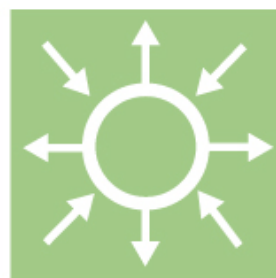




Optimalt gränssnitt mellan regionnät och lokalnät

Elforsk rapport 09:30



Jan Lundquist

Februari 2009

ELFORSK

Optimalt gränssnitt mellan regionnät och lokalnät

Elforsk rapport 09:30

Förord

Denna rapport är framtagen av projektet "Optimalt gränssnitt mellan regionnät och lokalnät", inom FoU-programmet Riskanalys 06-10 som drivs av Elforsk AB. Projektet har genomförts av Jan Lundqvist, STRI.

Syftet med projektet är att behandla utformningen av gränssnittet mellan regionnät och lokalnät och dess inverkan på tillförlitligheten i elleveranserna, samt göra jämförelser mellan beräknade avbrottskostnader, förlustkostnader och uppskattade investeringskostnader för olika alternativa utformningar.

Programmets styrgrupp består av följande ledamöter:

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

Finansiärer i programmet är:

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

Bertil Wahlund
Överföring & Distribution
Elforsk AB

Sammanfattning

Projektet som presenteras i denna rapport behandlar utformningen av gränssnittet mellan regionnät och lokalnät och dess inverkan på tillförlitligheten i elleveranserna, dvs. risken för långa elavbrott hos kunderna. Med gränssnitt avses regionnätets utformning närmast fördelningsstationerna, antalet fördelningsstationer samt deras ställverkskonfiguration.

Därtill kommer jämförelser mellan beräknade avbrottskostnader, förlustkostnader samt uppskattade investeringskostnader för de olika alternativa utformningar som studerats. Inverkan på avbrottskostnaderna genom tillgång till reservmatningskapacitet via lokalnäten eller i form av mobila reservverk berörs också i rapporten.

De principiella undersökningarna av tillförlitligheten har utförts på de s.k. testnät som tagits fram i ett examensarbete vid KTH inom ramen för Elforskprogrammet "Market Design". Testnäten omfattar ett tätortsnät och ett landsbygdsnät, båda representativa för svenska förhållanden.

Till detta kommer mer specifika undersökningar av tillförlitligheten i tre exempelnät som tillhandahållits av Vattenfall Eldistribution och Fortum Distribution. De tre exempelnäten representerar ett tätortsnät och ett landsbygdsnät med ökande belastning samt ett landsbygdsnät med minskande belastning.

Baserat på resultaten från undersökningarna av testnäten och exempelnäten kan följande slutsatser dras:

- Matning av ett tätortsnät från regionnätet via en radiell ledning eller påsticksledning kan orsaka stora avbrottskostnader om ledningen är längre än några få kilometer, eller om tillräcklig reservmatningskapacitet saknas via underliggande nät.
- Frånskiljare i påstickspunkten kan kraftigt minska den andel av avbrottskostnaderna som orsakas av fel hos påsticksledningen eller hos den påstuckna ledningen.
- Utformningen av fördelningsstationernas ställverk på regionnätetsnivå har liten inverkan på de totala avbrottskostnaderna.
- Investeringar i nya regionnätetsledningar och fördelningsstationer kan knappast motiveras enbart med hänsyn till minskade avbrotts- och förlustkostnader.
- Med hänsyn till de stora kostnaderna för etablering av nya fördelningsstationer och regionnätetsledningar framstår mobila reservverk som en attraktiv lösning för att begränsa avbrottens varaktighet och därmed elkundernas avbrottskostnader.

Summary

The project presented in this report deals with the interface between the sub-transmission system and the distribution network, and its influence on the reliability of power supply to the customers. The interface comprises the configuration of the sub-transmission network closest to the distribution substation, the number of sub-transmission substations, and the switchgear configuration for the substations. Comparisons between customer outage costs, costs for line losses and estimated investments costs are included as well. The influence on the outage costs by the availability of emergency supply through the distribution system or from mobile generators is also covered by the report.

The principle reliability studies were performed on two test systems representing urban and rural networks as described in a master thesis from the Royal Institute of Technology and published as Elforsk report 08:42.

In addition, specific investigations were carried out on three example networks, provided by Vattenfall and Fortum, representing urban and rural networks with increasing or decreasing load levels.

Based on the results of the investigations, the following conclusion may be drawn:

- Feeding an urban network from a sub-transmission system via a radial or T-tap line may cause substantial outage costs if the line is more than a few kilometres long, or if the emergency supply via the distribution system is inadequate.
- Disconnectors at the T-tap point may considerably reduce the outage costs caused by failures on the T-tap line or on the tapped line.
- The configuration of the sub-transmission substation switchgear has little influence on the outage costs.
- Investments in new sub-transmission lines and substations can hardly be justified solely on basis of outage costs or costs for line losses.

Considering the high costs for new sub-transmission lines and substations, the use of mobile generators seems to be an attractive solution for limiting outage durations and customer outage costs.

Innehåll

1	Inledning	1
2	Testnät för tätort och landsbygd	2
2.1	Testnät för tätort.....	2
2.2	Testnät för landsbygd	3
2.3	Kompletteringar av testnäten	5
2.3.1	Maximala belastningseffekter	5
2.3.2	Elektriska data för ledningar och kablar	7
2.3.3	Elektriska data för regionnätetsledningar.....	8
3	Tillförlitlighetsberäkningar för testnäten	9
3.1	Allmänt.....	9
3.2	Indata	10
3.2.1	Tillförlitlighetsberäkningar	10
3.2.2	Icke-levererad energi.....	10
3.2.3	Avbrottskostnader	11
3.3	Testnät i grundutförande	13
3.4	Alternativ för testnäten	14
3.4.1	Alternativa 10 kV ställverkskonfigurationer i tätortsnätet	14
3.4.2	Alternativa anslutningar till regionnätet	15
3.4.3	Varierande antal fördelningsstationer	23
3.4.4	Inverkan av reservmatningsmöjligheter.....	26
4	Optimala gränssnitt för testnäten	31
4.1	Alternativa 10 kV ställverkskonfigurationer i tätortsnätet.....	31
4.2	Alternativa anslutningar till regionnätet	31
4.2.1	Matning via radiell ledning eller påsticksledning	31
4.2.2	Modifierat utförande av påsticksledning	32
4.2.3	Matning via två eller flera regionnätetsledningar.....	33
4.3	Varierande antal fördelningsstationer	33
4.4	Inverkan av reservmatningsmöjligheter.....	34
4.4.1	Mobila reservelverk	34
5	Tillförlitlighetsberäkningar för exempelnät	35
5.1	Tätortsnät med ökande belastning	35
5.2	Landsbygdsnät med ökande belastning.....	39
5.3	Landsbygd med minskande belastning.....	41
6	Slutsatser och rekommendationer	45
7	Referenser	47

1 Inledning

Projektet som presenteras i denna rapport har fokuserats på utformningen av gränssnittet mellan regionnät och lokalnät samt inverkan på tillförlitligheten i elleveranserna, dvs. risken för långa elavbrott hos kunderna. Med gränssnitt avses regionnätets utformning närmast fördelningsstationerna, antalet fördelningsstationer samt deras ställverkskonfiguration. Därtill kommer jämförelser mellan beräknade avbrottskostnader, förlustkostnader samt uppskattade investeringskostnader för de olika alternativa utformningar som studerats. Inverkan på avbrottskostnaderna genom tillgång till reservmatningskapacitet via lokalnät eller i form av mobila reservelverk berörs också i rapporten. Rapporten utgör därmed ett komplement till Svensk Energis rapport "Planeringsmål för leveranssäkerhet i region- och lokalnät".

De principiella undersökningarna av tillförlitligheten har utförts på de s.k. testnät som tagits fram i ett examensarbete vid KTH inom ramen för Elforskprogrammet "Market Design". Till detta kommer mer specifika undersökningar av tillförlitligheten i tre exempelnät som tillhandahållits av Vattenfall Eldistribution och Fortum Distribution.

Antalet fördelningsstationer för matning av lokalnäten har delvis styrts av tariffstrukturen, dvs. fördelningen mellan fasta och rörliga avgifter för varje uttagspunkt från regionnätet. Historiskt har detta lett till att antalet inmatningspunkter har minimerats i de flesta fall. Antalet fördelningsstationer påverkas också av den pågående kablifieringen av lokalnäten; i vissa fall krävs ytterligare fördelningsstationer för att underlätta kompenseringen av de ökande kapacitiva strömmarna i samband med utbyggnad av kabelnäten. I rapporten tas dock ingen hänsyn till olika tariffstrukturer eller behov av nya fördelningsstationer som enbart beror på ökade kapacitiva strömmar. (Resultaten kan dock givetvis användas för att bedöma de tillkommande stationernas inverkan på tillförlitligheten.)

2 Testnät för tätort och landsbygd

Representativa testnät för tillförlitlighetsberäkningar i svenska eldistributionssystem har tagits fram i ett examensarbete vid KTH inom ramen för Elforskprogrammet "Market Design" [1].

De två testnäten omfattar ett lokalnät i tätort och ett i landsbygd, med tillförande fördelningsstationer. Testnäten innehåller representativa längder av 10 kV luftledning (isolerad och oisolerad) samt jordkabel. I uttagspunkterna, som normalt är distributionstransformatorens lågspänningssida, finns typiska antal kunder och sammansättningar av kundkategorier. Testnäten innehåller inga regionnätsledningar.

Testnäten kan användas för att studera tillförlitligheten hos elleveranserna i form av tillförlitlighetsindex eller avbrottskostnader då man överväger alternativa förstärkningsåtgärder i lokalnät eller regionnätsanslutningar.

I [1] användes testnäten för att beräkna fördelningen av kundernas avbrottskostnader med hänsyn till tidpunkten för elavbrotten. I detta projekt används de båda testnäten istället till att studera tillförlitligheten på lokalnätsnivå då gränssnittet mellan regionnät och lokalnät utformas på olika sätt. Framförallt studeras den principiella inverkan av

- fördelningsstationernas antal (för matning av ett givet lokalnät)
- anslutningen till regionnätet (en eller flera regionnätsledningar)
- ställverkskonfigurationen (enkel, sektionerad eller dubbel samlingsskena)

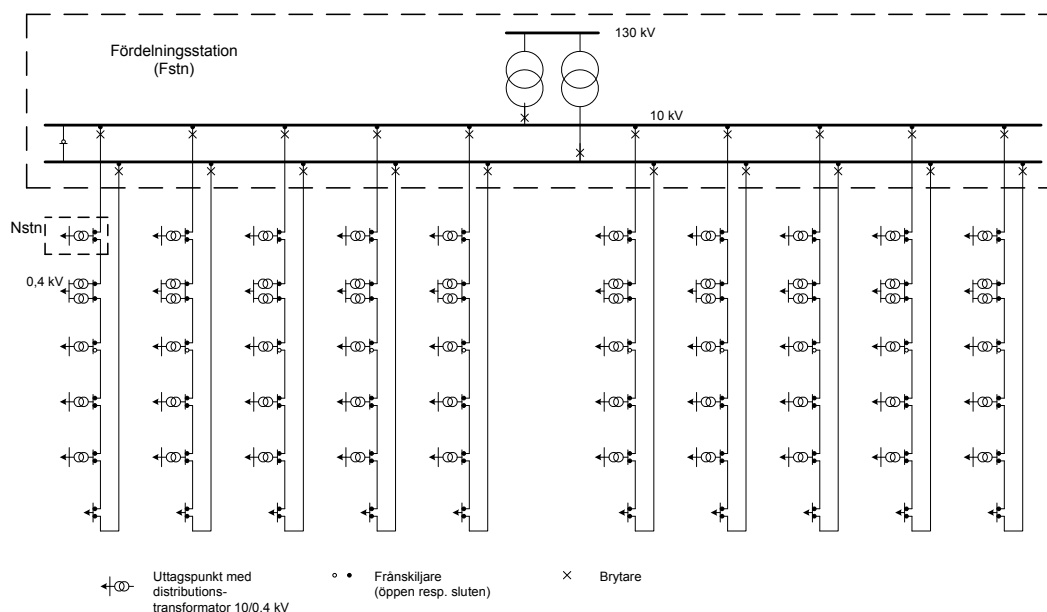
Vidare används testnäten till att undersöka inverkan av

- reservmatningskapaciteten i lokalnäten
- tillgången till mobila reservverk

2.1 Testnät för tätort

Testnätet är tänkt att representera ett typiskt tätortsnät bestående av tio identiska 10 kV kabelslingor med en sammanlagd längd av 96,9 km som matas från en 130 kV fördelningsstation med två transformatorer, se Figur 2-1. I varje nätstation (markstation) finns frånskiljare för sektionering av kabelnätet. Varje slinga är i normaldrift sektionerad så att vardera sektionen matar tre belastningar med delvis olika effektuttag.

Antalet elkunder i testnätet är 11080, fördelade på kundkategorier enligt Tabell 2-1. För övriga detaljer om testnätets utformning hänvisas till [1].



Figur 2-1. Testnät för tätort. Figur hämtad från [1].

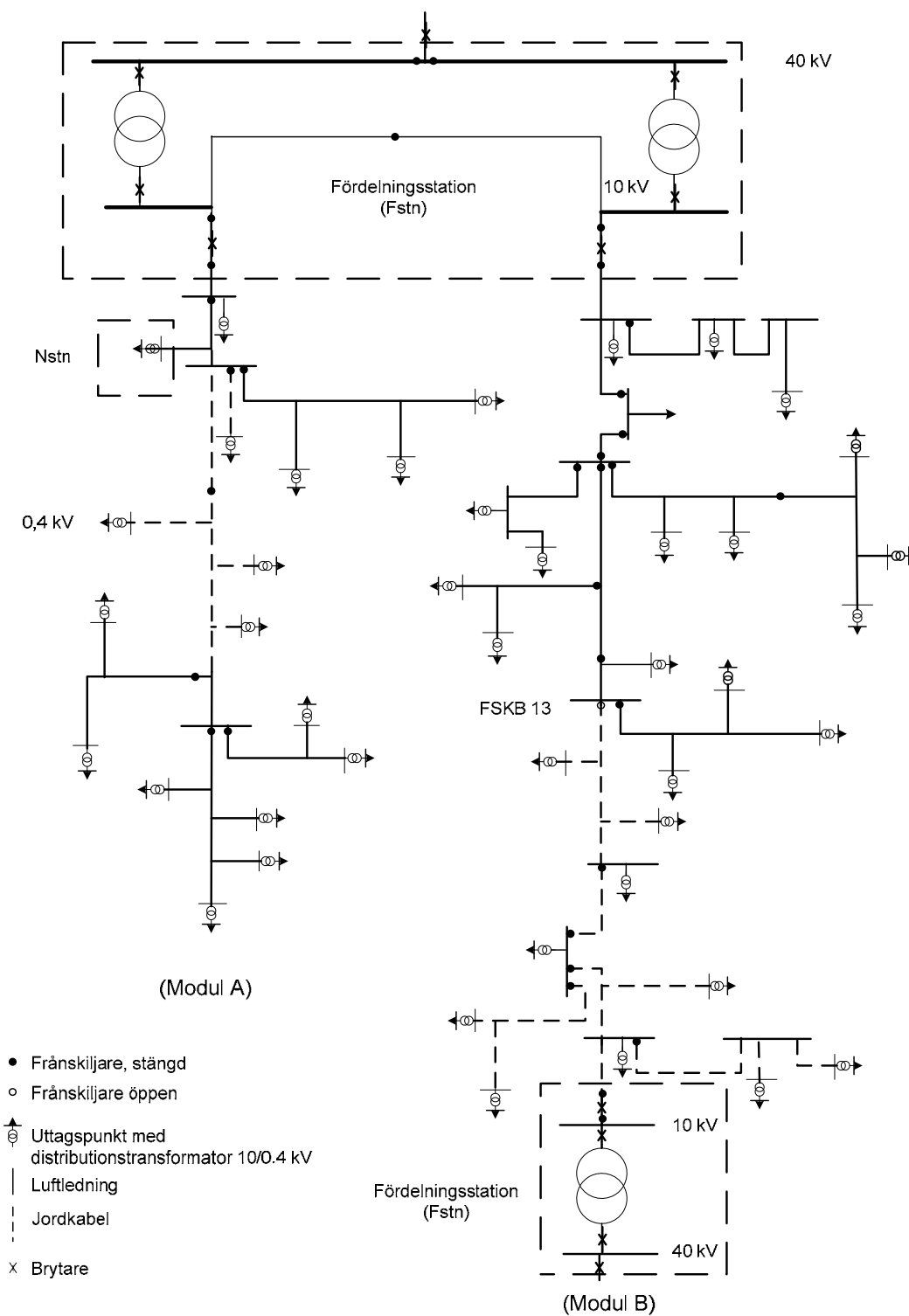
Tabell 2-1. Fördelning av kundkategorier i testnätet för tätort.

