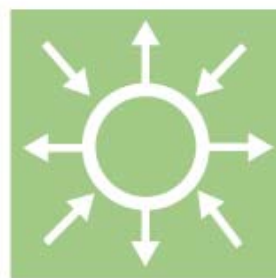




Representativa testnät för svenska eldistributionsnät

Elforsk rapport 08:42



Oskar Engblom & Mari Ueda

Juni 2008

ELFORSK

Representativa testnät för svenska eldistributionsnät

Elforsk rapport 08:42

Förord

I denna rapport presenteras ett arbete med att ta fram ett representativt "testnät" där såväl tekniska egenskaper i nätet som kundegenskaper beskrivs. Ett sådant testnät har inte tidigare funnits tillgängligt och bedöms ha stort värde forskningen.

Arbetet har genomförts av två examensarbetare på KTH Oskar Engblom och Mari Ueda med stöd av Karin Alvehag. Forskarna har också haft stöd av en referensgrupp från branschen.

Elforsk ägs av den svenska elbranschen. Företagets affärsidé är att bedriva forskning och utveckling i linje med ägarföretagens intressen och att genomföra dessa forskningsprojekt tillsammans med andra parter på marknaden. Market Design-programmet initierades år 2000 i syfte att fördjupa kunskaperna kring hur avreglerade elmarknader fungerar. Programmet finansieras av Svensk Energi, EBL-Kompetanse i Norge och Energimyndigheten i Sverige.

Mer information om programmet, våra rapporter och aktuella evenemang hittar du på programmets hemsida www.marketdesign.se.

Stockholm, april 2007



Peter Fritz
Programsekreterare Market Design
Elforsk AB

Sammanfattning

Inom forskning som rör elnäts tillförlitlighet, har under de senaste decennierna olika standardnät, eller så kallade testnät, förekommit. Dessa nät kan dock inte anses representera svenska eldistributionsnät särskilt väl. Därför initierades detta projekt inom Elforsks Market Design-program för att ta fram testnät som är representativa för svenska elnätsförhållanden. Med sådana testnät, som kan utgöra grund för beräkningar av tillförlitlighet och avbrottskostnader, är det möjligt att analysera effekter av regleringen av svenska elnätsföretag och vilka incitament regleringen kan ge för nätinvesteringar.

Två testnät på mellanspänningsnivå (10 kV) har tagits fram, ett för tätort och ett för landsbygd, för att motsvara strukturella skillnader bland svenska distributionsnät. Näten innehåller information om bland annat struktur, kundsammansättning och felstatistik för ingående komponenter, allt för att kunna beräkna tillförlitligheten. För att möjliggöra dessa beräkningar har näten implementerats i Matlab. Under arbetet har synpunkter från branschföreträdare varit viktiga, då den mesta kunskapen om distributionsnätens sammansättning och funktion finns hos elnätsföretagen och myndigheter inom området.

Testnätens likhet med faktiska nät har bekräftats i ett flertal avseenden, och även nätens funktionalitet som helhet får anses representativ. Tillförlitligheten mätt som avbrottsfrekvens och kundavbrottstid motsvarar vad de svenska elnätsföretagen årligen rapporterar in till Energimarknadsinspektionen. Några andra huvuddrag hos testnäten återfinns också hos de faktiska näten: landsbygdsnätens låga förekomst av redundans och stora inslag av felkänsliga oisolerade friledningar, och hur tätortsnätens tillförlitlighet främst beror av förekomsten av kabelfel.

Några aspekter hos testnäten ger utrymme för utveckling eller mer noggranna analyser. Fördelningen av testnätens belastning mellan olika kundtyper liksom kundernas kostnad vid elavbrott är två viktiga parametrar som kan undersökas ytterligare. Felstatistik och tidsberoende belastningsprofiler är två områden där mer komplett statistik kommer att tas fram inom en snar framtid, och dessa uppgifter kan då användas för att uppdatera testnäten.

Summary

This project was started within the Market-Design programme of Elforsk, with the aim of developing representative test systems of Swedish distribution networks. Using such test systems as a basis for reliability and customer interruption cost calculations makes it feasible to analyse the network tariff regulation of Swedish power distribution companies. In particular, it enables studies of the incentives for companies to invest in system reliability. Until now, the available test systems are either not representative of Swedish conditions, or too small in scale and limited in function.

Within this project we have created two test systems. In order to represent the diversity of actual Swedish distribution networks, we have created one test system for urban environments and another for rural environments. The test systems contain information about structure, customer composition, load data, component failure statistics and cost of power interruptions. To enable reliability and customer interruption cost calculations, the test systems have been implemented in Matlab. In this project power distribution company representatives and responsible authorities have been valuable as primary information sources.

The resemblance of actual systems to the test systems has been confirmed for several individual aspects, including their overall performance. Reliability in terms of frequency and duration of power interruptions is consistent with data found in annual reports submitted to the Swedish Energy Markets Inspectorate.

Improvements of the test systems can be made through in-depth studies of both the total system-load distribution among the different customer categories, and the cost incurred by customers from power interruptions. Data for failure statistics and time-dependent load-profiles will be more accurate in the near future, and can be used for updating the test systems.

Innehåll

1	Inledning	1
1.1	Bakgrund	1
1.2	Syfte	2
1.3	Metod	2
1.3.1	Genomgång av källor för indata.....	3
1.3.2	Modellering och simulering	5
1.3.3	Användning av beräkningsresultat och modellutvärdering	5
1.4	Avgränsningar	6
2	Distributionsnät på mellanspänningsnivå	7
2.1	Sveriges eldistributionssystem	7
2.1.1	Elsystemets uppbyggnad.....	7
2.1.2	Ägarstruktur för eldistribution	8
2.1.3	Nord Pool	9
2.2	Faktorer som påverkar nätstrukturen	9
2.2.1	Fysiska förutsättningar.....	10
2.2.2	Kundsammansättning och belastning	10
2.2.3	Ekonomi	11
2.2.4	Lagar och regelverk.....	11
2.2.5	Nätets tekniska egenskaper	12
2.2.6	Kopplingar och redundans	14
2.3	Kategorisering av elnät	16
2.3.1	Kundtäthet och kablfieringsfaktor	17
2.3.2	Statistik för svenska elnätsföretag	17
2.4	Tätortsnät	19
2.5	Landsbygdsnät.....	20
2.6	Karakteristik för norrländska landsbygdsnät och citynät	22
2.6.1	Norrländska landsbygdsnät.....	22
2.6.2	Citynät	23
3	Testnäten	25
3.1	Testnäten innebär förenklingar	25
3.1.1	Aspekter som har prioriterats vid framtagande av testnäten	25
3.1.2	Aspekter som haft låg prioritet vid framtagande av testnäten ...	27
3.1.3	Ingående delar i ett testnät	27
3.2	Testnät för tätort.....	28
3.2.1	Struktur för testnätet.....	28
3.2.2	Motivering till val av nätstruktur	30
3.3	Testnät för landsbygd	31
3.3.1	Struktur för testnätet.....	31
3.3.2	Motivering till val av nätstruktur	33
3.4	Belastningsdata.....	34
3.4.1	Metod, avgränsningar och förenklingar	34
3.4.2	Medelårseffekter, belastningskurvor och temperaturdata.....	35
3.5	Kundkategoriernas förbrukningsandelar	37
3.5.1	Kundkategoriernas förbrukningsandelar i tätort	37
3.5.2	Kundkategoriernas förbrukningsandelar i landsbygd	37
3.5.3	Jämförelser av förbrukningsfördelningar	38
3.5.4	Jämförelse av genomsnittlig medelårseffekt per kund	39
3.6	Kundsammansättning	39
3.7	Avbrottskostnadsdata	41
3.7.1	Analys av källa.....	41
3.7.2	Sammanställning av avbrottskostnadsdata.....	42
3.8	Felstatistik.....	43

3.8.1	Förenklingar och avgränsningar samt analys av felstatistikens källor och felkällor	43
3.8.2	Genomgång av fel i testnäten	45
4	Tillförlitlighets- och avbrottskostnadsanalys	48
4.1	Översiktlig beskrivning av modellen för tillförlitlighets- och avbrottskostnadsberäkning	48
4.2	Fel och konsekvenser	49
4.2.1	Nätstrukturen	49
4.2.2	Åtgärdstider	50
4.2.3	Exempel på några fel	50
4.2.4	Fellista	51
4.3	Beräkning av tillförlitlighetsindex och avbrottskostnader	52
4.3.1	Tillförlitlighetsindex	52
4.3.2	Exempel på beräkning av tillförlitlighetsindex	53
4.4	Monte Carlo-simulering och beräkningsalgoritm	57
4.4.1	Monte Carlo-simuleringar (MCs)	57
4.4.2	Algoritm för beräkningar av testnätens tillförlitlighet	57
4.4.3	Modellens förenklingar	59
5	Resultat och diskussion	60
5.1	Tätort	60
5.1.1	Testnätets avbrottsfrekvens och avbrottstid	60
5.1.2	Icke-levererad energi och avbrottskostnad	60
5.1.3	De olika feltypernas bidrag till avbrottstiden	63
5.1.4	Beräkningarnas känslighet för förändringar i indata	64
5.1.5	Samtidiga fel	65
5.2	Landsbygd	66
5.2.1	Testnätets avbrottsfrekvens och avbrottstid	66
5.2.2	Icke-levererad energi och avbrottskostnad	69
5.2.3	Feltypernas bidrag till avbrottstiden	70
5.2.4	Analys av parametrar som bidrar till CAIDI och SAIDI	72
5.2.5	Analys av parametrar som bidrar till SAIFI, SAIDI och CAIDI	73
6	Slutsatser	77
6.1	Hur representativa är testnäten?	77
6.1.1	Testnätet för tätort	77
6.1.2	Testnätet för landsbygd	78
6.2	Förslag till förbättringar	79
7	Bilagor	80
7.1	BILAGA 1: Räkneexempel på elsystems tillförlitlighet	80
7.2	BILAGA 2: Distributionsnätets komponenter	85
7.2.1	Fördelningsstationer	85
7.2.2	Nätstationer	85
7.2.3	Ledningar	86
7.2.4	Brytare	86
7.2.5	Frånskiljare	86
7.2.6	Säkringar	87
7.3	BILAGA 3: Sammanställning av felstatistik	88
7.3.1	Standardavvikelser	88
7.4	BILAGA 4: Kompletterande exempel till kapitel 4	90
7.4.1	Exemplets elnät	90
7.4.2	Hur fel åtgärdas	90
7.5	BILAGA 5: Analys av samtidiga fel i testnätet för tätort	93
7.6	BILAGA 6: Hur väl fungerar implementeringen i Matlab?	96

1 Inledning

1.1 Bakgrund

Internationella testnät för eldistributionsnät har använts de två senaste decennierna inom forskning som bland annat rör elnäts tillförlitlighet. Inom den svenska forskningen har det dock i vissa avseenden inte varit lämpligt att använda sig av de internationella testnäten. Data för testnäten såsom felintensiteter och belastning skiljer sig för mycket mellan olika länder. För att resultaten av analyser gjorda på ett testnät ska vara relevanta krävs det därför att testnätets data är landsspecifika.

Stormen Gudrun drabbade södra Sverige i januari 2005 och hade en förödande effekt på eldistributionen. Cirka 730 000 elabonnenter blev utan ström efter orkanens framfart och efter tre veckor hade drygt 12 000 hushåll fortfarande ingen tillgång till elektricitet (Persson, 2005). Stormen Gudrun gjorde att en diskussion kring leveranssäkerhet startade och att nya lagar för avbrottsersättning, "Gudrunlagarna", stiftades.

För att installera och underhålla ett elnät krävs mycket stora resurser. Att ha flera parallella elnät är därför ekonomiskt olönsamt. Distributionen av elektricitet utgörs således av ett naturligt monopol. Marknadens aktörer regleras därför av statliga myndigheter. Idag är det den så kallade nätnyttmodellen och Gudrunlagarna som bestämmer ramarna för elnätsföretagens verksamhet. Den myndighet som ansvarar för regleringen av den svenska eldistributionen är Energimarknadsinspektionen.

Nätnyttmodellen reglerar nätägarnas vinster med fokus på den nytta tjänsten ger abonnenterna. Varje år skickar nätägarna in data såsom avbrottsintensitet och kundsammansättning till Energimarknadsinspektionen. Med hjälp av ett fiktivt referensnät ställs drift- och underhållskostnaderna mot det gångna årets tillhandahållna leveranskvalitet och det aktuella elnätets *nätnytta* fastställs. Värdet av nätnytan avgör sedan om Energimarknadsinspektionen anser att elnätsföretagens intäkter är skäliga eller inte (Svensk Energi, 2006). Det har riktats kritik mot nätnyttmodellen för att beräkningarna med hjälp av det fiktiva referensnätet ofta ger en felaktig kostnadsbeskrivning av elnätsföretagens verkliga kostnader för att upprätthålla och öka leveranssäkerheten till kunderna (E.ON, 2008). En annan typ av reglering är att i förväg bestämma en rimlig intäktsram, med utgångspunkt i det investerade kapitalet i elnätet. I en statlig utredning (SOU, 2007) diskuteras möjligheterna med en sådan reglering. I dagsläget finns det ett behov av att utvärdera hur olika metoder för reglering av elnätsverksamheten påverkar de ekonomiska förutsättningarna för elnätsföretagen, och i förlängningen elnätens tillförlitlighet.

I den svenska elbranschen läggs allt större vikt vid kundernas behov av leveranssäkerhet. Därför finns ett stort behov av ett svenskt testnät för studier av hur olika faktorer påverkar elnäts tillförlitlighet.

1.2 Syfte

Projektet är en del av det svenska forskningsprogrammet Market Design som drivs av de svenska elföretagens forsknings- och utvecklingsorganisation Elforsk. Market Design syftar till att öka kunskapen om hur den nordiska elmarknaden har ändrats och fungerar sedan avregleringen.

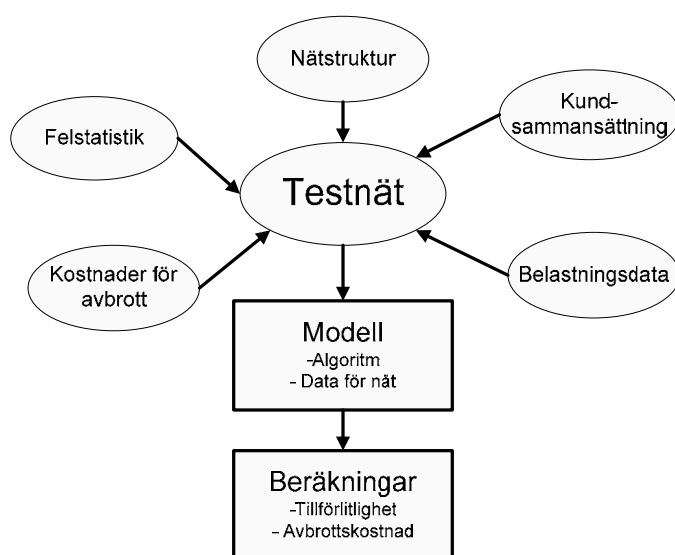
Syftet med projektet är dels att ta fram testnät som är representativa för svenska landsbygdsnät och tätortsnät på mellanspänningsnivå (10-20 kV), dels att implementera dessa för att kunna göra tillförlitlighets- och avbrottskostnadsberäkningar. Testnäten ämnar ligga till grund för analyser av olika nätinvesteringsalternativ och analyser av hur lagar och regelverk som rör eldistributionsnätet fungerar.

Ett testnät består av nätets struktur, ingående komponenter och feldata för dessa. Även kundsammansättning och data för avbrottskostnader är viktiga parametrar för att den slutgiltiga modellen ska kunna användas för tillförlitlighets- och avbrottskostnadsanalyser.

När projektet inleddes togs de ovan nämnda riktlinjerna fram vid ett första möte mellan avdelningen för Elektriska Energisystem vid KTH och företrädare för elbranschen (refensgruppsmöte, 2007).

1.3 Metod

I detta avsnitt beskrivs arbetsprocessen bakom den tillförlitlighets- och avbrottskostnadsmodell som baseras på testnäten. I *figur 1.1* visas schematiskt hur denna process går till. Vissa indata krävs för att bygga upp ett testnät. Utifrån det sedan utformade testnätet kan en modell för tillförlitlighets- och avbrottskostnadsanalys formuleras. I *bilaga 1* finns ett räkneexempel som klargör hur beräkningar av tillförlitlighet i elnät kan utföras.



Figur 1.1 Arbetsprocess för tillförlitlighets- och avbrottskostnadsanalys.

1.3.1 Genomgång av källor för indata

Nedan redovisas de källor som ligger till grund för testnäten.

Nätstruktur

Energimarknadsinspektionens (EI) sammanställning av de svenska elnätsföretagens årsrapporter har legat till grund för testnätens genomsnittliga värden för:

- Andel jordkabel/oisolerad luftledning/isolerad luftledning
- Andel högspänningskunder respektive lågspänningskunder
- Ledningslängd per kund
- Installerad effekt per kund
- Antal nätstationer per kund
- Installerad effekt per nätstation

Nätegenskaper som inte framgår av denna sammanställning av årsrapporter är bland annat:

- Kopplingsprincip och redundans
- Medelbelastning per fack
- Antalet frånskiljare och deras placeringar
- Spänningsnivå
- Huruvida återinkopplingsautomatik finns installerad i nätet eller inte
- Nätstationernas utföranden

Vad gäller parametrarna ovan har testnäten utformats efter synpunkter från en av Elforsk sammansatt referensgrupp bestående av branschföreträdare. Denna referensgrupp utgjordes av:

- Bengt Gustavsson: Energimarknadsinspektionen
- Folke Löfgren: Vattenfall Eldistribution AB
- Anders Mattson: Vattenfall Eldistribution AB
- Kjell Oberger: Fortum Distribution AB
- Per Sundberg: Vattenfall Eldistribution AB

Utöver synpunkter från ovanstående personer har även följande personer lämnat värdefull information för designen av testnäten.

- Per Norberg: Vattenfall Eldistribution AB
- Daniel Terranova: Fortum Distribution AB

- Matz Tapper: Svensk Energi
- Anders Nilsson: Ångpanneföreningen AB
- Ying He: Vattenfall Research and Development AB
- Torbjörn Solver: SWECO AB
- Anders Welander: Fortum Distribution AB

Under arbetets gång har flertalet av ovanstående personer deltagit i möten. Djupare intervjuer har dessutom genomförts med Folke Löfgren, Per Norberg, Daniel Terranova, Matz Tapper, Ying He och Torbjörn Solver.

I facklitteraturen har information om svenska eldistributionsnätets strukturer varit knapphändig. Förmodligen beror detta på att elnätens sammansättning i viss mån är företagshemligheter. Detta är skälet till att synpunkter från branschföreträdare har haft stor betydelse i designen av testnätets strukturer.

Till sist har även nätkartor och stationsscheman från bland annat Vattenfall Eldistribution AB och Fortum Distribution AB undersökts i syfte att identifiera representativa nätstrukturer.

Felstatistik

Felstatistik för testnätens ingående komponenter har huvudsakligen hämtats från konfidentiellt material som används som underlag för nätplanering. Dessa uppgifter har jämförts med, och i vissa fall kompletterats med, felstatistik från Svensk Energis databas för driftstörnings- och avbrottsstatistik, DARWin, samt statistik från internationella organisationen IEEE (Allan m.fl., 1991).

Belastningsdata

För att beskriva förbrukningen för testnätets kunder har typkurvor i rapporten "Belastningsberäkning med typkurvor" (Svenska Elverksföreningen, 1991) använts. Nivån för medelårseffekterna har justerats efter aktuella medelårseffekter som har hämtats från en studie av slumpmässigt valda eldistributionsområden från Fortum Distribution AB. Typkurvorna beskriver hur förbrukningen varierar över dygnet, både för vardag och helg, och de tar hänsyn till årstidsvariationerna genom att beskriva åtta temperaturintervall.

Kundkategoriernas förbrukningsandelar

I testnäten är kunderna indelade i fem kundkategorier: *hushåll, industri, handels- och tjänsteföretag, jordbruk och offentlig verksamhet*. Kundkategoriernas förbrukningsandelar har hämtats från ovan nämnda studie av Fortum Distribution AB.

Kostnader för avbrott

Testnätets avbrottskostnader har baserats på Elforskrapporten "Kostnader av elavbrott – En studie av svenska elkunder" (Carlsson & Martinsson, 2006). Rapporten beskriver de fem nämnda kundkategoriernas värderingar av

kostnaden för elavbrott. I rapporten presenteras avbrottskostnader i kronor per kW för avbrottslängder upp till 24 timmar.

1.3.2 Modellering och simulering

Testnäten har implementerats i programmet Matlab, i vilket en modell för tillförlitlighets- och avbrottskostnadsanalyser skapats. Modellens indata är:

- Nätstruktur
- Fel och deras konsekvenser
- Felstatistik
- Kundsammansättning
- Belastning
- Avbrottskostnader

Utdata från modellens simuleringar är:

- Tillförlitlighetsindex såsom avbrottsfrekvens (SAIFI), kundavbrottstid (SAIDI), genomsnittlig avbrottstid per fel (CAIDI) etc.
- Avbrottskostnader
- Icke-levererad energi

Modellen använder sig av s.k. Monte Carlo-simulering, i vilken slumpmässiga fel hos komponenterna i nätet simuleras. Därefter beräknas konsekvenserna av felen och efter simuleringsperiodens slut kan nätets tillförlitlighet beräknas. En mer noggrann beskrivning modellen finns i kapitel fyra.

För ett nät där komponenternas felintensiteter är givna kan tillförlitlighetsindex, såsom SAIFI och SAIDI, beräknas på analytisk väg. Att istället använda sig av simuleringar har dock den påtagliga fördelen att förutom medelvärden även varianser för de olika tillförlitlighetsindexen kan beräknas. Att känna till fördelningen för ett index är fördelaktigt jämfört med att enbart känna till dess medelvärde, exempelvis vid riskanalyser.

1.3.3 Användning av beräkningsresultat och modellutvärdering

Resultaten av tillförlitlighetsberäkningarna har främst använts för att verifiera att testnäten är representativa för svenska tätorts- respektive landsbygdsnät och att avgränsningar och förenklingar som gjorts i modellen varit rimliga. De tillförlitlighetsindex som beräknats i modellen har bland annat jämförts med motsvarande i Energimyndighetens sammanställning av svenska elnätsföretags årsrapporter.

1.4 Avgränsningar

Projektet syftar till att ta fram testnät för svenska distributionsnät på mellanspänningsnivån 10-20 kV. Fel som drabbar elkunder i form av avbrott kan inträffa i såväl överliggande regional- och stamnät som i underliggande lågspänningsnät. Den överlägset vanligaste orsaken till elavbrott hos kunder beror dock på fel i distributionsnätet (Allan & Billinton, 1993). Därför är det ett vanligt antagande att det överliggande transmissionsnätet är hundra procent tillförlitligt (Allan & Billinton, 1993), och denna förenkling görs även i detta arbete.

Vad gäller detaljnivån har testnäten vissa begränsningar. I likhet med tidigare publicerade internationella testnät (Allan m.fl., 1991), inkluderas enbart transformatorer, ledningar, belastningspunkter, brytare, frånskiljare och skenor för att beskriva funktionen i nätet. Även förenklingar har gjorts avseende vilka fel som förekommer i nätet.

Vidare inkluderas enbart kostnader som uppstår i samband med oplanerade avbrott, så kallade driftstörningar. Visserligen uppstår kostnader för kunder även vid planerade avbrott, men konsekvenserna av dessa avbrott går att styra. Därför inkluderas de inte i tillförlitlighetsmodellen.

2 Distributionsnät på mellanspänningsnivå

Detta kapitel syftar till att ge läsaren en översiktlig bild av distributionsnätets uppbyggnad, funktion och sammanhang i eldistributionssystemet. Vidare syftar kapitlet till att beskriva vanliga nätstrukturer i Sverige. Kapitlet inleds med en beskrivning av det svenska eldistributionssystemet, ägarstrukturen för eldistribution och elbörsen Nord Pool, se avsnitt 2.1 *Sveriges eldistributionssystem*. Nästa avsnitt, 2.2 *Faktorer som påverkar nätstrukturen*, beskriver de faktorer som sätter ramarna för utbyggnad och nybyggnation av elnät. Dessa är bland annat: topografi, bebyggelse, lagar och regelverk, kundtätthet och belastning samt nätets tekniska egenskaper. I avsnitt 2.3 *Kategorisering av elnät* beskrivs begreppen kundtätthet och kablfieringsfaktor, som är de två vanligaste faktorerna för att kategorisera distributionsnät. Därefter diskuteras Energimarknadsinspektionens sammanställning av de svenska elnätföretagens årsrapporter.

Avsnitten 2.4 *Tätortsnät* och 2.5 *Landsbygdsnät* beskriver nätstrukturerna hos typiska tätorts- respektive landsbygdsnät, på vilka sedan testnäten i kapitel tre baseras. Nästa avsnitt 2.6 *Karakteristik för norrländska landsbygdsnät och citynät* presenterar ytterligare två nätstrukturer i Sverige. Dessa nätstrukturer skiljer sig från typiska landsbygds- respektive tätortsnät.

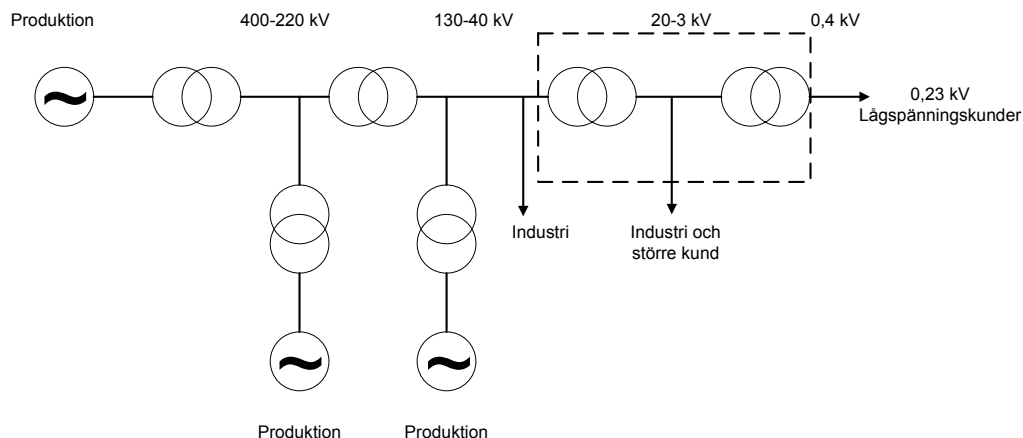
I *bilaga 2* finns beskrivningar av de vanligaste komponenterna i distributionsnät.

2.1 Sveriges eldistributionssystem

2.1.1 Elsystemets uppbyggnad

Figur 2.1 ger en översiktlig bild av det svenska elsystemet. Elsystemet består av transmissionsnät, subtransmissionsnät och distributionsnät. Vanligtvis kallas transmissionsnät för stamnät och subtransmissionsnät för regionalnät. Distributionsnät kallas även lokala nät. Elsystemet är hierarkiskt uppbyggt med den högsta spänningsnivån, 400 kV, i transmissionsnätet (Söder & Amelin, 2007). Från kraftverken leds elen via transmissionsnätet och sedan via subtransmissionsnätet ut i landet. Transmissionsnäten står även för huvuddelen av förbindelserna till de nordiska grannländerna. I subtransmissionsnätet är systemspänningarna 130, 70 och 40 kV vanligast (Blomqvist red., 1997). Industrier med mycket stora elbehov såsom smältverk och pappersbruk får oftast sin el direkt från subtransmissionsnätet. Under subtransmissionsnäten finns distributionsnäten som leder elen fram till slutförbrukarna. Man skiljer mellan låg- och mellanspänning i distributionsnäten. Industrikunder är ofta anslutna till distributionsnätet på mellanspänningsnivå. Majoriteten av kunderna är dock lågspänningskunder. Till lågspänning räknas spänningar under 1 kV. Överföringen är trefasig och i

lågspänningsdelen av distributionsnäten är huvudspänningen 400 V medan fasspänningen är 230, vilket är den vanliga spänningen i ett vägguttag. *Figur 2.1* visar det svenska elsystemets uppbyggnad. Projektet avgränsas till att beskriva och modellera distributionsnätet på mellanspänningsnivå, den inrutade delen i figuren.



Figur 2.1 Det svenska eldistributionssystemets uppbyggnad.

2.1.2 Ägarstruktur för eldistribution

Myndigheten Svenska Kraftnät äger och driver stamnätet. De regionala näten ägs huvudsakligen av Vattenfall Eldistribution AB, E.ON Elnät Sverige AB och Fortum Distribution AB.

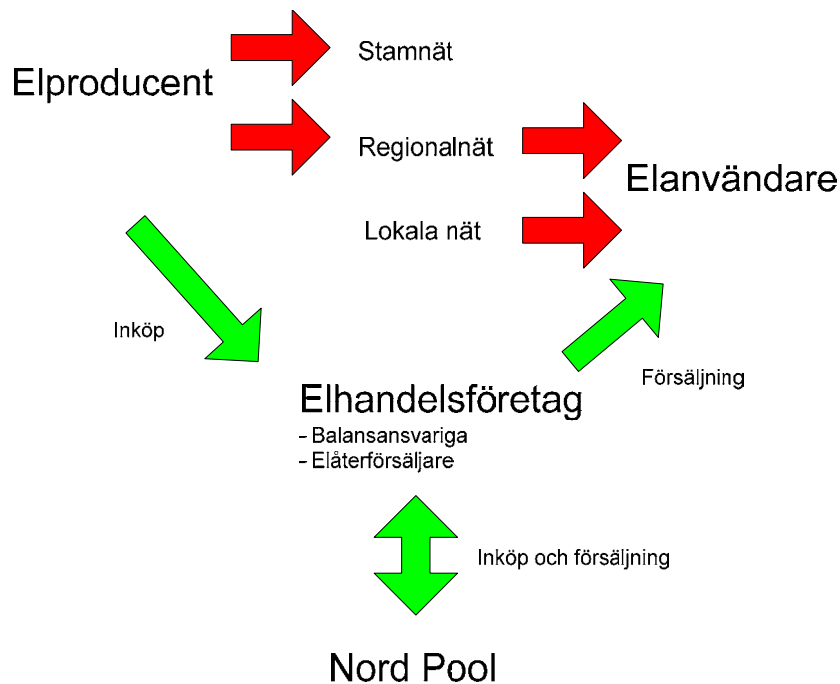
Distributionsnäten har till skillnad från stamnätet och regionalnätet en fragmenterad ägarstruktur (Damsgaard & Green, 2005). År 2007 var drygt fem miljoner elkunder anslutna till distributionsnäten, vilka ägs av cirka 165 elnätsföretag (Tapper, pers. komm., 2008). Det är stor spännvidd mellan de största och minsta aktörerna inom eldistribution. De minsta elnätbolagen har endast ett hundratal kunder medan de största har runt en miljon kunder. De största elnätsföretagen är Vattenfall, Fortum och E.ON. De mindre elnätsföretagen utgörs främst av mindre kommunbaserade aktiebolag och kooperativa föreningar. I *tabell 2.1* visas de sex största distributionsnätsaktörerna från år 2007.

Aktör	Antal kunder
E.ON Elnät Sverige AB	995 949
Vattenfall Eldistribution AB	906 154
Fortum Distribution AB	862 674
Göteborg Energi AB	279 865
Lunds Energikoncernen AB	108 427
Mälarenergi AB	100 171

Tabell 2.1 Antal elkunder per aktör (Svensk Energi, 2008 a).

2.1.3 Nord Pool

Den svenska elmarknaden är avreglerad sedan 1996. Elpriserna bestäms sedan avregleringen på råkraftmarknaden Nord Pool. Priset på el sätts timme för timme baserat på utbud och efterfrågan. Efter avregleringen kan kunderna välja vilket elhandelsföretag de vill köpa sin el från. Elleveransen är däremot inte konkurrensutsatt. Som nämnts i avsnitt 1.1 *Bakgrund* är eldistributionen ett naturligt monopol.



Figur 2.2 Den svenska elmarknadens struktur (Wallnerström, 2005).

2.2 Faktorer som påverkar nätstrukturen

Vid projektering av nya nät eller vid utbyggnad av befintliga nät är det upp till varje elnätsföretag att finna en optimal nätstruktur. Filosofierna för hur näten ska byggas är legio. Det som i regel sätter ramarna för hur nätet byggs är följande (Terranova, pers. komm., 2008):

- Elnätets uppbyggnad historiskt sett och fysiska förutsättningar
- Kundsammansättning och belastning
- Ekonomi
- Lagar och regelverk
- Nätets tekniska egenskaper

I detta avsnitt diskuteras hur nätstrukturen påverkas av dessa faktorer.

2.2.1 Fysiska förutsättningar

Varje nät måste självfallet anpassas efter de fysiska förutsättningarna, såsom geografi, topografi och bebyggelse. Dessa faktorer har oftast avgörande betydelse för nätstrukturen. De topografiska och geografiska förutsättningarna undersöks noga då nätet planeras. I fjälltrakter byggs exempelvis ofta elnäten längs dalgångarna (Solver, pers. komm., 2008). Vidare undviks ledningar över vattendrag eller sankmark då de både är kostsamma att bygga och underhålla (Terranova, pers. komm., 2008). I tätort är bristen på lämpliga platser för nätstationer och restriktioner för var det är tillåtet att gräva ner kabel begränsande faktorer.

