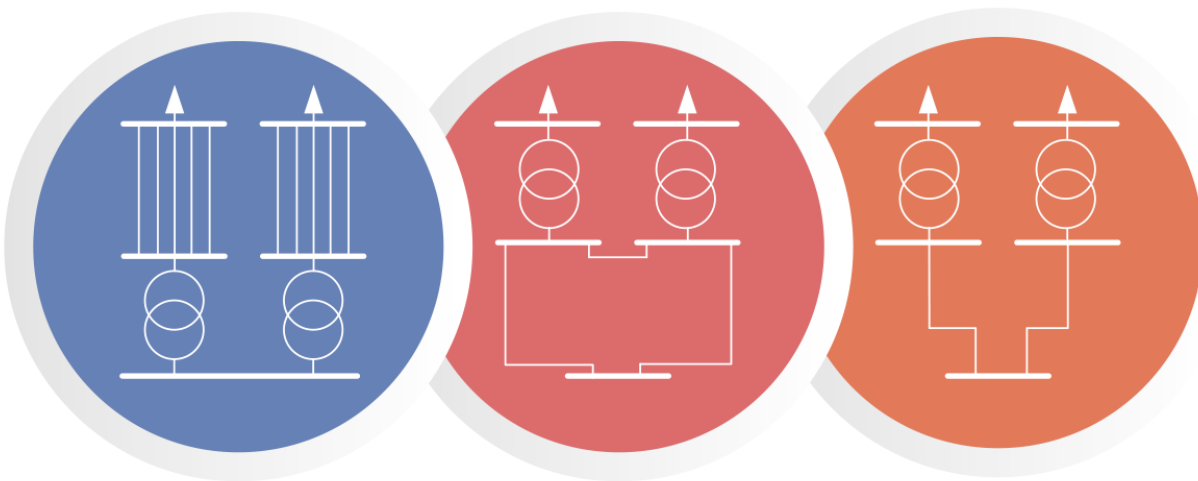




CHALMERS



Utredning av hållbar elnätstruktur för tät blandstad

Examensarbete inom elektroteknik

Högskoleingenjör

PHILIP LIND

JOAKIM MALMQVIST

Sammanfattning

När ett nytt område byggs av typen tät blandstad, kan det vara svårt att använda eldistributionsnät med övervägande del lågspänning, som är det traditionella sättet, av olika anledningar. Syftet är att utreda under vilka förutsättningar det är mer fördelaktigt att bygga distributionsnätet med övervägande del mellanspänning och inhysta nätstationer istället för fristående. Utredningen genomförs utifrån Göteborgs Energis nät och undersöker förutsättningarna för att bygga mellanspänning med avseende på några givna variabler, så som kabellängd, transformatorstorlek och lastdensitet d.v.s. effekt per yta. De egenskaper som utreds är leveranssäkerhet, utrymmeseffektivitet, miljöpåverkan och kostnader för investering, drift och underhåll samt energiförluster. Beräkningar utförs på tre olika distributionsalternativ nämligen, lågspänning, mellanspänning med slingmatning och mellanspänning med radiell matning. För att utföra beräkningar och jämförelser har en modell tagits fram som beräknar alla kombinationer av de på förhand givna variablerna. Distribution med övervägande del mellanspänning innebär lägre förluster, tar mindre utrymme i anspråk och orsakar mindre CO₂ utsläpp. Det har även bättre leveranssäkerhet än lågspänning, speciellt vid matning med slinga. Dock innebär inhysningen att magnetfältet behöver reduceras, för att minska exponeringen för boende och andra som vistas längre tid i närheten, och denna reduktion innebär en extra kostnad som kan göra det alternativet mer kostsamt. Det kan även tillkomma kostnad för ledningsrätt. Det som är avgörande för vilket alternativ som är mer lämpligt, förutom kostnaden, är hur området är utformat och därmed hur svårt det är att hitta plats för fristående nätstationer och lågspänningsnät. Det är därför svårt att svara på mer exakt vid vilken lastdensitet som distribution med mellanspänning och inhysta stationer lämpar sig bättre, eftersom ett visst värde på lastdensitet kan innebära höga byggnader, men ändå ha utrymme för nätstationer, eller lite lägre byggnader som står tätare där det då inte finns möjlighet att finna plats för fristående stationer.

Nyckelord: Hållbarhet, elnät, distribution, tät blandstad.

Abstract

When building a new area in a modern dense city with a mix of residential and commercial buildings, it can be difficult to use the traditional type of distribution grid with a large part of low voltage level for various reasons. The main purpose is therefore to investigate under what circumstances it is more beneficial to build the power grid with mainly medium voltage level and built-in substations instead of external substations. The investigation is being done considering the distribution grid of Göteborg Energi and investigates the possibilities of building medium voltage level regarding some given variables such as cable length, transformer size and load density, i.e. power per area. The characteristics which are being investigated are reliability, space efficiency, environmental impact, cost of investment, operation and maintenance and also losses. Calculations are made based on three different distribution alternatives, low voltage, medium voltage loop distribution and medium voltage radial distribution. To perform the calculations and comparisons a model has been created which calculates the combinations of the given variables. Distribution with mainly medium voltage level gives less losses, takes up less space and causes less CO₂ emissions. It also has better reliability than low voltage, especially the case with loop distribution. The built-in substations have a downside of having a big cost to reduce the electromagnetic field exposure, this extra cost can make this alternative more expensive. There may also be an additional cost for obtaining the rights to place lines. What determines the best distribution alternative, besides the cost, is how difficult it is to find places for external substations and extensive placement of low voltage cables. Therefore, it is hard to give an exact answer to at what load density the built-in substations are better, because a certain figure on load density may refer to higher buildings, but still with enough space in between them for external substations, or it can refer to lower buildings with tighter placement where there is no room for external substations.

Keywords: Sustainability, electrical grid, distribution, dense city.

Förord

Först skulle vi vilja tacka Ferruccio Vuinovich, som varit vår handledare på Göteborg Energi, för att ha bidragit med sin expertis och sitt engagemang och svarat på alla våra frågor som uppkommit under projektets gång. Vi vill även rikta ett tack till övriga personer på nätavdelningen hos Göteborg Energi som också varit väldigt tillmötesgående och hjälpsamma.

Sedan vill vi även tacka vår handledare och examinator, Jimmy Ehnberg, för att han har hjälpt oss hitta ett bra och intressant examensarbete genom kontakt med Göteborg Energi, samt för hans goda stöd och guidning under arbetets gång.

Ett tack går även till Johan Eriksson på Insign webbyrå för hjälp med omslagsgrafiken.

Tack allihop!

Göteborg, Maj 2016

Philip Lind & Joakim Malmqvist

Innehållsförteckning

1	Introduktion.....	1
1.1	Bakgrund	1
1.2	Syfte.....	1
1.3	Avgränsningar.....	2
2	Teori.....	3
2.1	Hållbar utveckling.....	3
2.2	Velanders formel	3
2.3	SAIDI	4
2.4	Kabeldimensionering.....	4
2.4.1	Belastningsförmåga.....	5
2.4.2	Utlösningvillkoret.....	5
2.5	Kostnadsberäkningar.....	6
3	Metod.....	7
3.1	Modell för analys av distributionsnät i tät blandstad	7
3.2	Antaganden och förutsättningar	8
3.3	Variabler	9
3.4	Villkor.....	10
3.5	Parametrar	11
3.6	Beräkningar	11
3.6.1	Resistiva förluster	11
3.6.2	Kostnadsberäkningar.....	12
3.6.2.1	Investerings kostnader	12
3.6.2.2	Drift underhåll kostnader	12
3.6.2.3	Förlust kostnader.....	12
4	Resultat.....	15
4.1	Villkorsberäkningar.....	15
4.2	Analys av modell.....	16
4.2.1	Jämförelse total kostnad	18
4.2.2	Jämförelse elektriska förluster	20

4.2.3	Merkostnad inhysning.....	21
4.3	Utrymmeseffektivitet	22
4.4	SAIDI	23
4.5	Miljöpåverkan, CO ₂ utsläpp.....	24
5	Område Backaplan	26
6	Diskussion.....	28
7	Slutsats	29
8	Referenser	30

BILAGA A: Kostnadsberäkning kabelförläggning

BILAGA B: Beräkningar på MSP Slinga, effektförlustfaktor

BILAGA C: Beräkningar CO₂ utsläpp

BILAGA D: Beräkningar område Backaplan

BILAGA E: Tabell över alla fall i modellen

BILAGA F: Villkor LSP, detaljerad tabell

1 Introduktion

För att beskriva och precisera problemet ges en bakgrund till rapporten. Syftet fastställs och de avgränsningar som gäller för rapporten redovisas.

1.1 Bakgrund

Göteborg växer och förtätas vilket ställer nya krav på större effektdensitet och utrymmeseffektivitet, samtidigt som nätet förväntas hålla en hög leveranssäkerhet och ha låga energiförluster. Detta betyder att andra sätt än den traditionella elnätsstrukturen med övervägande del lågspänningsnät, kan vara mer effektiva. En utredning av ett nytt sätt att planera elnätet med större del mellanspänningsnät, för en tät blandstad är därför önskvärt. Tät blandstad innebär en koncentrerad blandning av boende, handelsverksamhet och kontor.

Dagens medvetenhet och vilja till hållbarhet, med hänsyn till sociala, ekonomiska och miljömässiga perspektiv ställer stora krav på framtidens tekniska lösningar. Därför kommer utredningen genomsyras av ett hållbarhetsperspektiv.

Det klassiska sättet att bygga distributionsnät med fristående nätstationer och omfattande lågspänningsnät orsakar problem när staden förtätas och effekttätheten ökar. Förluster och spänningsfall blir då mer problematiska och det blir även svårare att hitta plats för nätstationer. Det mer hållbara sättet skulle vara att flytta in nätstation och transformator i byggnaderna och därmed ta mindre markyta utanför byggnader i anspråk, samt att minska mängden lågspänningskabel som behövs och därmed minska material, förluster och spänningsfall. Det alternativet ledet dock till andra problem som behöver tas hänsyn till, som att utrymme i byggnader behöver tas i anspråk vilket innebär vissa merkostnader, andra kostnader för hantering av exponering för magnetfält, skärmning och specialtransformatorer, kan tillkomma. Allt detta gör att det behövs en avvägning och riktlinjer för hur tätbebyggt ett område behöver vara för att det ska vara motiverat att bygga med övervägande del mellanspänning, trots de extra hänsynstaganden och merkostnader för inhysning som det innebär.

Utbyggnad av staden kommer inom den närmaste framtiden bland annat ske i områdena Frihamnen och Backaplan. Därför är det intressant att se hur väl de olika alternativen passar in i just dessa områden. En modell ska tas fram som kommer appliceras på något av dessa två områden. Projektet syftar till att finna vid vilka värden på lastdensitet och kabellängder som de olika alternativen är mer eller mindre lämpliga.

1.2 Syfte

Uppgiften har som syfte att utreda hur man utformar nätstrukturen i en tät blandstad i förhållande till framtidens behov. Vid utbyggnad av elnätet i tät blandstad kan det vara lämpligt att använda sig av övervägande del mellanspänning i nätstrukturen. Syftet är att fastställa under vilka tekniska förutsättningar detta påstående är sant.

1.3 Avgränsningar

Rapporten kommer att behandla Göteborgs stadsnät och utbyggnad av nätstruktur i tät blandstad. Projektet kommer enbart utreda förutsättningarna vid nybyggnationer av stadsdelar. Utredningen utgår ifrån statistik och information från Göteborg Energi om nätet i Göteborgs stad och kostnader ur elbyggnadsrationalisering, EBR. Projektet följer Svensk Elstandard. Vid jämförelse mellan olika alternativ kommer det tas hänsyn till kostnad, energiförluster, leveranssäkerhet, utrymmeseffektivitet och hållbarhet i form av miljöpåverkan av CO₂ utsläpp. För fallstudien har området Backaplan valts ut, eftersom det representerar den typ av stadsdel väl som projektet är tänkt att undersöka då det är av rätt storlek och tillräckligt hög lastdensitet. Det ligger också nära i framtiden för byggnation och är därför extra intressant.

2 Teori

Här följer några teoretiska begrepp med förklaringar som kan vara nödvändiga att känna till för att förstå rapporten. Det förutsätts att läsaren av rapporten har en grundförståelse för elektroteknik och distributionsnät.

2.1 Hållbar utveckling

Begreppet hållbarhet kan ha väldigt olika betydelse beroende på vem man frågar, en tydlig definition är därför nödvändig. Definitionen som oftast används för hållbar utveckling går att läsa i [1] och är följande:

”development that meets the needs of the present without compromising the ability of future generations to meet their own needs” [1]

Enligt denna definition ska man alltså sträva efter en utveckling som fyller dagens behov utan att kompromissa med morgondagens generationers förmåga att uppfylla sina behov. Definitionen i [1] säger även att det finns olika aspekter av hållbarhet, där inräknat ekonomisk, ekologisk och social hållbarhet. I rapporten ligger fokus på ekonomisk och ekologisk hållbarhet där jämförelser mellan kostnader och miljöpåverkan i form av utsläpp av växthusgaser görs.

2.2 Velanders formel

För att kunna dimensionera kabelarea till ledningarna måste man veta vilken ström som kommer flyta genom dessa. Det dimensionerande fallet kommer bli det när det är som störst möjlig last över dessa, maxeffekt. Eftersom det är högst osannolikt att alla laster i ett nät förbrukar maxeffekt samtidigt är det svårt att uppskatta ett riktvärde för detta scenario. För att approximativt beräkna dimensionerande effekt kan man därför använda sig av Velanders formel. Belastningen $P_{belastning}$ (kW) beräknas genom

$$P_{belastning} = k_1 \times W + k_2 \times \sqrt{W} \quad (1)$$

där k_1 och k_2 är konstanter som tagits fram genom statistik över befintligt nät, se tabell 1, och W är det sammanlagda energiuttaget i kWh/år [2]. Konstanterna skiljer sig beroende på vilken typ av last det är och vilket nät man tittar på.

Tabell 1. Velanders konstanterna k_1 och k_2 för olika lasttyper.

Lasttyp	k_1	k_2
Lägenheter	0,0003215	0,0415
Kontor, handel, offentlig verksamhet	0,00025	0,065

Olika städer och energibolag kan ha egna värden på konstanterna och de har ofta tagits fram genom statistik och erfarenhet.

2.3 SAIDI

SAIDI är ett mått på hur tillförlitligt ett nät är, har dimensionen tid och anges ofta i minuter. System Average Interruption Duration Index (SAIDI) är summan av all avbrottstid för kunderna i nätet per år delat med det totala antalet kunder och har formeln

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Kunders avbrottstid}}{\text{Totala antalet kunder i nätet}} \quad (2)$$

vilket är grunddefinitionen enligt [3]. När man bygger ut distributionsnätet behöver man veta hur den nya strukturen kommer påverka SAIDI. Man kan då räkna på förväntat SAIDI genom att använda statistik för antal fel per år i den utrustning som kommer att installeras. För att få ett värde som är relaterat till det gällande värdet i nätet ska den nya förväntade avbrottstiden adderas till den gamla och det nya antalet kunder adderas till det gamla. Då räcker det att veta vad värdet på SAIDI är just nu utan att veta hur det räknats fram, för att kunna se hur det förmodas bli efter utbyggnaden.

SAIDI enligt grunddefinitionen är statistik över hur lång avbrottstiden är i det befintliga nätet per kund. I projektet räknas på förväntat SAIDI för ett nytt område. Data på förväntat antal kabelavbrott per meter, hur lång tid ett avbrott väntas ta att felavhjälpa, samt uppskattning av hur många kunder som skulle beröras av felet används för att få fram en siffra på förväntad avbrottstid som går att jämföra mellan de olika fallen.

