1 till 4. Responsen på denna principiella anpassning var att **benämningen** på (och definitionen av) de olika kategorierna måste förändras, samt att **värderingen** måste utvecklas på ett sätt som eventuellt omfattade fyra klasser, men framförallt speglade skillnader mellan olika nivåer på ett mer rättvisande sätt.

Arbetet i etapp 2 inleddes med att benämna och definiera de tre parametrarna Exponering, Belastning och Tålighet samt att diskutera vilka

bakomliggande faktorer som har störst betydelse för dessa. Detta gjordes under en workshop med representanter från Öresundskraft, Lunds Energi och Eon. Resultat blev att genomsnittlig förbrukad energi per kund samt antal kunder avgör värdet på parametern Belastning, att typ av förbindelse (oisolerad luftledning, hängkabel etc) och andel av sträckan genom skog avgör värdet på parametern Exponering, samt att möjligheten till alternativ matning (redundans) och hur detta alternativ förhåller sig till grundalternativet avgör parametern Tålighet.

Nästa steg blev att skapa värderingskriterier för parametrarna. Skalorna arbetades om till att variera mellan 1 och 20 för Exponering och Belastning, samt mellan 0.05 till 1 för Tålighet (vilket ger en reduktionsfaktor på som mest 20 mellan bästa och sämsta förhållanden, dvs samma viktande faktor som för övriga parametrar). Fördelningen mellan olika bakomliggande faktorerers värden erhöles genom möten med respektive elbolag då en eller flera representanter fick ge numeriska bedömningar på hur de värderade de ingående faktorerna. Exempelvis behövdes siffror på hur mycket bättre jordkabel är än hängkabel och hur mycket värre det är om 150 kunder får ett avbrott än om enbart 4 blir utan ström. Genom värderingsövningarna fick cellerna i värderingstabellerna värde, se Bilaga 1. De olika förslagen studerades och sammanvägdes till slutgiltiga värden. Resultatet av arbetet fram till denna punkt kan sägas vara värderingstabellerna, se avsnitt 7.2.

Prioriteringsmetoden utvecklades genom att jämföra och värdera olika sätt att beräkna kostnader. I huvudsak befanns dessa kunna skattas antingen mycket schablonmässigt eller mycket detaljerat.

För sträckor bedömdes metoden fungera mycket väl men ytterligare anpassning behövdes för att kunna använda metoden på mer komplicerade sträckor, det vill säga sträckor med olika avstick, samt på hela fack. Beräkningar genomfördes för olika tillvägagångssätt att använda metoden på fack innan ett sätt slutligen fastställdes. Elbolagen framhöll även önskemål om att kunna använda avbrottsersättningen (för avbrott mer än 12 timmar) som en bedömning av parametern Belastning. Den anpassningen innebär att metoden ger ett mer förfinat resultat, speciellt då Belastningen utgörs av kategorierna "normalförbrukare" och "normalstora kundantal".

Därefter gjordes riskbedömning av olika sträckor för att undersöka vilket utslag som de framtagna värderingstabellerna gav. Elbolagen stod till förfogande med de sträckor som användes. Redovisning av teststräckor återfinns i avsnitt 7.4.

Ett urval av teststräckor gjordes för att beräkna prioritering av åtgärder. Kostnads- och nyttoberäkning av åtgärdsalternativ genomfördes och kvoten nytta/kostnad för de olika sträckorna och åtgärdsalternativen jämfördes.

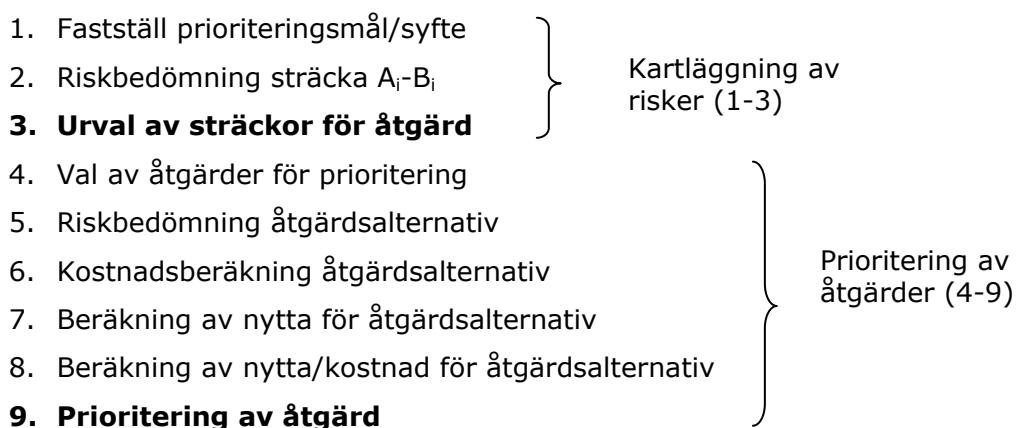
7 Resultat

I efterföljande underkapitel beskrivs den framtagna metod som föreslås användas för kartläggning av risker för avbrott >12 h och prioritering av riskreducerande åtgärder inom elnät mellan 145 och 0,4 kV. Som tidigare nämnts fokuserar metoden på mellanspänningsnivån i lokalnäten (fram till sista nätstation, stationer omfattas ej av metoden).

I avsnitt 7.2 beskrivs metoden i sin enklaste form och i avsnitt **Fel! Hittar inte referenskälla.** beskrivs hur metoden kan anpassas och därmed användas till mer komplicerade situationer, såsom fack.

7.1 Beskrivning process

Metodens process kan beskrivas enligt nedan (delmål redovisas i fet stil).



Beskrivning av genomförande av de redovisade delstegen ovan redovisas i avsnitt 7.2.

7.1.1 Förutsättningar, antaganden

Vid anpassning av metoden för användning på det komplexa elnätet har förenklingar och antaganden varit nödvändiga. De viktigaste av dessa är följande:

- Sannolikheten för avbrott längre än 12 h beror enbart på typen av ledning samt hur mycket skog den omges av. Ledning förlagd i trädsäker ledningsgata (definitionsmsigt mer än 40 meters bredd) genom skog räknas som ledning genom "ej skog". Smalare ledningsgator räknas ej som trädsäkra.
- Konsekvensen av ett avbrott längre än 12 h beror enbart på antal kunder som kan drabbas samt vilken förbrukning de har, dvs. vilka typer av kunder som kan drabbas.
- Förhållanden som kan sänka risken och öka tåligheten är endast tillgången till alternativ försörjning, dvs. tillgången till redundans.

- Sträcka A_i - B_i kan definieras (gäller för bedömning av sträckor, se avsnitt 7.2 men är ej en förutsättning för att utföra riskbedömning av fack, enligt avsnitt 7.3)

7.1.2 Kompetens och resurs

Den kompetens som krävs för att genomföra metoden är allmän kunskap om elnät samt kunskap om var relevanta indata kan inhämtas. Specifik erfarenhet av den aktuella nätdelen är ett plus.

Resurserna för att genomföra metoden är starkt beroende av hur indata kan inhämtas och hanteras. Metoden har potential att automatiseras, åtminstone delvis.

7.1.3 Indata

För riskbedömning av respektive sträcka krävs indata i form av:

- Levererad energi
- Antal kunder
- Ledningstyp; jordkabel, oisolerad luftledning, isolerad luftledning eller belagd luftledning
- Sträckningens omgivning; andel genom skog för luftledningar och antal kablar per tunnel för jordkabel
- Redundans; leveransalternativ vid eventuellt avbrott

För bedömning av respektive åtgärd krävs:

- Längd på ledning som skall åtgärdas
- Möjliga åtgärder för den specifika sträckan
- Total investeringskostnad/m
- Total underhållskostnad per år och m
- Livslängd
- Diskonteringsränta (i de fall underhållskostnaderna nuvärdesberäknas)

7.1.4 Dokumentation

Samtliga bedömningar skall dokumenteras i formulär, manuellt eller digitalt. Förslag på formulär redovisas i Bilaga 3 samt i exempel i avsnitt 7.4. I föreslaget formulär redovisas endast slutbedömningen för respektive parameter, dvs. belastning, exponering och tålighet, om något specifikt antagande har gjorts i samband med värderingen skall detta dock anges som kommentar.

Metoden bedöms ha potential att automatiseras i det fall erforderliga indata finns dokumenterade digitalt.

7.2 Beskrivning av standardgenomförande

7.2.1 Fastställande av prioriteringsmål

Syftet med att fastställa prioriteringsmål är att göra klart från början vad analysresultatet skall kunna användas till och därmed eventuellt kunna förenkla analysen och framförallt ge det resultat som söks.

Kartläggningsmetoden är utvecklad för att svara på frågan "vilken sträcka bör åtgärdas först?". Prioriteringsmetoden är i första hand utvecklad för att svara på vilken åtgärd som ger mest nytta för pengarna för den bestämda sträckan. Det är emellertid möjligt att använda metoderna med andra prioriteringsmål enligt frågeställningarna nedan, dock blir osäkerheterna större med en sådan analys.

1. Vilken sträcka har mest nytta för pengarna av en bestämd åtgärd?
2. Vilken kombination av åtgärd och sträcka ger mest nytta för pengarna?