En stor del av störningarna i elnätet har väderrelaterade orsaker (Svensk Energi, 2001). Exempelvis innebär kraftiga vindar och saltbeläggningar stora påfrestningar för elnäten. De meteorologiska förutsättningarna får således stora konsekvenser för hur stora elnätsföretagens kostnader blir för att kunna hålla en hög leveranssäkerhet.

Hur nätet historiskt sett är uppbyggt får ofta konsekvenser för hur man bygger ett nät. Att systemspänningen i Stockholm är 10 kV har historiska skäl. I Stockholm har den låga systemspänningen och den stora belastningen resulterat i att man har mycket stora system (Terranova, pers. komm., 2008). Hur valet av systemspänning påverkar nätstrukturen beskrivs i avsnitt *2.2.5 Nätets tekniska egenskaper*.

Nätstrukturen anpassas även till omgivande nät. Möjligheter att exempelvis bygga förbindelser till intilliggande nät brukar utnyttjas.

2.2.2 Kundsammansättning och belastning

Det finns en koppling mellan kundtätet och de lokala nätens nätstruktur. Särskilt tydligt är detta samband för utpräglad tätort respektive för utpräglad glesbygd. I Stockholm city har det lokala nätet citystruktur med stora transformatoreffekter, dubbelkabel och dubbla transformatorer i nätstationerna. I glesbygdskommuners lokala nät dominerar luftledningarna, transformatoreffekterna är små och nätstrukturen är radiell. Nät med citystruktur och dubbelkabelsystem är mycket karakteristiskt för Stockholms lokala nät men kan även förekomma i mindre utsträckning på andra ställen i landet (Terranova, pers. komm., 2008). I tätorter används vanligtvis slingnät medan radiella nätstrukturer är vanliga i landsbygd. Generellt måste nätet anpassas för att den förväntade belastningen ska kunna tillgodoses med god marginal.

Den förväntade ändringen av belastningen är något man har i åtanke då man bygger eller bygger ut ett nät. Vid projektering av nya nät i tätort eller i expanderande landsbygd dimensioneras nätet på så sätt att en framtida belastningsökning inte innebär några problem.

En annan viktig faktor för nätstrukturen är kundsammansättningen och vilka krav på tillförlitlighet kunderna i det aktuella området ställer. Ett sjukhus har exempelvis mycket höga krav på tillförlitlighet då det kan vara avgörande för en patients liv att apparaturen fungerar. Sjukhus och vissa industrier har

egen reservkraft installerad och kan vara prioriterade kundgrupper (Terranova, pers. komm., 2008).

2.2.3 Ekonomi

De ekonomiska incitamenten väger tungt när en lämplig nätstruktur ska tas fram. Ekonomiska aspekter finns integrerade i de flesta nätplaneringsbeslut. Här nedan redogörs för ett exempel där ekonomin har haft en betydande inverkan på nätstrukturen.

Fortum använder samma kabeltyp i alla sina nät trots att man i många områden skulle klara sig med en mindre robust och billigare kabeltyp. Anledningen till detta är att underhålls- och reparationskostnaderna utgör en stor del av den totala kostnaden för elnätet. Används samma kabeltyp i alla nät blir underhåll och reparation av kablarna rutingöra för några få tekniker. Därmed kan företaget minska sina underhålls- och reparationskostnader. Alternativet skulle vara att olika tekniker behövde anlitas beroende på vilken kabel som är felbehäftad (Terranova, pers. komm., 2008).

2.2.4 Lagar och regelverk

Nätnyttomodellen och framtida reglering

Nätnyttomodellen reglerar nätägarnas vinster med fokus på den nytta tjänsten ger abonnenterna. Varje år skickar nätägarna in data såsom avbrottsintensitet och kundsammansättning till Energimarknadsinspektionen. Med hjälp av ett fiktivt referensnät ställs drift- och underhållskostnaderna mot det gångna årets tillhandahållna leveranskvalité och det aktuella elnätets "nätnytta" fastställs. Värdet på nätnyttan avgör sedan om Energimarknadsinspektionen anser att elnätsföretagens intäkter är skäliga eller inte (Svensk Energi, 2006). Det har riktats kritik mot Nätnyttomodellen för att beräkningarna med hjälp av det fiktiva referensnätet ofta ger en felaktig kostnadsbeskrivning av elnätsföretagens verkliga kostnader, vilka är nödvändiga för att upprätthålla och öka leveranssäkerheten till kunderna (E.ON, 2008). Nätnyttomodellen påverkar således intäktsmöjligheterna för framtida nätinvesteringar.

En annan typ av reglering är att i förväg bestämma en rimlig intäktsram, med utgångspunkt i det investerade kapitalet i elnätet. I en statlig utredning (SOU, 2007) diskuteras möjligheterna med en sådan reglering. I dagsläget finns det ett behov av att utvärdera hur olika metoder för reglering av elnätsverksamheten påverkar de ekonomiska förutsättningarna för elnätsföretagen, och i förlängningen elnätens tillförlitlighet.

Avbrottsersättningslagar

Stormen Gudrun drabbade södra Sverige i januari 2005. Den hade en förödande effekt på eldistributionen. Cirka 730 000 abonnenter blev utan ström efter orkanens framfart och efter tre veckor hade drygt 12 000 hushåll fortfarande ingen tillgång till elektricitet (Persson, 2005). Stormen Gudrun gjorde att en livlig diskussion kring leveranssäkerhet startade. Lagar för avbrottsersättning, "Gudrunlagarna", stiftades. Dessa ersättningsregleringar

gör att elnätsföretagen blir tvungna att ersätta kunderna vid avbrott som varar längre än tolv timmar, med undantaget elavbrott som beror av händelser som ligger utanför elnätsföretagets kontrollansvar. Varar elavbrottet mellan 12 och 24 timmar ska 12,5 % av kundens beräknade årliga nätkostnad ersättas. Ersättningen måste dock uppgå till minst 2 % av prisbasbeloppet¹. För avbrott längre än 24 timmar ökar avbrottsersättningen (Konsumenternas elrådgivningsbyrå, 2008). Avbrottsersättningen får dock aldrig bli större än tre års nätkostnader för kunden. År 2011 kommer en ny lag, inom ramen för "Gudrunlagarna", att träda i kraft. Denna lag fastslår att oplanerade avbrott inte får överstiga 24 timmar. Lagarna om avbrottsersättning har ökat de ekonomiska incitamenten för att ersätta luftledningar med jordkabel, vilket också sker i allt högre takt runtom i landet.

2.2.5 Nätets tekniska egenskaper

Det finns huvudsakligen två mellanspänningsnivåer, 10 kV och 20 kV (driftspänning 10-12 kV och 20-24 kV). Även spänningarna 3, 6 och 33 kV förekommer men är betydligt sällsyntare (Blomqvist red., 1997). Valet av systemspänning är en teknisk och ekonomisk fråga. Denna bestämmer väsentligen driftstorheter såsom överförd effekt, effektförluster och spänningsfall.

Som nämnts ovan beror effektförlusterna av systemspänningen, vilka följer ur följande samband (Johansson, 2006):

$$P_{\text{förl}} = 3 \cdot R \cdot I^2 \quad (1)$$

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (2)$$

$P_{\text{förl}}$ = effektförlust (W)

R = resistans (Ω)

I = ström (A)

S = effekt (W)

U = spänning (V)

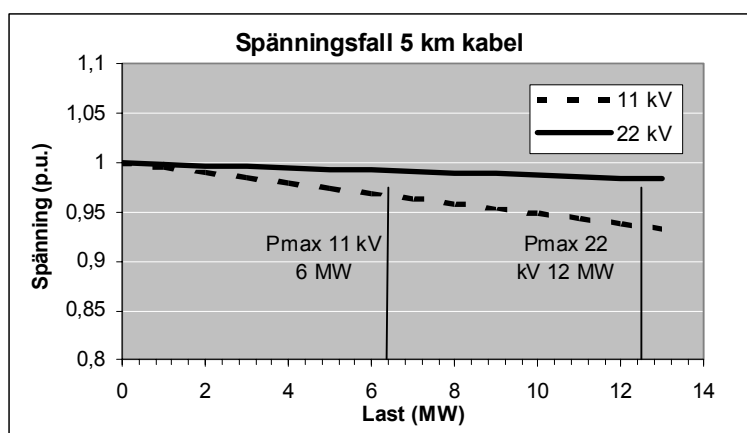
När strömmen leds i ledningarna omvandlas en del av energin till värme. Med en högre huvudspänning blir strömmen i ledningarna mindre om belastningen hålls konstant. Effektförlusten blir således mindre ju högre spänningen är.

Överföringsförmågan kan ökas genom att man använder en högre systemspänning, vilket kan förklaras med hjälp av ekvation (2). Den maximala lasten i nätet begränsas av ledningarnas/kablarnas termiska överföringsförmåga. Varje ledningstyp har en maximal ström som den klarar av att överföra.

¹ Prisbasbeloppet var 41 000 kronor år 2008.

För att exemplifiera detta väljs ledningstypen PEX 240 Al som är en treledarkabel av aluminium med tvärsnittsarean 240 mm². Kabeln har den maximalt tillåtna drifttemperaturen 60° C, vilket innebär att den maximala strömmen som får ledas genom kabeln är cirka 330 A. I ett 11 kV-system skulle det innebära att belastningen i slingan/radialen får uppgå till max 6300 kW enligt ekvation (2). För 22 kV skulle belastningen kunna fördubblas till 12600 kW.

Beräkningar av spänningsfall och spänningsvariationer är vägledande vid dimensionering av elnät. Spänningsfallet och spänningsvariationerna är ofta de faktorer som begränsar längden av individuella matningsledningar och den maximalt tillåtna belastningen. Spänningsfallet per längdenhet blir mindre ju högre spänningen är. För kabeln PEX 240 Al visas i *figur 2.3* spänningen i mottagande ände på en 5 km lång kabel där effektuttaget ökas enligt x-axeln. För systemspänningen 11 kV och belastningen 6 MW är spänningsfallet för kabeln cirka 3 %. För systemspänningen 22 kV och belastningen 12 MW är spänningsfallet knappt 2 %. I detta exempel begränsar således den termiska kapaciteten överföringen snarare än spänningsfallet.



Figur 2.3 Relativ spänning i förhållande till lasten för en 5 km lång kabel (Fortum Distribution AB, 2004).

Spänningsvariationerna styrs även av hur lång ledningen är genom att resistansen och reaktansen påverkas. Spänningsförändringarna styrs vidare av hur förbrukningen varierar. Stora variationer nära matningspunkten för ledningen är lättare att klara av än när förbrukningen varierar mycket långt från matningspunkten.

Ekvation (1) och (2) får även konsekvenser för elöverföringskostnaden. För ledningar med högre spänningar blir elöverföringen mer ekonomisk än den blir vid lägre spänning, främst tack vare reducerade effektförluster (Lakervi & Holmes, 2003). Följande tabell anger de relativa förlusterna och konstruktionskostnaderna där värdena för spänningen 11 kV har index 100.

Överföringsspänning, kV	Effektförluster per km, %	Konstruktionskostnad per km, %
11	100	100
20	30	112
33	11	131

Tabell 2.2 Överföring vid 11, 20 och 33 kV (utdrag ur Lakervi & Holmes, 2003, s.167).

Det är oftast fördelaktigt att välja en högre spänning vid nybyggnation av elnät (Lakervi & Holmes, 2003). Isolationskostnaderna för ett nät stiger med spänningen. Däremot blir systemkostnaderna och ledningskostnaderna lägre. En konsekvens av ekvation (2) är också att distributionssystem med spänningen 10 kV blir större än distributionssystem med spänningen 20 kV. Som nämnts ovan kan kapaciteten för effektöverföring fördubblas när systemspänningen fördubblas. Man har därför fler kablar, fler ställningsverk osv. i ett 10 kV-system. Även om ledning för 20 kV är något dyrare än ledning för 10 kV blir den totala ledningskostnaden lägre i och med att kabellängden blir kortare för ett system med lägre spänning. Underhållskostnaderna blir lägre för ett system med högre spänning av samma skäl; man har kortare ledning, färre nätstationer etc. att underhålla.

2.2.6 Kopplingar och redundans

De tre huvudsakliga kopplingsstrukturerna i svenska distributionsnät är (Fortum Distribution AB, 2004):

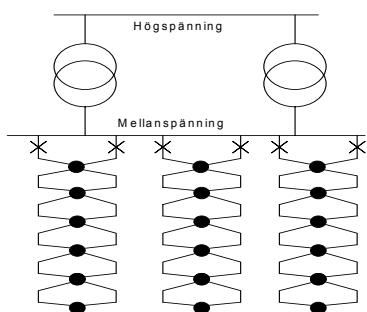
1. Dubbelkabelstruktur
2. Slingstruktur
3. Radiell struktur

Det är vanligt att dessa kopplingsstrukturer kombineras i ett och samma nät. Redundansfrågan är central vid nybyggnation, ombyggnad eller tillbyggnad av elnät. Valet av kopplingsstruktur beror följaktligen på elnätsföretagets redundansstrategi. Dock tillmötesgår inte alltid kravet på tillförlitlighet med hjälp av en redundant kopplingsstruktur. Ett elnätsföretag kan exempelvis välja en radiell nätstruktur och sedan använda sig av mobila reservkraftverk då nätet drabbas av avbrott.

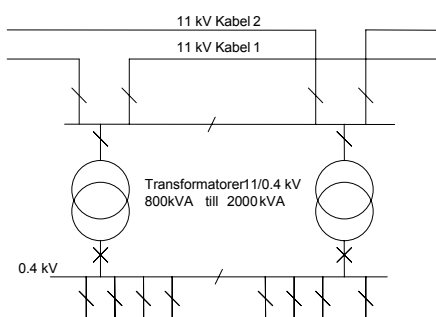
Dubbelkabelstruktur

Dubbelkabelsystem har mycket hög tillförlitlighet och förekommer i storstäder. I *figur 2.4* visas ett nätschema för ett dubbelkabelsystem. Varje nätstation matas av två parallella kablar. Nätet drivs dock radiellt. I *figur 2.5* visas en typisk nätstation i ett dubbelkabelsystem. Nätstationen är utrustad med två samlingsskenor, en för varje kabelslinga. Dessutom har nätstationen dubbla transformatorer, vilket är vanligt i dubbelkabelsystem.

När ett fel uppstår på en av de matande kablarna, kopplas den felaktiga kabeln bort och strömmen leds sedan av de friska kablarna. Ofta sker detta ögonblickligen med hjälp av ett automatiskt omkopplingssystem.



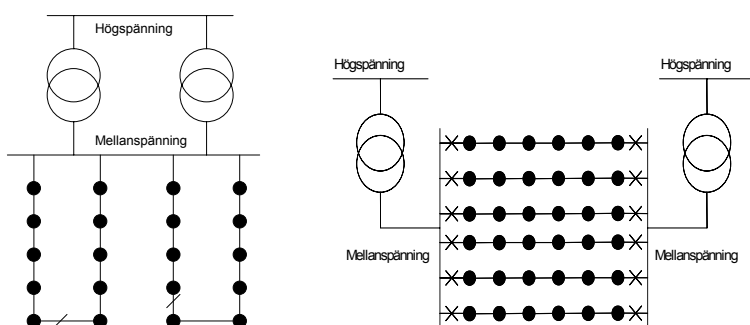
Figur 2.4 Dubbelkabelsystem. De svarta prickarna representerar nätstationer. Ett streck representerar en frångiljare (Fortum Distribution AB, 2004).



Figur 2.5 Typisk nätstation i ett dubbelkabelsystem (Fortum Distribution AB, 2004).

Slingstruktur

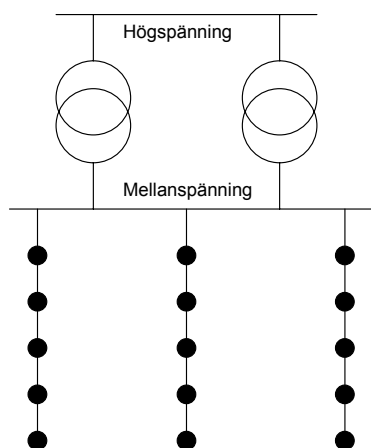
Slingnät och variationer av slingnät är den absolut vanligaste matningsprincipen (Fortum Distribution AB, 2004). Ett slingnät kännetecknas av att alla nätstationer har möjlighet till reservmatning från antingen samma eller en annan fördelningsstation. När matningen sker från två olika fördelningsstationer kallas matningsprincipen även strängnät. I figur 2.6 visas två exempel på slingnät.



Figur 2.6 Slingnät och en variation av slingnät som kallas strängnät. De svarta prickarna representerar nätstationer. Ett streck representerar en frångiljare (Fortum Distribution AB, 2004).

Radiell struktur

Till skillnad från dubbelkabelnät och slingnät är radiella nät inte redundanta. Som visas i *figur 2.7* finns ingen möjlighet till reservmatning i ett radiellt nät.



Figur 2.7 Radiellt nät. De svarta prickarna representerar nätstationer (Fortum Distribution AB, 2004).

Jämförelse mellan de tre kopplingsstrukturerna

Den största fördelen med ett dubbelkabelnät jämfört med ett slingnät är att fel kan åtgärdas snabbare i ett dubbelkabelnät. När ett dubbelkabelnät drabbas av fel kan en omkoppling ske innan felsökningen påbörjas. Detta innebär att omkopplingstiden sällan är längre än några sekunder (Fortum Distribution AB 2004). I ett slingnät kan man genomföra en omkoppling först efter att den felande komponenten är lokaliserad. Frånskiljarna omkopplas ofta manuellt i ett slingnät. Det innebär att utryckningstiden för personalen, som ska åtgärda felet, ingår i omkopplingstiden (Fortum Distribution AB, 2004). Avbrottstiden i ett slingnät är typiskt cirka 0,5 -2,5 h (Norberg, pers. komm., 2008). I ett radiellt nät är avbrottstiden i regel mycket längre. Detta beror på att ett radiellt nät inte är redundanta. Kunderna måste därför vänta tills den felande komponenten är lagad eller har ersatts av en ny.

	Åtgärd	Avbrottstid
Dubbelkabelnät	Automatisk omkoppling	< 1 min
Slingnät	Utryckning, lokalisering av fel och omkoppling.	0,5 -2,5 h
Radiellt nät	Utryckning, lokalisering av fel och reparation.	Ca 1 -12 h

Tabell 4.3 Åtgärd och avbrottstid för dubbelkabelnät, slingnät och radiella nät.

2.3 Kategorisering av elnät

Detta avsnitt inleds med en beskrivning av begreppen kundtäthet och kablfieringsfaktor, vilka är de två vanligaste faktorerna för att kategorisera

distributionsnät. Därefter diskuteras Energimarknadsinspektionens (EI:s) sammanställning av de svenska elnätsföretagens årsrapporter. Den ger indikationer för hur nätstrukturen beror av kundtätheten.

2.3.1 Kundtäthet och kablfieringsfaktor

Svensk Energi använder de två måtten kundtäthet, T (antal kunder/km ledning), och kablfieringsfaktor, K (längden jordkabel/längden luftledning), för att kategorisera elnät. Tabellen nedan visar inom vilka intervall för T och K elnäten i allmänhet faller. Med ledningslängd avser man den totala ledningslängden för det aktuella distributionsnätet.

Kundtäthet (T) (antal kunder/km ledning)				Kablfieringsfaktor (K) (längd jordkabel/längd luftledning)		
$T < 10$ glesbygd	$T < 10$ landsbygd	$10 < T < 20$ blandad bebyggelse	$T > 20$ tätort	$K < 0.1$ luftledningsnät	$K \approx 1$ blandat nät	$K > 10$ kabelnät

Tabell 2.4 Kundtäthet och kablfieringsfaktor (Svensk Energi, 2001).

Felfrekvensen hos luftledningar är betydligt högre än den är för jordkabel. I luftledningar är dock felsökningen enklare och felet kan vanligtvis åtgärdas snabbt. För jordkabelfel är oftast felsökningen och reparationen, alternativt ersättandet av den felaktiga jordkabeln, en utdragen process. Matningen i jordkabel sker oftast i slingor och därför kortas avbrottstiden till att motsvara omkopplingstiden. På grund av ovan nämnda orsaker har förläggningssättet stor inverkan på nätets avbrottsfrekvens och avbrottstider, vilket är ett skäl till att kablfieringsfaktorn ofta används för att kategorisera elnät.

Det har visat sig finnas en koppling mellan nätstruktur och kundtäthet, vilken behandlas i avsnittet 2.2.2 *Kundsammansättning och belastning*. Definitionerna av glesbygd, landsbygd, blandad bebyggelse och tätort i denna rapport bygger på indelningen av elnät efter kundtäthet som redovisats i *tabell 2.5*. Dessa definitioner skiljer sig från exempelvis Statistiska Centralbyråns (SCB) användning av begreppen. SCB räknar orter med fler än 200 invånare som tätort. Enligt deras definition bor drygt 80 procent av Sveriges befolkning i tätort (SCB, 2008).

2.3.2 Statistik för svenska elnätsföretag

EI:s sammanställning av de svenska elnätsföretagens årsrapporter

I *tabell 2.5* visas statistik av EI:s sammanställning av de svenska elnätsföretagens årsrapporter från 2006. Statistiken avser endast distributionsnäten på mellanspänningsnivå.

Elnätsföretagen har delats in efter kundtäthet för varje redovisningsenhet. En redovisningsenhet innehåller i allmänhet samtliga elnät som ägs av ett enskilt elnätsföretag. De största elnätsföretagens elnät är dock indelade i två eller flera redovisningsenheter. Då en redovisningsenhet kan omfatta allt från glesbygdsnät till tätortsnät kan exempelvis en liten andel tätortsnät vara

inkluderad i statistiken för de redovisningsenheter som har klassificerats som glesbygd. Således ger statistiken endast approximativa uppgifter om distributionsnätens egenskaper i intervallen för kundtäthet. Statistiken duger dock för att dra slutsatser om hur distributionsnätens struktur beror av kundtätheten. I sista kolumnen i *tabell 2.5* visas genomsnittliga värden för samtliga distributionsnät i Sverige.

T	<6,25 Glesbygd	6,25-10, Landsbygd	<10 Landsbygd	10-20, Blandad bebyggelse	20-40, Tätort	>40, Tätort i Stockholm	>20, Tätort	Alla nät
Andel oisolerad ledning [%]	68,6	51,0	56,9	37,3	8,3	0,6	6,2	50,9
Andel isolerad ledning [%]	8,3	12,3	10,9	3,3	0,9	0	0,7	9,2
Andel jordkabel [%]	23,1	36,7	32,2	59,5	90,9	99,5	93,2	39,9
Ledningslängd per kund, exkl. lsp-ledning [m]	89,4	43,7	52,6	21,6	10,7	6,4	8,7	28,6
Antal kunder per nätstation i genomsnitt	13,9	23,9	20,9	45,5	111,0	281,0	142,0	31,1
Genomsnittligt installerad effekt per nätstation [kVA]	165	210	197	388	715	1320	826	261
Andel hsp-kunder [%]	0,13	0,13	0,13	0,13	0,14	0,08	0,12	0,12
Andel lsp-kunder [%]	99,87	99,87	99,87	99,87	99,86	99,92	99,88	99,88
Installerad effekt per kund i genomsnitt [kVA]	11,9	8,8	9,4	8,5	6,5	4,7	5,8	8,3
Antal abonnenter [tusental]	537	2198	2735	1244	785	453	1239	5217
Andel av totala antalet abonnenter [%]	10,29	42,13	52,42	23,89	15,05	8,69	23,71	100

Tabell 2.5 Statistik av Energimarknadsinspektionens sammanställning (2007) av de svenska nätbolagens årsrapporter från 2006.

Tendenser för nätstrukturen vid olika kundtätthet

Av tabell 2.5 framgår följande:

- Den största andelen elkunder är belägna i landsbygd. Drygt 50 % av elkunderna finns i landsbygd och glesbygd. I tätort finns cirka 24 % av elkunderna varav en stor andel finns i Stockholm. I områden som klassificeras som blandad bebyggelse finns en fjärdedel av elkunderna.
- Den installerade effekten per kund minskar med kundtättheten. Det omvända gäller för den installerade effekten per nätstation. I tätort samsas alltså ett större antal kunder på ett fåtal nätstationer med mycket stora installerade effekter medan nätstationerna är betydligt mindre men fler i landsbygd.
- Andelen högspänningskunder påverkas inte av kundtättheten och är i genomsnitt 0,12 %. I Stockholm med $T > 40$ är andelen högspänningskunder mycket liten i jämförelse med övriga landet.
- Andelen luftledning minskar med ökad kundtätthet. I gles- och landsbygd dominerar luftledningsnäten medan jordkabel utgör över 90 % av ledningslängden i tätort.

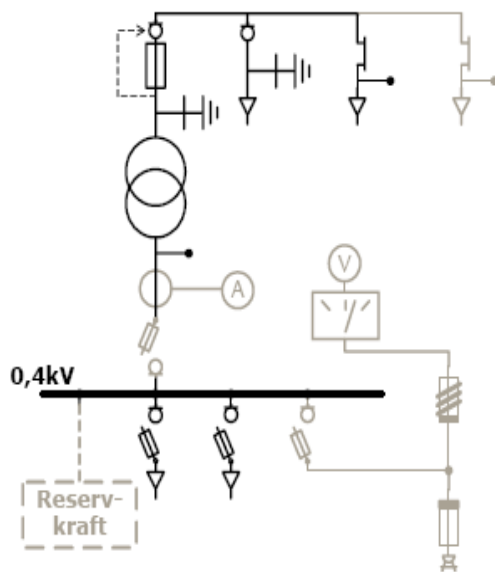
2.4 Tätortsnät

Slingstrukturen är den vanligaste kopplingsstrukturen i svensk tätort. Merparten av distributionstransformatorerna i tätort har därför minst två skilda matningsvägar (referensgruppsmöte, 2008). Vidare är slingorna dimensionerade så att alla nätstationer i slingan vid fel kan försörjas via den fungerande matningsvägen. Ibland finns det radiella grenar som går ut från slingorna som inte har någon redundans. Det finns även ett fåtal tätortsnät i Sverige med citystruktur (Terranova, pers. komm., 2008), se avsnitt 2.6.4 *Citynät*.

10 kV är den vanligast förekommande spänningen i tätortsnät (Blomqvist red., 1997). Matningsspänningen i tätort brukar ofta vara 130 kV (Vattenfall, 2005). Krafttransformatorerna har vanligtvis effekter på 25 till 40 MVA och varje fördelningsstation är utrustad med två till tre krafttransformatorer. Den maximalt överförda effekten per fack brukar vanligen vara ca 1,5-2 MW (referensgruppsmöte, 2008).

I tätort dominerar jordkabel. Enligt Energimarknadsinspektionens sammanställning av årsrapportsdata bestod över 90 % av den totala ledningslängden i tätort av jordkabel 2006. En konsekvens av detta är att stolpstationer är sällsynta.

Vanliga transformatoreffekter är 500, 800, 1000, 1265 och 1600 kVA (Löfgren, pers. komm., 2008). I genomsnitt är den installerade transformatoreffekten per kund ca 5,8 kVA (tabell 2.5) i tätort. Ibland förekommer nätstationer med dubbla transformatorer. Skälet till att en nätstation förses med dubbla transformatorer är oftast att belastningen är hög. Man har sällan dubbla transformatorer i nätstationer endast för att uppnå högre tillförlitlighet.



Figur 2.8 Nätstation med transformator för maximalt 800 kVA. (Svensk Energi, 2008 b)

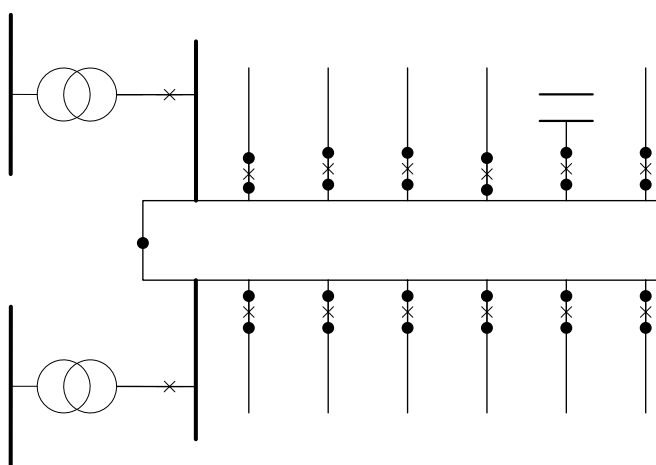
En brytare placeras på varje utgående kabel, strax efter en fördelningsstation och på vardera sidan av en krafttransformator. I tätortsnät kan det i sällsynta fall även förekomma brytare i andra delar av nätet. Frånskiljare placeras ut så att de flesta elavbrott kan avhjälpas genom omkoppling.

2.5 Landsbygdsnät

Landsbygdsnät är till sin huvudstruktur radiella. Det är även vanligt att näten har en stjärnstruktur eller består av större slingor (Löfgren, pers. komm., 2008). I dessa stjärnstrukturer och slingor har rent topologiskt alla nätstationer möjlighet till reservmatning. I praktiken är det dock inte alltid möjligt att täcka hela slingans elförsörjning med hjälp av reservmatning (referensgruppsmöte, 2008). Ibland kan det vara spänningsfall i ledningarna eller ledningarnas förmåga att överföra effekt som begränsar hur stor del av slingan som kan försörjas via reservmatning. Ibland är inte krafttransformatorn i fördelningsstationen dimensionerad för att täcka hela lasten i slingan. Uppskattningsvis har 50 % av näten radiell struktur utan redundans medan de övriga har en redundant stam. I ett slingnät i landsbygd ligger 50-80 % av lasten på förgreningar som inte är redundanta (referensgruppsmöte, 2008).

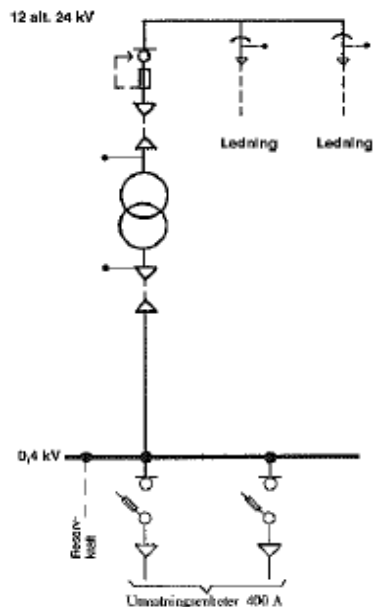
10 kV är den spänning som är vanligast i svensk landsbygd. Även spänningen 20 kV förekommer, särskilt i Norrland, se avsnitt 2.6.1 *Norrländska landsbygdsnät*.

De vanligaste spänningsomsättningarna i fördelningsstationer på landsbygd är 40/10 kV eller 130/10 kV. Uppspänningar på 20,30,50 och 70 kV förekommer också. För spänningar lägre än 70 kV är de vanligaste effekterna 3, 6, 10 eller 16 MVA men även 4 och 25 MVA förekommer. För de högre spänningarna är 16 och 25 MVA vanligast (Norberg, pers. komm., 2008). Vidare är fördelningsstationer med två krafttransformatorer med installerade effekter om 16 MVA vardera är vanliga i landsbygdsnät. Den totala lasten i nätet brukar då vara 10 - 12 MW (Löfgren, pers. komm., 2008). Per fack brukar den maximalt överförda effekten typiskt vara ca 1,5 MW (Norberg, pers. komm., 2008). U-koppling visas i *figur 2.9* är vanlig i fördelningsstationerna.



Figur 2.9 U-koppling i typiskt ställverk för mindre fördelningsstation i landsbygd (Norberg pers. komm., 2008).

I landsbygdsnät förekommer sällan dubbla transformatorer i nätstationerna. Uppskattningsvis är ca 50 % av nätstationerna i landsbygdsnät stolpstationer (Norberg, pers. komm., 2008). Den installerade effekten brukar i regel vara något högre för markstationer, i jämförelse med för stolpstationer. Vanliga transformatoreffekter är 100 till 200 kVA. Lite större effekter på drygt 300 kVA kan även förekomma, men då endast för markstationer. I *figur 2.10* visas ett exempel på en nätstation i landsbygdsnät. I genomsnitt är den installerade transformatoreffekten per kund ca 9 kVA (*tabell 2.5*) i landsbygd.



Figur 2.10 Exempel på nätstation i landsbygdsnät (Svenska Elverksföreningen, 1994).

Luftledningar dominerar i landsbygdsnät. I allt högre utsträckning ersätts dock luftledningarna med jordkabel. Det kan nämnas att den totala ledningslängden för oisolerade ledningar i hela Sverige har minskat från ca 98900 km till ca 92600 km mellan 2004 och 2006. Samtidigt har den totala ledningslängden för isolerade ledningar ökat från ca 12300 km till ca 16700 km. Vidare har den totala ledningslängden för jordkabel ökat från ca 62900 km till ca 72400 km (Energimarknadsinspektionen, 2006). Andelen oisolerade luftledningar i riket har således sjunkit med 5,8 procentenheter på bara två år. Eftersom ledningssträckan hade ökat totalt sett mellan de två åren genom nybyggnation och utbyggnad med jordkabel bidrar även detta till att andelen oisolerade ledningar har sjunkit. Som framgår av *tabell 2.5* i avsnitt 2.3.2 *Statistik för svenska elnätsföretag* var andelen luftledning i de svenska landsbygdsnäten drygt 65 % år 2006.