För tillfället i Göteborgs Energis nät är SAIDI 16 minuter och baseras på 270 000 kunder. Därmed vet man att täljaren vid uträkningen har varit $16 \times 270\,000 = 4,32 \times 10^6$. Man kan då ta det som utgångspunkt och formeln för förväntat SAIDI blir då

$$SAIDI_{\text{förväntat}} = \frac{4,32 \times 10^6 + AT}{270\,000 + AK} \quad (3)$$

där AT är den förväntade sammanlagda avbrottstiden för samtliga kunder i den nya installationen och AK är antalet kunder i den nya installationen.

Summan av avbrottstiden för alla berörda kunder, AT, beräknas enligt formeln

$$AT = L \times n_k \times \lambda \times n_{\text{kund}} \times t_a \quad (4)$$

där L är längden på kabel, n_k är antalet kablar, λ är felfrekvensen angiven i avbrott per längd per år, n_{kund} är antalet berörda kunder och t_a är avhjälpningstiden.

2.4 Kabeldimensionering

För att förstå vilka begränsningar som finns för kablar krävs det en viss förståelse för hur man dimensionerar dessa. I detta kapitel kommer belastningsförmåga och utlösningvillkor förklaras.

2.4.1 Belastningsförmåga

Vid dimensionering av kabel finns det flera faktorer som spelar in beroende på vilka förutsättningar som ställs och hur förläggingsområdet ser ut, vilket beskrivs i [4]. Huvudsakligen är det temperaturutvecklingen i kabeln som sätter gränsen för valet av kabel och det är också i denna ände man brukar börja vid dimensionering.

Temperaturutvecklingen beror till störst del utav hur stor ström I som flyter genom kabeln och vilken resistans kabeln har. Strömmen kan erhållas genom att

$$I = \frac{P}{(\sqrt{3} \times U \times \cos \varphi)} \quad (5)$$

där man vet effekten, spänningen och effektfaktorn. Resistansen i kabeln beräknas enligt formeln

$$R = \frac{\rho \times L}{A} \quad (6)$$

och beror således på vilken area som ledaren har, längd och på resistivitet för materialet i kabeln. Resistansen beror även på temperaturen i materialet.

Omgivande förhållande för kabeln kan spela stor roll för vilken ström som man kan tillåta flyta i kabeln. Därför måste man göra vissa korrektioner för strömmen i kabeln beroende yttre omständigheter. Exempel på dessa kan vara följande.

- Förläggningssätt (luft/mark/rör i mark), $k_{\text{förlägg}}$
- Antal kablar förlagda bredvid varandra, k_{antal}
- Temperatur (luft/mark), k_{temp}
- Markens resistivitet, k_{res}
- Förläggningsdjup, k_{djup}

Med ett standardvärde för dessa omständigheter kan man korrigera för eventuella avvikelser. Den totala och dimensionerande korrektionsfaktorn k_{dim} beräknas genom att

$$k_{\text{dim}} = k_{\text{förlägg}} \times k_{\text{antal}} \times k_{\text{temp}} \times k_{\text{res}} \times k_{\text{djup}} \quad (7)$$

där de ingående korrektionerna (k_{antal} , k_{temp} osv.) är multiplicerade med varandra.

Denna faktor k_{dim} dividerar man sedan strömmen med

$$I_{\text{dim}} = \frac{I}{k_{\text{dim}}} \quad (8)$$

detta för att få ut ett bättre uppskattat värde på den dimensionerande strömmen I_{dim} . Som man sedan kan jämföra med belastningsströmmen vilken erhålls genom tabell i Svensk Elstandard [5].

2.4.2 Utlösningvillkoret

Enligt Svensk Elstandard [6] krävs att en kabel som skyddas av säkringar, vid ett stumt jordfel kopplas bort inom 5 sekunder för att skydda utrustningen från att ta skada. För att uppfylla det villkoret krävs att längden på kabeln inte blir för stor så att den ström som uppstår vid ett fel är

tillräcklig stor för att få säkringen att bryta kretsen. I [6] finns tabeller för olika kabeltyper, olika kabeldimensioner och olika märkströmmar hos säkringar för att kunna utläsa en nominell maximal ledningslängd L_n och impedans Z_{max} . Hänsyn behöver även tas till förimpedansen i nätet $Z_{för}$ som består av nätets kortslutningsimpedans och transformatorns impedans. Den maximala tillåtna längden räknas sedan ut enligt

$$L_{max} = L_n \left(1 - \frac{Z_{för}}{Z_{max}} \right) \quad (9)$$

med de tidigare nämnda variablerna.

2.5 Kostnadsberäkningar

För att beräkna kostnaden för kabelförläggning (kr/m), i de olika alternativen har en sammanställning gjorts för ett visst antal parallella kablar i lågspänningsnivå, tabell 2, och mellanspänningsnivå, tabell 3, och vilken investeringskostnad per meter som gäller för att lägga det antalet kablar.

Tabell 2. Kostnad per meter för kabelförläggning lågspänning med 2-6 kablar i bredd. Fler kablar i bredd eller endast 1 kabel finns inte med i modellen så har därför ej beräknats.

Antal kablar LSP	2	3	4	5	6
Total kostnad per meter	412 kr	628 kr	840 kr	1 054 kr	1 268 kr

Tabell 3. Kostnad per meter för kabelförläggning mellanspänning. 1 kabel för radiell matning och 2 för slingmatning.

Antal kablar MSP	1	2
Total kostnad per meter	400 kr	688 kr

För att få en kostnad omräknad över tid finns en metod som heter nuvärdesmetoden, förklarad i [7]. Om man har en investeringskostnad i år och vill veta slutvärdet SLV på investeringen om $n_{år}$ antal år tar man sin investeringskostnad, nuvärdet NUV och multiplicerar med kalkylräntan r ,

$$SLV = NUV(1 + r)^{n_{år}} \quad (10)$$

vilket man sedan tar upphöjt i de antal år för att veta vad investeringen är värd i framtiden. För att få reda på en investeringskostnad idag behöver man bara lösa ut nuvärdet genom att invertera formeln.

Man kan beskriva livslängd för en investering på olika sätt. Ekonomisk livslängd innebär tiden som det tar tills en investering är maximalt lönsam [8]. Med teknisk livslängd menar man tiden det tar tills objektet är uttjänt, dvs. tills det inte längre går att använda. Teknisk livslängd är normalt sett längre än ekonomisk livslängd.

3 Metod

Tillvägagångssättet för att lösa uppgiften, att jämföra olika distributionsalternativ, har varit att skapa en beräkningsmodell i Excel för att kunna beräkna många olika fall på ett effektivt sätt. Information om de olika alternativen har inhämtats från statistik från Göteborg Energi, samt genom kontakt med personal på deras nätavdelning som har bidragit med sin erfarenhet inom området. En del förenklingar av verkligheten och antaganden har gjorts för att få en hanterbar modell. Dimensionering av distributionsnätet bygger på uppskattningar om förväntade byggnationer och uppskattningar om laster för dessa. Tekniska förutsättningar och kontroll av villkor för exempelvis spänningskvalitet, har utförts enligt Svensk Elstandard. Information och data för kablar och nätstationer har även inhämtats från nätinformationssystemet dpPower som är programmet som nätbolaget använder för dokumentation av distributionsnätet [9]. Kostnader har beräknats utifrån data från kostnadskatalogen EBR.

3.1 Modell för analys av distributionsnät i tät blandstad

För att kunna analysera vilka konsekvenser olika konfigurationer av distributionsnät kommer få, har en modell tagits fram där parametrar kan justeras efter önskemål. Modellen har variabler som effekttätheten i området, avstånd och därmed kabellängder, kabelareor, distributionsområdets area, transformatorstorlek samt val av mellanspannings- eller lågspänningsdistribution i området (10/0,4 kV).

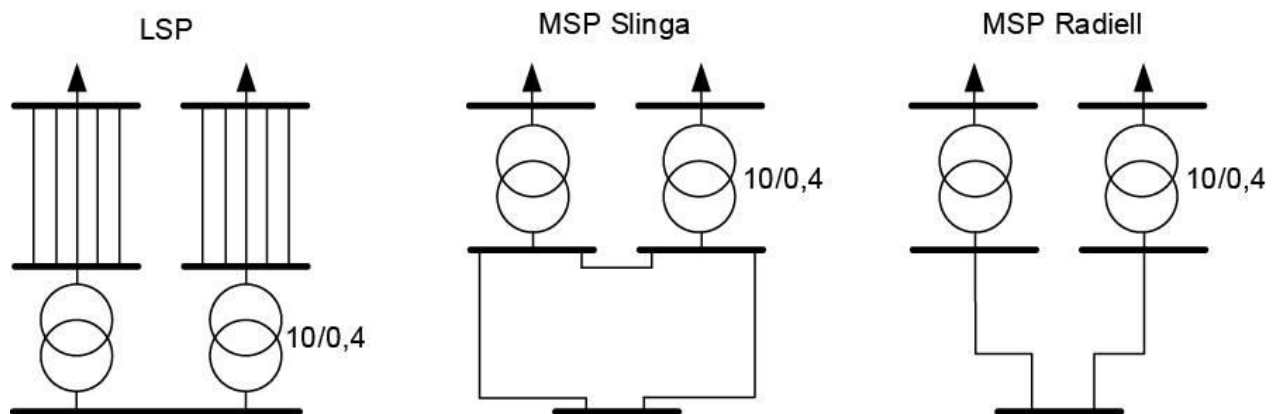
Eftersom modellen är tänkt att jämföra olika distributionsmetoder och se hur de skiljer åt, har inte hela distributionen tagits med i beräkningarna. Den del av distributionen som finns fram till området kommer att vara mellanspanning oavsett hur man väljer att distribuera i området, därför har den delen utelämnats ur jämförelsen. Likaså kommer den sista delen av distributionen i byggnaden fram till konsumenten alltid att vara lågspänning, så därför har även den delen utelämnats ur jämförelsen. Det som kvarstår att jämföra är därmed distributionen mellan dessa två uteslutna delar.

Varje på förhand given uppsättning av transformatorer och kablar kommer även att testas mot villkoren belastningsförmåga, spänningsfall och utlösningvillkor för att kunna utesluta de alternativ som inte uppfyller kraven.

Utdata ifrån modellen är de egenskaper som projektet har för avsikt att analysera, d.v.s. elektriska förluster, kostnader, tillförlitlighet. Den färdiga modellen kan sedan justeras med hjälp av parametrarna för att kunna användas vid analys av ett verkligt fall, som t.ex. Backaplan. De två övriga egenskaperna som också analyseras, d.v.s. hållbarhet i form av CO₂ utsläpp och utrymmeseffektivitet, beräknas utanför modellen, se kapitel 4.

För att kunna göra jämförelser mellan olika fall görs en modell som kan jämföra tre olika distributionsalternativ. De första av de tre alternativen i modellen är distribution med lågspänning 0,4 kV, kallas i projektet för LSP. Det andra är distribution mellanspanning, 10 kV, med matning i slinga, kallas för MSP Slinga. Det tredje är distribution mellanspanning, 10 kV, med radiell matning, kallas för MSP Radiell. I figur 1 finns enlinjeschema för de tre olika alternativen.

Distributionsalternativen är tänkta att innehålla samma variabler och parametrar och så långt som det är möjligt även räknas ut på samma sätt. Detta för att få en rättvis jämförelse.



Figur 1. Enlinjeschema för de tre olika distributionsalternativen LSP, MSP Slinga och MSP Radiell. Schemat visar nätstrukturen i området. Fram till området kommer matning alltid ske via mellanspänning, den delen har utelämnats ur figuren.

Hållbarhetsanalysen görs genom en jämförelse mellan hur mycket utsläpp av växthusgasen CO₂ som de olika alternativen orsakar. Hänsyn tas då till utsläpp kopplade till materialåtgång samt utsläpp kopplade till energiproduktion för den energi som försvinner som elektriska förluster.

3.2 Antaganden och förutsättningar

Följande antaganden gäller för projektet och är baserade på förhållanden som gäller för Göteborg Energis nät enligt deras interna statistik och erfarenhet.

- Vid beräkningar på spänningsfall och förluster i slinga, antas att alla stationer och laster är jämnt fördelade över slingan.
- Vid beräkning av SAIDI antas att felfrekvensen för kablar är 0,02 fel/km,år, samt att medeltiden för att återställa ett fel genom att byta säkringar är 2 timmar och tiden för att koppla om vid fel i slinga är 10 min.
- Kostnader för drift och underhåll antas vara 1% per år av installationskostnaden för transformator och nätstation. Motsvarande kostnad för kablar antas vara 0,5% per år av installationskostnad för dessa.
- Vid beräkning av förlustkostnader antas energipriset vara 0,35 kr/kWh
- Vid nuvärdes analys av kostnader antas att belastningen ökar med 2% per år och energipriset ökar med 1% per år. För GENAB antas även en kalkylränta på 9%.
- Kabelstorleken i LSP och MSP nätet är 240 mm² aluminium och säkringar i LSP har 315A märkström.

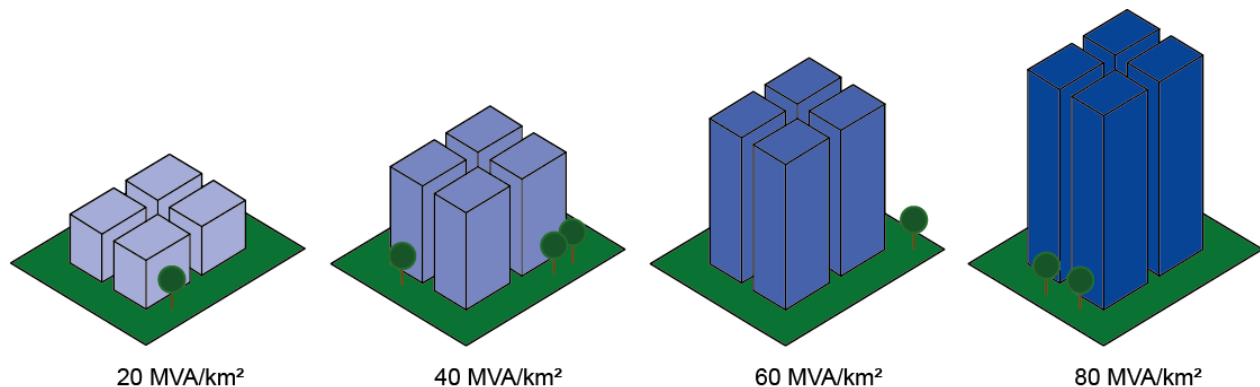
Nyttjandegraden av transformatorerna i det planerade nätet antas vara cirka 80% när området är i full drift. Det baseras på verkningsgraden för transformatorer. Den är vanligen som högst vid omkring 40% för transformatorer då tomgångsförluster och belastningsförluster är lika stora. Dock minskar verkningsgraden väldigt lite vid ökad belastningsgrad upp till full effekt, och eftersom det

blir dyrt att installera transformatorer som bara utnyttjas till 40%, brukar man inte följa det absoluta verkningsgradsmaximum som finns, utan man belastar närmare full effekt. Men det är önskvärt med en del outnyttjad installerad effekt i nätet för att försäkra sig mot framtida ökning av lasten i området, varför 80 % nyttjandegrad är en rimlig avvägning enligt Göteborg Energi.

3.3 Variabler

Projektets syfte, att jämföra olika fall, medför att man behöver ett antal olika variabler för att beskriva de olika fallen. Här anges de variabler som ska gälla för beräkningarna. Variablerna är lastdensitet, längd på kablar, transformatorstorlek och kabelarea. De har alla ett antal bestämda värden som ska utvärderas i alla kombinationer. För att en viss kombination ska vara aktuell att ta med i jämförelsen så måste vissa villkor för den kombinationen vara uppfyllda, se avsnitt 3.4 Villkor.