7.2.2 Riskbedömning av sträcka A_i - B_i

Riskbedömningen bygger på att följande tre parametrar klassificeras i en skala där det skiljer en faktor tjugo i värderingen mellan den högsta och den lägsta:

1. **Belastning** – klassificeras utifrån hur allvarliga konsekvenserna skulle kunna bli av ett avbrott
2. **Exponering** – klassificeras utifrån hur sannolikt det är att sträckan drabbas
3. **Tålighet** – klassificeras utifrån vilka alternativa matningsvägar som kan ersätta den aktuella sträckan vid ett avbrott

Ovanstående tre parametrar valdes mot bakgrund av att de bedöms vara de mest betydelsefulla parametrarna för att bedöma risken för långvariga avbrott.

Parametrar som ej finns med i riskbedömningen är t.ex. ålder, driftsstatistik, stolpar, typ av skog, typ av jordlager och väderstatistik.

Klassificeringen av respektive parameter görs genom att riskbedömaren har kännedom om indata för sträckan, exempelvis typ av ledning och antal kunder. Genom att studera värderingstabellerna för respektive parameter fås ett värde, som beror på den indata som samlats in. Exempelvis är antal kunder indata som, tillsammans med ytterligare indata, avgör vilket värde som fås för parametern belastning.

Belastning

Vid värdering av belastning är det "antalet kunder" i kombination med mängden "genomsnittlig levererad energi" per kund som får betydelse.

I nedanstående tabell redovisas grunderna för belastningsklassificeringen.

Tabell 7.1 Värderingstabell för belastning.

Genomsnittlig förbrukning per kund och år (kWh/år) respektive kundantal	<5	6-100	101-1000	>1001
Lite <2 000 kWh/år	1	3	6	12
Medel 2 000-15 000 kWh/år	2	4	8	14
Mycket 15 000-50 000 kWh/år	4	6	10	17
Massor >50 000 kWh/år	5	8	12	20

Kategorin Lite (<2 000 kWh/år) motsvarar en mindre lägenhet eller en sommarstuga och kategorin Medel (2 000-15 000 kWh/år) motsvarar ungefär en villa som inte är eluppvärmd. En eluppvärmd villa tillhör troligen kategorin Mycket (15 000- 50 000 kWh/år) och i denna kategori befinner sig även jordbruk. Industrier tillhör i de flesta fall kategorin Massor (>50 000 kWh/år). Anges effekten, dvs. energi per tidsenhet, istället för energiförbrukningen så krävs en omräkning.

Antalet kunder har fått indelningen 1-5, 6-100, 101-1000 samt fler än 1000. Indelningen ska delvis spegla hur stora olika nätstationer brukar vara. 6-100 kunder motsvarar ungefär en liten nätstation och 101-1000 kunder motsvarar ungefär en medelstor nätstation.

I den värderingstabell som gäller för belastning kan en skillnad i ett fåtal kunder mellan olika sträckor få stort utslag. Anledning till detta är att antal kunder är diskret indelat. Ett alternativt sätt redovisas i avsnitt 7.3.1.

Ytterligare en problematik kan uppkomma om belastning är ojämnt fördelat över den sträcka som riskbedöms. Då får exempelvis ledningstyp för hela sträckan inverkan trots att den del där majoriteten av belastningen finns kan ha en annan typ av ledning.

Cellerna i tabellens nedre högra hörn kommer troligen aldrig att användas eftersom det är orimligt med så många storförbrukare på den typ av ledning som modellen är framtagen för.

Exponering

Vid bedömning av parametern exponering finns två värderingstabeller; en för luftledning, se Tabell 7.2, och en för jordkabel, se Tabell 7.3.

Den dominerande parametern vid bedömningen av exponeringen för luftledning är "typ av luftledning" samt "andelen skog längs med sträckan". För jordkabel är det "antal jordkablar i samma tunnel" som avgör värdet på parametern.

I Tabell 7.2 samt Tabell 7.3 redovisas grunderna för klassificering av exponering.

Tabell 7.2 Klassificering av parametern exponering för luftledning.

Typ av luftledning respektive andel i skog	Nästan ingen <5%	Låg andel 6-30%	Stor andel 31-85%	Nästan enbart >85%
Hängkabel	1	2	4	5
Belagd luftledning	1	3	6	8
Oisolerad luftledning	2	8	15	20

Vid bedömning av hur stor andel som går igenom skog kan exempelvis en karta eller ett flygfoto användas. Uppgift kan också hämtas från någon som är bekant med sträckan. Bedömningen blir i de flesta fall ungefärlig och till viss del beroende av utföraren av analysen. Det kan finnas en nytta i att gemensamt diskutera denna bedömning om flera olika personer ska göra bedömningar som sedan ska jämföras med varandra.

Om ledningen går igenom skog men den trädsäkra korridoren är så pass bred att träd inte bedöms kunna falla på ledningen krävs att bedömningen justeras. Betydelsen av "andel genom skog" är i denna modell den andel genom skog där trädsäkra förhållanden inte råder.

Anledningen till att hängkabel får ett lägre värde än belagd lina, och därmed bedöms som en lägre risk, är känsligheten för kortslutning efter påfallande träd. Belagd lina hindrar att strömmen kortsluts om till exempel ett träd faller på ledningen men hängkabel tål påfallande träd bättre. Oisolerad luftledning är mest känslig för kortslutning och sannolikheten för längre avbrott ökar därmed.

Tabell 7.3 Klassificering av parametern exponering för jordkabel

Antal jordkablar i samma tunnel	Värde
≤3 kablar	1
>3 kablar	2

Anledningen till att fler än tre kablar i samma tunnel ger ett högre värde, och därmed bedöms som mer riskfyllt, är att sannolikheten för brand ökar samt att möjligheten att utföra reparationer inom 12 h minskar. I vissa fall kan till och med möjligheten att fysiskt nå kablarna vara starkt begränsade om de befinner sig i tunnlar med ett stort antal kablar.

Om den valda sträckan har flera olika sorters ledning, exempelvis både hängkabel och belagd lina, bör värdena för respektive ledning procentuellt

viktas samman. Värdet på parametern exponering kommer då att anta ett värde mellan det för den sämsta ledningen och det för den bättre ledningen.

Vid enbart mindre inslag av annan ledning kan eventuellt viktning bortses ifrån, förutsatt att alla riskbedömare gör likadant.

Tålighet

Den dominerande faktorn vid bedömning av tåligheten är redundansen samt vilka typer av ledningar som finns, det vill säga vilken ledning som används i normalfallet samt vilken typ av ledning som kan sägas utgöra en alternativ försörjningsväg.

Syftet med att ta hänsyn till en sträckas tålighet är att ha möjligheten att sänka riskvärdet om redundans finns. Parametervärdet är ≤ 1 och ju lägre värdet desto mer sänks riskvärdet.

Tabell 7.4 Klassificering av parametern tålighet.

Redundans	Nära (samma ledn.gata/dike/tunnel)	Ej nära (annan ledn.gata/dike/tunnel)
Ingen	1	
Luft & Kabel	(N.A.)	0,1
Luft & Luft	0,3	0,2
Kabel & Kabel	0,1	0,05

Om en oisolerad luftledning har en jordkabel som reserv, och de inte är placerade i närheten av varandra, så fås följaktligen värde 0,1 på parametern tålighet. Samma värde fås om det omvända gäller, det vill säga om en jordkabel har en luftledning som reserv och de ej är placerade nära varandra.

Möjligheten att till fullo försörja en sträcka från en alternativ ledning (reserv) beror på ytterligare omständigheter, såsom:

- tillgång och placering av frånskiljare
- möjlighet att inom 12 h utföra de manuella åtgärder som krävs för alternativ matning
- avbrottets placering

I modellen tas ingen hänsyn till dessa omständigheter eftersom det i så fall skulle krävas tillgång till fakta som har bedömts vara alltför svårtillgänglig och tidskrävande att ta fram.

Om enbart delar av sträckan kan försörjas via en alternativ matning så krävs att en viktning görs. Om, exempelvis X % av kunderna på sträckan har tillgång till redundans av typen Y och de resterande Z % har tillgång till redundans av typen W, så beräknas värdet enligt:

$$X \cdot [\text{värdet för redundans av typen Y}] + Z \cdot [\text{värdet för redundans av typen W}]$$

Riskvärde

Sträckans riskvärde bestäms genom att multiplicera de tre klassificerade parametrarna med varandra enligt följande formel:

$$\text{Exponering} \cdot \text{Belastning} \cdot \text{Tålighet} = \text{Riskvärde}$$

De erhållna riskvärdena efter multiplicering kan variera mellan 0.05 och 400. Genom att multiplicera de tre klassificerade parametrarna ges de lika stor vikt, d.v.s. ingen viktning sker och en åtta (8) på belastning har därmed lika stort genomslag på riskvärdet som en åtta (8) på exponering.

7.2.3 Urval av sträckor för åtgärd

För att begränsa antalet sträckor för vidare analys kan ett urval göras utifrån resultatet av den genomförda riskbedömningen. Resonemang för urval kan tex vara att helt enkelt välja ut de 10 sträckor som bedömts ha den största risken, alternativt kan alla sträckor med ett riskvärde över ett visst värde väljas ut för vidare åtgärdsprioritering. Vid urval skall motiv redovisas och planerad hantering av de sträckor som ej väljs skall beskrivas. Hänsyn ska givetvis tas till det uppsatta prioriteringsmålet.