Kundkategori	Antal
Hushåll	9450
Industri	170
Handels- och tjänsteföretag	1160
Offentlig verksamhet	300
Totalt	11080

2.2 Testnät för landsbygd

Testnätet för landsbygd består av två stycken utgående 10 kV ledningar som matas från en 40 kV fördelningsstation med två transformatorer, se Figur 2-2. Ledningarna är försedda med frånskiljare i strategiska punkter för att kunna möjliggöra sektioneringar i samband med fel.

Den ena ledningen (modul A) är radiell och matar sjutton belastningar. Den andra ledningen (modul B) matar också sjutton belastningar, men är dessutom via en sektioneringsfrånskiljare ansluten till ett 10 kV kabelnät med tio uttagspunkter. Dessa matas i sin tur från en annan 40 kV fördelningsstation försedd med endast en transformator. Den totala ledningslängden i modul A är 18,7 km och i modul B 27,5 km. Fördelningen på oisolerad och isolerad luftledning samt jordkabel visas i Tabell 2-2.



Figur 2-2. Testnät för tätort. Figur hämtad från [1].

Tabell 2-2. Fördelningen på ledningstyper i testnätet för landsbygd.

Ledningstyp	Modul A	Modul B
	km	km
Oisolerad luftledning	12,1	14,0
Isolerad luftledning	0,7	4,7
Jordkabel	5,9	8,8
Totalt	18,7	27,5

Antalet elkunder i testnätet är 943, fördelade på kundkategorier enligt Tabell 2-3. För övriga detaljer om testnätets utformning hänvisas till [1].

Tabell 2-3. Fördelningen av kundkategorier i testnätet för landsbygd.

Kundkategori	Modul A	Modul B	Totalt
Hushåll	209	418	627
Jordbruk	62	125	187
Industri	13	25	38
Handels- och tjänsteföretag	20	41	61
Offentlig verksamhet	10	20	30
Totalt	314	629	943

2.3 Kompletteringar av testnäten

Testnäten innehåller information om belastningarnas energiförbrukning samt längderna hos luftledningar och kablar. För att kunna ta hänsyn till reservdriftförhållanden och effektförluster i testnäten kompletterades dessa data med beräknad maximal effekt i uttagspunkterna. Dessutom infördes typiska elektriska data för luftledningar, kablar och transformatorer.

2.3.1 Maximala belastningseffekter

För beräkning av nätförluster och reservmatningsförhållanden fordras information om den maximala effekten i varje uttagspunkt. Denna beräknades utifrån den sammansättning av kundkategorier som återfinns i testnäten. Energiförbrukning och medeleffekt för varje kundkategori framgår av Tabell 2-4.

Maximala belastningseffekter i varje uttagspunkt beräknades genom användning av energiförbrukningen i kombination med Velanders formel.

Koefficienterna i formeln valdes till 0,00026 respektive 0,1. Effektfaktorn för belastningarna sattes till $\cos \varphi = 0,87$.

Tabell 2-4. Energiförbrukning för olika kundkategorier enligt [1].

Kundkategori	Energiförbrukning	Medeleffekt
	MWh	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

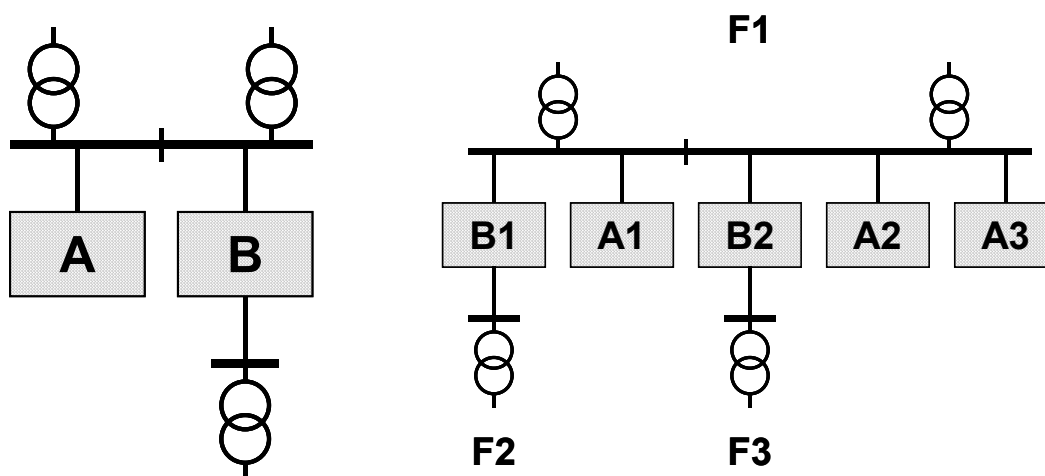
I Tabell 2-5 sammanfattas energiförbrukning, medeleffekt och maxeffekt hos testnäten utan hänsyn till nätförlusterna.

Tabell 2-5. Testnätens energiförbrukning, medeleffekt och maxeffekt.

Testnät	Energiförbrukning	Medeleffekt	Maxeffekt
	MWh	MW	MW
Tätort	177528	20,3	56,5
Landsbygd, modul A	5707	0,65	2,5
Landsbygd, modul B	11376	1,30	4,7

Som påpekas i [1] är antalet utgående 10 kV ledningar per fördelningsstation i ett landsbygdsnät vanligen fler än de två som ingår i testnätet. För att få mer representativa resultat vid tillförlitlighetsberäkningarna kompletterades därför landsbygdsnätet så att det innehåller tre identiska A-moduler (A1-A3) samt två identiska B-moduler (B1 och B2), anslutna till de tre fördelningsstationerna F1, F2 och F3 enligt Figur 2-3.

Detta innebär att testnätet innehåller tre radiella delar (A1-A3) utan reservmatningsmöjlighet, samt två delar (B1-B2) med reservmatningsmöjlighet från angränsande fördelningsstationer. Total energiförbrukning, medeleffekt och maxeffekt i landsbygdsnätet efter komplettering visas i Tabell 2-6, baserad på Tabell 2-5.



Figur 2-3. Landsbygdsnätets struktur före och efter komplettering.

Tabell 2-6. Landsbygdsnätets totala energiförbrukning, medeleffekt och maxeffekt efter komplettering till tre A-moduler och två B-moduler.

	Energiförbrukning	Medeleffekt	Maxeffekt
	MWh	MW	MW
Kompletterat landsbygdsnät	39873	4,55	16,8

2.3.2 Elektriska data för ledningar och kablar

För beräkning av nätförluster och reservmatningsförhållanden i testnäten behövs, förutom de maximala belastningseffekterna, även elektriska data för ledningar, kablar och transformatorer. Typiska elektriska data för 10 kV ledningar och kablar visas i Tabell 2-7 och Tabell 2-8. Ingen åtskillnad görs mellan oisolerad respektive isolerad luftledning när det gäller elektriska data.

Dimensioner hos luftledningar och kablar baserades i grundutförandet på aktuella reservdriftfall. Därefter kontrollerades att maximal strömbelastning i normaldrift inte överskrider ca 1 A/mm².

För kablarna i tätortsnätet valdes dimensionerna så att varje kabelslinga kan reservmatas från endera hållet vid maximala belastningar. I landsbygdsnätet valdes dimensionerna för luftledningar och kablar så att hela modul B1 respektive B2 kan reservmatas från endera F1 eller F2 respektive F3 vid maximal belastning. Vid reservmatning från F1 blir maximala spänningsfallet ca 6,5% och vid reservmatning från F2 eller F3 blir spänningsfallet 7,7%.

För modulerna A1-A3 finns i grundutförandet inga reservmatningsmöjligheter, varför ledningar och kablar dimensionerades för normaldrift.

Tabell 2-7. Elektriska data för 10 kV ledningar i testnäten

Area	Resistans	Induktans	Max. ström vid reservdrift
mm ²	Ω/fas, km	mH/fas, km	A/fas
62 FeAl	0,54	1,1	213
99 FeAl	0,34	1,1	285
157 FeAl	0,21	1,1	382
234 FeAl	0,14	1,1	501

Tabell 2-8. Elektriska data för 10 kV kablar i testnäten

Area	Resistans	Induktans	Kapacitans	Max. ström vid reservdrift
mm ²	Ω/fas, km	mH/fas, km	μF/fas, km	A/fas
95 Al	0,32	0,37	0,33	250
150 Al	0,21	0,34	0,39	320
240 Al	0,13	0,32	0,47	420

För luftledningar i reservdrift beräknades strömbelastningsförmågan enligt Cigré [3] vid omgivningstemperaturen +30°C och maximala ledartemperaturen +70°C (gäller om maximal belastning förväntas kunna inträffa även sommartid). För kablar i reservdrift valdes en maximal ledartemperatur av +90°C varvid uppgifter om strömbelastningsförmågan hämtades ur [4]. Resultaten visas i Tabell 2-7 och Tabell 2-8.

2.3.3 Elektriska data för regionnätsledningar

Testnäten innehåller inga regionnätledningar. För att kunna beräkna tillförlitligheten i lokalnäten med hänsyn till gränssnittet mot regionnätet kompletterades testnäten med regionnätledningar för 40 kV och 130 kV med representativa längder. Ur elektrisk synpunkt betraktas dessa ledningar som ideala, dvs. förluster, spänningsfall och strömbelastningsförmåga hos de tillkommande regionnätledningarna ingår ej i beräkningarna.

3 Tillförlitlighetsberäkningar för testnäten

3.1 Allmänt

Metoden för tillförlitlighetsberäkningar baseras på genomsnittliga statistiska felfrekvenser samt erfarenhetsmässiga reparations- eller utbytestider för ingående komponenter.

Det är viktigt att känna till följande begränsningar hos beräkningsmetoden:

- Endast oberoende och slumpmässigt fördelade fel ingår.
- Endast enstaka fel behandlas, dvs. inga ytterligare fel antas inträffa i nätet under reparationstiden.
- Hänsyn tas endast till bestående fel som orsakar automatisk bortkoppling.
- Planerade avbrott, t ex i samband med underhållsarbeten, ingår inte.

Den två första begränsningarna är vanliga vid tillförlitlighetsberäkningar på distributionsnät eftersom bidragen från samtida fel normalt sett är försumbara. Detta innebär dock att extrema händelser, som exempelvis stormen Gudrun, inte ingår i resultaten eftersom felen då inte är slumpmässigt fördelade i tid och rum. Vid extrema händelser blir även reparationstiderna mycket längre än vid enstaka fel, eftersom tillgången till personal och materiel är begränsad. Dessutom uppstår troligen ytterligare fel i nätet innan reparationer hunnit påbörjas. De extrema händelserna inverkar dock indirekt på beräkningsresultaten genom att den statistiska felfrekvensen ökar för vissa komponenter, framförallt luftledningar.

Den tredje begränsningen innebär att övergående fel, t ex åskfel på ledningar med snabbåterinkoppling, inte ingår.

Den fjärde begränsningen innebär att det förutsätts att reservmatning ordnas vid avhjälpande eller planerat underhåll.

Som resultat av tillförlitlighetsberäkningarna fås i första hand medelvärden för avbrottsfrekvens, avbrottstid och tillgänglighet. Resultaten av tillförlitlighetsberäkningar kan presenteras på olika sätt, t.ex. för varje uttagspunkt eller som ett genomsnitt för det aktuella nätet. Här presenteras resultaten i form av tillförlitlighetsindex för det aktuella nätet:

SAIFI: Genomsnittligt antal avbrott per kund och år

SAIDI: Genomsnittlig avbrottstid per kund och år

CAIDI: Genomsnittligt varaktighet per avbrott

ASAI: Genomsnittlig tillgänglighet

Beräkningar av tillförlitlighetsindex utfördes med det kommersiellt tillgängliga programmet NEPLAN Reliability.

Kundernas kostnader för avbrott i elleveranserna är direkt relaterade till tillförlitligheten i nätet. Ovanstående tillförlitlighetsindex ger dock ingen direkt

information om avbrottskostnadernas storlek, eftersom olika kundkategorier har olika kostnader för avbrott. De totala avbrottskostnaderna i ett nät beror därför på sammansättningen av elkunder samt frekvensen och varaktigheten av avbrotten i varje uttagspunkt.

Uppskattningar av kunders avbrottskostnader är ett viktigt underlag för val av åtgärder då man önskar påverka tillförlitligheten i ett nät. Resultaten av tillförlitlighetsberäkningarna för testnäten har därför kompletterats med beräkningar av avbrottskostnader med hänsyn till kundsammansättningen i varje uttagspunkt, varefter kostnaderna summerats för samtliga uttagspunkter i nätet.

Ett annat mått på tillförlitligheten i nätet är mängden icke-levererad energi vid avbrott i elleveranserna. Även detta mått kan användas som underlag för val av åtgärder i nätet. Resultaten av beräkningarna för testnäten har därför kompletterats även med beräkningar av total icke-levererad energi.

Även beräkningarna av avbrottskostnader och icke-levererad energi utfördes med programmet NEPLAN Reliability.

3.2 Indata

3.2.1 Tillförlitlighetsberäkningar

Tillförlitlighetsdata för testnäten i [1] innefattar luftledningar och jordkablar för 10 kV, nätstationer 10/0,4 kV, transformatorer 40/10 kV och 130/10 kV, brytare för 40 kV samt samlingsskenor för 10 kV och 40 kV.

