

Solceller i elnät

Betydande andel solcellers inverkan på
lågspänningsnätet



Niklas Berg
Samuel Estenlund

Division of Industrial Electrical Engineering and Automation
Faculty of Engineering, Lund University

Abstract

PV power production is becoming more and more common and one can easily imagine that a so called boom is near in southern Sweden. As the distribution grids are designed for power flow out to the households, and not the other way around, the question is what will happen that sunny day when the households in a neighborhood produce more electricity than they consume.

This master thesis project was carried out at Lund University in collaboration with the local Distribution System Operator (DSO), Lunds Energi. It brings up the question of how a considerable amount of PV systems in the low-voltage grid affects power quality. This was made through simulations of three different model representations of existing low-voltage grids in Lund. Voltage variations, asymmetry and harmonics were the investigated power quality issues.

The thesis was limited to PV systems of a size that can be expected to reach a larger incidence. The concluded guidelines should be applied to low-voltage grids similar to those modeled. The simulations have been made in DlgSILENT PowerFactory. The report also summarizes interviews with different Swedish DSOs and previous work reported in literature. Current regulations and standards were also reviewed.

Results show that asymmetry is the most critical restriction, when a sufficient amount of single phase installations are unevenly distributed on the three phases throughout the grid. If all customers in a low-voltage grid install the amount of PV systems that their roofs allow, the voltage variations will only be unacceptable in the weakest points in the weakest grid. Voltage variations due to clouds passing the sun will not cause problems, based on the results from the simulations. Harmonics may form a potential danger to power quality, and depend on the quality of the inverters.

The DSOs cannot deny an application for installation of a PV system that fulfill the requirements, and can only make sure that their grids can support the new installation. To this day, the amount of applications in Sweden is small enough for the DSO to investigate each one. But if a PV boom takes place with more than 100 applications per day on average, this is not realistic anymore. Therefore, a few simple guidelines are suggested to advise the DSOs, helping them recognize which applications that need extra consideration while unproblematic cases are approved without detailed investigation.

KEYWORDS

Photovoltaic systems, distributed generation, power quality, low-voltage grid, voltage variations, asymmetry, harmonics

Sammanfattning

Solceller blir allt vanligare idag och det finns anledning att tro att något som skulle kunna kallas en solcellsboom är nära förestående i södra Sverige. Frågan är vad som händer den soliga dagen när flertalet av hushållen i ett kvarter producerar mer el med sina solceller än de konsumerar. Det svenska elnätet är uppbyggt för att transportera stora stora mängder energi från de större produktionsanläggningarna i norr, till söder där en stor del av konsumtionen sker. Traditionenligt är alltså näten dimensionerade för att effekten ska flöda ut till kunderna, och inte tvärtom.

Detta examensarbete, som utförts på Lunds Tekniska Högskola i samarbete med Lunds Energi, tar upp frågan om betydande andel solcellers inverkan på lågspänningsnätet. Genom simuleringar på modeller av tre befintliga nät i Lund med omnejd, har effekterna på elkvalitén efter en sådan solcellsboom undersökts. Långvariga och kortvariga spänningsvariationer, osymmetri samt övertoner har studerats och en sammanvägning av hur dessa begränsar mängden solceller som kan installeras i ett nät har gjorts.

Arbetet har begränsats till att behandla de storlekar av anläggningar som kan förväntas få en större spridning. De typer av nät, som slutsatserna kan tillämpas på, är nät av en karaktär som liknar den hos de tre nät som modellerats. Arbetet har bestått i simuleringar i DigSILENT PowerFactory, intervjuer med olika svenska elnätsbolag samt studier av tidigare arbeten. De gränser som avgör huruvida solcellsanläggningarna leder till problem eller ej, är i första hand föreskrifter och standarder.

Resultaten pekar på att det är osymmetri, i fallet då enfasiga anläggningar fördelas osymmetriskt mellan faserna i nätet, är den mest begränsande faktorn. Om alla kunder i ett nät installerar så mycket solceller som de får plats med på sina tak och ansluter symmetriskt, uppnås inga spänningsnivåer som är höga nog för att utgöra några risker. Inte heller de spänningsvariationer som uppstår till följd av att moln passerar framför solen ger upphov till några problem. Övertoner utgör ett potentiellt problem, främst på grund av den skillnad i kvalité som finns på växelriktarna.

Elnätsbolagen kan inte neka en ansökan om anslutning av solceller som uppfyller de krav som finns, utan måste anpassa sig efter dem. Det innebär att elnätsbolagen måste göra en bedömning vid varje ansökan huruvida nätet klarar av den nya anläggningen eller ej. I dagsläget kommer inte fler ansökningar in än att elnätsbolagen kan hantera dem en och en, men vid en eventuell solcellsboom behövs en bättre rutin. Resultaten från detta arbete ledde fram till tre enkla riktlinjer som författarna föreslår som hjälp vid bedömning av vilken kapacitet som finns för solceller i olika typer av nät, samt vilka anslutningar som behöver granskas närmre för att elkvalitén ska kunna upprätthållas.

NYCKELORD

Solceller, mikroproduktion, elkvalité, lågspänningsnät, spänningsvariationer, osymmetri, övertoner

Förord

Detta är ett examensarbete på 30 hp som utförts vid slutförandet av utbildningen till civilingenjör i elektroteknik vid Lunds Tekniska Högskola. Vi som utfört arbetet har valt att specialisera vår masterutbildning till området *Energi och Miljö*. Arbetet utförs på uppdrag av Lunds Energi, som vill ligga i framkant när det gäller utvecklingen av förnybara energikällor och förmedlandet av klimatneutral el till sina kunder.

Tack

Vi vill särskilt tacka vår examinator och våra tre handledare, både på Lunds Energi och institutionen. Francenco Sulla har varit en ovärderlig resurs när det handlat om frågor gällande simuleringsprogrammet, men också när vi fastnat i elkraftstekniska problem. Vår examinator Olof Samuelsson har varit till stor hjälp med sin erfarenhet och sina råd gällande bland annat hur arbetet bör disponeras, samt förmedlat nödvändiga kontakter. Håkan Skarrie på Lunds Energi har med sin erfarenhet från elbranschen kunnat svara på många frågor gällande bland annat regler för elnätsbolagen. Andreas Åkerman på Lunds Energi har, trots sin föräldraledighet, lagt mycket tid på att hjälpa oss med att förstå situationen ur elnätsbolagets synvinkel. Dessa fyra har också lagt mycket värdefull tid på att kontinuerligt korrekturläsa rapporten, vilket gjort att arbetet kunnat fortlöpa effektivt utan att oklarheter och korrigeringar samlats till färdigställandet.

Vi vill också tacka Edvin Frankson och Pontus Jonasson på Lunds Energi för deras expertis inom mer tekniska frågor och för visat engagemang genom att ta med oss på studiebesök till de tre lågspänningsnäten.

Till sist vill vi tacka de personer som ställt upp och svarat på intervjufrågorna.

Niklas Berg & Samuel Estenlund, Lund 2013-06-17

Innehållsförteckning

| | | |
|-----------|--|-----------|
| 2 | Inledning | 3 |
| 2.1 | <i>Bakgrund</i> | 3 |
| 2.2 | <i>Syfte och mål</i> | 3 |
| 2.3 | <i>Metod</i> | 3 |
| 2.4 | <i>Avgränsningar</i> | 3 |
| 2.5 | <i>Arbetsfördelning</i> | 4 |
| 3 | Teori | 5 |
| 3.1 | <i>Elkvalité</i> | 5 |
| 3.2 | <i>Elnätet i Sverige</i> | 10 |
| 3.3 | <i>Mikroproduktion</i> | 12 |
| 4 | Långvariga spänningsvariationer | 18 |
| 4.1 | <i>Metod</i> | 18 |
| 4.2 | <i>Resultat</i> | 21 |
| 4.3 | <i>Analys</i> | 31 |
| 5 | Kortvariga spänningsvariationer | 37 |
| 5.1 | <i>Metod</i> | 37 |
| 5.2 | <i>Resultat</i> | 38 |
| 5.3 | <i>Analys</i> | 38 |
| 6 | Osymmetri | 41 |
| 6.1 | <i>Metod</i> | 41 |
| 6.2 | <i>Resultat</i> | 43 |
| 6.3 | <i>Analys</i> | 50 |
| 7 | Övertoner | 54 |
| 7.1 | <i>Metod</i> | 54 |
| 7.2 | <i>Resultat</i> | 55 |
| 7.3 | <i>Analys</i> | 66 |
| 8 | Situationen idag | 69 |
| 8.1 | <i>Tidigare studier</i> | 69 |
| 8.2 | <i>Intervjuer med olika elnätsbolag om mikroproduktion</i> | 71 |
| 9 | Slutsatser | 75 |
| 9.1 | <i>Sammanvägning av analyser</i> | 75 |
| 9.2 | <i>Föreslagna riktlinjer</i> | 76 |
| 9.3 | <i>Jämförelse med tidigare arbeten och intervjuer</i> | 76 |
| 9.4 | <i>Osäkerhetsparametrar</i> | 77 |
| 9.5 | <i>Fortsatta studier</i> | 78 |
| 10 | Referenser | 79 |

| | |
|--|-----------|
| Appendix A | 82 |
| A.1 Spänningsprofiler för nät S1:T2..... | 82 |
| A.2 Spänningsprofiler för nät S3:T3..... | 85 |
| A.3 Spänningsprofiler för nät S2:T1..... | 86 |
| | |
| Appendix B | 89 |
| Intervju med Pontus Jonasson, Lunds Energi..... | 89 |
| | |
| Appendix C | 90 |
| Undersökning av effekten av strömförträngning..... | 90 |

1 Inledning

I det inledande kapitlet beskrivs bakgrunden till och syftet med examensarbetet, vilka metoder som använts, samt avgränsningar och arbetsfördelning.

1.1 BAKGRUND

Solceller på privata villor blir allt vanligare. Dels för att priset för dessa har sjunkit de senaste åren då tekniken har utvecklats, men också för att energipriserna har gått upp och miljöfrågorna blivit mer aktuella. Hur en privat solcellsanläggning dimensioneras beror, förutom på taksstorleken, bland annat på vilket energibehov som finns och vilket avtal privatpersonen kan få med nätbolaget, men oavsett hur detta sker kommer anläggningen i de allra flesta fall att anslutas till elnätet. Då villans effektförbrukning inte överstiger den mängd effekt som produceras av solcellerna kommer överskottseffekten att matas ut på lågspänningsnätet. Så länge det rör sig om enstaka kunder anslutna till samma lågspänningsnät kommer detta inte att leda till några problem för elkvalitén. Men vad händer då en betydande andel solcellsanläggningar ansluts till ett och samma lågspänningsnät? Hur många solcellsanläggningar får det förekomma i ett lågspänningsnät innan problem med spänningsvariationer, övertoner, osymmetri eller överbelastning av viktiga anläggningsdelar, såsom transformatorer och kablar, uppstår?

1.2 SYFTE OCH MÅL

Arbetet syftar till att genom beräkningsmetoder och -modeller utifrån data från Lunds Energi föreslå riktlinjer för vad som begränsar i vilken utsträckning solceller kan installeras i ett nät innan inverkan på elkvalitén blir för stor.

1.3 METOD

I samarbete med Lunds Energi utfördes detta examensarbete vid Lunds tekniska högskola under perioden januari till juni 2013. Genom simuleringar i DIgSILENT PowerFactory på modeller, byggda efter insamlad data ifrån Lunds Energis lågspänningsnät, undersöktes fallen i frågeställningen. Data från simuleringarna behandlades i Microsoft Office Excel och Mathworks MATLAB R2012a (7.14.0.739).

Examensarbetet undersökte med dessa metoder vilken inverkan en betydande andel solceller i lågspänningsnätet kan få, av vilken karaktär inverkan är och om det finns någon gräns för hur stor installerad effekt av solcellsanläggningar det kan finnas i ett nät innan eventuella problem med elkvalité inte längre går att förbise. Det undersöktes också vilken typ av inverkan, till exempel överspänning, osymmetri och övertoner, som begränsar utbyggnaden av solcellsanläggningar mest, samt om det är någon skillnad på om fler små eller färre stora anläggningar ansluts.

1.4 AVGRÄNSNINGAR

Inga undersökningar har gjorts för hur en solcellsanläggning bör sättas upp för att maximera effekten eller hur en solcellsanläggning bör dimensioneras ur privatpersonens perspektiv. Istället begränsades arbetet till inverkan på elnätbolagets lågspänningsnät, från anläggningar med en mindre årsproduktion än fastighetens årliga elförbrukning. Vidare gjordes inga studier kring hur problemen som uppstår i lågspänningsnäten kan komma att påverka mellanspänningsnätet. När det gäller studier gjorda för övertoner har anläggningar större än 16 A per fas ej tagits hänsyn till. Detta beror dels på att anläggningar större än så

faller under en annan kategori när det gäller den rekommenderade standarden, samt att dessa inte förväntas bli installerade i någon betydande utsträckning.

1.5 ARBETSFÖRDELNING

Alla delar av arbetet har utförts av båda författarna tillsammans. Ingen särskild del av arbetet har gjorts mer av den ena författaren än den andra. Arbetsfördelningen är alltså i alla arbetsmoment och avsnitt i rapporten 50 % för båda författarna.

2 Teori

Den teori som anses vara nödvändig för förståelsen av det fortsatta arbetet beskrivs i detta kapitel. Bland annat presenteras de föreskrifter och standarder som elnätsbolagen behöver anpassa sig efter.

2.1 ELKVALITÉ

Det är viktigt att det ställs krav på kvalitén av elektriciteten i elnäten. Dålig elkvalité kan leda till slitage eller haveri av både konsumenters och producenters elektriska utrustning. Nedan beskrivs de elkvalitékrav som finns på nätägare för elleverans i lågspänningsnät, med en mer detaljerad beskrivning av de krav som anses ha betydelse för detta arbete.

2.1.1 Långvariga spänningsvariationer

Då det är orimligt att hålla exakt 230 V överallt i ett lågspänningsnät, så sätts gränser upp för vilka spänningsnivåer som är godkända. Gränserna för *långvariga spänningsvariationer* finns för att spänningen ska hållas runt de 230 V som elektrisk utrustning är konstruerad för. Långvariga spänningsvariationer delas upp i *överspänning* och *underspänning*.

Över- och underspänning kontrolleras genom mätning av genomsnittsvärdet av RMS-spänningen för respektive fas under tio minuter. Den framräknade genomsnittsspänningen får inte vara mer än 10 % högre eller lägre än den nominella fasspänningen, 230 V. Det tillåtna intervallet ligger alltså mellan 207 V och 253 V [1]. Kontroller av att dessa krav följs görs inte kontinuerligt idag, utan endast på begäran av elnätsbolagens kund.

Faran med överspänning är att den kan skada elektrisk utrustning. Effektförbrukningen hos vissa elektriska apparater som utsätts för en högre spänning än den de är tillverkade för, blir större än vanligt, vilket kan leda till att de i längden går sönder. Faran med underspänning är inte lika stor, då den främst leder till att apparater får för låg effekt och därmed kan fungera sämre eller inte alls, men ofta utan större risk för bestående skador. Exempelvis kan överspänning få en glödlampa att brinna av, medan underspänning bara leder till att den inte lyser starkt nog. En elmotor med konstant mekanisk belastning drar dock vid låg spänning en större ström vilket ökar uppvärmningen av motorn.

Långvariga spänningsvariationer uppkommer främst på grund av de spänningsförändringar som uppstår i transformatorer, ledningar och kablar då de belastas med ström.

2.1.2 Kortvariga spänningsvariationer

Kortvariga spänningsvariationer är sådana variationer som är för kortvariga för att göra någon större inverkan på 10-minutersgenomsnittet, men som ändå måste begränsas på grund av deras risk att förstöra eller skada utrustning. Kortvariga spänningsvariationer kan delas upp i *enstaka spänningsvariationer*, *flicker* och *transienter*.

2.1.2.1 Enstaka spänningsvariationer

I ett lågspänningsnät finns det gränser för enstaka spänningsvariationer, såsom varaktighet, amplitud och antal förekomster. Spänningsvariationerna är indelade i tre kategorier - *kortvariga spänningssänkningar*, *kortvariga spänningshöjningar* och *snabba spänningsändringar*.

Betydande andel solcellers inverkan på lågspänningsnätet

De tillåtna kortvariga spänningssänkningarna är begränsade enligt Tabell 2.1.1 nedan. Spänningssänkningar vars amplitud och varaktighet är svartmarkerade är inte tillåtna, medan de gråmarkerade måste åtgärdas av nätägarna om så anses vara nödvändigt. [1]

Tabell 2.1.1 Begränsningar för kortvariga spänningssänkningar.

| u [% av nominell spänning] | Varaktighet t [ms] | | | | |
|------------------------------|----------------------|-----------------------|------------------------|-------------------------|--------------------------|
| | $10 \leq t \leq 200$ | $200 \leq t \leq 500$ | $500 \leq t \leq 1000$ | $1000 \leq t \leq 5000$ | $5000 \leq t \leq 60000$ |
| $80 \leq u < 90$ | | | | | |
| $70 \leq u < 80$ | | | | | |
| $40 \leq u < 70$ | | | | | |
| $5 \leq u < 40$ | | | | | |
| $u < 5$ | | | | | |

Motsvarande tabell för kortvariga spänningshöjningar finns nedan i Tabell 2.1.2. Spänningshöjningar markerade med svart får inte förekomma. De gråmarkerade måste åtgärdas av nätägare om så anses vara nödvändigt. [1]

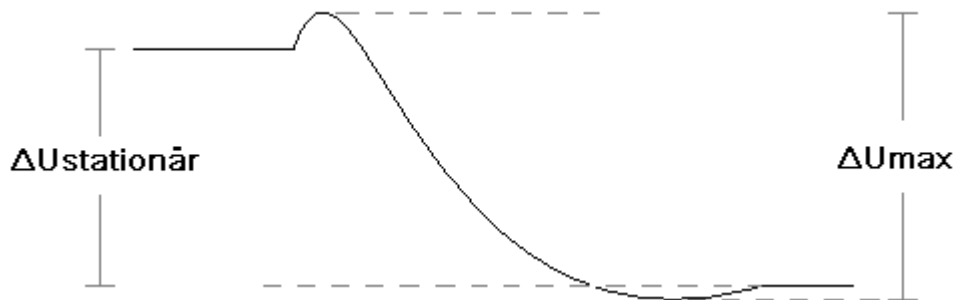
Tabell 2.1.2 Begränsningar för kortvariga spänningshöjningar.

| u [%] | Varaktighet t [ms] | | |
|--------------------|----------------------|------------------------|--------------------------|
| | $10 \leq t \leq 200$ | $200 \leq t \leq 5000$ | $5000 \leq t \leq 60000$ |
| $135 \leq u$ | | | |
| $115 \leq u < 135$ | | | |
| $111 \leq u < 115$ | | | |
| $110 \leq u < 111$ | | | |

En snabb spänningsändring innebär en förändring av spänningens effektivvärde på mer än 0,5 % per sekund. Dessa begränsas i antal enligt Tabell 2.1.3 där de adderas med antalet spänningssänkningar som ligger i område A i Tabell 2.1.1. $\Delta U_{stationär}$ är skillnaden mellan spänningens effektivvärde före och efter spänningsändringen och ΔU_{max} är den maximala spänningsändringen under ett spänningsändringsförlopp [1]. I Figur 2.1 nedan förtydligas dessa parametrar.

Tabell 2.1.3 Begränsningar för snabba spänningsändringar.

| Snabba spänningsändringar | Maximalt antal per dygn |
|----------------------------------|-------------------------|
| $\Delta U_{stationär} \geq 3 \%$ | 24 |
| $\Delta U_{max} \geq 5 \%$ | 24 |

Figur 2.1 Ett snabbt spänningsändringsförlopp, där $\Delta U_{stationär}$ och ΔU_{max} illustreras.

Dessa regler kompletterar de för långvariga spänningsändringar, då reglerna för dessa ger utrymme för kortvariga ändringar inom 10-minutersintervallet som medelvärdet av RMS-värdet tas fram under. Kombinationen av gränserna för långvariga och kortvariga spänningsändringar ger en bra kontroll över de spänningsvariationer som kan uppstå i lågspänningsnät.

2.1.2.2 Flicker

Flicker, eller flimmer, är små periodiskt återkommande variationer i spänningens amplitud med frekvenser som är lägre än nätfrekvensen. Dessa ger till exempel irriterande och synliga variationer i ljuset från en glödlampa [2]. Flicker uppstår framförallt vid repetitiva in- och urkopplingar av apparater som förbrukar stor effekt, men kan även orsakas av äldre vindkraftverk där uteffekten påverkas av vindskuggan då rotorbladet passerar tornet.