7.2.4 Val av åtgärder för prioritering

Val av åtgärdsalternativ för vidare risk- och kostnadsbedömning görs genom att bedöma vilken effekt de kan ha på respektive sträcka som skall åtgärdas. I Tabell 7.5 redovisas några möjliga åtgärdsalternativ och i vilken omfattning dessa har potential att påverka de tre ingående parametrarna i riskbedömningen.

Tabell 7.5 Översikt över vilka parametrar som kan komma att påverkas vid genomförande av olika åtgärder.

Åtgärdsalternativ	Belastning	Exponering	Tålighet
Ny ledning utöver befintlig (redundans)	X		X
Ersätta befintlig luftledning med jordkabel		X	X
Ersätta oisolerad ledning med belagd eller med hängkabel		X	
Ersätta belagd lina med hängkabel		X	
Bredda ledningsgata (sänka andelen genom skog)		X	

7.2.5 Riskbedömning av respektive åtgärdsalternativ

Den eller de åtgärder som skall prioriteras värderas genom att en ny riskbedömning för sträckan görs enligt avsnitt 0. Denna gång görs beräkning för den förbättrade situationen, dvs. efter att den planerade åtgärden är införd. Sådana riskvärden beräknas för alla sträckor som valts att fortsätta undersökas, och för alla de åtgärdsalternativ som är aktuella.

Riskbedömningen kan även användas för att kontrollera den aktuella åtgärdens effektivitet för att avgöra huruvida en kostnadsberäkning skall göras för åtgärden eller en annan åtgärd skall väljas.

7.2.6 Kostnadsberäkning åtgärdsalternativ

Kostnaden beräknas som summan av investeringskostnad och framtida underhålls- och driftkostnader. Vid analys rekommenderas nuvärdesberäkningar, vilket kräver beslut om ekonomisk livslängd och diskonteringsränta för att erhålla enhetliga bedömningar. Vanliga ekonomiska livslängder vid analys av infrastruktur är 30 eller 40 år och en vanlig diskonteringsränta är 5 %. Kostnaderna kan bestämmas schablonmässigt eller detaljerat.

Schablonmässig kostnad för investeringen (kr/km) kan erhållas ur EBR-katalogen och är den största kostnadsposten. Genom att ta hänsyn till drift- och underhållskostnader så blir skillnaden mindre mellan en dyrare investering med lägre underhåll (jordkabel) och en billigare investering med högre underhållskostnad (luftledning). Kostnadsposten utgör en betydligt mindre del än investeringen (approximativt 10 %) av den totala kostnaden, vilket innebär att skattningen bör göras schablonmässigt. Den bästa schablonmässiga skattningen erhålls från driftserfarenheter av det egna nätet. Skillnaderna kan annars vara ganska stora, se Tabell 7.6. Den totala kostnadsposten för drift- och underhåll skattas bäst genom att nuvärdesberäkna dessa, men eftersom kostnadsposten dels är lägre och dels varierar mycket kan en schablonmässig total användas (årlig kostnad multiplicerat med den ekonomiska livslängden).

Tabell 7.6 Exempel på drift- och underhållskostnader (per km och år) för en mellanspänningsförbindelse av oisolerad luftledning respektive jordkabel samt kvoten mellan dessa kostnader (jordkabel/luftledning).

	Bolag 1	Bolag 2	EBR
Oisolerad luftledning	3800	6000	-
Jordkabel	1100	2500	-
Kvot	0.3 (beräknad)	0.4 (beräknad)	0.6 – 0.7

I de flesta fall kommer analysen att tillämpas för olika åtgärder på samma sträcka och då begränsas slutresultatets noggrannhet av noggrannheten i riskvärderingen. Därför rekommenderas schablonmässiga skattningar som utgångspunkt i analysen. Detaljerade kostnadskalkyler kan komma att behöva göras i ett senare skede (detaljprojektering) då åtgärden verkligen ska genomföras. Det är naturligtvis lika möjligt och rimligt att välja en mer

detaljerad kalkyl redan vid den första jämförelsen av åtgärder, det viktiga är att samma angreppssätt används vid kostnadsberäkningen av de olika alternativen.

7.2.7 Beräkning av nytta för respektive åtgärdsalternativ

Nyttan beräknas som skillnaden mellan riskvärdet före investering respektive efter investering. Nyttovärdet är således ett fiktivt värde.

$$\text{Nytta} = [\text{Riskvärde före investering}] - [\text{Riskvärde efter investering}]$$

7.2.8 Beräkning av nytta/kostnad för respektive åtgärdsalternativ

Nyttan per investerad krona erhålls genom att dividera nyttan med kostnaden. Ju högre värde detta ger desto mer skall åtgärden prioriteras och ju bättre resultat ger användandet av denna åtgärd. Vid beräkningen av nyttan per krona beaktas till viss del att sänkning av höga risker är viktigare än sänkning av redan låga risker genom att nyttan blir högre genom att sänka en av de tre parametrarna när den initiala risknivån är hög jämfört med när den är låg.

7.2.9 Prioritering av åtgärd

Respektive åtgärd rangordnas utifrån den beräknade nyttan per investerad krona. Utifrån den erhållna rangordningen kan sedan genomförande av åtgärderna prioriteras och planeras. Eftersom metoden för prioriteringen bygger på många förenklingar är det viktigt att rangordningen granskas utifrån rimlighet innan beslut tas.

7.3 Alternativ metodanvändning

I detta avsnitt redovisas hur metoden kan användas för situationer då den i sin enklaste form inte är tillämpbar utan vidare anpassning och vilka svårigheter som bedömaren kan stöta på.

7.3.1 Alternativ beräkning av belastning

Genom att ha en diskret indelning i tabellen för belastning kan det uppkomma situationer då enbart ett fåtal kunder skiljer en sträcka från en annan, men värdet på parametern belastning kan variera med 100 %. Genom att använda en alternativ beräkning av belastningen, med utgångspunkt i avbrottsersättningen, undviks dessa skillnader. Genom att använda denna alternativa metod fås en spridning av parametervärdet hos de sträckor (och fack, se avsnitt 7.3.2) som i den ordinarie värderingstabellen hamnar i mellankategorierna, dvs. förbrukningen och antalet kunder är varken litet eller stort.

Avbrottsersättningens storlek beror på säkringsstorlek (tariff per år), elöverföringsavgift, årlig energiförbrukning och längden på avbrottet. För avbrott 12-24 h är minsta tillåtna avbrottsersättning 900 kr.

För många kunder, såsom lägenheter och villor, blir avbrottsersättningen ca 900-1300 kr/kund. I de alternativa beräkningar som har genomförts har den totala avbrottsersättningen dividerats med en faktor 100 000 och sedan har värdet 1 adderats till kvoten. Parametervärdet tillåts ej vara mindre än 1 och det maximala tillåtna värdet är 20. Denna begränsning krävs för att ge ett rättvisande riskvärde, se beräkning av riskvärde i avsnitt 7.2.2, eftersom ett värde mindre än 1 istället minskar riskvärdet vid multiplikation.

$$\text{Alternativ belastning} = 1 + \frac{\text{Total avbrottsersättning}}{100\,000}$$

En nackdel med denna alternativa metod är att vid upp till hundra kunder samtidigt som förbrukningen är ca 2 000-15 000 kWh/år, dvs. medel i den indelning som använts ovan, görs ingen skillnad eftersom parametervärdet blir mindre än 1 och därmed ges värdet 1.

Den alternativa metoden är ej framtagen för att passa för situationer med få kunder och låg förbrukning och bör inte användas i de fallen. Anledningen till detta är att för upp till hundra kunder med en förbrukning av ca 2 000-15 000 kWh/år blir värdet 1. Metoden resulterar i samma värde på Belastning vid normal förbrukning och vid upp till 100 kunder.

7.3.2 Riskbedömning av fack

Fack i en fördelningsstation har ofta en, för den här modellen, komplicerade sträckning. Modellen, i sin ursprungliga form, är i första hand anpassad för sträckor, där en start- respektive slutpunkt går att urskilja. Glesbygdsnät kan med denna reviderade metod även bedömas fackvis. Stadsnät bör även i fortsättningen riskbedömas sträckvis eftersom värderingstabellerna inte är anpassade till så många kunder och en sådan stor förbrukning som fack i storstadsnät kan ha.

Nedan redogörs för hur hela fack ska kunna riskbedömas, och därefter jämföras med varandra. Varje sträcka inom ett fack kan också riskbedömas, då sker det enligt metoden för sträckor.

Belastning

Belastning kan beräknas med utgångspunkt i värderingstabellen eller med hjälp av avbrottsersättningen. Om facket försörjer många fler än 1000 kunder blir värderingstabellen otillräcklig. Av denna anledning bör riskbedömning av fack endast göras på glesbygdsnät.

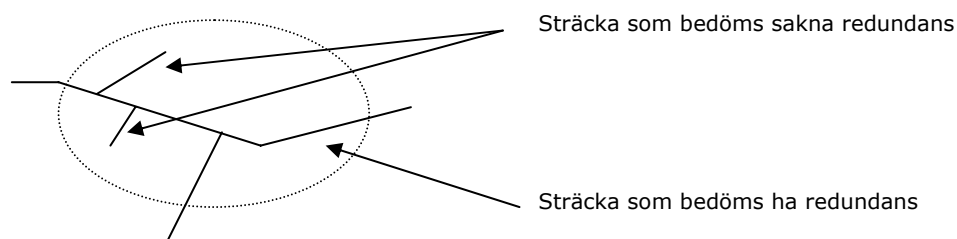
Exponering

Exponering bedöms genom procentuell viktning av de olika värden som fås för de ingående ledningstyperna. Andelen genom skog antar enbart ett värde och därför kan viktning göras med de olika ingående ledningstyperna, och ett värde för parametern exponering för hela facket fås.