Som indata till tillförlitlighetsberäkningarna användes i störst möjliga utsträckning samma värden som i [1]. Dessa värden, som till stor del baseras på erfarenheter från svenska distributionsnät, diskuterades och godkändes av nätföretagens representanter i examensarbets referensgrupp. Observera att reparationstiden för 40 kV och 130 kV transformatorer representerar ett medelvärde; i praktiken kan tiden vara avsevärt kortare (t ex om en reservtransformator finns ansluten i stationen) eller avsevärt längre (t ex om en utbytesenhet måste hämtas från annan plats).

För att möjliggöra mer detaljerade studier av 40 kV och 130 kV ställverkens och regionnätets ledningarnas inverkan på tillförlitligheten kompletterades indata med felfrekvenser och reparationstider för ledningar 40 kV och 130 kV, brytare för 130 kV, frångiljare för 40 kV och 130 kV samt samlingsskenor för 130 kV. Data hämtades från [5] och [6], som i stor utsträckning bygger på Vattenfall Eldistributions felstatistik för regionnäten samt Vattenfalls bedömningar av reparationstider.

Använda felfrekvenser och reparationstider redovisas i Tabell 3-4. Den genomsnittliga omkopplingstiden för isolering av felaktiga komponenter med hjälp av frångiljare sattes till 1 h i enlighet med [1].

3.2.2 Icke-levererad energi

Beräkningen av icke levererad energi baseras på frekvens och varaktighet av avbrott samt medelenergiförbrukning i varje uttagspunkt.

3.2.3 Avbrottskostnader

Avbrottskostnaderna baseras på [7] som är den mest aktuella studien av för svenska elkunders kostnader vid elavbrott. Resultaten av studien redovisas som en normaliserad kostnad i kronor per kW abonnerade effekt. Kostnaden för ej aviserade avbrott visas i Tabell 3-2 för samtliga kundkategorier vid några olika varaktigheter av avbrottet. Eftersom tillförlitlighetsberäkningarna baseras på genomsnittliga felrisker, oberoende av tidpunkt och utan hänsyn till aktuell belastningsnivå, används medeleffekten (se Tabell 2-4) för att beräkna kundernas avbrottskostnader som funktion av avbrottet varaktighet i varje uttagpunkt.

Tabell 3-1. Indata för tillförlitlighetsberäkningar.

Systemspänning	Komponent	Felfrekvens	Reparationstid	Källa
		fel/år fel/km, år tätort/landsbygd	timmar tätort/landsbygd	
10 kV	Markstation	0,0155	2,5/10	se [1]
	Stolpstation	0,02	2,5/10	se [1]
	Jordkabel	0,025/0,019	11,5	se [1]
	Isolerad luftledning	0,03	5	se [1]
	Oisolerad luftledning	0,123	5	se [1]
	Brytare	0,006	4	se [1]
	Samlingsskena	0,001	2	se [1]
40 kV	Transformator	0,003	10	se [1]
	Frånskiljare	0,001	8	[5]
	Brytare	0,0058	8	se [1]
	Samlingsskena	0,001	2	se [1]
	Ledning	0,007	8	[6]
130 kV	Transformator	0,003	10	se [1]
	Frånskiljare	0,001	8	[5]
	Brytare	0,003	48	[5]
	Samlingsskena	0,001	8	[5]
	Ledning	0,003	12	[6]

Tabell 3-2. Normaliserade avbrottskostnader i kr/kW abonnerad effekt för olika kundkategorier vid ej aviserade avbrott enligt [7].

	Avbrottets varaktighet			
	1 h	6 h	12 h	24 h
Hushåll	2,1	14,7	35,3	51,5
Industri	61	213	310	472
Handels- och tjänsteföretag	170	668	955	1240
Jordbruk	8	27	48	100
Offentlig verksamhet	228	339	405	538

I varje uttagpunkt i testnäten finns en given kundsammansättning och en given total medeleffekt. För beräkning av avbrottskostnaderna i varje uttagpunkt används en generell fördelning på kundkategorier baserat på deras andel av den totala medeleffekten i respektive testnät. Resultatet blir att två olika avbrottskostnader används i beräkningarna, en i tätortsnätet och en i landsbygdsnätet. De på detta sätt framräknade normaliserade avbrottskostnaderna visas i Tabell 3-3 för några utvalda avbrottstider.

Tabell 3-3. Normaliserade avbrottskostnader i kr/kW abonnerad effekt per uttagpunkt för testnäten i tätort och landsbygd.

Testnät	Avbrottets varaktighet				
	1 h	3 h	6 h	12 h	24 h
Tätort (kr/kW)	99	223	363	521	687
Landsbygd (kr/kW)	73	158	254	367	501

I ett licentiatarbete vid KTH [8] har studerats hur avbrottskostnaderna varierar beroende på tidpunkten då avbrottet inträffar. Hänsyn tas både till att sannolikheten för avbrott varierar under året samt att kundernas kostnader för avbrott varierar beroende på aktuell tidpunkt och belastningsnivå. En fallstudie av ett luftledningsnät i [8] visar att denna mer fullständiga beräkningsmetod ger liknande avbrottskostnader som den förenklade metod som används här. Detta är ett resultat av två motverkande effekter: Att ta hänsyn till tidpunkten i analysen, istället för att anta att alla elavbrott inträffar vid den värsta tänkbara tidpunkten, ger en minskande effekt på avbrottskostnaden. Samtidigt är vinterstormar mer vanliga i Sverige, vilket gör att risken för elavbrott är högre när belastning och avbrottskostnader också är höga. Om istället ett kabelnät skulle undersökas, uteblir denna andra (höjande) effekt eftersom felintensiteten för kablar inte har samma väderberoende som för luftledningarna.

Slutligen beräknas den årliga avbrottskostnaden för testnäten utifrån antalet avbrott och avbrottens varaktighet i varje uttagspunkt. Därefter beräknas nuvärdet av kostnaderna genom att multiplicera årskostnaden med 15,0 baserat på en kalkylperiod av 40 år med kalkylräntan 6 %.

3.3 Testnät i grundutförande

För att "kalibrera" resultaten av tillförlitlighetsberäkningarna med de resultat som redovisas för testnäten i [1] genomfördes först beräkningar av tillförlitlighetsindex för grundutföranden av de båda testnäten, se Figur 2-1 och Figur 2-2.

Förutom ledningsnät och nätstationer ingår i tätortsnätet även ställverk för 10 kV och transformatorer för 130/10 kV, medan landsbygdsnätet inkluderar ställverk för 10 kV, transformatorer för 40/10 kV, brytare för 40 kV och samlingsskenor för 40 kV.

I [1] redovisas både medelvärden och standardavvikelser för samtliga tillförlitlighetsindex. Här har endast medelvärden av index beräknats eftersom genomsnittsvärden används för såväl felfrekvenser som reparationstider. Resultaten av jämförelsen visas i Tabell 3-4.

Tabell 3-4. Tillförlitlighetsindex för testnät i grundutförande.

	Tätort		Landsbygd	
	beräknat resultat	medelvärde enligt [1]	beräknat resultat	medelvärde enligt [1]
SAIFI	0,210	0,210	1,493	1,638
SAIDI	0,232	0,232	3,495	3,673
CAIDI	1,107	1,110	2,341	2,243
ASAI	0,999973	0,999974	0,99960	0,99958

Som framgår av tabellen erhålls en bra överensstämmelse mellan beräknade resultat och medelvärden från [1], speciellt för tätortsnätet. För landsbygdsnätet är skillnaden mellan resultaten något större, troligen beroende på skillnader i simuleringen av fel och efterföljande händelser i fördelningsstationernas 40 kV ställverk. Överensstämmelsen kan dock betraktas som tillräckligt bra för att utgöra en bas för beräkningar av alternativa nätutföranden.

Det bör observeras att testnäten i grundutförandet inte innehåller några säkringar för 10/0,4 kV transformatorerna. Detta innebär att fel hos dessa transformatorer orsakar oselectiv bortkoppling av hela 10 kV ledningen istället för selektiv bortkoppling av endast den felaktiga transformatorn. Inverkan av ett transformatorfel blir därför större än vad som är fallet i verkligheten. För att erhålla mer realistiska resultat kompletterades därför samtliga distributionstransformatorer med säkringar för de fortsatta beräkningarna.

3.4 Alternativ för testnäten

Testnätet för tätort användes i första hand för att studera variationer i tillförlitligheten då fördelningsstationernas 130 kV ställverk och anslutningen till 130 kV regionnätet utformas på olika sätt.

Testnätet för landsbygd används för att studera tillförlitligheten då antalet fördelningsstationer varierar samt då fördelningsstationens 40 kV ställverk och anslutningen till 40 kV regionnätet utformas på olika sätt.

3.4.1 Alternativa 10 kV ställverkskonfigurationer i tätortsnätet

Inledningsvis undersöktes inverkan av 10 kV ställverkets konfiguration i tätortsnätet. Som framgår av Figur 2-1 är fördelningsstationens 10 kV ställverk i grundutförandet utfört med sektionerad enkel samlingsskena. Kompletterande tillförlitlighetsberäkningar gjordes, dels med ett enklare utförande i form av enkel samlingsskena utan sektionering, dels med ett mer komplext utförande i form av ett tvåbrytarställverk.

Resultaten i form av tillförlitlighetsindex och totala avbrottskostnad per år visas i Tabell 3-5. Observera att 10/0,4 kV transformatorerna är försedda med säkringar i dessa beräkningar.

Tabell 3-5. Tillförlitlighetsindex, avbrottskostnad och icke levererad energi för tätortsnät med alternativa 10 kV ställverkskonfigurationer.

	Enkel samlingsskena	Sektionerad enkel samlingsskena (grundutförande)	Tvåbrytarställverk
SAIFI	0,225	0,185	0,186
SAIDI	0,488	0,207	0,222
CAIDI	2,171	1,121	1,191
ASAI	0,999944	0,999976	0,999975
Icke-levererad energi (MWh/år)	9,86	4,16	5,38
Avbrottskostnad (kkkr/år)	734	395	444
Nuvärde av avbrottskostnad (Mkr)	11,010	5,925	6,660

Resultaten visar att sektionerad enkel samlingsskena respektive tvåbrytarställverk ger tämligen likvärdig tillförlitlighet, dock ger tvåbrytarställverket något sämre resultat på grund av större antal komponenter. Enkel samlingsskena utan sektionering ger däremot avsevärt sämre resultat. För de fortsatta beräkningarna på tätortsnätet valdes därför grundutförandet för 10 kV ställverket, dvs. sektionerad enkel samlingsskena.

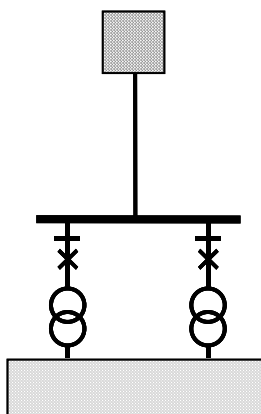
3.4.2 Alternativa anslutningar till regionnätet

Fördelningsstationen för tätortsnätet kan vara ansluten till regionnätet på olika sätt, varav två vanliga fall behandlas här:

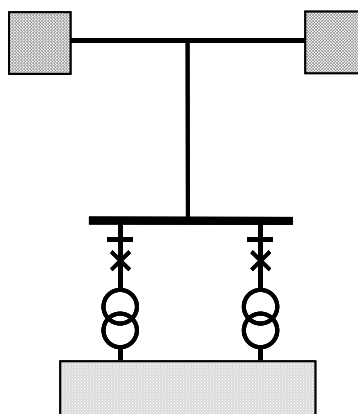
- Matning via en radiell ledning eller via en påsticksledning från en annan ledning som kan matas från två stationer.
- Matning via två eller flera ledningar som ingår i ett maskat regionnät.

3.4.2.1 Matning via radiell ledning eller påsticksledning

I det första fallet matas fördelningsstation via en radiell ledning enligt Figur 3-1 eller påsticksledning enligt Figur 3-2. Tillförlitligheten hos denna ledning blir viktig för avbrottsrisken i lokalnäten och det är därför av intresse att studera hur tillförlitligheten påverkar leveranssäkerheten. Eftersom felfrekvensen hos ledningen är proportionell mot dess längd genomfördes beräkningar med varierande ledningslängd från 0 till 50 km. Observera att vid påstick på en annan ledning mellan två stationer måste man ta hänsyn till den totala ledningslängden, dvs. både påsticksledningens och den påstuckna ledningens längd, eftersom fel på någon av dessa alltid leder till avbrott.



Figur 3-1.



Figur 3-2.

I detta fall är fördelningsstationernas ställverk oftast av enkelt utförande och har ingen avgörande inverkan på tillförlitligheten i jämförelse med ledningen. Några alternativa ställverksutföranden har därför inte undersökts, utan ställverken antogs vara utförda med enkel samlingsskena.

Resultaten för tätortsnätet redovisas i Tabell 3-6 och för landsbygdsnätet i Tabell 3-7. Resultaten avser fallet då reservmatningsmöjligheter saknas (förutom fördelningsstationerna F2 och F3 i landsbygdsnätet). En total avsaknad av reservmatningsmöjligheter är givetvis orealistisk i praktiken, men syftet är här att få fram principiella resultat. Inverkan av olika typer av reservmatning behandlas senare i avsnitt 3.4.4.

Tabell 3-6. Tillförlitlighetsindex, icke-levererad energi och avbrottskostnad för tätortsnät som matas via radiell 130 kV ledning eller via påsticksledning.

	130 kV ledningslängd				
	0 km	5 km	10 km	25 km	50 km
SAIFI	0,194	0,209	0,224	0,269	0,344
SAIDI	0,238	0,417	0,597	1,137	2,037
CAIDI	1,226	1,998	2,668	4,230	5,924
ASAI	0,999973	0,999952	0,999932	0,999870	0,999767
Icke-levererad energi (MWh/år)	4,78	8,42	12,1	23,0	41,29
Avbrottskostnad (kkr/år)	433	591	750	1225	2018
Avbrottskostnad p.g.a. fel på regionnätledning (kkr/år)	-	158	317	792	1585
Nuvärde av avbrottskostnad p.g.a. fel på regionnätledning (Mkr)	-	2,370	4,755	11,880	23,775

Näst sista raden i Tabell 3-6 kan användas för att uppskatta en årlig specifik avbrottskostnad per MW·km för 130 kV ledningen. Med en medeleffekt av 20,3 MW enligt Tabell 2-5 fås den årliga specifika medelavbrottskostnaden 1,56 kkr/MW·km för tätortsnätet då reservmatningsmöjligheter saknas.

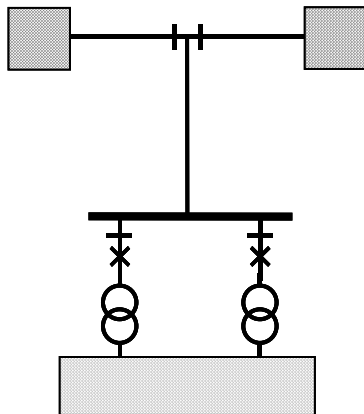
På samma sätt som för tätortsnätet kan näst sista raden i Tabell 3-7 användas för att uppskatta den årliga specifika avbrottskostnaden per MW·km för 40 kV ledningarna. Landsbygdsnätet har en medeleffekt av totalt 4,55 MW enligt Tabell 2-6 och den specifika medelavbrottskostnaden per år blir alltså 0,51 kkr/MW·km.