Lastdensitet anger hur tät effektförbrukningen är i ett område. Om det byggs höga byggnader så kommer det förbrukas mer energi på en viss yta, än om byggnaderna hade varit lägre. För modellen har vi valt fyra olika värden på lastdensitet, 20, 40, 60 och 80 MVA/km², som beskriver fyra olika områdestyper med olika höjd på byggnader, se figur 2. Dessa fyra värden kan alla representera områden av typen tät blandstad med olika höjd, medan lastdensiteter under 20 kVA/km² i den här rapporten inte anses vara tillräckligt höga för att anses som tät blandstad, och är därmed inte inom avgränsningarna för jämförelsen.



Figur 2. Illustration av lastdensitet. Föreställer de fyra värden som beräknats i modellen. Högre byggnader på samma yta ger högre effekt per yta, d.v.s. högre lastdensitet.

Längd på kabel är en variabel som framförallt påverkar hur mycket förluster man kommer få i nätet. De längder som valts ut för att räkna på i modellen är från 50 m upp till 400 m i intervaller om 50 m, d.v.s. 50 , 100 , 150 ... 400 m. Olika längder kan komma att behövas i olika typer av områden varför det kan vara intressant att se hur resultatet varierar med kabellängd.

Transformatorstorlek är också en variabel som finns med i modellen. Speciellt för LSP modellen är att antal kablar parallellt förlagda beror på valet av transformatorstorlek, en större transformator kan mata fler kablar parallellt än en mindre. Detta skiljer sig åt för MSP Slinga eftersom transformatorn här är placerad i slutet av den distributionsdel vi tittar på och därmed matas via mellanspänningskabel. Då blir istället distributionen del i en slinga och det krävs en kabel till transformatorn och en därifrån, oavsett vilken transformatorstorlek som väljs. Vid MSP Radiell

ligger också transformatorn i slutet av distributionsdelen vi tittar på men matas här endast av en mellanspänningskabel till transformatorn, ingen därifrån. Med storlek på transformator menas transformatorns märkeffekt, och de storlekar som valts för jämförelse är 315, 500, 800, 1000 och 1250 kVA.

När det gäller kabelarea var utgångspunkten att ha med det som en variabel, dock har valet blivit 240 mm² aluminium kabel för samtliga fall. Anledningen till det är att det är den vanligaste typen som Göteborg Energi använder och därmed blir det mest fördelaktigt att fortsätta använda den i så stor utsträckning som möjligt. Vid lågspänning används dessutom flera kablar parallellt för att klara av belastningen och därmed finns ingen möjlighet eller anledning att minska kabelarean. Vid mellanspänning resonerar Göteborg Energi att den extra kostnad som eventuellt uppstår av att 240 mm² kan vara lite överdimensionerad, sparas in över tid i form av minskade resistiva förluster.

Förutom de variablerna som utgör olika kombinationer används även "globala" variabler som har samma värde för alla fall. Dessa är t.ex. det aktuella områdets yta, val av ledarmaterial och därmed resistivitet, och faktorer som påverkar SAIDI, så som felfrekvens och avhjälpningstid.

3.4 Villkor

För att kunna kontrollera vilka fall som är rimliga att gå vidare med finns en del angivna villkor i projektet som ska kontrolleras. Villkoren är belastningsförmåga, spänningsfall och utlösningsvillkoret på 5 sekunder. Utlösningsvillkoret innebär att säkringar löser ut inom rätt tid vid ett fel och gäller endast för lågspänning eftersom högspänning har reläskydd istället för säkringar.

Belastningsförmågan för kabelarean hämtas ifrån tabell enligt svensk standard och är ett värde i Ampere. Denna gräns sätts av temperaturen som kabeln i fråga maximalt klarar av att hantera. Belastningens strömvärde framräknat med hjälp av spänning, resistans och effektfaktor delas med en korrektionsfaktor som beror av hur kabeln är förlagd och under vilka förhållande som gäller. Ett motsvarande värde för belastningsförmågan erhålls och detta värde måste vara mindre än det som anger maximal belastningsförmåga [5]. Vid LSP modellen är det ström per kabel som är belastningsströmmens värde och sätter gränsen för belastning. Vid MSP slinga modellen är det ström per slinga som sätter belastningsströmvärdet. Man kan anta att slingan matas från två håll där ungefär hälften tillgodoses från varje håll. I värsta fall måste man mata hela slingan från ett håll, det är strömmen i första kabeln i slingan som sätter gränsen.

Spänningsfall beräknas enligt formeln

$$\Delta V = I \times Z \times L \quad (11)$$

där I är strömmen genom kabeln vid dimensionerande belastning, Z är impedans per längd för kabeln vid 50 Hz AC-spänning och L är kabelns längd. Gränsvärde för om ett spänningsfall är för stort eller ej är 3%. Impedansen Z är 0,143 Ω/km för de 240 mm² aluminium kablar som används i projektet enligt dpPower.

Utlösningsvillkoret beräknas enligt ekvation (8) där L_{max} som sagt ger den maximala längd som tillåts på kablar för ett visst fall vad gäller antal parallella kablar, ledningsarea och säkringens märkström, $Z_{\text{för}}$ är förimpedansen i anslutningspunkten och Z_{max} är ett tabellvärde ur [6] (se teori kapitel 2.4.2 för mer information). Göteborg Energi har valt 240 mm² aluminium kabel och

säkringar med märkström 315A för projektet då det är så de brukar bygga vilket gör att dessa blir konstanter i beräkningarna och den enda variabeln blir antal parallella kablar som i sin tur beror på vilken transformatorstorlek som används.

3.5 Parametrar

De parametrar som kan justeras för att kunna utföra en känslighetsanalys är kalkylränta, energipris och extrakostnader för inhysning och reducering av magnetfält. Kalkylräntan för beräkningar i den här rapporten är 9% och energipriset är 0,35 kr per kWh, enligt vad Göteborg Energi brukar räkna med i sina kalkyler. Extra kostnader för inhysning är uppskattat till en miljon kr och är fördelat på en halv miljon för själva inhysningen med specialtransformator och en halv miljon för ledningsrätt. Extra kostnaden för reducering av magnetfält är uppskattad till 250 kkr vilket gör att den sammanlagda extra kostnaden för inhysning och reducering av magnetfält uppgår till 1,25 Mkr per nätstation. Den kostnaden är svår att avgöra om den är rättvisande eller ej och skulle kunna vara mycket lägre om t.ex. kostnad för ledningsrätt kan förhandlas ner, eller om man ej anser sig behöva reducera magnetfält p.g.a. typ av intilliggande lokaler. Därför har en analys gjorts för olika merkostnader från 0 kr upp t.o.m. 1,25 Mkr i steg om 250 kkr. Se avsnitt merkostnad inhysning 4.2.2.

3.6 Beräkningar

Beräkningar skapar, med hjälp av variablerna, värden som blir indata för funktionerna så som kabelresistans och impedans, ström och förluster per transformator och kabel, antal transformatorer som behövs för att hantera lasten, vilket diskuteras vidare under resistiva förluster.

Det finns mycket olika kostnader som uppstår och därför krävs det utförliga beräkningar för att få ett sannolikt slutvärde. Variabler som påverkar är hur många och hur långa kablar som används. Även övriga komponenter som används i nätet, som transformator och nätstation med ingående komponenter.

Vid beräkning av SAIDI tas hänsyn till statistik över förväntat antal fel i kablar. Uppskattningar på hur många kunder som berörs och avhjälpningstiden måste göras för att få fram ett uttryck för hur SAIDI kan beräknas.

3.6.1 Resistiva förluster

Resistivitet för aluminium och längd på kablar är känt därför erhålls totala resistansen genom enkla beräkningar. Vidare kan man beräkna kabelresistansen i de olika delar av nätet som dessa blir intressanta, t.ex. kabelresistans per transformator.

Vilken belastning som gäller beror på vald last densitet. Med denna beräknas total ström för området vilken senare delas upp över de olika transformatorerna. Om man antar en förhållandevis jämn last kan man således få ut ett värde för ström per transformator.

När både ström per transformator och resistans är känt kan man få ut vilken nivå kabelförlusterna i effekt per transformator ligger på. Jämförs detta värde sedan med totala effekten erhålls ett värde för förluster i procent.

För att få en så bra uppskattning på strömnivån som möjligt måste man korrektera detta värde beroende på omständigheter, vilket står förklarat mer i detalj under teori avsnittet för kabeldimensionering.

3.6.2 Kostnadsberäkningar

För att täcka alla kostnader från installering till den tid komponenterna är tänkta att användas för krävs att man kan redogöra för kostnaderna i alla led. Den första kostnaden som uppstår är investeringskostnaden. Därefter krävs det en viss kostnad för att hålla driften igång och ett underhåll för att komponenterna inte ska gå sönder i förtid. Under komponenternas livslängd tillkommer även en kostnad över tid för förluster. För att räkna används en ekonomisk livslängd på 25 år vid alla kostnadsberäkningar för att det ska gå att jämföra enligt nuvärdesmetoden.

3.6.2.1 Investerings kostnader

Investerings kostnader står för de initiala kostnader som uppstår vid nybyggnation. Kostnaderna som har räknats på är kablage, transformator och nätstation.

För kablage ska kostnaden bero på längden kabel, hur många kablar som används parallellt och förläggningssätt. Huvudsakligen är det en kostnad om materiell och kabelgravar som utgör denna totala kostnad. För att få information om alla kostnader som ingår i att förlägga kablage används EBR kostnadskatalog P2 [10] där det med mer detaljer går att utläsa specifika kostnader. I beräkningar för kabelgravar är kostnaden för att gräva beroende på bredd och djup inräknat med en extra kostnad på utbyte av massor per meter. Denna kostnad summeras sedan med kostnad för rörförläggning-, kabeldragning- (3,5kg) och själva materialkostnaden för kabeln per meter. Samma beräkningar utförs sedan för olika antal kablar (upp till sex stycken i denna rapport). Kostnaderna per meter återfinns i tabell 2 och tabell 3 i kapitel 2.5. Dessa kostnader multipliceras sedan med kabellängd för att få fram total kostnad

I detta projekt har det använts ett riktpreis på transformator som är 100 kkr per MVA [9]. En nätstation beräknas till en kostnad exklusive transformator. Kostnaden för nätstationer går att hitta i P1, där de är specificerade enligt storlek på transformator som de är tänkta för. Eftersom kostnaden för alla nätstationsstorlekar inte finns i P1 gjordes en linjeanpassning på kostnader för de andra storlekarna. Sedan kunde kostnad för vald storlek göras ur denna anpassning.

I MSP modellen tillkommer det kostnad för nätstation när denna byggs in i fastighet, inhysning. I denna kostnad räknas ledningsrätt, en kostnad som ska betalas enligt överenskommelse till fastighetsägaren, och övrig merkostnad för inhysning in. När en nätstation inhyses måste man i regel också reducera den elektromagnetiska strålning som uppstår. Det tillkommer då också en kostnad för detta, där bland annat kostnad för specialtransformator lösning och reducering av magnetfält med hjälp av aluminiumplåt ingår.

3.6.2.2 Drift underhåll kostnader

Enligt [9] är kostnaden för drift och underhåll för nätstationer ca 1% av totala investeringskostnaden. Motsvarande kostnad för kablage är ca 0,5% av den totala investeringskostnaden.

3.6.2.3 Förlust kostnader

Vid ett område som är under uppbyggnad är belastningen initialt inte på den nivå man dimensionerar nätet för. Belastningsförlusterna i både kabel och transformator räknas med en

nyttjande grad på 80% av installerad effekt i slutet av den ekonomiska livslängden, 25 år. En årlig ökning av belastningen med 2% innebär att inledande nyttjande grad bör vara 60% av slutvärdet, och eftersom belastningsförluster ökar kvadratisk med lasten blir uttrycket för den initiala belastningsströmmen första året

$$I_{initial} = (0,6 \times 0,8)^2 \times \frac{S_{installerad}}{\sqrt{3} \times U} \quad (12)$$

där $S_{installerad}$ är installerad skenbar effekt och U är huvudspänning. Förlusterna beräknas efter den strömmen och bedöms sedan att öka under den ekonomiska livslängden.

Inom kostnader för förluster är kabelförluster och transformatorförluster inräknade. För att få en rättvis uppskattning av den totala kostnaden måste hänsyn tas till den ekonomiska livslängden för komponenten. Den ekonomiska livslängden för en kabel uppskattades till 25 år och därför har denna siffra använts för kommande beräkningar. Faktorer som påverkar den totala kostnaden är energipris, utbyggnadstakt, kalkylränta och timvärdes användning. Eftersom timvärdes användning är väldigt beroende på geografiskt område och vilka förutsättningar som finns där, har denna valts att bortse från.

Beräkningsgången som används bygger på metoden för ekonomiska beräkningar i [4]. Aktiva förluster kan beräknas enligt,

$$P_{förlust} = n_l \times I^2 \times R \quad (13)$$

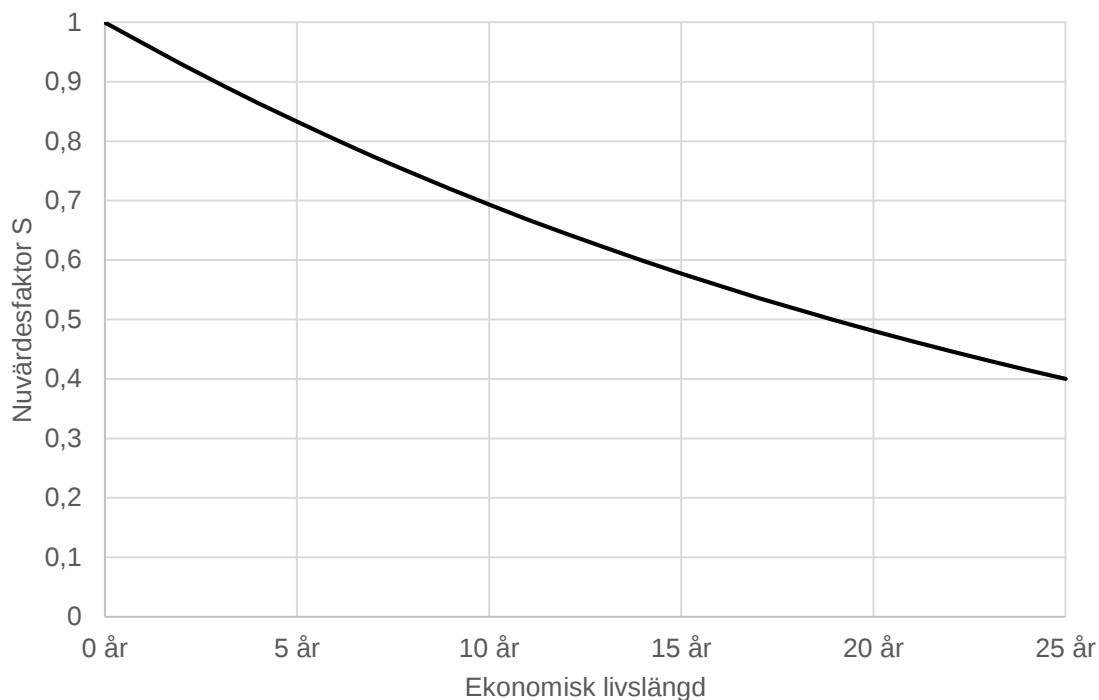
där n_l är antalet ledare, I är strömmen i ledaren och R är totala resistansen per ledare för samtliga kablar. Kostnadsfaktor för utnyttjandetid och energipris första året ges genom att multiplicera utnyttjningstiden T_f (h/år) med energipriset E (kr/kWh)

$$K = T_f \times E \quad (14)$$

ett pris i kr/kW,år erhålls. Eftersom förlustkostnader ligger längre fram i tiden än investeringen behöver en nuvärdesjustering göras för att få jämförbara belopp. All utrustning beräknas ha en ekonomisk livslängd på 25 år för att möjliggöra jämförelse med nuvärdesmetoden. För att få fram faktorn S över den ekonomiska livslängden behövs de ingående faktorerna belastningstillväxt (P_0), energins realkostnadsökning (P_1), kalkylränta (r) och antal år ($n_{år}$).

$$S = \sum_{i=0}^{n_{år}} \left(\left(1 + \frac{P_0}{100} \right)^{2i} \times \left(1 + \frac{P_1}{100} \right)^i \times \left(1 + \frac{r}{100} \right)^{-i} \right) \quad (15)$$

Faktorn S är ett sätt att ta hänsyn till att det är en långsiktig investering. Beroende på de ingående faktorerna blir kostnaden för investeringen idag över en viss tid olika. Utfallet av S i denna rapport går att se i figur 3, om man tittar på resultatet över 25 år hamnar faktorn på 0,4.