Kundens avbrottskänslighet är en viktig faktor för hur fränkskiljare placeras. Fränkskiljare placeras vanligtvis på var tredje till var fjärde nätstation (referensgruppsmöte, 2008).

2.6 Karakteristik för norrländska landsbygdsnät och citynät

2.6.1 Norrländska landsbygdsnät

Det som är karakteristiskt för nätstrukturen i norrländsk landsbygd är radialer. Ofta ligger de längs någon av Norrlands talrika dalgångar (Solver, pers. komm., 2008). Nätstrukturen påminner om kroppens perifera

blodsystem. Det är ovanligt att det finns kopplingar till andra nät, då de stora geografiska avstånden inte tillåter det. Generellt sett har därför dessa nät låg redundans.

Systemspänningen 20 kV dominerar. De stora avstånden gör spänningen 20 kV fördelaktig gentemot spänningen 10 kV. En högre systemspänning möjliggör nämligen längre radialer, eftersom den överförbara effekten blir större. Den maximala längden för en radial i ett nät med spänningen 20 kV är cirka 50 km (Löfgren, pers. komm., 2008). Att nätstationer i ett elnät med spänningen 20 kV är större och därför kräver mer utrymme än nätstationerna i elnät med spänningen 10 kV, utgör oftast inget hinder. I norrländsk landsbygd är det sällan ett bekymmer att hitta lämpliga platser för nätstationer.

Vanliga transformeringssteg är 70/20 kV och 130/20 kV. Oftast eftersträvar man att faktorn i varje transformeringssteg ska vara runt 3,5 (Löfgren, pers. komm., 2008).

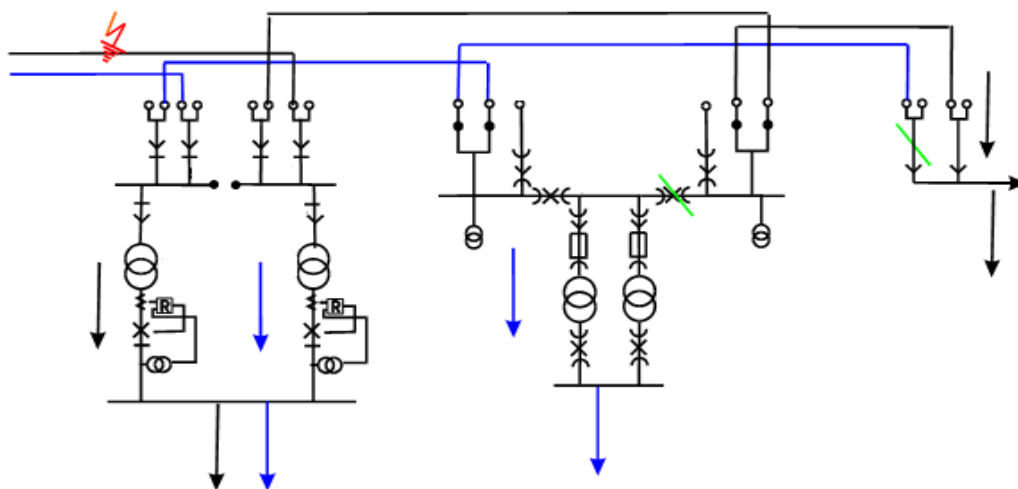
Luftledningar svarar för en stor del av ledningslängden. Stolpstationer är därför vanligt förekommande. Nätstationer med dubbla transformatorer förekommer i regel aldrig.

2.6.2 Citynät

I Sverige finns citynät i Stockholm (Terranova, pers. komm., 2008). Karakteristiskt för citynätet i Stockholm är dubbelkabelstruktur. Som beskrivits i avsnitt 2.2.6 *Kopplingar och redundans* matas varje nätstation av två parallella kablar, med två samlingsskenor för varje kabel. I citynät är kundtätheten mycket hög och transformatoreffekterna är därför stora. Ofta används transformatorer med installerade effekter på 800 kVA eller mer. Varje nätstation är i regel utrustad med två distributionstransformatorer (Terranova, pers. komm., 2008). Vanligtvis är båda i drift, men skulle fel uppstå i den ena transformatorn, kan den andra ensam täcka hela den underliggande lasten (Terranova, pers. komm., 2008). Automatisk omkoppling är i regel installerad på dubbelkabelsystem (Terranova, pers. komm., 2008). Tack vare detta sker omkopplingen ögonblickligen och avbrottstiden för ett fel ligger för det mesta under några sekunder.

I citynät kan det finnas upp till 30 000 kunder per fördelningsstation. En typisk fördelningsstation har ca 50 stycken kabelfack (Terranova, pers. komm., 2008). Luftledning förekommer inte i citynät.

Lokaliseringen av nätstationer och kablar är en mycket kritisk faktor i citynät. Få fastighetsägare vill ha nätstationer på sin fastighet och kablar kan inte grävas ner var som helst i gaturummet. Dessutom finns en oro hos allmänheten om att elektromagnetiska fält kan ha skadliga hälsoeffekter (Vetenskapsrådet, 2004).



Figur 2.12 Typisk nätstruktur för citynät (Terranova, pers. komm., 2008). När fel uppstår på en av de matande kablarna (rödmarkerat) sektioneras slingan med hjälp av frånskiljare (grönmarkerat) och samtliga kunder har åter tillgång till el.

3 Testnäten

I detta kapitel presenteras de framtagna testnäten. Kapitlet inleds med en förklaring av vilka aspekter som varit vägledande när underlaget av faktiska nät har omsatts till två representativa testnät. Därpå följer två avsnitt som beskriver strukturen, eller "utseendet", hos testnäten för tätort respektive landsbygd. För att komplettera definitionen av testnäten kommer därefter avsnitt som i tur och ordning behandlar testnätens belastningsdata, avbrottskostnadsdata, kundsammansättning och felparametrar.

3.1 Testnäten innebär förenklingar

I arbetet med att sammanställa representativa testnät, måste flera aspekter vägas mot varandra. Genomgångna distributionsnät har varit unika med avseende på bland annat struktur, ingående komponenter och kundsammansättning. I arbetet med att designa representativa testnät har vissa aspekter prioriterats framför andra. Ett förenklat exempel på när ett sådant urval måste göras kan vara om separata uppskattningar av variablerna "kunder i nätet", "kunders individuella förbrukning" och "förbrukningen i hela nätet" skapar motsägelser. Målet har varit att uppfylla projektets syfte, d.v.s. att ta fram ett testnät som är representativt för svenska elnät på mellanspänningsnivå och att implementera en modell som kan beräkna nätets tillförlitlighet och värdera avbrottskostnaderna. Nedan följer en genomgång av vilka faktorer som har varit vägledande.

3.1.1 Aspekter som har prioriterats vid framtagande av testnäten

Något som är mycket viktigt för att korrekt beskriva nätets tillförlitlighet är graden av redundans i nätet och hur omkopplingar av strömtillförseln för kunder kan ske. Huruvida en kund är ansluten till en uttagspunkt med möjlig strömtillförsel från flera håll eller inte avgör om kunden kan få tillbaka strömmen efter en omkoppling via någon eller några av nätets frånskiljare, eller om kunden måste vänta på att den felande komponenten lagas eller ersätts. Vanligtvis är den så kallade omkopplingstiden avsevärt kortare än reparationstiden. En högre grad av redundans bidrar därför till att minska skadeverkningarna av felande komponenter.

Även om strömtillförsel är möjlig från flera håll utnyttjas inte dessa källor samtidigt, utan alternativa matningar hålls åtskilda genom öppna frånskiljare. Detta kallas att driva nätet radiellt. Det innebär också att det alltid krävs omkoppling för att få ström från en alternativ matningsväg efter ett komponentfel. I testnäten finns inte fler än två möjliga vägar för strömtillförsel för någon uttagspunkt, även om underlaget givit viss grund för högre grad av redundans för enskilda delar i näten.

Total belastning har varit en prioriterad faktor, dels för att avbrottskostnaden och en del av tillförlitlighetsmått baseras på icke-levererad energi, dels för att belastning är en parameter som styr mycket av nätets övriga utseende. Belastningen går att beskriva på flera nivåer; en hel fördelningsstations effekt, levererad effekt genom en utgående kabel (ett så kallat *fack* i fördelningsstationen) eller i en slinga, eller effekten i enskilda uttagspunkter. Det har varit viktigt att beskriva belastningen per fack korrekt, då ofta alla anslutna uttagspunkter till ett fack drabbas av elavbrott vid fel på någon komponent längs vägen. Ett fack kan därmed ses som en enhet som drabbas gemensamt av fel.

På samma sätt som total belastning är viktig för att kunna värdera nätets avbrottskostnader, är det viktigt att belastningen fördelas representativt mellan kundtyperna. Olika kunder värderar elavbrotten, eller rättare sagt icke-levererad effekt, högst olika. Dessutom skiljer sig deras förbrukningsprofiler över tiden. Därför har en del av arbetet gått ut på att undersöka hur den totala belastningen fördelar sig mellan olika kundtyper. Detta har sedan varit vägledande vid designen av testnäten och deras kundsammansättningar.

Antalet elkunder i testnäten har varit en viktig faktor. Den hänger samman med belastningen i nätet, och har underordnats målet att beskriva belastningen korrekt. Antalet kunder är dock viktigt, inte minst för att göra testnäten något så när analoga med verklighetens nät.

Antalet nätstationer och frånskiljare i testnäten motsvarar antalet i verkliga nät. Givet ett visst antal kunder i nätet, bestäms antalet nätstationer av hur stora enheter dessa kunder ska sammanföras i, och hur noggranna beräkningarna kan bli. Antalet frånskiljare i nätet bestämmer möjligheterna till omkoppling och därmed till att snabbt få tillbaka strömmen och minska konsekvenserna vid fel. Nätstationer är även möjliga felkällor, vilket är ett ytterligare argument för att de finns med i motsvarande grad i testnäten.

Det senare argumentet att införa korrekt antal delkomponenter, och därmed sannolikheter för olika fel, för att få en så korrekt beskrivning som möjligt av hela nätets tillförlitlighet, gäller alla komponenter. Det spelar dock särskilt stor roll för nätens ledningar. Hos dessa komponenter uppstår majoriteten av alla fel i näten och felens antal brukar antas vara proportionellt mot antalet kilometer ledning i nätet. Därför har stor vikt fästs vid att antalet kilometer ledning per kund ska motsvaras av antalet i de verkliga näten.

Två ytterligare delar för att göra tillförlitlighets- och avbrottskostnadsanalyser är felstatistik och data för kunders avbrottskostnader. Att beskriva dessa korrekt har varit ett prioriterat mål.

Slutligen har det varit viktigt att förstå olika fels konsekvenser i faktiska elnät så att modellen blir representativ även i detta avseende.

3.1.2 Aspekter som haft låg prioritet vid framtagande av testnäten

Alla aspekter hos faktiska nät kan sägas spela roll för arbetet med att ta fram testnät som är representativa. Av praktiska skäl har dock mindre vikt lagts vid vissa aspekter. De flesta av de nedanstående aspekterna har det gemensamt att de inte inverkar på resultatet av de tillförlitlighets- och avbrottskostnadsberäkningar som görs i modellen.

Trots att ett flertal spänningsnivåer från 3 kV till 20 kV förekommer bland landets distributionsnät, har testnäten definierats som 10 kV-nät. Detta är realistiskt då 10 kV och 20 kV är dominerande i faktiska nät. Visserligen styr spänningsnivån vilka komponenter som finns i näten, men skillnaden med avseende på sannolikhet för komponentfel mellan 10 kV-nät och 20 kV-nät har bedömts som marginell. Vad gäller publicerad statistik kring 10- och 20 kV-nät, redovisas de ofta hopslagna under "mellanspänning" (He, 2007). Även för exempelvis krafttransformatorer, som kan vara konstruerade för ett stort antal spänningsnivåer, redovisas ofta gemensam statistik.

Installerad effekt i drifttransformatorerna, den effekt som transformatorerna i nätstationerna är byggda att klara av att förmedla, är en siffra som får ett närmast "kosmetiskt" värde i testnäten. Drifttransformatorerna i testnäten klarar dock av att försörja det kundunderlag som finns för respektive nätstation med god marginal. Värdena för installerad effekt är representativa för faktiska nät. De saknar dock praktisk betydelse i beräkningsmodellen.

De verkliga distributionsnäten i underlaget är oftast inte så självständiga, eller frikopplade från varandra, som testnäten är. Tvärtom är det vanligt med slingor mellan två olika fördelningsstationer. En avgränsning som gjorts med avseende på designen av testnätet för tätort är att alla slingor är anslutna med båda ändarna till samma fördelningsstation. Effekterna av denna begränsning mildras av antagandet att det ovanliggande, matande, regionnätet alltid fungerar.

Det finns ytterligare faktorer som påverkar hur distributionsnäten fungerar, men har ringa eller ingen betydelse för testnätets tillförlitlighet. Häribland kan nämnas huruvida reservtransformatorer, både kraft- och distributionstransformatorer, är igång eller är avställda under normal drift.

3.1.3 Ingående delar i ett testnät

Testnäten har sammanställts enligt prioriteringarna ovan. För att definiera hela funktionen för ett testnät, och kunna beräkna dess tillförlitlighet och värdera avbrottskostnaderna, krävs omfattande information om både nätets komponenter och struktur samt dess kunder. Följande fem områden ger en komplett definition av funktionen i ett testnät: nätstruktur, kundsammansättning, belastningsdata för kunder, avbrottskostnader för kunder och slutligen feldata. Resterande del av kapitel 3 går igenom dessa delar.

Testnäten för tätort och för landsbygd skiljer sig åt i vissa av dessa delar, exempelvis vad gäller nätstrukturen. Testnätet för tätort är byggt för att klara

ett stort antal kunder, vilket tillsammans med det begränsade geografiska utbredningsområdet gör att en hög grad av redundans är ekonomiskt försvarbart. För landsbygdsnätet å andra sidan kan inte samma grad av redundans motiveras ekonomiskt; avstånden är längre och kunderna är mer glest fördelade.

Vad gäller kundsammansättningar har åtskillnad gjorts mellan testnätet för tätort och testnätet för landsbygd.

Det har antagits att skillnader i proportioner mellan antalet boende i småhus och i flerbostadshus ger utslag i effektbehov och i belastningsprofil. Därför har modellen två kategorier av hushållskunder; tätortshushåll och landsbygdshushåll.

Data för avbrottskostnader har inhämtats från Elforskrapporten "Kostnader för elavbrott" (Carlsson & Martinsson, 2006). Där har ingen distinktion mellan tätort och landsbygd gjorts. Avbrottskostnaden bygger på uppskattad kostnad per icke-levererad kW under avbrottet.

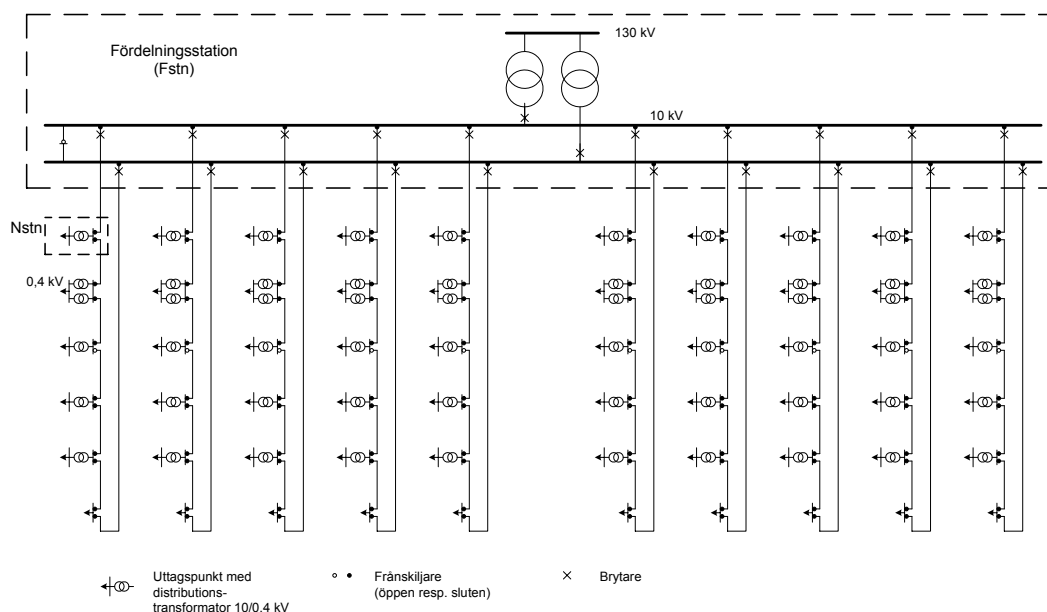
Modellens feldata är i huvudsak gemensam för de båda testnäten. Undantagen är felintensiteten för jordkablar och reparationstiden för nätstationer.

3.2 Testnät för tätort

I detta avsnitt presenteras testnätet för tätort med avseende på dess struktur och ingående komponenter. Förklaringen av nätets uppbyggnad tar sin utgångspunkt i *figur 3.1*. Därefter följer en motivering till valet av just denna struktur och en diskussion kring några av de centrala aspekterna i framtagandet av nätet.

3.2.1 Struktur för testnätet

Testnätet för tätort visas i *figur 3.1* och består grovt sett av en fördelningsstation (Fstn) och 60 underliggande nätstationer (Nstn) som befinner sig jämnt fördelade på tio, från fördelningsstationen utgående, slingor. Till dessa nätstationer är kunder anslutna via ett mer finmaskigt lågspänningsnät, som dock inte beskrivs utförligare i detta arbete. Här beskrivs kunderna istället som direkt anslutna till nätstationerna.



Figur 3.1 Testnät för tätort. Tio separata, identiska slingor anslutna till en fördelningsstation. Varje slinga har sex uttagspunkter med varierande kundsammansättning. Nätet innehåller totalt 11080 kunder och har en genomsnittlig total belastning på 20,3 MW.

Fördelningsstationen sägs här vara ansluten till subtransmissionsnätet på 130 kV-nivån. Två krafttransformatorer med en installerad effekt om vardera 40 MVA transformerar sedan ned spänningen till 10 kV, och försörjer varsin skena i stationen. Till de båda skenorna är 20 utgående kablar försedda med brytare och frånskiljare anslutna. En sådan anslutning kallas *fack*, och varje slinga är alltså ansluten genom två fack. Brytarna i fördelningsstationen ska lösa ut för att skydda det övriga systemet vid fel.

Ledningarna i nätet består enbart av jordkabel, och de förbinder nätstationerna till tio separata slingor. Varje kabel har givits längden 1,38 km, vilket innebär cirka 97 km ledning i hela nätet. Alla slingor drivs radiellt, vilket betyder att det finns en öppen punkt på varje slinga som ser till att ingen nätstation matas från två fack samtidigt. I testnätet är det frånskiljare som möjliggör till- och frånkoppling för att reglera vilken väg strömmen ska ta. Frånskiljare finns i varje anslutning, både i fördelningsstationen och i nätstationerna.

I nätstationerna, eller *uttagspunkterna*, finns distributionstransformatorer som transformerar ned spänningen till 0,4 kV innan strömmen leds ut till de anslutna kunderna. Det finns viss variation mellan uttagspunkterna; några har dubbla transformatorer för att klara av en högre belastning, och några har ingen drifttransformator utan levererar istället ström till högspänningskunder. Olika heterna beror på vilket kundunderlag nätstationerna är tänkta att försörja.

3.2.2 Motivering till val av nätstruktur

I underlaget för faktiska tätortsnät råder ingen enighet kring hur ett typiskt distributionsnät ser ut. Vissa drag framträder dock tydligt, varav det mest påtagliga är förekomsten av redundans. Det förekommer visserligen förgreningar utan alternativ matning, men generellt kan alla elkunder nås via minst två matningsvägar. Graden av redundans varierar också; strukturen kan likna ett rutnät med flera alternativa försörjningsvägar, eller bestå av ett dubbelkabelsystem vilket mer kan förstås som två separata matningssystem.

Den typ av slingor som presenteras i testnätet (*figur 3.1*) var vanligt förekommande i de faktiska distributionsnäten, dock var de sällan lika "rena" som i testnätet. De kunde innehålla någon udda förgrening eller koppling till någon annan slinga eller något annat nät. Testnätets slingor har valts eftersom de erbjuder en lättförståelig struktur, samtidigt som de erbjuder redundans för alla uttagspunkter; d.v.s. samtliga nätstationer har en alternativ matningsväg. Fullständig flexibilitet i omkopplingshänseende genom frånskiljare i varje anslutning stämmer också väl överens med verkliga näts funktion.

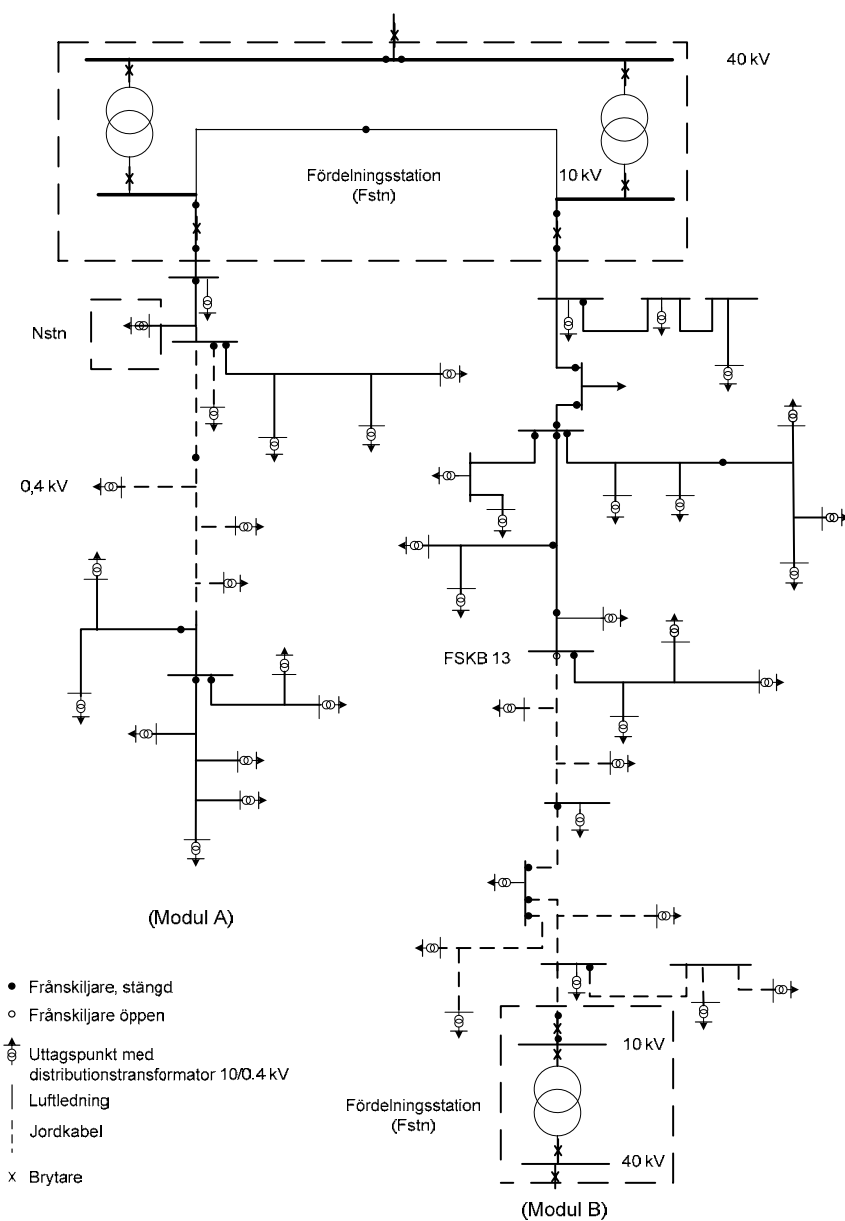
Dessa slingor innebär en struktur med mindre redundans än både dubbelkabelsystem och mer rutnätsliknande varianter. Funktionen hos ett dubbelkabelsystem kan dock i viss mån efterliknas genom att minska omkopplingstiderna i nätet vid fel (Welander, pers. komm., 2008). Ett mer rutnätsliknande system å andra sidan, har sina främsta förtjänster i antalet alternativa matningsvägar, och inte i en snabbare omkopplingsprocedur. Denna aspekt kommer till användning då ett nät drabbas av flera samtidiga fel, som dessutom samverkar så att de leder till allvarligare konsekvenser än de hade gjort var och en för sig. Ett exempel på en sådan situation i testnätet kan vara om en slinga drabbas av två kabelbrott nära de respektive anslutningarna till fördelningsstationen. Sker de två kabelbrotten vid olika tidpunkter, leder de enbart till mindre störningar; de kunder som drabbas får tillbaka strömmen efter en omkopplingstid. Sker de däremot samtidigt, eller tillräckligt nära inpå varandra, slår de ut strömförsörjningen för hela slingan ända tills någon kabel har reparerats. Skulle detta inträffa i ett nät med fler kopplingar inom slingan eller mellan slingor, är det möjligt att konsekvenserna kan mildras avsevärt. Testnätets slingor kan dock anses tillräckligt representativa ur redundanssynpunkt (referensgruppsmöte, 2008).

Att tio slingor, eller tjugo fack, matas från testnätets fördelningsstationen får anses representativt, då många fördelningsstationer har kring 20-30 fack (Norberg, pers. komm., 2008). En genomsnittlig belastningen per fack på cirka 1,0 MW får även anses representativt (referensgruppsmöte, 2008). Inget reellt nät har haft tio exakt likadana slingor, men även detta är en godtagbar förenkling enligt referensgruppen (referensgruppsmöte, 2008). Det går naturligtvis att tänka sig att kundsammansättningen skiljer sig åt i fördelningsstationens distributionsområde, och att detta bör avspeglas i skillnader mellan slingorna. Det är dock mycket vanligt att en slinga förser ett vitt spektrum av olika kundtyper, och att belastningen på slingorna håller sig inom samma ramar. Därför beslöts att använda tio slingor med identisk uppbyggnad (och kundsammansättning).

3.3 Testnät för landsbygd

I detta avsnitt presenteras testnätet för landsbygd med avseende på dess struktur och ingående komponenter. Förklaringen av nätets uppbyggnad tar sin utgångspunkt i *figur 3.2*. Därefter följer en motivering till valet av just denna struktur och en diskussion kring några av de centrala aspekterna i framtagandet av nätet.

3.3.1 Struktur för testnätet



Figur 3.2 Testnät för landsbygd.

Testnätet för landsbygd består av två moduler. *Modul A* till vänster i *figur 3.2* och *Modul B* till höger i *figur 3.2*.

Modul A

Det totala antalet abonnenter i *Modul A* är 314. Det finns endast lågspänningskunder i *Modul A*.

Driftspänningen i nätet är 10 kV. Nätstrukturen är radiell. Därför finns ingen möjlighet till reservmatning. Radialen matas från en fördelningsstation med två krafttransformatorer med den installerade effekten 10 MVA vardera. Den ena är dock avstängd och används endast som reserv.

Alla 17 distributionstransformatorerna har transformeringssteget 10/0.4 kV. Den sammanlagda distributionstransformatoreffekten i nätet är 3230 kVA. I genomsnitt har en distributionstransformator effekten 187 kVA och per kund är den installerade effekten 10 kVA. 11 av nätstationerna är stolpstationer (65 %).

Den genomsnittliga ledningslängden per abonnemang (endast mellanspänningsledning) är 58 meter. Den totala ledningslängden (endast mellanspänningsledning) i nätet är 18,7 km varav 5,9 km är jordkabel, 0,7 km är isolerad luftledning och 12,1 km är oisolerad luftledning.

Det finns en brytare i början av den från fördelningsstationen utgående kabeln, samt på vardera sidan av krafttransformatorerna. Radialen i *Modul A* sektioneras med hjälp av nio fränksiljare.

Modul B

Det totala antalet abonnenter är 629 i *Modul B*. Det finns en uttagspunkt för högspänningskunder.

Driftspänningen i nätet är 10 kV. Nätet består av en slinga som går mellan två fördelningsstationer. Den ena fördelningsstationen är försedd med två krafttransformatorer med 10 MVA installerad effekt vardera. Den ena är dock avstängd och används endast som reserv. Transformeringssteget i krafttransformatorerna är 40/10 kV. I den andra fördelningsstationen finns en krafttransformator med effekten 6 MVA och transformeringssteget 40/10 kV.

Alla distributionstransformatorerna har transformeringssteget 10/0.4 kV. Det finns sammanlagt 26 distributionstransformatorer i slingan. Av nätstationerna är tio stolpstationer (38 %) medan 16 (62 %) är markstationer. Den vanligast förekommande transformatoreffekten är 200 kVA. Den sammanlagda distributionstransformatoreffekten i nätet är 5330 kVA. I genomsnitt har en distributionstransformator effekten 205 kVA.

Nätet är huvudsakligen ett luftledningsnät. Den genomsnittliga ledningslängden per abonnemang (då lågspänningsledningarna inte är inkluderade) är 44 meter. Den totala ledningslängden (endast mellanspänningsledning) i nätet är 27,5 km. Det är 4,7 km isolerad luftledning, 14 km oisolerad luftledning och 8,8 km jordkabel.

Nätet har brytare precis efter fördelningsstationerna samt på vardera sidan av krafttransformatorerna. *Modul B* sektioneras med hjälp av 21 fränksiljare. FSKB 13 står öppen i normalt driftläge.

3.3.2 Motivering till val av nätstruktur

Redundansen har en avgörande betydelse för nätets tillförlitlighet. Redundansen har därför varit en viktig faktor vid framtagandet av ett testnät för landsbygd. Enligt Norberg och Löfgren (referensgruppsmöte, 2008) har uppskattningsvis hälften av näten en radiell struktur utan redundans, medan övriga har en stam med redundans (se avsnitt 2.5 *Landsbygdsnät*). För att återspegla detta har testnätet byggts upp av två moduler: en radial (*Modul A*) och en slinga (*Modul B*). Vidare nämns i avsnitt 2.5 *Landsbygdsnät* att mellan 50-80 % av belastningen i en slinga ligger på förgreningar som inte har redundans. I *Modul B* som består av en slinga har därför belastningen lagts på förgreningarna fördelade på detta sätt.

I diskussion med företrädare för elbranschen (referensgruppsmöte, 2008) bestämdes att lasten i *Modul B* i testnätet för landsbygd ska kunna dirigeras om utan begränsningar. I praktiken är det, i landsbygdsnät, dock inte alltid möjligt att täcka hela slingans elförsörjning med hjälp av reservmatning. Som nämnts i avsnitt 2.5 *Landsbygdsnät* begränsas reservmatningen av faktorer såsom spänningsfall i ledningarna och ledningarnas förmåga att överföra effekt. Det som talar för att denna förenkling kan göras utan att resultatet för tillförlitlighets- och avbrottskostnadsanalysen påverkas i någon större omfattning, är att de flesta avbrotten sker under sommarmånaderna. Detta beror på att man ofta väljer att utföra underhållsarbete under sommarmånaderna och att nätens redundans är lägre under detta arbetes gång. Eftersom lasten oftast är låg under sommarmånaderna brukar hela lasten kunna täckas med hjälp av reservmatning. Under vinterhalvåret då elbehovet är stort, är detta oftast inte möjligt. Däremot leder sällan fel till avbrott under vinterhalvåret.

Belastningen i nätet är ytterligare en kritisk faktor för tillförlitlighets- och avbrottskostnadsberäkningarna. I avsnitt 2.5 *Landsbygdsnät* anges att den maximala belastningen per fack vanligtvis är ca 1,5 MW, vilket har varit vägledande för dimensionering av *Modul B*. En maximal belastning på 1,5 MW per fack innebär att medelbelastningen per fack är ca 0,4 - 0,8 MW (Asplund 2006). I *Modul B* är den totala medelbelastningen cirka 1,2 MW, vilket innebär att medelbelastningen per fack är ca 0,6 MW. I *Modul A* är belastningen något lägre, ca 0,5 MW.

Ledningslängderna och ledningstyperna har i hög grad anpassats efter Energimyndighetens sammanställning av de svenska elnätsföretagens årsrapporter från 2006 (*tabell 2.5*). Det är viktigt att ledningslängderna och ledningstyperna för testnätet är representativa då just dessa ger stort utslag på tillförlitligheten.

Antalet fränksiljare och hur de placeras har betydelse för vilka omkopplingar som blir möjliga i nätet. Därmed har de även en stor inverkan på

tillförlitligheten. Utplaceringen av frånskiljare i testnätet har gjorts efter rekommendationer från Norberg och Löfgren (referensgruppsmöte, 2008).

Drygt 4 % av all genererad el kommer från småskalig produktion (Energimyndigheten, 2006) Den förenkling som gjorts i testnäten är att småskalig produktion inte förekommer.