Tabell 3-7. Tillförlitlighetsindex, icke-levererad energi och avbrottskostnad för landsbygdsnät som matas via radiella 40 kV ledningar eller påsticksledning.

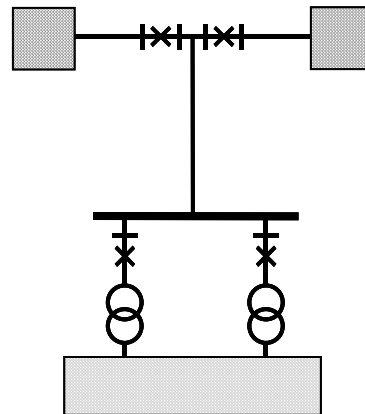
Index	40 kV ledningslängd per fördelningsstation				
	0 km	5 km	10 km	25 km	50 km
SAIFI	1,327	1,362	1,397	1,502	1,677
SAIDI	2,974	3,008	3,043	3,148	3,323
CAIDI	2,241	2,209	2,179	2,096	1,982
ASAI	0,999661	0,999657	0,999653	0,999641	0,999621
Icke-levererad energi (MWh/år)	13,12	13,28	13,44	13,92	14,71
Avbrottskostnad (kkr/år)	683	694	706	741	799
Avbrottskostnad p.g.a. fel på regionnätledning (kkr/år)	-	11	23	58	116
Nuvärde av avbrottskostnad p.g.a. fel på regionnätledning (Mkr)	-	0,165	0,345	0,870	1,740

3.4.2.2 Modifierat utförande av påsticksledning

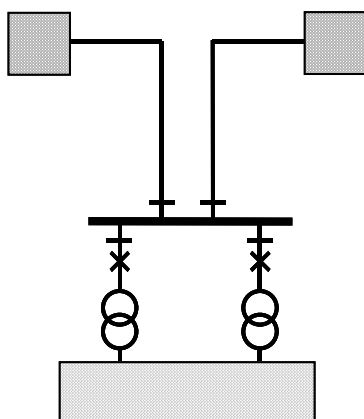
För en påsticksledning som är ansluten till en ledning som ingår i ett maskat nät finns flera möjligheter att påverka risken för avbrott i lokalnätet. De alternativ som behandlas här visas i Figur 3-3 till Figur 3-6.



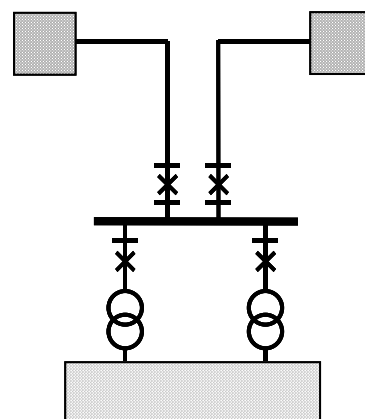
Figur 3-3



Figur 3-4



Figur 3-5



Figur 3-6

I det följande visas hur avbrottskostnaderna för de olika alternativen kan uppskattas med användning av resultaten i Tabell 3-6 och Tabell 3-7. Metoden bygger på att införa en ekvivalent ledningslängd för regionnätetsledningarna som varierar beroende på utförandet av påsticksledningen. Den ekvivalenta ledningslängden används sedan för att beräkna avbrottskostnaderna med hjälp av Tabell 3-6 eller Tabell 3-7 eller med användning av de specifika avbrottskostnaderna per MW·km. Vi bortser liksom tidigare från reservmatningsmöjligheter via underliggande nät.

Antag att påsticksledningen har längden x km och den påstuckna ledningen har totala längden y km. Ett enkelt påstick utan kopplingsapparater, se Figur 3-2, ger följande ekvivalenta ledningslängd s för uppskattning av avbrottskostnaderna:

$$s = x + y \quad (2)$$

Om man kompletterar med frånskiljare på ledningen enligt Figur 3-3 kommer fel hos påsticksledningen att påverka avbrottsrisken som tidigare, medan fel hos den påstuckna ledningen kan isoleras genom att en av frånskiljarna öppnas. Den ekvivalenta ledningslängden reduceras då med hänsyn till förhållandet mellan omkopplingstiden för frånskiljaren och reparationstiden för ledningen. (Vi bortser här från frånskiljarnas felrisk eftersom den är försumbar jämfört med risken för ledningsfel.)

Vid beräkning av en ekvivalent ledningslängd med avseende på avbrottskostnader måste man emellertid ta hänsyn till att kostnaderna inte är direkt proportionella mot avbrottstiden. Reparationstiden för en regionnätledning är 8-12 h enligt Tabell 3-1, medan omkopplingstiden antas vara 1 h. I Tabell 3-3 kan man se att avbrottskostnaden per timma är ungefär dubbelt så stor under den första timman som under de första tolv timmarna av avbrottet. Eftersom resultaten i Tabell 3-6 och Tabell 3-7 är starkt beroende av reparationstiden för regionnätledningarna, bör man vid beräkning av den ekvivalenta ledningslängden räkna upp omkopplingstiden med en faktor två för att få en mer korrekt uppskattning av avbrottskostnaderna. Med reparationstiden t_r för ledningarna och omkopplingstiden t_k för frånskiljarna fås då följande ekvivalenta ledningslängd s för uppskattning av avbrottskostnaderna:

$$s \approx x + \frac{2 \cdot t_k}{t_r} y \quad (3)$$

I detta fall kan avbrottstiden minskas genom att använda fjärrmanövrerade frånskiljare.

Om frånskiljarna kompletteras med brytare i påstickspunkten enligt Figur 3-4 kommer fel på den påstuckna ledningen att bortkopplas automatiskt och den ekvivalenta ledningslängden s för uppskattning av avbrottskostnaderna blir då:

$$s = x \quad (4)$$

(Vi bortser från felrisken för brytarna eftersom den är försumbar jämfört med risken för ledningsfel.)

Om påsticksledningen kompletteras med ytterligare en ledning samtidigt som den enkla samlingsskenan i fördelningsstationen kompletteras med frånskiljare enligt Figur 3-5, kommer en felaktig ledning att kunna isoleras genom att en av frånskiljarna öppnas. Den ekvivalenta ledningslängden s för uppskattning av avbrottskostnader blir då (med hänsyn tagen till viktningen av avbrottskostnaderna under den första timmen):

$$s \approx \frac{2 \cdot t_k}{t_r} (2x + y) \quad (5)$$

Om ställverket istället förses med brytare enligt Figur 3-6 kommer fel på någon av ledningarna att bortkopplas automatiskt och den ekvivalenta ledningslängden s för beräkning av avbrottskostnader blir då:

$$s = 0 \quad (6)$$

Ett exempel på beräkningar av avbrottskostnader orsakade av fel på regionnätledning vid olika utföranden av påsticksledningar visas i Tabell 3-8. Påsticksledningens längd x antas vara 5 km medan den påstuckna ledningens längd y antas vara 20 km. Om fränksiljarna är fjärrmanövrerade antas omkopplingstiden vara 10 min.

För beräkning av avbrottskostnaderna användes de specifika avbrottskostnaderna 1,56 respektive 0,51 kkr/MW·km för tätortsnätet respektive landsbygdsnätet, se avsnitt 3.4.2.1, tillsammans med medeleffekterna 20,3 respektive 4,55 MW, se Tabell 2-5. Resultaten visas i Tabell 3-8 och Tabell 3-9. Observera att skillnaderna i ekvivalent ledningslängd vid 130 kV och 40 kV beror på olika reparationstider vid ledningsfel.

Tabell 3-8. Avbrottskostnader orsakade av fel på regionnätledning vid olika utföranden av påsticksledning till tätortsnätet.

Utförande	Figur	Ekvivalent ledningslängd	Avbrottskostnad	Nuvärde av avbrottskostnad
		km	kkr/år	Mkr
Utan kopplingsapparater på ledningen	Figur 3-2	25	792	11,880
Fränksiljare på ledningen	Figur 3-3	8,3	264	3,960
Fjärrmanövrerad fränksiljare på ledningen	Figur 3-3	5,6	176	2,640
Brytare på ledningen	Figur 3-4	5,0	158	2,370
Extra påsticksledning med fränksiljare i ställverket	Figur 3-5	5,0	158	2,370
Extra påsticksledning med fjärrmanövrerad fränksiljare i ställverket	Figur 3-5	0,83	26	0,390
Extra påsticksledning med brytare i ställverket	Figur 3-6	0	0	0

Tabell 3-9. Avbrottskostnader orsakade av fel på regionnätledning vid olika utföranden av påsticksledning till landsbygdsnätet.

Utförande	Figur	Ekvivalent ledningslängd	Avbrottskostnad	Nuvärde av avbrottskostnad
		km	kkr/år	Mkr
Utan kopplingsapparater på ledningen	Figur 3-2	25	58,0	0,870
Frånskiljare på ledningen	Figur 3-3	10	23,2	0,348
Fjärrmanövrerad frånskiljare på ledningen	Figur 3-3	5,8	13,5	0,202
Brytare på ledningen	Figur 3-4	5,0	11,6	0,174
Extra påsticksledning med frånskiljare i ställverket	Figur 3-5	7,5	17,4	0,261
Extra påsticksledning med fjärrmanövrerad frånskiljare i ställverket	Figur 3-5	1,25	2,9	0,044
Extra påsticksledning med brytare i ställverket	Figur 3-6	0	0	0

3.4.2.3 Matning via två eller flera regionnätledningar

I det andra fallet matas stationen via redundanta ledningar. Om man som här bortser från risken för samtidiga fel på flera ledningar, innebär detta att ledningslängderna blir okritiska, eftersom matning alltid kan ske via en eller flera återstående ledningar efter automatisk bortkoppling av den felaktiga ledningen. Däremot får utformningen av ställverken en viss inverkan på tillförlitligheten. Av denna anledning har tre tänkbara ställverkslösningar studerats:

- enkel samlingsskena utan sektionering
- enkel samlingsskena med sektioneringsfrånskiljare
- enkel samlingsskena med sektioneringsbrytare

Resultaten av beräkningarna redovisas i Tabell 3-10.

För 40 kV ställverken har endast station F1 studerats eftersom övriga 40 kV stationer (F2 och F3) är försedda med endast en transformator som är ansluten till en enkel samlingsskena utan sektionering.

Resultaten av beräkningarna för 130 kV ställverket redovisas i Tabell 3-10 och för 40 kV ställverket i Tabell 3-11 .

Tabell 3-10. Tillförlitlighetsindex, icke-levererad energi och avbrottskostnad för tätortsnät med olika 130 kV ställverkskonfigurationer.

	Enkel samlingsskena utan sektionering	Enkel samlingsskena med sektioneringsfrånskiljare	Enkel samlingsskena med sektioneringsbrytare
SAIFI	0,202	0,204	0,198
SAIDI	0,259	0,233	0,220
CAIDI	1,284	1,144	1,113
ASAI	0,999970	0,999973	0,999975
Icke-levererad energi (MWh/år)	5.22	4.69	4.43
Avbrottskostnad (kkr/år)	440	440	421
Nuvärde av avbrottskostnad (Mkr)	6,600	6,600	6,315

Tabell 3-11. Tillförlitlighetsindex, icke-levererad energi och avbrottskostnad för landsbygdsnät med olika 40 kV ställverkskonfigurationer.

	Enkel samlingsskena utan sektionering	Enkel samlingsskena med sektioneringsfrånskiljare	Enkel samlingsskena med sektioneringsbrytare
SAIFI	1,339	1,340	1,325
SAIDI	2,985	2,986	2,971
CAIDI	2,230	2,229	2,243
ASAI	0,999659	0,999659	0,999661
Icke-levererad energi (MWh/år)	13,17	13,17	13,10
Avbrottskostnad (kkr/år)	687	687	682
Nuvärde av avbrottskostnad (Mkr)	10,305	10,305	10,230

3.4.3 Varierande antal fördelningsstationer

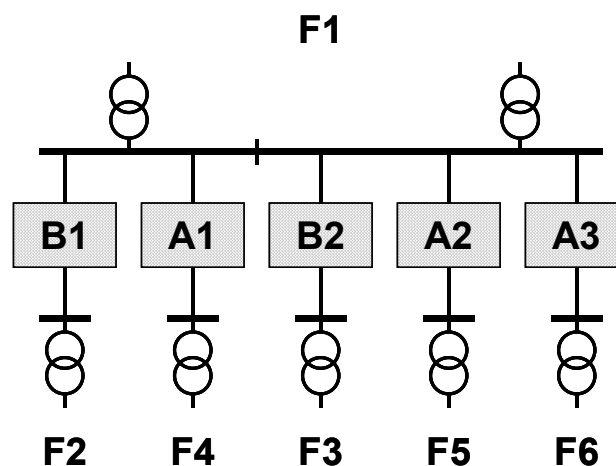
I ett landsbygdsnät har man ibland möjlighet att anpassa antalet inmatningspunkter från regionnätet, dels med hänsyn till lokalnätets utbredning och dels beroende på närheten till befintliga regionnätsledningar. Vid kablfiering av landsbygdsnät kan det också vara lämpligt att införa nya fördelningsstationer på grund av behovet av kompensering av de ökade kapacitiva strömmarna. För att exemplifiera hur antalet fördelningsstationer inverkar på leveranssäkerheten i ett landsbygdsnät har tillförlitlighetsberäkningar gjorts för de olika delarna av testnätet, dvs. modulerna A1-A3 och B1-B2.

Inverkan på tillförlitlighetsindex av antalet fördelningsstationer i modulerna B1 och B2 undersöktes redan i [1]. Här kompletteras dessa resultat med beräkningar av icke-levererad energi och avbrottskostnader per modul. För att representera en typisk anslutning till regionnätet antas att varje fördelningsstation matas via en 10 km lång 40 kV ledning.

Antalet fördelningsstationer per modul påverkar även effektförlusterna i ledningsnätet. För att kunna uppskatta värdet av förlusterna i lokalnätet beräknades dessa vid maximal belastning och normal driftläggning i de olika alternativen.

3.4.3.1 Modul A1-A3

Modulerna A1-A3 matas i grundutförandet endast från fördelningsstation F1, se Figur 2-3. Av intresse för dessa moduler är att undersöka inverkan av ytterligare en fördelningsstation per modul.



Figur 3-7. Modul A1-A3 med extra fördelningsstationer F4-F5.

Vi förutsätter att de tillkommande fördelningsstationerna F4-F6 ansluts enligt Figur 3-7 och matas från regionnätet via 10 km långa 40 kV ledningar. Modulerna sektioneras så att ungefär halva belastningen matas från vardera F1 respektive F4-F6. Resultat av tillförlitlighetsberäkningar för modul A1-A3 vid matning från en respektive två fördelningsstationer per modul visas i Tabell 3-12.