2.1.2.3 Transienter

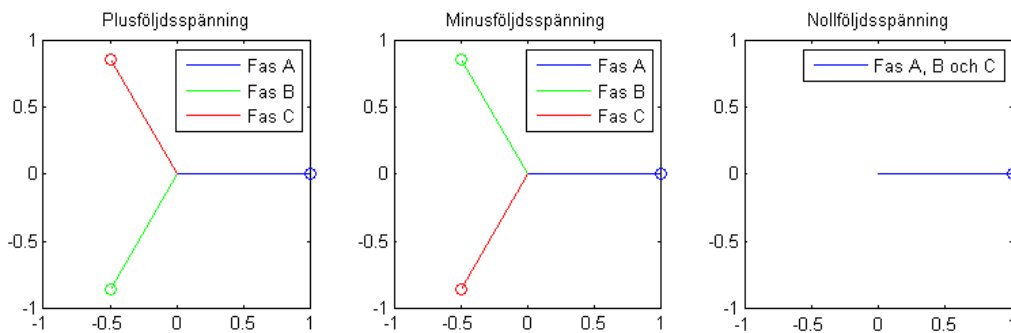
Transienter är enskilda korta och övergående spänningsvariationer, spänningsspikar, som med sin relativt stora amplitud riskerar att slå ut eller störa närliggande elektronisk utrustning. Transienter uppstår av åska, nätomkopplingar och in- och urkoppling av kondensatorbatterier [3]. Det finns EMC-krav för bland annat transienter när det gäller konsumentelektronik, men att dimensionera elnätet så att det inte släpper igenom de transienter som bildas av åska och omkopplingar, är inte ekonomiskt genomförbart. Därför ställs kraven även där på konsumentelektroniksidan, så att apparater byggs för att klara av de spänningsspikar som kan uppstå. [4]

2.1.3 Osymmetri

På alla spänningsnivåer i elnätet önskas symmetri mellan de tre faserna. Det innebär att både amplituden för spänningen i de tre faserna och fasförskjutningen mellan faserna är lika. Ett resultat av detta är att summan av spänningarna i alla faser är noll i varje ögonblick. I lågspänningsnätet förekommer dock enfasiga laster vilket leder till *osymmetri*, det vill säga att amplituden och/eller fasförskjutningen inte längre är lika. Osymmetri kan också uppstå i

långa luftledning, då impedansen i dessa inte alltid är lika stor i alla faser, framförallt i högspänningsnät.

Spänningarna i ett trefassystem kan beskrivas med komponenterna u_+ , u_- , u_0 (plus-, minus- och nollföljdsspänning) där symmetri innebär att både minusföljd och nollföljd är noll. De tre komponenterna illustreras i Figur 2.2. Ett vanligt mått på osymmetrin i ett trefassystem är kvoten mellan effektivvärdena av minusföljdsspänningen och plusföljdsspänningen uppmätta under en minut. Denna kvot får i ett lågspänningsnät inte överstiga 2 % [5].



Figur 2.2 Illustration av plus- minus- och nollföljdskomponenterna.

Osymmetri kan leda till problem för frekvensomriktare och elmotorer [4]. Trefasmaskiner drivs ojämnt då de utsätts för osymmetrisk matning, bland annat för att minusföljdsspänning skapar ett vridmoment i motsatt riktning jämfört med plusföljdsspänning. Detta ger i sin tur upphov till oönskade vibrationer i trefasmotorn och kan leda till att vridmomentet minskar och strömmen ökar vilket i sin tur leder till ökad värmeutveckling.

I mellanspänningsnät kan osymmetri också leda till att nollpunktsspänningsskydd, som egentligen ska skydda mot jordfel, löser ut då nollföljdsspänningen, spänningsskillnaden mellan nollpunkten och jord, blir för stor. Detta är möjligt då dessa nät oftast inte är direktjordade. [6]

2.1.4 Övertoner

När spänningens vågform inte har en perfekt sinusform innehåller den *övertoner*. Övertoner är periodiska, precis som grundtonen, men med en högre frekvens. De anges efter vilken multipel av grundtonsfrekvensen de har, så att en överton med frekvensen 150 Hz benämns som den tredje övertonen.

Övertoner genereras i form av strömövertoner. Dessa strömövertoner skapar sedan spänningsövertoner enligt $U = I * Z(f)$ där impedansen Z är frekvensberoende. Detta frekvensberoende kommer dels ifrån induktanser och kapacitanser, men även den reella resistansen blir frekvensberoende på grund av *strömförträngning* (skineffekten). Strömförträngning gör att växelström pressas mot ytterkanten av ledaren den går i, vilket ger en högre resistans i ledaren på grund av den minskade tvärsnittsarean strömmen utnyttjar. Ledarens effektiva tvärsnittsarea beror på hur stort *inträngningsdjupet* är. Inträngningsdjupet δ [m] beror på frekvensen f [s^{-1}], materialets magnetiska permeabilitet μ [NA^{-2}] och resistivitet ρ [Ωm] enligt Ekv. 2.1.1.

$$\delta = \sqrt{\frac{\rho}{\pi f \mu}} \quad \text{Ekv. 2.1.1}$$

Resistansen R [Ω], i ledaren med längden l [m] och radien r [m], beror på inträngningsdjupet δ enligt Ekv. 2.1.2. [7]

$$R = \frac{l\rho}{\pi\delta(2r - \delta)} \quad \text{Ekv. 2.1.2}$$

De föreskrifter som gäller för övertoner i lågspänningsnät finns sammanfattade i Tabell 2.1.4 [1]. Gränserna får inte överskridas av något tiominutersvärde uppmätt under en vecka. Dessutom får inte den *Totala Harmoniska spännings-Distorsionen*, THD_u , överstiga 8 % under 95 % av tiominutersmätningarna gjorda under denna vecka. THD beräknas enligt Ekv. 2.1.3 nedan

$$THD_u = \sqrt{\sum_{n=2}^{40} \left(\frac{u_n}{u_1}\right)^2} \quad \text{Ekv. 2.1.3}$$

där u_n [V] är magnituden på övertonen av ordning n och u_1 [V] är magnituden av den grundfrekventa spänningen. På samma sätt tas THD_i fram, men med kvoten av i_n och i_1 . [8]

Tabell 2.1.4 Begränsningar för spänningsövertoner i lågspänningsnätet enligt [1].

| Udda övertoner | | | | Jämna övertoner | |
|-------------------|-----------------------|-----------------|-----------------------|-----------------|-----------------------|
| Ej multiplar av 3 | | Multiplar av 3 | | | |
| Överton (n) | $\frac{u_n}{u_1}$ [%] | Överton (n) | $\frac{u_n}{u_1}$ [%] | Överton (n) | $\frac{u_n}{u_1}$ [%] |
| 5 | 6,00 | 3 | 5,00 | 2 | 2,00 |
| 7 | 5,00 | 9 | 1,50 | 4 | 1,00 |
| 11 | 3,50 | 15 | 0,50 | 6 ... 24 | 0,50 |
| 13 | 3,00 | 21 | 0,50 | - | - |
| 17 | 2,00 | - | - | - | - |
| 19 | 1,50 | - | - | - | - |
| 23 | 1,50 | - | - | - | - |
| 25 | 1,50 | - | - | - | - |

Övertoner kan ge upphov till flera olika skador. Bland annat kan transformatorer överhettas och förstöras av de ökade förluster, som uppkommer av virvelströmmar från magnetfält då de utsätts för högre frekvenser, även om effekten inte är stor, på grund av strömförträngning. För att minimera virvelströmmar är transformator kärnorna uppbyggda av laminerad plåt där plattornas tjocklek är anpassad för 50 Hz. Eftersom inträngningsdjupet i laminatplattorna blir

mindre för högre frekvenser (se Ekv. 2.1.1) blir förlusterna och värmeutvecklingen från dessa strömmar större vid högre frekvenser.

Även i hemmet kan elektronisk utrustning påverkas, då brister i funktion eller överhettning i kondensatorer kan uppstå på grund av de höga frekvenserna. Överhettningen förkortar livslängden på komponenter samt sänker verkningsgraden. En annan konsekvens som kan uppstå av övertoner är om frekvensen sammanfaller med metallhöljens egenfrekvens så att höljena börjar vibrera av magnetfältet från övertonerna och ger ifrån sig ett surrande ljud.

Övertoner kan uppstå på många sätt. De vanligaste källorna är ickelinjära laster och frekvensomvandlare. Några exempel på detta kan vara en likriktare i en dator, en switchad spänningsomvandlare till en LED-lampa eller en växelriktare för solceller.

2.2 ELNÄTET I SVERIGE

På grund av att en stor del av elproduktionen i Sverige finns i norr, i form av vattenkraft, samtidigt som en stor del av energianvändningen finns i söder, där större del av befolkningen bor, måste stora mängder energi transporteras från norr till söder. Det svenska elnätet är uppbyggt för att såväl transportera stora mängder energi över långa sträckor som distribuera energin ut till kunderna, typiskt genom fyra olika spänningsnivåer. De olika spänningsnivåerna beror på att det är mer ekonomiskt lönsamt att minimera förlusterna genom att använda höga spänningsnivåer vid långa sträckor, men att använda lägre spänningsnivåer vid kortare sträckor då de medger mindre dimensioner på utrustningen och därmed lägre kostnader.

2.2.1 Stam-, region- och distributionsnät

Stamnätet utgör en nationell stomme i elnätet. Dess spänning är 220 eller 400 kV och ägs samt förvaltas av Svenska Kraftnät. Den geografiska fördelningen mellan elproduktion och elanvändning i Sverige ger stamnätet en tydlig struktur med flera parallella högspänningsledningar från norr till söder med en total längd på 15 000 km [9], vilket motsvarar tio gånger Sveriges längd. [10]

Regionnäten förgrenar sig från stamnätet över områden som grovt kan liknas med landskap. Dess spänningsnivåer ligger mellan 40 och 130 kV och de ägs i huvudsak av de tre företagen [11] E.ON Elnät Sverige, Vattenfall eldistribution och Fortum distribution. Det finns 50 regionnät i Sverige [12] och deras sammanlagda ledningslängd är 33 000 km [9].

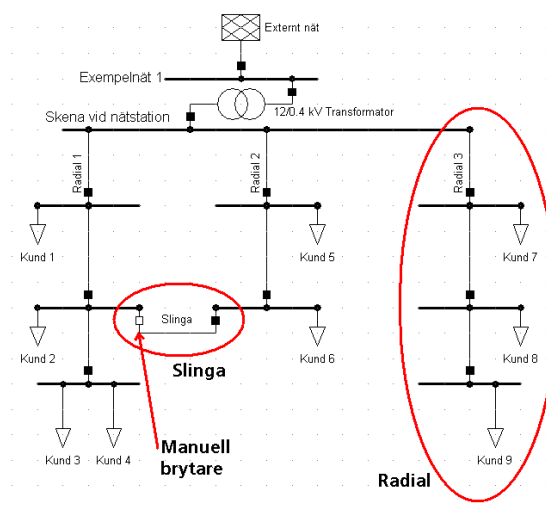
Mellanspänningsnäten, med spänningar på 10-20 kV, distribuerar elen inom ett område som kan motsvara ungefär en kommun, till *lågspänningsnäten*. Den totala längden av Sveriges 294 mellanspänningsnät är 193 000 km [9]. Dessa nät ägs oftast av lokala distributörer, exempelvis Lunds Energi, som köper in el från regionnätsägarna via mottagningsstationer. Inom mellanspänningsnäten finns sedan ett antal mottagnings-, fördelnings- och nätstationer. I Lund finns två mottagningsstationer.

2.2.2 Lågspänningsnät

Lågspänningsnäten, med den lägsta spänningsnivån, leder ända fram till kundernas fastigheter och har 0,4 kV mellan faserna. De sträcker sig inte över större områden än ett bostads kvarter eller en gata från nätstationen eller transformatorn, som transformerar ner spänningen från distributionsnätet. I tätbebyggelse är ledningarna alltså inte längre än några hundra meter och på landsbygden upp till någon kilometer. I Sverige finns det totalt 306 000 km lågspänningsledning, varav ca 75 % är jordkabel och resterande är luftledning [9].

Lågspänningsnätet ansluter 5,2 miljoner kunder runtom i Sverige. Ett lågspänningsnät har från några få till runt 100 kunder, beroende på nätets utformning och omgivning.

Det finns några olika typer av lågspänningsnät. En vanlig och enkel typ är ett radiellt nät, vilket innebär att kunderna är placerade längs en linje som förgrenar sig och slutar hos den sista kunden, se Figur 2.3. En annan typ är slingnät. Ett slingnät kan till exempel vara två radiella nät som slutar i samma punkt, på varsin sida av en kopplingsanordning. Näten är normalt inte ihopkopplade i änden, men om ett fel sker på ett av de radiella näten kan denna del frångöras och resten manuellt kopplas ihop via denna ändpunkt. På så vis kan så många kunder som möjligt ändå försörjas medan felet åtgärdas. De radiella näten kan ha flera sådana möjliga anslutningspunkter till andra nät, genom vilka en alternativ strömväg kan fås. Slingade nät liknar alltså maskade nät (som används i nät med högre spänningsnivå) men med skillnaden att de slingade saknar permanent ihopkoppling och har endast möjlighet för manuell omkoppling.



Figur 2.3 Illustration av radial och slinga.

Nätets styrka är en avgörande faktor för hur bra ett lågspänningsnäts elkvalité är. Ett starkt nät, såsom ett stadsnät med korta ledningar, ger en pålitlig spänningsnivå för alla kunder, medan ett svagt nät, till exempel ett långt radiellt nät på landsbygden, har en spänning som är lättare att påverka, särskilt för kunderna längst ut. Med nätets styrka menas i praktiken dess kortslutningseffekt. Om en Théveninekvivalent tas fram för en viss punkt i ett nät är kortslutningseffekten i denna punkt enligt Ekv. 2.2.1,

$$S_{sc} = \sqrt{3} \cdot U_{th} \cdot I_{sc} = \frac{U_{th}^2}{Z_{th}} \quad \text{Ekv. 2.2.1}$$

där U_{th} [V] är spänningen i punkten innan kortslutningen, I_{sc} [A] är den kortslutningsström som kommer att gå vid en impedanslös, trefasig kortslutning och Z_{th} [Ω] är den impedans som finns fram till punkten i nätet [13]. Ett svagt nät riskerar att ge upphov till för stora spänningsvariationer eller överbelasta kablarna, samt att säkringar inte löser ut vid fel på grund av för liten kortslutningsström. Det mest intuitiva sättet att minska problemen med ett svagt nät på, utifrån Ekv. 2.2.1, är att minska kortslutningsimpedansen genom att till exempel minska matande transformatorers och ledningars impedans (genomsnittsarea och material är avgörande). Vid problem med underspänning i nätet kan en lösning vara att öka spänningen vid nätstationen.

En av konsekvenserna av svaga nät är det spänningsfall som uppstår över ledningen. En mycket kraftig ledning har i liten impedans, vilket i stort sett ger samma spänning för alla kunder längs ett radiellt nät. I klena kablar sker dock ett spänningsfall längs ledaren, så att kunderna längst ut i nätet får en lägre spänning än de närmast nätstationen. Detta spänningsfall blir större ju mer ström som går i ledningen. Om spänningsfallet blir för stort riskerar kunderna längst ut att få en spänning som inte uppfyller kraven på god elkvalité. Därför måste elnätbolagen se till att näten är rätt dimensionerade för den last som förekommer på näten. Bland annat kan spänningen vid nätstationen justeras till något högre än 230 V, för att alla kunder i nätet ska få en spänningsnivå som uppfyller kraven. Ett exempel över vilken spänning som kan finnas vid olika avstånd ifrån en nätstation, med eller utan förhöjd spänning vid nätstationen, finns i Diagram 2.2.1. På lågspänningsnivå finns idag inget skydd mot över- eller underspänning, utan endast säkringar som skyddar kablar och transformatorer mot överbelastning (överström), men moderna elmätare mäter spänningen hos kunder och kan redan idag varna driftcentraler då spänningen ligger utanför godkända nivåer.

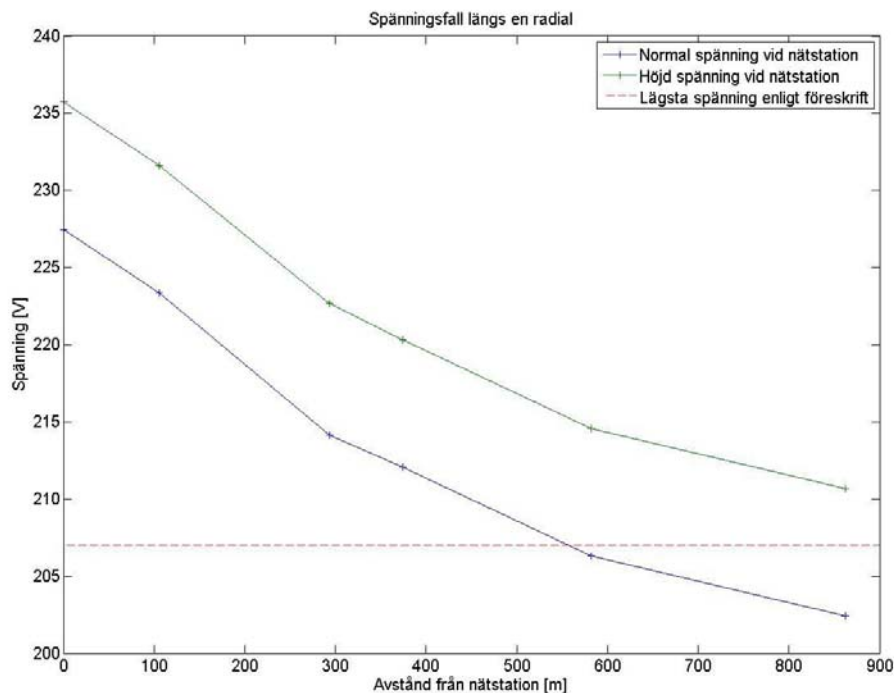


Diagram 2.2.1 Spänningsprofil för en lågspänningsradial där spänningsfallet längs radialen illustreras. Kunder är markerade med +.

2.3 MIKROPRODUKTION

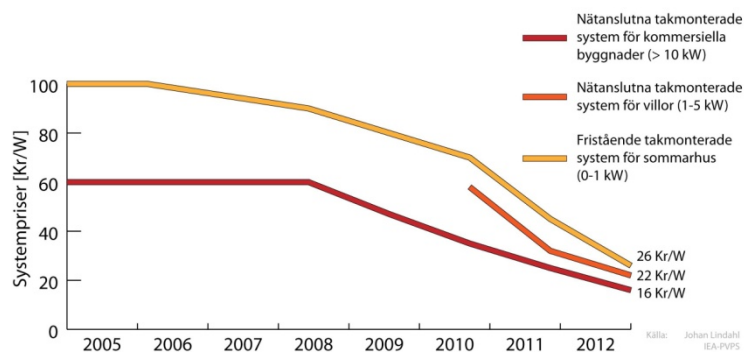
På senare tid har det blivit vanligare med småskaliga elproduktionsanläggningar som privatpersoner eller företag ansluter till elnätet. För privatpersoner handlar det ofta om att spara pengar, medan företag även kan dra nytta av good-will när människor ser hur de satsar på miljövänlig el. Anläggningarna dimensioneras oftast så att den producerade elenergens ekonomiska värde maximeras, vilket sker då den förbrukas inom fastigheten. Anledningen till att det är svårare att få en större anläggning att löna sig är att inköpspriset för el är högre än försäljningspriset, vilket gör att målet blir att minimera inköp av el snarare än att maximera försäljning. Genom att minimera inköpet av el reduceras den kostnad för

elnät, elhandel, samt skatt och moms, som finns inbakad i inköspriset. Dessa insparade utgifter ger återbetalning av investeringen.

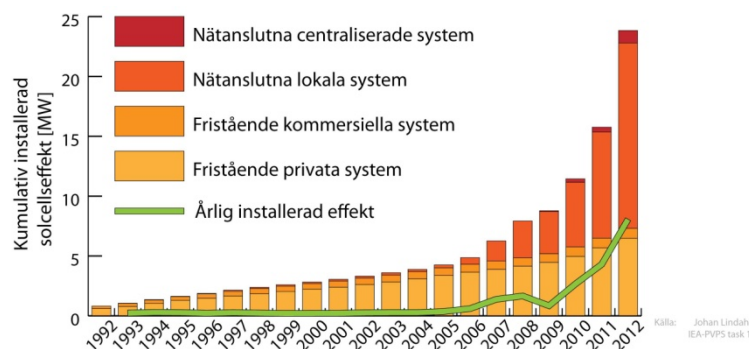
Till *mikroproduktionsanläggningar* räknas anläggningar som ansluts till konsumtionsanläggningar med max 63 A-säkring, vilket begränsar den installerade effekten till 43.5 kW vid 230/400 V [14]. Detta kan gälla alla typer av elproduktionsanläggningar som ansluts till elnätet, där de vanligaste är vindkraftverk, solceller och kraftvärmeanläggningar. Innan anslutning av dessa kan ske, måste ett godkännande av elnätsbolaget erhållas. Detta för att elnätsbolaget måste försäkra sig om att kraven för elkvalité för samtliga kunder i nätet kan hållas efter anslutningen. Om så inte är fallet är elnätsbolaget skyldigt att förstärka nätet så att en anslutning kan godkännas. Det är också elnätsbolagets uppgift att kontrollera att anläggningen uppfyller de elsäkerhetskrav som finns och beskrivs senare i rapporten (se kapitel 2.3.2).

2.3.1 Solceller

Utbredningen av solceller har gått oerhört snabbt framåt de senaste 10 åren. Detta beror till stor del på att tekniken har blivit bättre, vilket har lett till att priset har sjunkit, men också på förmånliga subventioner i bland annat Tyskland som har inneburit att fler anläggningar har sålts och därmed har kostnaden för att producera solceller minskat. Utvecklingen i pris och installerad effekt i Sverige ses i Figur 2.4 och Figur 2.5 nedan.



Figur 2.4 Prisutvecklingen för nätanslutna och icke nätanslutna solcellsanläggningar. [15]



Figur 2.5 Den installerade effekten solceller i Sverige.