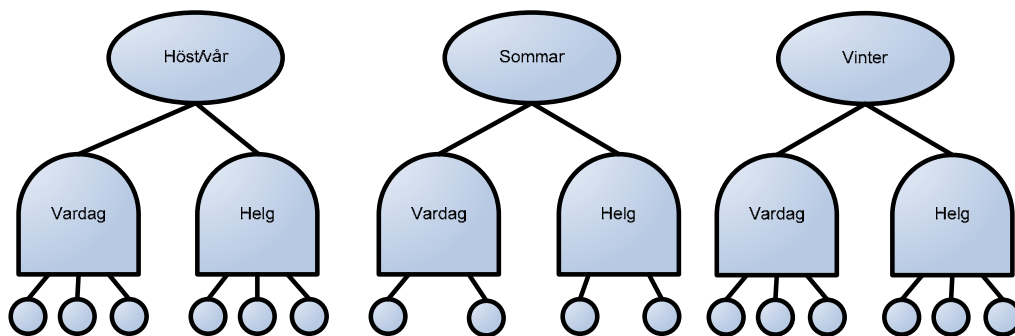
I den övre fördelningsstationen i *figur 3.2* finns det två krafttransformatorer. Den ena är dock avstängd och används endast som reserv vid fel i nätet. Detta är det vanligaste fallet för fördelningsstationer på landsbygd. Om en fördelningsstation är utrustad med dubbla krafttransformatorer är det sällan båda är i drift samtidigt (referensgruppsmöte, 2008). I verkligheten innebär detta att tiden tills kunderna återfår elen blir något längre vid fel i fördelningsstationen på grund av den tid det tar att starta reservtransformatorn. Denna aspekt tas dock ingen hänsyn till i modellen. Ytterligare en aspekt som inte tas hänsyn till i modellen är att fördelningsstationer i faktiska landsbygdsnät vanligtvis matar flera utgående kablar. Denna förenkling har betydelse för testnätets tillförlitlighet då aktiva fel i delnät drabbar hela det till fördelningsstationen underliggande nätet. Då felintensiteten för aktiva brytarfel är låg har dock förenklingen antagits vara godtagbar (referensgruppsmöte, 2008).

Högspänningskunder avbildas i testnätet men har ingen betydelse för tillförlitlighetsberäkningen. Alla industrikunder, oavsett om de är lågspänningskunder eller högspänningskunder, har en gemensam belastningsprofil i tillförlitlighetsmodellen.

3.4 Belastningsdata

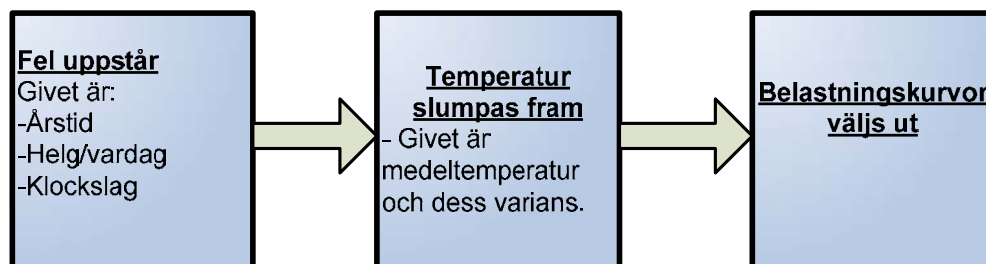
3.4.1 Metod, avgränsningar och förenklingar

Medelårseffekter för kundkategorierna *hushåll i tätort*, *hushåll i landsbygd*, *jordbruk*, *industri*, *handels- och tjänsteföretag* och *offentlig verksamhet* har tagits fram för testnäten. Detta har gjorts genom att undersöka slumpvis valda delar i Fortum Distribution AB:s elnät. Ursprungligen hade kunderna indelats i 72 kategorier. Dessa sorterades efter tillhörighet i de ovan nämnda kundkategorierna. Urvalet för kundsammansättningen i landsbygd består av cirka 20000 kunder. För tätort består urvalet av cirka 19000 kunder. Varje kund har givits lika stor vikt vid beräkningen av medelårseffekterna. Hushållens medelårseffekter har beräknas separat för landsbygd respektive tätort medan ingen åtskillnad görs mellan landsbygds-kunder och tätortskunder för de övriga kundkategorierna. De sex medelårseffekterna har sedan använts för att anpassa belastningskurvorna i rapporten "Belastningsberäkning med typkurvor" (Svenska Elverksföreningen, 1991) till aktuella förbrukningar. För varje kundkategori finns sammanlagt 16 typkurvor: tre temperaturintervall för vinter och höst/vår och två temperaturintervall för sommar, samt olika kurvor för vardag respektive helg (se *figur 3.3*).



Figur 3.3 Kategorisering av belastningstypkurvor.

Elförbrukningen är i stor utsträckning temperaturberoende, vilket är skälet till att belastningskurvorna har delats in i temperaturintervall. I modellen för tillförlitlighetsanalysen slumpas en temperatur fram för varje fälttillfälle. Temperaturerna i modellen baseras på fem års temperaturdata från Bromma i Stockholm. Dygnsmedeltemperaturen för varje månad antas vara normalfördelad. Utifrån temperaturen och tidpunkten då felet uppstår väljs motsvarande belastningskurvor ut för var och en av kundkategorierna.



Figur 3.4 Hur belastningskurvor väljs ut.

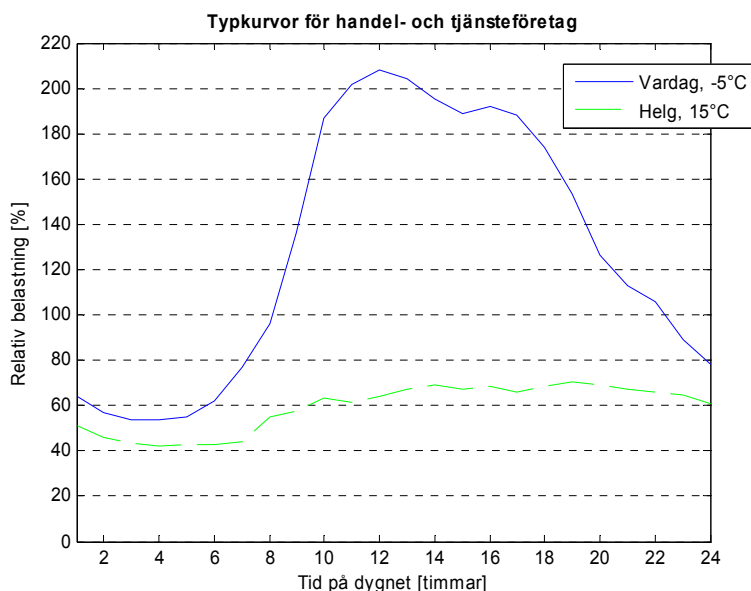
3.4.2 Medelårseffekter, belastningskurvor och temperaturdata

I *tabell 3.1* presenteras medelårseffekter och medelårsförbrukningar som används i tillförlitlighetsmodellen.

Kundkategori	Medelårsförbrukning [MWh]	Medelårseffekt [kW]
Hushåll, tätort	6,82	0,78
Hushåll, landsbygd	8,84	1,01
Industri	119,72	13,67
Handels- och tjänsteföretag	72,60	8,29
Jordbruk	9,15	1,04
Offentlig verksamhet	28,37	3,24

Tabell 3.1 Medelårsförbrukning och medelårseffekter.

I figur 3.5 visas exempel på typkurvor för kundkategorin *handels- och tjänsteföretag*. Belastningen visas relativt medelårseffekten, d.v.s. 100 % i figur 3.5 motsvarar 8,29 kW.



Figur 3.5 Belastningstypkurvor för handels- och tjänsteföretag.

Dyngstemperaturen för respektive månad antas i modellen följa en normalfördelning med medelvärde respektive standardavvikelse enligt *tabell 3.2*.

Månad	Medeltemperatur [°C]	Standardavvikelse [°C]
Januari	-5,47	6,85
Februari	-4,60	6,40
Mars	-0,50	4,26
April	4,08	3,55
Maj	10,09	3,29
Juni	14,60	2,98
Juli	17,89	2,99
Augusti	16,30	2,74
September	11,30	3,56
Oktober	6,56	4,13
November	2,15	3,08
December	-2,39	5,13

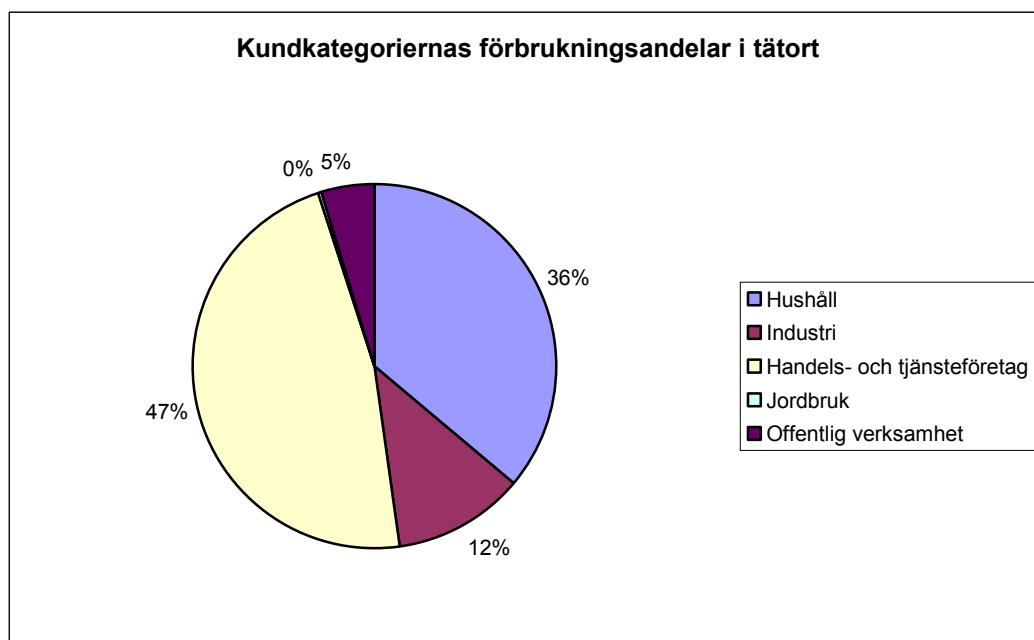
Tabell 3.2 Temperaturdata som används i modellen.

3.5 Kundkategoriernas förbrukningsandelar

Utifrån det underlag för tätort respektive landsbygd som redogjorts för i avsnitt 3.4 *Belastningsdata* har kundkategoriernas förbrukningsandelar i testnäten beräknats. Som nämnts i avsnitt 3.1.1 *Aspekter som prioriterats i testnäten*, har hur den totala belastningen fördelar sig mellan kundtyper haft högsta prioritet vid designen av testnäten.

3.5.1 Kundkategoriernas förbrukningsandelar i tätort

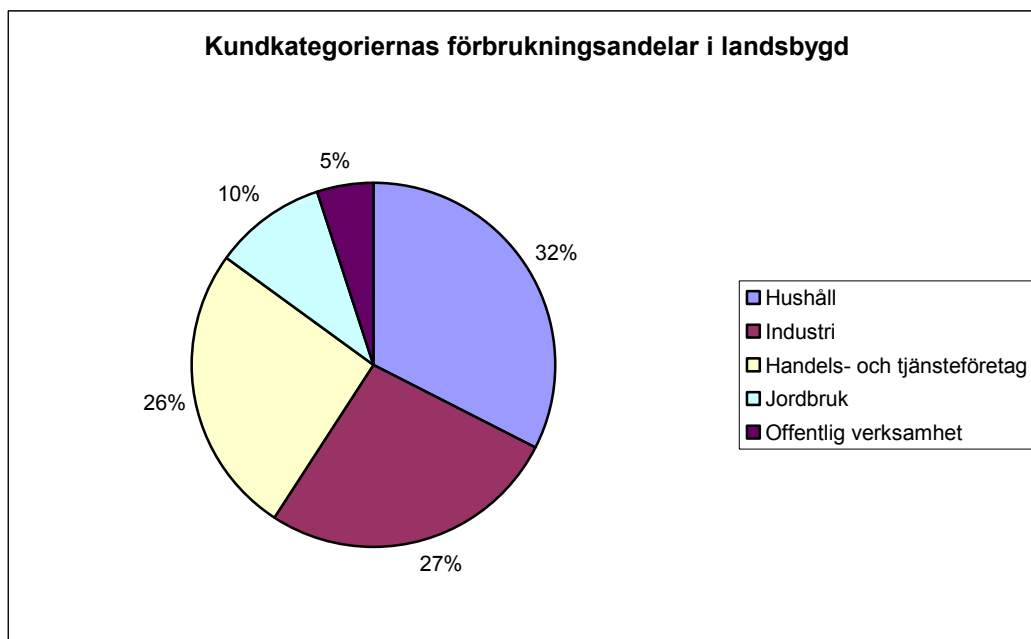
I figur 3.6 visas förbrukningsandelar för kundkategorierna i testnätet för tätort.



Figur 3.6 Förbrukningsandelar för kundkategorierna i testnätet för tätort.

3.5.2 Kundkategoriernas förbrukningsandelar i landsbygd

I figur 3.7 visas förbrukningsandelar för kundkategorierna i testnätet för landsbygd.



Figur 3.7 Förbrukningsandelar för kundkategorierna i testnätet för landsbygd.

3.5.3 Jämförelser av förbrukningsfördelningar

Testnätens förbrukningsfördelningar har jämförts med motsvarande i "Avbrottskostnader för elkunder" (Svenska Elverksföreningen, 1994). Jämförelserna visas i *tabell 3.3* och *3.4*. För att kategorierna ska överensstämma mellan de två studierna har kundkategorin *offentlig verksamhet* plockats bort ur de i föregående avsnitt visade diagrammen, medan de andra kundkategorierna har skalats upp för att motsvara 100 procent.

	Svenska Elverksföreningen (1994) Tätort	Testnät för tätort
Hushåll	27,9 %	38,0 %
Industri	15,7 %	12,1 %
Handels- och tjänsteföretag	55,9 %	49,7 %
Jordbruk	0,5 %	0,2 %

Tabell 3.3 Jämförelse mellan förbrukningsfördelningen i "Avbrottskostnader för elkunder" (Svenska Elverksföreningen, 1994) och testnätet för tätort.

Tabell 3.3 visar att överensstämmelsen mellan Svenska Elverksföreningens rapport och testnätet i tätort är ganska god med avseende på hur förbrukningen fördelas mellan de fyra kundkategorierna. Storleksordningen mellan kundkategorierna är densamma i testnätet för tätort och enligt Svenska Elverksföreningen. Den största avvikelserna visar kundkategorin

hushåll vars andel är cirka tio procentenheter större i testnätet än i studien från 1994.

	Svenska Elverksföreningen (1994) Landsbygd	Testnät för landsbygd
Hushåll	45,0 %	34,2 %
Industri	16,5 %	27,9 %
Handels- och tjänsteföretag	33,3 %	27,3 %
Jordbruk	5,2 %	10,6 %

Tabell 3.4 Jämförelse mellan förbrukningsfördelningen i "Avbrottskostnader för elkunder" (Svenska Elverksföreningen, 1994) och testnätet för landsbygd.

Överensstämmelsen mellan förbrukningsfördelningen i landsbygd enligt Svenska Elverksföreningen (1994) och testnätet för landsbygd är tämligen god. Underlaget för testnätet visar ett större inslag av *jordbruk* och en något mindre andel *hushåll*. Detta kan bero på att antalet valda områden i studien för testnäten inte var tillräckligt stort, eller på en genomgående felklassificering av data. Proportionerna för *industri* och *handels- och tjänsteföretag* skiljer sig åt mellan studierna, men summan av dem blir i båda fallen cirka 50 procent.

3.5.4 Jämförelse av genomsnittlig medelårseffekt per kund

Modellens genomsnittliga medelårseffekt per kund i testnätet för tätort respektive landsbygd har jämförts med motsvarande i EI:s sammanställning (EI, 2007). Denna jämförelse visar att testnätens värden stämmer väl överens med värdena i EI:s sammanställning. I *tabell 3.3* presenteras denna jämförelse. Detta innebär att testnätens icke-levererade effekter per timme avbrott och kund bör vara representativa för faktiska distributionsnät.

	Genomsnittlig medelårseffekt per kund enligt EI [kW]	Genomsnittlig medelårseffekt per kund i testnät [kW]
Tätort	2,00	1,83
Landsbygd	2,07	2,06

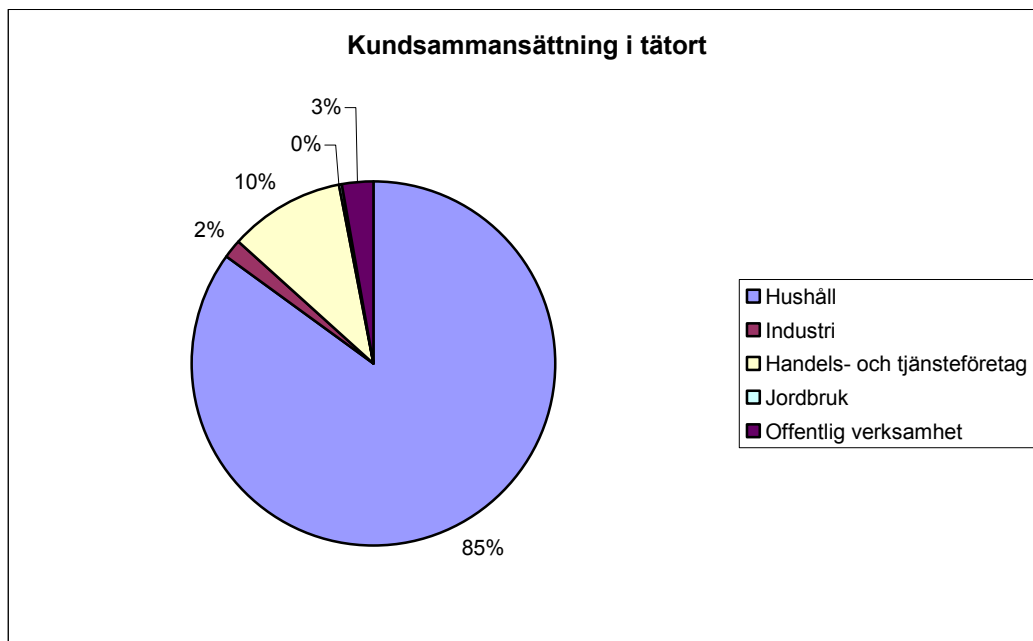
Tabell 3.3 Genomsnittlig medelårseffekt per kund i testnäten respektive enligt EI:s sammanställning.

3.6 Kundsammansättning

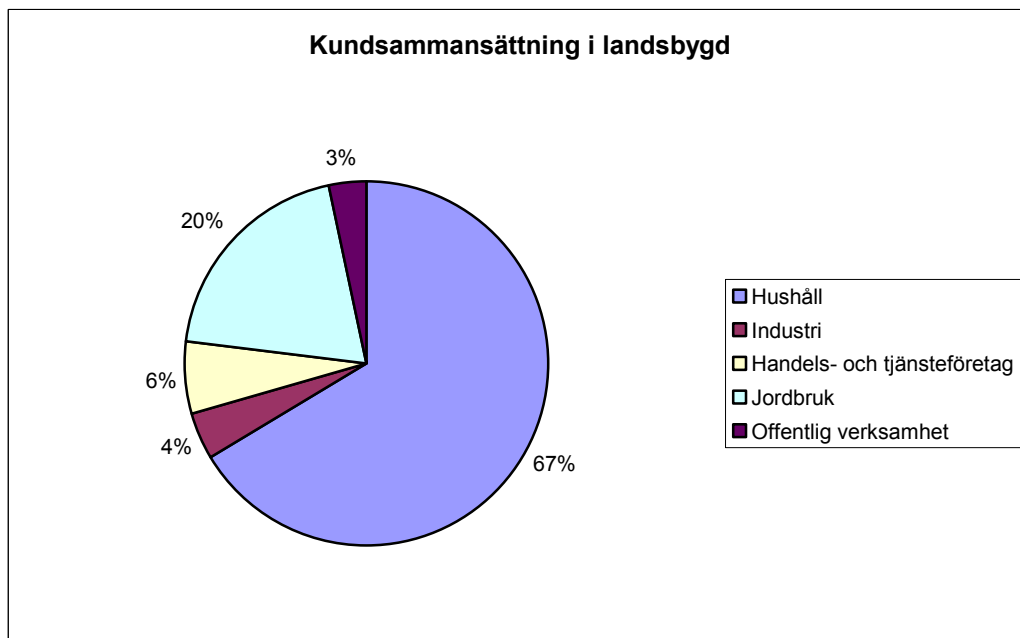
Testnätens kundsammansättningar har beräknats med utgångspunkt i kundkategoriernas medelårsförbrukningar och i hur belastningen fördelas mellan var och en av kundkategorierna. Kundsammansättningen i de två testnäten har alltså beräknats som kvoten mellan förbrukningsandel och

medelförbrukning för respektive kundkategori. Dessa kvoter har sedan skalats om proportionellt för att summan ska bli 100 procent.

I figur 3.8 och 3.9 presenteras kundsammansättningarna i testnätet för tätort respektive testnätet för landsbygd.



Figur 3.8 Kundsammansättning för testnätet för tätort.



Figur 3.9 Kundsammansättning för testnätet för landsbygd.

I jämförande syfte visas kundsammansättningar för testnäten även i *tabell 3.5* tillsammans med kundsammansättningen för Vattenfall Eldistribution AB:s totala elnätverksamhet (Nilsson, pers. komm., 2008).

	Vattenfall Eldistribution AB	Testnät för tätort	Testnät för landsbygd
Hushåll	87 %	85,07 %	66,49 %
Industri	1 %	1,54 %	4,01 %
Handels- och tjänsteföretag	5 %	10,45 %	6,45 %
Jordbruk	3 %	0,26 %	19,85 %
Off. verksamhet	4 %	2,67 %	3,21 %

Tabell 3.5 Jämförelse mellan testnätens kundsammansättningar och kundsammansättningen för Vattenfall Eldistribution AB:s totala elnätverksamhet (Nilsson, pers. komm., 2008).

Jämförelsen visar att överensstämmelsen överlag är god. I jämförelse med kundsammansättningen för Vattenfall Eldistribution AB:s totala elnätverksamhet är dock andelen *handels- och tjänsteföretag* påfallande hög i testnätet för tätort. Verksamheter som ingår i kategorin *handels- och tjänsteföretag* är exempelvis butiker, banker och restauranger. Dessa verksamheter är oftast belägna centralt. Därför kan det vara rimligt att andelen *handels- och tjänsteföretag* uppgår till drygt 10 % i tätort. Andelen *jordbruk* i tätort är mindre än tre promille, vilket var väntat.

I testnätet för landsbygd är andelen *jordbruk* anmärkningsvärt stor, förmodligen på bekostnad av andelen *hushåll*. Detta återspeglar förbrukningsfördelningen mellan kundkategorierna, och indikerar att underlaget för testnätet för landsbygd inte är helt representativt i detta avseende. Det kan vara så att en stor del av jordbrukskunderna i underlaget bestod av enmansjordbruk, där kunden hade ett gemensamt elabonnemang för den privata förbrukningen och för jordbruket, eller så kan data vara felklassificerat i stor omfattning.

3.7 Avbrottskostnadsdata

3.7.1 Analys av källa

Källan för avbrottskostnadsdata är Elforskrapporten, "Kostnader av elavbrott" (Carlsson & Martinsson, 2006). För elavbrott finns ingen marknad eftersom man inte kan betala för att slippa elavbrott. Att mäta avbrottskostnaden utifrån en efterfrågekurva är därför inte möjligt. I rapporten har man istället med hjälp av en konstruerad marknad dragit slutsatser om hur betalningsviljan för att slippa elavbrott ser ut i Sverige. Detta har man gjort med CV-metoden (Contingent Valuation). Tillämpad på elavbrott har det inneburit att man har beskrivit ett antal scenarier där aviserade och oaviserade avbrott har varat under olika tidsintervall. I detta projekt har endast oaviserade avbrott beaktats. Man har även angivit ett visst klockslag

då elavbrottet har inträffat. Utifrån dessa scenarier har de tillfrågade fått bedöma sin betalningsvilja för att slippa det beskrivna avbrottet. Den största bristen med avbrottskostnaderna är att de är framtagna med hjälp av hypotetiska svar i en enkät och inte av hur respondenterna agerade på en faktisk marknad. I rapporten kommenteras denna aspekt med att det generellt sett är ett större problem för etiskt värdeladdade produkter, vilket elavbrott inte är. Ett annat problem med avbrottskostnaderna är att standardavvikelserna är mycket stora. Det tyder på att det finns en stor spridning av hur kunderna inom de olika kategorierna uppskattar sina avbrottskostnader. Det beror förmodligen på att avbrottskostnaderna varierar mycket mellan exempelvis olika företag men det kan även bero på att det är svårt att göra korrekta uppskattningar av avbrottskostnaderna.

3.7.2 Sammanställning av avbrottskostnadsdata

I *tabell 3.4* redovisas de normaliserade avbrottskostnaderna för kundkategorierna hushåll, jordbruk, offentlig verksamhet, handel och tjänster och industri (Carlsson & Martinsson, 2006). De tillfrågade har fått värdera kostnaden för ett elavbrott när den har antagits vara som högst, avbrottskostnaderna gäller således för ett "worst case-scenario". Kundundersökningen omfattade endast ett fåtal avbrottslängder och värdena i tabellen är erhållna från den kostnadsmodell som Carlsson & Martinsson skattade. Exempelvis uppmanades hushållen svara för betalningsviljan att undvika ett elavbrott en januarikväll kl. 18.00.

Avbrotts- längd [h]	Hushåll [kr/kW]	Jordbruk [kr/kW]	Offentlig sektor ² [kr/kW]	Handel och tjänster	Industri [kr/kW]
--------------------------------	----------------------------	-----------------------------	--	------------------------------------	-----------------------------

² Inklusive externa kostnader för de som inte kan utnyttja verksamheten. Dessa kostnader är några gånger större än enbart de direkta, interna, kostnaderna för elavbrottet.

				[kr/kW]	
1	2,1	8	228	170	61
2	3,6	12	256	284	97
3	5,7	16	285	405	134
4	8,4	21	316	535	173
5	11,4	24	327	605	194
6	14,7	27	339	668	213
7	19,3	30	351	726	231
8	24,5	34	361	779	248
9	27,1	37	372	828	264
10	29,9	41	384	894	280
11	32,6	44	394	916	295
12	35,3	48	405	955	310
13	37,9	52	416	992	325
14	40,4	56	427	1025	339
15	42,7	60	438	1057	353
16	44,8	64	449	1086	367
17	46,7	68	459	1112	381
18	48,3	72	471	1136	394
19	49,7	77	482	1159	407
20	50,8	81	493	1179	421
21	51,2	86	504	1197	434
22	51,5	90	516	1213	447
23	51,5	95	526	1227	459
24	51,5	100	538	1240	472

Figur 3.4 Normaliserade avbrottskostnader, kronor per kW, ej aviserade avbrott (Carlsson & Martinsson, 2006).

3.8 Felstatistik

En sammanställning av den felstatistik som används i modellen finns i *bilaga 3*.

3.8.1 Förenklingar och avgränsningar samt analys av felstatistikens källor och felkällor

Felstatistikens källor och felkällor

Testnätens parametrar för felintensitet och åtgärdstider baseras huvudsakligen på driftstatistik från Vattenfall Eldistribution AB:s rapport "Parametrar för kalkylering i första planeringsfasen" (Vattenfall, 2006) och felstatistik från det internationella testnätet RBTS som redovisas i rapporten "A reliability test system for educational purposes" (Allan m.fl., 1991). Det är vanligt att använda driftstatistik när tillförlitligheten för komponenter i elnät analyseras, då experimentell testning sällan är aktuell. Svensk Energi lagrar dessutom driftstörningsdata som rapporterats in från nätbolagen i sin databas DARWin. Statistik från de två förstnämnda rapporterna har dock föredragits framför DARWin, då data därifrån inte varit lika enkel att tillämpa i modellen. I DARWin görs t.ex. ingen skillnad mellan omkopplingstider och reparationstider. Felstatistiken innehåller inte heller basdata, d.v.s. hur

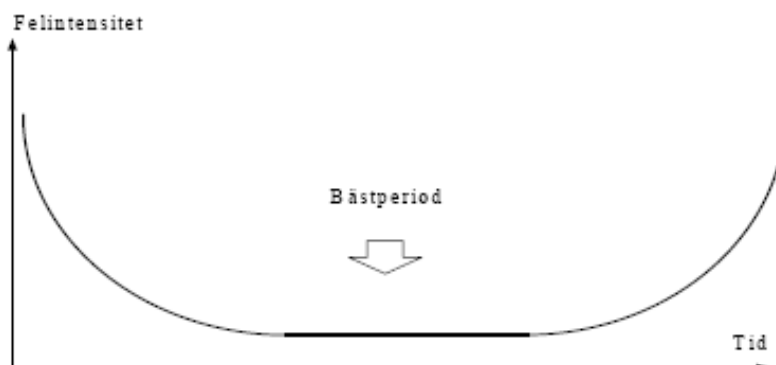
många komponenter av varje sort som finns i de aktuella elnät som statistiken är baserad på. För att beräkna komponenters felintensitet krävs dessa basdata. Tyvärr kan dessa basdata skilja sig mellan åren. Dessutom är de tidskrävande att få fram. Vidare bygger statistiken för fel som varar mindre än tre minuter på ett mycket litet underlag. Ett annat problem är att en stor andel av felen har anledningen "okänd", vilket innebär att det inte går att härleda vilken komponent som har fallerat. I modellen är dock statistiken för krafttransformatorer, oisolerade luftledningar och jordkabel (He, 2007) hämtad från databasen DARWin.

Omkopplingstider och återinkopplingstider som används i modellen har uppskattats genom diskussion med företrädare för elbranschen (referensgruppsmöte, 2008).

Förenklingar vad avser felstatistik i modellen

De flesta fel i landsbygdsnäten är väderrelaterade (Svensk Energi, 2001). I tätortsnäten dominerar istället materielfel och yttre åverkan som grävskador, påkörda kabelskåp och av djur som på olika sätt skadat ledningar och apparater (Svensk Energi, 2001). Totalt sett är väderpåverkan den mest dominerande orsaken till att fel uppstår i distributionsnäten (Allan & Billinton, 1993). Det kan nämnas att felintensiteten för luftledningar blir över 30 gånger högre under påfrestande väderlek jämfört med normal väderlek (Allan m.fl., 1991). Denna aspekt tas dock ingen hänsyn till i modellen.

Komponenternas felintensitetskurva brukar se ut som ett badkar (Bertling, 2004), som visas i *figur 3.11*. Till en början ligger felintensiteten på en relativt hög nivå. Efter ett tag stabiliseras felintensiteten och håller sig jämn under en längre tid. När komponenten börjar åldras ökar felintensiteten igen. I modellen tas ingen hänsyn till det faktum att felintensiteten varierar under en komponents livtid. Istället används en konstant felintensitet, d.v.s. den plana delen av kurvan i *figur 3.10*.



Figur 3.10 Felintensitetskurva för komponenter i elnät (Bertling, 2004).

Återinkoppling används i luftledningsnät för att minska konsekvenserna av fel. I jordkabelnät som sällan drabbas av övergående fel installeras inte återinkopplingssystem. I modellen utsätts inte testnäten för övergående fel eftersom felstatistiken för dessa är bristfällig.

I modellen görs åtskillnad mellan stolpstationer och markstationer då stolpstationer har en betydligt högre felintensitet än markstationer. För markstationer används den sammanvägda felintensiteten för de två vanligaste nätstationsslagen: plåt- och betongstationer.

Frånskiljare ingår i elnätets skyddssystem. I modellen antas de vara felfria. I tillförlitlighetsanalyser antas traditionellt att skyddssystemet fungerar felfritt (Solver, 2005).

I modellen finns två åtgärdstider för fel; reparations- och ersättningstid (RT/RpT) samt omkopplingstid (SwT). Det finns även en tredje variant, återinkoppling vid övergående fel, men den har inte använts då data för sådana fel visat sig svår att finna. Dessa åtgärdstider är alla lognormalfördelade i modellen, med ett medelvärde som motsvaras av tillgänglig statistik. Varianserna i modellen är tagna från rapporten "A reliability test system for educational purposes" (Allan m.fl., 1991).

3.8.2 Genomgång av fel i testnäten

Kablar

10 kV-kablar är något känsligare för yttre påfrestningar än 20 kV-kablar. Skillnaden i felintensitet är dock marginell. Felintensiteten är i form av sammanvägda värden för 20 kV-, och 10 kV-kablar och är tagna från rapporten "Tillförlitlighetsdata på komponentnivå för eldistributionsnät" (He, 2007). Modellens reparationstid för kablar är tagna från rapporten "Parametrar för kalkylering i första planeringsfasen" (Vattenfall, 2006).