Vid införandet av fördelningsstation F4-F6 behöver luftledningarna närmast stationen dimensioneras så att maximal strömtätheten vid normal drift blir ca 1 A/mm². Dessutom måste man kontrollera att hela modulen kan reservmatas från dessa stationer utan att överskrida maximal strömbelastningsförmåga hos ledningarna. (Detta innebär att några ledningssektioner närmast F4-F6 förstärks från 62 FeAl till 99 FeAl.) Efter att detta gjorts beräknades ledningsförluster vid maximala belastningseffekter i modul A1-A3 vid normal driftläggning i de båda alternativen.

Energiförlusterna beräknades genom att förlusternas utnyttjningsfaktor, som kan uppskattas med hjälp av empiriska formler, valdes till 0,15 baserat på en antagen utnyttjningstid av 3000 h för belastningarna. Därefter uppskattades förlustkostnaderna baserat på ett energipris av 300 kr/MWh. Resultaten framgår av Tabell 3-13.

Tabell 3-12. Tillförlitlighetsindex, icke-levererad energi och avbrottskostnad för modul A1-A3 i landsbygdsnätet vid varierande antal fördelningsstationer per modul.

	F1	F1+F4+F5+F6
SAIFI	1,759	1,032
SAIDI	4,002	2,784
CAIDI	2,276	2,699
ASAI	0,999543	0,999682
Icke-levererad energi (MWh/år)	2,46	1,68
Avbrottskostnad per modul (kkr/år)	126	82
Nuvärde av avbrottskostnad per modul (Mkr)	1,890	1,230

Tabell 3-13. Beräknade ledningsförluster och uppskattade förlustkostnader för modul A1-A3 i landsbygdsnätet vid varierande antal fördelningsstationer per modul.

	F1	F1+F4+F5+F6
Förlusteffekt per modul (kW)	37	21
Förlustenergi per modul (MWh/år)	49	27
Förlustkostnad per modul (kkr/år)	15	8
Nuvärde av förlustkostnad per modul (Mkr)	0,225	0,120

3.4.3.2 Modul B1-B2

Modulerna B1-B2 matas i grundutförandet från två fördelningsstationer, F1 och F2 respektive F1 och F3, se Figur 2-3. Här kan man studera inverkan på tillförlitligheten av antalet fördelningsstationer genom att göra beräkningar med och utan stationerna F2 och F3. Resultat av tillförlitlighetsberäkningar för modul B1-B2 med matning från en respektive två fördelningsstationer per modul visas i Tabell 3-14.

Tabell 3-14. Tillförlitlighetsindex, icke-levererad energi och avbrottskostnad för modul B1-B2 i landsbygdsnätet vid varierande antal fördelningsstationer per modul.

	F1	F1+F2+F3
SAIFI	1,937	1,127
SAIDI	4,079	2,327
CAIDI	2,106	2,064
ASAI	0,999534	0,999734
Icke-levererad energi (MWh/år)	5,19	3,03
Avbrottskostnad per modul (kkkr/år)	276	163
Nuvärde av avbrottskostnad per modul (Mkr)	4,140	2,445

Vid matning av hela modulerna B1-B2 från endast en fördelningsstation (F1) fordras förstärkning av utgående ledningar för att erhålla en maximal strömtäthet i normaldrift av ca 1 A/mm². (Detta innebär att några ledningssektioner närmast F1 förstärktes från 157 FeAl till 234 FeAl.) En annan viktig aspekt är det maximala spänningsfallet i modulerna vid maximal belastning. Efter förstärkning beräknades spänningsfallet till ca 5,2 %. Slutligen beräknades ledningsförlusterna vid normal driftläggning och maximala belastningseffekter i de båda alternativen. Förlustenergier och förlustkostnader beräknades på samma sätt som tidigare och resultaten presenteras i Tabell 3-15.

Tabell 3-15. Beräknade ledningsförluster och uppskattade förlustkostnader för modul B1-B2 i landsbygdsnätet vid varierande antal fördelningsstationer per modul.

	F1	F1+F2+F3
Förlusteffekt per modul (kW)	120	48
Förlustenergi per modul (MWh/år)	158	63
Förlustkostnad per modul (kk/år)	47	19
Nuvärde av förlustkostnad per modul (Mkr)	0,705	0,285

3.4.4 Inverkan av reservmatningsmöjligheter

När en fördelningsstation är ansluten till regionnätet via en radiell ledning eller påsticksledning kan man förutsätta att någon typ av reservmatning finns, om inte annat för att klara leveranssäkerheten vid underhåll av regionnätetsledningen. Reservmatningen till stationen kan exempelvis komma via en reservledning från ett annat regionnät, från ett underliggande regionnät, från lokal produktion eller via lokalnätet (som för modul B1 och B2 i landsbygdsnätet).

Kapaciteten hos reservmatningen kan dock vara otillräcklig, beroende på begränsningar hos ledningarnas överföringsförmåga eller i den lokala produktionen. Vid tillgång till begränsad reservmatningskapacitet kan man använda tidigare framtagna resultat för att uppskatta de modifierade avbrottskostnaderna. Dessa får man genom att ta hänsyn till sannolikheten för att reservmatningskapaciteten inte är tillräcklig och samtidigt ta hänsyn till att den aktuella belastningen skiljer sig från den medeleffekt som använts för att beräkna medelavbrottskostnaderna.

Antag att reservmatningskapaciteten P_{res} är tillräcklig under tiden t_{res} per år och att effekten då felet inträffar kan approximeras med medelvärdet av P_{res} och maxeffekten P_{max} , dvs. belastningskurvan approximeras med en rät linje mellan P_{res} och P_{max} . Den modifierade avbrottskostnaden A_{res} kan då beräknas som en funktion av medelavbrottskostnaden A_{med} som framräknats för medeleffekten P_{med} :

$$A_{res} = A_{med} \cdot \frac{P_{max} + P_{res}}{2P_{med}} \cdot \left(1 - \frac{t_{res}}{8760}\right) \quad (1)$$

Formeln kan bara användas då P_{res} är större än P_{med} annars fås en överskattning av kostnaderna beroende på att belastningskurvan approximeras med en rät linje mellan P_{res} och P_{max} .

Om vi exempelvis antar att P_{res} är 70 % av P_{max} och att P_{res} med en given belastningskurva är tillräcklig under 75 % av tiden, kan vi använda medel- och maxeffekterna för tätortsnätet i Tabell 2-5 för att beräkna hur avbrottskostnaderna ska modifieras:

$$A_{res} = A_{med} \cdot \frac{56,5 + 0,70 \cdot 56,5}{2 \cdot 20,3} \cdot \left(1 - \frac{0,75 \cdot 8760}{8760} \right) = A_{med} \cdot 0,59$$

Vi kan nu applicera denna metod på resultaten i Tabell 3-6, dvs. fallet då tätortsnätet matas via en 130 kV radiell ledning eller påsticksledning. De modifierade avbrottskostnaderna för tätortsnätet då 70 % av maxeffekten kan reservmatas fås alltså genom att multiplicera värdena från Tabell 3-6 med 0,59. Resultatet visas i Tabell 3-16. Ingen hänsyn har här tagits till omkopplingstiden för reservmatningen.

Tabell 3-16. Exempel på modifierade avbrottskostnader vid 70 % reservmatningskapacitet för tätortsnätet vid matning från radiell ledning eller påsticksledning.

	130 kV ledningslängd				
	0 km	5 km	10 km	25 km	50 km
Avbrottskostnad p.g.a. fel på regionnätetsledning (kk/år)	-	158	317	792	1585
Modifierad avbrottskostnad p.g.a. fel på regionnätetsledning (kk/år)	-	93	187	467	935
Nuvärde av modifierad avbrottskostnad p.g.a. fel på regionnätetsledning (Mkr)	-	1,395	2,805	7,005	14,025

Den årliga specifika avbrottskostnaden per MW·km för 130 kV ledningen fås i detta exempel genom att multiplicera det tidigare resultatet med 0,59. Resultatet blir alltså $0,59 \times 1,56$, dvs 0,92 kkr/MW·km per år för tätortsnätet när reservmatningskapaciteten är begränsad till 70 % av maxeffekten.

Tabell 3-17. Exempel på modifierade avbrottskostnader vid 70 % reservmatningskapacitet för landsbygdsnätet vid matning med radiell ledning eller påsticksledning.

	40 kV ledningslängd per fördelningsstation				
	0 km	5 km	10 km	25 km	50 km
Avbrottskostnad p.g.a. fel på regionnätsledning (kk/år)	-	11	23	58	116
Modifierad avbrottskostnad p.g.a. fel på regionnätsledning (kk/år)	-	9	18	45	90
Nuvärde av modifierad avbrottskostnad p.g.a. fel på regionnätsledning (Mkr)	-	0,135	0,270	0,675	1,350

Med samma förutsättningar angående reservmatningskapaciteten (70 % av maxeffekten under 75 % av tiden) fås för landsbygdsnätet:

$$A_{res} = A_{med} \cdot \frac{16,8 + 0,70 \cdot 16,8}{2 \cdot 4,55} \cdot \left(1 - \frac{0,75 \cdot 8760}{8760}\right) = A_{med} \cdot 0,78$$

De modifierade avbrottskostnaderna för landsbygdsnätet fås alltså genom att värdena i Tabell 3-7 multipliceras med 0,78. Resultatet visas i Tabell 3-17.

Den årliga specifika avbrottskostnaden per MW·km för 40 kV ledningarna fås i detta exempel genom att multiplicera det tidigare resultatet med 0,78. Resultatet blir alltså 0,78 x 0,51, dvs. 0,40 kkr/MW·km per år för landsbygdsnätet när reservmatningskapaciteten är begränsad till 70 % av maxeffekten.

3.4.4.1 Mobila reservverk i tätortsnätet

De flesta avbrotten i tätortsnätet orsakas av fel på 10/0,4 kV transformatorer i markstationerna eller fel på någon av 10 kV kablarna i den matande slingan. Vid kabelfel begränsas avbrottstiden till den genomsnittliga omkopplingstiden 1 h genom sektioneringar, men vid fel på en 10/0,4 kV transformator förväntas reparations- eller utbytestiden bli i genomsnitt 2,5 h (se Tabell 3-1).

Det kan därför vara av intresse att undersöka hur tillgången till reservverk kan påverka avbrottskostnaderna i samband med fel i markstationer i tätortsnätet. I detta fall förutsätts att ett reservverk ansluts till 0,4 kV nätet i markstationen medan reparation eller utbyte pågår, och att reservverket har en kapacitet som motsvarar den aktuella distributionstransformatorns.

För att täcka in tänkbara variationer i utbytestiden för en transformator, eller tiden för anslutning av ett reservverk, genomfördes beräkningar där tiden varierades från 1 h till 6 h. I detta fall antas att fördelningsstationen matas av

redundanta regionnätssledningar, dvs. alla avbrott antas bero på fel i lokalnätet. Resultaten redovisas i Tabell 3-18.

Tabell 3-18. Tillförlitlighetsindex, icke-levererad energi och avbrottskostnad för tätortsnät vid varierande reparationstider, alternativt anslutningstid för reservverk.

	Reparationstid för transformator, alternativt anslutningstid för reservverk		
	1 h	3 h	6 h
SAIFI	0,185	0,185	0,185
SAIDI	0,185	0,215	0,260
CAIDI	1,000	1,162	1,404
ASAI	0,999979	0,999975	0,999970
Icke-levererad energi (MWh/år)	3,77	4,29	5,08
Avbrottskostnad (kkkr/år)	375	402	444
Nuvärde av avbrottskostnad (Mkr)	5,625	6,030	6,660

3.4.4.2 Mobila reservverk i landsbygdsnätet

I landsbygdsnätet orsakas de flesta avbrotten av fel på luftledningarna eller kablar samt fel i mark- och stolpstationer. Kundernas avbrottsstider kan till viss del begränsas genom sektioneringar i nätet, dock inte på samma effektiva sätt som i tätortsnätet eftersom landsbygdsnät innehåller många radiella delar.

Reparations- och utbytestiderna i landsbygdsnätet antas vara 5-11,5 h (se Tabell 3-1). Det är därför intressant att studera hur avbrottskostnaderna kan påverkas genom att använda reservverk i samband med reparationer. Vid reparationer i mark- eller stolpstationer förutsätts att reservverket inkopplas till 0,4 kV nätet. Vid reparation av fel på kablar eller luftledningarna förutsätts däremot att reservverket ansluts till 10 kV nätet via en transformator.

Beräkningarna gjordes på samma sätt som för tätortsnätet, men reparationstiden, alternativt tiden för anslutning av reservverket, utökades till att omfatta 3 h till 12 h. För överskådlighetens skull användes i dessa beräkningar samma reparationstid för samtliga komponenter, dvs. mark- eller stolpstation, luftledning och kabel. Resultaten visas i Tabell 3-19.

Tabell 3-19. Tillförlitlighetsindex, icke-levererad energi och avbrottskostnad för landsbygdsnätet vid varierande reparationstider, alternativt anslutningstid för reservverk.

	Reparationstid för transformator, ledning eller kabel, alternativt anslutningstid för reservverk		
	3 h	6 h	12 h
SAIFI	1,322	1,322	1,322
SAIDI	2,041	3,005	4,932
CAIDI	1,545	2,274	3,732
ASAI	0,999767	0,999657	0,999437
Icke-levererad energi (MWh/år)	9,22	13,26	21,35
Avbrottskostnad (kkkr/år)	554	701	852
Nuvärde av avbrottskostnad (Mkr)	8,310	10,515	12,780

Observera att kravet på reservverkets (och transformatorns) kapacitet kan bli väsentligt större än i tätortsnätet eftersom flera uttagpunkter kan behöva försörjas vid reparation av luftledningar eller kablar. Ett extremfall är ett fel på den utgående ledningen från fördelningsstationen till modul A1-A3. Här är maxeffekten 2,5 MW enligt Tabell 2-5, vilket innebär att flera reservverk fordras för att försörja alla elkunder medan reparationer pågår.

4 Optimala gränssnitt för testnäten

För att finna optimala utföranden av gränssnittet mellan regionnät och lokalnät måste man först bestämma vilken storhet som ska optimeras. I detta avseende är tillförlitlighetsindex som SAIFI och SAIDI viktiga storheter eftersom effektiviteten i eldistributionen delvis kan bedömas utifrån sådana parametrar. Vid val mellan alternativa investeringsåtgärder måste man å andra sidan visa vilka ekonomiska konsekvenser som de olika alternativen innebär. Elkundernas avbrottskostnad är då ett viktigt måttetal eftersom den medger en kvantifiering av leveranssäkerheten i ekonomiska termer. Avbrottskostnaderna drabbar dock inte nätföretaget direkt utan är snarare en form av samhällskostnad. Det kan därför alltid diskuteras i vilken mån dessa kostnader ska inkluderas i en investeringskalkyl.

Sammanfattningsvis kan konstateras att elkundernas avbrottskostnader är viktiga när man ska bedöma de ekonomiska konsekvenserna av olika investeringsalternativ. Avbrottskostnaden har därför använts som den primära parametern i de följande diskussionerna om val av optimala gränssnitt för de aktuella testnäten. I andra hand diskuteras hur tillförlitlighetsindexen SAIFI och SAIDI påverkas i de olika alternativen. I vissa fall jämförs nuvärdet av avbrottskostnaderna med uppskattade investeringskostnader baserade på EBR Kostnads katalog Regionnät 36-145 kV, 2008.