För varje avstick och delsträcka med avvikande ledning beräknas hur stor andel av facket som det utgör. Därefter kan viktningen av olika värden i olika celler i Tabell 7.2 och Tabell 7.3 göras.

Tålighet

Facket består av många sträckor som kan vara sammankopplade i en nätliknande struktur och flertalet sträckor kan på så vis försörjas från mer än ett håll. I denna modell är andelen som saknar redundans de sträckor som överhuvudtaget inte har möjlighet till alternativ matning. En sträcka bedöms ha redundans om det finns fler än en skärningspunkt med den geografiska avgränsningen, se nedanstående figur.



Figur 7.1 Skiss för att exemplifiera bedömning av redundans hos fack

För att beräkna värdet på tåligheten mäts hur stor andel av den totala längden sträckor i facket som är sträckor med slutpunkter inom den geografiska avgränsningen. I Figur 7.1 har ca 70% av facket redundans.

7.4 Exempel

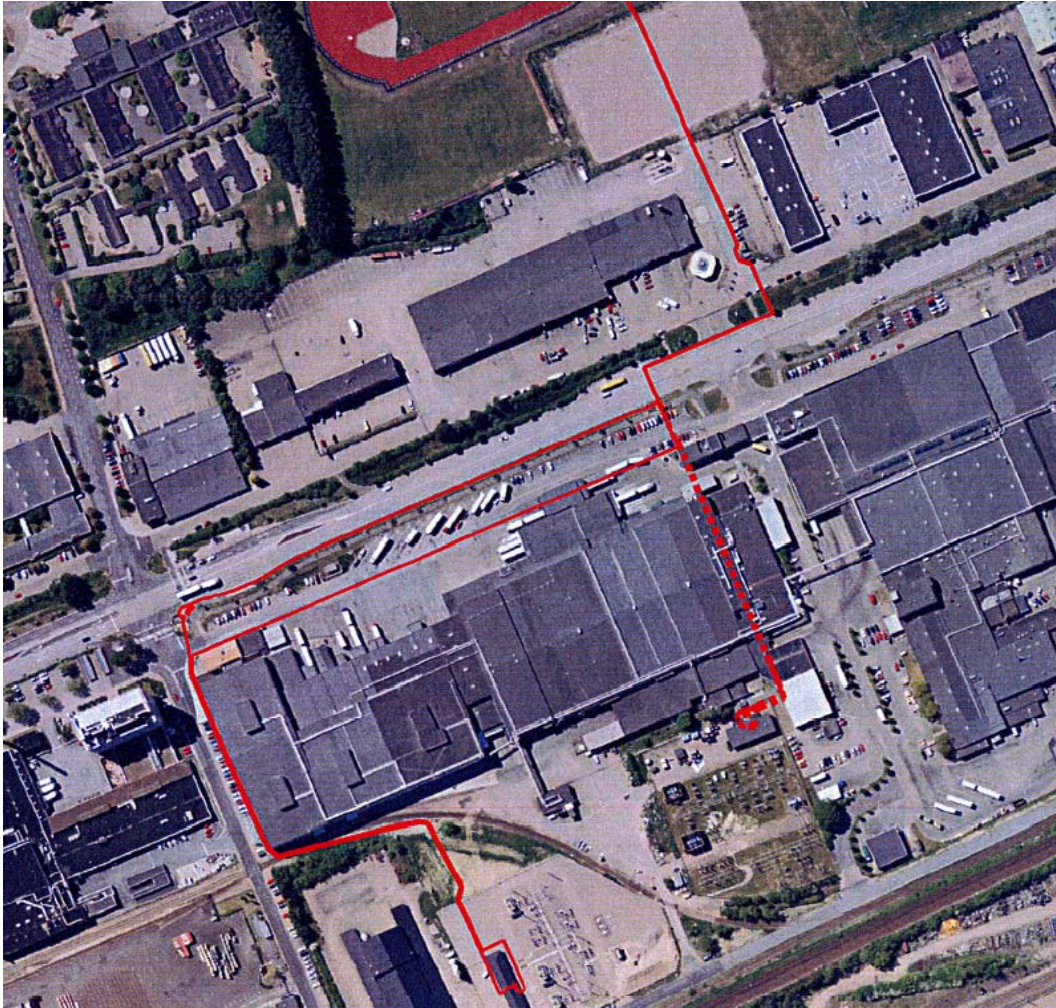
I detta avsnitt appliceras metoden för beräkning av riskvärde på de teststräckor och testfack som de deltagande elbolagen har bistått med.

7.4.1 Beräkning av riskvärde för teststräckor

Ekedal-Grace

Följande exempel kommer ifrån Öresundskraft och benämns i fortsättningen Ekedal –Grace.

Figur 7.2 Stadsnät från Öresundskraft. Streckat rött är kablar ur drift som ej ska beaktas.



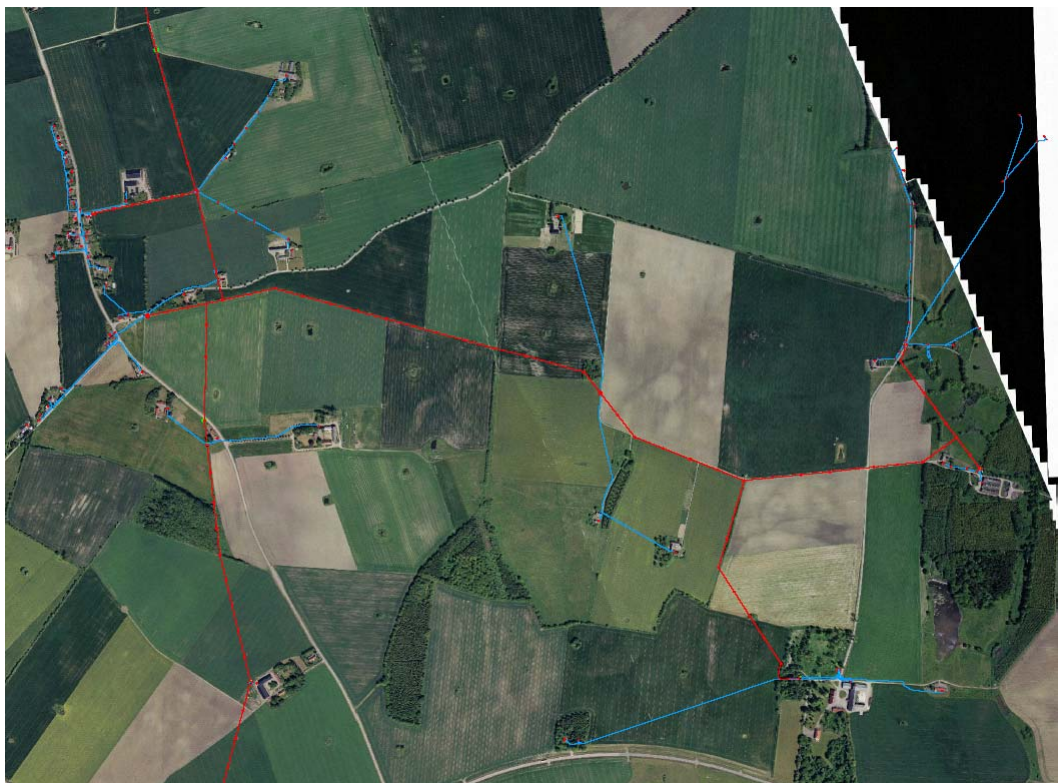
Kabelförbandet består av två redundanta ledningar, 11 kV. Troligt är att kablarna, åtminstone de äldre delarna, ligger i samma schakt. Kablarna matar en industri med den årliga förbrukningen 3920 MWh.

Tabell 7.1 ger värde 5 för Belastningen eftersom antalet kunder är mindre än 5 samt att förbrukningen landar inom kategorin "massor". På parametern Tålighet fås värde 0,1, enligt Tabell 7.4, eftersom de två kablarna ligger nära varandra. Som värde på parametern Exponering fås, enligt Tabell 7.2, värde 1. Genom att multiplicera dessa 3 värden med varandra fås riskvärdet 0,5.

Lunnom

Nätet är ett landsbygdsnät av vilket kartan visar en mindre del, se Figur 7.3. Från kartans vänstra del ut mot höger går en radiell mellanspanningsledning (röd) som på slutet förgrenar sig. Där de första blåa linjerna "korsar" radialen finns en stolpstation som i detta fall är den första nätstationen på linjen. Radialen börjar till vänster i bild som ett påstick på den linje som går från bildens övre till nedre kant. Det är sträckan från där påsticket börjar till första stolpstationen som skall bedömas i riskanalysen. Sträckan är ca 1400 m lång och består av oisolerad lina. Stolplinjen är antagligen 20-30 år gammal. Total belastning för linjen fram till första stolpstationen är 405 MWh per år och antalet kunder är 19 st. Lasten består av lantbruk, bostäder, fritidshus och telemaster.