Luftledningar

De flesta av felen på luftledning förorsakas av åska (Blomqvist red., 1997). Oftast är felet övergående och ledningen kan då återkopplas redan inom en halv sekund (Blomqvist red., 1997). Andra vanliga fel på oisolerade luftledningar är nedfall av blöt snö, kraftiga vindbyar som välter eller knäcker träd över ledningar samt saltbeläggningar på ledningen (Svensk Energi, 2001). Största fördelen med att isolera ledningar är att risken för jordfel blir lägre. Reparationstider/ersättningstider för oisolerade och isolerade luftledningar är hämtade från rapporten "A reliability test system for educational purposes" (Allan m.fl., 1991). Felintensitet för oisolerade luftledningar är från rapporten "Tillförlitlighetsdata på komponentnivå för eldistributionsnät" (He, 2007). Felstatistiken i Hes rapport baseras på felstatistik från DARWIn för år 2004 och 2005. År 2005 drabbades Sydsverige av stormen Gudrun. En del av felstatistiken i rapporten är således inte representativ för år med normalt väder. Trots detta har rapporten legat till grund för modellens felintensitet för oisolerade ledningar. Detta beror på att Vattenfall (2006) anger ännu högre felintensitet för oisolerade ledningar. Felintensiteten för de isolerade ledningarna är hämtad från "Parametrar för kalkylering i första planeringsfasen" (Vattenfall, 2006).

Brytare

Brytare kan drabbas av passiva och aktiva fel. Fel som ger utslag i skyddssystemet, såsom jordfel och kortslutningsfel kallas aktiva. Passiva fel ger till skillnad från aktiva inget utslag i skyddssystemet (Solver, 2005). Ett

exempel på ett passivt fel är när en brytare felaktigt öppnar under normal drift. Felintensiteter och reparationstider/ersättningstider för brytare är ur (Allan m.fl., 1991).

Nätstationer

I nätstationsfel ingår allt från fel på ställverk till fel i transformatorer. Fel som drabbar nätstationer är oftast permanenta. Exempel på transformatorfel är bland annat överhettning i lindningen på grund av felströmmar och isolationsfel. Felintensiteter för nätstationer är tagna från rapporten "Parametrar för kalkylering i första planeringsfasen" (Vattenfall, 2006). För felstatistiken för markstationer vägs felstatistiken för plåt- och betongstationerna samman. Båda stationstyperna har getts lika stor vikt i sammanvägningen.

Reparationstiden för en transformator är vanligtvis uppemot sex dygn. I landsbygd ersätts dock den felande komponenten om reparationstiden blir längre än tolv timmar. Varar elavbrottet i över tolv timmar har abonnenterna rätt till ersättning enligt avbrottsersättningslagarna ("Gudrunlagarna"). Därför har elnätsföretagen starka incitament för att hålla avbrottstiden under tolv timmar. Den genomsnittliga reparationstiden för nätstationer är tio timmar i testnätet för landsbygd och är tagna ur rapporten "A reliability test system for educational purposes" (Allan m.fl., 1991). I diskussion med referensgruppen bestämdes att medelvärdet för tiden för att ersätta en felaktig nätstation i tätort skulle vara 2,5 timmar (referensgruppsmöte, 2008).

Fördelningsstationer

Felstatistiken för krafttransformatorer är hämtad från He (2007). Som tidigare nämnts är en del av felstatistiken i rapporten inte representativ för år med normalt väder eftersom år 2005 då stormen Gudrun drabbade södra Sverige ingår i underlaget. Krafttransformatorer är dock i hög grad förskonade från väderrelaterade fel. Felstatistik för högspänningsskenor är från Allan m.fl. (1991).

Omkopplingstider

Modellens omkopplingstider har tagits fram genom diskussion med företrädare från elbranschen för att de ska vara representativa för svenska elnät (referensgruppsmöte, 2008).

Tiden för omkoppling är den tid det tar att sektionera bort det område som har drabbats av fel och/eller skapa nya matningsvägar i elnätet. Tider för omkoppling finns varken i DARWin eller i Vattenfall (2006). Omkopplingstider finns däremot i Allan m.fl. (1991). Där ligger de mellan en och tre timmar beroende på vilken komponent som är ur funktion.

När ett dubbelkabelnät drabbas av fel kan omkoppling ske innan felsökningen påbörjas. Det innebär att omkopplingstiden sällan är längre än några minuter. I slingnät och radiella nät måste felet lokaliseras innan omkopplingen kan genomföras. I omkopplingstiden ingår således uttryckningstiden för personalen som ska åtgärda felet, tiden för att lokalisera felet samt tiden för att genomföra omkopplingen med hjälp av frånskiljarna. Frånskiljarna manövreras vanligtvis manuellt. När omkopplingen sker med hjälp av manuella frånskiljare är omkopplingstiden mellan ca 0,5 - 2,5 timmar enligt

Norberg (referensgruppsmöte, 2008). Med fjärrstyrda frånskiljare skulle omkopplingstiden vara kortare. I modellen används medelvärdet en timme för omkoppling (referensgruppsmöte, 2008).

Återinkopplingstider

Återinkoppling används i luftledningsnät för att minska konsekvenserna av fel. I jordkabelnät som sällan drabbas av övergående fel installeras i regel inte återinkopplingssystem. Som tidigare nämnts används inte återinkoppling i testnäten. Dessutom inrapporteras i regel inte avbrott kortare än tre minuter till driftstörningsdatabasen DARWin, något som dock kommer att ändras inom de närmaste åren (Tapper, pers. komm., 2008). Enligt en ny föreskrift från EI som gäller från och med 2010 blir elnätsföretagen skyldiga att inrapportera avbrott som varar längre än 100 millisekunder (STEMFS, 2007).

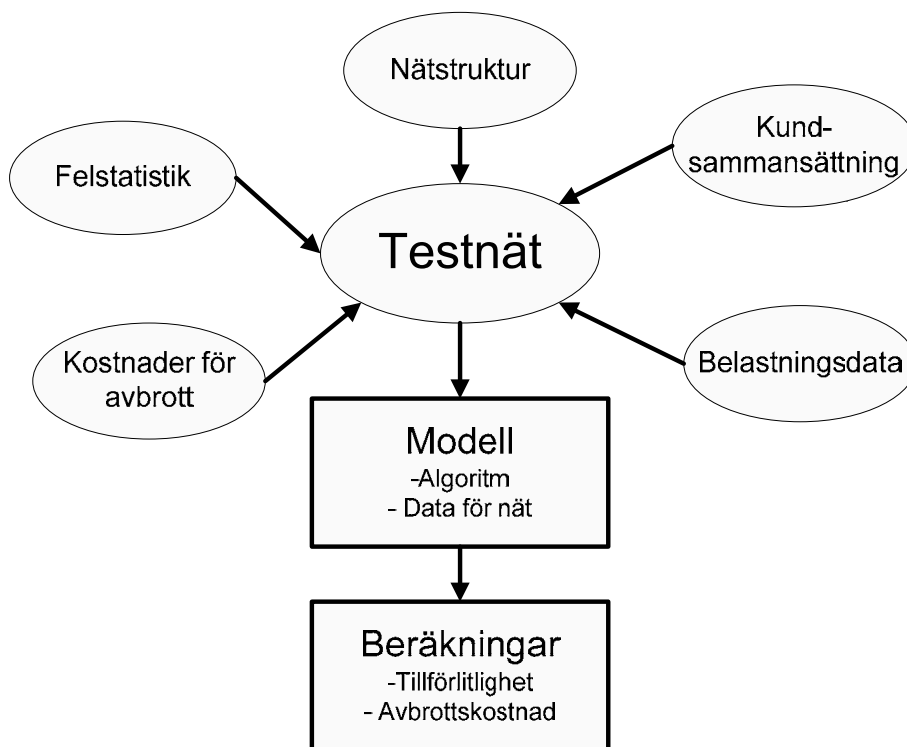
4 Tillförlitlighets- och avbrottskostnadsanalys

I detta kapitel behandlas principen för tillförlitlighets- och avbrottskostnadsberäkningar av testnäten. Kapitlet inleds med en översiktlig beskrivning av de generella idéerna bakom testnätens uppbyggnad och funktion med bland annat exempel på fel och deras konsekvenser. Därefter presenteras de beräkningar av tillförlitlighetsindex och avbrottskostnader som utförs i modellen. Kapitlet avslutas med en beskrivning av Monte Carlo-simulering och Matlab-programmets algoritm, av vilken det framgår hur simulering har tillämpats i modellen.

4.1 Översiktlig beskrivning av modellen för tillförlitlighets- och avbrottskostnadsberäkning

Figur 4.1 beskriver tillvägagångssättet i tillförlitlighets- och avbrottskostnadsberäkningarna. Testnätens nätstrukturer ligger till grund för beräkningarna. I testnäten finns information om vilka komponenter man valt att låta ingå i nätet. De fel som nätet kan drabbas av följer av vilka komponenter det består av. Testnäten innehåller även information om hur felen åtgärdas och vilka belastningspunkter som blir utan ström under den tid det tar att åtgärda felet. Vidare är kundsammansättningen och antalet kunder givna för varje belastningspunkt i testnäten.

Felstatistiken avgör hur ofta komponenterna i testnätet felar under simuleringarna och hur lång tid det tar att åtgärda felen. Belastningsdata anger hur stor den uttagna effekten skulle ha varit för varje kund vid de tillfällena då de har drabbats av avbrott. För varje fel beräknas bortfallet av levererad energi för varje belastningspunkt. Sedan beräknas även kostnaden för den icke-levererade energin med hjälp av avbrottskostnadsdata. Till sist beräknas tillförlitlighetsindex såsom SAIFI, SAIDI, CAIDI etc.

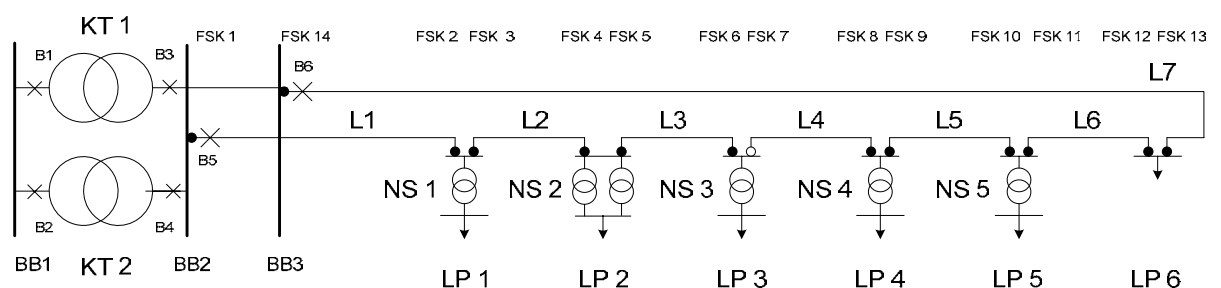


Figur 4.1 Arbetsprocess för tillförlitlighets- och avbrottskostnadsanalys.

4.2 Fel och konsekvenser

4.2.1 Nätstrukturen

En slinga från testnätet (*figur 4.2*) för tätort används för att beskriva idéerna bakom tillförlitlighets- och avbrottskostnadsberäkningarna.



Figur 4.2 En slinga från testnätet för tätort.

Det totala antalet abonnenter är 1108. Kunderna är fördelade på uttagpunkterna enligt *tabell 4.1*. Nätet är ett jordkabelnät, och har således

ingen återinkopplingsautomatik installerad. Brytarna är placerade precis efter fördelningsstationen på de två utgående kablarna samt på vardera sidan av krafttransformatorerna. Brytarnas uppgift är att bryta felströmmar. Slingan har 14 frånskiljare, varav en står öppen i normalt driftläge så att slingan är uppdelad i två radiella matningsvägar. Frånskiljarna antas fungera felfritt och har till uppgift att sektionera slingan på så sätt att nya matningsvägar blir möjliga då nätet drabbas av fel.

Uttagspunkt	Hushåll (antal kunder)	Jordbruk (antal kunder)	Handels- och tjänsteföretag (antal kunder)	Offentlig verksamhet (antal kunder)	Industri (antal kunder)	Totalt (antal kunder)
LP 1	189	0	18	5	0	212
LP 2	189	0	26	5	0	220
LP 3	189	0	18	5	0	212
LP 4	189	0	18	5	0	212
LP 5	189	0	18	5	0	212
LP 6	0	0	18	5	17	40
Hela slingan	945	0	116	30	17	1108

Tabell 4.1 Kunder i slingan från testnätet för tätort.

4.2.2 Åtgärdstider

I modellen kan ett fel åtgärdas på tre sätt: reparation, ersättning av felaktig komponent och omkoppling. Tiderna för dessa förfaranden delas i sin tur in i två kategorier:

SwT: Tiden det tar att öppna och sluta frånskiljarna för att kunna sektionera bort det område som har drabbats av fel och/eller skapa nya matningsvägar i slingan. SwT kallas omkopplingstid.

RT/RpT: Tiden det tar att ersätta eller reparera den felande komponenten. RT/RpT kallas reparationstid.

4.2.3 Exempel på några fel

Fel på nätstationer och ledningar resulterar i att hela radialen där den felbehäftade komponenten finns blir strömlös till en början. När nätet drabbas av fel sektioneras det felande området i nätet bort med hjälp av frånskiljare, för att man sedan ska kunna driva resterande delar i nätet igen. I slingan från tätortsnätet har samtliga uttagspunkter möjlighet till reservmatning, utom då fel uppstår i en nätstation. I sådana fall får de kunder som är anslutna till den nätstationen invänta reparation eller ersättning av komponenten.

Följande exempel på fel som drabbar nätet i *figur 4.2* beskriver principerna för vilka konsekvenser felen i testnäten antas få:

- **Permanent fel på NS 1.** B5 utlöses och LP 1 – 3 blir utan ström. FSK 7 sluts och FSK 3 öppnas under omkopplingstiden. Efter omkopplingen återfår

LP 2-3 strömmen. Kunderna vid LP 1 återfår strömmen efter att de felaktiga komponenterna i nätstationen NS 1 har ersatts av nya alternativt har reparerats.

- **Aktivt permanent fel på B6.** B3 utlöses och LP 4-6 blir utan ström under omkopplingstiden. B6 sektioneras bort genom att FSK 13 och 14 öppnas medan FSK 7 sluts. Efter omkopplingstiden återfår samtliga kunder strömmen.
- **Passivt fel på B6.** B6 öppnas och LP 4-6 blir utan ström under omkopplingstiden. Under omkopplingstiden sluts FSK 7 samtidigt som FSK 13 och 14 öppnas för att sektionera bort B6. Efter omkopplingstiden återfår LP 4-6 strömmen.³
- **Permanent fel på L4.** B6 utlöses och LP 4-6 blir utan ström. Under omkopplingstiden öppnas FSK 8 och L4 sektioneras bort. Efter omkopplingstiden återfår LP 4-6 strömmen.
- **Permanent fel på L2.** B5 utlöses och LP 1-3 blir utan ström. Efter omkopplingstiden då FSK 3 och 4 öppnas medan FSK 7 sluts återfår de av felet drabbade kunderna strömmen.
- **Permanent fel på KT 1.** B1 utlöses och LP 4-6 blir utan ström. Efter omkoppling, där FSK 7 sluts och FSK 14 öppnas, tar KT 2 hand om hela slingans elförsörjning.

I *bilaga 4* finns ett kompletterande exempel som även det beskriver konsekvenserna av fel i testnäten. Exemplet i bilagan utgår från ett luftledningsnät där återinkopplingautomatik finns installerad.

4.2.4 Fellista

I *tabell 4.2* visas vilka fel som kan uppstå i slingan i tätortsnätet. Tabellen visar även vilka belastningspunkter som drabbas av felet under reparationstiden och omkopplingstiden.

³ Skillnaden mot ett aktivt fel är att B3 inte löser ut i detta fall. När B3 löser ut blir en av fördelningsstationens två skenor utan ström. I detta exempel med enbart en slinga får detta inga konsekvenser, men i ett större system med fler slingor anslutna till de två skenorna skulle det innebära att även dessa andra slingor drabbades av aktiva brytarfel.

Fel-nummer	Felande komponent	Spänning (kV)	Passivt / Aktivt/ Totalt	Tillfälligt / Permanent	Enhet som utlöses av felet	Uttagspunkter som drabbas under RT/RpT	Uttagspunkter som drabbas under Swt
1	KT1	130/10	T	P	B1	-	LP 4-6
2	KT2	130/10	T	P	B2	-	LP 1-3
3	BB1	130	T	P	Brytare i regional-nätet	LP 1-6	-
4	BB2	10	T	P	B4	-	LP 1-3
5	BB3	10	T	P	B3	-	LP 4-6
6	NS1	10/0,4	T	P	B5	LP 1	LP 2-3
7	NS2	10/0,4	T	P	B5	LP 2	LP 1 & 3
8	NS3	10/0,4	T	P	B5	LP 3	LP 1-2
9	NS4	10/0,4	T	P	B6	LP 4	LP 5-6
10	NS5	10/0,4	T	P	B6	LP 5	LP 4 & 6
11	L1	10	T	P	B5	-	LP 1-3
12	L2	10	T	P	B5	-	LP 1-3
13	L3	10	T	P	B5	-	LP 1-3
14	L4	10	T	P	B6	-	LP 4-6
15	L5	10	T	P	B6	-	LP 4-6
16	L6	10	T	P	B6	-	LP 4-6
17	L7	10	T	P	B6	-	LP 4-6
18	B1	10	T	P	B1	-	LP 4-6
19	B2	10	T	P	B2	-	LP 1-3
20	B3	10	T	P	B3	-	LP 4-6
21	B4	10	T	P	B4	-	LP 1-3
22	B5	10	A	P	B4	-	LP 1-3
23	B5	10	P	P	B5	-	LP 1-3
24	B6	10	A	P	B3	-	LP 4-6
25	B6	10	P	P	B6	-	LP 4-6

Tabell 4.2 Fellista för slingan i testnätet för tätort.

4.3 Beräkning av tillförlitlighetsindex och avbrottskostnader

4.3.1 Tillförlitlighetsindex

Följande tillförlitlighetsindex beräknas i tillförlitlighetsmodellen:

- **ASAI [index mellan 0 och 1]** = Ett mått på tillgänglighet; antalet kundtimmar levererad energi dividerat med antalet kundtimmar önskad energi.
- **ASUI [index mellan 0 och 1]** = Ett mått på otillgänglighet. $ASUI = 1 - ASAI$

- **SAIFI [fel/år och kund]** = Hur många avbrott varje kund i genomsnitt får per år.
- **SAIDI [h/år och kund]** = Hur många strömlösa timmar varje kund i genomsnitt har på ett år.
- **CAIDI [h/fel]** = Hur långa avbrotten i genomsnitt är. CAIDI = SAIDI/SAIFI.
- **AENS [kWh/år och kund]** = Hur mycket mindre energi varje kund i genomsnitt får varje år på grund av avbrott.

De parametrar som krävs för att beräkna ovanstående index är följande:

8760 = Antalet timmar per år.

LP_i = Belastningspunkt nummer *i* för det analyserade testnätet.

NLP_i = Antalet abonnenter i LP_i.

ALP_i = Total genomsnittlig felfrekvens [fel/år] i LP_i.

ULP_i = Total genomsnittlig avbrottstid [h/år] som drabbar LP_i.

LOELP_i = Total genomsnittlig icke-levererad energi för LP_i [kWh/år].

4.3.2 Exempel på beräkning av tillförlitlighetsindex

För den slinga som presenteras i avsnitt 4.2 *Fel och deras konsekvenser* beräknas nu tillförlitlighetsindexen. Vi antar att slingan drabbas av två fel under ett år, vilket är mer än komponenternas felintensitet egentligen motiverar. Felens konsekvenser beräknas för varje timme och adderas sedan. Felen som inträffar är:

- **Permanent fel på NS 1.** B5 utlöses och LP 1 – 3 blir utan ström. FSK 7 sluts och FSK 3 öppnas under omkopplingstiden. Efter omkopplingen återfår LP 2-3 strömmen. LP 1 återfår strömmen efter att felaktiga komponenter i nätstationen NS 1 har ersatts av nya eller har reparerats.
- **Aktivt permanent fel på B6.** B3 utlöses och LP 4-6 blir utan ström under omkopplingstiden. Då sektioneras B6 bort genom att FSK 14 och 15 öppnas medan FSK 7 sluts. Efter omkopplingstiden återfår kunderna strömmen.

Permanent fel på NS 1

Det första felet drabbar elnätet under en helg 01:00 i december. Temperaturen är - 6 C°. Belastningsdata från belastningskurvorna med temperaturintervallet -10 till -5 ° C vid timme ett väljs ut. Den uttagna relativa effekten för de fem kundkategorierna presenteras i *tabell 4.3*. Den aktuella belastningen under avbrottet fås genom att multiplicera den relativa effekten med årsmedeleffekten.

Kunder anslutna till LP 1-3 drabbas av strömavbrott. LP 2 och 3 återfår strömmen efter en omkopplingstid som sätts till en timme. Antalet kunder vid belastningspunkterna LP 2 och LP 3 är sammanlagt 432. Efter reparationstiden på tre timmar har de felande komponenterna i nätstationen ersatts av nya och även de 212 kunderna anslutna till LP 1 återfår strömmen. Antalet kundavbrottstimmar för felet blir totalt således 1068 (432*1 +

212*3). Varje kundtyps effektbehov bestäms genom den relativa effekten för tidpunkten (d.v.s. typkurvan) och den årliga medeleffekten. Den icke-levererade energin för varje kundkategori beräknas genom att multiplicera antalet kundavbrottstimmar med den beräknade effektefterfrågan.

Avbrottskostnaderna baseras på uppgifterna i *tabell 3.4*, men här används de timvisa differenserna. Avbrottskostnaden per kundtyp beräknas genom att multiplicera avbrottskostnaden med efterfrågad effekt. Antalet drabbade kunder, totala kundavbrottstiden, relativa effekter, medelårseffekter, efterfrågad effekt, avbrottskostnad per kW och total avbrottskostnad för det första felet presenteras i *tabell 4.3*.

	Antal drabbade kunder	Relativ effekt [%]	Medeleffekt [kW]	Efterfrågad effekt [kW]	Normaliserad avbrottskostnad [kr/kW]	Total avbrottskostnad [kr]
Timme 1 av avbrottet (LP 1-3 är drabbade)						
Hushåll	567	129,42	0,78	571,59	2,1	1200,33
Jordbruk	0	130,00	1,04	0,00	8	0,00
Handel/tjänster	62	59,93	8,29	307,96	170	52352,53
Off. verks.	15	92,52	3,24	44,94	228	10247,07
Industri	0	68,61	13,67	0,00	61	0,00
Delsumma	644			924,49		63799,94
Timme 2 av avbrottet (LP 1 är drabbad)						
Hushåll	189	125,63	0,78	184,95	1,5	277,42
Jordbruk	0	138,00	1,04	0,00	4	0,00
Handel/tjänster	18	56,84	8,29	84,80	114	9666,83
Off. verks.	5	92,02	3,24	14,90	28	417,20
Industri	0	68,41	13,67	0,00	36	0,00
Delsumma	212					10361,46
Timme 3 av avbrottet (LP 1 är drabbad)						
Hushåll	189	125,87	0,78	185,30	2,1	389,14
Jordbruk	0	146,00	1,04	0,00	4	0,00
Handel/tjänster	18	55,23	8,29	82,39	121	9969,78
Off. verks.	5	92,02	3,24	14,90	29	432,10
Industri	0	67,96	13,67	0,00	37	0,00
Delsumma	212			282,60		10791,02
Totalt	1068			1491,73		84952,42

Tabell 4.3 Beräkningar för permanent fel på NS 1.

Aktivt permanent fel på B6

Det andra felet drabbar elnätet under en vardag 13:00 i april månad. Temperaturen slumpas fram till 11 °C. Belastningsdata väljs ut från belastningskurvorna med temperaturintervallet 10-15 °C (vår).

Under omkopplingstiden på två timmar blir LP 4-6, vilka omfattar 464 kunder, utan ström. Det totala antalet kundavbrottstimmar är således 928.

Avbrottskostnaderna hämtas från *tabell 3.4*. Den totala avbrottskostnaden för felet beräknas genom att multiplicera avbrottskostnaden med efterfrågad effekt för varje kund och sedan summera för alla kunder.

Antalet drabbade kunder, totala kundavbrottstiden, relativa effekter, medelårseffekter, efterfrågad effekt, avbrottskostnad per kW och total avbrottskostnad för det andra felet presenteras i *tabell 4.4*.

	Antal drabbade kunder	Relativ effekt [%]	Medeleffekt [kW]	Efterfrågad effekt [kW]	Normaliserad avbrottskostnad [kr/kW]	Total avbrottskostnad [kr]
Timme 1 av avbrottet (LP 4-6 är drabbade)						
Hushåll	378	64,55	0,78	190,06	2,1	399,12
Jordbruk	0	73,00	1,04	0,00	8	0,00
Handel/tjänster	54	178,57	8,29	799,20	170	135863,87
Off. verks.	15	121,19	3,24	58,87	228	13422,43
Industri	17	166,57	13,67	387,00	61	23607,05
Delsumma	464			1435,13		173292,47
Timme 2 av avbrottet (LP 4-6 är drabbade)						
Hushåll	378	70,12	0,78	206,46	1,5	309,69
Jordbruk	0	77,00	1,04	0,00	4	0,00
Handel/tjänster	54	179,35	8,29	802,69	114	91506,68
Off. verks.	15	111,71	3,24	54,27	28	1519,43
Industri	17	141,75	13,67	329,34	36	11856,07
Delsumma	464			1392,75		105191,86
Totalt	928			2827,88		278484,32

Tabell 4.4 Beräkningar för aktivt permanent fel på B6.

Beräkning av tillförlitlighetsindex

De två fel som inträffade under året bidrog totalt till kostnader på ca 360 000 kr. Det senare felet som inträffade mitt på en vardag i april var klart mer kostsamt än det tidigare som inträffade under en helgnatt i januari, trots färre orsakade kundavbrottstimmar.

I *tabell 4.5* sammanfattas de indata som behövs för att beräkna tillförlitlighetsindexen för exemplet.

LP _i	LP 1	LP 2	LP 3	LP 4	LP 5	LP 6	Totalt
NLP _i	212	220	212	212	212	40	1108
λLP _i	1	1	1	1	1	1	-
ULP _i	3	1	1	2	2	2	-
LOELP _i (kWh)	862	335	295	770	770	1288	4320

Tabell 4.5 Indata för tillförlitlighetsberäkningarna.

ASAI

$$ASAI = \frac{\sum_i (N_{LPi}) \cdot 8760 - \sum_i (N_{LPi} \cdot U_{LPi})}{\sum_i (N_{LPi}) \cdot 8760}$$

Det önskade antalet kundtimmar är det samma som antalet timmar på ett år, 8760, multiplicerat med antalet kunder som är 1108. Detta blir 9 706 080 timmar. Det totala antalet kundavbrottstimmar under simuleringstiden var 1996 timmar, vilket framgår av *tabell 4.3* och *tabell 4.4*. Antalet kundtimmar levererad energi är således 9 704 048 timmar. ASAI för exemplet är 0,999794.

ASUI

ASUI är detsamma som 1-ASAI. ASUI för exemplet blir således 0,000206.

SAIFI

$$SAIFI = \frac{\sum_i (N_{LPi} \cdot \lambda_{LPi})}{\sum_i (N_{LPi})}$$

Summerar man $(N_{LPi} \cdot \lambda_{LPi})$ för varje belastningspunkt får man 1108. Antalet kunder är 1108. SAIFI är således 1,00 fel/år och kund.

SAIDI

Summerar man $(N_{LPi} \cdot U_{LPi})$ för varje belastningspunkt blir summan 1996. Antalet kunder är 1108. SAIDI är således 1,80 h/år och kund.

CAIDI

$$CAIDI = \frac{\sum_i (N_{LPi} \cdot U_{LPi})}{\sum_i (N_{LPi} \cdot \lambda_{LPi})} = \frac{SAIDI}{SAIFI}$$

CAIDI för exemplet är 1,80 h/fel.

AENS

$$AENS = \frac{\sum_i (LOE_{LPi})}{\sum_i (N_{LPi})}$$

Den totala icke-levererade energin var 4320 kWh. Antalet kunder är 1108. AENS för exemplet blir således 3,90 kWh/år och kund.

4.4 Monte Carlo-simulering och beräkningsalgoritm

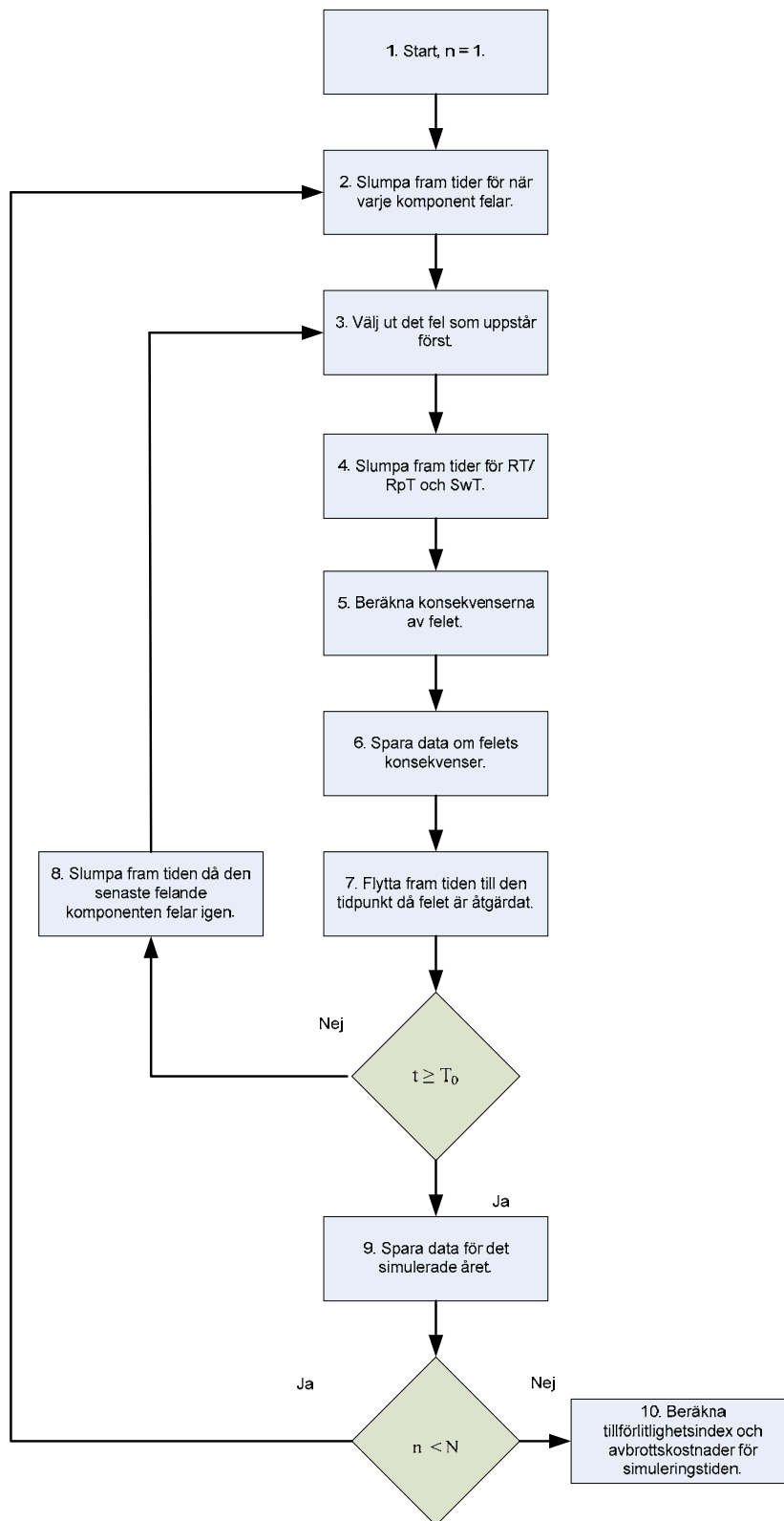
4.4.1 Monte Carlo-simuleringar (MCs)

Monte Carlo-simuleringar är ett samlingsnamn för metoder som genom att utvärdera ett stort antal slumpmässiga händelser, försöker bestämma hur ett system fungerar. Tillämpat på tillförlitlighetsberäkningar av elnät innebär detta att fel som drabbar nätet slumpas fram ett mycket stort antal gånger, och att konsekvenserna för felet beräknas för att sedan ligga till grund för en bedömning av nätet som helhet. Förutsatt att komponentdata såsom felintensiteter är korrekta kan man med hjälp av MCs beräkna ett elnäts förväntade tillförlitlighet. Man kan även undersöka hur tillförlitligheten skiljer sig åt för olika nätstrukturer.

4.4.2 Algoritm för beräkningar av testnätens tillförlitlighet

Av algoritmen framgår hur MCs tillämpas i det Matlab-program som skrivits för att beräkna nätens tillförlitlighet och avbrottskostnad (se även *figur 4.3*):

- 1 Utgå från ett nät och dess komponenter.
- 2 Slumpa fram tider för när varje komponent felar.
- 3 Välj ut det fel som uppstår först.
- 4 Slumpa fram omkopplings- och reparationstider för det fel som har uppstått.
- 5 Beräkna konsekvenserna av felet under tiden det varar.
- 6 Spara data om felets konsekvenser och medförda kostnader.
- 7 Flytta fram tiden, t , till den tidpunkt då felet är åtgärdat.
- 8 Om inte året är slut än: bestäm tid då den senast felande komponenten felar igen, och börja sedan om från steg 3.
- 9 Spara data för det simulerade året.
- 10 Beräkna tillförlitlighetsindex och beräkna avbrottskostnaderna när antalet simuleringsperioder är slut.