4.1 Alternativa 10 kV ställverkskonfigurationer i tätortsnätet

Resultaten i Tabell 3-5 visar att sektionerad enkelskena är det bästa utförandet för 10 kV ställverket. Uppskattade kostnader för en sektioneringsbrytare uppvägs mer än väl av minskade avbrottskostnader och dessutom förbättras tillförlitlighetsindex kraftigt jämfört med enkelskena utan sektionering. Samtidigt kan man konstatera att det betydligt dyrare alternativet med tvåbrytarställverk inte kan motiveras för det aktuella testnätet.

4.2 Alternativa anslutningar till regionnätet

4.2.1 Matning via radiell ledning eller påsticksledning

Vid matning från regionnätet via radiell ledning eller påsticksledning kan man jämföra totala avbrottskostnaderna med de kostnader som orsakas av fel på själva regionnätetsledningen. För tätortsnätet utgör kostnaderna för fel på 130 kV ledningen 27 % av den totala avbrottskostnaden redan då ledningslängden uppgår till 5 km, se Tabell 3-6. Därefter ökar andelen snabbt med ökande ledningslängd: 42 % vid 10 km, 65 % vid 25 km, etc. Dessutom ökar även SAIDI kraftigt med ledningslängden. I specifikt mått utgör avbrottskostnaden vid fel på 130 kV ledningen ca 1,5 kkr/MW·km. Vi förutsätter här att reservmatning saknas i tätortsnätet.

Investeringskostnaderna för ytterligare en 130 kV ledning av samma längd (ca 1 Mkr/km plus två ledningsfack à ca 2 Mkr) för att eliminera avbrottskostnaderna, blir dock avsevärt mycket större än nuvärdet av de avbrottskostnader som orsakas av fel på ledningen (exempelvis 2,4 Mkr vid 5 km ledningslängd). Att bygga ytterligare en 130 kV ledning av samma längd för att erhålla redundant matning av tätortsnätet kan därför inte motiveras. Istället bör reservmatning av tätortsnätet om möjligt ordnas via underliggande regionnät eller via lokalnätet. Ett annat alternativ kan vara att försöka minska risken för bestående fel på regionnätsledningen genom att utöka det förebyggande underhållet. Årskostnaden för utökade underhållsåtgärder ska då jämföras med den årliga avbrottskostnad som orsakas av fel på ledningen enligt Tabell 3-6. Den förväntade minskningen av felrisken genom utökat underhåll beror givetvis på ledningens skick samt ledningsgatans utformning och måste därför bedömas individuellt.

För landsbygdsnätet kan man konstatera att bidraget från 40 kV ledningen till de totala avbrottskostnaderna i testnätet är litet, även för ledningslängder upp till 50 km, se Tabell 3-7. Inverkan på SAIFI och SAIDI är också liten. I specifikt mått är avbrottskostnaden ca 0,5 kkr/MW·km. Avbrottskostnaderna kan i första hand minskas genom reservmatning via lokalnätet eller med hjälp av mobila reservelverk.

4.2.2 Modifierat utförande av påsticksledning

Genom att införa kopplingsapparater i påstickspunkten kan man kraftigt minska de avbrottskostnader som orsakas av fel hos påsticksledningen eller hos den påstuckna ledningen, vilket visas i avsnitt 3.4.2.2.

Exemplet för tätortsnätet, med en total 130 kV ledningslängd av 25 km, visar att nuvärdet av avbrottskostnaderna kan minskas med ca 8 Mkr om frånskiljare installeras i påstickspunkten, se Tabell 3-8. Det förutsätts då att reservmatning saknas i tätortsnätet. Avbrottskostnaderna minskar med ytterligare ca 1,3 Mkr om frånskiljarna fjärrmanövreras. Att dessutom installera brytare i påstickspunkten ger dock en obetydlig förbättring. Att bygga en extra påsticksledning gör att avbrottskostnaderna på grund av ledningsfel i stort sett kan elimineras, men detta sker givetvis till priset av stora investeringskostnader. Det kostnadseffektivaste alternativet för tätortsnätet, baserat på det aktuella testnätet, är uppenbarligen att installera frånskiljare i påstickspunkten, med eller utan fjärrmanövrering. För att snabbt kunna avgöra vilken frånskiljare som ska öppnas fordras dock någon typ av fellokaliseringsutrustning. I kombination med fjärrmanövrering av frånskiljarna kan man tänka sig enkla strömmätdon som skickar information om vilken del av 130 kV ledningen som är felbehäftad.

Motsvarande exempel för landsbygdsnätet, se Tabell 3-9, visar att modifieringar av påsticksledningen ger betydligt mindre effekt än för tätortsnätet, beroende på att fel på 40 kV ledningarna inte utgör någon betydande del av de totala avbrottskostnaderna. Likväl kan nuvärdet av avbrottskostnaderna för det aktuella exemplet minskas med ca 0,5 Mkr genom installation av frånskiljare i påstickspunkten. Om man tar hänsyn till att viss reservmatningskapacitet finns via lokalnätet kommer denna siffra att minska, men åtgärden kan troligen vara befogad i vissa fall.

4.2.3 Matning via två eller flera regionnätsledningar

När fördelningsstationerna matas via två eller flera redundanta regionnätsledningar kommer ställverkskonfigurationen på regionnätetsnivå att ha en principiellt sett större inverkan på tillförlitligheten. Resultaten i Tabell 3-10 och Tabell 3-11 visar dock att olika utformningar av enkel samlingsskena, dvs. med eller utan sektioneringsfrånskiljare eller sektioneringsbrytare, har relativt obetydlig inverkan på tillförlitlighetsindex och avbrottskostnader. Ur drift- eller underhållssynpunkt kan det dock vara lämpligt att välja det ena utförandet framför de andra. Ett enkelt utförande med minimerat underhållsbehov för de apparater som är anslutna till samlingsskenan vore därför att föredra.

4.3 Varierande antal fördelningsstationer

Frågan om antalet inmatningspunkter från regionnätet till lokalnätet är central för tillförlitligheten i lokalnäten, speciellt i landsbygdsnät som innehåller radiella delar. Om en extra inmatningspunkt etableras i ett befintligt lokalnät kommer den totala lednings- och kabellängden per fördelningsstation att bli kortare och den genomsnittliga strömbelastningen kommer att minska. Detta innebär att färre elkunder kommer att drabbas vid fel på ledningar eller kablar, samtidigt som energiförlusterna minskar. Det är därför intressant att jämföra minskade avbrottskostnader och energiförluster med de investeringar i regionnätsledningar och fördelningsstationer som blir nödvändiga.

Inverkan på avbrottskostnader och energiförluster vid varierande antal fördelningsstationer i landsbygdsnätet undersöktes separat för modulerna A1-A3 som i grundutförandet matas från endast en fördelningsstation, samt modulerna B1-B2 som i grundutförandet matas från två fördelningsstationer.

SAIFI och SAIDI minskar med 30-40% och nuvärdet av avbrottskostnaderna för modul A1-A3 minskar med ca 0,7 Mkr per modul när en extra fördelningsstation införs, se Tabell 3-12. Dessutom minskar nuvärdet av förlustkostnaderna med ca 0,1 Mkr enligt Tabell 3-13. Dessa kostnadsminskningar på totalt ca 0,8 Mkr är dock avsevärt mindre än den uppskattade kostnaden för att etablera en ny 40 kV fördelningsstation inklusive en 40 kV ledning för anslutning till regionnätet. För modul A1-A3 är det alltså lämpligare att minska SAIFI, SAIDI och avbrottskostnaderna genom användning av mobila reservelverk i samband med reparationer i lokalnätet.

För modulerna B1-B2 är inverkan av den extra inmatningspunkten från regionnätet mer betydelsefull. Som framgår av Tabell 3-14 och Tabell 3-15 minskar SAIFI and SAIDI med över 40 %, nuvärdet av avbrottskostnaderna minskar med ca 1,7 Mkr och nuvärdet av förlustkostnaderna minskar med ca 0,4 Mkr, när två fördelningsstationer används för matning av respektive modul. Den totala kostnadsminskningen om ca 2 Mkr per modul kan även i detta fall jämföras med kostnaden för en 40 kV fördelningsstation inklusive en 40 kV ledning till övriga regionnätet. Eftersom kostnaden för enbart en transformering kan uppskattas till ca 3 Mkr är det dock svårt att motivera två fördelningsstationer ur kostnadssynpunkt. Samtidigt kan konstateras att matning av ett stort lokalnät från endast en fördelningsstation kan ge upphov oacceptabelt stora spänningsfall vid maximal belastning (efter nödvändiga förstärkningar erhöles ett maximalt spänningsfall av ca 5,2 %, se avsnitt 3.4.3.2). Dessutom kan det finnas behov av ytterligare fördelningsstationer på grund av kompenseringsbehov för ökade kapacitiva strömmar i samband

med omfattande kablfiering av lokalnäten. Det kan därför finnas flera goda skäl att etablera en ytterligare fördelningsstation, men ur tillförlitlighetssynpunkt är det sannolikt mer effektivt att ordna reservmatningsmöjligheter med hjälp av mobila reservelverk.

4.4 Inverkan av reservmatningsmöjligheter

Metoden i avsnitt 3.4.4 kan användas för att uppskatta hur mycket avbrottskostnaderna kan minskas vid begränsad reservmatningskapacitet. I Tabell 3-16 och Tabell 3-17 visas exempel på hur tillgången till reservmatningsmöjligheter med begränsad kapacitet kan minska avbrottskostnaderna i fallet med radiell matning från regionnätet. I första hand avses reservmatning via ett underliggande regionnät, via lokalnätet eller genom lokal produktion. Denna typ av reservmatning är dock fixerad till vissa punkter i nätet, och kan därför vara av begränsat värde om felet är beläget så att reservmatning fordras i en annan punkt. I dessa fall är mobila reservelverk mer ändamålsenliga, men eftersom märkeffekten per enhet är begränsad till ca 2 MVA innebär detta att flera enheter av olika storlekar kan behövas. I följande avsnitt diskuteras hur avbrottskostnaderna kan reduceras med användning av mobila reservelverk.

4.4.1 Mobila reservelverk

I takt med att en allt större del av lokalnäten vädersäkras genom kablfiering kommer anhopningen av fel i samband med stormar eller blötsnö att minska, medan andelen slumpmässigt fördelade fel i kabelnäten sannolikt kommer att öka. Detta innebär att redundansen i lokalnäten till en allt större del kan tillgodoses genom ett begränsat antal mobila reservelverk, eftersom det är osannolikt att många slumpmässiga fel inträffar samtidigt inom samma geografiska område.

I avsnitt 3.4.4.1 och 3.4.4.2 beskrivs hur avbrottskostnaderna kan minskas genom att använda mobila reservelverk. I Tabell 3-18 visas hur både SAIDI och avbrottskostnaderna i tätortsnätet kan minskas genom att mobila reservelverk kopplas in medan reparationer pågår. Om den förväntade genomsnittliga reparationstiden är exempelvis 6 h, och reservelverket istället kan anslutas inom 1 h, så blir den årliga minskningen av avbrottskostnaden ca 70 kkr och nuvärdet av minskningen ca 1 Mkr. Denna kostnadsminskning ska jämföras med investerings- och driftkostnader för reservelverken, givetvis med hänsyn till att dessa kostnader kan fördelas på flera lokalnät inom ett begränsat geografiskt område.

I Tabell 3-19 visas på motsvarande sätt hur både SAIDI och avbrottskostnaderna i landsbygdsnätet kan minskas genom användning av mobila reservelverk för att minska avbrottstiden vid reparation av ledningar, kablar eller mark- och stolpstationer. Som framgår av tabellen kan den årliga avbrottskostnaden minska med ca 150 kkr och nuvärdet med ca 2,3 Mkr om den förväntade genomsnittliga reparationstiden är 12 h och tiden för anslutning av reservelverk istället är 6 h. Liksom i tätortsfallet ska dessa kostnadsminskningar jämföras med investerings- och driftkostnaderna för reservelverk av större typ än i tätortsfallet eftersom flera belastningspunkter kan behöva försörjas vid reparation av ledningar eller kablar.

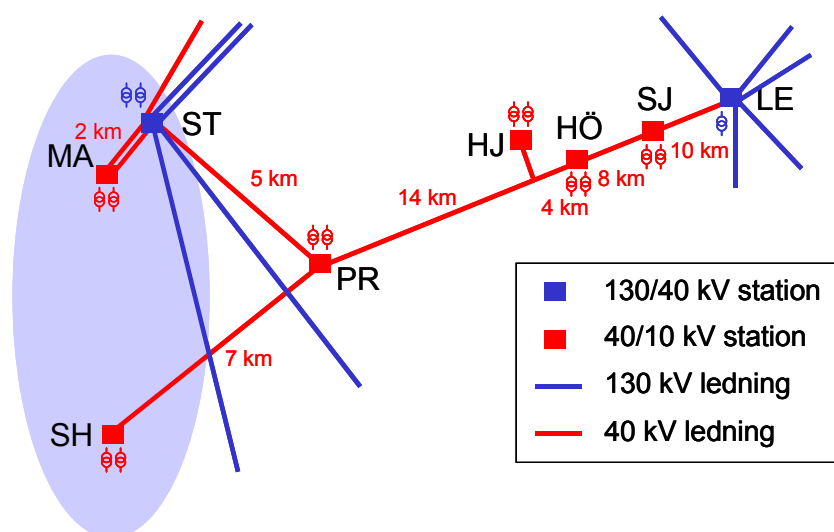
5 Tillförlitlighetsberäkningar för exempelnät

Resultat av tillförlitlighetsberäkningar med tillhörande uppskattningar av elkundernas avbrottskostnader kan användas för att göra ett optimalt val mellan olika utbyggnadsalternativ i regionnätet eller lokalnätet. Detta illustreras i det följande genom exempel på beräkningar för tre regionnät där olika åtgärder övervägs, antingen för att förbättra tillförlitligheten eller för att genomföra rationaliseringar i ett befintligt nät.

Tillförlitlighetsberäkningarna gjordes på liknande sätt som för testnäten för att kunna uppskatta kundernas avbrottskostnader. Beräkningarna begränsades dock i huvudsak till fel i regionnäten och fördelningsstationerna. Detta innebär även att tillförlitlighetsindex som SAIFI och SAIDI inte kunde beräknas eftersom detta fordrar detaljerad simulering av felhändelserna även i lokalnäten. Indata till beräkningarna valdes i enlighet med Tabell 3-1 med vissa undantag som beskrivs i följande avsnitt.

5.1 Tätortsnät med ökande belastning

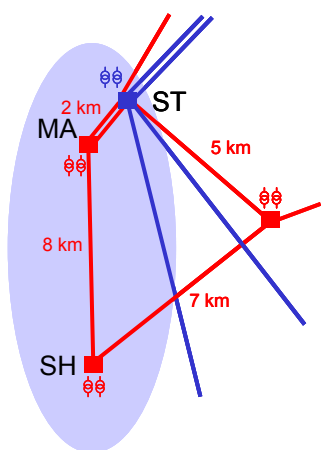
I Figur 5-1 visas hur ett tätortsnät matas från regionnätet via de två 40 kV fördelningsstationerna MA och SH. Båda stationerna är försedda med redundanta 40/10 kV transformatorer. Station MA matas via redundanta 40 kV ledningar, medan station SH matas via en radiell 40 kV ledning. Den ömsesidiga reservmatningskapaciteten mellan MA och SH via 10 kV lokalnätet är samtidigt mycket begränsad, vilket ger otillfredsställande leveranssäkerhet för elkunderna i det område som matas från SH.