I slutet av 2011 var den totala installerade effekten i Sverige 15,7 MW. Under 2012 installerades 8,1 MW solcellseffekt, vilket innebär att landets sammanlagda solcellseffekt uppgick till 23,8 MW [15]. Av dessa var 16,5 MW nätanslutna, medan resterande var fristående installationer. Trots denna starka utveckling utgör andelen solcellsproducerad el endast en bråkdel av Sveriges totala elproduktion. Om den installerade effekten vid slutet av

2012 multipliceras med en antagen årsproduktion på 900 kWh/kW_p [16] fås en total produktion på 21,4 GWh, vilket utgör ungefär 0.015 % av Sveriges totala årliga elkonsumention på runt 145 TWh. kW_p betecknar den effekt en solcellsanläggning levererar vid en instrålning på 1000 W/m² med en infallsvinkel på 35° vid 25 °C och motsvarar alltså den maximala effekt anläggningen kommer att leverera vid normala förhållanden.

Det finns dock all anledning att tro att solceller kommer att få en betydande roll för framtidens elproduktion, även i ett nordligt land som Sverige. De klimatmål som EU satt upp om andel förnybara energikällor år 2020 gynnar på många sätt utbyggnaden av solcellsanläggningar. Det blir även, med den sjunkande utvecklingen av priset för solceller, lättare att få återbetalning på en investering för privatkunder. Idag vill många dessutom göra aktiva val för miljöns skull även om det inte tvunget är av ekonomisk fördel, till exempel genom att köpa dyrare ekologiska livsmedel eller att betala för så kallad grön el.

2.3.1.1 Solinstrålning

Den så kallade *solarkonstanten*, solinstrålningen mot atmosfären, är 1367 W/m². Vid goda förhållanden når, nästan oavsett plats på jorden, omkring 1000 W/m² av dessa jordytan. Den mängd energi som kan fångas upp av en solcellsanläggning summeras av den direkta solinstrålningen, den diffusa instrålningen från omgivningen (ljuset från hela himlen) och den markreflekterade instrålningen. Genomsnittet av summan av energin under ett år, varierar dock kraftigt beroende på geografisk position. Vid ekvatorn kan genomsnittsenergin per ytenhet, parallell med markplanet, vara över 2300 kWh/m² medan den i södra Sverige uppgår till omkring 1000 kWh/m². En yta parallell med markplanet är dock inte optimal för en solcellsanläggning i Sverige där solen aldrig står i zenit utan istället sveper med en vinkel över södra horisonten. En högre genomsnittsenergi kan därför uppnås om solcellsanläggningen vinklas upp från markplanet mot söder.

Den allra högsta solinstrålningen uppnås dock då en viss molnighet förekommer och inte då vädret är helt klart, som annars kan verka troligt. Detta på grund av att moln har en förmåga att koncentrera och reflektera solinstrålningen då solen befinner sig vid kanten av dem. Till följd av denna effekt kan solinstrålningen tillfälligt öka till 1400 W/m², alltså 40 % över normal maximal instålning [17]. Eftersom en solcellsanläggnings kW_p inte anger anläggningens maximala effekt utan den effekt som levereras vid normal maximal solinstrålning, 1000 W/m², kan den producerade effekten, då detta fenomen uppstår, alltså vara högre än kW_p. Dock begränsas den maximala effekten en solcellsanläggning kan leverera av gränser i inverterarens maximala effektuttag.

2.3.1.2 Tekniken i solceller

Solpaneler består av många små seriekopplade solceller i något halvledarmaterial, oftast i form av P- och N-dopade kiselplattor. När en tillräckligt energirik foton absorberas i materialet exciteras en elektron som då rör sig mot solcellens N-dopade framsida. Strömmen av elektroner fångas upp av en ledare som är kopplad till solcellens framsida och leds genom en last tillbaka till baksidan. Beroende på lastens storlek kan olika effekter tas ut. Förhållandet mellan spänningen och strömmen ser ut som i Diagram 2.3.1. Kortslutningsströmmen, I_{sc} , uppstår då lastens resistans är noll och tomgångsspänningen, U_{oc} , uppstår då resistansen är oändlig. När belastningen är optimal kan den största effekten, P_{max} , tas ut.

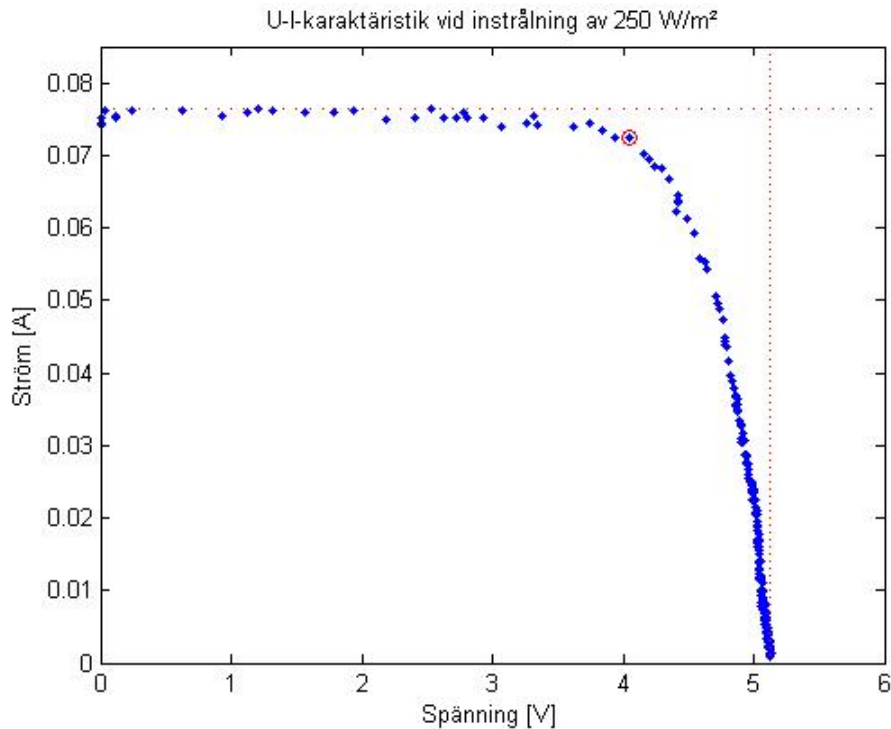


Diagram 2.3.1 Exempel på U/I-karakteristik för solceller. I_{sc} är markerad med vågräta röda prickar, U_{oc} med lodräta röda prickar och punkten som ger P_{max} med röd cirkel. Mätvärdena är uppmätta över ett variabelt motstånd kopplade till en liten solpanel som bestrålats med 250 W/m².

Instrålningen påverkar effekten ifrån solcellen på det viset att I_{sc} ökar, i princip proportionellt mot instrålningen, medan U_{oc} inte påverkas markant. En annan viktig parameter är temperaturen. Högre temperatur i solcellen sänker verkningsgraden, vilket är ett problem då stark solstrålning leder till att panelen värms upp. Den högsta verkningsgraden för en solpanel utomhus nås därför inte alltid då instrålningen per kvadratmeter och uteffekten är som störst (mitt på dagen), utan innan denna tidpunkt, då temperaturen ännu inte stigit för högt.

Verkningsgraden skiljer mellan de olika typerna av solceller men ligger generellt mellan 10 och 15 % för typiska kommersiella anläggningar. Bland de, för privatpersoner, dominerande solcellstyperna förekommer idag monokristalls-, polykristalls- och tunnfilmsceller. Monokristallscellerna, som består av en enda sammanhängande kiselkristall, är dyra att tillverka, men når den högsta verkningsgraden. Polykristallsceller består av ett flertal sammansatta kiselkristaller, som är lättare och billigare att tillverka än monokristaller, men som ger en lägre verkningsgrad. Tunnfilmssolceller är uppbyggda av tunna lager av flera material, där kisel inte behöver vara med. Från början användes de mest till bland annat miniräknare, men idag tillåter tekniken dem att konkurrera med de traditionella solcellsteknikerna för elproduktion i större skala. Fördelarna med tunnfilm är att de är lätta och tåliga, men å andra sidan är de förhållandevis dyra och har en relativt låg verkningsgrad. Tekniken går dock fort framåt och solceller blir både effektivare och billigare för varje år.

2.3.1.3 Dimensionering av solcellsanläggning

För att öka den spänning från varje solcell som typiskt ligger runt 0,5 – 0,7 V, består en solcellspanel av ett antal seriekopplade solceller. En solpanel brukar innehålla 36 eller 72 solceller och har antingen 12- eller 24-voltsutförande [18]. Om en enda cell i panelen är

sönder eller skuggad, kommer hela panelen, på grund av att cellerna är seriekopplade, att tappa all eller nästan all effekt. Lösningen på detta är att koppla så kallade bypass-dioder över grupper av solceller, så att inte en ensam solcell begränsar strömmen i resten av panelen, då strömmen kan gå igenom dioden istället för att stoppas i den trasiga eller skuggade cellen.

I Lund uppgår solinstrålningen en solig dag till uppemot 1 kW/m^2 . En solcellsanläggning på denna breddgrad ger en produktion på ungefär 900 kWh/kW_p per år eller 125 kWh/m^2 per år. Skulle en solcellsanläggning för en villa dimensioneras så att den under ett år ska producera lika mycket energi som det förbrukas, skulle 40 m^2 solpaneler ge 5.56 kW_p och en förväntad årsproduktion på ungefär 5000 kWh , vilket motsvarar elförbrukningen för en mindre villa med fjärrvärme. Detta är till synes fullt möjligt, men med tanke på de villkor som råder i Sverige idag, med momentan mätning av både in- och utgående effekt och utan möjlighet för nettodebitering, finns det inte alltid så mycket att vinna på att dimensionera sin solcellsanläggning för stor. Anläggningar kan istället dimensioneras så att dess produktion vid årets soligaste timme motsvarar förbrukningen för hushållet under samma timme. Det finns en skala mellan att dimensionera efter årets minsta förbrukning och att dimensionera för att täcka årskonsumtionen. Var på skalan anläggningen bör dimensioneras, beror på vilken ersättning som kan fås för överskottselen.

I Danmark, som fram till november 2012 tillämpade nettodebitering, hade det vid samma tidpunkt installerats 185 MW nätanslutna solcellsanläggningar, uppdelat på $40\,000$ olika anläggningar, vilket ger ett snitt på $4,65 \text{ kW}$ eller 33 m^2 per anläggning. [19]

2.3.1.4 Växelriktare

Eftersom solceller producerar likström måste denna omvandlas till växelström för att en inkoppling på elnätet ska vara möjligt. Detta sker med växelriktare som är switchade, har en hög verkningsgrad (90-95 %) och finns i både enfasiga och trefasiga utföranden. På grund av att de enfasiga växelriktarna är billigare är dessa vanligare vid nätanslutning av småskaliga solcellsanläggningar. Växelriktaren känner av när fasens spänning passerar 0 V på nätsidan och kan därmed med hjälp av en inbyggd klocka anpassa fasvinkeln för dess växelström. Växelriktaren följer nätets frekvens inom intervallet 47 till 51 Hz och ska bryta anslutningen till nätet om nätfrekvensen ligger utanför detta intervall. [14]

2.3.2 Krav vid nätanslutning av solceller

När en solcellsanläggning ska anslutas till elnät behövs godkännande av elnätsbolaget, och ofta ett bygglov, innan installationen påbörjas. Själva nätanslutningen måste utföras av en behörig elinstallatör. Elnätsbolaget får inte neka en ansökan [20] som uppfyller de krav som finns för mikroproduktionsanläggningar, men får ta ut en nätanslutningsavgift som motsvarar de kostnader som uppstår i samband med eventuella förstärkningar av nätet.

Följande regler och standarder finns för nätanslutna solcellsanläggningar för att inte problemen med elkvalité ska bli för stora.

2.3.2.1 Långvariga spänningsvariationer

För att upprätthålla rätt spänningsnivå hos varje enskild kund, ligger kravet på elnätsbolaget att se till att nätet är starkt nog för att varken underspänningen vid den största förbrukningen eller överspänningen vid den största produktionen ska bli för stor.

En enskild kund får dock inte orsaka större spänningsvariationer än 5 % av den för kunden nominella spänningen vid kundens anslutningspunkt, eller 3 % av den för punkten nominella spänningen vid närmsta gemensamma sammankopplingspunkt. Skillnaden hos en kund mellan extremfallen, maximal produktion med minimal förbrukning och ingen produktion med maximal förbrukning, får inte vara mer än 5 % (eller 8 % i vissa fall, om påverkan på distributionsnätet bedöms vara liten). En mikroproduktionsanläggning ska dessutom bryta anslutningen till nätet om spänningen under 60 sekunder är 255 V (230 V + 11 %) eller större [14].

2.3.2.2 Kortvariga spänningsvariationer

En mikroproduktionsanläggning ska bryta anslutningen till nätet om spänningen under 0.2 sekunder överstiger 265 eller understiger 196 V (230 V ± 15 %). [14]

2.3.2.3 Osymmetri

I nuläget finns inga krav för på vilka faser enfasisa solcellsanläggningar ska kopplas in på, utan precis som när det gäller för vilka faser belastningar kopplas in på, räknar elnätsbolagen med att fördelningen av produktion jämnar ut sig.

2.3.2.4 Övertoner

För nätanslutna anläggningar på upp till 16 A per fas, gäller Tabell 2.3.1 nedan. [21]

Tabell 2.3.1 Begränsningar för övertoner orsakade av nätanslutna produktionsanläggningar upp till 16 A per fas.

| Udda övertoner | | Jämna övertoner | |
|---------------------|----------------------------|--------------------|----------------------------|
| Överton (n) | Största tillåtna ström [A] | Överton (n) | Största tillåtna ström [A] |
| 3 | 2,30 | 2 | 1,08 |
| 5 | 1,14 | 4 | 0,43 |
| 7 | 0,77 | 6 | 0,30 |
| 9 | 0,40 | $8 \leq n \leq 40$ | $0,23 \cdot 8/n$ |
| 11 | 0,33 | - | - |
| 13 | 0,21 | - | - |
| $15 \leq n \leq 39$ | $0,15 \cdot 15/n$ | - | - |

3 Långvariga spänningsvariationer

Långvariga spänningsvariationer i lågspänningsnätet beror normalt sett på varierande laster utmed en radial. Beroende på hur stor effekt som tas ut längs radialen fås olika spänningsfall. Då produktionen i ett nät är stor, men inte överstiger förbrukningen, blir effektlödet och därmed också spänningsfallet mindre än normalt. Om produktionen å andra sidan vid något tillfälle är större än förbrukningen kommer effektlödet att bli negativt. Spänningsfallet längs radialen blir då omvänt (jämför med Diagram 2.2.1) så att spänningsnivån längst ut på radialen blir högre än spänningen vid nätstationen. Om elnätsbolaget justerat spänningen vid nätstationen för ett stort spänningsfall längs radialen (då ingen produktion i nätet sker) kan detta omvända spänningsfall vid nettoproduktion leda till att spänningen hos den sista kunden blir högre än tillåtet.

3.1 METOD

Vid simuleringar kontrolleras framförallt hur mycket produktion som kan förekomma i näten, vid symmetrisk fördelning faserna emellan, utan att överspänningen blir större än 10 % hos någon kund.

Huruvida molnkanters förmåga att koncentrera solinstrålningen spelar in på risken för långvariga överspänningar i lågspänningsnät, kommer inte att undersökas vidare i detta arbete. Det är troligt att den extra producerade effekten från vissa kunder vid en molnkant konsumeras hos andra kunder som skuggas, utan att några större spänningsvariationer uppstår. Dock beror det bland annat på vilken varaktighet och geografisk spridning fenomenet har. Vidare arbete på området föreslås.

3.1.1 Modell för lågspänningsnät

Simuleringarna har gjorts på tre befintliga lågspänningsnät i Lund med omnejd, som utvalts för att vara typiska av sina slag. S2:T1 är ett starkt nät med korta ledningar i ett relativt nybyggt villakvarter, S1:T2 är ett starkt nät med längre ledningar i ett mindre samhälle och S3:T3 är ett svagare nät med längre ledningar på landsbygden. Lågspänningsnät i tät stadsbebyggelse bedöms inte vara i behov av simuleringar, då den tillgängliga yta för solceller per kund är mindre än på bostadshus, villor och gårdar. S:et i nätbeteckningen står för nätstyrka och T:et står för täthet, graderat från 1-3 där 1 innebär starkast/tätast. Nätstyrkeparametern bestäms utifrån kortslutningseffekten vid skenan efter transformatorn, medan täthetsparametern bestäms utifrån längsta ledningslängd per antal kunder (se Tabell 3.1.1).

Tabell 3.1.1 Kortfattad data om de aktuella lågspänningsnäten.

| | Kortslutningseffekt vid skena efter transformator [MVA] | Antal kunder | Antal radialer | Längsta ledningslängd från nätstation [m] | Transformatorns märkeffekt [kW] |
|-------|---|--------------|----------------|---|---------------------------------|
| S1:T2 | 138,6 | 51 | 5 | 690 | 500 |
| S3:T3 | 45,9 | 30 | 3 | 1285 | 500 |
| S2:T1 | 97,7 | 65 | 5 | 381 | 800 |

De tre utvalda näten byggdes upp i simuleringsprogrammet DIgSILENT PowerFactory 14.0 utefter de parametrar som mottagits av nätens ägare, Lunds Energi. För kablarna togs hänsyn till följande parametrar:

- Längd [km]
- Märkström [kA]
- Fasledarresistans och -reaktans [Ω /km]
- Neutralledarimpedans [Ω /km]
- Nollföljdsimpedans [Ω /km]
- Susceptans [μ S/km]

För transformatorerna togs hänsyn till följande parametrar:

- Märkeffekt [MVA]
- Märkspänning på primär- samt sekund sida [kV]
- Belastningsförlust [kW]
- Tomgångsförlust [kW]
- Plusföljdsimpedans [%]
- Kopplingsart [D eller YN]

I de tre näten gjordes ett urval bland kunderna, för att förenkla datainsamlingen. I varje radial eller större förgrening valdes den eller de mest intressanta kunderna ut, efter hur stora spänningsvariationer de hade, vilket resulterade i 10 till 13 kunder per nät. För dessa kunder samlades spänningsnivå, strömbelastning, effekt och kortslutningseffekt in för alla genomsnittsproduktioner som testades. Motsvarande data samlades in för samtliga kunder i näten vid endast en utvald genomsnittsproduktion. Detta för att ge en bild av hur alla kunder i näten var fördelade jämfört med de särskilt utvalda kunderna, vid en genomsnittsförbrukning som så tydligt som möjligt illustrerade kundernas spridning i spänningsnivå i diagrammet.

3.1.2 Modell för kunder

Vid simuleringar av spänningsvariationer användes balanserade trefasiga laster med $\cos \varphi = 1$ där effekten som drogs var summan av den för simuleringen valda förbrukningen och produktionen. De allra flesta solcellsanläggningar som installeras idag producerar ingen reaktiv effekt, dvs $\cos \varphi = 1$ även för produktionen. Det kan dock komma att se annorlunda ut i framtiden.

3.1.3 Modell för elkonsumtion

Vid simuleringarna behövde två worst case-situationer undersökas. Den ena situationen är då samtliga kunder i nätet konsumerar som mest el vid samma tillfälle och ingen produktion från solcellerna sker. Den andra situationen är då samtliga kunder konsumerar som minst el samtidigt som solinstrålningen, och därmed produktionen, är som störst. För dessa undersökningar behövde en uppskattning av kunderna i nätens maximal- och minimalförbrukning göras. Då endast kundernas årsmedelförbrukning var känd, togs två skalfaktorer fram med hjälp av ett antal profilkunder, med två olika säkringsstorlekar. För profilkunderna var timvis förbrukningsdata under två år känd, utifrån vilka ett förhållande mellan årsmedelförbrukning och maximal- samt minimalförbrukning kunde tas fram. Olika skalfaktorer för dessa förbrukningar togs fram, beroende på kundernas säkringsstorlek (vilket speglar om kunderna använder elvärme eller ej).

Skalfaktorn för den högsta timmedeleffekten som inträffar under året används för att simulera ett värsta fall för konsumtion, där alla kunder i nätet alltså har sin maximalförbrukning samtidigt. Förbrukningen under den timme då medeleffekten var som störst för profilkunderna jämfördes med deras respektive årsmedelförbrukning. Skalfaktorn för respektive säkringsstorlek togs fram som genomsnittet av profilkundernas kvot mellan den högsta timmedeleffekten och årsmedeleffekten. Vid simuleringar med maximalförbrukning multiplicerades för varje kund i nätet skalfaktorn, beroende på kundens säkringsstorlek, med kundens årsmedeleffekt. Dessa simuleringar hade inget med solcellsproduktion att göra utan genomfördes för att jämföra belastningarna i nätet, samt för att en större förståelse för nätets styrka och egenskaper skulle fås. Här görs estimeringen att den högsta timmedeleffekten är densamma som årets största momentana förbrukning.

Exempel: En profilkund har en årsmedeleffekt på 2,3 kW och en säkring på 20 A. Timmen mellan klockan 19.00 och 20.00 den 21:a december var kundens medeleffekt 10 kW el, vilket var den högsta timmedeleffekten under året. Den högsta momentana effekten estimerades därför till 10 kW, vilket gav en skalfaktor på $10 \text{ kW} / 2,3 \text{ kW} = 4,3$.

Då en liknande kunds högsta effekt togs fram, vars timvisa förbrukning under året var okänd, men vars totala årsmedeleffekt var känd som 2,1 kW, estimerades effekten genom $2,1 \text{ kW} * 4,3 = 9 \text{ kW}$.