Figur 7.3 Lunnom (Öresundskraft)



Tabell 7.1 ger värde 6 för belastningen eftersom antalet kunder är 19 och därmed landar i intervallet 6-100 st kunder samt att förbrukningen landar inom kategorin "mycket" (405 MWh per år fördelat på 19 st kunder ger en genomsnittlig förbrukning per kund på ca 21 000 kWh/år). På parametern tålighet fås värde 1, enligt Tabell 7.4, eftersom ingen redundans finns. Som värde på parametern exponering fås, enligt Tabell 7.2, värde 2 (oisolerad och ej genom skog). Genom att multiplicera dessa 3 värden med varandra fås riskvärdet 12.

Alfa Laval

Industrin Alfa Laval försörjs via tre jordkablar.

Tabell 7.7 Försörjning av AlfaLaval (Lunds Energi)



Förbrukningen är i storleksordningen 3 MW.

Som värde på parametern Exponering fås, enligt Tabell 7.2, värde 1. På parametern Tålighet fås värde 0,1, enligt Tabell 7.4, eftersom redundansen består av tre jordkablar (ej fler än 3). Tabell 7.1 ger värde 5 för Belastningen eftersom det finns en kund och förbrukningen är "massor". Genom att multiplicera dessa 3 värden med varandra fås riskvärdet 0,5.

Hallabro -Långasjö

Ledningen är en oisolerad luftledning och spänningen är 50kV. Redundans saknas, men ledningsgatan är trädfri med bredd 30-40 m. Medeleffekten är 3,5 MW och 1000 abonnenter försörjs.

Som värde på parametern Exponering fås, enligt Tabell 7.2, värde 20 (ledningsgatan är inte definitionsmässigt "trädsäker"). På parametern Tålighet fås värde 1, enligt Tabell 7.4, eftersom redundans saknas. Tabell 7.1 ger värde 10 för Belastningen eftersom det finns 1000 kunder och förbrukningen är "mycket". Genom att multiplicera dessa 3 värden med varandra fås riskvärdet 200.

Riskvärde för de olika testräckorna

Namn	Lunnon	Ekedahl/ Grace	Alfa Laval	Hallabro/ Långasjö
Nätägare	Öresundskraft	Öresundskraft	Lunds Energi	Lunds Energi
Exponering	2	1	1	20
Belastning	6	5	5	10
Tålighet	1	0,1	0,1	1
Riskvärde	12	0,5	0,5	200

Sträckorna med lägst riskvärde, dvs. Ekedahl/Grace samt Alfa Laval, ska följaktligen inte prioriteras för åtgärder. Lunnon har ett riskvärde som är något högre och Hallabro/Långasjöns riskvärde skiljer sig markant från de övriga, och ska prioriteras för riskreducerande åtgärder.

7.4.2 Beräkning av riskvärde för testfack

Emmaboda

I Emmaboda studeras ett fack i en fördelningsstation, se Figur 7.4. Facket har 280 kunder och den genomsnittliga förbrukningen är ca 8 300 kWh/år, vilket ger 8 som värde på parametern belastning.

Från Eon:s uppgifter för facket fås att 36 % är isolerad friledning (till största del belagd linä), 3% är jordkabel och resterande 61 % är oisolerad fri ledning. Andelen genom skog bedöms med hjälp av flygfoto och data från Eon till >85% och därför görs en viktning enligt följande:

$$36\% \cdot 8 + 3\% \cdot 1 + 61\% \cdot 20$$

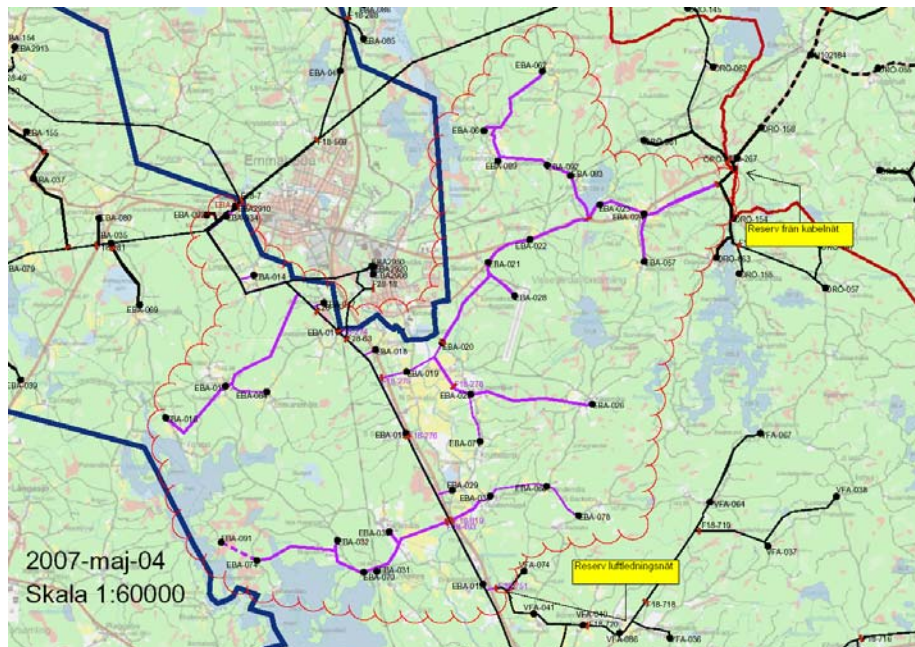
Värdet på exponering fås till ca 15.

Viss redundans finns. Den bedöms vara 45 % och hälften av denna är i form av kabel och hälften i form av luftledning. Ursprungsförsörjning antas vara luftledning. Beräkning av tåligheten sker enligt följande:

$$45\% \cdot (50\% \cdot 0,1 + 50\% \cdot 0,2) + 55\% \cdot 1$$

Tåligheten blir ca 0,6.

Riskvärdet, dvs. produkten av de tre parametrarna, blir ca 72.

Figur 7.4 Emmaboda (ej skalenlig)Orrefors

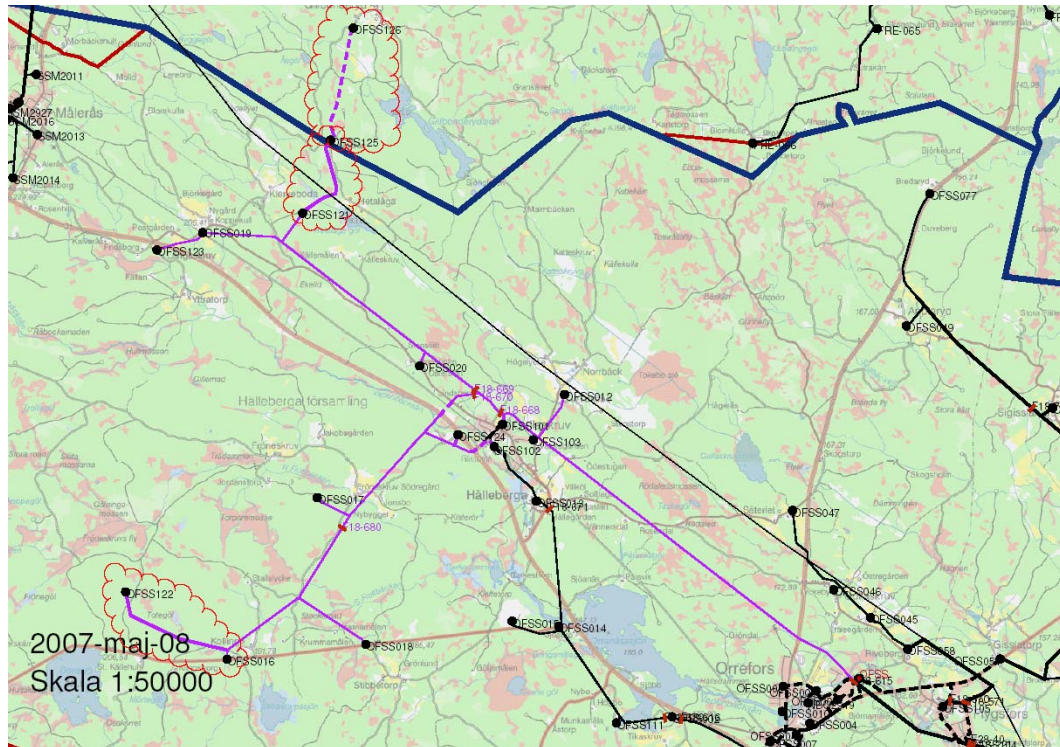
I Orrefors studeras ett fack i en fördelningsstation, se Figur 7.5. Facket har 89 kunder och den genomsnittliga förbrukningen är ca 9 000 kWh/år, vilket ger 4 som värde på parametern belastning.

Eon:s information om sitt nät ger att 12,3% är fri isolerad luftledning (belagd lina), 10,3% är jordkabel och 77,4% är friledning (oisolerad). Andel genom skog bedöms överstiga 85 %.

Viktning ger värde ca 17 på exponering.

Redundans finns till viss del. Bedömningen görs att 30 % har tillgång till alternativ försörjning; och då i form av hängkabel. Värdet på Tålighet blir 0,76.

Riskvärdet blir ca 52.