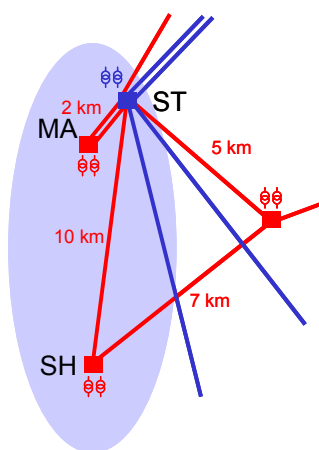
Figur 5-1. Matning av tätort från 130 kV och 40 kV regionnät.

Följande utbyggnadsalternativ övervägs för att öka leveranssäkerheten i tätortsnätet:

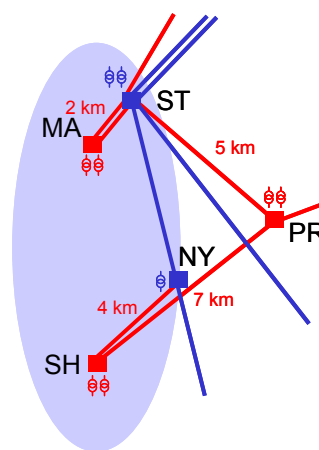
- Alt 1: Station SH förses med redundant matning via en ny 40 kV förbindelse från MA bestående av 4 km kabel närmast MA och 4 km luftledning närmast SH, se Figur 5-2.
- Alt 2: Station SH förses med redundant matning via en ny 40 kV förbindelse från ST bestående av 6 km kabel närmast ST och 4 km luftledning närmast SH, se Figur 5-3.
- Alt 3: Station SH förses med redundant matning via en ny 40 kV förbindelse bestående av 4 km luftledning från en nyetablerad 130 kV station NY försedd med en 130/40 kV transformator, se Figur 5-4.
- Alt 4: En ny 40 kV station HA etableras mellan MA och SH med ny 40 kV förbindelse från MA till SH bestående av 4 km kabel mellan MA och HA samt 4 km luftledning mellan HA och SH, se Figur 5-5. En 40/10 kV transformator flyttas från SH till HA.
- Alt 5: En ny 40 kV station HA etableras mellan ST och SH med ny 40 kV förbindelse från ST till SH bestående av 6 km kabel mellan ST och HA samt 4 km luftledning mellan HA och SH, se Figur 5-6.
- Alt 6: En ny 40 kV station HA etableras med radiell matning bestående av 3 km luftledning från en nyetablerad 130 kV station NY försedd med en 130/40 kV transformator. Samtidigt förses SH med redundant matning via en ny 40 kV förbindelser bestående av 4 km luftledning från den nya 130 kV stationen, se Figur 5-7. En 40/10 kV transformator flyttas från SH till HA.



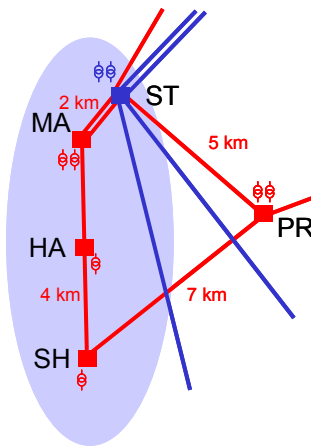
Figur 5-2.



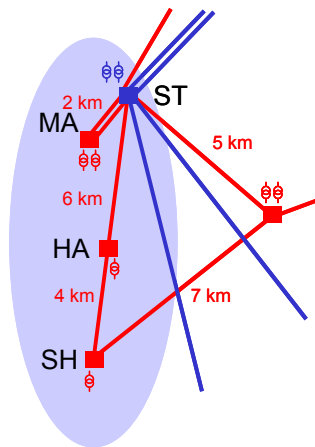
Figur 5-3.



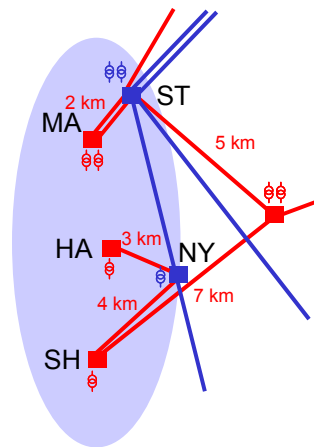
Figur 5-4.



Figur 5-5.



Figur 5-6.



Figur 5-7.

För tillförlitlighetsberäkningarna gjordes följande antaganden:

- 130 kV nivån i stationerna ST och NY antas ha fullständig tillförlitlighet eftersom de matas via redundanta 130 kV ledningar.
- I 40 kV stationer som matas radiellt eller saknar redundanta 40/10 kV transformatorer används 40 kV enkelskena utan sektionering.
- I 40 kV stationer som matas via redundanta 40 kV ledningar och har redundanta 40/10 kV transformatorer används sektionerad enkelskena.
- Som indata till tillförlitlighetsberäkningarna användes samma data som för testnäten, se Tabell 3-1, med ett undantag: 130 kV transformatorn i station NY antas ha en reparationstid av 168 h (7 dygn).
- Den årliga felfrekvensen för 40 kV kablar antas vara 0,014 [6] och reparationstiden 24 h.

Tillförlitligheten på 10 kV skenan i de tre 40 kV stationerna MA, SH och HA beräknades för de olika alternativen i termer av avbrottsfrekvens och genomsnittlig avbrottstid. Resultaten visas i Tabell 5-1. Alternativ 0 innebär att inga utbyggnader genomförs.

Därefter uppskattades kundernas avbrottskostnader baserade på medeleffekt, avbrottsfrekvens och genomsnittlig avbrottstid för respektive fördelningsstation. Kundsammansättningen antogs vara densamma som för testnätet i avsnitt 2.1. Kostnaderna kunde därför beräknas genom interpolering av de normaliserade avbrottskostnaderna för elkunder i tätort som visas i Tabell 3-3. Resultatet av beräkningarna redovisas i Tabell 5-2. Observera att resultaten avser de avbrottskostnader som orsakas av fel på luftledningarna och kablar i regionnätet samt fel i fördelningsstationerna. Kostnader på grund av fel i lokalnätet ingår inte. Ingen hänsyn tas heller till eventuell reservmatningskapacitet via lokalnätet. Om denna kapacitet är tillräckligt stor för att täcka en väsentlig del av reservmatningsbehovet, kan modifierade avbrottskostnader beräknas med användning av metoden i avsnitt 3.4.4.

Tabell 5-1. Avbrottsfrekvens och genomsnittlig avbrottstid på 10 kV nivån i MA, SH och HA på grund av fel i regionnät och fördelningsstationer.

Alternativ	Avbrottsfrekvens			Genomsnittlig avbrottstid		
	1/år			h		
	MA	SH	HA	MA	SH	HA
0	0,038	0,197	-	1,19	2,85	-
1	0,044	0,026	-	1,16	1,27	-
2	0,044	0,033	-	1,32	1,21	-
3	0,038	0,026	-	1,19	1,27	-
4	0,044	0,020	0,020	1,16	4,31	4,31
5	0,044	0,027	0,027	1,32	3,48	3,48
6	0,038	0,020	0,069	1,19	4,31	16,54

Tabell 5-2. Avbrottskostnader för elkunder anslutna till MA, SH och HA på grund av fel i regionnät och fördelningsstationer.

Alternativ	Medeleffekt			Avbrottskostnad				Nuvärde av total avbrottskostnad
	MW			kkr/år				Mkr
	MA	SH	HA	MA	SH	HA	totalt	
0	14,7	3,1	-	62	131	-	193	2,9
1	14,7	3,1	-	72	10	-	81	1,2
2	14,7	3,1	-	79	12	-	90	1,4
3	14,7	3,1	-	62	10	-	71	1,1
4	10,7	2,8	4,3	52	17	26	95	1,4
5	10,7	2,8	4,3	57	19	29	106	1,6
6	10,7	2,8	4,3	45	17	238	299	4,5

Alternativ 1-3, som innebär att redundant matning ordnas för station SH, innebär alltså att nuvärdet av avbrottskostnaderna minskar med 1,5-1,8 Mkr enligt Tabell 5-2.

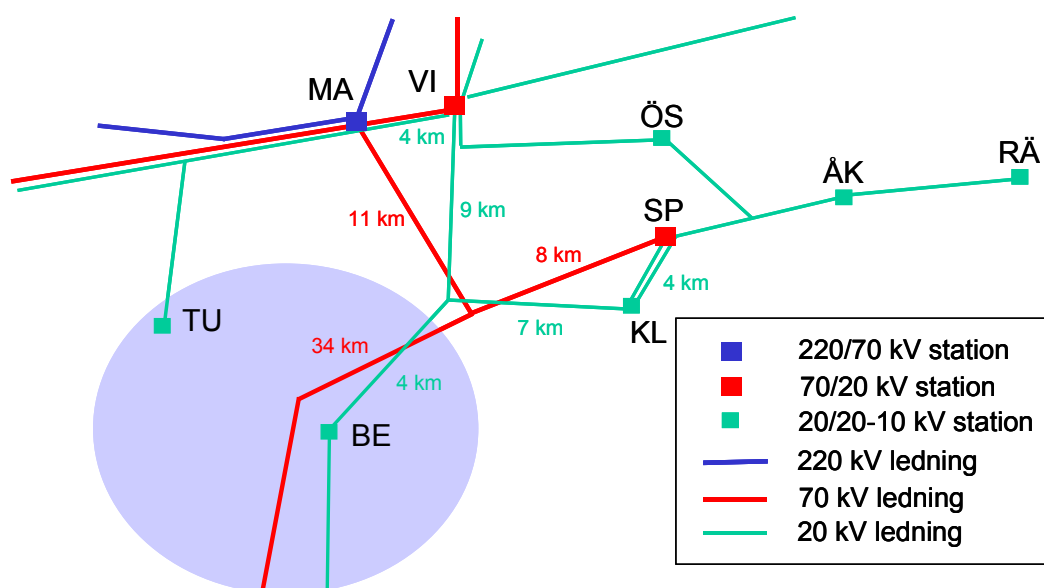
Alternativ 4-5, som innebär etablering av fördelningsstation HA, ger en något mindre reduktion av avbrottskostnaderna. Å andra sidan förväntas en minskning av avbrottskostnaderna på grund av fel i lokalnätet genom att station MA avlastas. Alternativ 6 är olämpligt eftersom den nyetablerade

stationen HA matas via en radiell 40 kV ledning och en 130/40 kV transformator utan redundans.

Sammanfattningsvis kan konstateras att investeringskostnaderna för att genomföra något av alternativen troligen är avsevärt större än minskningen av avbrottskostnaderna vid nuvarande belastningsnivå. Eftersom belastningen förväntas öka kan dock flera av alternativen vara aktuella som ersättning för andra tänkbara förstärkningsåtgärder.

5.2 Landsbygdsnät med ökande belastning

I Figur 5-8 visas hur ett 20 kV landsbygdsnät matas från fördelningsstation BE, som i sin tur försörjs via en 20 kV regionnätledning från en 70/20 kV transformering i station SP. Denna station matas via en radiell 70 kV ledning från en 220/70 kV transformering i station MA. Den söderifrån kommande 20 kV ledningen till BE är en reservledning med mycket begränsad kapacitet, som är ansluten till ett angränsande nätföretag.

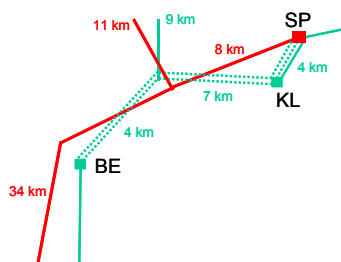


Figur 5-8. Matning av ett landsbygdsnät från 20 kV regionnät.

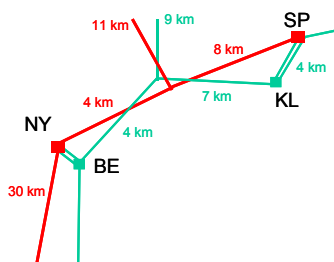
Den långa 20 kV ledningssträckan mellan SP och BE ger upphov till stort spänningsfall mellan stationerna samt bristande leveranssäkerhet hos elkunderna i det lokalnät som matas från station BE.

För att förbättra driftförhållandena övervägs följande förstärkningsalternativ:

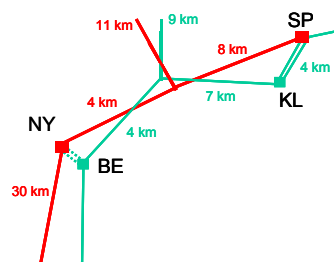
- Alt 1: 20 kV luftledningen mellan SP och BE ersätts med redundanta 20 kV kablar, se Figur 5-9.
- Alt 2: En ny 70/20 kV transformering NY etableras nära station BE och ansluts till BE via redundanta 20 kV luftledningar, se Figur 5-10.
- Alt3: En ny 70/20 kV transformering NY etableras nära station BE och ansluts till BE via redundanta 20 kV kablar, se Figur 5-11.



Figur 5-9.



Figur 5-10.



Figur 5-11.

För tillförlitlighetsberäkningarna gjordes följande antaganden:

- 70 kV nivån i station MA antas ha fullständig tillförlitlighet eftersom den matas via redundanta 220/70 kV transformatorer.
- Som indata till tillförlitlighetsberäkningarna används för 70 kV respektive 20 kV regionnät samma data som för 130 kV respektive 40 kV regionnät, se Tabell 3-1, med ett undantag: 70/20 kV transformatorn i station NY intill BE antas ha en reparationstid av 168 h (7 dygn).
- Den årliga felfrekvensen för 20 kV kablar antas vara samma som för 40 kV kablar i avsnitt 5.1, dvs. 0,014 fel/år med reparationstiden 24 h.

Tillförlitligheten på 20 kV skenan i station BE beräknades för de olika alternativen, uttryckt som avbrottsfrekvens och genomsnittlig avbrottstid. Resultaten visas i Tabell 5-3. Alternativ 0 innebär att inga förändringar genomförs.

Tabell 5-3. Avbrottsfrekvens och genomsnittlig avbrottstid i station BE på grund av fel i regionnät och fördelningsstationer.

Alternativ	Avbrottsfrekvens	Genomsnittlig avbrottstid
	1/år	h
0	0,22	1,44
1	0,54	0,28
2	0,16	0,34
3	0,19	0,31

Därefter uppskattades kundernas avbrottskostnader baserade på medeleffekt, avbrottsfrekvens och genomsnittlig avbrottstid för station BE. Kundsammansättningen antogs vara densamma som för testnätet i avsnitt 2.2. Kostnaderna kunde därför beräknas genom interpolering av de normaliserade avbrottskostnaderna för elkunder i landsbygd som visas i Tabell 3-3. Resultatet av beräkningarna redovisas i Tabell 5-4. Observera att resultaten gäller de avbrottskostnader som orsakas av fel på luftledningarna och

kablar i regionnätet samt fel i fördelningsstationerna. Kostnader på grund av fel i lokalnätet ingår inte.