Figur 3. Anger hur faktorn S med de ingående faktorerna påverkas över tid. Kostnaderna om 25 år värderas som 0,4 gånger så mycket som idag.

För att beräkna förluster i kablar under den ekonomiska livslängden i dagens penningvärde, s.k. nuvärdes analys av förlusterna, så används en formel

$$K_{förluster} = P_{förlust} \times K \times S \quad (16)$$

som tar hänsyn till aktiva förluster $P_{förlust}$, värdet av förlusterna under första året K , och en faktor som tar hänsyn till den ekonomiska livslängden över antal år S . Genom att multiplicera dessa faktorer fås ett värde i kronor för hur mycket kostnaden i förluster $K_{förluster}$ blir totalt över kabelns ekonomiska livslängd, justerat enligt nuvärdesmetoden som används i [4].

I beräkning av förluster för transformatorer tas tomgångsförluster och belastningsförluster i beaktning. Tomgångsförlusterna, P_{tom} , är konstanta och är satta till 0,1% av den totala belastningen för transformatorerna. Faktorn S beräknas om för tomgångsförlusterna eftersom dessa inte beror utav belastningsökningen, därmed tas denna bort från uträkningen i detta fall för S_2 .

Belastningsförlusterna, P_{bel} , beror på av de aktiva förlusterna och är här satta till 1% av dessa, de varierar även över tid eftersom belastningen för området ökar över tid och därmed kan samma faktor S_1 användas här som för förlusten i kablar. Totala förlusten för transformatorn $T_{förluster}$ erhålls genom att summera tomgångsförluster med belastningsförluster.

$$T_{förluster} = (P_{bel} \times K \times S_1) + (P_{tom} \times K \times S_2) \quad (17)$$

4 Resultat

Här presenteras de resultat som framkommit i projektet, både ur modellen och genom separata analyser. För specifika resultat rörande området Backaplan, se kapitel 5.

4.1 Villkorsberäkningar

För att ett fall ska vara intressant att fortsätta titta på i en jämförelse så måste det uppfylla alla tre villkoren, se tabell 2.

Tabell 2. Villkorsmatris lågspänning med transformatorstorlek 315-1600 kVA och kabellängder 50-400 m. Grön betyder att alla villkor för det specifika fallet är uppfyllda och röd att något av villkoren ej uppfylls.

		Transformatorstorlek				
Kabellängder		315	500	800	1000	1250
	50					
	100					
	150					
	200					
	250					
	300					
	350					
	400					

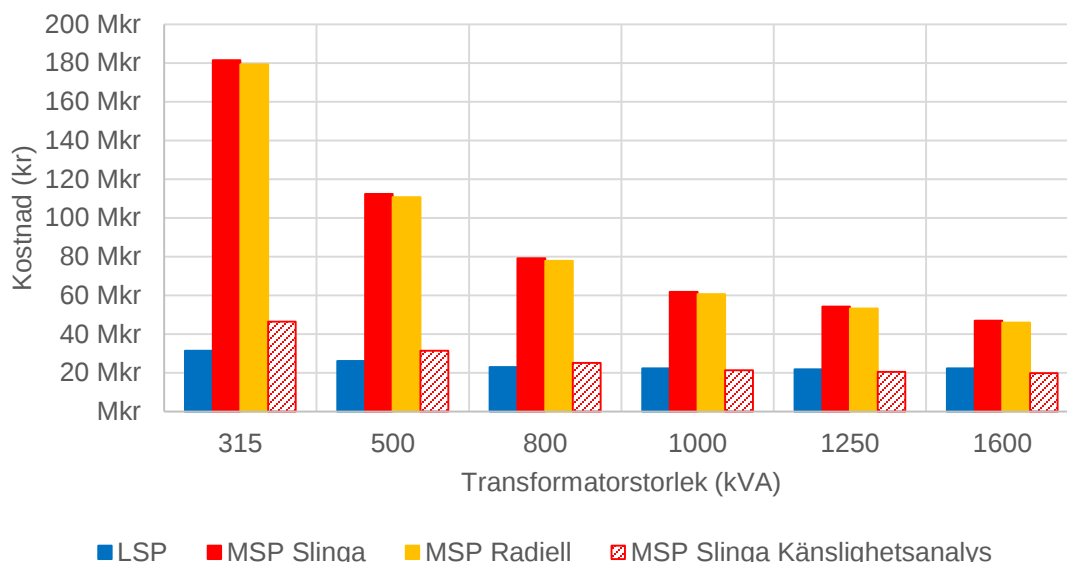
Totalt i modellen finns 192 st. olika fall. Det är alla möjliga kombinationer av 6 olika transformatorstorlekar, 8 olika kabellängder och 4 olika värden på lastdensitet. En tabell över samtliga finns som bilaga E. Tabell 1 visar alla fall i en och samma lastdensitet eftersom mönstret upprepar sig oavsett lastdensitet, i tabellen finns en fjärdedel av totala antalet fall, d.v.s. 48 st. För en mer detaljerad tabell med vilka villkor som inte uppfylls, se bilaga F.

Vid lågspänning och kabellängder på 250 m eller längre, uppfylls inte villkoren under de givna förutsättningarna, dessa alternativ blir då ej heller relevanta att ta med i jämförelsen. Vid små transformatorstorlekar blir de tillåtna kabellängderna ännu kortare än 250 m.

Vid mellanspänning uppfyller alla alternativ villkoren, därför har ej tabell över dessa tagits med. Därmed kan man dra slutsatsen att under givna förutsättningar vad gäller ledararea och säkringarnas märkström är det bara alternativen med mellanspänning som är aktuella för kablar med 250m längd och längre.

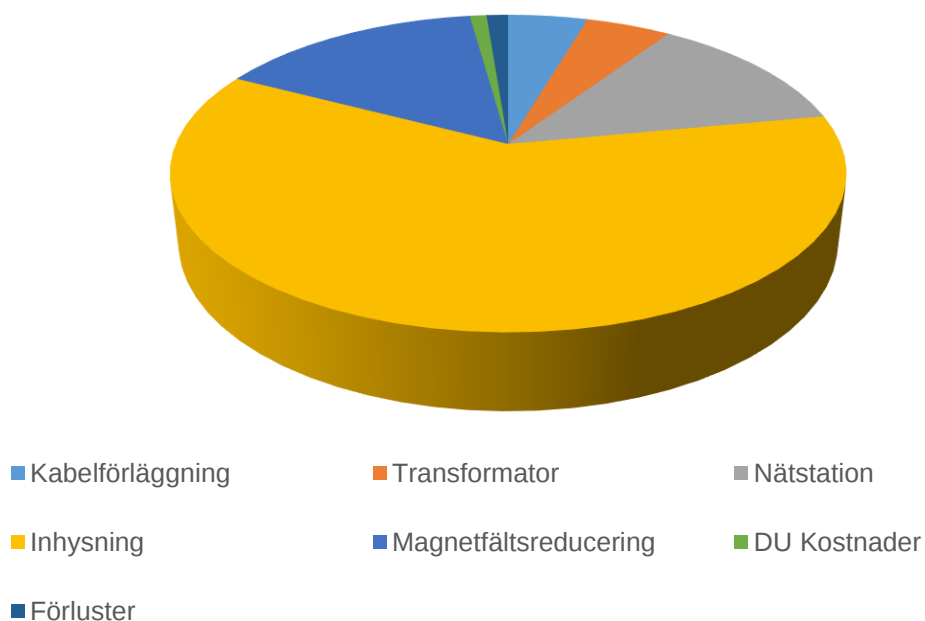
4.2 Analys av modell

En jämförelse mellan alternativen med distribution med övervägande del lågspänning (LSP) och övervägande del mellanspänning (MSP) ger olika svar beroende på vilka aspekter man tittar på. Generellt kan man säga att MSP är det bättre alternativet när det gäller tillförlitlighet, utrymmeseffektivitet och hållbarhet, då den ger ett bättre värde på SAIDI, tar mindre plats i anspråk och förbrukar mindre mängd material och därmed orsakar mindre utsläpp av CO₂ som är en växthusgas samt att den är mer energieffektiv eftersom de resistiva förlusterna är mindre. Däremot blir kostnaden betydligt högre, trots att de resistiva förlusterna minskar och investeringskostnader för kabel också minskar så tillkommer förhållandevis stora kostnader för inhysning av nätstation, ledningsrätt samt reducering av magnetfält. En total kostnad för ett visst fall kan ses i figur 4.

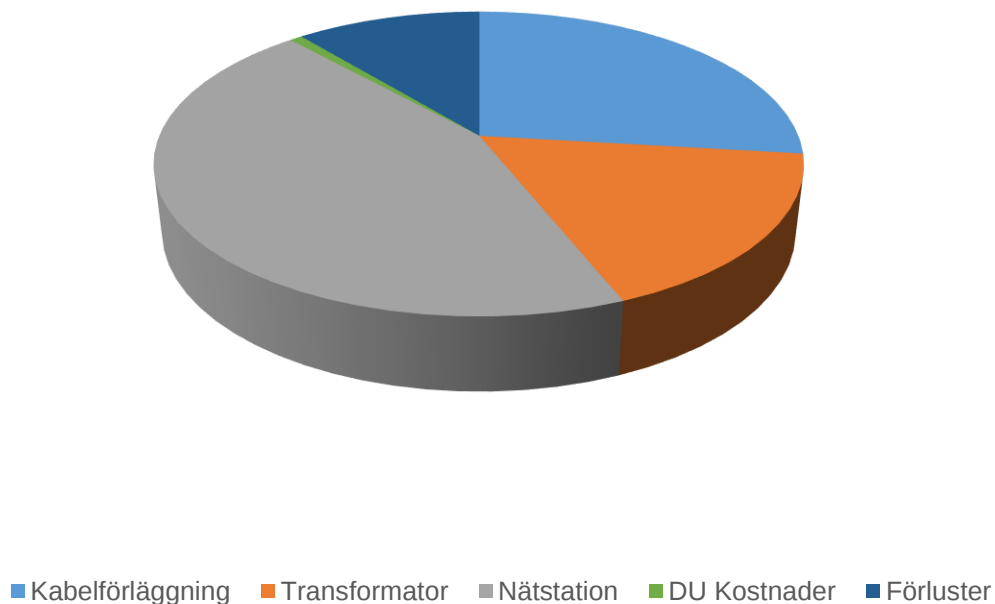


Figur 4. Jämförelse mellan distributionsalternativen LSP, MSP Slinga och MSP Radiell kostnadsmässigt med antagandet att inhysning innebär en merkostnad på 1,25 Mkr per nätstation. Total kostnad inklusive investering, förluster, drift & underhåll, vid 60 MVA/km² och 150m kabellängder i ett område på 0,5 km². Även känslighetsanalys MSP Slinga, om merkostnad inhysning skulle vara 125 kkr. Då är kostnaden likvärdig med LSP vid större transformator storlekar över 800 kVA.

Kostnadsmässigt finns den största skillnaden mellan lågspänning och mellanspänning vid kostnad för nätstation vilket kan ses om man jämför figur 5 och figur 6. Detta eftersom det tillkommer stora kostnader för att bygga inhysta stationer, i samma fall tillkommer även en kostnad för ledningsrätt och för reducering av exponering för magnetiska fält. Kostnaden för alternativen med distribution via lågspänning ökar tydligt med längden på kablar. Det är inte lika tydligt vid alternativen med mellanspänning, även om en kostnadsökning kan urskiljas så är kostnaden för kabel här en mindre del av totala kostnaden.



Figur 5. Kostnadsfördelning MSP Slinga. MSP Radiell har motsvarande fördelning. Den största andelen av kostnaden för MSP är inhysning. Förlusterna är här en mindre del.



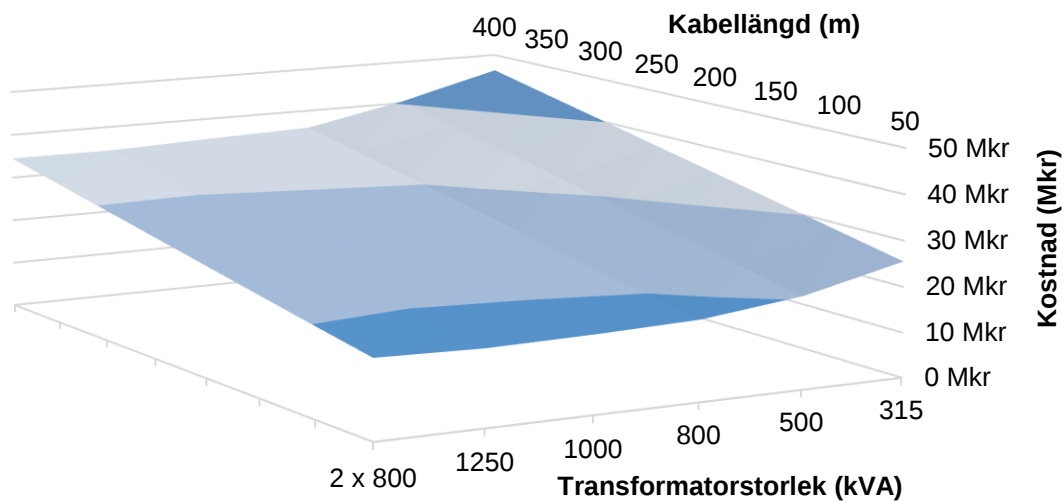
Figur 6. Kostnadsfördelning LSP. Förlusterna är här mer påtagliga än vid MSP, men det finns ingen inhysningskostnad. Nätstation och kablar med förläggning är de största kostnaderna.

För att minimera exponering av magnetfält där människor vistas i byggnader behöver man reducera magnetfältet omkring det rum där den inhysta nätstationen är placerad. Man kan tänka sig att man låter bli att reducera om man ser till att kringliggande rum inte används av verksamheter där människor befinner sig under längre tid, utan istället använder dem som exempelvis förråd eller parkering. I så fall blir kostnaden för att välja mellanspänning mer fördelaktig, speciellt vid höga lastdensiteter, i storleksordningen 60 - 80 MVA/km². Om man anser sig behöva skärma av blir valet av högspänning inte lika fördelaktigt och beror då som sagt på kostnaden för avskärmning.

När det gäller tillgänglighet så ger valet av mellanspänningsmatning ett bättre (lägre) värde på SAIDI än lågspänning. I en mellanspänningsslinga är det möjligt att koppla om försörjningen från ett annat håll och därmed få tillbaka strömmen hos kunden innan kabelfelet är reparerat, detta är inte möjligt vid lågspänning utan kunden måste då vänta på att felet är reparerat innan strömmen kan kopplas på igen. Trots att fler kunder drabbas vid ett avbrott i en mellanspänningsslinga än vid avbrott i en lågspänningskabel, så blir SAIDI bättre med mellanspänningsslinga eftersom en omkoppling i slingan går snabbare att utföra än en reparation av kabeln, nya områden byggs dessutom med fjärrmanövrering vilket möjliggör snabb omkoppling. Avbrott i lågspänningskabel drabbar ett fåtal kunder men tar betydligt längre tid att åtgärda, därför blir SAIDI sämre i fallen med lågspänningsdistribution, se figur 13.