Figur 7.5 Orrefors (ej skalenlig)Riskvärde för de olika testfacken

Namn	Orrefors	Emmaboda
Nätägare	Eon	Eon
Exponering	17	15
Belastning	4	8
Tålighet	0,76	0,60
Riskvärde	52	72
Ranking	1:a	2:a

7.4.3 Prioritering av åtgärder för teststräcka/fack

Hallabro/Långasjö

Teststräckan Hallabro/Långasjö fick sämst värde i riskbedömningen och väljs därmed ut för beräkning av prioritering av åtgärd.

Avskrivningstiden sätts i detta exempel till 40 år och investeringskostnader hämtas från EBR-katalogen. Som värde på underhållskostnaderna används uppgifter från ett av nätbolagen, se avsnitt 7.2.6 för redovisning av olika

underhållskostnader. Som underlag för prioritering väljs i detta fall åtgärderna ersätta oisolerad luftledning med belagd luftledning eller jordkabel, samt bygg en ny redundant luftledning. Av sammanställningen framgår att kostnaden för jordkabel är ungefär dubbelt så hög som för de andra alternativen men att riskreduktionen är bäst. Sammantaget ger byggandet av en ny redundant luftledning mest riskreduktion för pengarna, följt av ersättning med jordkabel. Minst riskreduktion för pengarna ger ett byte till belagd luftledning.

Tabell 7.8 Åtgärdsprioritering för teststräcka Hallabro/Långasjö.

	Före investering	Efter investering i åtgärd		
		belagd luftledning	jordkabel	redundans (luft)
Exponering	20	8	1	20
Belastning	10	17	17	17
Tålighet	1	1	1	0,2
Riskvärde	200	136	17	68
Kostnad/km (Tkr)	-	387	906	404
UH-kostnad per år och km (Tkr)	3,8	3,8	1,1	3,8
UH-kostnad* (Mkr)	1,3	1,3	0,4	1,3
Tot kostnad (Mkr)	1,3	9,0	18,5	9,4
Nytta		64	183	132
Nytta/kostnad		7	10	14
Rangordning efter nytta	-	3	2	1

(*tot för sträckan och aktuell ekonomisk livslängd 40 år)

Emmaboda

Investeringsberäkning görs även för två olika delsträckor inom det fack som benämns Emmaboda. Båda består för närvarande av belagd lina. Den ena är 2,2 km lång och den andra är 0,6 km lång.

Tabell 7.9 Investeringsberäkning för två delsträckor inom ett fack i Emmaboda

	2,2 km			0,6 km		
	innan åtgärd	hängkabel	Jord-kabel	innan åtgärd	hängkabel	Jord-kabel
Exponering	8	5	1	8	5	1
Belastning	4	4	4	4	4	4
Tålighet	1	1	1	1	1	1
Riskvärde	32	20	4	32	20	4
Riskvärde med alt. Belastning*	12	8	2	14	9	2
Kostnad/km (Tkr)		287	222		287	222
UH-kostnad per år och km (Tkr)	3,8	3,8	1,1	3,8	3,8	1,1
UH-kostnad (Mkr)**	0,14	0,14	0,04	0,04	0,04	0,01
Tot kostnad (Mkr)	0,14	0,77	0,53	0,04	0,21	0,14
Nytta	-	12	28		12	28
Alt. Nytt*	-	4	10		5	12
Nytta/kostnad	-	16	53	-	57	194
Alt. nytta/kostnad*	-	5	19	-	24	86
Rangordning	-	4	3	-	2	1
Alt. rangordning*	-	4	3	-	2	1

* värde på parametern belastning från avbrottsersättningen,

**totalt för sträckan och aktuell avskrivningstid -40 år

Beräkningar är även gjorda för att få fram ett värde på den alternativa belastningen, dvs. baserat på avbrottsersättningen. Rangordningen blir i detta fall likadan.

7.5 Osäkerheter

Det finns osäkerheter i olika former som är viktiga att känna till. Det finns kunskapsosäkerhet och osäkerheter i antaganden, modell och indata. Det är viktigt att osäkerheterna hanteras på ett sätt som beslutsfattaren kan acceptera och att osäkerheterna är redovisade. I detta kapitel redovisas osäkerheten i modell och antaganden/indata.

7.5.1 Modellosäkerhet

För den utvecklade metoden så ligger fokus på att den ska vara snabb och enkel att använda, men ändå ge trovärdiga resultat. Utvecklingsarbetet har drivits under parollen "hellre ungefär rätt än exakt fel". Detta innebär att det inte ges några garantier för att i varje jämförelse mellan olika nätdelar, och dess riskpåverkande parametrar, ges ett "korrekt svar". Det innebär dock inte att utvecklingsarbetet bedrivits så att det ger godtyckliga resultat vid beräkning av riskvärde! Förenklingarna i metoden baseras på att ett fiktivt riskvärde används. Övertygelsen är att metoden i de allra flesta fall ger "det rätta svaret" och att i de fall svaret inte är att betrakta som korrekt, så är det av mindre betydelse. Angående modellens osäkerhet kan det vara bra att veta att osäkerheten ökar vid mycket små skillnader i beräknat riskvärde och bedöms enbart ha betydelse om förutsättningarna för respektive sträcka väsentligt skiljer sig åt. Nedanstående exempel belyser detta:

Exempel 1: För sträcka A beräknas riskvärdet till 10, för sträcka B beräknas det till 100. Osäkerheten i detta resultat är mycket liten, risken är större för sträcka B än A.

Exempel 2: För sträcka A beräknas riskvärdet till 60, för sträcka B beräknas det till 64. Osäkerheten i detta resultat är liten om fördelningen av riskvärdet mellan de olika parametrarna exponering/belastning/tålighet är likartad. Om fördelningen mellan parametrarna skiljer sig väsentligt så är det svårare att verifiera att detta är det korrekta svaret, men en beslutsfattare kan ändå använda sig av detta som beslutsunderlag eftersom trovärdigheten visavi sträckor med riskvärden som är betydligt lägre respektive högre har högre risk.

I utvecklingsarbetet har möda lagts på att verifiera metoden genom att testa olika sträckor i verkliga nät och jämföra de beräknade riskvärdena för olika delar. Arbetet med värderingen specifikt har skett som jämförande skattningar, i parallella övningar mellan ØSA och respektive nätbolag. Vid jämförelse mellan dessa jämförande skattningar noterades en förvånansvärt liten skillnad i värdering, vilket gjorde det enkelt att väga samman till en gemensam värderingsmodell.

Angående prioriteringsmodellen kan motsvarande förhållande sägas gälla. Osäkerheten är inte så stor då jämförelse görs mellan olika åtgärder för samma sträcka – då ger modellen ganska säkert "rätt resultat". Detsamma gäller för jämförelser mellan olika sträckor med ungefär samma initiala risknivå. Om däremot flera sträckor med mycket olika initial risknivå jämförs så är osäkerheten större. Möjligheterna att verifiera de variationer som finns i initial risknivå och åtgärdsalternativ har varit små.

7.5.2 Osäkerhet i antaganden och indata

Det finns en osäkerhet i antagandet av hur "sträcka" hanteras i analysen. Metoden baseras på att riskvärde kan beräknas för specifika sträckor, och som alternativ för fack. Det har vid flera tillfällen under arbetets gång diskuterats enskilda näts "unika utformning", vilket indikerat svårigheter, eller åtminstone potentiella skiljaktigheter, i tolkning av "sträcka", vilket i sin tur eventuellt kan påverka resultatet av metoden. Exakt hur det påverkar är omöjligt att säga då det är en kvalitativ skillnad och den har så långt varit möjligt hanterats i anvisningarna för metodens användning.

Det finns två slag av osäkerheter i indata. För det första finns det en osäkerhet som följer av vilka tillgängliga data nätbolagen har om sitt nät vilket genererar värde på parametrarna belastning/exponering/tålighet. Denna osäkerhet bedöms som ringa då det antingen finns färdiga data eller tydliga anvisningar hur bedömningen ska göras. För det andra finns det en osäkerhet i kalkylunderlag när det gäller bedömningar av åtgärder. I prioriteringsmodellen krävs bl a uppgifter om investeringskostnad och drifts- och underhållskostnader. Baserat på diskussioner med nätbolagen och en del tillhandahållet underlag om kostnader i olika projekt mm så framstår det som att skillnaden mellan schablonkostnader enligt ebr-katalogen och verkliga kostnader kan vara betydande (mer än en faktor 2, dvs mer än 100 %). Även skillnader i erfarenhetsmässiga, verkliga, kostnader (mellan olika nätbolag) kan vara stor, tex. är skillnaden mellan den verkliga driftskostnaden (per km och år) för olika nätbolag i en jämförelse mer än 100 %, vilket bl a kan bero på olikheter i hur kostnader bokförs och redovisas, hur modernt nät man äger, samt hur effektivt man har möjlighet att bedriva detta arbete.

7.5.3 Kommentarer till osäkerheterna

De ovan redovisade osäkerheterna kan sammanfattas i följande punkter:

- Kartläggningsmetoden (beräkning av risknivå) ger sannolikt en god rangordning mellan olika näts risk. Om skillnaden i risknivå är mycket liten och underlaget i de olika parametrarna skiljer sig väsentligt så finns det en viss osäkerhet.
- Prioriteringsmodellen lämpar sig bäst för jämförelser mellan olika åtgärder på samma sträcka eller mellan olika sträckor med ungefär samma initiala risknivå.
- För att minimera osäkerheten i prioriteringsmodellen är det viktigt att man väljer att jämföra antingen schablonmässiga kostnader (som snabbt kan skattas) eller att jämförelsen avser realistiska kostnader för samtliga alternativ.