Tabell 5-4. Avbrottskostnader för elkunder anslutna till station BE på grund av fel i regionnät och fördelningsstationer.

Alternativ	Medeleffekt	Avbrottskostnad	Nuvärde av avbrottskostnad
	MW	kk/år	Mkr
0	5,0	103	1,6
1	5,0	78	1,2
2	5,0	27	0,4
3	5,0	30	0,4

Ovanstående beräkning av avbrottskostnader gäller då ingen reservmatningsmöjlighet finns från intilliggande regionnät eller via lokalnätet.

Alternativ 1, som innebär att redundant matning ordnas för station BE via 20 kV kablar från SP, innebär alltså att nuvärdet av avbrottskostnaderna minskar med endast 0,4 Mkr enligt Tabell 5-4. Trots att de väderrelaterade avbrotten säkerligen kommer att minska, innebär alltså de långa 20 kV kablarna ändå en väsentlig avbrottsrisk.

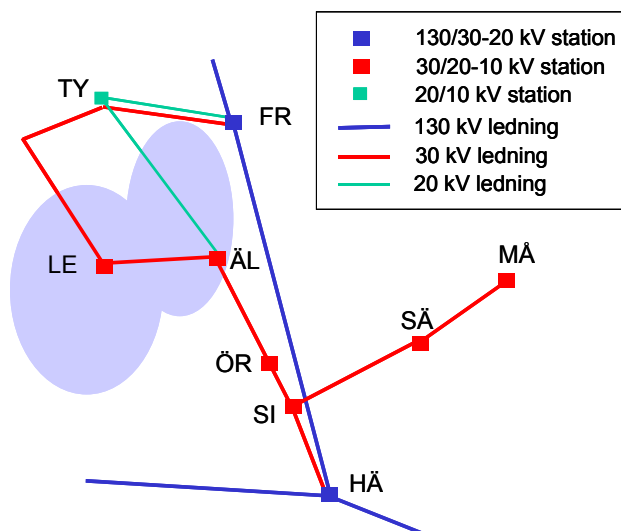
Alternativ 2 och 3, som innebär etablering av en ny 70/20 kV station NY i närheten av BE, ger däremot en kraftig reduktion av avbrottskostnaderna, antingen den redundanta 20 kV förbindelsen till BE utgörs av kablar eller luftledning.

Liksom för exempelnätet i avsnitt 5.1 kan konstateras att investeringskostnaderna för att genomföra något av alternativen troligen är avsevärt större än minskningen av avbrottskostnaderna vid nuvarande belastningsnivå. Eftersom belastningen förväntas öka kan dock alternativ 2 eller 3 tänkas vara motiverade, särskilt med tanke på spänningsfallet och ledningsförlusterna i nuvarande 20 kV nät.

I samband med de alternativa förstärkningsåtgärder som beskrivs ovan planeras även att ordna viss reservmatningskapacitet från station TU via förstärkningar av lokalnätet mellan BE och TU. Kapaciteten beräknas bli ca 4 MW, vilket motsvarar ca 30 % av maxeffekten i BE. Eftersom reservkapaciteten är lägre än medeleffekten i BE är den av begränsad betydelse som reserv för station BE, men av väsentlig betydelse vid fel i lokalnätet mellan stationerna BE och TU.

5.3 Landsbygd med minskande belastning

Regionnätet som visas i Figur 5-12 försörjer lokalnäten i ett område som till största delen består av landsbygd samt några mindre tätorter. I motsats till de två tidigare exemplen har belastningen i detta område minskat under årens lopp, framförallt beroende på industrinedläggningar.



Figur 5-12. Matning av landsbygdsnät från 30 kV och 20 kV regionnät.

Regionnätet för 30 kV matas från 130/30 kV transformeringar i stationerna HÄ och FR. I station FR finns dessutom en 130/20 kV transformering som via en 20 kV ledning matar 20/10 kV transformeringen i TY samt lokalnätet fram till station ÄL. I den sistnämnda stationen finns även en 30/20 kV transformering.

Tillförlitligheten på regionnätetsnivå är god eftersom flertalet fördelningsstationer har redundant matning. För de radiellt anslutna stationerna finns fullständig reservmatningskapacitet via 10 kV lokalnäten. Detta gäller även i samband med transformatorfel i de redundant anslutna stationerna, med undantag för station LE. Där är reservmatningskapaciteten hos den redundant transformatorn och intilliggande lokalnät endast ca 80 % av den maximala belastningen i stationen, som är ca 6,5 MW. Detta innebär att reservmatningskapaciteten är tillräcklig under uppskattningsvis 85 % av årets timmar.

Felfrekvensen för 30/10 kV transformatorn i LE antas vara samma som för 40 kV transformatorer i Tabell 3-1. Eftersom reparations- eller utbytestiden för den aktuella transformatorn antas vara 1 vecka förutsätts att roterande bortkoppling med varaktigheten 6 h per dygn används under reparationstiden med tanke på att reservmatningskapaciteten är begränsad till ca 80 %. Avbrottstiden för elkunderna antogs därför vara 6 h/dygn under 7 dygn. För beräkning av kundernas avbrottskostnader användes värdena för landsbygdsnät i Tabell 3-3. Medeleffekten i LE är 2,5 MW.

Med en reservmatningskapacitet av 80 % under 85 % av tiden kan inverkan på avbrottskostnaderna beräknas enligt metoden i avsnitt 3.4.4:

$$A_{res} = A_{med} \cdot \frac{6,5 + 0,80 \cdot 6,5}{2 \cdot 2,5} \cdot \left(1 - \frac{0,85 \cdot 8760}{8760} \right) = A_{med} \cdot 0,35$$

Med dessa förutsättningar beräknades avbrottskostnaderna på grund av risken för transformatorfel i station LE. Resultaten av beräkningarna, som visas i Tabell 5-5, kan användas för jämförelser med kostnaden för tillgång till mobila reservelverk med en sammanlagd effekt av ca 1,3 MW, eller kostnaden för att ersätta reservtransformatorn i LE med en större enhet.

Tabell 5-5. Avbrottskostnad vid transformatorfel i station LE med hänsyn till befintlig reservmatningskapacitet.

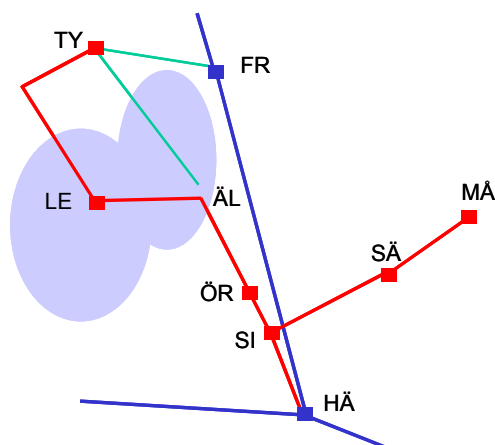
Avbrottskostnad (kkkr/år)	13
Modifierad avbrottskostnad (kkkr/år)	5
Nuvärde av avbrottskostnader (kkkr)	75

Den låga förväntade felfrekvensen hos transformatorer av den typ som finns i station LE leder således till förhållandevis låga avbrottskostnader orsakade av transformatorfel. Med tanke på att maxbelastningen i stationen minskar för varje år, torde det vara svårt att motivera någon annan åtgärd än att säkerställa tillgången till mobila reservelverk med tillräcklig kapacitet.

Lokalnäten i området försörjs från ett relativt stort antal 30/10 kV och 20/10 kV transformeringar i förhållande till dagens belastning. En aktuell frågeställning är därför om antalet transformeringar från regionnätet kan minskas. Förslaget till minskning av antalet transformeringar innebär följande:

- 130/30 kV transformatorn i FR samt 30 kV ledningen mellan TY och FR avvecklas.
- Station ÄL avvecklas och 30/20 kV transformatorn flyttas till TY.
- 30 kV ledningen mellan TY och LE matas från den tillkommande 30/20 kV transformeringen i TY.

Regionnätets utformning efter denna förändring visas i Figur 5-13. I stort sett innebär detta förslag inga förändringar av tillförlitligheten med undantag av att 20 kV lokalnätet mellan TY och ÄL inte längre kan reservmatas från den tidigare 30/20 kV transformatorn i ÄL. Vid fel i lokalnätet mellan TY och ÄL måste därför ett mobilt reservelverk användas medan reparationerna genomförs.



Figur 5-13.

För att bedöma hur kundernas avbrottskostnader påverkas av anslutningstiden för ett reservverk i detta nät beräknades kostnaderna vid 3, 6 och 12 h anslutningstid. Medeleffekten i lokalnätet, som omfattar ca 34 km oisolerad luftledning, är endast ca 55 kW. Om vi antar att dessa ledningar, som går genom skogsbygd, har samma felfrekvens som oisolerade 10 kV luftledningar enligt Tabell 3-1, fås i genomsnitt ca 4 fel per år. Om vi dessutom överslagsmässigt antar att hälften av kunderna drabbas av längre avbrott vid varje felltillfälle, fås i genomsnitt ca 2 avbrott per år.

Med ovanstående förutsättningar beräknades kundernas avbrottskostnader med användning av värdena för landsbygdsnät i Tabell 3-3. Resultaten visas i Tabell 5-6.

Tabell 5-6. Avbrottskostnad för landsbygdsnätet vid varierande anslutningstid för reservverk.

	Anslutningstid för reservverk		
	3 h	6 h	12 h
Avbrottskostnad (kkr/år)	17	28	40
Nuvärde av avbrottskostnad (kkr)	255	420	600

Som resultaten i tabellen visar är avbrottskostnaderna förhållandevis höga trots den låga medeleffekten i lokalnätet, vilket beror på den höga felfrekvensen hos oisolerade luftledningar. För att begränsa avbrottskostnaderna fordras därför tillgång till mobila reservverk.

Sammanfattningsvis kan konstateras att risken för avbrott orsakade av den begränsade redundansen vid transformatorfel i LE, eller på grund av avvecklingen av transformeringen i ÄL, lämpligen bör hanteras genom att säkerställa tillgången till mobila reservverk med tillräcklig kapacitet.

6 Slutsatser och rekommendationer

De principiella undersökningarna av testnäten som redovisas i denna rapport har visat hur riskerna för långa avbrott i elleveranserna, med åtföljande avbrottskostnader för kunderna, påverkas av tillförlitligheten i både regionnät och lokalnät. I det följande presenteras några slutsatser och rekommendationer baserade på de resultat och iakttagelser som redovisas i avsnitt 3 - 5. Slutsatserna är givetvis begränsade till de typer av nät som de båda testnäten representerar: ett tätortsnät med i runda tal 100 km kabel som matar ca 11000 elkunder med en total effekt av ca 55 MW, samt ett landsbygdsnät med i runda tal 100 km luftledning och kabel som matar ca 2200 kunder med en total effekt av ca 17 MW:

- Matning av ett tätortsnät från regionnätet via en radiell ledning eller påsticksledning kan orsaka stora avbrottskostnader om ledningen är längre än några få kilometer, eller om tillräcklig reservmatningskapacitet saknas via underliggande nät. För landsbygdsnät är inverkan av radiell matning från regionnätet mycket mindre eftersom huvuddelen av avbrotten orsakas av fel i lokalnätet.
- Framförallt för tätortsnät gäller att frånskiljare i påstickspunkten kraftigt kan minska den andel av avbrottskostnaderna som orsakas av fel hos påsticksledningen eller hos den påstuckna ledningen.
- Utformningen av fördelningsstationernas ställverk på regionnätetsnivå har liten inverkan på de totala avbrottskostnaderna. Ett enkelt utförande av ställverket, med litet underhållsbehov hos ingående apparater, är att föredra. Av detta följer också att indata för felfrekvenser och reparationstider hos stationskomponenter inte är kritiska för beräkningsresultaten.
- Ett ökat antal fördelningsstationer för matning av ett landsbygdsnät ger lägre spänningsfall och ledningsförluster i lokalnätet. Avbrottskostnaderna och SAIDI påverkas också gynnsamt. Jämförelser med typiska investeringskostnader visar dock att nya fördelningsstationer eller regionnätsledningar knappast kan motiveras enbart med hänsyn till minskade avbrotts- och förlustkostnader.
- Undersökningarna av exemplarnäten, med tillhörande konkreta frågeställningar om olika utbyggnads- eller rationaliseringsalternativ, visar att investeringar i nya regionnätsledningar och fördelningsstationer knappast kan motiveras enbart med hänsyn till minskade avbrottskostnader. Däremot kan minskade avbrottskostnader och minskad SAIDI ha stor betydelse för att göra ett optimalt val mellan nödvändiga förstärkningsåtgärder orsakade av ökande belastning.

Med hänsyn till de stora kostnader som är förknippade med etablering av nya fördelningsstationer och regionnätsledningar framstår mobila reservelverk som en attraktiv lösning för att begränsa avbrottens varaktighet och därmed elkundernas avbrottskostnader. Detta blir sannolikt alltmer uttalat i framtiden i och med den omfattande kablifieringen av lokalnäten, vilket innebär att felen

blir mer slumpmässigt fördelade i både tid och rum jämfört med de väderrelaterade felen i luftledningsnäten.

I rapporten har kostnader för användning av reservverk inte redovisats eller diskuterats. Dessa beror givetvis på många faktorer, såsom investerings- och underhållskostnader, kostnader för nödvändiga personella resurser samt möjligheten att fördela kostnaderna på flera lokalnät. Elektriska och kostnadsmässiga aspekter på användningen av reservverk finns beskrivna i ett examensarbete från 2006 [9].

7 Referenser

- [1] O Engblom, M Ueda, "Representativa testnät för svenska eldistributionsnät", Elforsk rapport 08:42, 2008
- [2] Energimarknadsinspektionen, Nätnyttomodellen tariffår 2007, Internt beslut 2008-01-23, Dnr 06-2008-104004.
- [3] "Thermal behaviour of overhead conductors", Cigré Technical Brochure No. 207, 2002.
- [4] "XLPE Cable Systems, User's guide", rev. 2, ABB.
- [5] C-E Sölver, H-E Olovsson, W Lord, P Norberg, J Lundquist, "Innovative Substations with High Availability using Switching Modules and Disconnecting Circuit Breakers", Report 23-102, Cigré Session, Paris, 2000.
- [6] H Stomberg, J Lundquist, "Sammanställning av kostnader för luftledningar och kablar i regionnät 40-130 kV", STRI Rapport R07-377, http://www.energimarknadsinspektionen.se/upload/Koncessioner/R07-377_rev1.pdf
- [7] F Carlsson, P Martinsson, "Kostnader av elavbrott - En studie av svenska elkunder", Elforsk rapport 06:15, 2006.
- [8] K Alvehag, "Impact of Dependencies in Risk Assessments of Power Distribution Systems", Licentiate Thesis, Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden 2008.
- [9] H Sölling, "Reservkraft i mellanspänningsnät", Rapport 5229, Institutionen för industriell elektroteknik och automation (IEA), Lunds Tekniska Högskola.