Den andra skalfaktorn, för den lägsta timmedeleffekten, togs fram för att simulera ett värsta fall för produktion, där alla kunder i nätet alltså konsumerar så lite som möjligt, samtidigt som deras solcellsanläggningar producerar som mest. Med hjälp av data från Lunds Energis solcellsanläggning på Råbyvägen i Lund, togs ett tidsintervall fram inom vilket anläggningen producerat som mest (98 % eller mer av maximalt uppmätt producerad effekt). Slutsatsen blev att en så stor produktion kunde infalla när som helst mellan klockan 11 och 15 i månaderna maj till september. Förbrukningen under den timme då medeleffekten var som minst inom detta tidsintervall, jämfördes med årsmedeleffekten för respektive profilkund. Skalfaktorn för respektive säkringsstorlek togs fram som genomsnittet av profilkundernas kvot mellan denna lägsta timmedeleffekt och årsmedelförbrukningen. Vid simuleringar med produktion användes för varje kund i nätet produkten mellan skalfaktorn och kundens årsmedeleffekt, för att ge en worst case-bild med maximal produktion ifrån solcellsanläggningen samtidigt som förbrukningen inom hushållet var minimal.

Exempel: En profilkund har en årsmedeleffekt på 0,57 kW och en säkring på 16 A. Timmen mellan 11.00 och 12.00 den 21:e juni var kundens medeleffekt 0,10 kW el, vilket var den lägsta timmedeleffekten som förekom under den nämnda perioden. Den lägsta momentana effekten estimerades därför till 0,10 kW, vilket gav en skalfaktor på $0,10 \text{ kW} / 0,57 \text{ kW} = 0,18$.

Då en liknande kunds lägsta effekt togs fram, vars timvisa förbrukning under året var okänd, men vars totala årsmedeleffekt var känd som 0,91 kWh, estimerades effekten genom $0,91 \text{ kWh} * 0,18 = 0,16 \text{ kWh}$.

3.1.4 Framtagning av kritisk genomsnittsproduktion

För att undersöka ett lågspänningsnäts kritiska genomsnittsproduktion, dvs hur mycket solcellsel som kan produceras per kund i ett nät utan att en viss nivå av överspänning nås, simulerades ett worst case-fall med jämn fördelning längs radialen. Det innebär att samtliga

kunder i nätet tilldelats en lika stor solcellsanläggning som producerar maximalt, samtidigt som deras konsumtion ligger på en miniminivå. När ett näts kritiska genomsnittsproduktion bestämts, kan varje kund i nätet utan problem installera en anläggning med upp till denna storlek, sett till dess inverkan på långvariga spänningsvariationer.

3.1.5 Framtagning av spänningsnivåer vid ojämn fördelning

Då det inte är realistiskt att samtliga kunder i ett nät installerar precis lika stora anläggningar, samt på grund av att enskilda kunder kan vilja installera större anläggningar än den kritiska genomsnittsproduktionen, gjordes även en undersökning av ojämnt fördelade solcellsanläggningar. Den längsta radialen i respektive nät valdes ut och studerades. Tyngdpunktsförskjutningens inverkan på spänningsvariationerna undersöktes genom att genomsnittsproduktionen inom radialen hölls konstant på en utvald nivå, medan storleken på anläggningarna längs radialen varierades. Förskjutningen gjordes på två olika sätt. Först studerades fallet då samtliga kunder i näten hade samma produktionsnivå utom en kund som hade tre gånger så stor produktion. Kunden med den tre gånger så stora produktionen förskjöts sedan längs radialen. Efter det studerades fallet då bara några kunder i nätet hade produktion, medan de andra kunderna endast hade en mycket liten konsumtion. De producerande kunderna låg samlade i nätet, först nära nätstationen, sedan längre ifrån och sist längst ut i radialen.

3.1.6 Framtagning av solcellspotential

För att kontrollera rimligheten hos produktionsstorlekarna i resultaten i simuleringarna, har en modell för solcellspotential tagits fram. En uppskattning av de respektiva kundernas takyta, lämplig för solcellsanläggningar, gjordes med hjälp av avståndsmätarverktyget i Google Maps. Ytan reducerades sedan med hänsyn till vädersträck och risken för skuggning av närliggande vegetation och bebyggelse. Potentialen i kW_p räknades fram genom 900 kWh/kW_p och 125 kWh/m^2 , vilket gav $7,2 \text{ m}^2/\text{kW}_p$. Simuleringar gjordes då alla kunder i näten tilldelats produktion efter deras solcellspotential, som ett prov på hur näten klarar av denna sannolikt maximala produktion.

3.2 RESULTAT

Simuleringar, för fallet med hög solcellsproduktion och låg konsumtion, gjordes och data samlades in för de utvalda kunderna. Spänningsnivån vid kundernas respektive anslutningspunkt finns presenterade i Diagram 3.2.1 till Diagram 3.2.3. För varje nät valdes en genomsnittsproduktion ut, för vilken spänningsnivån för samtliga kunder i näten samlades in, vilket markerats med cirklar i Diagram 3.2.1 till Diagram 3.2.3. För att underlätta avläsningen har spänningsnivåerna 2,5 och 5 % markerats med heldragna horisontella linjer.

Spänningsprofiler med alla kunder, radial för radial, i de tre näten, presenteras i Appendix A.

Betydande andel solcellers inverkan på lågspänningsnätet

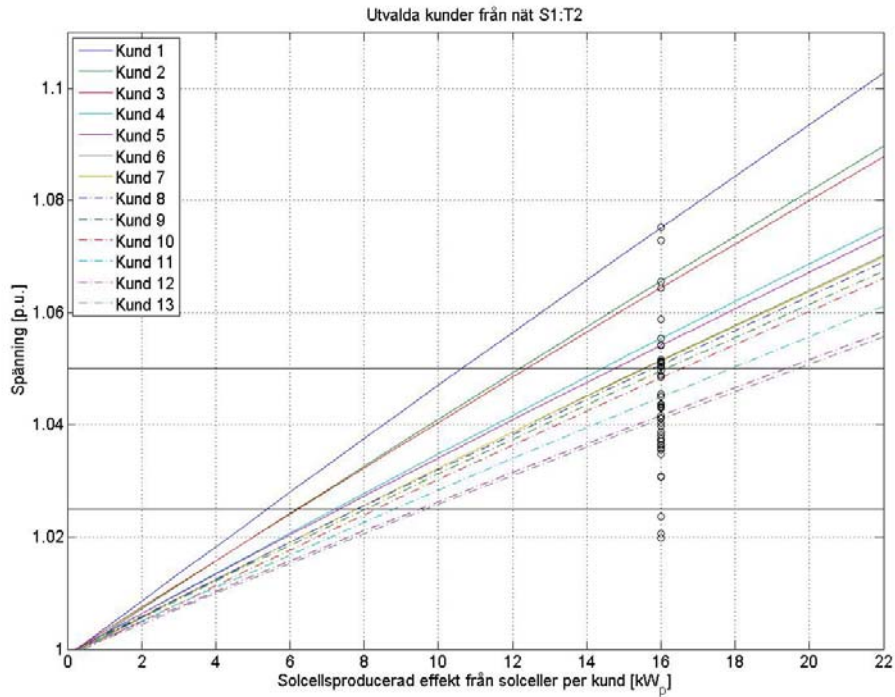


Diagram 3.2.1 Spänningsnivåer hos utvalda kunder i nät S1:T2 för olika genomsnittsproduktioner. Samtliga kunders spänningsnivå vid genomsnittsproduktionen 16 kW_p är markerad med □.

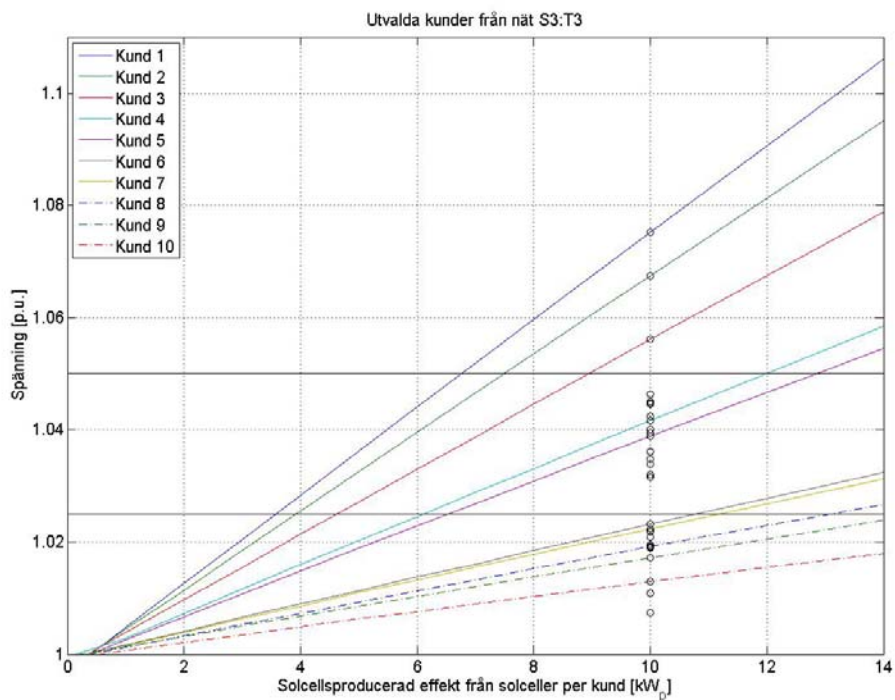


Diagram 3.2.2 Spänningsnivåer hos utvalda kunder i nät S3:T3 för olika genomsnittsproduktioner. Spänningsnivån för samtliga kunder vid genomsnittsproduktionen 10 kW_p är markerad med □.

Betydande andel solcellers inverkan på lågspänningsnätet

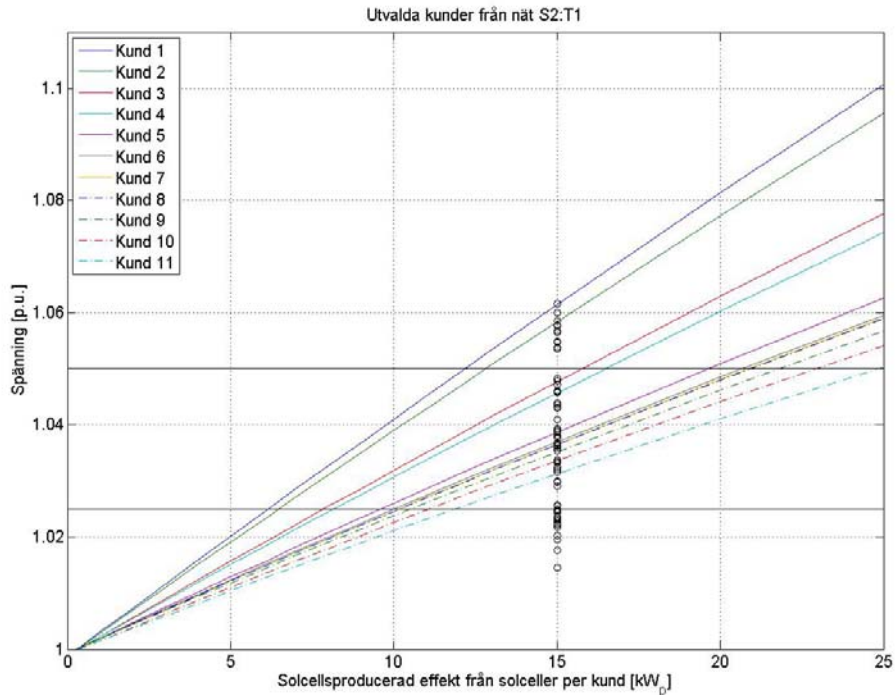


Diagram 3.2.3 Spänningsnivåer hos utvalda kunder i nät S2:T1 för olika genomsnittsproduktioner. Spänningsnivån för samtliga kunder vid genomsnittsproduktionen 15 kW_p är markerad med □.

För att undersöka om det finns något samband mellan kortslutningseffekt och spänningsnivå, plottades dessa mot varandra, med resultatet i Diagram 3.2.4. Genomsnittsproduktionen är i de respektive näten 22, 14 samt 25 kW_p (alltså samma som maxvärdet på x-axeln i Diagram 3.2.1 till Diagram 3.2.3).

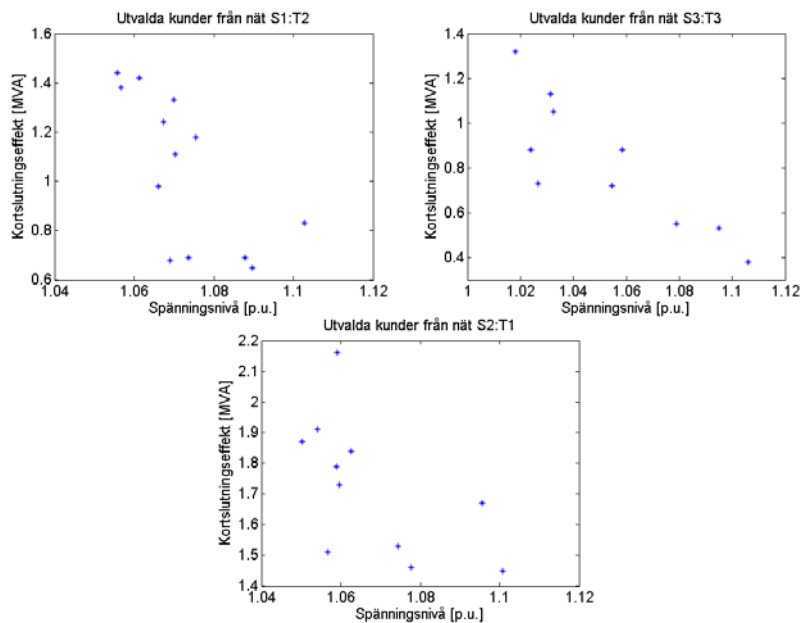


Diagram 3.2.4 Kortslutningseffekten mot spänningsnivån för de utvalda kunderna. Observera att axlarna är skalade olika.

För att inte riskera att slita ut eller förstöra transformatorerna bör inte deras respektive märkeffekt överskridas under längre perioder. Belastningen på de tre näten

transformatorer, jämfört med deras märkström, redovisas nedan i Diagram 3.2.5, vid olika genomsnittsproduktioner.

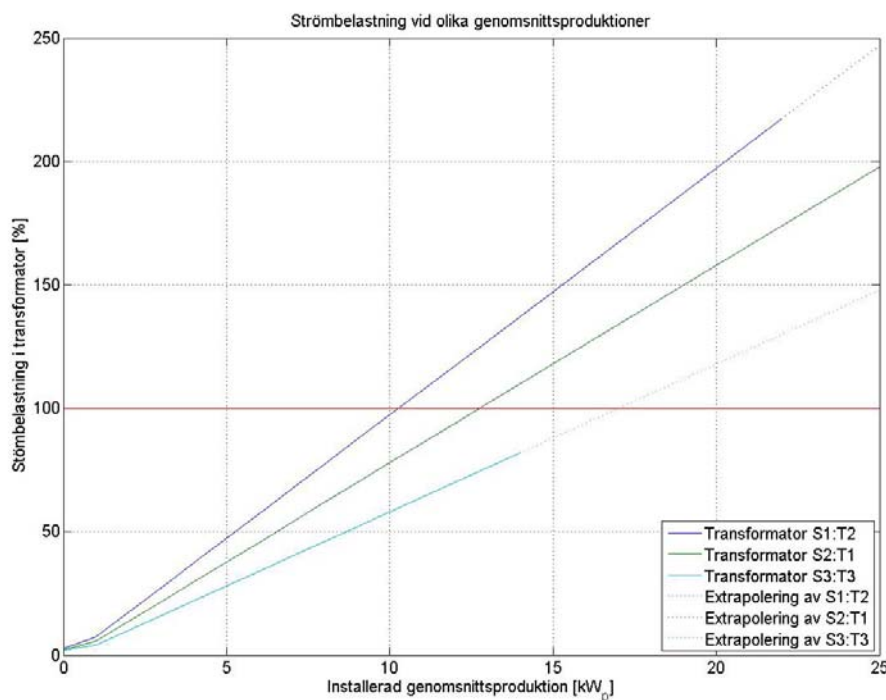


Diagram 3.2.5 Transformatorernas strömbelastning vid olika genomsnittsproduktioner.

I Tabell 3.2.1 visas nivåerna för genomsnittsproduktionen vid vilka 2,5 %, 5 % och 10 % överspänning överskreds. Här visas även genomsnittsproduktionen då effektlödet genom transformatorerna överstiger märkeffekten, som anges i Tabell 3.1.1.

Tabell 3.2.1 Kritiska genomsnittsproduktioner för de tre näten med hänsyn till tre olika spänningsnivåer och transformatorns belastningsgrad, utifrån simuleringar i PowerFactory.

| | 2,5 % [kW _p] | 5 % [kW _p] | 10 % [kW _p] | 100 % belastning, transformator [kW _p] |
|-------|--------------------------|------------------------|-------------------------|--|
| S1:T2 | 5,3 | 10,6 | 21,0 | 10,2 |
| S3:T3 | 3,5 | 6,7 | 13,1 | 16,9 |
| S2:T1 | 6,1 | 12,1 | 24,2 | 12,7 |

Enligt tidigare beskriven modell för solcellspotential, sammanställdes datan i

Tabell 3.2.2.

Tabell 3.2.2 Genomsnitt av potentialen för solcellanläggningar i de tre näten, utifrån modellen för solcellspotential.

| | Genomsnitt, potentiell yta [m ²] | Genomsnitt, potentiell maxeffekt [kW _p] |
|-------|---|--|
| S1:T2 | 26 | 2,9 |
| S3:T3 | 23 | 2,8 |
| S2:T1 | 33 | 4,4 |

Resultat över jämnt fördelad produktion för samtliga radialer i alla nät finns i Appendix A.








En radial för varje nät valdes ut och simuleringar med olika ojämna fördelningar genomfördes. Resultaten från simuleringarna finns i Tabell 3.2.3 nedan. De olika fallen innebar följande:

- A Jämn fördelning med samma genomsnittsproduktion som i Appendix A för de respektive näten.
- B Jämn fördelning mellan alla kunder utom en kund som tilldelades tre gånger så stor produktion som övriga. Den totala produktionen för hela radialen var på samma nivå som i fall A. Kunden med den större produktionen jämfört med de andra placerades nära nätstationen.
- C Som i fall B, men kunden med större produktion är placerad ungefär halvvägs ut längs radialen.
- D Som i fall B, men kunden med större produktion är placerad långt ut i radialen.
- E Omkring en tredjedel av kunderna, de som fanns närmst nätstationen, tilldelades solcellsanläggningar. Alla andra kunder i nätet hade en minimal konsumtion. Storleken på de producerande kundernas produktion sattes så att den totala produktionen i hela radialen var samma som i fall A. Kunderna med solcellsanläggningar producerar alltså var för sig ungefär tre gånger så mycket som i fall A.
- F Som i fall E, men då tredjedelen av kunderna närmst mitten av radialen tilldelats produktion.
- G Som i fall E, men då tredjedelen av kunderna som fanns längst ut i radialen tilldelats produktion.

För att göra resultaten från simuleringarna tillämpbara på alla genomsnittsproduktioner, normaliseras spänningshöjningen från nominell spänning utifrån fall A i Tabell 3.2.3.

Exempel: I fall A uppmäts spänningen i värsta punkten i radialen till 1.02 p.u., dvs en spänningshöjning på 2 % från nominell spänning. I de andra fallen kommer storleken på spänningshöjningen jämfört med 2 % att anges. En spänningshöjning på 3 % från nominell spänning anges alltså som 1,50 i tabellen.

Tabell 3.2.3 Resultat från simuleringar med ojämnt fördelade solcellsanläggningar i utvalda radialer i respektive nät. De svartvita figurerna visar fördelningen, där nätstationen finns längst till vänster och radialen sträcker sig ut till höger.

| | Spänningshöjning jämfört med fall A | | |
|--|-------------------------------------|--------------------|--------------------|
| | Radial 2 i S1:T2 | Radial 3 i S3:T3 | Radial 2 i S2:T1 |
|  Fall A | 1,00 (1.0464 p.u.) | 1,00 (1.0534 p.u.) | 1,00 (1.0252 p.u.) |
|  Fall B | 0,91 | 0,93 | 0,88 |
|  Fall C | 0,90 | 1,09 | 0,95 |
|  Fall D | 1,33 | 1,52 | 1,30 |
|  Fall E | 0,74 | 1,02 | 0,78 |
|  Fall F | 0,95 | 1,23 | 0,90 |
|  Fall G | 2,29 | 2,16 | 1,78 |

I Diagram 3.2.6 till Diagram 3.2.8 nedan visas spänningsnivåerna för de utvalda radialerna i respektive nät. För att underlätta jämförelse har axlarna för alla fall, A-G, inom samma radial samma skala. Av samma anledning presenteras också diagrammen i en storlek som gör det lättare att jämföra karaktären. Detta gör att värdena på axlarna blir svåra att läsa, men eftersom målet med simuleringen inte är att redovisa spänningsnivån vid just den genomsnittsproduktionsnivå som användes vid simuleringarna, är värdena oväsentliga i sammanhanget. Det som lyfts fram är istället skillnaden mot spänningsnivån vid jämn fördelning (fall A), som markeras med en vågrät röd linje. Enheten på x-axeln är antal noder (kabelskåp) från nätstationen och på y-axeln, spänningsnivå angiven i p.u.

Exempel: Fall A innebär att alla kunder tilldelats lika stor del av totalproduktionen i nätet. Spänningsprofilen för detta visar spänningsnivåerna hos samtliga kunder i radialen. Den högsta spänning som uppnås i radialen i detta fall markeras i de andra spänningsprofilerna med en vågrät röd linje.