7.6 Råd vid implementering/uppstart av arbete

I samband med arbetets uppstart behöver de som ska agera riskbedömare besluta sig för följande:

- Syfte med arbetet och vilka beslut ska bedömningen resultera i?
- Hur ska redovisningen ske (papper, excel, databas)?

- Varifrån ska underlag hämtas?
- Vilken belastningsmodell ska användas?
- Ska beräkningarna göras för fack eller sträckor?
- Hur ska underhålls- och investeringskostnader beräknas?
Noggrannhet?

Lämpligen gör riskbedömarna några riskbedömningar med åtföljande investerings- och prioriteringsberäkning gemensamt. Om olika bedömares resultat ska jämföras med varandra är viktigt det att bedömningarna inte blir subjektiva och därför är det angeläget att bedömningarna görs likartat.

8 Diskussion

I detta kapitel diskuteras resultatet av utvecklingsarbetet.

8.1 Slutsatser och kommentarer

I projektet har en sammanhängande metod och procedur utvecklats som väver samman två metoder, vilka på ett enkelt men grovt sätt värderar avbrottsrisker och som stödjer investeringsbeslut om riskreducerande åtgärder.

Metoden är i sin uppbyggnad översiktlig, tämligen kontrollerbar och enkel att använda. Det finns förutsättningar för att producera ett bedömningsunderlag som ger personoberoende analysresultat. Metoden kräver små resurser för genomförandet. Resultatet är synnerligen enkelt att tolka. Analysarbetet kan dokumenteras på papper, med hjälp av standardprogramvara (t ex Excel) eller i en databas. Den bedöms därmed vara anpassningsbar till olika verksamheters behov och möjligheter. (Metoden skulle även i den fortsatta utvecklingen på ett enkelt sätt kunna arbetas om till en indexmetod om detta visar sig vara mer effektivt eller tillförlitligt.)

Till metodens svagheter hör att den inte indikerar om en investering är nödvändig eller ej i absoluta mått. Den förutsätter att en separat analys avgör vilket totalt investeringsbehov som finns, alternativt att analys eller lagstiftning kan ge underlag för att bedöma vilken risknivå som är acceptabel.

Den metod som presenteras i denna rapport skall ses i ett sammanhang av flera metoder för risk- och sårbarhetsanalys som var för sig eller tillsammans svarar mot behov av information och beslutsunderlag inom elnätsdrift (då ingen enskild metod kan hantera alla divergerande krav som annars kan ställas på användandet av riskanalys).

En reflektion som gjorts inom projektet angående funktionskravet – "inget oplanerat avbrott får vara mer än 24 h av orsaker som skäligen kunnat undvikas" - är att det är en vag formulering för de mest kritiska händelserna, nämligen stormar och snöfall med tillhörande trädfällning. Det finns ett behov av att inom branschen ha en tydlig och enhetlig uppfattning om vilka stormar och snöfall som ska anses som skäligen att dimensionera för. En extremvärdesanalys kan utgöra ett underlag för att göra sådana bedömningar och associerade frågeställningar om hur ofta gränsen kan tänkas överskridas och hur mycket. Om inte gemensamma ansträngningar görs måste varje elnätsföretag, implicit eller explicit, var för sig definiera vilken risknivå som anses skäligen (acceptabel).

8.2 Fortsatt arbete

Inom utvecklingsprojektets avgränsade metodutveckling finns inget behov av fortsatt arbete innan metoderna kan börja användas. Initialt kan det finnas behov av utbildning och stöd för nätbolagen i sitt analysarbete, men det ligger

utanför utvecklingsprojektets syfte. Däremot kan det finnas ett framtida behov av att följa upp användningen för att dels sprida erfarenheter mellan nätbolag och dels modifiera eller rationalisera metoderna (och eventuellt utveckla metoden till en indexmetod).

under arbetets gång har ett antal utvecklingsbehov, som angränsar till detta projekts arbete, identifierats. Ett av dessa behov är att utveckla en riskanalysmetod för stationer (främst fördelningsstationer), som möjliggör jämförelse av risknivå mellan stationerna. Befintliga metoder fokuserar på antingen analys av enskild stations riskexponering utan ett sammanhållet riskmått, eller en stations betydelse i ett större nätsammanhang.

Det har även identifierats ett behov (med stor potential) av att utveckla prioriteringsmodellen. Den utvecklade metoden är i enlighet med projektets avgränsning begränsad till att värdera nyttan för olika åtgärdsalternativ i termer av minskad risk för långvariga avbrott. En utvecklad prioriteringsmodell skulle kunna användas mer generellt för att rangordna investeringsbehov genom att värdera även andra nyttor, t ex reducera risken för korta avbrott, ersätta gammal utrustning eller utrustning med dåliga drifterfarenheter. En sådan modell bör omfatta såväl nät som stationer. Detta är speciellt intressant för stadsnät där risken för långvariga avbrott generellt sett är lägre men där korta avbrott ändå kan medföra betydande kostnader.

Vid genomgången av alternativa analysmetoder och deras möjliga tillämpning inom elnätsföretagande finns det flera uppslag för kompletterande utvecklingsarbete. Se Kapitel 4.

Det finns slutligen även ett behov av att "översätta" funktionskravet (inga avbrott mer än 24 timmar) till en acceptabel risknivå. Funktionskravet undantar orsaker som "inte skäligen kunnat undvikas". En reflektion är att detta är en vag formulering för de mest kritiska händelserna stormar och snöfall med tillhörande trädfällning. Det finns ett behov av att inom branschen ha en tydlig och enhetlig uppfattning om vilka stormar och vilka snöfall som ska anses skäligen att dimensionera för. En extremvärdesanalys kan utgöra ett underlag för sådana bedömningar och associerade frågeställningar om hur ofta gränsen kan tänkas överskrida och hur mycket. Om inte gemensamma ansträngningar görs måste varje elnätsföretag, implicit eller explicit, var för sig definiera vilken risknivå som anses skäligen. Detta kan leda till väldigt olika bedömningar av investeringsbehovet i näten.

9 Referenser

Amendola, A., Contini, S., & Ziomas, I. (1992) . Uncertainties in chemical risk assessment: Results of a European benchmark exercise. *Journal of Hazardous Materials*, 29 (1992), 347-363.

Andersson, J. (2001) . *Åtgärder för ökad leveranssäkerhet*. Avbrottsutredningen 2001-10-31.

CCPS - Center for Chemical Process Safety (1989). *Chemical Process Quantitative Risk Analysis*. New York: American Institute of Chemical Engineers.

CCPS - Center for Chemical Process Safety (1995). *Tools for Making Acute Risk Decisions with Chemical Process Safety Applications*. New York: American Institute of Chemical Engineers.

COWI, DONG & IMM (1996) . *Usikkerhedsbeskrivelse i kvantitative risikoanalyser*. Projekt rapport.

Cross, F.B. (1998) . Facts and values in risk assessment. *Reliability Engineering and System Safety*, 59, 27-40.

Dale, V.H., & English, M.R. (1999) *Tools to aid environmental decision-making*. New York: Springer.

Davidsson, G. m fl , (2003) . *Handbok för riskanalys*. (Räddningsverkets rapport U30-626/02). Karlstad: Räddningsverket.

Dreborg, K-H. m fl (1994) . *Planera för det okända? Om hantering av osäkerhet*. (FOA rapport R--94-00005-1.2--SE).

Granger Morgan, M., & Henrion, M. (1990) . *Uncertainty*. Cambridge University Press.

Hansson, S.O. (1989) . Dimensions of risk. *Risk Analysis*, 9 (1), 107-112.

Hansson, S.O. (1991) . *An overview of decision theory*. (SKN rapport 41.) Stockholm: Statens Kärnbränsle Nämnd.

Harrami, O., Kylefors, M., & Magnusson, S-E. (2000b) . Quality and quality assurance of risk analysis in a Swedish perspective. In: *Proceedings of Esrel 2000, SaRS and SRA-Europe Annual Conference, Foresight and Precaution* (p 1252-1258). Rotterdam: A.A. Balkema publishers.

Harrami, O., Kylefors, M., & Magnusson, S-E. (2000a) . Risk analysis in practice – Results from a Swedish interview study. In: *Proceedings of Esrel 2000, SaRS and SRA-Europe Annual Conference, Foresight and Precaution* (p 1245-1251). Rotterdam: A.A. Balkema publishers.

Holmgren, Å. & Molin, S. (2003) . *En analys av fel- och driftsstörningsstatistik från eltransmissions- och eldistributionsnätet i Sverige*. FOI rapport FOI-R-1090—SE. Stockholm: FOI.

Hummelgren, J. (1975) . *Beslutsteori*. (FOA rapport C 10023-M4).