Figur 4.3. Algoritm för Matlab-programmet. Baserad på Solver (2005).

4.4.3 Modellens förenklingar

Modellens syfte är att enkelt kunna beräkna kostnader för anslutna kunder i samband med elavbrott och att kunna undersöka hur nätstrukturen påverkar nätets tillförlitlighet. Planerade elavbrott som görs i samband med underhåll av nätet är ett måste för alla nät. I och med att tidpunkterna för avbrotten är kända i förväg kan kostnaderna för dem minimeras. För att modellen ska vara så enkel som möjligt inkluderas inte planerade elavbrott i modellens tillförlitlighets- och avbrottskostnadsanalys.

Ett annat viktigt antagande som görs för modellen är att felen som drabbar elnätet är oberoende. Detta innebär bland annat att om nätets tillförlitlighet under exempelvis svåra stormar ska beräknas, så bör en särskild uppsättning av händelser i nätet beaktas; samtidiga och samverkande fel bör särskilt definieras som egna händelser med konsekvensbeskrivningar.

I modellen antas reparationstiderna och omkopplingstiderna vara lognormalfördelade. Tiden till varje komponents nästa fel antas vara exponentialfördelad.

5 Resultat och diskussion

I detta kapitel analyseras hur testnäten förhåller sig till faktiska distributionsnät med avseende på hela nätens tillförlitlighet. Utgångspunkten har varit att försöka använda korrekta data för varje enskild del i testnäten, så som struktur, felstatistik, och belastning. Här analyserar vi testnäten som helhet, först tätortsnätet och sedan landsbygdsnätet.

Den övergripande analysen av testnätens tillförlitlighet har huvudsakligen gjorts genom att jämföra med Energimarknadsinspektionens (EI:s) årliga sammanställning av tillförlitlighetsindexen SAIFI och SAIDI för alla svenska elnätsföretag under åren 2002 till 2006. Dessa båda index ger en god bild av nätens tillförlitlighet. Dessutom är andra parametrar som mängden icke-levererad energi och därmed även avbrottskostnaden, starkt korrelerad med den genomsnittliga kundavbrottstiden (SAIDI). I EI:s statistik ingår avbrott på både mellanspannings- och lågspänningsnätet. Kundavbrottstiden som tillkommer genom fel på lågspänningsnätet är dock mycket kortare än motsvarande från mellanspanningsnätet. I driftstörningsstatistik från DARWin för år 2006 står lågspänningsnäten för ca fem procent av total kundavbrottstid (Tapper, 2007).

I EI:s sammanställning har elnätsföretag med kundtätthet högre än 20 kunder per km ledning fått representera tätortsnät och företag med kundtätthet lägre än 10 kunder per km ledning fått representera landsbygdsnät. För dessa två kategorier har inrapporterade värden för åren 2002 till 2006, med undantag av 2005, sammanfattats till medelvärden som sedan jämförts med testnätens tillförlitlighetsindex. Skälet till att statistik från 2005 inte har inkluderats är att väderförhållandena var extrema under stormen Gudrun, och att vi därför inte ansåg de höga värdena för 2005 representativa.

Testnätens icke-levererade energi och totala avbrottskostnader redovisas också. Dock har inga utförliga analyser av hur dessa förhåller sig till faktiska elnäts icke-levererade energi och avbrottskostnader gjorts. Det finns nämligen inga inrapporterade värden att jämföra med då dessa bygger på antaganden om effektbehov under avbrottstiden.

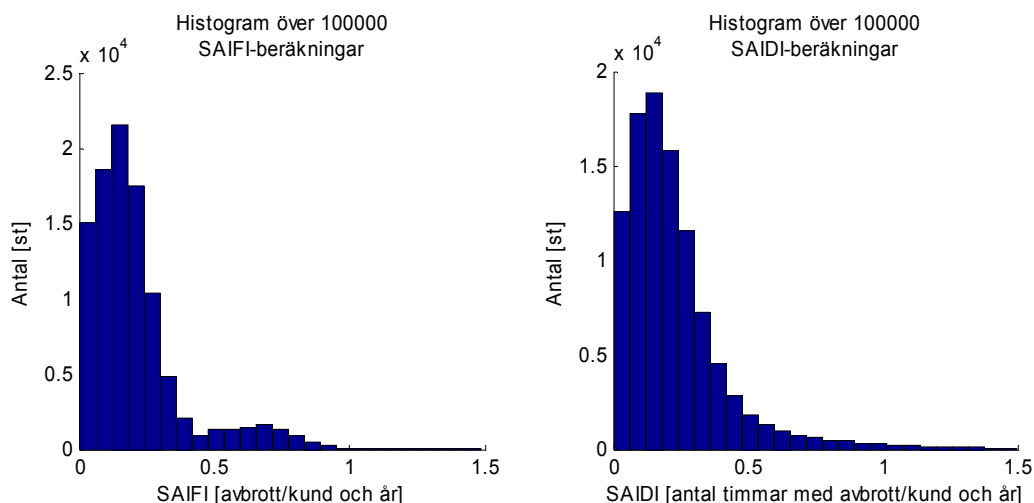
En granskning av hur tillförlitligheten beror av de olika typerna av fel har även gjorts. Till sist har en granskning av tillförlitlighetsindexens känslighet för förändringar i indata för felintensiteter gjorts, för att ge en ökad inblick i vilka faktorer som främst påverkar nätens tillförlitlighet.

5.1 Tätort

5.1.1 Testnätets avbrottsfrekvens och avbrottstid

För analysen av testnätets tillförlitlighet gjordes 100000 simuleringar om vardera ett år. Tillförlitlighetsindex och avbrottskostnader beräknades för

dessa simuleringar. I *figur 5.1* anges SAIFI och SAIDI för tätortsnätet i form av histogram. Medelvärde och standardavvikelse för SAIFI, SAIDI, CAIDI och ASAI visas i *tabell 5.1*. CAIDI är den genomsnittliga avbrottslängden för ett fel och ASAI är ett värde mellan 0 och 1 som beskriver nätets tillförlitlighet som helhet. Båda dessa kan beräknas ur indexen SAIFI och SAIDI.



Figur 5.1 Histogram över SAIFI och SAIDI för 100 000 simulerade år för testnätet för tätort. I genomsnitt drabbas en kund i testnätet årligen av 0,32 avbrott varande under 0,19 timmar.

	EI	Testnätet	
	Medelvärde	Medelvärde	Standardavvikelse
SAIFI	0,325	0,210	0,183
SAIDI	0,306	0,232	0,222
CAIDI	-	1,11	0,422
ASAI	-	0,999974	2.53e-005

Tabell 5.1 Medelvärden och standardavvikelser för 100 000 SAIFI- och SAIDI-beräkningar jämfört med medelvärden för inrapporterande elnätsföretag (EI, 2007) under 2002-2004, samt 2006.

Resultaten från testnätet visar att överensstämmelsen mellan testnätets tillförlitlighet och vad som framkommer i EI:s statistik är någorlunda god. Testnätets värden för SAIFI och SAIDI når ca 70% av EI:s motsvarande värden. Skulle EI:s siffror justeras genom att ta bort inverkan av lågspänningsnäten skulle överensstämmelsen bli bättre. Bedömningar varierar av hur stor denna inverkan är, men enligt statistik från DARWin handlar det för år 2006 om cirka fem procent (Tapper, 2007).

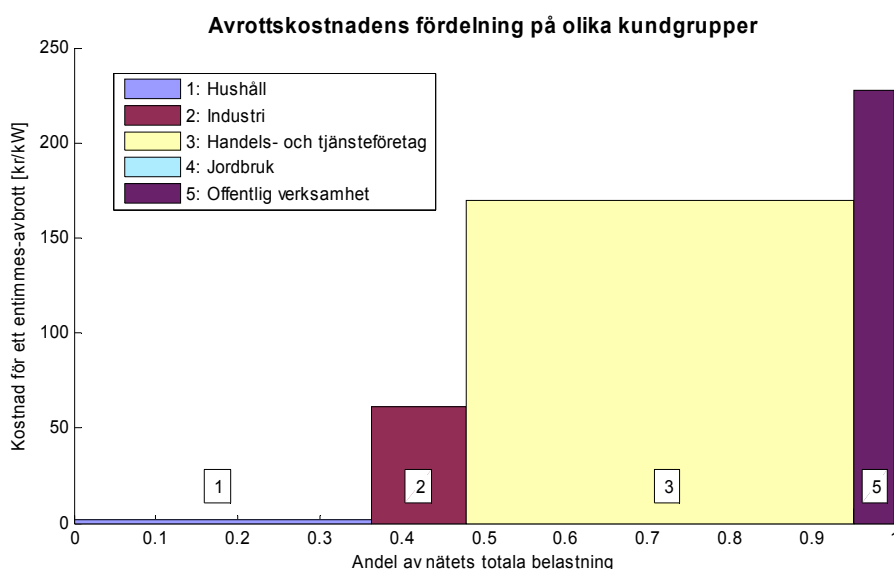
Slutsatsen är att kunderna i testnätet drabbas av något för få avbrott. Avbrottens längd stämmer väl med som rapporterats in till EI. En möjlig orsak till att avbrottsfrekvensen är för låg är att de felintensiteter som använts i testnätet varit för låga. En annan tänkbar förklaring till en del av skillnaden är att varje enskilt komponentfel i de faktiska näten drabbar en större del av

nätens kunder än de gör i testnäten. Detta avgörs genom hur felens verkningar modelleras och hur testnätets struktur ser ut.

Det är dock viktigt att komma ihåg att grunden för jämförelsen är rapporter från elnätsföretag som helhet, och att ingen analys av alla däri ingående nät har gjorts. Bland de företag som klassats som tätortsföretag är det troligt att det förekommer enskilda nät med landsbygdsstruktur, och därigenom troligtvis lägre tillförlitlighet.

5.1.2 Icke-levererad energi och avbrottskostnad

En granskning av hur testnätets totala avbrottskostnad är sammansatt har även gjorts baserat på kundkategoriernas genomsnittliga förbrukning och kostnad för ett en timme långt avbrott. Den åskådliggörs i *figur 5.2* och visar att handels- och tjänsteföretag dominerar kostnadsbilden.



Figur 5.2 Avbrottskostnadens fördelning på olika kundtyper för ett en timme långt avbrott. Staplarnas area representerar andelen av total kostnad. Handels- och tjänsteföretag dominerar kostnadsbilden, mycket på grund av den höga kostnaden per utebliven kW. Figuren är baserad på de värden som givits som indata till modellen, och bygger inte på simuleringar.

Till stor del beroende på den höga kostnaden per utebliven kW blir handels- och tjänsteföretagens del av nätets totala avbrottskostnad cirka 81 % vid ett en timme långt avbrott. Offentlig verksamhet står för ungefär 11% av kostnaden, och för denna kategori används siffror för kostnaden som inkluderar externa kostnader; uppskattade kostnader för allmänheten. Den tredje största kostnadsposten står industrin för med cirka 7%, medan hushållen trots stor förbrukning inte ens bidrar med en procent till den totala kostnaden.

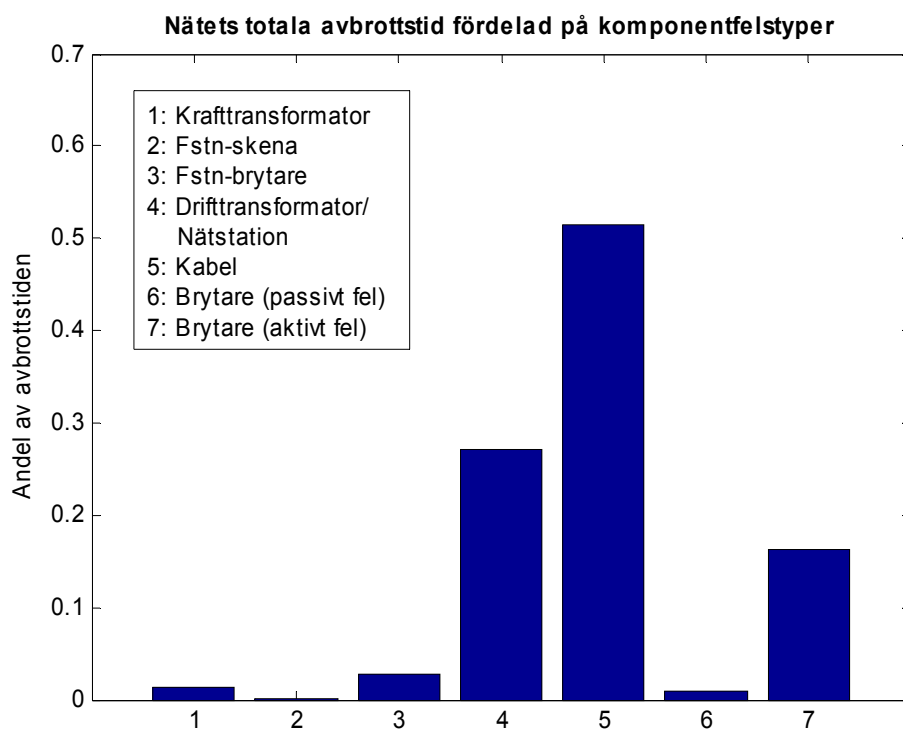
Det har visat sig svårt att hitta relevanta siffror att jämföra detta resultat med, men vi kan åtminstone konstatera att modellens kostnadsberäkningar är

känsliga för förändringar i belastnings- eller kostnadsdata i kundgruppen handels- och tjänsteföretag. Den normaliserade avbrottskostnaden ökar olika snabbt med avbrottets längd för de olika kundgrupperna. Därför skulle bilden som målats upp i *figur 5.2* se något annorlunda ut för ett långt avbrott på exempelvis 24 timmar.

Kostnadberäkningarna baseras på uppskattade kostnader från Carlssons och Martinssons studie (2006), vilka ska representera ett "worst case-scenario" för de tillfrågade; de uppmanades bedöma kostnaderna för ett avbrott som inträffar vid sämsta möjliga tidpunkt. Det är troligt att kostnadsbilden för ett avbrott i testnätet skulle se annorlunda ut om istället en studie för avbrott vid flera olika tidpunkter legat till grund för testnätets indata.

5.1.3 De olika feltypernas bidrag till avbrottstiden

En analys av hur olika sorters fel bidrar till testnätets totala tillförlitlighet gjordes också. I *figur 5.3* redovisas sju feltypers relativa bidrag till kundavbrottstiden.



Figur 5.3 Testnätets otillgänglighet fördelad på sju feltyper. Fel som drabbar kablar har störst påverkan på nätets funktion.

Analysen ger vid handen att kabelfel får en dominerande inverkan på nätets tillförlitlighet. Över hälften av nätets kundavbrottstimmar orsakas av den sortens fel. Detta stämmer väl överens med synpunkter från referensgruppen (referensgruppsmöte, 2008). Kundavbrottstiden kan ses som produkten av

felintensitet och genomsnittlig åtgärdsdåtid för felet, och det medför vissa slutsatser kring hur testnätet fungerar med avseende på vissa enskilda parametrar. Till exempel kan slutsatsen dras att testnätets tillförlitlighet är känslig för förändringar i kablarnas felintensitet samt omkopplingstid.

5.1.4 Beräkningarnas känslighet för förändringar i indata

De olika parametrarna i modellens indata påverkar nätets tillförlitlighet olika mycket. För att ge en god bild av modellens funktion redovisas därför känslighetsanalyser för några parametrar. De har utförts genom att förändra indata på ett bestämt sätt, och sedan analysera påverkan på de slutliga tillförlitlighetsvärdena för nätet. De parametrar som valts är felintensiteterna för de två dominerande felen; kabelfel och nätstationsfel, samt omkopplingstiden för samtliga omkopplingar i nätet och nätstationernas lagningstid. Förändringarnas storlek är +/- 10% respektive +/- 50%, och känslighetsanalyserna görs för 1000 simuleringar vardera.

Felintensiteter

Det sorts fel som påverkar kundavbrottstiden mest är kabelfel. I *tabell 5.2* redovisas hur förändringar i kablarnas felintensitet påverkar testnätet.

Kabel (felintensitet)	+ 10%	- 10%	+ 50%	- 50%
SAIFI [fel/kund och år]	7 %	-6 %	27 %	-28 %
SAIDI [h/kund och år]	8 %	-6 %	24 %	-25 %
CAIDI [h/fel]	-1 %	-3 %	-4 %	2 %
AENS [kW/kund och år]	9 %	-7 %	24 %	-26 %

Tabell 5.2 Testnätets känslighet för förändringar i kablarnas felintensitet.

De uppmätta förändringarna är väntade; kabelfelen stod för drygt hälften av total kundavbrottstid och vid 50-procentiga förändringar i felintensiteten blir genomslaget i testnätets tillförlitlighet ungefär 25%. Att förändra kabellängden får i modellen samma effekt som att förändra felintensiteten eftersom denna anges i *fel per km och år*.

Nätstation (felintensitet)	+ 10%	- 10%	+ 50%	- 50%
SAIFI [fel/kund och år]	1 %	-1 %	8 %	-10 %
SAIDI [h/kund och år]	1 %	-1 %	12 %	-14 %
CAIDI [h/fel]	-2 %	-2 %	1 %	-7 %
AENS [kW/kund och år]	0 %	-2 %	10 %	-14 %

Tabell 5.3 Testnätets känslighet för förändringar i nätstationernas felintensitet.

Testnätets näst största källa till kundavbrottstid var fel i nätstationer/drifttransformatorer. Även resultaten i *tabell 5.3* var väntade; en 50-procentig förändring i felintensiteten ger ett utslag omkring på 12%.

Åtgärdstider

För testnätet i tätort används samma omkopplingstid för alla typer av fel. I *tabell 5.4* redogörs för hur förändringar i denna omkopplingstid påverkar nätets tillförlitlighet.

Omkopplingstid	+ 10%	- 10%	+ 50%	- 50%
SAIFI [fel/kund och år]	-1 %	0 %	-4 %	-4 %
SAIDI [h/kund och år]	11 %	-6 %	36 %	41 %
CAIDI [h/fel]	11 %	-8 %	39 %	39 %
AENS [kW/kund och år]	11 %	-7 %	39 %	42 %

Tabell 5.4 Testnätets känslighet för förändringar i omkopplingstiden.

Resultaten i *tabell 5.4* pekar ut omkopplingstiden som en mycket viktig parameter för nätets totala tillförlitlighet. Förändringar i denna parameter slår till mycket stor del igenom i slutresultatet. Detta är naturligt då fel i nätstationer är de enda fel i modellen som kräver lagning för att kunder ska få tillbaka strömmen efter avbrott; annars räcker det med omkoppling. Ändringar för SAIFI i både *tabell 5.4* och *5.5* beror på slumpmässiga avvikelser i de få simuleringar som genomförts.

Nätstation (lagningstid)	+ 10%	- 10%	+ 50%	- 50%
SAIFI [fel/kund och år]	-1 %	-1 %	0 %	1 %
SAIDI [h/kund och år]	0 %	-3 %	7 %	-7 %
CAIDI [h/fel]	-1 %	-3 %	5 %	-10 %
AENS [kW/kund och år]	1 %	-5 %	7 %	-6 %

Tabell 5.5 Testnätets känslighet för förändringar i nätstationernas lagningstider.

Tabell 5.5 visar att nätstationernas lagningstid inverkar på testnätets tillförlitlighet, dock inte lika mycket som omkopplingstiden.

Det samlade resultatet av känslighetsanalyserna för testnätet för tätort säger att omkopplingstiden är den enskilda parameter som har störst inverkan på beräkningarna av hela nätets tillförlitlighet. Den enda andra åtgärdstid som betyder något är lagningstiden för nätstationer. De olika felintensiteternas inverkan går att utläsa redan i *figur 5.3* där de olika sorternas fel och deras respektive påverkan på total kundavbrottstid beskrivs. Resultaten av känslighetsanalysen pekar i samma riktning; kabelfelen har störst inverkan på nätets tillförlitlighet, därefter kommer fel i nätstationer/drifttransformatorer.

5.1.5 Samtidiga fel

Aspekten med samtidiga fel som samverkar till "extra" stora konsekvenser för kunderna har förenklats på två sätt, eller från två utgångspunkter, under detta arbete. Först bedömdes det rimligt att förenkla testnätets uppbyggnad till de rena slingor som nu ingår, där enbart en alternativ matningsväg erbjuds vid fel, och som alltså inte erbjuder skydd mot denna typ av samtidiga händelser. En av utgångspunkterna för denna förenkling var att sådana händelser var ovanliga och att det inte skulle betyda så mycket för testnätets tillförlitlighet som helhet. Nätets tillförlitlighet skulle alltså

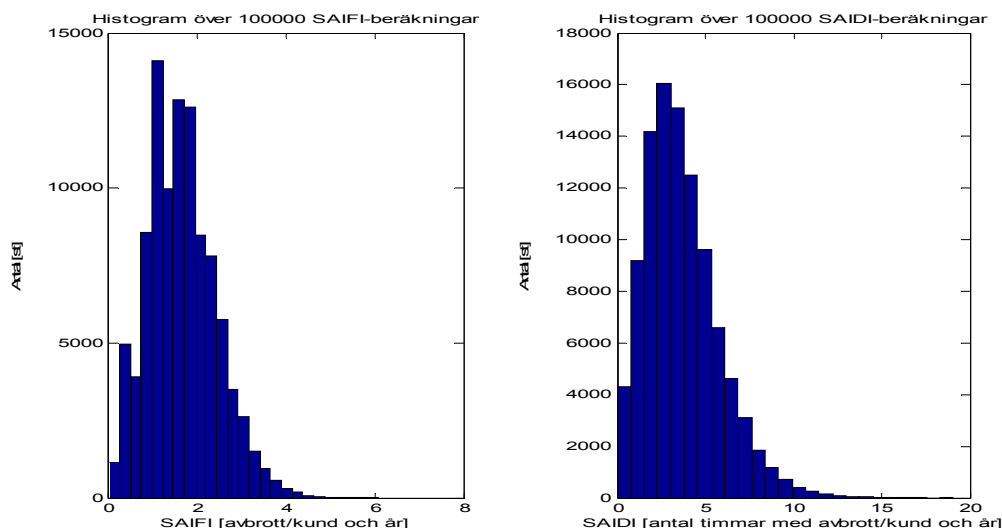
fortfarande gå att jämföra med verkliga näts prestanda, trots att tillförlitligheten eventuellt skulle dras ned något genom saknad av ytterligare redundans.

Den andra förenklingen av denna aspekt rör sättet att beräkna felens konsekvenser. Algoritmen som använts ser endast till ett fel i taget, och tar ingen hänsyn till om konsekvenserna av samtidiga fel blir större än summan av konsekvenserna av de enskilda felen. Det är möjligt att implementera samtidiga fel genom att definiera dessa som en särskild händelse, men detta har inte gjorts vid analysen av testnätet. Denna förenkling innebär att det befintliga testnätets tillförlitlighet kommer att överskattas något, då samverkande fel leder till längre strömbavbrott. En överslagsräkning (se *bilaga 5* för utförligare beskrivning) ger dock att den årliga avbrottstiden per kund (SAIDI) skulle bli mindre än en procent längre om en mer noggrann metod att beräkna felens konsekvenser användes.

5.2 Landsbygd

5.2.1 Testnätets avbrottsfrekvens och avbrottstid

Hundratusen årsvisa simuleringar genomfördes för testnätet för landsbygd. Medelvärde och standardavvikelse för ASAI, SAIFI, SAIDI och CAIDI för dessa simuleringar visas i *tabell 5.5*. Vidare visas även de nämnda tillförlitlighetsindexen för *Modul A* respektive *Modul B* i testnätet för landsbygd. Histogram för SAIDI och SAIFI visas i *figur 5.4*, av vilka spridningarna för de två indexen framgår.



Figur 5.4 Histogram över 100 000 årsvisa simuleringar för testnätet för landsbygd.

Tillförlitlighetsindexen för testnätet har jämförts med SAIFI och SAIDI från EI:s sammanställning av de svenska elnätsföretagens årsrapporter. Medelvärden för tillförlitlighetsindexen för elnät där kundtätheten har varit lägre än 10 kunder/km har beräknats viktat per kund för åren 2002, 2003, 2004 och 2006. Medelvärdena i *tabell 5.6* är i sin tur medelvärden av tillförlitlighetsindexen för dessa fyra år. Statistik från 2005 då stormen Gudrun härjade har inte inkluderats eftersom modellen inte omfattar extrema väderförhållanden.

	EI	Testnät Modul A+B	Testnät Modul A+B	Testnät Modul A	Testnät Modul B
	Medelvärde	Medelvärde	Standardavvikelse	Medelvärde	Medelvärde
SAIFI	1,45	1,638	0,784	1,960	1,477
SAIDI	2,75	3,673	2,095	5,018	3,002
CAIDI	-	2,243	0,842	2,560	2,033
ASAI	-	0.99958	2.3910e-004	0,99943	0,99966

Tabell 5.6 Medelvärden för SAIFI och SAIDI för åren 2002-2004 och 2006 (EI, 2007). Medelvärden och standardavvikelser för SAIFI, SAIDI och CAIDI för testnät för landsbygd. Medelvärden för SAIFI, SAIDI och CAIDI för Modul A respektive Modul B i testnät för landsbygd.

Av jämförelsen framgår att SAIFI för testnätet är något högre än motsvarande i EI:s sammanställning (2007). Vidare är SAIDI i testnätet ca 55 min längre i testnätet jämfört med motsvarande i EI:s sammanställning.

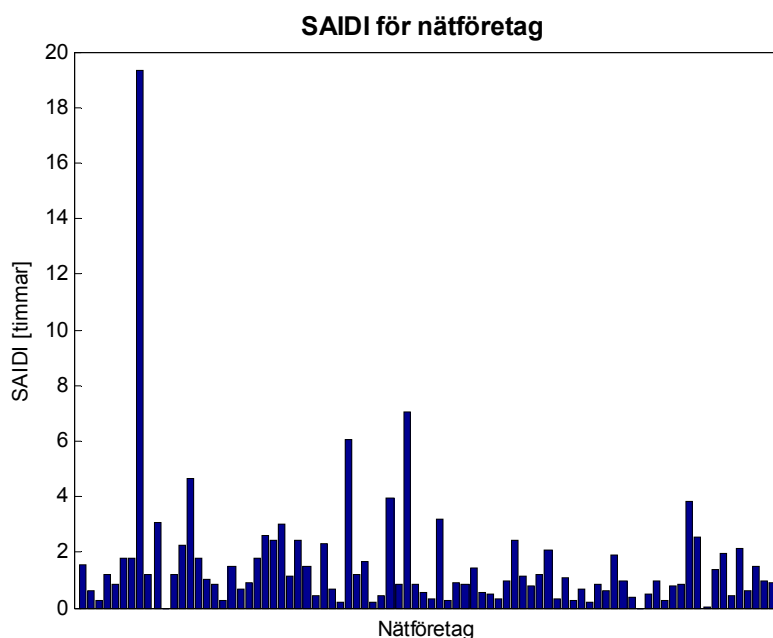
Modul A som har en radiell struktur, där möjlighet till omkoppling saknas, har betydligt längre avbrottstider än *Modul B*. *Modul B* har slingstruktur och har således omkopplingsmöjligheter. *Modul A* har betydligt längre avbrottstid än motsvarande i EI:s sammanställning medan överensstämmelsen är god för de två tillförlitlighetsindexen för *Modul B*.

Tillförlitlighetsindexen i EI:s sammanställning ska dock inte ses som facit. De kan endast ge en fingervisning om hur väl testnätets tillförlitlighetsindex stämmer överens med faktiska landsbygdsnäts tillförlitlighetsindex. Som nämns i avsnitt 2.3.2 *Statistik för svenska elnätsföretag* har elnätsföretagen i EI:s sammanställning delats in efter kundtäthet⁴ (T) för varje redovisningsenhet. Då en redovisningsenhet kan omfatta allt från glesbygdsnät till tätortsnät kan därför en liten andel tätortsnät vara inkluderad i statistiken för de redovisningsenheter som har klassificerats som landsbygd. EI:s medelvärden för SAIFI och SAIDI för redovisningsenheter som klassificeras som landsbygdsnät kan således ha blivit lägre genom att även en del tätortsnät ingår i underlaget för "landsbygdsnät", eftersom tätortsnät i regel har högre tillförlitlighet än landsbygdsnät. I *tabell 5.7* visas en sammanställning av medelvärden för SAIFI och SAIDI för åren 2002 till 2006 viktade per kund respektive viktade per redovisningsenhet.

Skillnaderna i avbrottstider (SAIDI) är stora mellan olika elnätsföretag. I *figur 5.5* visas SAIDI för redovisningsenheter med en kundtäthet lägre än 10 från

⁴ Antal kunder per km ledning.

år 2006. Av *figur 5.5* framgår det att SAIDI för flertalet elnätsföretag låg under 2,41 timmar (medelvärdet för SAIDI år 2006 i EI:s sammanställning, se *tabell 5.7*) medan enstaka elnätsföretag ökar det genomsnittliga värdet för SAIDI.



Figur 5.5 SAIDI för elnätsföretag med kundtäthet lägre än 10 (EI, 2007).

Även variationerna är stora för SAIDI vad gäller medelvärdena för olika år. Exempelvis skiljer sig medelvärdet (viktat per kund) för SAIDI med en timme mellan 2006 och 2002 (*tabell 5.7*).

När redovisningsenheter med $T < 8$ istället för $T < 10$ undersöks, stiger medelvärdena både för SAIFI och SAIDI markant. Detta bekräftar att det finns ett samband mellan kundtäthet och nätstruktur som ger utslag i nätets tillförlitlighetsindex.

År	Viktat per	2002	2003	2004	2005	2006	Medel ⁵	Medel ⁶
SAIFI (T <10)	kund	1,79	1,21	1,23	1,97	1,57	1,55	1,45
SAIDI (T <10)	kund	4,21	2,68	1,72	27,04	2,41	7,61	2,75
SAIFI (T <10)	redovisningsenhet	1,38	1,42	1,15	1,35	1,25	1,31	1,30
SAIDI (T <10)	redovisningsenhet	2,27	2,69	1,37	8,80	1,57	3,34	1,98
SAIFI (T <8)	redovisningsenhet	1,61	1,67	1,31	1,55	1,49	1,53	1,52
SAIDI (T <8)	redovisningsenhet	3,50	3,07	1,62	10,05	1,90	4,03	2,52

Tabell 5.7 SAIFI och SAIDI viktat per kund respektive viktat per redovisningsenhet för elnät där T<10. SAIFI och SAIDI viktat per redovisningsenhet för elnät där T<8 (EI, 2007).

Genom att undersöka hur SAIFI och SAIDI varierar över tiden och beroende av vilket elnät som undersökts, framträder inom vilka intervall SAIFI och SAIDI för faktiska landsbygdsnät i regel ligger. På basis av jämförelsen mellan tillförlitlighetsindexen för testnätet respektive faktiska landsbygdsnät (EI, 2007), kan det konstateras att testnätets SAIFI och SAIDI är rimliga för landsbygdsnät. Förmodligen ligger dock tillförlitlighetsindexen för testnätet för landsbygd något över motsvarande i faktiska landsbygdsnät.

5.2.2 Icke-levererad energi och avbrottskostnad

Den icke-levererade energin (AENS) i nätet visas i *tabell 5.8*.

	Testnät Modul A+B	Testnät Modul A+B	Testnät Modul A	Testnät Modul B
	Medelvärde	Standardavvikelse	Medelvärde	Medelvärde
AENS	7,041	4,208	9,401	5,854

Tabell 5.8 Icke-levererad energi för testnät för landsbygd.

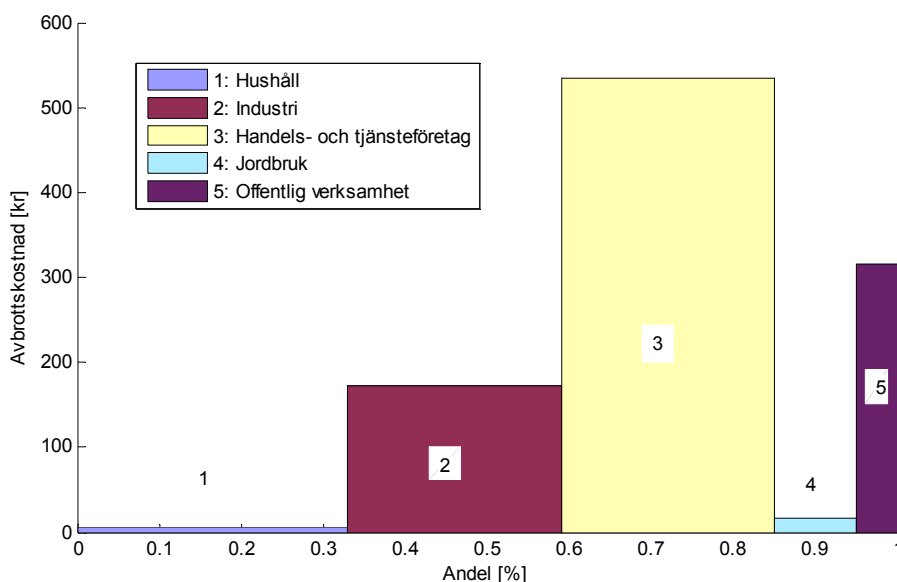
Den icke-levererade energin är starkt korrelerad till nätets avbrottstid (SAIDI). För att beräkna avbrottets kostnad multipliceras den efterfrågade effekten med den normerade avbrottskostnaden för respektive kundkategori.