I fall G är totalproduktionen i nätet densamma, men kunderna längst ut i radialen har tilldelats en större del av denna. I spänningsprofilen för fall G blir det tydligt hur mycket högre spänningen blir hos några kunder, jämfört med den röda linjen, på grund av att tyngdpunkten av produktionen förskjutits till ytterdelen av radialen.

Betydande andel solcellers inverkan på lågspänningsnätet

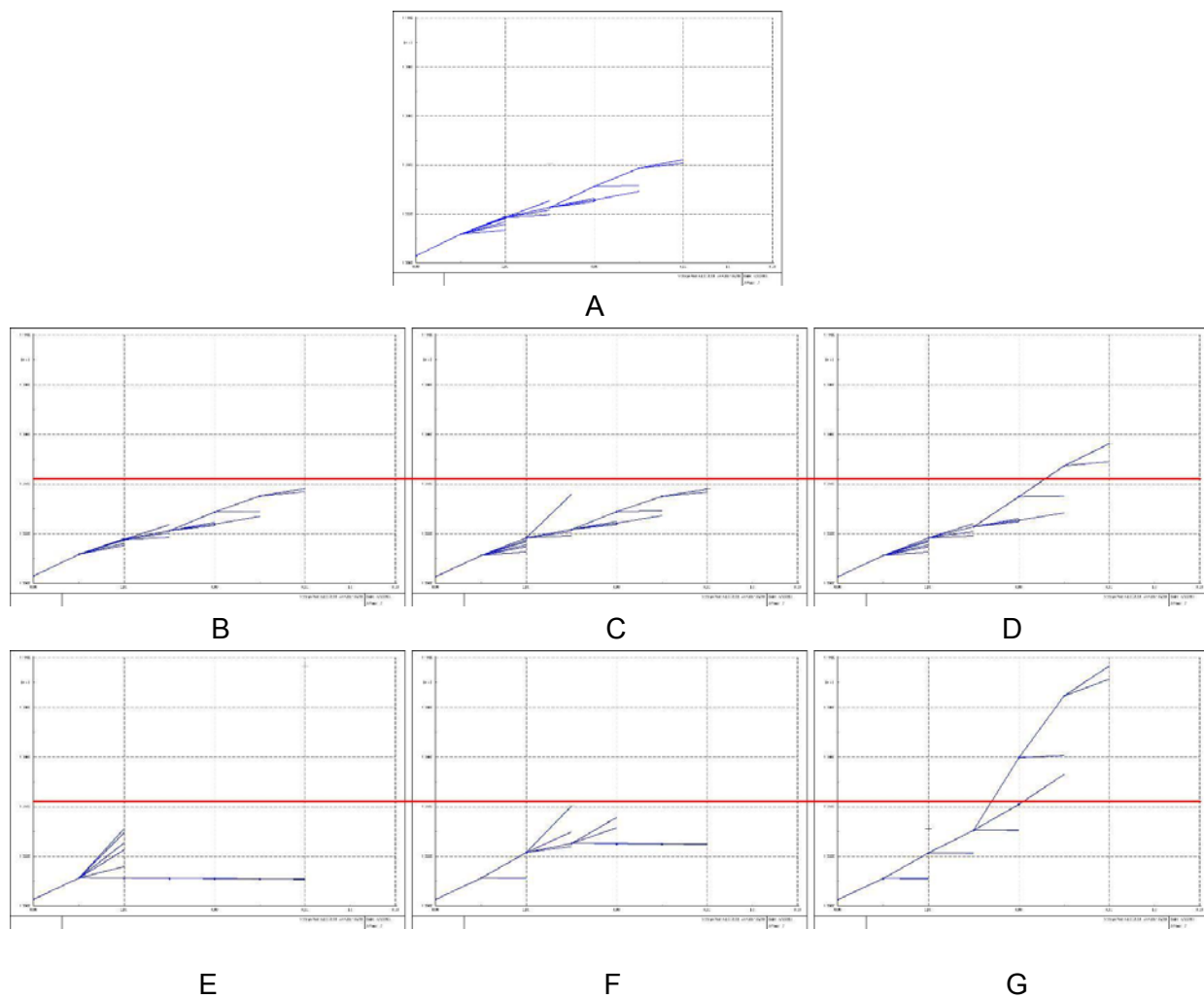
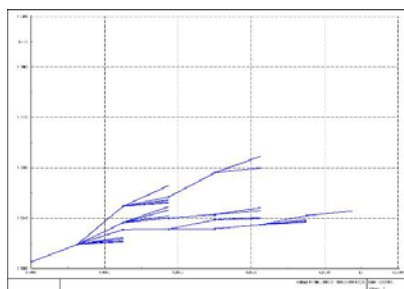
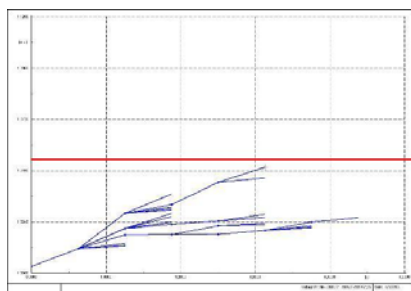


Diagram 3.2.6 Ojämnt fördelade solcellsanläggningar i radial 2 i nät S1:T2. På y-axeln sträcker sig skalan från 1,00 till 1,11 p.u.

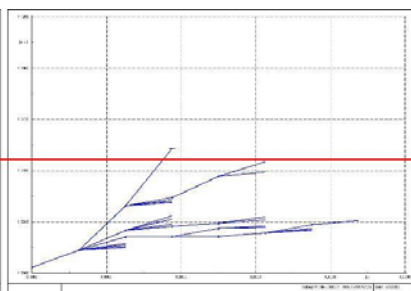
Betydande andel solcellers inverkan på lågspänningsnätet



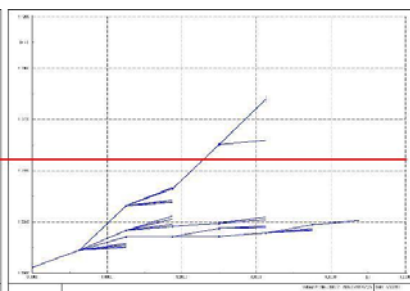
A



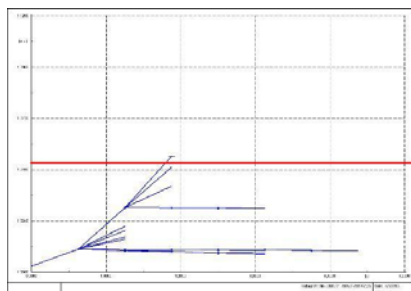
B



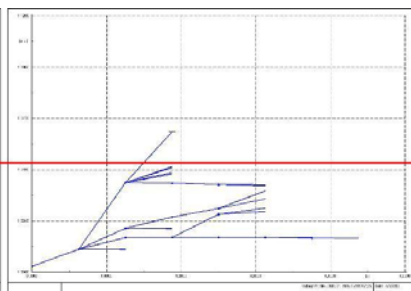
C



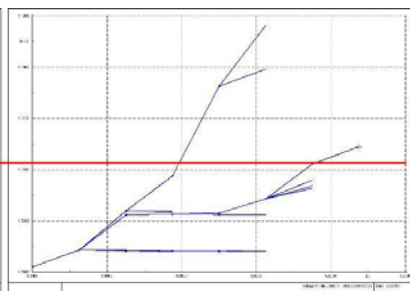
D



E



F



G

Diagram 3.2.7 Ojämnt fördelade solcellsanläggningar i radial 3 i nät S3:T3. På y-axeln sträcker sig skalan från 1,00 till 1,12 p.u.

Betydande andel solcellers inverkan på lågspänningsnätet

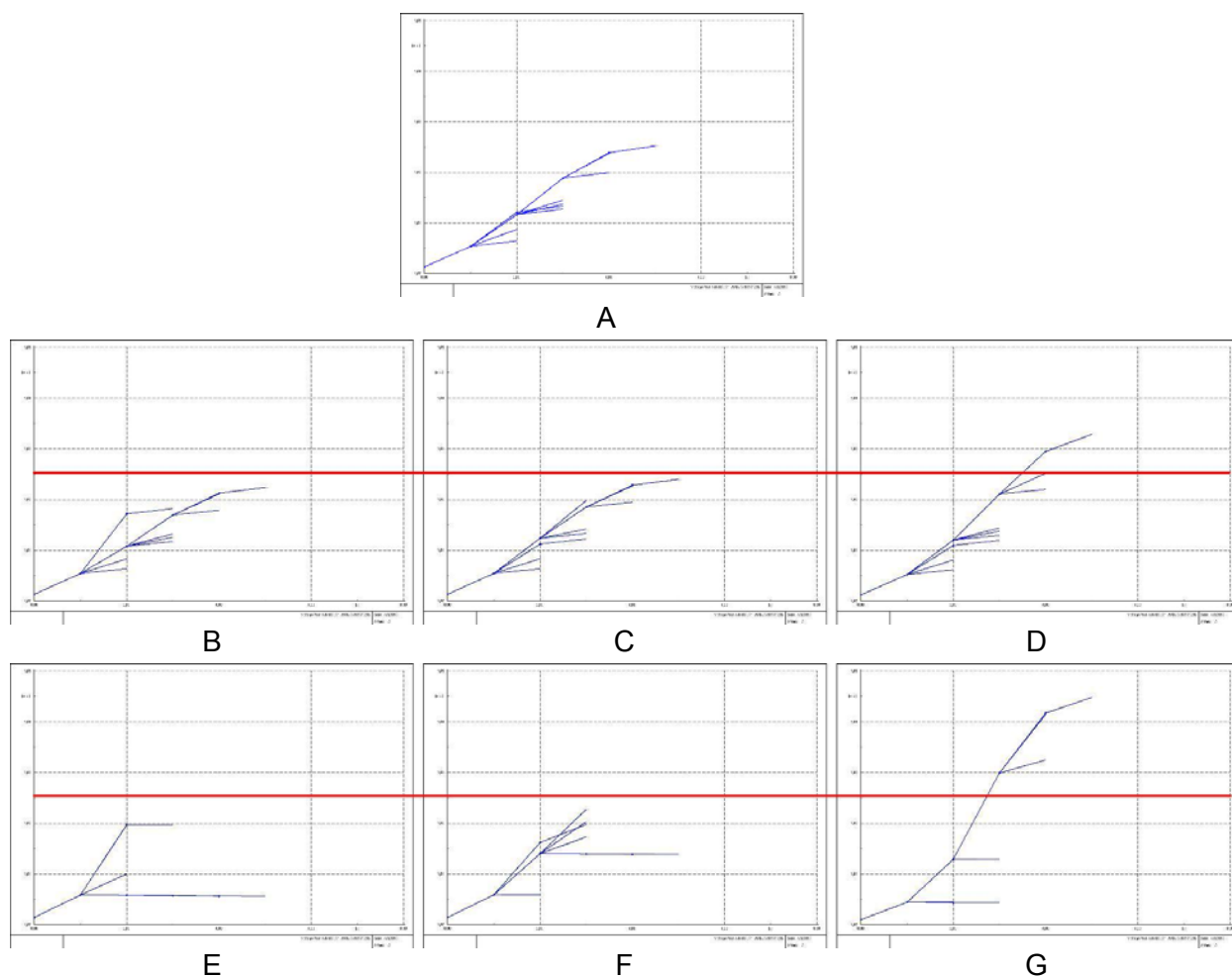


Diagram 3.2.8 Ojämnt fördelade solcellsanläggningar i radial 5 i nät S2:T1. På y-axeln sträcker sig skalan från 1,00 till 1,05 p.u.

Simuleringar gjordes utifrån den potential för solceller som bedömts för varje kund enligt modell i kapitel 3.1.6. I Diagram 3.2.9 till Diagram 3.2.11 finns på x-axeln solcellspotentialen i kW_p för respektive kund och på y-axeln den spänningsnivå i p.u. som uppnås hos varje kund i nätet, då de alla tilldelats produktion enligt deras potential.

Betydande andel solcellers inverkan på lågspänningsnätet

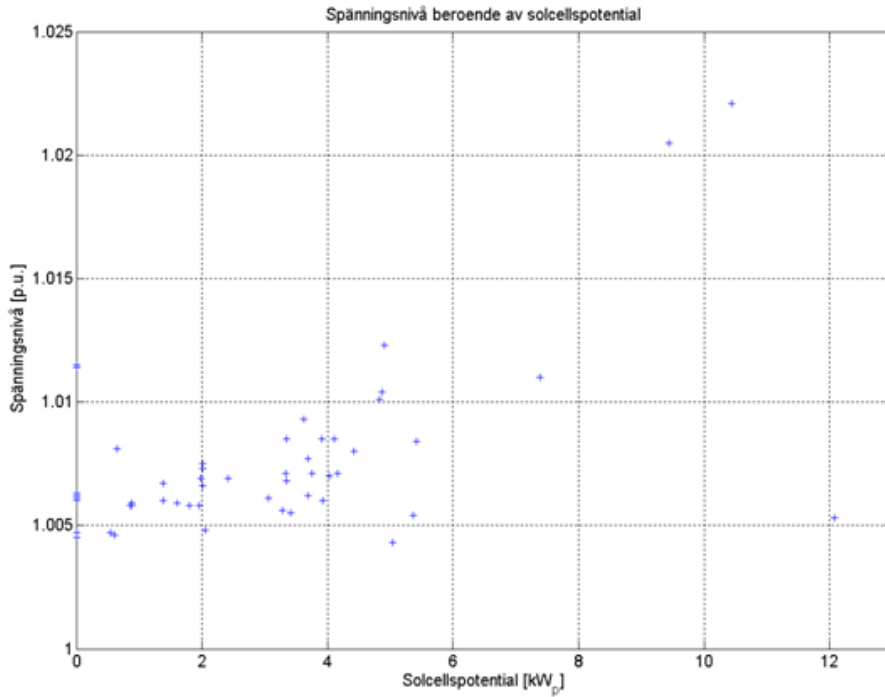


Diagram 3.2.9 Spänningsnivån, markerad med +, beroende av solcellspotential för alla kunder i nät S1:T2.

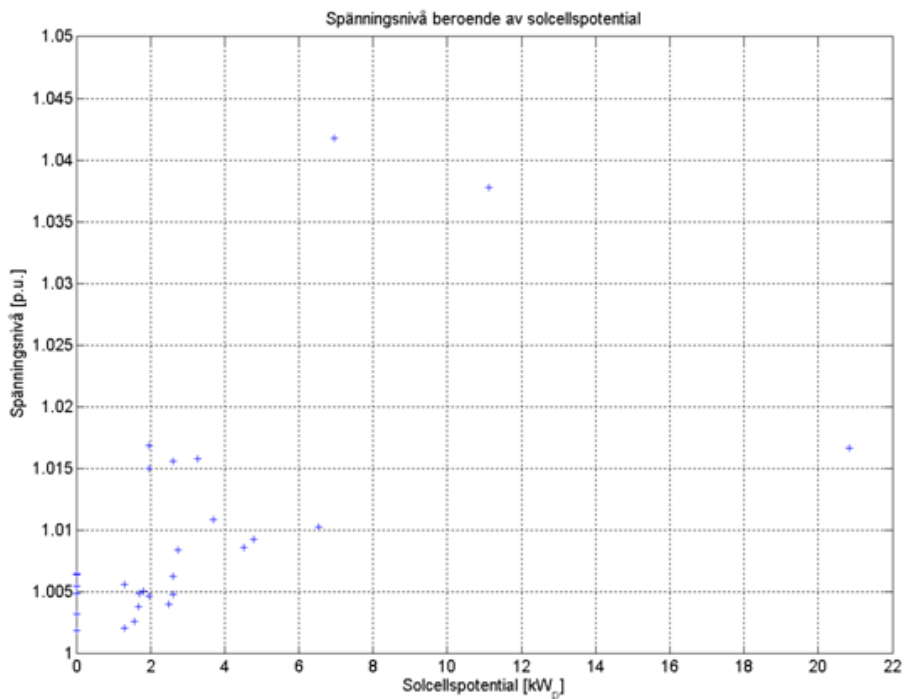


Diagram 3.2.10 Spänningsnivån, markerad med +, beroende av solcellspotential för alla kunder i nät S3:T3.

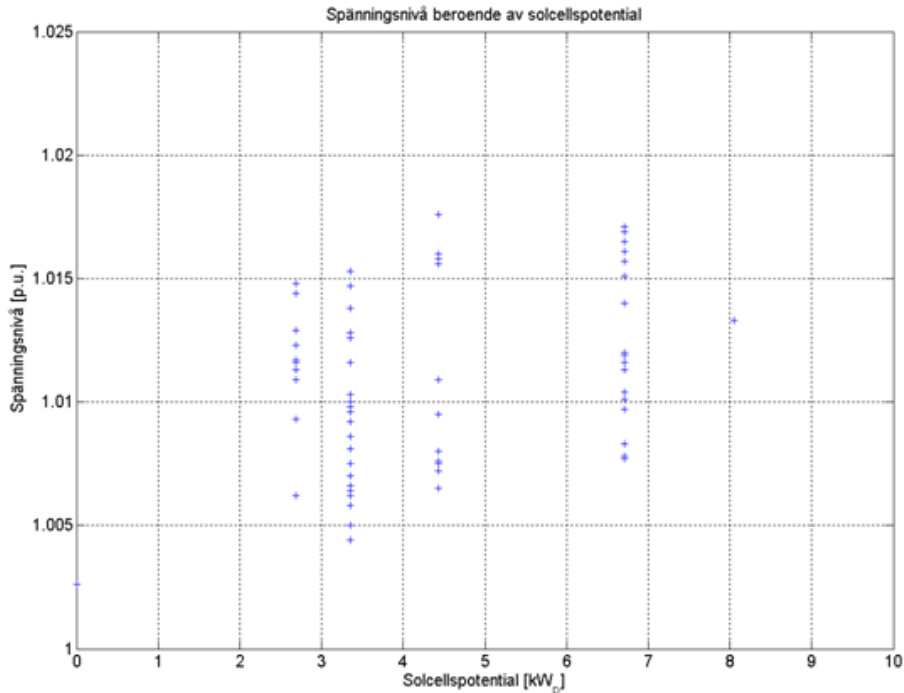


Diagram 3.2.11 Spänningsnivån, markerad med +, beroende av solcellspotential för alla kunder i nät S2:T1.

3.3 ANALYS

Som tidigare nämnts skall spänningsnivån vid anslutningspunkten till varje enskild kund ligga inom $\pm 10\%$ av nominell spänning. Detta innebär dock inte att den kritiska genomsnittsproduktionen kan bestämmas efter var 10 % överskrids av den första kunden i ett nät. Detta förutsätter nämligen att spänningen vid nätstationen är 230 V, medan den i verkligheten kan vara några procent över eller under detta. Spänningsvariationerna i nätstationen beror framförallt på spänningsvariationer i mellanspänningsnätet. Beroende på magnituden för dessa spänningsvariationer finns det olika mycket utrymme kvar för spänningsvariationer inom lågspänningsnätet för att en godkänd nivå ska hållas hos alla kunder. För att utgå från ett worst case bör en gräns sättas för hur stort utrymme som finns för överspänningar inom lågspänningsnätet, utifrån de värsta överspänningar som kan uppstå i mellanspänningsnätet. Vilken gräns som bör användas ligger utanför ramarna för detta arbete, då det är avgränsat till simuleringar och undersökningar av lågspänningsnät. Två gränser, 2.5 och 5 %, kommer att diskuteras nedan. Om en annan gräns än dessa behöver användas för något nät, kan det lätt dras slutsatser utifrån resultaten och diskussionen.

3.3.1 Diskussion av resultat

En upptäckt som gjordes under simuleringarna var att överbelastning hos transformatorer och kablar inträffar relativt tidigt jämfört med överspänningar (Tabell 3.2.1). Beroende på vilken gräns för överspänning inom lågspänningsnätet som används, kan dessa överbelastningar bli ett problem tidigare än överspänning. Transformatorn blir i alla näten överbelastad innan någon kabel blir det, varför gränserna för när kablarna blir överbelastade inte redovisas. Detta är i sig ett gott resultat, då det oftast är ett enklare och billigare ingrepp att byta ut en transformator än nedgrävda kablar.

De inledande simuleringarna för långvariga spänningsvariationer gjordes med jämnt fördelad produktion eftersom detta ger en snabb bild av hur nätet klarar av en större spridning av solcellsanläggningar, men dock inte en fullkomligt realistisk bild. Därför gjordes också simuleringar med ojämn fördelning längs en utvald radial för varje nät. Solcellspotentialen för kunderna i näten varierar mellan mycket små anläggningar och anläggningar som är större än den kritiska genomsnittsproduktionen. Om kunderna i näten installerar så mycket solceller de kan, kan alltså genomsnittet av produktionen i nätet bli lägre än den kritiska genomsnittsproduktionen, men enskilda kunder kan ha anläggningar som är större. Simuleringarna med ojämn fördelning ger en fingervisning om hur spänningsnivåerna i nätet påverkas av var längs en radial en sådan större anläggning placeras.

I Diagram 3.2.4 studerades kortslutningseffekten mot spänningsnivån. Även om ett visst samband gick att urskilja i vissa fall (lägre kortslutningseffekt, större spänningsvariation), bedömdes det inte vara starkt nog för att gå vidare med. En av anledningarna till att sambandet saknas är att kortslutningseffekten endast tar hänsyn till den enskilda kunden, medan spänningsnivån påverkas av flera andra kunder. Exempelvis har två kunder, som har stora delar av kablarna till nätstationen gemensamt, höga kortslutningseffekter. Detta borde enligt det förväntade sambandet ge dem små spänningsvariationer. Men på grund av att båda kundernas strömuttag bidrar till spänningsfallet i den gemensamma kabeln blir deras spänningsvariationer ändå stora.