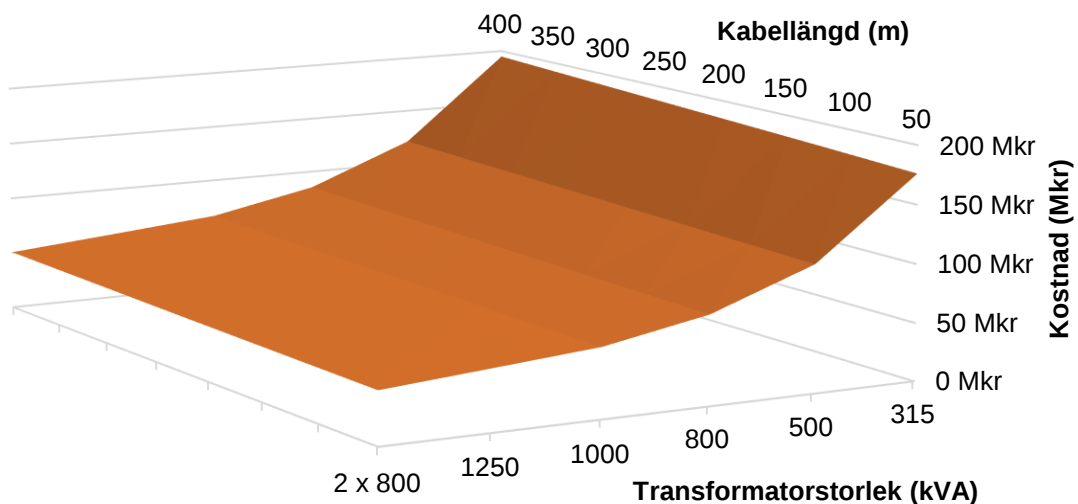
4.2.1 Jämförelse total kostnad

En översikt av hur kostnaderna förändras i de olika fallen kan ses i figur 7 för LSP och figur 8 för MSP Slinga och figur 9 för MSP Radiell. Man ser där att i båda alternativen med MSP är det höga kostnader vid val av små transformatorer eftersom det då behövs väldigt många och extra kostnaden för inhysning är per nätstation. De lägsta kostnaderna fås vid val av transformator omkring 800-1250 kVA. Man ser även att kostnaderna i LSP modellen, figur 7, ökar mer med längden på kabel än vad MSP modellen gör. Det beror på att det behövs fler parallella kablar vid LSP distribution än MSP, och därmed står kablar för en större del av investeringskostnaden, och förlustkostnaderna blir också högre.

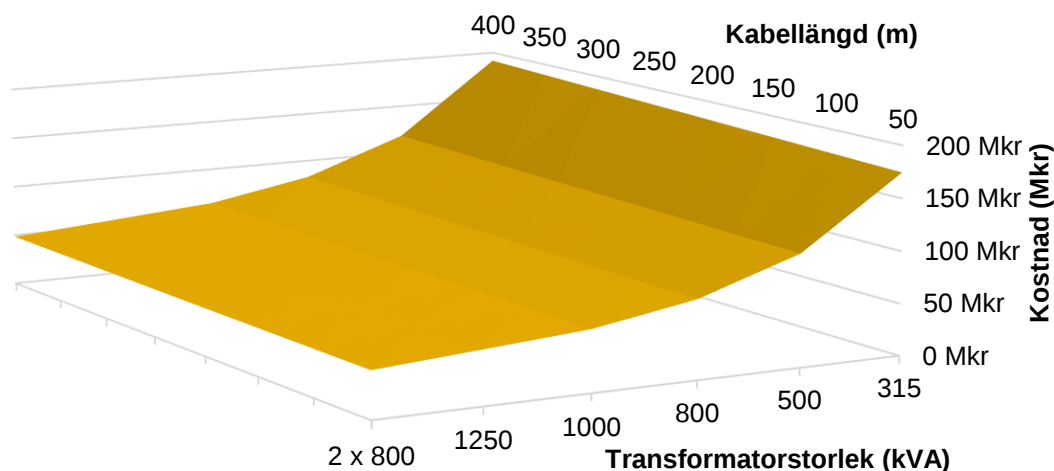


Figur 7. Totala kostnader LSP. Kostnaderna varierar mest med kabellängd, inte mycket med valet av transformatorstorlek, eftersom det inte finns någon merkostnad för inhysning.

Vid en jämförelse mellan LSP, figur 7, och båda MSP alternativen, figur 8 och 9, framgår det att vid LSP ökar kostnaderna med längden på kablar, vilket inte är lika tydligt för MSP. Vid distribution via MSP ökar kostnaderna istället med transformatorstorlek, där de mindre storlekarna innebär höga kostnader eftersom det tillkommer extrakostnader för inhysning.



Figur 8. Totala kostnader MSP Slinga. Kostnaden varierar inte mycket med kabellängd, utan varierar istället med valet av transformatorstorlek, eftersom det finns en extrakostnad per transformator för inhysning.

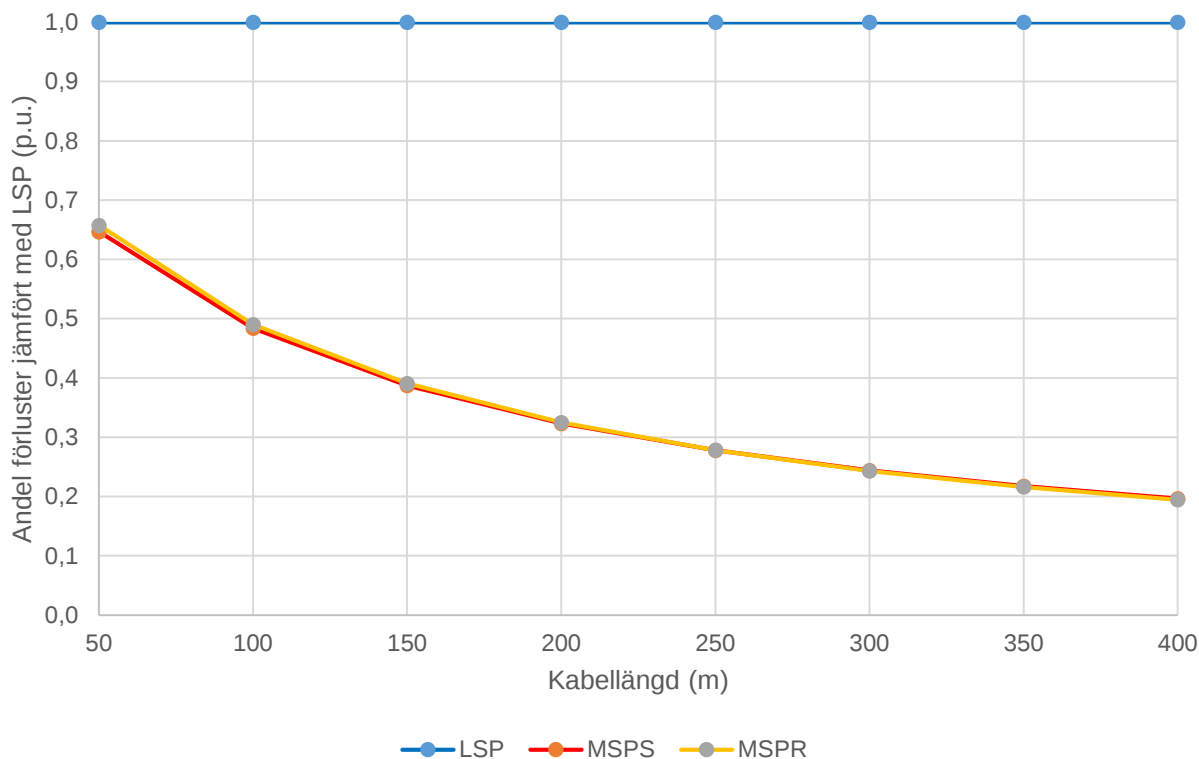


Figur 9. Totala kostnader MSP Radiell. Kostnaden varierar inte mycket med kabellängd, utan varierar istället med valet av transformatorstorlek, eftersom det finns en extrakostnad per transformator för inhysning.

Utseendet på graferna är snarlika och kan tyckas jämförbara, dock ligger MSP väsentligt högre än LSP vilket framgår av skalorna. Det beror framförallt på de höga tilläggs-kostnader som tillkommer vid inhysning. Dessa tilläggs-kostnader är per nätstation och blir därför mycket höga vid val av små transformatorer då antalet blir stort. Eftersom kostnaden är större bör alternativet med MSP värderas utifrån fler perspektiv än bara kostnaden för att göras rättvisa. Det är även svårt att göra en rättvisande uppskattning av hur stor merkostnaden för inhysning blir i verkligheten så den siffra som används i dessa beräkningar, 1,25 Mkr per station, kan vara i överkant och är förmodligen lägre i verkligheten. MSP har även andra fördelar så som utrymmeseffektivitet, lägre förluster och bättre.

4.2.2 Jämförelse elektriska förluster

De elektriska förlusterna beror på vilket distributionsalternativ som väljs. I figur 10 nedan finns en jämförelse mellan de tre alternativen, där förlusterna är redovisade i enheten p.u. och normaliserade till förlusterna hos LSP alternativet.

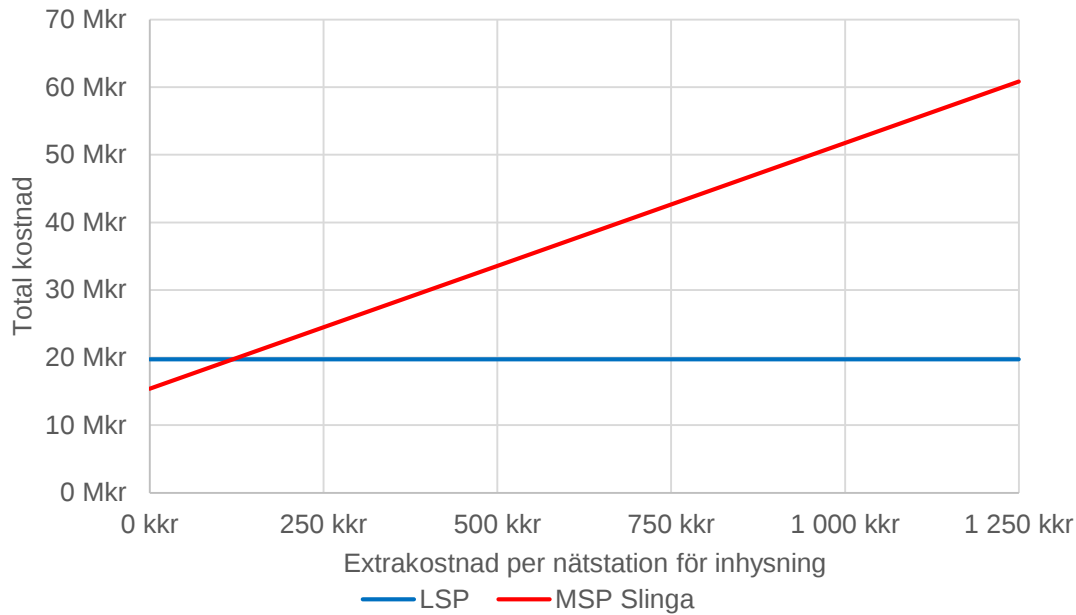


Figur 10. Elektriska förluster i ledningar och transformator i jämförelse med LSP. MSP Slinga och MSP Radiell blir mer fördelaktiga i förhållande till LSP ju längre kablar som behövs. Redan vid 100 m är förlustnivån i området nere på hälften för MSP alternativen jämfört med LSP.

Minskade förluster innebär lägre kostnader och är mer hållbart sett ur miljösynpunkt då inte lika mycket energi går förlorad. Redan vid kabellängder på 100 m, som används i fallanalysen av området Backaplan i kapitel 5, är förlusterna för de båda MSP alternativen 0,5 p.u. d.v.s. hälften jämfört med LSP. Vid längre kablar blir skillnaden ännu större till fördel för MSP. Inbördes är det väldigt liten skillnad mellan de båda MSP alternativen.

4.2.3 Merkostnad inhysning

Eftersom den tillkomna kostnaden för nätstation kan variera från fall till fall är det intressant att ta reda på när kostnaden för MSP Slinga överstiger kostnaden för LSP på grund av denna. En analys för totala kostnaden i förhållande till kostnaden inklusive de extra kostnaderna per nätstation som kan uppstå, för LSP respektive MSP Slinga, visar att det krävs att MSP Slinga får ha en extra kostnad på max 125 kkr per nätstation, se figur 11. Är kostnaden mindre kommer MSP Slinga alternativet vara billigare än LSP. MSP Slinga valdes för analysen eftersom den anses som mest lik LSP.

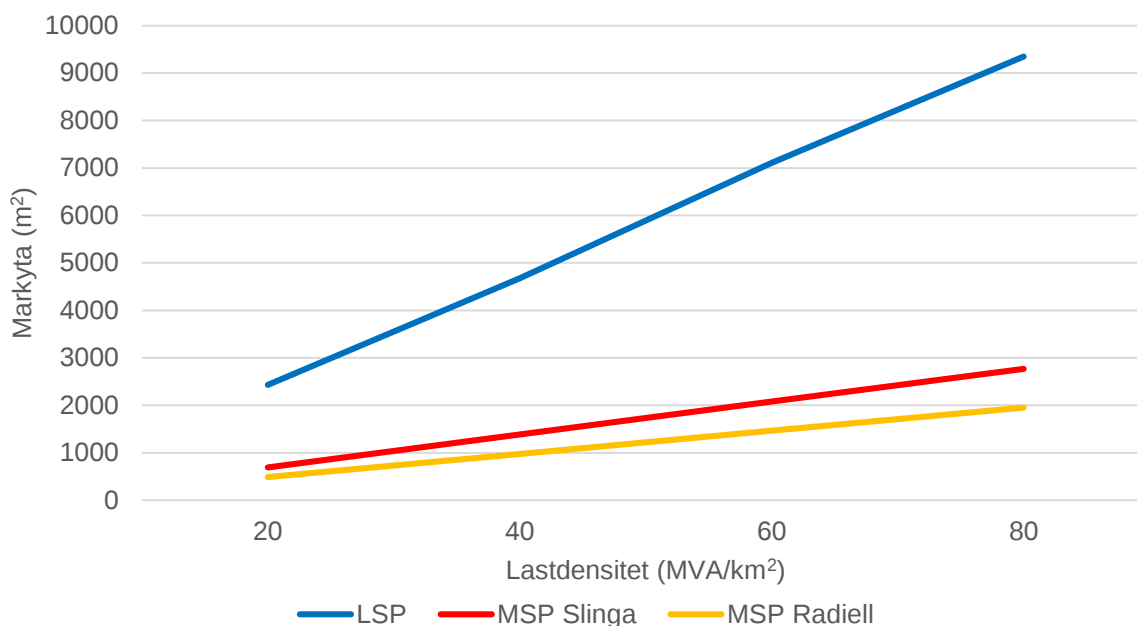


Figur 11. Analys för extrakostnad inhysning av nätstation. Skärningspunkten går vid c:a 125 kkr.

4.3 Utrymmeseffektivitet

Jämförelse av insparad markyta vid inhysning och motsvarande kostnadsbesparing illustreras av följande exempel. En nätstation upptar c:a 40 m² yta. Om man istället skulle kunna bygga bostäder där, som följd av inhysningen av nätstationen, skulle det besparade beloppet bero på lastdensiteten i området. Om lastdensiteten är 30 MVA/km² motsvarar det bebyggelse med 7 våningar och om värdet på lägenhetsyta är 55 000 kr/m² [11] så skulle värdet för markytan vid nätstationen bli $40 \times 7 \times 55\,000 = 15,4$ Mkr vilket kan sättas i relation till merkostnaden för inhysning som är omkring 1,25 Mkr.