I *figur 5.6* visas hur den totala avbrottskostnaden för ett tre timmar långt elavbrott fördelas mellan testnätets kundkategorier. En kundkategoris andel av den totala avbrottskostnaden har beräknats genom att multiplicera kundkategorins förbrukningsandel med denna kategoris avbrottskostnad för avbrott som varar i tre timmar. Av figuren framgår att kunderna i kategorin

⁵ Medelvärde för åren 2002-2006.

⁶ Medelvärde för åren 2002-2004 och 2006.

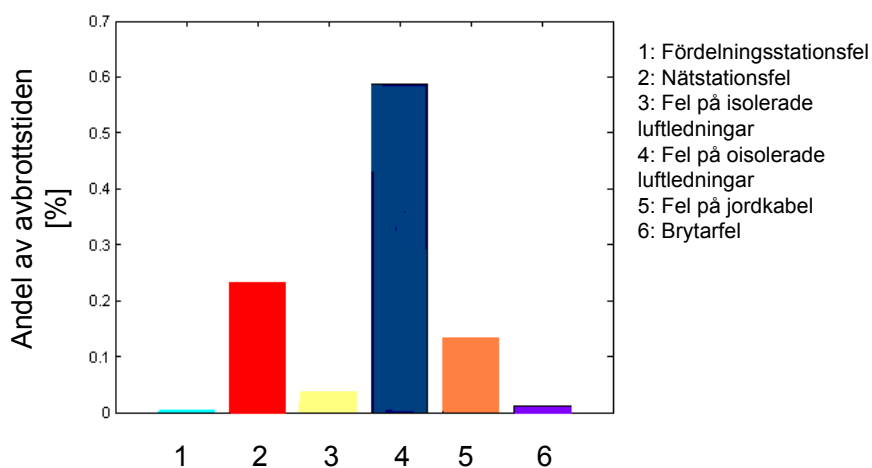
handels- och tjänsteföretag står för drygt 65 % av den totala avbrottskostnaden.



Figur 5.6 Figuren visar hur den totala avbrottskostnaden för ett elavbrott fördelas mellan testnätets kundkategorier.

5.2.3 Feltypernas bidrag till avbrottstiden

I figur 5.7 visas feltypernas bidrag till testnätets SAIDI.



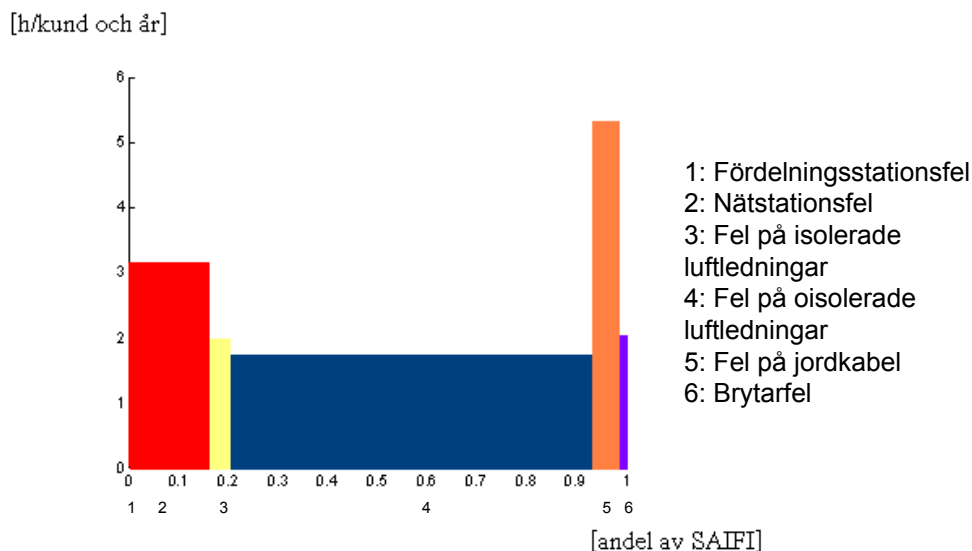
Figur 5.7 Feltypernas bidrag till testnätets SAIDI.

Figur 5.7 visar att det största bidraget till SAIDI kommer från fel hos oisolerade luftledningar, vilket var väntat. Ledningsfelen står tillsammans för

över 75 % av modellens SAIDI. Fel i nätstationer står för drygt 20 % av bidraget till SAIDI.

I *figur 5.8* visas hur de olika felen bidrar till SAIDI genom att den visar feltypernas genomsnittliga kundavbrottstid som höjden på motsvarande stapel och feltypernas andel av de fel per år som drabbar en kund som bredden på motsvarande stapel. Feltypernas procentuella bidrag till SAIDI utgörs av stapelns area. SAIDI kan beräknas utifrån figuren om man känner till nätets SAIFI. Byts enheten i figurens horisontella axel ut mot SAIFI skulle arean av staplarna beskriva feltypernas bidrag till SAIDI i timmar.

Som framgår av *figur 5.8* resulterar en ökning av felintensiteten hos nätstationer och jordkabel i att SAIDI ökar mycket, främst för att höjden hos dessa komponenters staplar är hög. Den största bredden har stapeln för de oisolerade luftledningarna. Dessa bidrar mycket till avbrottstiderna eftersom de har en hög felintensitet.



Figur 5.8 Höjden= feltypernas genomsnittliga kundavbrottstid. Bredden= feltypernas andel av de fel per år som drabbar en kund. Fördelningsstationsfelen syns inte i grafen då deras andel av de totala felen är mycket liten.

Höjden på staplarna (genomsnittlig kundavbrottstid för feltypen) i *figur 5.8* beror främst av:

- Nätets redundans.
- Reparationstiderna och omkopplingstiderna.
- Antalet franskiljare och deras placering i nätet.

Bredden hos staplarna (feltypernas andel av SAIFI) i *figur 5.8* beror främst av:

- Testnätets felintensiteter.
- Ledningslängd (multipliceras med felintensiteterna och påverkar på så sätt nätets totala felintensitet).
- Antalet komponenter (inklusive ledningar) per fack.
- Om övergående fel inkluderas eller inte.

Ändringar i ovan nämnda parametrar som påverkar bredden eller höjden hos staplarna ger utslag i SAIDI och ibland även i SAIFI. I avsnitt 5.2.4 *Analys av parametrar som bidrar till CAIDI och SAIDI* och 5.2.5 *Analys av parametrar som bidrar till SAIFI, SAIDI och CAIDI* genomförs känslighetsanalyser för parametrarna.

5.2.4 Analys av parametrar som bidrar till CAIDI och SAIDI

Som visades i avsnitt 5.2.1 *Testnätets avbrottsfrekvens och avbrottstid* är testnätets avbrottstider något högre än i faktiska nät (*tabell 5.5*). Hur länge ett fel genomsnittligt varar (CAIDI), beror främst av reparationstiderna och omkopplingstiderna i nätet men även av exempelvis nätets redundans och möjligheterna till omkoppling. Möjligheterna till omkoppling beror i sin tur av antalet frånskiljare och deras placering i nätet. Har nätet redundans och omkopplingsmöjligheterna är goda, kan antalet kunder som blir utan el under reparationstiden begränsas. Eftersom omkopplingstiderna i regel är kortare än reparationstiderna, bidrar redundans och goda omkopplingsmöjligheter till att CAIDI minskar. Nätets CAIDI beror även av nätets felintensiteter. En ökning av felintensiteten hos exempelvis nätstationer och/eller jordkabel resulterar i att CAIDI ökar. En ökning av felintensiteten för oisolerade luftledningar leder däremot till en minskning i CAIDI eftersom felen hos oisolerade luftledningar har relativt korta lagningstider.

SAIDI påverkas inte bara av de parametrar som bestämmer CAIDI. En ökning i felintensiteten hos oisolerade luftledningar leder till en minskning i CAIDI men till en ökning i SAIDI. Detta beror på att den totala avbrottstiden per år ökar, då antalet fel i testnätet blir fler.

I *tabell 5.9* har känslighetsanalyser genomförts för två av de ovan nämnda parametrarna.

	SAIDI	Ändring i SAIDI (%)
Dubbelt så långa reparationstider	6,08	66
Dubbelt så långa omkopplingstider	4,99	36

Tabell 5.9 Känslighetsanalys för parametrar som påverkar SAIDI.

I tabellens första rad har reparationstiderna i testnätet dubblerats. Detta ger en betydande ökning av testnätets SAIFI och CAIDI medan SAIFI förblir opåverkad. Detsamma gäller om man dubblerar omkopplingstiderna.

5.2.5 Analys av parametrar som bidrar till SAIFI, SAIDI och CAIDI

Testnätets tillförlitlighetsindex är mycket känsliga för ändringar i felintensiteterna. Kopplingen mellan SAIFI och testnätets felintensiteter är tydlig; när felintensiteterna ökar, ökar även felfrekvensen i testnätet. Vid ändringar av felintensiteterna påverkas även SAIDI. Som nämnts i avsnitt 5.2.4 *Analys av parametrar som påverkar CAIDI och SAIDI* beror detta på att den totala avbrottstiden ökar, när antalet fel per år ökar. En direkt följd av att testnätets tillförlitlighetsindex är känsliga för ändringar i felintensiteterna, är att de även är känsliga för ändringar av ledningslängden hos nätet och för andelen oisolerad luftledning, isolerad luftledning och jordkabel i nätet. Ledningarnas felintensitet beräknas nämligen genom att ledningslängden multipliceras med felintensiteten per km för den aktuella ledningstypen. Även CAIDI i nätet påverkas av ändringar i felintensiteterna (se 5.2.4 *Analys av parametrar som påverkar CAIDI och SAIDI*).

I *tabell 5.10* visas vilka utslag ändringar av felintensiteterna i testnätet ger för SAIFI och SAIDI. Ändringar i felintensiteten för oisolerade luftledningar ger störst utslag i SAIFI och SAIDI, då andelen oisolerad luftledning är störst bland ledningstyperna och för att den ursprungliga felintensiteten är hög hos dessa. Felintensiteten för de oisolerade ledningarna i "Underlag för nätplanering" (Vattenfall, 2005) är 0,17 fel/km och år medan man i "A reliability testsystem for educational purposes" (Allan m.fl., 1991) uppger felintensiteten 0,065 fel/km och år. I modellen används felintensiteten 0,123 fel/km och år (He, 2007). Ändringar i felintensiteten hos oisolerad luftledning ger stora utslag i SAIFI och SAIDI. Majoriteten av alla luftledningsfel är väderrelaterade. Det betyder att variationer i nätstrukturen ibland ger mindre variationer hos SAIFI och SAIDI än vädrets variationer, förutsatt att andelen oisolerad luftledning förblir oförändrad.

Vidare ger dubbleringar av brytarnas och fördelningsstationernas felintensiteter endast marginell effekt på SAIFI och SAIDI.

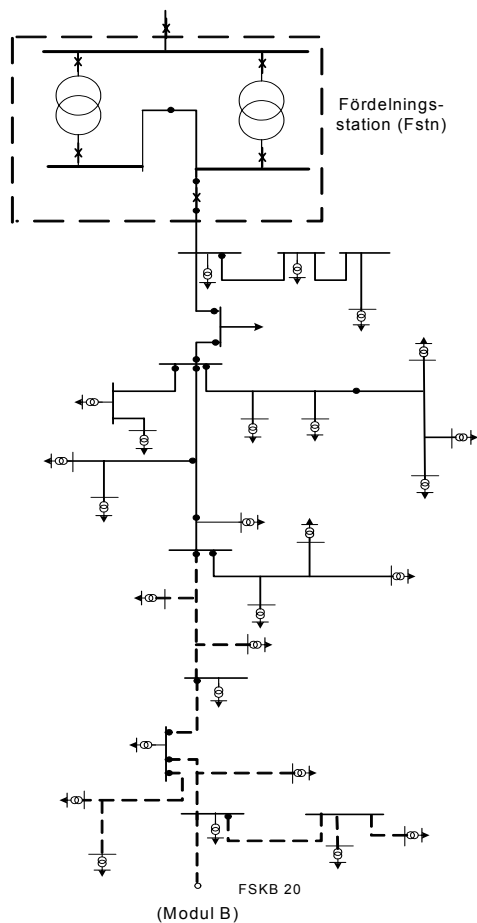
	Ur-sprunglig fel-intensitet i testnätet	Förändrad felintensitet	SAIFI	SAIDI	Ändring i SAIFI (%)	Ändring i SAIDI (%)
Oisolerade luftledningar	0,123	0,17	2,18	4,65	33	27
Oisolerade luftledningar	0,123	0,1107	1,54	3,50	-6	-5
Oisolerade luftledningar	0,123	0,065	1,12	2,79	-32	-24
Isolerade luftledningar	0,03	0,06	1,74	3,87	6	5
Jordkabel	0,019	0,005	1,62	3,48	-1	-5
Jordkabel	0,019	0,038	1,74	4,29	6	17
Brytare	-	dubbleras	1,68	3,76	2	2
Nätstationer	0,0155/ 0,02	dubbleras	1,91	4,65	16	27
Fördelningsstationer	-	dubbleras	1,68	3,70	2	1

Tabell 5.10 Procentuell ändring i förhållande till testnätets ursprungliga värden för SAIFI och SAIDI när felintensiteterna ändras.

I *tabell 5.11* visas vilka utslag en dubblering respektive halvering av ledningslängden i testnätet ger för SAIFI och SAIDI. Resultat av simuleringarna bekräftar att ledningslängden i näten har en avgörande betydelse för elnätens tillförlitlighet.

	SAIFI	SAIDI	Procentuell ändring i SAIFI	Procentuell ändring i SAIDI
Dubblering av ledningslängden i nätet	3,05	6,51	86	77
Halvering av ledningslängden i nätet	1,02	2,47	-38	-33

Tabell 5.11 Procentuell ändring i förhållande till testnätets ursprungliga värden för SAIFI och SAIDI när ledningslängden dubbleras respektive halveras.



Figur 5.9 Modul B, version 2.

Relationen mellan exempelvis kunder per nätstation och ledningslängd per kund som beräknats baserat på EI:s sammanställning av de svenska elnätsföretagens årsrapporter (*tabell 2.5.*), antas vara riktiga eftersom de bygger på verkliga värden. En parameter som har stor effekt på testnätets tillförlitlighet och som inte är given av EI:s sammanställning, är hur många komponenter (inklusive ledningar) det finns per fack. Nätstrukturen i *Modul B* ändras genom att den öppna frånskiljaren flyttas. Eftersom brytaren utlöses vid ett fel i nätet, blir alla till facket hörande kunder strömlösa. De drabbas gemensamt av alla fel i facket. Därför ger ändringar i antalet komponenter i ett fack mycket stora utslag i SAIFI och SAIDI.

I *figur 5.9* har en av fördelningsstationerna för *Modul B* ersatts med en öppen frånskiljare. Genom den öppna frånskiljaren, FSKB20, har *Modul B* obegränsade möjligheter till reservmatning. Den öppna frånskiljaren i den ursprungliga *Modul B* har tagits bort. I *tabell 5.12* visas resultat av simuleringen för nya *Modul B* i *figur 5.9*.

	SAIFI, Modul B	SAIDI, Modul B	Procentuell ändring i SAIFI	Procentuell ändring i SAIDI
Ändring enligt figur 5.9	2,58	4,18	75	39

Tabell 5.12 Modul B med ändring enligt figur 5.9.

I svensk elnätsstatistik ingår i regel inte avbrott kortare än tre minuter. Faktiska landsbygdsnät drabbas dock ofta av sådana övergående fel. Dessa avhjälpes genom att återinkopplingsautomatik är installerad. Skulle denna typ av fel inkluderas i testnätet för landsbygd, skulle det ge stort utslag i SAIFI och CAIDI. I *tabell 5.13* visas en simulering av *Modul A* där övergående fel inkluderas. Felintensiteterna för övergående fel har hämtats från Allan m.fl. (1991). Som väntat blir SAIFI betydligt högre än i det ursprungliga *Modul A*.

	SAIFI, Modul A	SAIDI, Modul A	Procentuell ändring i SAIFI	Procentuell ändring i SAIDI
Med återinkopplingsautomatik	4,21	5,00	115	1

Tabell 5.13 Modul A med övergående fel.

6 Slutsatser

Syftet med projektet har varit att ta fram två testnät, ett för tätort och ett för landsbygd, som är representativa för svenska distributionsnät på mellanspanningsnivå. Vidare har näten implementerats i Matlab så att analyser av tillförlitlighet och avbrottskostnad kan göras. En diskussion kring hur väl implementeringen i Matlab fungerar finns i *bilaga 6*.

6.1 Hur representativa är testnäten?

I avsnitten nedan diskuteras testnätens representativitet. Inom följande områden är det tveksamt om testnäten är representativa för svenska elnätSFörhållanden:

- Komponenternas felintensiteter och åtgärdstider har företrädesvis hämtats från källor som beskriver svenska förhållanden och som baseras på ett så stort underlag som möjligt. I vissa fall har det dock varit nödvändigt att frångå denna linje. Dessutom finns stora skillnader mellan olika källor vad gäller dessa parametrar.
- Det finns utrymme för vidare analys av testnätens belastningsprofiler och medelårseffekter. Hur väl belastningens fördelning mellan kundkategorierna stämmer kan undersökas ytterligare. Vidare baserar sig de nuvarande belastningskurvorna i modellen på en rapport från 1991. Även om kurvorna uppdaterats med aktuella årsmedeleffekter får det anses vara aktuellt med uppdateringar av kurvorna som helhet.

6.1.1 Testnätet för tätort

Testnätet för tätort består av en fördelningsstation och därunder liggande mellanspanningsnät inklusive nätstationer. Nätet saknar anslutningar till andra distributionsnät, anslutningar som är relativt vanliga i faktiska nät. Testnätet får dock som helhet anses representativt för svenska tätortsnät. Vid en jämförelse med de elnätSFöretag som har högst kundtäthet i Sverige enligt Energimarknadsinspektionens (EI:s) sammanställning, och som motsvarar cirka 24 % av elkunderna, fann vi att testnätet någorlunda väl motsvarade dessa med avseende på tillförlitlighet. Avbrottsfrekvens och avbrottstid för testnätet låg båda något under genomsnittet för dessa företag sett över de senaste åren. Skillnaderna kan dock till en del förklaras av inverkan från lågspänningsnät och av eventuell förekomst av landsbygdsnät i EI:s underlag. Av de komponentfel som drabbar testnätet ger kabelfelen de absolut största bidragen, både till total felfrekvens och till kundavbrottstid, vilket stämmer väl med bilden av faktiska distributionsnät för tätort.

Nätets storlek med avseende på antal kunder, belastning och antal fack anser vi motsvara vad som faktiskt förekommer. Också antalet komponenter, kabellängd och kopplingsstruktur är trots vissa förenklingar representativa för

svenska distributionsnät, särskilt när syftet är att beräkna nätets tillförlitlighet och avbrottskostnad.

6.1.2 Testnätet för landsbygd

Fördelningsstationerna i testnätet för landsbygd har endast ett respektive två fack. I faktiska elnät matar vanligtvis fördelningsstationen flera utgående ledningar. I övriga avseenden och i sin helhet är förmodligen testnätet för landsbygd representativt för svenska landsbygdsnät.

Enligt EI:s sammanställning har elnätsföretag med en kundtätthet som är lägre än 10 kunder per km ledning drygt 50 % av de svenska elkunderna. Av dessa landsbygdkunder är drygt 80 % abonnenter hos elnätsföretag med kundtätthet mellan 6,25 och 10 kunder per km ledning.

Testnätets SAIFI och SAIDI var något högre än motsvarande i EI:s sammanställning. Detta är helt i sin ordning eftersom "landsbygdsunderlaget" för EI:s sammanställning förmodligen innehåller en liten andel tätortsnät som gör medelvärdena för indexen lägre än vad de skulle ha varit för renodlade landsbygdsnät (se avsnitt 5.2.5 *Analys av parametrar som bidrar till SAIFI, SAIDI och CAIDI*). Modul B är mer representativ än Modul A för landsbygdsnät med högre kundtätthet. Emellertid är Modul A i testnätet för landsbygd förmodligen mera representativ för sådan landsbygd där kundtättheten är låg.

Ett viktigt resultat är att ledningslängden per fack kraftigt påverkar nätets tillförlitlighet. Förutsatt att relationen mellan exempelvis kunder per nätstation och ledningslängd per kund som beräknats baserat på EI:s sammanställning av de svenska elnätsföretagens årsrapporter (*tabell 2.5*) antas vara oförändrad, innebär en sänkning av medelbelastningen per fack (antalet kunder) att även ledningslängden och antalet nätstationer per fack minskar. Simuleringen på den förändrade Modul B i *figur 5.9*, där ledningslängden per fack nästan fördubblades, ger mycket stora utslag i nätets tillförlitlighetsindex. I detta fall är alltså ledningslängden per kund densamma som i ursprungliga Modul B. Det som ger utslag i tillförlitlighetsindexen är således ändringar i parametern ledningslängd per fack och inte parametern ledningslängd per kund.

Fel hos oisolerade luftledningarna står för majoriteten av felen i nätet. Ändringar i ledningslängd, felintensitet och reparationstid/omkopplingstid för de oisolerade luftledningarna ger således stora förändringar i nätets tillförlitlighet. Det finns stora variationer i källorna för felintensitet hos oisolerade luftledningarna. Beroende på vilken källa som utnyttjas får man stora utslag i tillförlitlighetsindexen. De faktiska felintensiteterna hos dessa ledningar varierar också mycket kraftigt därför att de är så väderberoende. För att kunna avgöra hur representativt ett testnät är, är det nödvändigt att noggrant kartlägga de faktiska elnätens felintensiteter. På basis av värden hos felintensiteter som man nationellt är överens om, skulle man kunna få fram mera jämförbara tillförlitlighetsindex.

6.2 Förslag till förbättringar

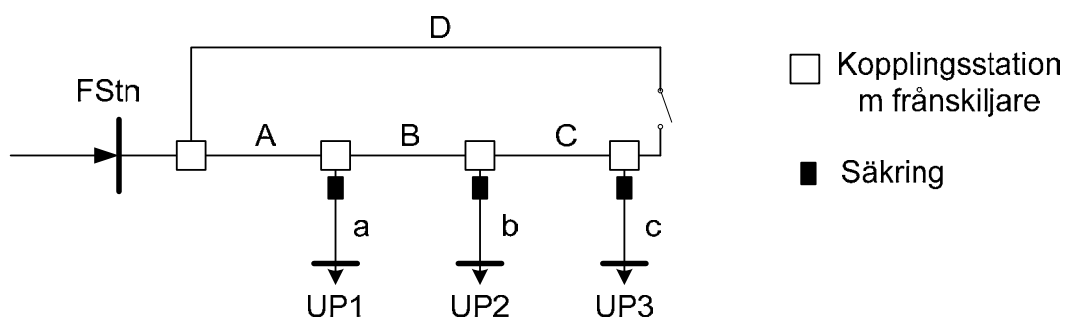
Felstatistiken i DARWin ska i framtiden bli mer detaljerad och även komma att innefatta kortvariga avbrott. Elnätsföretagens årsrapporter till EI kommer även att bli mer detaljerade från och med 2010 (Tapper, pers. komm., 2008). En förbättring vad gäller testnäten vore därför att successivt uppdatera felstatistiken i testnätet med felstatistik från DARWin. Att införa övergående fel i nätet med hjälp av framtida DARWin-statistik kan också vara aktuellt. Ytterligare ett utvecklingsområde är att anpassa testnäten för att undersöka hur elnäts tillförlitlighet påverkas av ogynnsamma väderförhållanden. Detta är särskilt aktuellt för testnätet för landsbygd, då vädret har stor inverkan på landsbygdsnäts tillförlitlighet.

För närvarande pågår omfattande investeringar i modern mätutrustning som möjliggör lagring av timvärden för hushålls effektuttag (Badano, 2007). Inom en snar framtid bör det därför finnas detaljerad information om hushållskundernas belastningsprofiler, vilka säkerligen kan användas till att uppdatera modellens belastningskurvor. Vidare sammanställer för tillfället även Svensk Energi en rapport om svenska hushålls förbrukning. Att anpassa modellens belastningskurvor för hushållskunder efter värdena i denna, är en förbättring som eventuellt kan göras.

7 Bilagor

7.1 BILAGA 1: Räkneexempel på elsystems tillförlitlighet

I klargörande syfte presenteras här hur tillförlitlighetsindex kan beräknas för ett elsystem. Elsystemet visas i *figur 7.1*, och består av tre så kallade uttagspunkter som matas från en fördelningsstation. Totalt innehåller systemet 10 000 kunder och belastningen är 20 MW. Här redovisas beräkningar för tre varianter av systemet: först utan både redundans och skyddsanordningar i form av säkringar, sedan med säkringar, och slutligen en variant med alternativa matningsvägar och möjligheter till omkoppling.



Figur 7.1 Elsystem i Exempel 1, 2 och 3.

I dessa exempel har för enkelhets skull fel i skyddssystemen inte inkluderats; såväl förekommande reservmatning som säkringar och frångiljare anses fungera felfritt vid behov. Möjlighet till komponentfel finns alltså hos de sex ledningarna A-C och a-c i figuren. Vidare kan endast ett fel åt gången drabba nätet. Felintensiteter och reparationstider redovisas i *tabell 7.1*. Hur kunderna och belastningen är fördelad över de tre uttagspunkterna framgår av *tabell 7.2*.

Komponenters feldata		
Ledning	λ [fel/år]	RT [h]
A	0,1	10
B	0,2	10
C	0,4	10
a	0,15	5
b	0,3	5
c	0,15	5

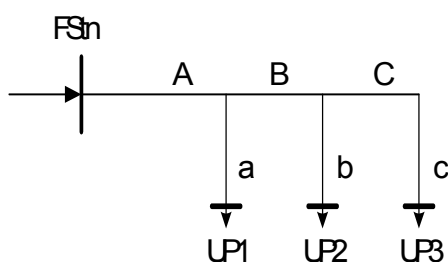
Tabell 7.1 Felintensiteter och reparationstider.

Data för uttagpunkterna		
UP	Kunder	Belastning [kW]
1	5000	11000
2	3000	5000
3	2000	4000
Totalt	10000	20000

Tabell 7.2 Kunder och belastning för de tre uttagpunkterna.

Exempel 1

Exempel 1 har som utgångspunkt systemet i dess enklaste form, utan alternativa matningsvägar och möjligheter till omkoppling. Det finns heller inga säkringar i detta fall. Detta innebär att hela systemet drabbas av fel som uppstår i någon av dess komponenter. Utan fränkskiljare finns det ingen möjlighet att skapa alternativa matningsvägar eller sektionera bort felet. Det innebär att alla tre uttagpunkterna (UP1-3), och därmed samtliga kunder, drabbas av elavbrott tills den felande komponenten lagats. De relativt långa reparationstiderna (RT) styr alltså här hur länge kunderna är utan ström. De totala tiderna för otillgänglighet (U) för de tre uttagpunkterna redovisas i *tabell 7.3*.



Figur 7.2 Elsystem i exempel 1.

Ingen reservmatning, inga fränkskiljare, inga säkringar									
Fel i:	UP1			UP2			UP3		
	λ [fel/år]	r[h]	U[h/år]	λ [fel/år]	r[h]	U[h/år]	λ [fel/år]	r[h]	U[h/år]
A	0,1	10	1	0,1	10	1	0,1	10	1
B	0,2	10	2	0,2	10	2	0,2	10	2
C	0,4	10	4	0,4	10	4	0,4	10	4
a	0,15	5	0,75	0,15	5	0,75	0,15	5	0,75
b	0,3	5	1,5	0,3	5	1,5	0,3	5	1,5
c	0,15	5	0,75	0,15	5	0,75	0,15	5	0,75
Summa	1,3		10	1,3		10	1,3		10

Tabell 7.3 Felintensiteter, reparationstider och otillgänglighet för exempel 1.

Kund- och belastningsbeskrivningen för uttagpunkterna används för att beräkna tillförlitlighetsindexen.

$$\text{ASUI [total kundavbrottstid/total önskad kundtid]} = (5000 * 10 + 3000 * 10 + 2000 * 10) / (8760 * 10000) = 0,00114$$

ASAI [total kundtid med funktion/total önskad kundtid] = $1 - ASUI = 0,99886$

SAIFI [totalt antal kundavbrott/totalt antal kunder] =
 $(5000 * 1,3 + 3000 * 1,3 + 2000 * 1,3) / 10000 = 1,3$ avbrott/kund och år

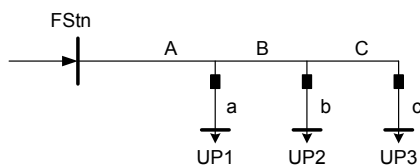
SAIDI [total kundavbrottstid/totalt antal kunder] =
 $(5000 * 10 + 3000 * 10 + 2000 * 10) / 10000 = 10$ timmar/kund och år

CAIDI [total kundavbrottstid/totalt antal kundavbrott] =
 $(5000 * 10 + 3000 * 10 + 2000 * 10) / (5000 * 1,3 + 3000 * 1,3 + 2000 * 1,3) = 7,69$ timmar/avbrott

AENS [totalt icke-levererad energi/totalt antal kunder] =
 $(11000 * 10 + 5000 * 10 + 4000 * 10) / 10000 = 20$ kWh/kund och år

Exempel 2

Nu införs säkringar på uppsidan av de tre ledningarna a, b och c. Säkringarna kommer att lösa ut vid fel på dessa ledningar och hindra att resten av systemet påverkas. Den uttagpunkt som sitter på nedsidan av felande ledning drabbas fortfarande av elavbrott under lagningstiden. Felen och deras tillhörande otillgänglighetstider redovisas i *tabell 7.4*.



Figur 7.3 Elsystem för exempel 2.

Ingen reservmatning, inga frånskiljare, inga säkringar									
Fel i:	UP1			UP2			UP3		
	λ [fel/år]	r[h]	U[h/år]	λ [fel/år]	r[h]	U[h/år]	λ [fel/år]	r[h]	U[h/år]
A	0,1	10	1	0,1	10	1	0,1	10	1
B	0,2	10	2	0,2	10	2	0,2	10	2
C	0,4	10	4	0,4	10	4	0,4	10	4
a	0,15	5	0,75						
b				0,3	5	1,5			
c							0,15	5	0,75
Summa	0,85		7,75	1		8,5	0,85		7,75

Tabell 7.4 Felintensiteter, reparationstider och otillgänglighet för exempel 2.

ASUI = $(5000 * 7,75 + 3000 * 8,5 + 2000 * 7,75) / (8760 * 10000) = 0,000910$

ASAI = $1 - ASUI = 0,999090$

SAIFI = $(5000 * 0,85 + 3000 * 1 + 2000 * 0,85) / 10000 = 0,90$ avbrott/kund och år

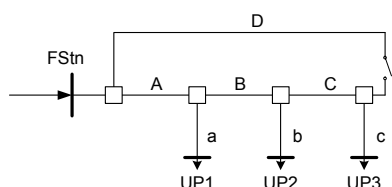
$$\text{SAIDI} = (5000 * 7,75 + 3000 * 8,5 + 2000 * 7,75) / 10000 = 7,98 \text{ timmar/kund och år}$$

$$\text{CAIDI} = \text{SAIDI}/\text{SAIFI} = 8,91 \text{ timmar/avbrott}$$

$$\text{AENS} = (11000 * 7,75 + 5000 * 8,5 + 4000 * 7,75) / 10000 = 15,86 \text{ kWh/kund och år}$$

Exempel 3

Säkringarna plockas bort och istället införs en alternativ matningsväg mellan fördelningsstationen och C, och frångiljare som gör det möjligt till flexibel omkoppling vid fel. Detta innebär att samtliga fel till en början orsakar elavbrott hos samtliga kunder (inga säkringar som skydd), men efter en omkopplingstid av två timmar får alla, eller de flesta, uttagspunkterna tillbaka strömmen. Vid fel på ledningarna a, b och c måste respektive ansluten uttagspunkt fortfarande vänta på reparation, medan övriga fel kan kringkopplas helt. I *tabell 7.5* beskrivs hur ledningsfelen drabbar systemet med dessa nya förutsättningar.



Figur 7.4 Elsystem för exempel 3.