3.3.1.1 Nät S1:T2

Detta landsbygdsnät är det starkaste av de tre som studeras, dock blir transformatorn överbelastad tidigare än i de andra näten. Om gränsen för överspänningar inom lågspänningsnätet sätts till 5 %, där genomsnittsproduktionen är 10,6 kW_p, kommer transformatorn i värsta fall att överbelastas med 4 % (10,6 kW_p/10,2 kW_p). Sannolikheten att gränsen kan sättas så högt som 5 % är ganska liten, vilket visar på att risken för att transformatorns överbelastning blir ett problem är liten, även om gränsen för transformatorns överbelastning först kan verka låg.

De kritiska gränserna för genomsnittsproduktionen i detta nät är 5,3 och 10,6 kW_p för 2,5 respektive 5 % överspänning inom lågspänningsnätet. Denna installerade effekt motsvarar en årsproduktion på 4,77 respektive 9,54 MWh samt täcker en yta på 38 respektive 75 m². Det är inte sannolikt att genomsnittsproduktionen i verkligheten kommer att bli så hög som 10,6 kW_p och eventuellt inte heller 5,3 kW_p, vid jämförelse med genomsnittstorleken på installerade anläggningar i Danmark på 4,65 kW_p. Dock är genomsnittsförbrukningen av el för en villa i Danmark lägre än för kunderna i detta nät, vilket talar för att gränsen på 5,3 kW_p för 2,5 % överspänning inom lågspänningsnätet riskerar att överskridas.

Genomsnittet av solcellspotentialen för detta nät visar sig dock vara lägre än så, 2,9 kW_p. Snittet dras ner, dels av att många hus har väldigt små takytor lämpliga att installera solcellsanläggningar på (10-15 m²), men också på grund av att flera av kunderna i nätet är pumpstationer och geotermivärmepumpar som inte är några potentiella solcellsinnehavare. Några kunder i nätet drar också upp snittet med sina stora potentiella takytor (bland annat en skola, en golfklubb och en stor gård med 70-90 m²).

I Diagram 3.2.1 för nätet ligger majoriteten av kunderna tätt samlade, men fem kunder sticker ut med lite högre spänningsnivåer. Om dessa fem översta kunder hade kunnat bortses ifrån hade den största spänningsvariationen i nätet minskat med 26 %, från 1,0752

p.u. till 1,0554 p.u. vid 16 kW_p genomsnittsproduktion. Dessa fem kunder tillhör inte den mest vanliga kundtypen, då de utgörs av två geotermivärmepumpar, två pumpstationer och en golfklubb. Sannolikheten att pumpstationer och geotermivärmepumpar skaffar solceller är obefintlig. Problemet med fyra av dessa fem utstickande kunder är alltså inte så stort, tack vare att de endast kommer att konsumera och inte producera el, vilket kommer att sänka deras spänningsnivå jämfört med vad resultaten från jämn fördelning av solceller visar. Det ska dock erinras att näten som undersöks valts ut för att underlätta slutsatser för andra nät med liknande karaktär, snarare än för att dra specifika slutsatser för just dessa tre nät. Det är därför viktigt att tänka sig att dessa fem kunder med högre spänningsnivå lika gärna kunde varit vanliga hushåll med en betydande potential för solcellsanläggningar. Om så hade varit fallet, hade kablarna som försörjer dessa kunder å andra sidan förmodligen varit bättre dimensionerade.

I resultaten från simuleringarna med ojämn fördelning är det tydligt att spänningsnivåerna i nätet är beroende av var solcellsproduktionen placeras i nätet. Då tyngdpunkten placeras långt ut i radialen blir spänningsvariationerna markant större (fall D och G). När produktionen samlas nära nätstationen, som i fall E, sänks spänningsnivån i värsta punkten i radialen avsevärt, vilket till viss del även sker i fallen B, C och F. Dock är resultatet något missvisande för detta specifika fall, då de tre kunder med den största spänningshöjningen i fall D och G, är två geotermivärmepumpar och en avloppsstation. I ett allmänt fall är å andra sidan trenden tydlig; det är samma kunder som får en stor spänningshöjning vid jämn fördelning, som får en markant höjning av spänningsnivåerna då en större anläggning tilldelas dem. En övervikt av solceller, om än så en kraftig sådan, på andra ställen längs radialen ger ingen märkbar spänningshöjning, utan snarare en sänkning.

För att få en bild av hur just detta specifika nät hanterar den solcellspotential som finns hos kunderna, gjordes en simulering där alla kunder tilldelas produktion efter denna potential. Detta ger en rättvis bild av fördelningen där gårdar med stora takytor tilldelas en större anläggning medan kunder som gatubelysning och geotermivärmepumpar enbart har konsumtion. Dock kan inga generella slutsatser dras utifrån denna simulering utan analysen syftar enbart till en specialstudie av det specifika nätet. Resultaten visar, trots den stora spridningen hos enskilda kunder, att spänningen hos den värsta kunden i det värsta fallet inte överstiger 2,5 %. De flesta kunderna ligger under 6 kW_p i produktion och 1 % spänningshöjning. Den kund med störst solcellspotential (skola med 12,07 kW_p) får en väldigt liten spänningsvariation med denna fördelning av solcellsanläggningar, vilket tyder på att kunden ligger nära nätstationen. De två kunderna med solcellspotential runt 10 kW_p är en stor gård och en golfklubb som på grund av deras geografiska placering får en större spänningshöjning. Det är dock betryggande att den största spänningshöjningen i nätet inte blir större än 2,5 % trots att alla kunder har tilldelats en maximal sannolik produktion. Värt att notera är också att de geotermivärmepumpar och pumpstationer som vid tidigare simuleringar hade bland de högsta spänningsnivåerna, nu får relativt små spänningshöjningar tack vare att de inte tilldelats någon produktion (som tidigare var fallet).

3.3.1.2 Nät S3:T3

Resultaten visar på att detta mycket riktigt är det svagare nätet, då genomsnittsproduktionen tydligt är lägre än för de andra två näten. Dock framgår det också att transformatorn i nätet överbelastas vid en högre genomsnittsproduktion än de andra näten, inte förrän vid 16,9 kW_p. Transformatorerna för de båda landsbygdsnäten har liknande dimensioner, bland annat lika stor märkeffekt (500 kVA). Skillnaden ligger i att S3:T3 har färre kunder, vilket

leder till att den totala belastningen på transformatorn vid de respektive kritiska genomsnittsproduktionerna blir lika stor summan av den levererade effekten från alla kunder i nätet.

De kritiska gränserna för genomsnittsproduktionen i detta nät är 3,5 och 6,7 kW_p för 2,5 respektive 5 % överspänning inom lågspänningsnätet. Denna installerade effekt motsvarar en årsproduktion på 3,15 respektive 6,03 MWh samt täcker en yta på 25 respektive 48 m². Dessa genomsnittsproduktioner är inte särskilt höga. Med tanke på Danmarks genomsnittsstorlek på installerade solcellsanläggningar på 4,65 kW_p, kan det bli svårt att hålla genomsnittsproduktionen i detta nät under 3,5 kW_p.

Kunderna inom det befintliga nätet har väldigt varierande takyta lämpad för solcellsanläggningar, det finns stora gårdar med potential för 10-20 kW_p (80-150 m²) men också många mindre villor med 1-2,5 kW_p (10-20 m²). Genomsnittspotentialen är 2,8 kW_p, alltså i samma storleksordning som den kritiska genomsnittsproduktionen vid gränsen 2,5 %, 3,5 kW_p. Även om en viss osäkerhet finns runt modellen för solcellspotentialen i nätet, visar resultaten på att överspänningar, trots att 3,5 kW_p verkar lågt, kanske inte kommer vara några problem i detta nät vid jämn fördelning av produktionen.

Det är intressant att notera hur de tre kunderna med mest spänningsvariationer, kund 1-3 (två gårdar och en villa), påverkar var gränserna för den kritiska genomsnittsproduktionen kan sättas. Om dessa tre kunder kan bortses ifrån, skulle spänningsvariationerna på värsta stället i nätet sjunka med 37 %, från 1,0752 p.u. till 1,0464 p.u. vid 10 kW_p. Dessa tre kunder ligger inte längst ifrån nätstationen, men har en större konsumtion jämfört med kablarnas dimensioner. En förstärkning av kablarna till dessa kunder skulle förbättra deras möjlighet att skaffa solceller avsevärt, vilket kan visa sig vara önskvärt då dessa gårdar har solcellspotentialer på 50-80 m².

Vid ojämn fördelning av solcellsanläggningarna visar radialen i detta nät på liknande tendenser som för radialen i S1:T2. Dock är det bara i fall B som den högsta spänningshöjningen är lägre än in i fall A, de övriga fallen resulterar i en ökad spänningshöjning. Oavsett vilken eller vilka kunder som tilldelas en högre produktion än genomsnittsproduktionen för radialen leder det till en spänningshöjning som är högre än fall A, med undantag för fall B. Detta tyder på att nätet är svagt, inte enbart för några enskilda kunder långt ut, utan även för kunder placerade närmare nätstationen. Skillnaden är fortfarande störst då tyngdpunkten för solcellsproduktionen läggs långt ut (fall D och G). En ojämn fördelning av solcellproduktion bör därför ha sin tyngdpunkt nära nätstationen för detta nät, då större anläggningar, med större produktion än genomsnittsproduktionen, på andra ställen i näten gör problemen med överspänning större för detta redan begränsade nät.

Resultaten från simuleringen där alla kunder tilldelats solcellsanläggningar efter deras bedömda solcellspotential, visar åter en stor spridning för några enskilda kunder. De flesta kunderna ligger samlade under 2 % spänningshöjning och 7 kW_p. Gården med den största solcellspotentialen, över 20 kW_p, har en så stark anslutning till nätstationen att dess spänningsnivå inte blir så hög. De två kunder som vid tidigare simuleringar visat på den största känsligheten visar sig dessvärre också ha potential för stora solcellsanläggningar, vilket leder till den stora spänningshöjningen på över 4 %. Om inga spänningshöjningar över 2,5 % kan tillåtas inom lågspänningsnätet, måste en förstärkning göras innan dessa två

kunder kan installera solcellsanläggningar i den storlek som de bedömts ha potential för. Variabler värda att nämna här för vidare slutsatser är att nätets nätstation har en kortslutningseffekt på omkring 50 MVA, samt att de två känsliga kunderna har ett kabelavstånd på mer än 500 meter och anläggningar som är större än 5 kW_p.

3.3.1.3 Nät S2:T1

Detta nät är det näst starkaste av de tre som studeras och har flest anslutna kunder. Nätet är välplanerat och bra dimensionerat eftersom hela kvarteret byggdes under relativt kort tid jämfört med de andra näten där hus och gårdar både har uppkommit och övergivits under flera decennier, på olika avstånd från nätstationen. Kunderna har också en mindre geografisk spridning och dessutom är variationen inte så stor när det gäller konsumtion eller spänningsnivå. Transformatorn för detta nät är större än för de två landsbygdsnäten, vilket gör att den inte överbelastas lika tidigt som S1:T2, trots fler kunder.

De kritiska gränserna för genomsnittsproduktionen i detta nät är 6,1 och 12,1 kW_p för 2,5 respektive 5 % överspänning inom lågspänningsnätet. Denna installerade effekt motsvarar en årsproduktion på 5,49 respektive 10,89 MWh samt täcker en yta på 44 respektive 87 m². Dessa genomsnittsproduktioner är höga och sannolikheten att 6,1 kW_p som genomsnitt för alla kunder i nätet överskrids är inte stor. Återigen jämförs resultatet med Danmarks genomsnittstorlek på de anläggningar som installerats under 2012, 4,65 kW_p, med slutsatsen att detta nät kommer klara sig med hänsyn till överspänningar, även om gränsen sätts så snävt som 2,5 %.

Det förekommer en viss variation mellan hur mycket takyta som är lämplig för solceller i nätet, då villor av 4 olika typer verkar förekomma. Storleken på de lämpliga ytorna varierar mellan 20 och 50 m² mellan typerna, med ett genomsnitt på 31 m², vilket motsvarar 4,4 kW_p. Detta ger en årsproduktion på ungefär 4 MWh, vilket motsvarar 20 % av den genomsnittliga årskonsumtionen för kunderna i nätet. Resultatet är positivt och lämnar utrymme för felberäkningar av solcellspotentialen eller extra installationer på garage och andra ytor.

När det gäller spridningen av spänningsnivåer kunderna emellan, är nätet som tidigare antytt väldigt samlat. Inga enstaka kunder skiljer sig avsevärt från de andra, vilket visar att nätet är väl dimensionerat, men också att det omständigare att förstärka. Så många som 12 kunder behöver bortses ifrån innan en större skillnad i spänningsnivå kan fås. Utan dessa 12 kunder sjunker den högsta spänningen i nätet med 22 %, från 1,0616 p.u. till 1,0483 p.u. vid 15 kW_p. Dessa 12 kunder ligger på samma radial, vilket öppnar för att förstärka huvudkabeln för radialen. Sannolikheten för att nätet behöver förstärkas bedöms å andra sidan som liten, på grund av de goda resultaten.

Beteendet vid ojämn fördelning av produktionsanläggningar i denna radial är mycket likt det i radialen från nät S1:T2. Det vill säga att den högsta spänningsnivån i radialen sjunker i de flesta fall (B, C, E och F). Det är också i flera av fallen (A, B, C, D och G) samma kund som får den högsta spänningsnivån - endast när denna kund inte tilldelas någon produktion alls uppstår den högsta spänningsnivån hos en annan kund. Värt att notera är att spänningshöjningen i både fall D och G är lägre än i de andra nätens radialer.

Diagram 3.2.11 med resultaten från simuleringen med spänningsnivåer efter solcellspotential, har ett intressant utseende. På grund av att kunderna i nätet i princip bara består av några få olika typer av villor placerade längs parallella gator, fås bara fyra olika

nivåer på solcellspotentialen, med två undantag - gatubelysningen och ett hus med extra takyta. Återigen visar detta starka nät med korta ledningar att långvariga spänningsvariationer på grund av solcellsanläggningar sannolikt inte leder till några problem.

3.3.2 Sammanfattning

Belastningen på signifikanta delar av näten är inget uppenbart problem, även om den kritiska genomsnittsproduktionen för när transformatorn överbelastas ligger i närheten av den för när 5 % överspänning överskrids. Eftersom det värsta fallet vid produktion innebär att solcellsanläggningarna producerar på sin topp effekt, medan konsumtionen för varje kund är mycket liten (mindre än 0.5 kW), hålls detta problem lätt under kontroll genom att nätets totala maximala produktionskapacitet jämförs med transformatorns märkeffekt.

Den kritiska genomsnittsproduktionen för de olika överspänningsgränserna, ligger i området runt den produktion som kan förväntas enligt genomsnittsstorleken för installerade solcellsanläggningar i Danmark. Hos de starka näten ligger den kritiska genomsnittsproduktionen för 2,5 % överspänning inom lågspänningsnätet något över det danska genomsnittet, medan samma gräns för det svaga nätet ligger under, vilket kan verka oroväckande. Dock är 2,5 % en strikt gräns för överspänningar och det är möjligt att nätbolagen kan tillåta något högre spänningshöjningar inom lågspänningsnäten, beroende på mellanspänningsnätets styrka. Det ska också nämnas att förutsättningarna i Danmark inte i alla avseenden är lika dem som förväntas i södra Sverige. Storleken på anläggningarna i Danmark kan bland annat påverkas av hushållens genomsnittskonsumtion som är mindre än i Sverige. Den danska statistiken ger dock den mest rättvisa bilden som finns tillgänglig av hur läget kan komma att bli, varför denna också använts som jämförelse här.

Genomsnittet för solcellspotentialen verkar i alla nät vara lägre än den kritiska genomsnittsproduktionen för 2,5 %, men denna potential kan skilja från nät till nät och modellen som använts har bara som syfte att ge en grov fingervisning om potentialen. Det är därför riskabelt att tillämpa några slutsatser efter detta på andra nät än de tre som undersökts i denna rapport.

Näten med långa ledningar har en benägenhet att ha enstaka kunder med tendenser till högre spänningsnivåer än majoriteten av kunderna i näten. Då produktionen fördelas ojämnt längs en lång radial är det också dessa kunder som är mest känsliga mot att tilldelas en större produktion än genomsnittsproduktionen. Då tyngdpunkten av produktionen placeras någon annanstans än vid dessa svaga kunder (som ofta finns i nätets yttre delar), sker dock inga dramatiska spänningshöjningar, även om produktionen vid enstaka kunder kan vara mer än tre gånger så stor som genomsnittsproduktionen.

Resultaten från simuleringarna som gjordes då kunderna tilldelats produktion enligt deras solcellspotential förtydligade en viktig trend. De allra flesta kunderna i näten låg väl under 2,5 % spänningshöjning och bara enstaka kunder utmärkte sig från mängden. De som utmärkte sig var redan noterade som känsliga kunder och särskilt då kunderna visade sig ha en stor solcellspotential fick de högre spänningsnivåer.

Slutsatsen som dras är att långvariga spänningsvariationer inte verkar vara något problem vid en betydande andel solcellsproduktion i lågspänningsnät, utom för de kunder i svaga nät som redan är känsliga för spänningsvariationer och som dessutom har stor solcellspotential.

4 Kortvariga spänningsvariationer

Bland kortvariga spänningsvariationer ingår som tidigare nämnts, enstaka spänningsvariationer (som uppdelas i kortvariga spänningshöjningar, kortvariga spänningssänkningar och snabba spänningsändringar), flicker och transienter. Risken för kortvariga spänningsvariationer är störst då solinstrålningen ändras hastigt, framförallt då solen går i eller ur moln, alltså de som kategoriseras som snabba spänningsändringar om den är tillräckligt stor och snabb. Spänningsvariationer inom klassificeringarna kortvariga spänningssänkningar och -ökningar kan visserligen inträffa (som beskrivs i kapitel 2.1.2.1), men inte med en sådan magnitud att de överstiger de variationer som redan behandlas inom långvariga spänningsvariationer.

Periodiskt återkommande flicker, eller flimmer, kommer inte vara något problem till följd av solcellsanläggningar i lågspänningsnät. En dåligt planerad solcellsanläggning kan skuggas av en fladdrande gren eller flagga, men det flicker som kommer från detta påverkar inte elnätet mer än möjligtvis lokalt. Som tidigare nämnts uppstår transienter, som får en större spridning i nätet, vid omkopplingar av tyngre utrustning och inte av småskaliga solcellsanläggningar.

4.1 METOD

Det fall i vilket snabba spänningsändringar orsakade av solcellsanläggningar antas bli störst är då ett moln skuggar solinstrålningen till området. Vid sådan skuggning förekommer två viktiga variationer i solinstrålning. Den första är skillnaden mellan maximal solinstrålning och maximal skuggning som leder till minskad produktion, vilket faller under $\Delta U_{stationär}$, se Tabell 2.1.3 *Begränsningar för snabba spänningsändringar*. Den andra variationen kommer ifrån molnkantens förmåga att koncentrera solinstrålningen. Det skulle ge effekten att spänningen, då solen går i moln först ökar, för att sedan sjunka. Skillnaden mellan den största och lägsta spänningen anges som ΔU_{max} , se Tabell 2.1.3.

4.1.1 Modell för lågspänningsnät och kunder

Samma modell för nät och kunder användes vid simuleringarna för kortvariga spänningsvariationer som vid simuleringarna för långvariga spänningsvariationer. Inga kontinuerliga förlopp simulerades, utan endast statistiska simuleringar före och efter spänningsändringsförloppet utfördes.

4.1.2 Framtagning av produktionsnivåer med och utan moln

För att undersöka extremfallet för när ett moln kommer in och skuggar solinstrålningen studerades åter data från Lunds Energis solcellsanläggning. Vid en tidpunkt då solinstrålningen kunde förväntas vara maximal (samma tidsperiod, dvs kl 11-15 under maj-september) framtoogs den lägst förekommande produktionen. Denna jämfördes med den maximala förekommande produktionen. På så vis framtoogs skillnaden i produktion mellan maximal solinstrålning till maximal molniskuggning.

4.1.3 Framtagning av kritisk genomsnittsproduktion

Då en kritisk nivå för genomsnittsproduktion för snabba spänningsändringar bestämdes utgjorde de tidigare resultaten från långvariga spänningsvariationer en bas. Utifrån dessa studerades den känsligaste kunden i varje nät. Den kritiska genomsnittsproduktionen, p_{max} , togs fram enligt

$$\Delta U_{stationär} = 3 \% = u_{max} - u_{min} = k(p_{max} - p_{min}) \quad \text{Ekv. 4.1.1}$$

där k är lutningen hos den värsta kunden i Diagram 3.2.1 till Diagram 3.2.3 (angivet som kvoten mellan p.u. spänning och kW_p) och p_{max} och p_{min} är genomsnittspröduktionen före respektive efter spänningsändringen. 3 % är storleken på den största tillåtna spänningsändringen och u_{max} och u_{min} är storleken på de spänningshöjningar över 1,00 p.u. som förekommer före respektive efter spänningsändringen. Spänningsprofilen i Diagram 3.2.1 till Diagram 3.2.3 estimeras alltså till räta linjer där det intervall fanns för vilket en produktionsminskning från p_{max} till p_{min} leder till en spänningsminskning med 0,03 p.u.