Utrymme för kablar i området är också av intresse. Omfattande lågspänningsnät är inte önskvärt i tätbebyggt område då det kräver mycket markutrymme, figur 12. Det är mer fördelaktigt med mellanspänning då det krävs mindre mängd kabel. Matning med mellanspänningsslinga kräver en kabel till den inhysta nätstationen och en kabel ifrån nätstationen, men lågspänning kräver upp till 6 kablar i bredd beroende på nätstationens storlek vilket kräver bredare kabelgravar och därmed tar mer markyta i anspråk.



Figur 12. Markyta som tas i anspråk av kablar och stationer i ett 0,5 km² stort område, som Backaplan, vid olika lastdensiteter. LSP blir mycket utrymmeskrävande vid höga lastdensiteter.

I områden av typen tät blandstad med höga lastdensiteter är det ofta små utrymmen mellan byggnader, och höga markpriser, och det blir därmed svårt att få tillgång till yta för kabelgravar. Därför lämpar sig distribution via mellanspänning bättre i den typen av stadsdelar. Vid lägre lastdensiteter är skillnaden i yta inte lika stor, och man kan utläsa att vid mindre än 20 kVA/km² kommer alternativen bli väldigt lika varandra, men så låga lastdensiteter ses inte som tät blandstad och ryms därmed inte i den här rapporten.

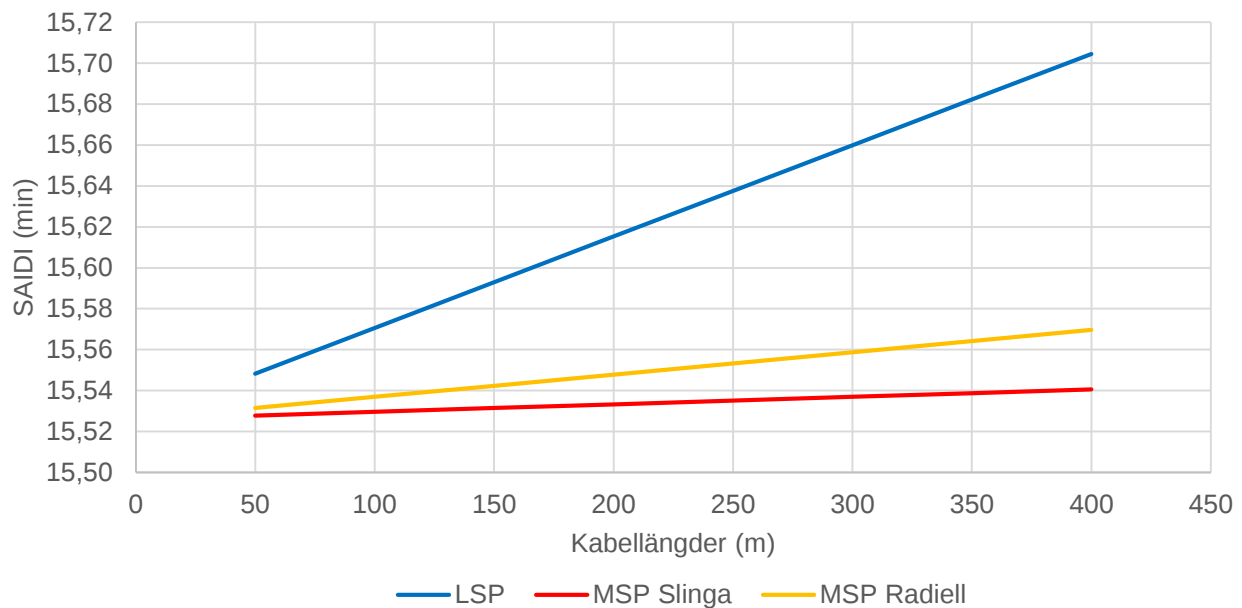
4.4 SAIDI

För att uppskatta hur många kunder som kommer att drabbas vid ett avbrott så behöver man veta hur många kunder som är anslutna till den aktuella matningen. I modellen har en uppskattning gjorts att en genomsnittlig kund förbrukar 3 kW vilket används för att uppskatta antalet drabbade kunder.

Felfrekvensen f är i genomsnitt likadan för både mellanspänning- och lågspänningskablar när det gäller nya kablar av aluminium med PEX isolering som används i projektet, och värdet på $f = 0,02$ fel per km och år. Avhjälpningstiden $t = 2$ timmar i genomsnitt för att återställa en grupp lågspänningskabel med säkringar i Göteborg Energis nät. För mellanspänning med slingmatning är avhjälpningstiden $t = 10$ minuter, eftersom alternativet MSP Slinga betyder det att kundens avbrott endast varar tills en omkoppling kan ske vilket är c:a 10 min med fjärrmanövrerad kopplingsutrustning som används i nya installationer, sedan kan kabeln repareras utan att kunden märker av felet. För MSP Radiell finns inte möjligheten att koppla om utan här räknas, precis som för LSP, en avhjälpningstid på $t = 2$ timmar.

Förväntat SAIDI i det planerade området kan då beräknas enligt (3). Konstanterna i uttrycket baseras på att det för tillfället är 270 000 kunder i Göteborg Energis nät och SAIDI är 16 min, se kapitel 2.2 Teori SAIDI för mer information.

Eftersom antalet drabbade kunder vid ett avbrott skiljer sig åt och avhjälpningstiden likaså mellan de olika distributionsalternativen så skiljer sig också förväntat SAIDI. Alternativen med MSP är de fördelaktigare alternativen och skillnaden växer med ökande längd på kablar, se figur 13. Mest fördelaktigt är MSP Slinga eftersom här finns redundans, slingmatningen möjliggör matning från två olika håll. Att det inte är stor skillnad i minuter SAIDI beror på att ytan eller antalet kunder i det antagna området är förhållandevis liten jämfört med hela Göteborg. Om ytan skulle skalas upp kommer förhållandet mellan distributionsalternativen vara samma, men minuterna som skiljer bli fler.

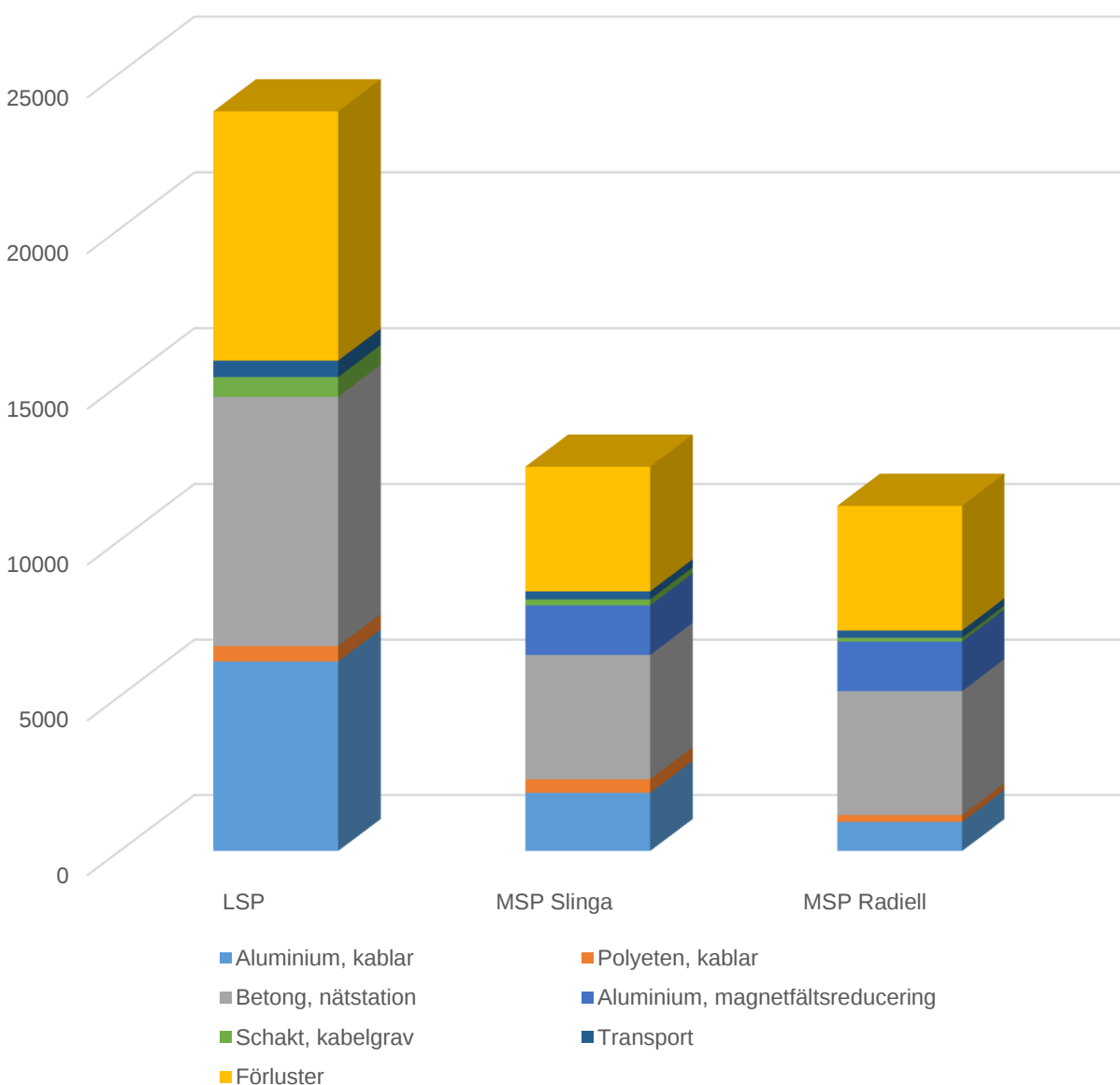


Figur 13. SAIDI jämförelse mellan de tre distributionsalternativen för olika kabellängder. MSP Slinga har lägst, d.v.s. bäst, SAIDI p.g.a. redundansen man får med slingmatning. MSP Radiell är lite sämre eftersom här finns inte redundans. LSP är sämst eftersom här finns inte heller någon redundans och det finns mer kabel som kan falla.

4.5 Miljöpåverkan, CO₂ utsläpp

De olika distributionsalternativen via mellanspänning respektive lågspänning har olika påverkan på miljön. För att kunna jämföra hur alternativen ser ut ur ett hållbarhetsperspektiv har en jämförelse gjorts av hur mycket CO₂ utsläpp som orsakas av varje alternativ, därför att utsläpp av CO₂ har en stor påverkan på växthuseffekten och bör minimeras. Hänsyn har tagits till de material som till störst del är aktuella för jämförelsen. Alternativet med lågspänning kräver en större mängd kabel och fristående nätstationer i betong. Det andra alternativet med mellanspänning kräver mindre kabel och ingen betong eftersom nätstationen här är inhyst i en byggnad, men här går det istället åt mer aluminium för att reducera exponeringen av magnetfält i byggnaden. Hänsyn har även tagits till utsläpp vid transporter och grävning av kabelgravar. Totalt sett är alternativet med mellanspänning mer fördelaktigt, mindre än halva mängden utsläppt CO₂, mest beroende på att det

inte behövs någon betong för nätstationen och att mängden aluminium minskar p.g.a. minskad kabelmängd, trots att det krävs aluminium för reducering av magnetfält, se figur 14. För detaljerade beräkningar se bilaga C.



Figur 14. Fördelning av utsläppskällor CO₂ för en nätstation, 1000 kVA med 100 m kablar. Aluminium och betong är de största källorna. Förluster räknade på energiförluster under 25 år. Trots att MSP kräver extra aluminium för magnetfältreducering så blir det mindre CO₂ utsläpp totalt, eftersom det krävs mindre kabel och färre externa stationer samt att förlusterna blir lägre.

Ur hållbarhetssynpunkt är därmed alternativet med mellanspänning att föredra p.g.a. de minskade utsläppen, under förutsättning att magnetfältet reduceras så att ej närmiljön omkring nätstationen blir försämrade och olämplig för människor att vistas i under längre perioder.

5 Område Backaplan

En jämförelse av de olika distributionsalternativen för ett område kräver att man vet lastdensiteten och avstånden för kablar i området. I projektet har området Backaplan valts ut att titta närmare på för att det området är planerat att byggas om till tät blandstad inom den närmsta framtiden och det passar väl in på den typen av område som modellen är tänkt att beräkna. Lastdensiteten i Backaplan uppskattas att bli omkring 60 MVA/km² och avstånden för kablar är i genomsnitt c:a 100 m. För att se närmare beräkningar av hur dessa värden tagits fram, se bilaga D.

Kostnaden blir lägre vid val av stora transformatorer eftersom det då behövs färre till antalet. Därför har fallet med transformatorer med märkeffekt 1000 kVA valts ur modellen för området, eftersom det innebär en förhållandevis lägre kostnad och alla villkor på spänningskvalitet då också är uppfyllda.

Tillförlitligheten d.v.s. SAIDI, blir bättre med MSP i området. Uppskattningsvis ligger SAIDI på 15,53 minuter för matning med slinga och 15,54 med radiell matning, under förutsättning att det just nu, före utbyggnad är 16 min i nätet, vilket kan jämföras med LSP som har 15,58 minuter, enligt tabell 3. Enligt samma tabell ser man att markyta som upptas av nätstationer och kabelgravar i området är avsevärt högre för LSP. Genom att bygga MSP skulle c:a 5000 m² kunna användas till annan byggnation, av områdets totala yta på 0,5 km².

Tabell 4. Sammanställning av SAIDI och markyta vid de tre olika distributionsalternativen för området Backaplan. MSP kräver mindre yta än LSP och har även lägre SAIDI.

	LSP	MSP Slinga	MSP Radiell
SAIDI (min)	15,58	15,53	15,54
Markyta (m ²)	7106	2076	1464

Kostnaderna för de olika alternativen ser ut enligt tabell 4. Den beskriver hur kostnaderna varierar för MSP beroende på den extrakostnad som en inhysning innebär. Den extrakostnaden är svår att uppskatta eftersom den beror på hur lätt eller svårt det är att förhandla om ledningsrättskostnad och om man anser sig behöva reducera magnetfältet eller ej. Utan extrakostnad är MSP alternativen förutom alla andra fördelar, dessutom billigare. Vid 125 kkr ser vi en jämförbar kostnad, men redan vid en extra kostnad på 250 kkr ser vi enligt tabellen att MSP blir dyrare. I dagsläget uppskattas extrakostnaden ligga på omkring 1 miljon kr.

Tabell 5. Tabell med olika totala kostnader beroende på kostnadstillägg inhysning per nätstation.

Merkostnad inhysning per nätstation	Total kostnad LSP	Total kostnad MSP Slinga	Total kostnad MSP Radiell
0 kkr	20 Mkr	15 Mkr	15 Mkr
125 kkr	20 Mkr	20 Mkr	19 Mkr
250 kkr	20 Mkr	24 Mkr	24 Mkr
500 kkr	20 Mkr	34 Mkr	33 Mkr
750 kkr	20 Mkr	43 Mkr	42 Mkr
1 000 kkr	20 Mkr	52 Mkr	51 Mkr
1 250 kkr	20 Mkr	61 Mkr	60 Mkr

Alternativet MSP Radiell är alltså bäst sett till utrymmeseffektivitet och LSP är avsevärt mycket sämre. Tillförlitligheten är bäst hos MSP Slinga och även här är LSP det sämre alternativet. Båda alternativen med MSP är bättre ur miljösynpunkt eftersom de har avsevärt lägre förluster och mycket lägre CO₂ utsläpp. Kostnadsmissigt är dock LSP bäst och båda alternativen med MSP är dyrare. Det beror främst på den extra kostnad per nätstation som räknats med för inhysning av nätstation inklusive ledningsrätt.