Ingen reservmatning, inga frångiljare, inga säkringar									
Fel i:	UP1			UP2			UP3		
	$\lambda[\text{fel/år}]$	$r[\text{h}]$	$U[\text{h/år}]$	$\lambda[\text{fel/år}]$	$r[\text{h}]$	$U[\text{h/år}]$	$\lambda[\text{fel/år}]$	$r[\text{h}]$	$U[\text{h/år}]$
A	0,1	2	0,2	0,1	2	0,2	0,1	2	0,2
B	0,2	2	0,4	0,2	2	0,4	0,2	2	0,4
C	0,4	2	0,8	0,4	2	0,8	0,4	2	0,8
a	0,15	5	0,75	0,15	2	0,3	0,15	2	0,3
b	0,3	2	0,6	0,3	5	1,5	0,3	2	0,6
c	0,15	2	0,3	0,15	2	0,3	0,15	5	0,75
Summa	1,3		3,05	1,3		3,5	1,3		3,05

Tabell 7.5 Felintensiteter, reparationstider och otillgänglighet för exempel 3.

$$\text{ASUI} = (5000 * 3,05 + 3000 * 3,5 + 2000 * 3,05) / (8760 * 10000) = 0,000364$$

$$\text{ASAI} = 1 - \text{ASUI} = 0,999636$$

$$\text{SAIFI} = (5000 * 1,3 + 3000 * 1,3 + 2000 * 1,3) / 10000 = 1,3 \text{ avbrott/kund och år}$$

$$\text{SAIDI} = (5000 * 3,05 + 3000 * 3,5 + 2000 * 3,05) / 10000 = 3,19 \text{ timmar/kund och år}$$

$$\text{CAIDI} = \text{SAIDI}/\text{SAIFI} = 2,45 \text{ timmar/avbrott}$$

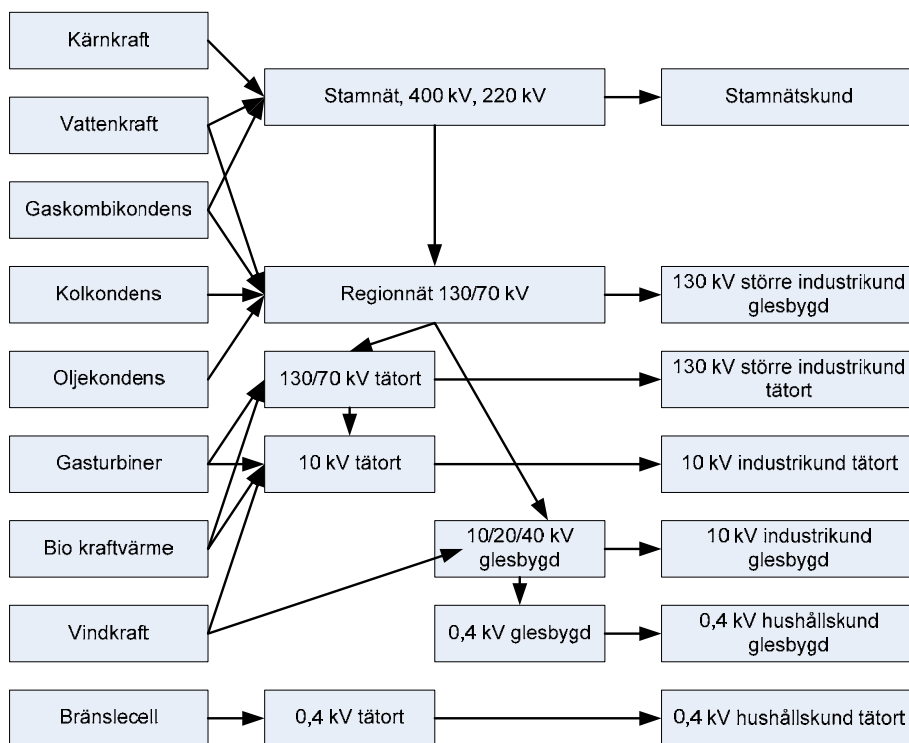
$$\text{AENS} = (11000 * 3,05 + 5000 * 3,5 + 4000 * 3,05) - 100 \ 00 = 6,33 \text{ kWh/kund och år}$$

Dessa tre exempel visar, förutom hur tillförlitlighetsberäkningar kan gå till, hur olika förutsättningar och möjligheter till åtgärder påverkar kvaliteten i eldistributionen. Säkringar kan skydda delar av systemet och minskar därför antalet avbrott i exempel 2 (i praktiken innebär nya säkringar även en ny källa till fel eftersom en säkring kan gå även om det inte är nödvändigt för att skydda en transformator), medan alternativa matningsvägar och möjlighet att frångilja felande komponenter båda bidrar till minskade avbrottstider. Båda aspekterna av systemförbättringar, färre respektive kortare avbrott, är viktiga. För exempelvis elektronisk utrustning kan skadan vara skedd även vid korta avbrott, medan utebliven arbetstid kan vara i fokus i andra sammanhang.

7.2 BILAGA 2: Distributionsnätets komponenter

7.2.1 Fördelningsstationer

Subtransmissionsnätet är sammanbundet med distributionsnäten via fördelningsstationer. Transformatorerna i fördelningsstationerna kallas krafttransformatorer och transformerar spänningen i regionalnätet ner till mellanspänning. Löfgren (Löfgren, pers. komm., 2008) menar att vanliga transformatoreffekter är 4, 6 eller 10 MVA när transformeringssteget är 40/10 kV. För transformeringssteg på 130/10 eller 130/20 kV är krafttransformatoreffekterna vanligtvis 16, 20 eller 30 MVA. *Figur 7.5* visar att 130 kV och 70 kV är vanliga spänningar vid leverans till tätorter. I glesbygd är 40 kV en vanlig regionalnätsspänning. På nedsidan om krafttransformatorerna är 10 kV vanligast i både tätort och landsbygd (Blomqvist red., 1997).



Figur 7.5 Hur Vattenfall illustrerar elens väg till kund (Vattenfall, 2005).

7.2.2 Nätstationer

Transformatorerna i nätstationerna kallas distributionstransformatorer och transformerar mellanspänning till lågspänning. Det förekommer både nätstationer med dubbla och enkla transformatorer. Under benämningen nätstation ingår nätstationer med en rad olika utföranden och transformatoreffekter. I luftledningsnät är stolpstationer vanliga. De minsta transformatoreffekterna på några tiotal kV förekommer endast i stolpstationer. Enligt Löfgren (Löfgren, pers. komm., 2008) är den

installerade effekten i markstationer vanligen minst 100 kVA och kan uppgå till omkring 1600 kVA. En nätstation kallas för markstation när åtminstone dess transformator och lågspänningsdel är placerad på marken. Plåt- och betongstationer är de vanligaste markstationstyperna.

7.2.3 Ledningar

Ledningarnas funktion är att leda strömmen. Distributionsledningar brukar delas in i kategorierna oisolerad luftledning, isolerad luftledning och jordkabel. Luftledningar är vanligtvis tillverkade av aluminium, men ibland består kärnan av både järn och aluminium. Friledning, som oisolerad luftledning även kallas, är den ledningstyp som är mest känslig för yttre påfrestningar. Problem med elavbrott är därför särskilt uttalade för denna ledningstyp. Isolerad luftledning har till skillnad från oisolerad luftledning ett skyddande hölje av plast. Isoleringen gör att ledningen i mindre utsträckning än oisolerad luftledning drabbas av jordfel. Ytterradier på 12,8 eller 18 mm är vanliga dimensioneringar för oisolerad respektive isolerad luftledning (Sölling, 2006).

Jordkabel finns i två utföranden, som enkabelledning och som flerkabelledning. Isoleringen hos moderna jordkablar är gjorda i PEX- eller PVC-plast.

7.2.4 Brytare

En brytares huvudsakliga funktion är att bryta strömmen då fel uppstår. En brytare ska klara av normala belastningsförhållanden. Den ska även klara av att sluta en elektrisk krets.

7.2.5 Frånskiljare

Frånskiljare finns för att möjliggöra om- och frånskopplingar i nätet. De saknar bryt- och slutförmåga. Därför ska de endast manövreras i spänningslöst tillstånd (Fransson, 2006). Vid ett fel i elnätet bryter först brytaren strömmen i kretsen. Efter det kan man med hjälp av frånskiljare (i slingnät och masknät) skapa nya matningsvägar till de belastningspunkter som har drabbats av felet. Frånskiljare underlättar underhålls- och reparationsarbetet. Frånskiljare sätts normalt in före brytaren sett från den matande sidan. Ofta används utdragbara brytare som är utrustade med frånskiljare på båda sidorna. I de fallen frånskiljs båda sidorna om brytaren automatiskt då brytaren dras ut. Manövreringen av frånskiljare kan ske automatiskt, manuellt eller med hjälp av fjärrstyrning. Automatiska frånskiljare förekommer endast i tätort. Sett över hela landet är frånskiljare som manövreras manuellt vanligast. Fördelen med fjärrstyrda frånskiljare är att de minskar omkopplingstiden vid fel. Många elnätsföretag har dock haft problem med sina fjärrstyrda frånskiljare då de ofta har gått sönder snabbt (Solver, pers. komm., 2008). Därmed har de inte kunnat uppfylla sin tänkta funktion när det väl har uppstått fel i elnätet.

7.2.6 Säkringar

Vid felströmmar ger säkringar en omedelbar brytning av strömmen. En säkring består av en smälttråd som går av då strömmen genom den blir för hög. Säkringar placeras alltid på distributionstransformatorers nedsida. Motivet till detta är att skydda transformatorerna mot kortslutningsströmmar från lågspänningsnätet.

7.3 BILAGA 3: Sammanställning av felstatistik

I *tabell 7.6* visas medelvärden för totala felintensiteter, omkopplingstider och reparationstider för de komponenter som används i modellen. I *tabell 7.7* visas felintensiteten för aktiva och passiva fel för brytare och tillhörande reparationstid/ersättningstid (RT/RpT) för respektive fel.

Komponent	Total felintensitet (antal fel/år eller antal fel/ km och år) Tätort/landsbygd	Reparationstid alternativt ersättningstid i tätort/ landsbygd (min)	Omkopplingstid (min)
Jordkabel	0,025/0,019	690	60
Isolerad luftledning	0,03	300	60
Oisolerad luftledning	0,123	300	60
Brytare, högspänning	0,0058	480	60
Brytare, mellanspänning	0,006	240	60
Markstationer	0,0155	150/600	60
Stolpstationer	0,02	150/600	60
Krafttransformatorer	0,003	Uppgift saknas.	60
Högspänningsskenor (regionalspänning)	0,001	120	60
Högspänningsskenor (lokalnätsspänning)	0,001	120	60

Tabell 7.6 Totala felintensiteter, reparationstider/ersättningstider och omkopplingstider som används i modellen.

Komponent	Aktiv felintensitet (antal fel/ år)	Passiv felintensitet (antal fel/ år)	Reparationstid alternativt ersättningstid (min)
Brytare, högspänning	0,0035	0,0023	480
Brytare, mellanspänning	0,004	0,002	240

Tabell 7.7 Felintensitet för aktiva och passiva fel och reparationstid/ersättningstid för brytare.

7.3.1 Standardavvikelser

Storleksrelationerna mellan medelvärde och standardavvikelse i modellen baseras på motsvarande i avhandlingen "Reliability in Performance-Based Regulation" (Solver, 2005). I tabellerna nedan presenteras de standardavvikelser som används i modellen. I modellen är reparationstiderna/ersättningstider och omkopplingstiderna lognormalfördelade.

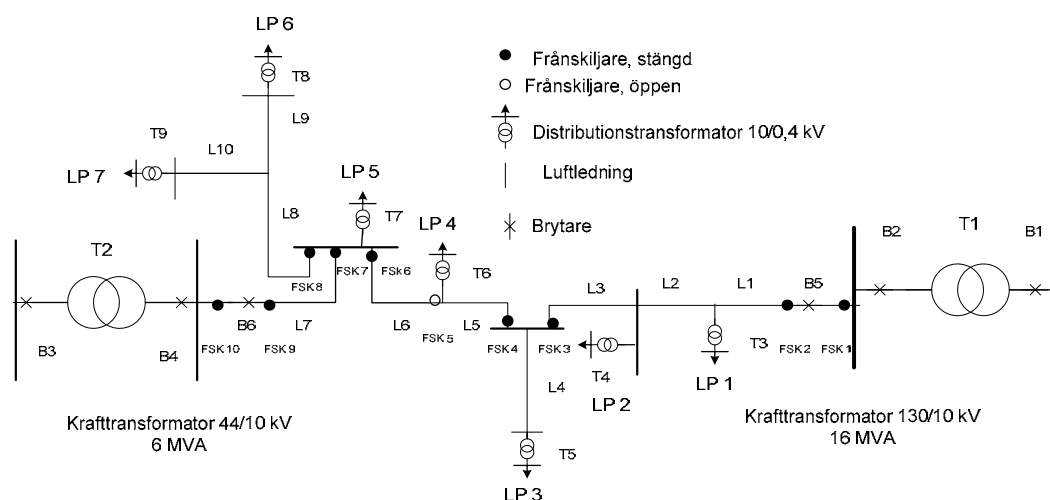
Komponent	Standardavvikelse för reparationstid alternativt ersättningstid (min) Tätort/landsbygd	Standardavvikelse för omkopplingstid (min)
Jordkabel	138	24
Isolerad luftledning	60	24
Oisolerad luftledning	60	24
Brytare, mellanspänning	48	24
Brytare, högspänning	24	24
Markstationer	30/60	24
Stolpstationer	30/60	24
Krafttransformatorer	-	24
Högspänningsskenor (regionalspänning)	24	24
Högspänningsskenor (lokalnätsspänning)	24	24

Tabell 7.8 Standardavvikelser för felintensiteter, reparationstider/ersättningstider och omkopplingstider som används i modellen.

7.4 BILAGA 4: Kompletterande exempel till kapitel 4

7.4.1 Exemplets elnät

I denna bilaga presenteras ett exempel som beskriver vilka konsekvenser felen har i ett luftledningsnät där återinkopplingsautomatik finns installerad. I testnäten för landsbygd respektive tätort inkluderas inte övergående fel. I övriga avseenden är principen för vilka konsekvenser fel får densamma för Testnät A och för testnäten. Elnätet, Testnät A, som används i exemplet presenteras i *figur 7.6*.



Figur 7.6 Testnät A. Elnät som används för att beskriva de generella idéerna bakom tillförlitlighetsberäkningarna.

Nätet består av en slinga som går mellan två fördelningsstationer. Det totala antalet abonnenter är 175 stycken. Nätet är ett luftledningsnät och återinkopplingsautomatik finns installerad. Nätet har brytare precis efter fördelningsstationerna samt på vardera sidan av krafttransformatorerna. Brytarnas uppgift är att bryta felströmmar. Slingan har tio fränkskiljare, varav en står öppen i normalt driftläge. Fränkskiljarna antas fungera felfritt och har till uppgift att sektionera slingan på så sätt att nya matningsvägar blir möjliga då nätet drabbas av fel.

7.4.2 Hur fel åtgärdas

Tid för åtgärd

I Testnät A kan ett fel åtgärdas med hjälp av fyra förfaranden: återinkoppling, reparation, ersättning av felaktig komponent och kopplingsåtgärder. Tiderna för dessa förfaranden delas i sin tur in i tre kategorier:

SwT (switching time): Tiden det tar att öppna och sluta fränkskiljarna för att kunna sektionera bort det område som har drabbats av fel och/eller skapa nya matningsvägar i slingan. SwT kallas omkopplingstid.

RT/RpT (repair time/ replacement time): Tiden det tar för att ersätta eller reparera den felande komponenten. RT/RpT kallas reparationstid.

RcT (reclosing time): Återinkopplingstiden för övergående fel.

Fel och deras konsekvenser

Återinkoppling används i luftledningsnät för att minska konsekvenserna av fel. I jordkabelnät som sällan drabbas av övergående fel installeras inte återinkopplingssystem. Alla fel som drabbar elnätet resulterar i att hela radialen där den felbehäftade komponenten finns blir strömlös till en början. Med hjälp av frånskiljare sektioneras då det felande området i nätet bort, för att man sedan ska kunna driva resterande delar i nätet igen. Är nätet redundant återfår alla delar i nätet strömmen. Finns inga alternativa matningsvägar till området med den felande komponenten får kunderna vid den drabbade belastningspunkten vänta tills komponenten har reparerats eller har ersatts av en ny.

Följande exempel på fel som drabbar nätet på föregående sida beskriver principerna för vilka konsekvenser felen i Testnät A får:

- **Permanent fel på T1.** B1 utlöses och när återinkopplingssystemet upptäcker att felet är permanent blir belastningspunkterna LP 1 – 4 blir utan ström. FSK 5 sluts under omkopplingstiden. Sedan matas de drabbade belastningspunkterna av T2 istället för av T1.
- **Tillfälligt fel på T2.** B3 utlöses och LP 5-7 blir utan ström. Efter återinkopplingstiden återfår alla belastningspunkter strömmen eftersom felet var övergående.
- **Permanent fel på T3.** B1 utlöses och LP 1 – 4 blir utan ström. FSK 2 och 3 öppnas under omkopplingstiden. Efter omkopplingstiden återfår LP 3-4 strömmen medan LP 1-2 får vänta tills nätstationen har reparerats.
- **Permanent fel på B2.** Belastningspunkterna LP 1- 4 blir utan ström under omkopplingstiden (SwT) då en ny matningsväg skapas genom att FSK 5 sluts och FSK 2 öppnas.
- **Tillfälligt fel på B2.** B1 utlöses och LP 1- 4 blir utan ström. Tack vare återinkopplingssystemet återfår de drabbade belastningspunkterna strömmen efter återinkopplingstiden (RcT).
- **Aktivt permanent fel på B5.** B2 utlöses och LP 1-4 blir utan ström under omkopplingstiden. Då sektioneras B5 bort genom att FSK 1 och 2 öppnas. Sedan sluts FSK 5 för att LP 1-4 ska kunna matas från T2.
- **Passivt fel på B6.** B6 öppnas och LP 5-7 blir utan ström under omkopplingstiden. Under omkopplingstiden sluts FSK 5 samtidigt som FSK 9 och 10 öppnas för att sektionera bort B6. Efter omkopplingstiden återfår alla belastningspunkter strömmen.
- **Tillfälligt fel på L3.** B5 utlöses och LP 1- 4 blir utan ström. Efter återinkoppling återfår LP 1-4 strömmen.
- **Permanent fel på L4.** B5 utlöses och LP 1- 4 blir utan ström. Under omkopplingstiden sluts FSK 5 och L4 sektioneras bort genom att FSK 3 och 4 öppnas. Efter omkopplingstiden återfår LP 1,2 och 4 strömmen. Belastningspunkten LP 3 återfår strömmen efter reparationstiden (RT/RpT).

- **Permanent fel på L10.** B6 utlöses och LP 5-7 blir utan ström. Efter omkopplingstiden då FSK 8 öppnas återfår LP 5 strömmen. LP 6-7 återfår strömmen efter reparationstiden.

7.5 BILAGA 5: Analys av samtidiga fel i testnätet för tätort

Här görs en överslagsräkning för att ta reda på hur missvisande resultatet från modellens beräkningar blir på grund av att konsekvenser av samtidiga och samverkande fel inte tas med. För detta ändamål har en simulering för 10 000 år gjorts, där fel som uppstod innan förra felet var reparerat, medförde att båda dessa fel bokfördes som "samtidiga fel". Resultatet av denna simulering kan ses i *tabell 7.9*.

Antal simulerade år	10 000
Antal fel	56 707
Varav antal samtidiga fel	758

Tabell 7.9 Antal fel och därav samtidiga fel under en simulering.

För att bena upp problemet ytterligare delar vi in felen i två typer:

Typ1

Fel som endast slår ut en del av den slinga felen uppträder i. Detta innebär normalt alltid att 3 av 6 nätstationer (NS) drabbas av elavbrott. Hit hör kabelfel och nätstationsfel. Den sammanlagda felintensiteten i en slinga för sådana fel är 0,558 [fel/år], och i alla tio slingor därför 5,58 [fel/år].

Typ2

Fel som slår ut halva distributionsnätet. Fördelningsstationen består av dubbla uppsättningar krafttransformatorer och skenor, varför normalt all belastning kan läggas över på den fungerande delen. Hit hör fel på komponenter i fördelningsstationen samt aktiva fel på brytare i de utgående facken. Total felintensitet för Typ2 är 0,06 [fel/år].

Total felintensitet i nätet:	5,64
Felintensitet som slår ut en halv slinga (typ1):	5,58
Felintensitet som slår ut halva nätet (typ2):	0,06

Samtidiga fel kan vara av tre typer: typ11, typ12 och typ 22. Feltypernas relativa sannolikheter fås genom att multiplicera de enskilda felens respektive intensiteter.

Typ11

Typ 11 utgör 97,9 % av alla samtidiga fel och uppstår när två fel av Typ1 uppstår under det första felets reparationstid.

Av dessa fel inträffar 90 % på olika slingor, vilket betyder att inga allvarigare konsekvenser drabbar nätet än vad som beräknas av programmet.

10 % av felen drabbar en och samma slinga. Låt oss säga att 40 % av den slingan drabbas under i genomsnitt en halv reparationstid. Antar man att den genomsnittliga reparationstiden är 10 timmar (en överskattning) för denna typ av fel, skulle det innebära att en del av slingan är utan ström 5 timmar.

Ej beaktande av samtidiga fel:

$2 \text{ fel} * 3 \text{ NS} * 0,5 \text{ timmar} = 3 \text{ NS*timmar}$

Tillkommer vid beaktande av samtidiga fel:

$0,4 \text{ slingor} * 6 \text{ NS/slinga} * 5 \text{ timmar} = 12 \text{ NS*timmar}$

I 10 % av fallen förstärks konsekvenserna 5 gånger. Utslaget på alla Typ11 ger det en ökning av konsekvenserna med 40 % vid beaktande av samtidiga fel.

Typ12

Utgör 2,11 % av alla samtidiga fel och uppstår när enskilda fel av typerna 1 respektive 2 uppstår under det tidigaste felets reparationstid.

I genomsnitt drabbas en halv slinga under hälften av den genomsnittliga reparationstiden som även här sätts till 10 timmar.

Ej beaktande av samtidiga fel:

$1 \text{ fel} * 3 \text{ NS} * 0,5 \text{ timmar} + 1 \text{ fel} * 30 \text{ NS} * 0,5 \text{ timmar} = 16,5 \text{ NS*timmar}$

Tillkommer vid beaktande av samtidiga fel:

$0,5 \text{ slingor} * 6 \text{ NS/slinga} * 5 \text{ timmar} = 15 \text{ NS*timmar}$

I 50 % av fallen bör konsekvenserna fördubblas. Utslaget på alla Typ12 ger det en ökning med 33% vid beaktande av samtidiga fel.

Typ22

Utgör 0,0113 % av alla samtidiga fel och uppstår när två fel av Typ2 inträffar samtidigt.

I 50 % av fallen drabbas samma halva av fördelningsstationen, och den andra halvan kan driva nätet vidare. Inga allvarligare konsekvenser drabbar nätet än vad som beräknas av programmet.

I 50 % av fallen slår felen ut hela nätet under hälften av den genomsnittliga reparationstiden på knappt 6 timmar.

Ej beaktande av samtidiga fel:

$2 \text{ fel} * 30 \text{ NS} * 0,5 \text{ timmar} = 30 \text{ NS*timmar}$

Tillkommer vid beaktande av samtidiga fel:

$10 \text{ slingor} * 6 \text{ NS/slinga} * 3 \text{ timmar} = 180 \text{ NS*timmar}$

I 50 % av fallen bör konsekvenserna ökas 7 gånger. Utslaget på alla Typ22 ger det en ökning av konsekvenserna med 300 % vid beaktande av samtidiga fel.

Slutsummering

Samtidiga fel utgör $758 / 56707 = 1,34 \%$ av alla fel. Konsekvensernas för resterande 98,66 % av alla fel beräknas korrekt utifrån denna aspekt.

Av de 1,34 % ska felens konsekvenser förstärkas enligt *tabell 7.10*:

	Andel av samtidiga fel	Procentuell ökning jämförd med ursprungliga beräkningssättet	Procentuell ökning av konsekvenserna för samtliga samtidiga fel
Typ11	0,979	40 %	39,15%
Typ12	0,211	33 %	0,69%
Typ22	0,000113	300 %	0,03%
Summa	1	-	39,88%

Tabell 7.10 Beräkning av hur mycket konsekvenserna vid samtidiga fel underskattas.

Konsekvenserna av samtliga fel bör alltså ökas procentuellt enligt:
 $0,9866 * 0\% + 0,0134 * 39,88\% = 0,53\%$

Den slutgiltiga extra påverkan med hänsyn tagen till samtidiga fel beräknas alltså till mindre än en procent. Resonemanget för hela denna uträkning har förts i termer av "nätstationstimmar utan elförsörjning". Under antagandet att nätstationerna är lika eller att de påverkas i genomsnitt lika mycket av alla fel, motsvarar detta resultat tillförlitlighetsindexet SAIDI, och ger alltså en god bild av felens konsekvenser.

Slutligen kan sägas att felintensiteter som representerar normalt väder här använts i analysen, och inte värden som är representativa för extrema väderförhållanden. Denna analys gäller inte heller för landsbygdsnätet som har en annan struktur och en större andel oisolerad luftledning än tätortsnätet har.

7.6 BILAGA 6: Hur väl fungerar implementeringen i Matlab?

Implementeringen av testnäten och Monte Carlo-simuleringen i Matlab fungerar bra. Förenklingen att inte behandla de extra stora konsekvenser som samtidiga fel kan ha, påverkar inte de beräknade tillförlitlighetsvärdena mer än marginellt då felintensiteter som representerar normalt väder används. Programmet är flexibelt för förändringar i indata (kundsammansättningar, felparametrar etcetera), och lämpar sig därför väl vid beräkning av hur eventuella förändringar i ett nät påverkar dess tillförlitlighet. Möjligheten att läsa in data för ett nät, istället för att bygga in nätets funktionalitet i programmet, gör också att tillförlitlighetsberäkningar lätt kan utföras för testnät som modifieras i efterhand.

8 Referenser

- Allan, Ron & Billinton, Roy (1993). *Tutorial: Power system reliability and its assessment Part 3 Distribution systems and economic considerations*. Power Engineering Journal, S. 185-192.
- Asplund, Daniel (2006). *Prestandautvärdering av tre elnätssammanfogade amr-system*. Stockholm. Examensarbete. Kungliga tekniska högskolan.
- Allan, R.N., Billinton, R., Sjarief, i., Goel, L. & So, K.S. (1991) *A reliability test system for educational purposes*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol 6, No.2. S. 813-820.
- Bertling, Lina (2004). *Tillförlitlighetsanalys av elkraftssystem 2C4030*. Kungliga Tekniska Högskolan. Föreläsningsmaterial.
- Badano, Andrea, Fritz, Peter, Göransson, Anders & Lindén, Magnus (2007). *Timmätning för alla: Nytt, regelverk och ekonomi*. Elforsk rapport nr 07:62.
- Blomqvist, Hans (red.) (1997). *Elkraftsystem 1*. Stockholm: Liber AB.
- Carlsson, Fredrik & Martinsson, Peter (2006), *Kostnader av elavbrott: En studie av svenska elkunder*. Elforsk rapport nr 06:15.
- Damsgaard, Niclas & Green, Richard (2005). *Den nya elmarknaden*. Kristianstad: SNS Förlag.
- Energimarknadsinspektionen (2006). *Ägarstruktur på elmarknaden: Vem äger vad på den svenska elmarknaden?*. Tillgänglig: <www.energimarknadsinspektionen.se/upload/Rapporter/El/%C3%84garstrukturer%20p%C3%A5%20elmarknaden.pdf> (08-05-07).
- Energimarknadsinspektionen (2007). *Lokal_SR_2006_v2*. Sammanställning av de svenska elnätsföretagens årsrapporter.
- E.ON Sverige AB (2008-02-04). *Nätnyttomodellen*. Tillgänglig: <<http://www.eon.se/templates/InformationPDF.aspx?id=66684>> (08-06-11).
- Fortum Distribution AB (2004). *Fokus Stockholm Lokalnät*. Stockholm.
- Fransson, David (2006) *Projektering av elkraftanläggning för Fläktprov*. Växjö Universitet. Rapport från MSI 06116.
- Johansson, Hans (2006). *Elektroteknik*. Stockholm, Kungliga Tekniska Högskolan, Institutionen för Maskinkonstruktion, Mekatronik.
- He, Ying (2007). *Tillförlitlighetsdata på komponent nivå*. Elforsk rapport nr 07:59.

Konsumenternas elrådgivningsbyrå. *Avbrott i elleveransen och möjlighet till ersättning*. Tillgänglig:
<www.elradgivningsbyran.se/artikel/article.asp?_tp_article_id=92&avd=ART_EAT> (08-05-07).

Lakervi, E. & Holmes, E.J. (2003) *Electricity distribution network design 2nd edition*. London.

Löfgren, Folke: Vattenfall Eldistribution AB. Intervju och mailkorrespondens: 2008-02-19, 2008-03-04, Linköping.

Nilsson, Anders: Vattenfall Eldistribution AB. Mailkorrespondens: 2008-02-21.

Norberg, Per: Vattenfall Eldistribution AB. Intervju: 2008-02-19, 2008-05-23, Stockholm.

Persson, Lotta (2005). *Gudrun och Elof(f) – stormens barn*. Valfärd, Nr 4, 2005. Tillgänglig:
<http://www.scb.se/Grupp/allmant/BE0801_2005K04_TI_06_A05ST0504.pdf> (2008-01-28).

Referensgruppsmöte: Alvehag, Karin, Broström, Elin, Gustavsson, Bengt, Löfgren, Folke, Mattson, Anders, Oberger, Kjell, Sundberg, Per, och Söder, Lennart. Stockholm: 2007-11-22.

Referensgruppsmöte: Alvehag, Karin, Gustavsson, Bengt, Löfgren, Folke, Mattson, Anders, Norberg, Per, Söder, Lennart och Welanders, Anders. Stockholm: 2008-04-16.

Statistiska Centralbyrån (2008). *Folkmängd per tätort och småort per kommun 2005*. Tillgänglig:
<<http://www.scb.se/statistik/MI/MI0810/2005A01/mi0810tab5.xls>> (08-06-05).

SOU 2007:99, *Förhandsprövning av nättariffer m.m.*

Solver, Torbjörn (2005). *Reliability in Performance-Based Regulation*. Lic-avh. Kungliga Tekniska Högskolan: Avdelningen Elektriska Energisystem.

Solver, Torbjörn: SWECO AB. Intervju: 2008-03-19, Stockholm.
Solver & Söder (2004). *Analysis of Distribution Reliability in Performance-Based Regulation*. Baserad på bidrag till "8 th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems". Iowa State University 2004.

STEMFS 2007:07, *Statens energimyndighets föreskrifter och allmänna råd om skyldighet att rapportera elavbrott för bedömning av leverans kvaliteten i elnäten*.

Svensk Energi (2001). *Riktvärden för elnätsägarnas leverans kvalitet*. Rapport.

Svensk Energi (2006). *Market Design - En presentation av Market Design: programmet och dess forskning kring den avreglerade elmarknaden*.

Stockholm: Elforsk rapport nr 06:61. Tillgänglig: <www.elforsk-marketdesign.net/images/uploads/2006/marketdesign.pdf> (08-05-07).

Svensk Energi (2008 a) *Några data om Sverige och energin*. Tillgänglig: <http://www.svenskenergi.se/upload/Statistik/EI%C3%A5ret/fickfolder__svensk_07.pdf>

Svensk Energi (2008 b) *Nätstationer 12-24/0,4 kV*. EBR-publikation KJ 59:08. Remissmaterial.

Svenska Elverksföreningen (1991). *Belastningsberäkning med typkurvor*. Stockholm.

Svenska Elverksföreningen (1994). *Nätstruktur för landsbygd*.

Söder, Lennart & Amelin, Mikael (2007). *Effektiv drift och planering av kraftsystem*. Stockholm: Kungliga tekniska högskolan. Avdelningen för elektriska energisystem.

Sölling, Henrik (2006). *Reservkraft i mellanspänningsnät*. Examensarbete. Lunds Universitet. Tillgänglig: <http://www.iea.lth.se/publications/MS-Theses/Full%20document/5229_Reservkraft%20i%20mellansp%E4nningsn%E4t.pdf> (08-06-11).

Tapper, Matz (2007). *DARWin – Driftstörningsstatistik 2006*. Tillgänglig: <<http://www.svenskenergi.se/upload/N%C3%A4tenheten/DARWin/DARWin%202006.pdf>> (08-06-31)

Tapper, Matz: Svensk Energi. Intervju: 2008-03-25, Stockholm.

Terranova, Daniel: Fortum Distribution AB. Intervjuer: 2008-02-28, 2008-03-28, 2008-04-24, Stockholm.

Vattenfall (2005). *Livscykelanalys – Vattenfalls el i Sverige*. Tillgänglig: <www.vattenfall.se/www/vf_se/vf_se/Gemeinsame_Inhalte/DOCUMENT/196015vatt/815691omxv/819774vxrx/876156vxrx/885308info/885312lca/P02117381.pdf> (08-05-07).

Vattenfall (2006). *Parametrar för kalkylering i första planeringsfasen*. Stockholm. Rapporten är konfidentiell som helhet.

Vetenskapsrådet (2004). *Forskning om hälsoeffekter av elektromagnetiska fält*. Tillgänglig: <www.vr.se/download/18.320a86de108dcd98cbc8000512/Forskning+om+h%C3%A4lsoeffekter+av+EMF.pdf> (08-05-08).

Wallnerström, Carl Johan (2005). *En jämförande studie av tillförlitlighetsmetoder för elnät – en utvärdering av Nätnyttomodellens*

tillförlitlighetsmetod. Examensarbete. Kungliga tekniska högskolan.
Stockholm.