4.2 RESULTAT

Produktionen vid den molnigaste tidpunkten visade sig vara omkring 10 % av den högsta uppmätta produktionsnivån. Förhållandet mellan p_{max} och p_{min} blir alltså sådant att $p_{min} = 0,1 \cdot p_{max}$ vilket gör att Ekv. 4.1.1 kan skrivas om till

$$p_{max} = \frac{0,03}{0,9k} \quad \text{Ekv. 4.2.1}$$

Tabell 4.2.1 Den kritiska genomsnittspröduktionen för resp. nät med hänsyn till snabba spänningsändringar.

| | k , för värsta kund [p.u./kW _p] | Kritisk genomsnittspröduktion, p_{max} [kW _p] |
|-------|---|---|
| S1:T2 | 0,0048 | 6,9 |
| S3:T3 | 0,0078 | 4,3 |
| S2:T1 | 0,0042 | 7,9 |

4.3 ANALYS

Snabba spänningsändringar som överstiger 3 % ackumuleras under ett dygn, som tidigare beskrivits, och får inte överstiga 24 till antalet. Detta innebär att solen kan gå i och ur moln med en tillräcklig skuggförmåga (produktionen minskas med 90 %) 12 gånger per dag. Dessutom måste in- eller utträdet ske snabbt nog för att spänningsändringen ska ske så snabbt som med 0,5 % per sekund av nominell spänning. Sannolikheten för sådana förhållanden behandlas inte i detta arbete. Det kan dock nämnas att sannolikheten för att skuggan från ett moln täcker en stor del av ett lågspänningsnät är större i nät med större täthet, som S2:T1.

4.3.1 Diskussion av resultat

Den kritiska genomsnittspröduktionen blir något högre än den för gränsen 2,5 % överspänningar, se tidigare resultat. Om kundernas spänningsnivå vid olika genomsnittspröduktioner estimeras med räta linjer genom origo, fås ekvationssystemet

$$\begin{cases} u_{min} = 0,1 \cdot u_{max} \\ u_{max} - u_{min} = 0,03 \cdot u_{nom} \end{cases} \quad \text{Ekv. 4.3.1}$$

där u_{nom} är nominell spänning i nätet. Lösningen blir

$$u_{max} = \frac{0,03}{0,9} = 0,0333 \text{ p. u.} \quad \text{Ekv. 4.3.2}$$

varför en kritisk genomsnittproduktion kan förväntas kring den nivå där kundernas spänningskurvor passerar 1,0333 p.u. Anledningen till att genomsnittproduktionen inte går exakt där kurvan passerar 3,33 % överspänning utan något under, är att kundernas elkonsumtion räknas in, vilket sänker spänningsnivån per producerad kW något.

Om målet är att snabba spänningsändringar inte ska förekomma i lågspänningsnätet till följd av att solen går i moln, begränsas alltså genomsnittproduktionen i nätet enligt Tabell 4.2.1. Denna begränsning blir endast aktuell om en gräns för långvariga överspänningar inom lågspänningsnätet bestäms till högre än strax under 3,33 %. För S3:T3 blir den kritiska genomsnittproduktionen 4,3 kW_p, för S1:T2 blir den 6,9 kW_p och för S2:T1 blir den 7,9 kW_p. Jämfört med de kritiska genomsnittproduktionerna för de olika överspänningsnivåerna vid jämn fördelning, ligger dessa gränser strax över de för 2,5 % överspänning, en bit under de för 5 % överspänning, men väl över den bedömda solcellspotentialen. Resultaten ligger inte heller orimligt lågt jämfört med genomsnittstorleken på de anläggningar som installerats i Danmark under 2012, undantaget S3:T3 som ligger strax under.

En ojämn fördelning av produktionen i nätet påverkar lutningen k för nätets värsta kund som i Tabell 3.2.3, vilket, precis som för långvariga spänningsförändringar, i vissa fall ger en stor inverkan på hur mycket produktion nätet klarar av innan spänningsvariationerna riskerar bli för stora. Dessutom ökar sannolikheten för att ett moln skuggar hela den aktuella ytan inom en tillräckligt kort tid om solcellsanläggningarna i nätet samlas till ett mindre område. Slutsatsen blir som tidigare att en tyngdpunkt av solceller (enligt fall G i tidigare modell) i känsliga delar av lågspänningsnäten, ofta långt ut från nätstationerna, leder till stora problem.

Den produktionsökning som kan förväntas till följd av molnkanterers förmåga att koncentrera instrålningen är uppemot 40 % över kW_p, då verkningsgraden inte har något större beroende av den instrålade effekten. Dock kan inverteraren begränsa denna effektökning. Om en sådan produktionsökning sker hos tillräckligt många kunder samtidigt, leder den till att spänningsökningen från nominell spänning ökar med ungefär 40 % (exempelvis från 1,05 p.u. till 1,07 p.u.). Sannolikheten för en sådan spridning på produktionsökningen är dock begränsad på grund av att fenomenet med molnkanter endast uppträder lokalt. Även om produktionsökningen skulle få en sådan spridning kommer inte detta leda till några problem eftersom ΔU_{max} inte överträffar 5 % om inte $\Delta U_{stationär}$ överträffar 3 %, då

$$\frac{\Delta U_{stationär}}{3\%} = \frac{90\%}{3\%} > \frac{90\% + 40\%}{5\%} = \frac{\Delta U_{max}}{5\%} \quad \text{Ekv. 4.3.3}$$

4.3.2 Sammanfattning

Huruvida kortvariga spänningsvariationer begränsar den kritiska genomsnittproduktionen jämfört med långvariga spänningsvariationer, beror på var gränsen för överspänningar inom lågspänningsnätet måste sättas. Däremot tros de inte leda till några större problem i verkligheten, varken i jämförelse med genomsnittet på de danska anläggningarna eller med den bedömda solcellspotentialen i näten. Problem kan dock uppstå om tyngdpunkten av solcellerna förskjuts till svaga delar av näten, längre bort från nätstationen.

Lågspänningsnät på landsbygden med en stor geografisk spridning av kunder har mindre sannolikhet för att en skuggning av en större del av kunder ska ske snabbt. Ett tätbebyggt villakvarter löper större risk att utsättas för snabba spänningsändringar, även om deras nätstyrka samtidigt ofta är större.

Effekten av produktionsökning vid molnkanter kommer inte att spela någon roll i jämförelse med produktionssänkningen vid skuggning. Det enda som begränsar utsträckningen av solceller till följd av kortvariga spänningsvariationer är alltså de gränser som finns i Tabell 4.2.1.

5 Osymmetri

Många solcellsanläggningar är enfasiga. Därmed kan osymmetri uppstå om sådana solcellsanläggningar i en stor utsträckning kopplas på samma fas i ett lågspänningsnät, till exempel om elinstallatörer av ren vana alltid ansluter till samma fas.

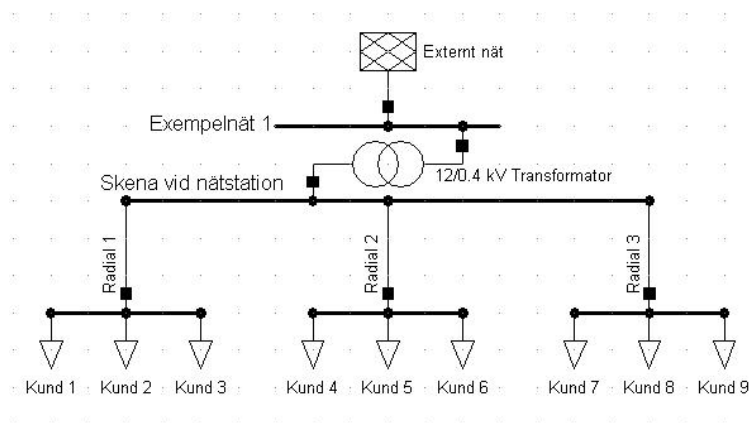
5.1 METOD

Det som undersökts vid simuleringarna för osymmetri är när gränsen för osymmetri (kvoten mellan minusföljdsspänningen och plusföljdsspänningen, 2 %) överskrids, när transformatorn överbelastats då en större ström samlas i en fas än normalt, samt när nivån för långvariga spänningsvariationer överskrids inom enskilda faser.

5.1.1 Modell för nät och kunder

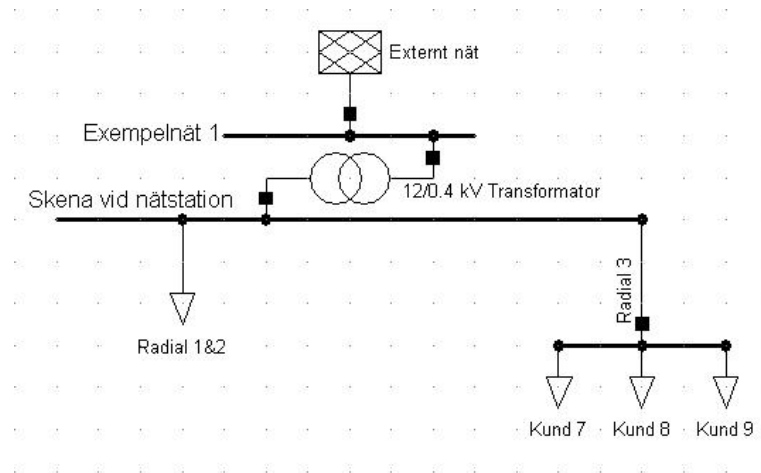
Det sätt på vilket de anslutna kunderna i näten behövde modelleras på för att generera osymmetrisk produktion, krävde fler noder än den modell som användes vid simuleringar med symmetriska spänningsvariationer. Då licensen för PowerFactory är begränsad och endast tillåter ett visst antal noder kunde inte hela nätet simuleras samtidigt. Istället byggdes varje radial i näten upp för sig. Då flera radialer finns i varje nät behövde samverkan mellan dessa undersökas. Detta gjordes genom att det aktiva och reaktiva effektlöde, som varje radial för sig hade vid anslutningen till transformatorn, togs fram. Då sedan summan av effektlöden från de andra radialerna i nätet matades in av en ersättningslast vid transformatorn, blev resultatet i den enskilda radialen samma som om hela nätet kunnat simuleras på en gång.

Exempel: Då radial 3 ska studeras är exempelnäten i Figur 5.1 och Figur 5.2 nedan ekvivalenta om ersättningslasten Radial 1&2 levererar eller drar samma effekt (aktiv och reaktiv) i respektive fas som summan av effektlödena från eller till Radial 1 och Radial 2.



Figur 5.1 Exempelnät med tre radialer.

Betydande andel solcellers inverkan på lågspänningsnätet



Figur 5.2 Exemplnät med en radial och en ersättningslast.

Den modell för kunder som användes vid dessa simuleringar tillät inställning av uttagen eller levererad aktiv och reaktiv effekt, eller ström, var fas för sig. I övrigt användes samma modell för kablar och transformator som tidigare. Vid samtliga simuleringar tilldelades alla kunder i näten samma storlek på produktionen och fördelning av strömmar mellan faserna. Dessutom inkluderas ingen konsumtion hos kunderna, som det gjordes i simuleringarna i kapitel 3 och 0. Att konsumtion inte inkluderades kan motiveras med att inverkan av simuleringar med denna konsumtion endast hade påverkat resultaten minimalt och dessutom till det bättre, sett ur osymmetris perspektiv.

5.1.2 Fördelning av ström mellan faserna

Vid simuleringar av osymmetri har samtliga kunder matat effekt på alla faser med strömmar fördelade enligt Ekv. 5.1.1 nedan

$$I_A = x \% \text{ av total ström}$$

$$I_B = I_C = \frac{100 - x}{2} \% \quad \text{Ekv. 5.1.1}$$

Exempelvis har varje kund 80 % av sin produktion på fas A och 10 % på faserna B respektive C. Detta kan jämföras med ett mer sannolikt fall där kunderna har varsin enfasis anläggning, anslutna till olika faser (där till exempel 80 % av kunderna har hela sin produktion på fas A och resterande har hela sin produktion på fas B eller C). Anledningen till att simuleringarna inte utförts enligt det senare fallet är den skillnad som skulle uppstå i resultaten beroende på vilka enskilda kunder som har sin produktion på vilken fas (jämför till exempel med simuleringarna på ojämn fördelning av symmetrisk produktion i kapitel 3.1.5 där skillnaden, beroende på var i nätet produktionen placeras, framgår).

5.1.3 Modell för ersättningslast

Vid varje simulering då fördelningen mellan fasernas strömmar eller den totala levererade effekten ändrats, måste en ny ekvivalent ersättningslast räknas fram från de andra radialerna i näten genom simuleringar. Detta blir tidskrävande om många sådana förändringar måste göras. Därför togs en modell för ersättningslasterna fram. Förhållandet mellan effekterna (aktiva och reaktiva i respektive fas) studerades då den totala effekten varierades och förhållandet mellan faserna hölls konstant. Slutsatsen blev att de aktiva

effekternas beroende av den totala effekten var linjärt, medan de reaktiva effekternas beroende var exponentiellt. Beroendet verifierades med simuleringar i PowerFactory.

Tack vare dessa beroenden behövde endast en ersättningslast för varje nät tas fram för varje fördelning av strömmarna som skulle simuleras. Då den totala effekten varierades kunde ersättningslasterna skalas om enligt de beroenden som tagits fram.

5.1.4 Framtagande av osymmetri, strömbelastning och spänningsnivå

Simuleringar gjordes, med olika fördelningar av strömmen mellan faserna, för att undersöka vid vilken fördelning gränserna för osymmetri (2 %), strömöverbelastning av transformatorn (100 %) och överspänning (10 % och 5 %) överskreds. Osymmetrin beräknades som kvoten mellan minus- och plusföljdsspänningen som togs fram vid simuleringarna. Även belastningen på transformatorn, samt spänningsnivån vid transformatorn och nätets känsligaste kund togs fram. Vid simuleringarna hölls först den totala strömmen konstant på 16 A (3,68 kW) medan fördelningen mellan faserna varierades, varför modellen för ersättningslaster inte kunde användas. Däremot togs effektflödena, som låg till grund för ersättningslasterna vid de olika fördelningarna av strömmar mellan faserna, fram.

För att undersöka osymmetriens och spänningsnivåns beteende i de olika näten gjordes även simuleringar med varierande effekt. Vid dessa simuleringar användes den framtagna modellen för ersättningslasten, där effekten varierades uppåt och nedåt i steg om 20 %, med 3,68 kW som utgångspunkt, till 11,0 kW och 1,77 kW. De fördelningar av strömmar som undersöktes vid dessa effekter var 40, 50, 60 och 100 % av den totala strömmen i fas A.

5.1.5 Framtagande av kritisk genomsnittsproduktion

Utifrån de resultat som tagits fram för osymmetri och spänningsnivåer togs, vid olika fördelningar av strömmar mellan faserna i de respektive näten, den kritiska genomsnittsproduktionen fram då 2 % osymmetri samt 10 % och 5 % överspänning överskreds.

5.2 RESULTAT

Osymmetrin, dvs kvoten mellan minusföljdsspänningen och plusföljdsspänningen, undersöktes i näten vid olika fördelning av produktionen mellan faserna. Den totala strömmen är här 16 A. Resultaten sammanställdes och visas i Diagram 5.2.1. Gränsen för osymmetri i lågspänningsnät, 2 % enligt kapitel 2.1.3, markeras med rött. Notera att kurvorna för osymmetrin hos näten S1:T2s och S2:T1s känsligaste kund sammanfaller, vilket även sker för transformatorerna i Diagram 5.2.3.

Betydande andel solcellers inverkan på lågspänningsnätet

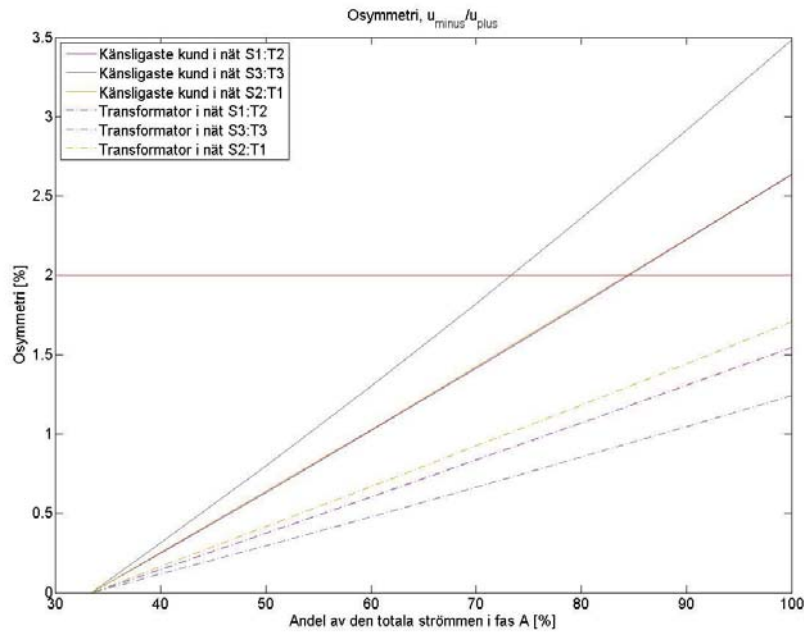


Diagram 5.2.1 Osymmetrin hos den känsligaste kunden och transformatorn i respektive nät då olika stor del av den totala genererade, 16 A, strömmen var fördelad till fas A. Notera att kurvorna för osymmetrin hos näten S1:T2s och S2:T1s känsligaste kund sammanfaller.

Även strömbelastningen i transformatorerna i de respektive näten undersöktes vid samma fördelningar av produktionen. Resultaten presenteras i Diagram 5.2.2.

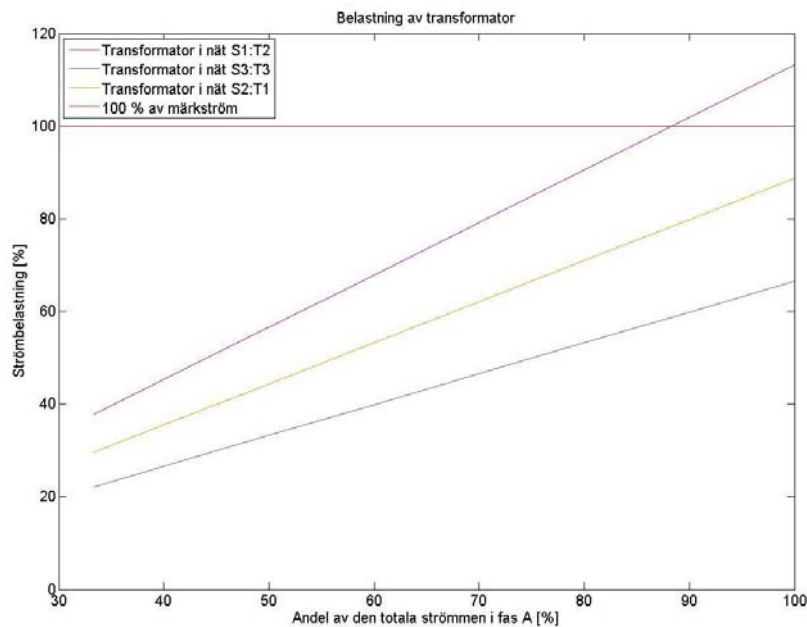


Diagram 5.2.2 Strömbelastningen i transformatorn med olika stor del av den totala genererade strömmen, 16 A, i fas A.

På motsvarande sätt undersöktes spänningsnivåerna i fas A i näten, som presenteras i Diagram 5.2.3.

Betydande andel solcellers inverkan på lågspänningsnätet

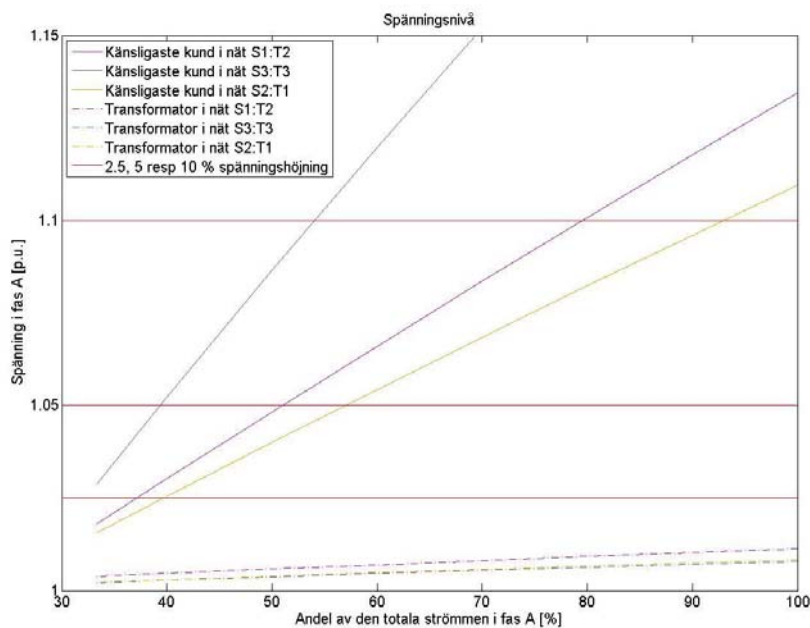


Diagram 5.2.3 Spänningsnivå i fas A då olika stor del av den totala genererade strömmen, 16 A, var fördelad till fas A. Notera att kurvorna för spänningsnivån hos näten S1:T2s och S2:T1s transformatorer sammanfaller.

Resultaten från de tre ovanstående diagrammen sammanställs i Tabell 5.2.1 nedan, där de fördelningar av den totala strömmen i fas A, vid vilka gränserna för osymmetri, strömbelastning och överspänning överskreds, visas.