Den markyta som sparas in genom att välja MSP Slinga istället för LSP är, enligt tabell 3, 7106 - 2076 m² vilket blir 5030 m². En stor del av den ytan är dock kabelgravar som det inte är säkert att man skulle kunna utnyttja till byggnader eftersom kabelgravar ligger ofta utmed vägar. Däremot kan man uppskatta den yta som frigörs genom att ha inhysta nätstationer vilket blir c:a 40 m² per nätstation och det finns 36 st i området, vilket ger en total insparad yta på 1440 m². Om man istället skulle kunna använda den ytan till att bygga byggnader beror värdet av ytan på höjden på husen. I Backaplan är det tänkt att husen ska vara c:a 7 våningar och priset på en bostad i centrala Göteborg är 55 000 kr [11], så förväntas värdet på den insparade ytan vara $1440 \times 7 \times 55\,000 = 554$ Mkr vilket kan sättas i relation till den eventuella merkostnad som inhysning skulle innebära. Den merkostnaden kan variera upp till 40 Mkr beroende på eventuell kostnad för ledningsrätt och reducering av magnetfält.

När det gäller miljöpåverkan för de olika alternativen skulle valet av MSP innebära mindre utsläpp av CO₂. Utsläppen är beräknade på utsläpp kopplade till energiförluster, materialåtgång (exklusive transformatorer eftersom antalet transformatorer inte skiljer sig åt mellan alternativen), installationsarbeten, transporter. Per nätstation orsakar LSP 24 ton CO₂ utsläpp, MSP slinga orsakar 12 ton och MSP Radiell orsakar 11 ton. Genom att välja mellanspänning skulle man alltså göra en besparing på c:a 12 ton utsläppt CO₂ per nätstation. Totalt i området som har 36 stationer skulle då den insparade mängden CO₂ bli 432 ton CO₂.

6 Diskussion

Det finns många sociala aspekter som är svåra att värdera på om det är bra att inhysa nätstationer. Man kan tänka sig att närmiljön blir mer trivsamt rent estetiskt att vistas och bo i ifall nätstationerna försvinner ur stadsbilden. Människors åsikter om inhysta stationer kan dock tänkas vara negativ eftersom det är allmänt känt att elektromagnetisk strålning kan påverka människokroppen. Även om den inhysta stationen är reducerad från elektromagnetisk strålning kan en ohälsosam oro eller ovilja att bo i närheten av station uppstå.

Under kostnadsberäkningar får man ett jämförbart kostnadsresultat över ett bestämt intervall den ekonomiska livslängden som är lika för alla fall. Ska man se över den tekniska livslängden, som är längre än den ekonomiska, för komponenterna blir resultatet annorlunda. För att få en mer rättvis uppskattning av investeringen av komponenter i ett område kan det därför vara aktuellt att göra en LCC analys. Genom att jämföra de olika distributionsalternativen kan man ana att det kan komma att vara en viss skillnad i hur lång livslängd de ingående komponenterna kan ha. Ett exempel kan vara att en inhyst nätstation har längre livslängd än en extern. Därmed kan de olika fallen värderas annorlunda med tanke på investeringskostnaden. Om en jämförelse görs av utnyttjningstiden i livslängd av en nätstation som är inbyggd och en nätstation som är extern kan man tänka sig att en inhyst nätstation kan ha en längre teknisk livslängd eftersom den är inhyst. En extern station i jämförelse behöver troligtvis bytas ut helt och hållet när en ny generation av komponenter ska installeras. Detta blir en fråga som kan påverka hur man kan se på installationskostnaden kontra kostnaden över den totala livslängden. Man kan också tänka sig att det kommer ge en mindre miljöpåverkan genom att mindre material tas i anspråk för en inhyst station.

Förmodligen kommer den mest fördelaktiga lösningen sett ur både ett tekniskt och ett kostnadsperspektiv för ett område vara att kombinera LSP med inhysta MSP stationer. Detta eftersom att det kan vara lätt att hitta plats för externa stationer i vissa delar av området och motsvarande svårt att hitta plats för externa i andra delar av området.

Om mellanspänning med inhysta nätstationer är lämpligt eller ej beror på hur svårt det är att finna plats för externa nätstationer, och om det finns ett behov av att reducera magnetfältet vid inhysning, vilket beror på kringliggande verksamheter. Kostnaden för inhysning är därmed svår att uppskatta och därför är det svårt att ge ett svar på vid vilken lastdensitet det blir fördelaktigt kostnadsmässigt att bygga med mellanspänning. Det beror på hur området är utformat, hur svårt det är att finna plats för externa stationer och om man anser sig behöva reducera magnetfältet.

7 Slutsats

I områden av typen tät blandstad, d.v.s. vid lastdensiteter över 20 kVA/km², är det tekniskt fördelaktigt att bygga distribution med mellanspänning och inhysta nätstationer. Krav på spänningskvalitet gör att vissa fall av lågspänningsalternativet inte är genomförbara, framförallt vid långa kabellängder. Mellanspänning ger bättre leveranssäkerhet dvs. SAIDI och utrymmeseffektiviteten. Även de elektriska förlusterna blir lägre och det orsakar mindre miljöpåverkan i form av materialåtgång och därmed lägre CO₂ utsläpp. Inhysning kan dock kräva att man behöver hantera exponering av magnetfält vilken annars påverkar närmiljön. Inhysningen innebär därför förmodligen en extrakostnad som är svår att uppskatta, vilken är avgörande för om det är kostnadseffektivt eller ej.

8 Referenser

- [1] C. Park, M. Allaby. 2013, A Dictionary of Environment and Conservation, Upplaga 2, Oxford, Oxford University Press, 2013.
- [2] H. Blomqvist, "Elkraftsberäkningar", i *Elkraftshandboken 2*, Upplaga 3, Solna, Liber, 2012, kap. 6.4, s. 177-178.
- [3] R.E. Brown, "Reliability Metrics and Indices", i *Electric Power Distribution Reliability*, Upplaga 2, Boca Raton, FL, CRC Press, 2009, kap 2, sid 52.
- [4] *Kraftkabel handboken*, nkt cables AB, Falun, 2015.
- [5] Kraftkablar – Dimensionering med märkspänning högst 0,6-1 med hänsyn till belastningsförmåga, skydd mot överlast och skydd vid kortslutning. kV, SS 424 14 24, 2005.
- [6] Ledningsnät för max 1000 V - Dimensionering med hänsyn till utlösningvillkoret - Direkt jordade nät och icke direkt jordade nät skyddade av säkringar, SS 424 14 05, 1993.
- [7] M. Engwall et al., "Att skapa förutsättningar på lång sikt – investeringar och investeringsbedömning", i *Industriell ekonomi*, Upplaga 1:3, Lund, Studentlitteratur AB, 2015, kap. 5, s. 101-107.
- [8] M. Engwall et al., "Att skapa förutsättningar på lång sikt – investeringar och investeringsbedömning", i *Industriell ekonomi*, Upplaga 1:3, Lund, Studentlitteratur AB, 2015, kap. 5, s. 97-98.
- [9] F. Vuinovich, muntligt, April, 2016.
- [10] EBR Kostnadskatalog Lokalnät 0,4-24 kV samt optonät 2012, Svensk Energi AB, Stockholm, 2012.
- [11] Svensk Mäklarstatistik AB (2016, April 8), Statistik bostadsrätt centrala Göteborg [Online], Tillgänglig: <http://www.maklarstatistik.se>
- [12] Chalmers University of Technology (2016, April 15), CPM LCA Database [Online], Tillgänglig: <http://cpmdatabase.cpm.chalmers.se/>
- [13] Svensk Energi (2016, April 14), Hur mycket koldioxid medför din elanvändning? [Online], Tillgänglig: <http://www.svenskenergi.se/Elfakta/Miljo-och-klimat/Klimatpaverkan/Hur-mycket-koldioxid-medfor-din-elanvandning/>
- [14] Energimyndigheten, "Energiindikationer i siffror 2015", Energimyndigheten, Eskilstuna, Södermanland, ISSN 1403-1892, 2015.
- [15] Göteborgs Stad Stadsbyggnadskontoret, mejl kontakt, April, 2016.

Bilaga A - Kostnadsberäkning

kabelförläggning

Kostnaden för att förlägga kabel beror på bland annat på hur breda kabelgravar som behövs vilket i sin tur beror på antal parallella kablar. I projektet har därför ett uttryck för hur kostnaden varierar med antalet LSP kablar i bredd tagits fram enligt nedan. Kostnaderna är hämtade ur [10]. Tabell A-1 innehåller sammanställning över kostnad för att gräva kabelgrav, och tabell A-2 innehåller sammanställning av kostnader för kabelförläggning och en summering av totala kostnader.

Tabell A-1. Sammanställning av kostnader för att gräva kabelgrav per meter. Bredden är baserad på rör med 110 mm diameter och förläggning med 250 mm mellanrum.

Antal kablar i bredd	2	3	4	5	6
Bredd (m)	0,47	0,83	1,19	1,55	1,91
Djup (m)	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
Kostnad kabelgrav per meter	97 kr	141 kr	181 kr	224 kr	266 kr
Kostnad utbyte massor per meter	52 kr	92 kr	132 kr	173 kr	213 kr
Summa kostnad per meter	149 kr	233 kr	313 kr	397 kr	479 kr

Tabell A-2. Sammanställning av kostnader för att förlägga kabel, inklusive materialkostnad för kabel och kostnad för arbete.

Antal kablar	2	3	4	5	6
Kabelgrav + utbyte per meter	149 kr	233 kr	313 kr	397 kr	479 kr
Rörläggning per meter	42 kr	63 kr	84 kr	105 kr	126 kr
Kabeldragning per meter	13 kr	20 kr	26 kr	33 kr	39 kr
Kabelkostnad per meter	208 kr	312 kr	416 kr	520 kr	624 kr
Total kostnad per meter	412 kr	628 kr	840 kr	1 054 kr	1 268 kr

Dessa summerade kostnader per meter för de olika antalen kablar i bredd kan sammanställas i en graf för att kunna göra en linjeanpassning. Då får man ett uttryck som kan användas vid beräkning av kostnader som blir

$$K_{kablar} = 214 \times n_k - 14,6 \quad (A-1)$$

där K_{kablar} är kostnad per meter och n_k är antal kablar i bredd. Uttrycket är giltigt från och med 2 st upp till och med 6 st kablar i bredd.

Bilaga B: Beräkningar på MSP Slinga, effektförlustfaktor

Det som begränsar hur många stationer som kan placeras på en slinga bestäms av effekten och strömmen som den innebär. Vid 10 kV och en 240 mm² kabelarea blir den maximala effekten c:a 5 MVA, baserat på en maximal ström på 270 A. Således utgörs antal transformatorer per slinga det antal av den aktuella transformatorstorleken som behövs för att nå upp till 5 MVA per slinga. Varje slinga är i sin tur fördela på två mindre slingor, i området, vilket betyder att dessa två mindre slingor sammanlagt kan ha 5 MVA belastning. Det betyder alltså att normalt ligger hälften av belastningen, d.v.s. 2,5 MVA, på en av de två mindre slingorna och andra halvan av belastningen på den andra av de två mindre slingorna. Hela belastningen matas dock fram till området av en större slinga. I fallet Tabell B-1 nedan beskriver hur många stationer det blir för varje transformatorstorlek och vilken installerad effekt det motsvarar. Transformatorernas installerade effekt överskrider kablarnas belastningsförmåga, vilket är rimligt eftersom man inte utnyttjar effekten fullt ut utan snarare omkring 80% belastning p.g.a. verkningsgraden för transformatorer.

Vid slingmatning ökar inte resistiva förluster linjärt längs slingan eftersom den inledande delen i varje ände av slingan matar ett större antal transformatorer än vad den delen i mitten av slingan gör. Därför behövs ett uttryck eller en tabell för att avgöra hur förlusterna ökar med antalet transformatorer per slinga. Förlusterna beräknas normalt enligt

$$P = 3 \times I^2 \times R \quad (\text{B-1})$$

där I är strömmen och R är resistansen, men i en slinga med ett visst antal transformatorer blir dock strömmen olika stor i olika delar av slingan. Antag att alla stationer är jämnt fördelade i slingan. För en slinga med exempelvis 5 st transformatorer blir det 5+1 st kablar och eftersom matning sker från båda håll av slingan blir matningen för varje kabel olika stor. Den första kabeln behöver i genomsnitt mata 2,5 transformatorer, den andra kabeln 1,5 och den tredje 0,5 transformatorer. Från andra hållet ser det likadant ut. Uttrycket blir då

$$P_{slinga} = ((0,5 \times I)^2 \times R/6 + (1,5 \times I)^2 \times R/6 + (2,5 \times I)^2 \times R/6) \times 2 \quad (\text{B-2})$$

där I är strömmen som flyter genom varje transformator och R är den totala resistansen för slingan. Man kan då skriva om uttrycket som

$$P_{slinga} = 3 \times I^2 \times R \times k_{förlust} \quad (\text{B-3})$$

där $k_{förlust} = (0,5^2 \times 1,5^2 \times 2,5^2) \times 2/6$ i det fallet. Istället för att ta fram ett allmänt uttryck som gäller för godtyckligt antal transformatorer per slinga har värden på faktorn k räknats fram för de antal transformatorer som är intressant för projektet och dessa k -värden finns i tabell B-1 nedan.

Tabell B-1. Antal transformatorer av en viss storlek som kan placeras i en slinga, installerad effekt i slingan, och faktor för att beräkna resistiva förluster.

Transformator storlek (kVA)	315	500	800	1000	1250	1600
Antal transformatorer per mindre slinga	10	6	4	3	2,5	2
Installerad Effekt i stor slinga (MVA)	6,3	6,0	6,4	6,0	6,25	6,4
Faktor kförlust	10,0	4,0	2,0	1,25	0,96	0,67

Bilaga C: Beräkningar CO₂ utsläpp

För att kunna beräkna CO₂ utsläpp har transport sträckor från tillverkare till Göteborg samt materialåtgång per meter kabel uppskattats och återfinns i tabell C-1. Data är baserat på kabeltransport från Falun och nätstationer från Finspång där tillverkning finns idag.

Tabell C-1. Indata på förbrukade resurser i form av kabelmaterial och transporter. N1XE är lågspänningskabel och AXLJ mellanspänningskabel. Transporterna är räknade ifrån tillverkningsort för kablar respektive nätstationer.

Transport (km)	
Falun-Göteborg	461
Finspång-Göteborg	326
Kabelvikt (kg/m)	
Aluminiumledare N1XE	2,6
PEX isolering N1XE	0,9
Aluminiumledare AXLJ	2
PEX isolering AXLJ	2

Vidare för att beräkna utsläppsnivåer av CO₂ har data på utsläppt CO₂ per kg tillverkat material använts enligt CPM [12] vilka kan ses i tabell C-2, där även data för transporter och grävning finns angivna.

Tabell C-2. Data över utsläppt CO₂ till luft, för framställning av olika material per kg, för kabelgrav per m³ och för transport per ton km.

Material	kg CO ₂ / kg material	Källa:
Aluminium	4,7	CPM [12]
Polyeten	1,1	CPM [12]
Stål	1,2	CPM [12]
Betong	0,8	CPM [12]
Tjänst	kg CO ₂ / m ³	
Schaktning kabelgrav	8	GENAB [9]
Transport	kg CO ₂ / ton km	
Lastbil Regional	0,13	CPM [12]
Förluster	kg CO ₂ / MWh	
Energiförluster svensk mix	20	Svensk Energi [13]

Uppskattning av materialåtgång och förbrukade tjänster i de olika distributionsalternativen återfinns överst i tabell C-3, och nederst i samma tabell finns uträknade värden för vad det motsvarar i CO₂ utsläpp. Sista raden i tabellen är totalt bidrag till CO₂ utsläpp för de olika distributionsalternativen.

Tabell C-3 Sammanställning av materialåtgång per nätstation, 1000kVA med 100m kablar, för de olika alternativen LSP, MSP Slinga och MSP Radiell och sammanställning av orsakade utsläpp från dessa utsläppskällor.