- IEC 300-3-9 (1995) . *Risk analysis of technological systems*. International standard
- IVA, Kungliga Ingenjörsvetenskapsakademien (2004) . *Landsbygdens eldistribution – en livsviktig infrastruktur*. Stockholm: IVA.
- Johansson, J. (2007). *Risk and vulnerability analysis of large-scale technical infrastructures. Electrical distribution systems*. Lund: LTH.
- Kahneman, D., Slovic, P., & Tversky, A. (Eds.) (1993) . *Judgment under uncertainty: heuristics and biases*. Cambridge University Press.
- Kaplan, S. (1997) . The words of risk analysis. *Risk Analysis*, 17 (4), 407-417.
- Kaplan, S., & Garrick, J. (1981) . On the quantitative definition of risk. *Risk Analysis*, 1 (1), 11-27.
- Keeney, R.L., & Raiffa, H. (1993) . *Decisions with multiple objectives. Preferences and value tradeoffs*. Cambridge University Press.
- Kemikontoret (2001) . *Riskhantering 3 - Tekniska riskanalysmetoder*. Stockholm: Kemikontoret.
- Mattsson, B. (2000) . *Riskhantering vid skydd mot olyckor: problemlösning och beslutsfattande*. (Räddningsverkets rapport R16/219-00). Karlstad: Räddningsverket.
- Nas, T.F. (1996) . *Cost-Benefit Analysis. Theory and application*. London: SAGE
- Nilsson, H. & Johansson, O. (2005) . *Sårbarhetsanalys – komplexa system. Eldistributionsnät*. Lund: Lunds Tekniska Högskola.
- Nykvist, S. & Ohlson, E. (2007). *Nätverksteori som verktyg vid risk- och sårbarhetsanalys av eldistributionsnät*. Lund: LTH rapport 5222.
- Nystedt, M., Ehrstedt, T., & Sundin, P. (2005). *Metod för att identifiera och rangordna händelser och brister i elnät*. Elforsk rapport 04:59.
- Paté-Cornell, E. (1996) . Uncertainties in risk analysis: Six levels of treatment. In *Reliability Engineering and System Safety*, 54, 95-111.
- Pitblado, R. (1996) . International risk assessment. In: Kolluru, R., Bartell, S., Pitblado, R., & Stricoff, S. (Eds.). *Risk assessment and management handbook*. New York: McGraw-Hill.
- Proposition 2005/06:27 . *Leveranssäkra elnät*. Stockholm: Regeringen.
- Riksrevisionen (2006). *Kvalitén i elöverföringen. Finns förutsättningar för effektiv tillsyn?*. Riksrevisionens rapport 2006:3.
- Royal Society (1992). *Risk: analysis, perception and management*. London: The Royal Society.
- Räddningsverket (1989) . *Att skydda och rädda liv, egendom och miljö. Handbok i kommunal riskanalys inom räddningstjänsten* (Räddningsverkets rapport R16-038/88). Karlstad: Räddningsverket.
- Statens energimyndighet (2005) . *Stormen Gudrun. Vad kan vi lära av naturkatastrofen 2005?* Eskilstuna: Energimyndigheten.

Statens energimyndighet (2005) . *Stormen Gudrun – konsekvenser för nätbolag och samhälle*. Eskilstuna: Energimyndighetens rapport ER 2005:16.

Statens energimyndighet (2005) . *En leveranssäker elöverföring*. Eskilstuna: Energimyndighetens rapport ER 2005:19.

Statens energimyndighet (2005) . *Erfarenheter efter Gudrun – reservkraft, prioritering och ö-drift med reservkraft*. Eskilstuna: Energimyndighetens rapport ER 2005:32.

Statens energimyndighet (2005) . *Stormen Gudrun och uppvärmningen*. Eskilstuna: Energimyndighetens rapport ER 2005:33.

Statens energimyndighet (2006) . *Fler konsekvenser av Gudrun och vad kunde hänt om...* Eskilstuna: Energimyndighetens rapport ER 2006:8.

Svenska Kraftnät (2006) . *Risk och sårbarhetsanalyser inom Svenska Kraftnät*. (2006-03-08).

Tapper, M. (2007). *Redovisning av 2006 års drifthändelsestatistik*, Presentation vid "Riskanalys och Darwin 2007", 2007-10-09.

Viscusi, K. (1998) . *Rational risk policy*. (The Arne Ryde memorial lectures series). Oxford: Clarendon Press.

Wulff, P. (1990) . *Komplexitet som riskfaktor*. (FOA rapport A 10017-1.2).

Bilaga 1 – Värderingstabeller

I denna bilaga redovisas värderingstabellerna för de tre parametrarna belastning, exponering och tålighet. Produkten av dessa bildar riskvärdet för den aktuella sträckan.

BELASTNING

Genomsnittlig förbrukning per kund och år (kWh/år) respektive kundantal	<5	6-100	101-1000	>1001
Lite <2 000 kWh/år	1	3	6	12
Medel 2 000-15 000 kWh/år	2	4	8	14
Mycket 15 000-50 000 kWh/år	4	6	10	17
Massor >50 000 kWh/år	5	8	12	20

EXPONERING (luftledning respektive jordkabel)

Typ av luftledning respektive andel i skog	Nästan ingen <5%	Låg andel 6-30%	Stor andel 31-85%	Nästan enbart >85%
Hängkabel	1	2	4	5
Belagd luftledning	1	3	6	8
Oisolerad luftledning	2	8	15	20

Antal jordkablar i samma tunnel	Värde
≤3 kablar	1
>3 kablar	2

TÅLIGHET

Redundans	Nära (samma ledn.gata/dike/tunnel)	Ej nära (annan ledn.gata/dike/tunnel)
Ingen	1	
Luft & Kabel	(N.A.)	0,1
Luft & Luft	0,3	0,2
Kabel & Kabel	0,1	0,05

Bilaga 2 - Användarguide

Metod

Metodens process kan beskrivas enligt nedan (delmål redovisas i fet stil).

- | | | |
|---|---|-----------------------------------|
| 1. Fastställ prioriteringsmål/syfte | } | Kartläggning av
risker (1-3) |
| 2. Riskbedömning sträcka A_i-B_i | | |
| 3. Urval av sträckor för åtgärd | | |
| 4. Val av åtgärder för prioritering | } | Prioritering av
åtgärder (4-9) |
| 5. Riskbedömning åtgärdsalternativ | | |
| 6. Kostnadsberäkning åtgärdsalternativ | | |
| 7. Beräkning av nytta för åtgärdsalternativ | | |
| 8. Beräkning av nytta/kostnad för åtgärdsalternativ | | |
| 9. Prioritering av åtgärd | | |

Indata

För riskbedömning av respektive sträcka krävs indata i form av:

- Levererad energi
- Antal kunder
- Ledningstyp; jordkabel, oisolerad luftledning, hängkabel eller belagd luftledning
- Sträckningens omgivning; andel genom skog för luftledningar och antal kablar per tunnel för jordkabel
- Redundans; leveransalternativ vid eventuellt avbrott

För bedömning av respektive åtgärd krävs:

- Längd på ledning som skall åtgärdas
- Möjliga åtgärder för den specifika sträckan
- Total investeringskostnad/m
- Total underhållskostnad per år och m
- Livslängd
- Diskonteringsränta (i de fall underhållskostnaderna nuvärdesberäknas)

Genomförande för utvald sträcka

1. Ta fram värde på parametrarna exponering, tålighet och belastning genom att använda värderingstabellerna och kännedom om de indata som gäller för sträckan.
2. Beräkna riskvärde genom att multiplicera de tre parametrarna

3. Upprepa 1 till 2 för alla sträckor
4. Gör ett urval av sträckor, för vilka åtgärder ska undersökas.
5. Ange vilka åtgärder som kan vara aktuella för respektive sträcka
6. Genomför ny beräkning av riskvärde med nya fiktiva värden på parametrarna exponering, belastning och tålighet.
7. Beräkna nyttan av åtgärden, dvs. differensen mellan gammalt och nytt (fiktivt) riskvärde
8. Beräkna investerings- och underhållskostnaden för respektive åtgärd.
9. Beräkna nytta per kostnad (ju högre värde desto högre ska denna kombination av åtgärd och sträcka prioriteras).
10. Rangordna alternativen, dvs. kombinationerna av åtgärder och sträckor
11. Granska rangordningen ur rimlighetsperspektiv och gör eventuellt justeringar för att ta hänsyn till omständigheter som inte modellen behandlar.

Bilaga 3 - Formulär

Presentation av utkast till formulär som kan användas vid dokumentation på papper eller i standardmjukvara typ Excel.

Mall för kartläggning:

Nät	Nät	Nät	Nät	Nät	Nät
Nät	Nät	Nät	Nät	Nät	Nät
Nät	Nät	Nät	Nät	Nät	Nät
Nät	Nät	Nät	Nät	Nät	Nät
Nät	Nät	Nät	Nät	Nät	Nät
Nät	Nät	Nät	Nät	Nät	Nät
Nät	Nät	Nät	Nät	Nät	Nät

Mall för prioritering:

Sträcka, km: Ekonomisk livslängd: Diskonteringsränta:

	Innan åtgärd	Åtgärd1	Åtgärd2	Åtgärd3	Åtgärd4
Exponering					
Belastning					
Tålighet					
RISKVÄRDE					
Inv.kostnad per km, Tkr					
Total Inv. kostnad Tkr					
D/U kostnad (/km och år), Tkr					
Total D/U-kostnad, Tkr					
KOSTNAD, Mkr					
Nytta					
NYTTA/KOSTNAD					
Rangordning					