Förbrukning material, tjänst	LSP	MSP Slinga	MSP Radiell
Aluminium, kablar (kg)	1300	400	200
Polyeten, kablar (kg)	450	400	200
Betong, nätstation (kg)	10000	5000	5000
Aluminium, magnetfältreducering (kg)	0	338	338
Schakt, kabelgrav (m ³)	78	24	15
Transport (ton km)	4067	1999	1814
Förluster (MWh)	400	200	200
Utsläpp (kg CO ₂)	LSP	MSP Slinga	MSP Radiell
Aluminium, kablar	6110	1880	940
Polyeten, kablar	495	440	220
Betong, nätstation	8000	4000	4000
Aluminium, magnetfältreducering	0	1589	1589
Schakt, kabelgrav	633	192	123
Transport	529	260	236
Förluster	8000	4000	4000
Totala CO ₂ utsläpp	23767	12360	11107

Det som blir lika i distributionen, oavsett vilket alternativ man väljer, d.v.s. transformator och ställverk, har inte tagits med i jämförelsen. Det har ej heller tagits hänsyn till de utsläpp som orsakas av byggnaden där den inhysta nätstationen ska placeras. Dels är det svårt att uppskatta utsläppen eftersom byggtekniker och material varierar, och dels hade det rummet där nätstationen skulle placeras byggts ändå och därmed blir skillnaden mellan att ha en nätstation där, eller att ha något annat där, inte så stor.

Bilaga D: Beräkningar område Backaplan

För att kunna dimensionera distributionsnätet i området behöver en uppskattning av lasten göras. Det görs här genom att ha tillgång till data på hur stor bruttoarea, BTA, som kommer byggas i området för olika typer av laster så som bostäder, handel och kontor, enligt tabell D-1.

Tabell D-1. Sammanställning av total bruttoarea, BTA, i området (m²).

Typ av verksamhet	BTA (m ²)
Bostäder	558425
Handel	165375
Kontor	329272
Offentliga verksamheter (10% av Bostäder)	55843
Summa Handel, Kontor & Offentliga	550490

Vidare har uppskattningen baserats på antaganden om medelförbrukning per lägenhet, kontor etc. [14] och beräkning med Velanders formel för sammanlagring och de konstanter som Göteborg Energi brukar använda i sitt nät, tabell D-2. Sammanlagring tas hänsyn till inom varje lasttyp men ej mellan de olika lasttyperna. Dock kan man anta att viss sammanlagring sker även mellan lasttyperna, därför är värdet på en summering av lasttyperna som gjorts i tabellen, troligtvis i överkant, en avrundning neråt är rimlig, och kan ändå ses som ett värsta scenario.

Total skenbar effekt i området blir då c:a 33 MVA, tabell D-3, och områdets storlek är 0,5 km² vilket ger en uppskattad lastdensitet på 66 MVA/km². Eftersom modellen har fasta värden på lastdensitet väljs 60 MVA/km² som ligger närmast det uppskattade värdet.

Tabell D-2 Sammanlagring och summering av effekter i området

Lasttyp	k1	k2	Energi-förbrukning (kWh/m ²)	BTA (m ²)	Energi-förbrukning totalt (kWh)	Dimensionerande sammanlagrad effekt (kW)
Lägenhet	0,000322	0,0415	70	558425	39089750	12827
Övriga verksamheter	0,00025	0,065	130	550490	71563635	18441
Totalt						31268

Tabell D-3 Total aktiv och skenbar effekt och effekttäthet i området.

Dimensionerande sammanlagrad effekt (kW)	Skenbar effekt, cosφ=0,95 (kVA)	Lastdensitet, 0,5 km ² (kVA/km ²)
31268	32913	65827

Beroende på vilken storlek av transformator som väljs kommer det krävas olika antal transformatorer. Exempelvis vid 800 kVA transformatorer skulle det behövas 48 st vid 1000 kVA skulle det behövas 36 st och vid 1250 kVA skulle det behövas 30 st. Här valdes 1000 kVA för området eftersom det ger en förhållandevis låg kostnad och det uppfyller villkoren för spänningskvalitet upp till 250 m kabel. Räknat på 36 st stationer i området Backaplan skulle medelvärde på kabellängd i området bli c:a 100 m. Denna uppskattning gäller för alla tre distributionsalternativen. En uppskattad placering av nätstationerna ser ut enligt nedan. LSP

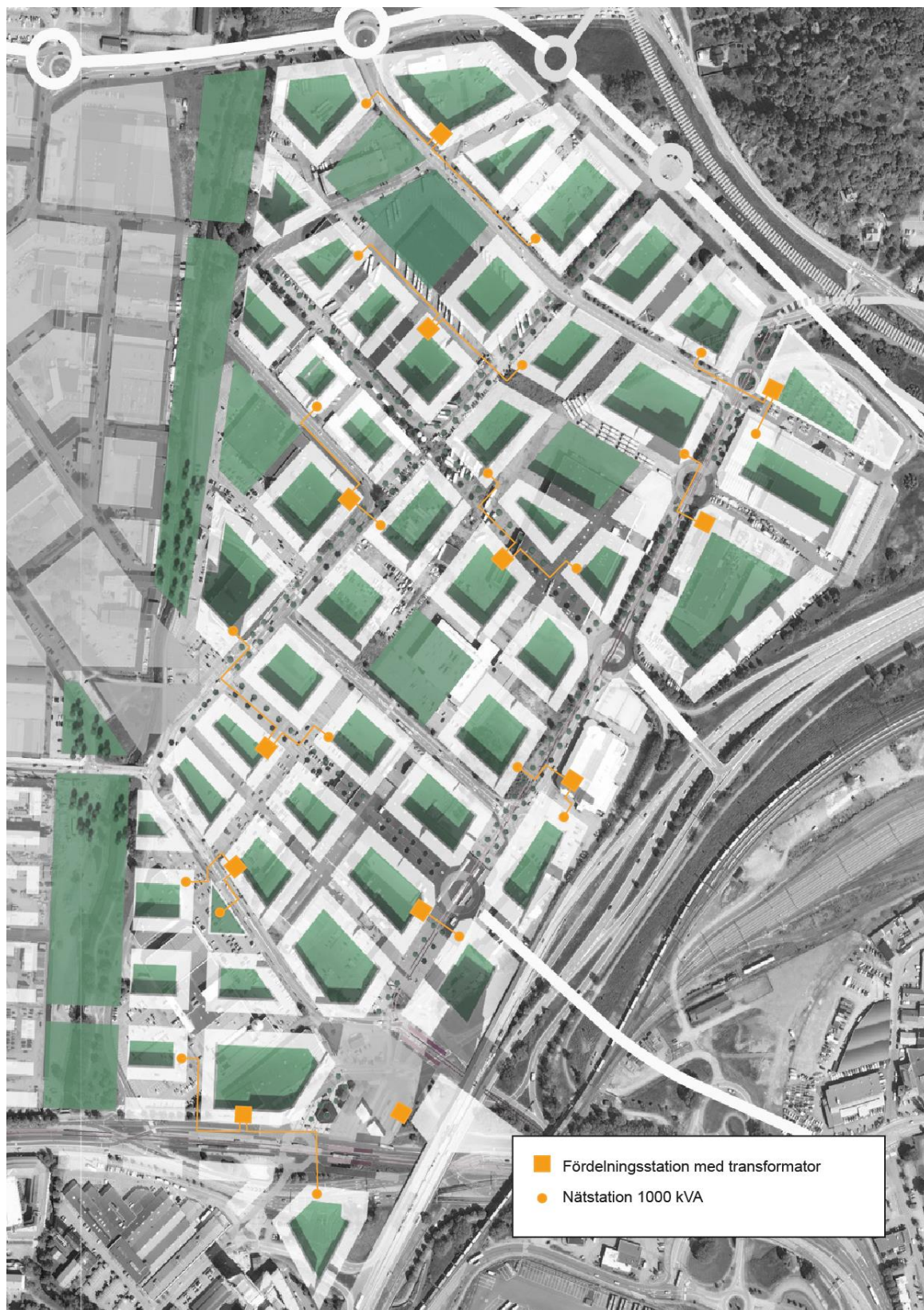
enligt figur D-1 och MSP varianterna enligt figur D-2 och D-3.



Figur D-1. Karta över område och tänkt placering av nät stationer, LSP. Stationer är placerade där det anses vara tekniskt fördelaktigt. Ingen hänsyn har tagits till om det är applicerbara lösningar för placering i verkligheten. [15]



Figur D-2. Karta över område och tänkt placering av nät stationer, MSP Slinga. Endast förslag på platser med inhysning av stationer är gjord. Med 800 kVA tillkommer ca. en nätstation per fördelningsstation. [15]



Figur D-3. Karta över område och tänkt placering av nät stationer, MSP Radiell. Endast förslag på platser med inhyssning av stationer är gjord. Med 800 kVA tillkommer ca. en nätstation per fördelningsstation. [15]

Bilaga E: Tabell över alla fall i modellen

Fall:	Längden på kablar (m)	Transformatorstorlek (kVA)	Antal parallella kablar	Last densitet (MVA/km ²)
1	50	315	2	20
2	100	315	2	20
3	150	315	2	20
4	200	315	2	20
5	250	315	2	20
6	300	315	2	20
7	350	315	2	20
8	400	315	2	20
9	50	500	3	20
10	100	500	3	20
11	150	500	3	20
12	200	500	3	20
13	250	500	3	20
14	300	500	3	20
15	350	500	3	20
16	400	500	3	20
17	50	800	4	20
18	100	800	4	20
19	150	800	4	20
20	200	800	4	20
21	250	800	4	20
22	300	800	4	20
23	350	800	4	20
24	400	800	4	20
25	50	1000	5	20
26	100	1000	5	20
27	150	1000	5	20
28	200	1000	5	20
29	250	1000	5	20
30	300	1000	5	20
31	350	1000	5	20
32	400	1000	5	20
33	50	1250	6	20
34	100	1250	6	20
35	150	1250	6	20
36	200	1250	6	20
37	250	1250	6	20
38	300	1250	6	20
39	350	1250	6	20
40	400	1250	6	20
41	50	1600	2x4	20
42	100	1600	2x4	20
43	150	1600	2x4	20
44	200	1600	2x4	20
45	250	1600	2x4	20
46	300	1600	2x4	20
47	350	1600	2x4	20
48	400	1600	2x4	20
49	50	315	2	40
50	100	315	2	40
51	150	315	2	40
52	200	315	2	40
53	250	315	2	40
54	300	315	2	40
55	350	315	2	40
56	400	315	2	40
57	50	500	3	40
58	100	500	3	40
59	150	500	3	40
60	200	500	3	40
61	250	500	3	40
62	300	500	3	40

63	350	500	3	40
64	400	500	3	40
65	50	800	4	40
66	100	800	4	40
67	150	800	4	40
68	200	800	4	40
69	250	800	4	40
70	300	800	4	40
71	350	800	4	40
72	400	800	4	40
73	50	1000	5	40
74	100	1000	5	40
75	150	1000	5	40
76	200	1000	5	40
77	250	1000	5	40
78	300	1000	5	40
79	350	1000	5	40
80	400	1000	5	40
81	50	1250	6	40
82	100	1250	6	40
83	150	1250	6	40
84	200	1250	6	40
85	250	1250	6	40
86	300	1250	6	40
87	350	1250	6	40
88	400	1250	6	40
89	50	1600	2x4	40
90	100	1600	2x4	40
91	150	1600	2x4	40
92	200	1600	2x4	40
93	250	1600	2x4	40
94	300	1600	2x4	40
95	350	1600	2x4	40
96	400	1600	2x4	40
97	50	315	2	60
98	100	315	2	60
99	150	315	2	60
100	200	315	2	60
101	250	315	2	60
102	300	315	2	60
103	350	315	2	60
104	400	315	2	60
105	50	500	3	60
106	100	500	3	60
107	150	500	3	60
108	200	500	3	60
109	250	500	3	60
110	300	500	3	60
111	350	500	3	60
112	400	500	3	60
113	50	800	4	60
114	100	800	4	60
115	150	800	4	60
116	200	800	4	60
117	250	800	4	60
118	300	800	4	60
119	350	800	4	60
120	400	800	4	60
121	50	1000	5	60
122	100	1000	5	60
123	150	1000	5	60
124	200	1000	5	60
125	250	1000	5	60
126	300	1000	5	60
127	350	1000	5	60
128	400	1000	5	60

129	50	1250	6	60
130	100	1250	6	60
131	150	1250	6	60
132	200	1250	6	60
133	250	1250	6	60
134	300	1250	6	60
135	350	1250	6	60
136	400	1250	6	60
137	50	1600	2x4	60
138	100	1600	2x4	60
139	150	1600	2x4	60
140	200	1600	2x4	60
141	250	1600	2x4	60
142	300	1600	2x4	60
143	350	1600	2x4	60
144	400	1600	2x4	60
145	50	315	2	80
146	100	315	2	80
147	150	315	2	80
148	200	315	2	80
149	250	315	2	80
150	300	315	2	80
151	350	315	2	80
152	400	315	2	80
153	50	500	3	80
154	100	500	3	80
155	150	500	3	80
156	200	500	3	80
157	250	500	3	80
158	300	500	3	80
159	350	500	3	80
160	400	500	3	80
161	50	800	4	80
162	100	800	4	80
163	150	800	4	80
164	200	800	4	80
165	250	800	4	80
166	300	800	4	80
167	350	800	4	80
168	400	800	4	80
169	50	1000	5	80
170	100	1000	5	80
171	150	1000	5	80
172	200	1000	5	80
173	250	1000	5	80
174	300	1000	5	80
175	350	1000	5	80
176	400	1000	5	80
177	50	1250	6	80
178	100	1250	6	80
179	150	1250	6	80
180	200	1250	6	80
181	250	1250	6	80
182	300	1250	6	80
183	350	1250	6	80
184	400	1250	6	80
185	50	1600	2x4	80
186	100	1600	2x4	80
187	150	1600	2x4	80
188	200	1600	2x4	80
189	250	1600	2x4	80
190	300	1600	2x4	80
191	350	1600	2x4	80
192	400	1600	2x4	80

Bilaga F: Villkor LSP, detaljerad tabell

Tabell F-1. Villkor på lastdensitet 20 MVA/km² för samtliga 48 fall LSP. Kolumn 2 anger kabellängd och kolumn 3 anger transformatorstorlek. Dimensionerande ström jämförs med 272 A. Spänningsfallet jämförs med 3%. Utlösningvillkoret jämförs med den kabellängd som gäller för varje fall.

Fall:	(m)	(kVA)	Dimensionerande ström (A)	Spänningsfallet (%)	Utlösningvillkoret (m)
1	50	315	188	0,54	143
2	100	315	188	1,08	143
3	150	315	188	1,62	143
4	200	315	188	2,17	143
5	250	315	188	2,71	143
6	300	315	188	3,25	143
7	350	315	188	3,79	143
8	400	315	188	4,33	143
9	50	500	209	0,57	151
10	100	500	209	1,14	151
11	150	500	209	1,71	151
12	200	500	209	2,28	151
13	250	500	209	2,85	151
14	300	500	209	3,42	151
15	350	500	209	3,99	151
16	400	500	209	4,55	151
17	50	800	255	0,65	208
18	100	800	255	1,31	208
19	150	800	255	1,96	208
20	200	800	255	2,61	208
21	250	800	255	3,27	208
22	300	800	255	3,92	208
23	350	800	255	4,57	208
24	400	800	255	5,22	208
25	50	1000	267	0,68	237
26	100	1000	267	1,37	237
27	150	1000	267	2,05	237
28	200	1000	267	2,73	237
29	250	1000	267	3,42	237
30	300	1000	267	4,10	237
31	350	1000	267	4,78	237
32	400	1000	267	5,47	237
33	50	1250	263	0,67	256
34	100	1250	263	1,35	256
35	150	1250	263	2,02	256
36	200	1250	263	2,69	256
37	250	1250	263	3,36	256
38	300	1250	263	4,04	256
39	350	1250	263	4,71	256
40	400	1250	263	5,38	256