Tabell 5.2.1 Sammanställning av när gränserna överskreds.

| | 2 % osymmetri [%] | 100 % strömbelastning [%] | 10 % överspänning [%] |
|-------|-------------------|---------------------------|-----------------------|
| S1:T2 | 84,5 | 88,3 | 79,5 |
| S3:T3 | 73,3 | - | 54,0 |
| S2:T1 | 84,4 | - | 92,9 |

Osymmetrin då 40, 50, 60 och 100 % av strömmen fördelats på fas A undersöktes. Resultaten av dessa simuleringar presenteras, var nät för sig, i Diagram 5.2.4 till Diagram 5.2.6.

Betydande andel solcellers inverkan på lågspänningsnätet

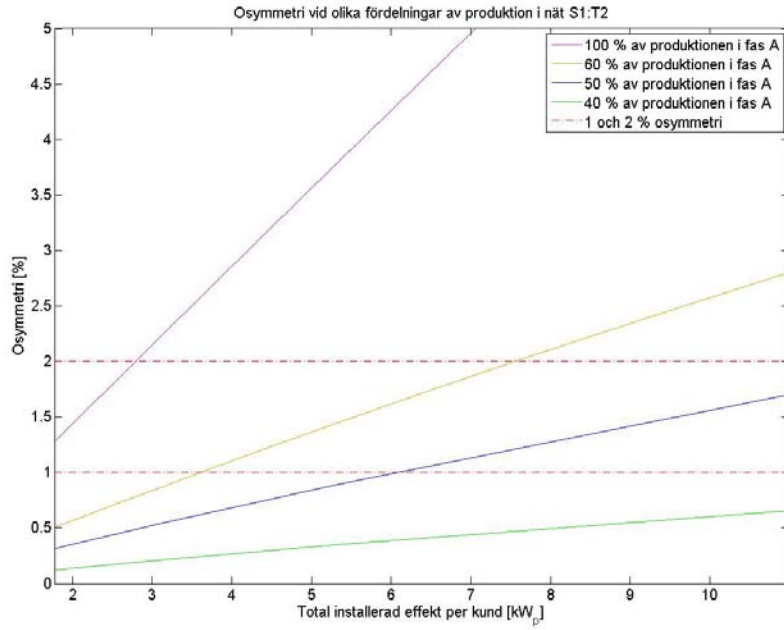


Diagram 5.2.4 Osymmetriens beteende i nät S1:T2 för olika fördelningar av produktionen.

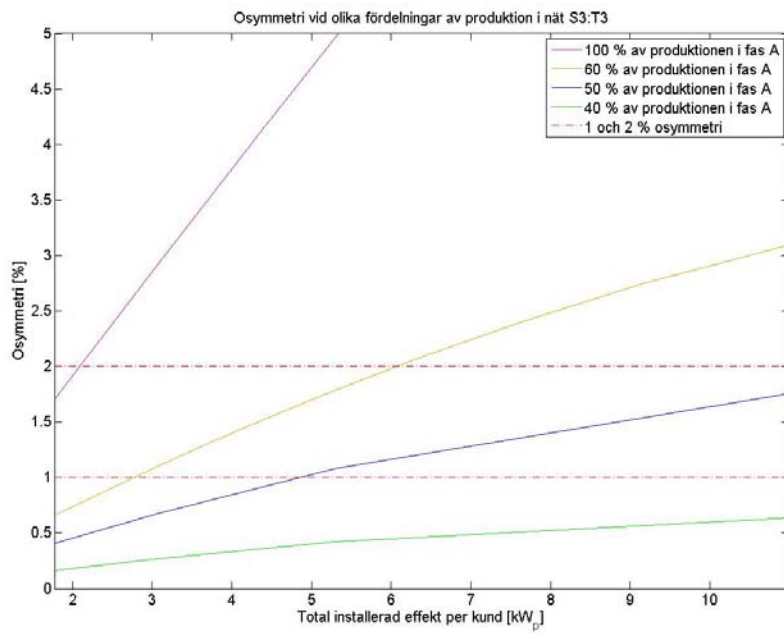


Diagram 5.2.5 Osymmetriens beteende i nät S3:T3 för olika fördelningar av produktionen.

Betydande andel solcellers inverkan på lågspänningsnätet

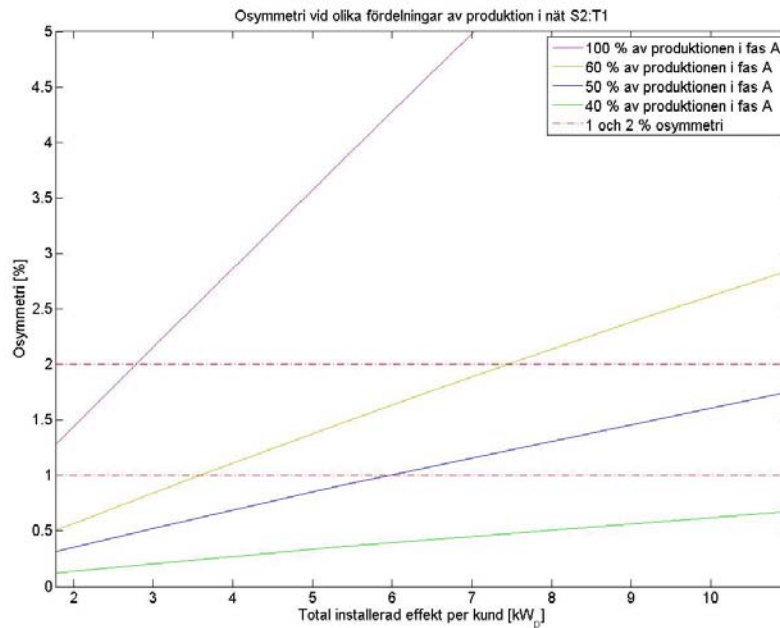


Diagram 5.2.6 Osymmetriens beteende i nät S2:T1 för olika fördelningar av produktionen.

Spänningsnivåerna då 40, 50, 60 och 100 % av strömmen fördelats på fas A, jämfördes med tidigare simuleringar med symmetri mellan faserna. Samtliga kunder i näten har markerats med blåa cirklar vid 50 % av den totala produktionen för varje kund, 9,16 kW, i fas A. Detta presenteras, var nät för sig, i Diagram 5.2.7 till Diagram 5.2.9.

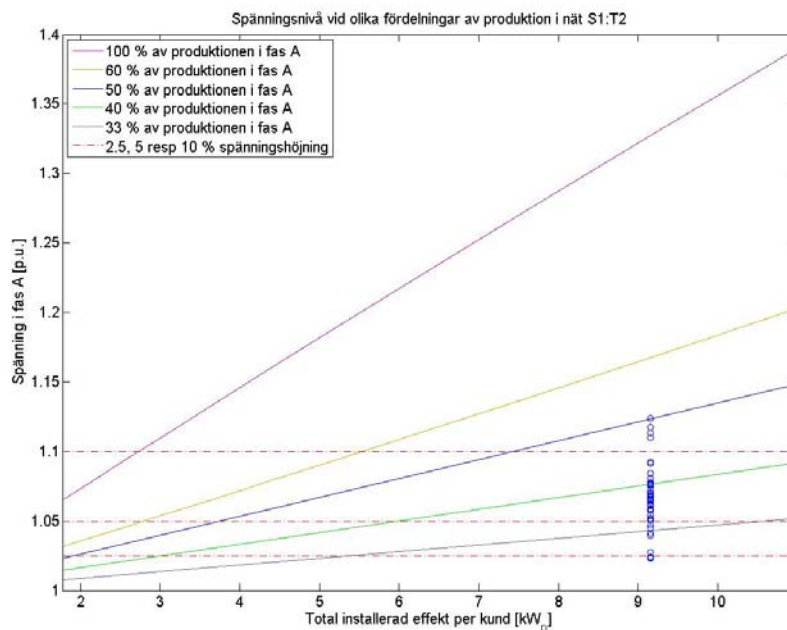


Diagram 5.2.7 Spänningsnivån i fas A hos den känsligaste kunden i nät S1:T2. Samtliga kunder i näten har markerats med blåa cirklar vid 50 % av den totala produktionen för varje kund, 9,16 kW, i fas A.

Betydande andel solcellers inverkan på lågspänningsnätet

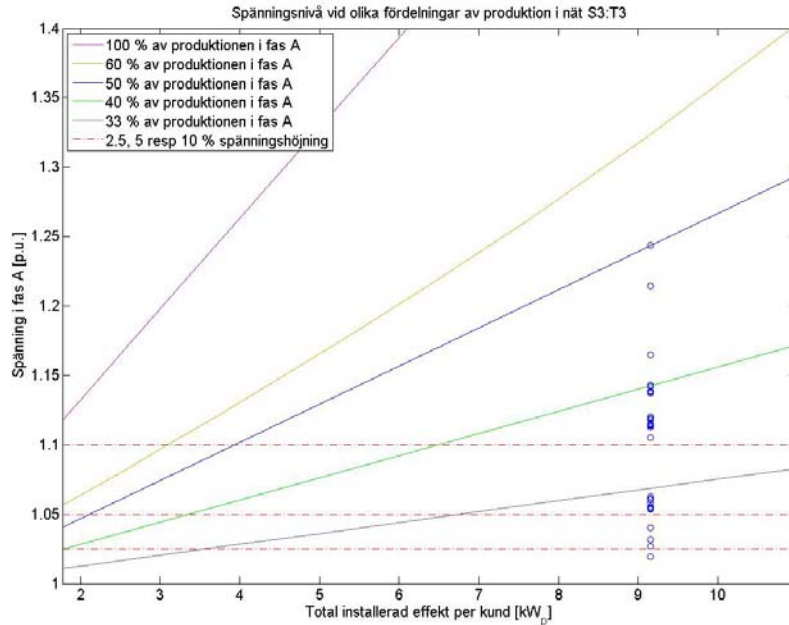


Diagram 5.2.8 Spänningsnivån i fas A hos den känsligaste kunden i nät S3:T3. Samtliga kunder i näten har markerats med blåa cirklar vid 50 % av den totala produktionen för varje kund, 9,16 kW, i fas A.

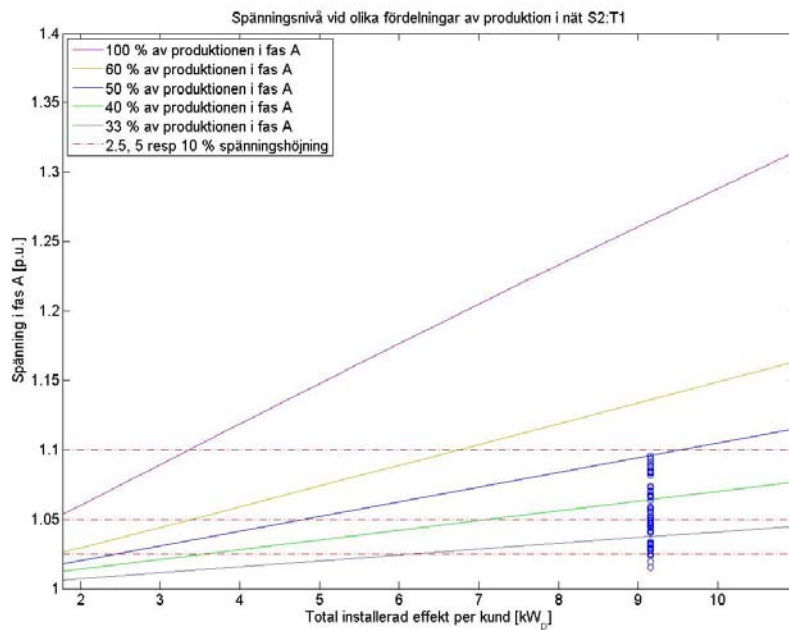


Diagram 5.2.9 Spänningsnivån i fas A hos den känsligaste kunden i nät S2:T1. Samtliga kunder i näten har markerats med blåa cirklar vid 50 % av den totala produktionen för varje kund, 9,16 kW, i fas A.

Genom att undersöka den kritiska genomsnittsproduktionen för 10 % spänningshöjning vid de olika fördelningarna av strömmarna i fas A, kunde ett förhållande för hur stor genomsnittsproduktion som kan tillåtas vid extremfallet 100 % ström i fas A jämfört med fullständig symmetri. I Tabell 5.2.2, där resultaten presenteras, betyder $P_{33,3\%}$ den genomsnittsproduktion som ger en överspänning på 10 % vid nätets känsligaste kund. $P_{60\%}$

och $P_{100\%}$ innebär i sin tur den genomsnittproduktion som ger samma överspänning, då 60 % respektive 100 % av den totala strömmen fördelats på fas A.

Tabell 5.2.2 Kritisk genomsnittproduktion då 10 % överspänning nås.

| | $P_{33,3\%}$ [kW _p] | $P_{40\%}$ [kW _p] | $P_{50\%}$ [kW _p] | $P_{60\%}$ [kW _p] | $P_{100\%}$ [kW _p] | $P_{100\%}/P_{33,3\%}$ [%] |
|-------|---------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|----------------------------|
| S1:T2 | 21,10 | 11,93 | 7,43 | 5,54 | 2,73 | 12,93 |
| S3:T3 | 13,21 | 6,49 | 3,93 | 3,09 | 1,50 | 11,72 |
| S2:T1 | 24,50 | 14,28 | 9,56 | 6,75 | 3,35 | 13,69 |

De kritiska genomsnittproduktionerna för respektive nät och andel ström i fas A illustreras i Diagram 5.2.10 nedan. Den kritiska genomsnittproduktionen för osymmetrinivån på 2 % visas endast ner till 50 % av strömmen i fas A för nät S1:T2 och S2:T1, samt ner till 60 % för nät S3:T3. Detta på grund av att konvergens mot 2 % osymmetri saknas inom rimliga storlekar på genomsnittproduktionen (se Diagram 5.2.4 till Diagram 5.2.6 – i resultaten som presenteras i Diagram 5.2.5 planar osymmetrin för 50 % ström i fas A ut innan 2 % uppnås).

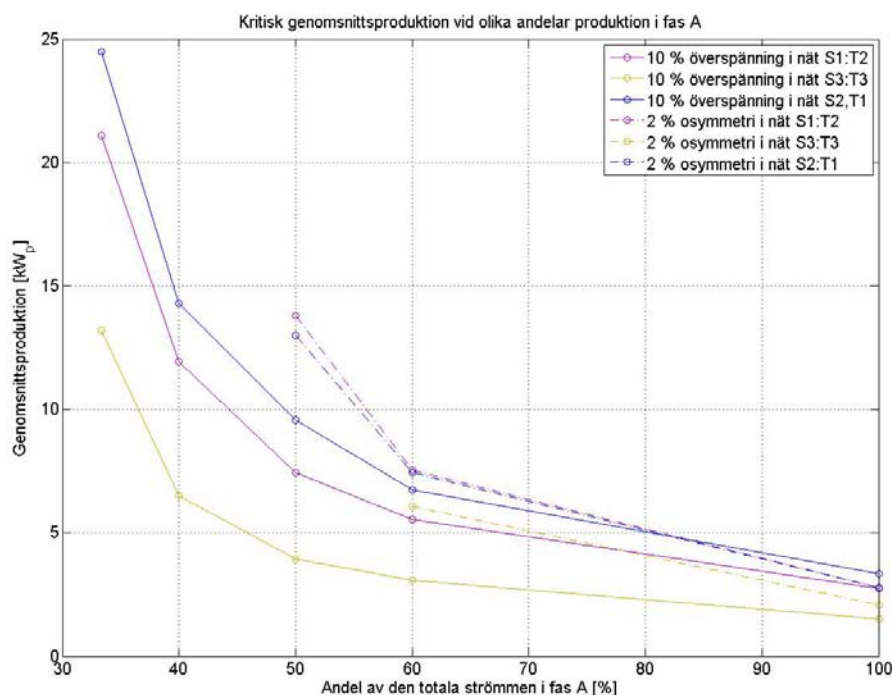


Diagram 5.2.10 Kritisk genomsnittproduktion då 10 % överspänning samt 2 % osymmetri nås, vid de olika andelar ström i fas A som undersökts.

På motsvarande sätt visas i Diagram 5.2.11 de kritiska genomsnittproduktionerna för 5 % överspänning och 1 % osymmetri. Här markeras också respektive näts solcellspotential med *

Betydande andel solcellers inverkan på lågspänningsnätet

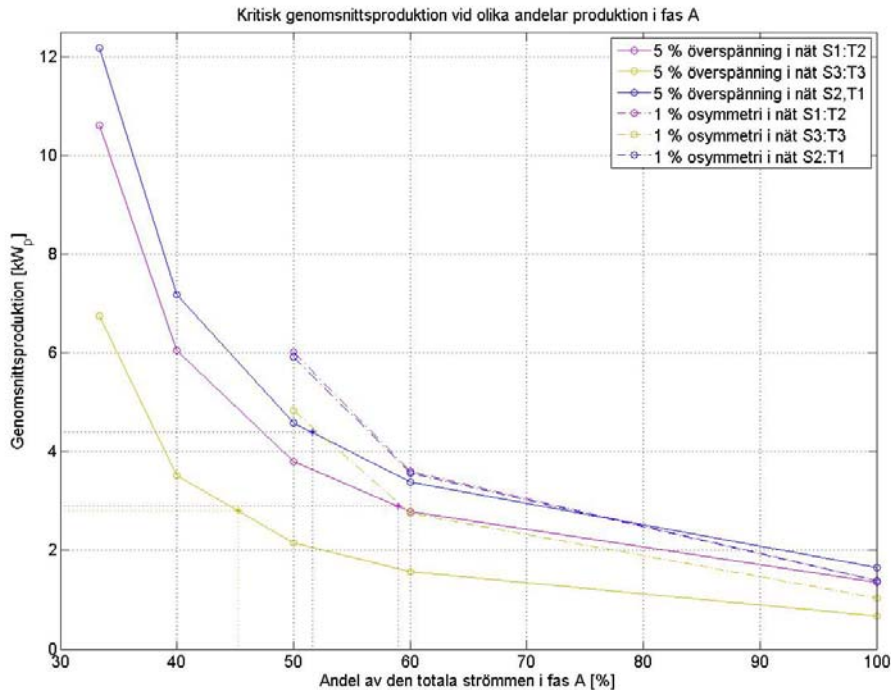


Diagram 5.2.11 Kritisk genomsnittproduktion då 5 % överspänning samt 1 % osymmetri nås, vid de olika andelar ström i fas A som undersökts. Observera att skalningen på y-axeln i detta diagram är halverad jämfört med Diagram 5.2.10.

5.3 ANALYS

Som diskuterades i kapitel 3.3, kan inte hela utrymmet för överspänning utnyttjas av producerande solcellsanläggningar då fler källor kan finnas till överspänning, bland annat i mellanspänningsnätet och nätstationen. Detsamma gäller för gränsen för osymmetri på 2 %. Redan innan solcellsanläggningar ansluts förekommer osymmetri i näten, på grund av osymmetrisk fördelning av laster. Därför bör hänsyn tas till vilka tendenser som finns till osymmetri i ett aktuellt nät, i tillägg till slutsatserna i denna rapport.

5.3.1 Diskussion av resultat

En inledande bild av vilken av parametrarna osymmetri, överspänning och strömöverbelastning av transformatorn, som sker till följd av osymmetriskt fördelade solcellsanläggningar, ges i Diagram 5.2.1 till Diagram 5.2.3 och Tabell 5.2.1. En slutsats kan utifrån dessa dras att även om transformatorn i vissa fall riskerar att överbelastas, sker detta efter att gränserna för överspänning och osymmetri överskridits. Detta gäller dock bara vid den totala producerade effekten på 3,68 kW från alla kunder i näten. Det kan vara värt att notera att en stor del av osymmetrin förekommer även vid transformatorn. Dock återfinns endast en mycket liten del av denna osymmetri i mellanspänningssidan av nätstationen. Det svagaste nätet, S3:T3, överskrider gränserna för osymmetri och överspänning vid lägst andel ström i fas A och uppnår 10 % överspänning vid 54 % av strömmen i fas A. Om endast 5 % överspänning kan tillåtas till följd av solcellsanläggningar i ett liknande lågspänningsnät, får bara runt 40 % av produktionen vara samlad till samma fas, dvs nästan jämn fördelning med 40, 30 och 30 % i de tre faserna.

När det gäller sannolikheten för att en viss fördelning av produktionen eller strömmen faserna emellan ska inträffa, finns det inga tydliga svar, men dock några olika synvinklar

som kan vara värda att nämna. I befintliga nät installerar sannolikt inte alla kunder i nätet solcellsanläggningar samtidigt, vilket kan tala för att fördelningen i längden kommer att jämnas ut sig mellan faserna. Å andra sidan finns en risk att många installatörer tenderar att installera solcellsanläggningar på en särskild fas. Då nya bostadsområden byggs finns en sannolikhet att alla husen byggs med inbyggda solcellsanläggningar. Där finns risken att alla anläggningar på rutin installeras på samma fas, samtidigt som det å andra sidan är lättare att kontrollera var faserna installeras så att de medvetet kan fördelas jämnt. Ytterligare en parameter som spelar in är att det inte alltid finns ett samband mellan vilken fas som kallas för fas A inuti en bostad och vilken fas som elnätsbolaget kallar fas A i sina nät. Detta, tillsammans med ovissheten kring hur vanligt det kommer att vara med enfasiga, kontra trefasiga solcellsanläggningar, gör det mycket svårt att förutspå vilka fördelningar mellan faserna som är sannolika. Dock kan inte höga fördelningar uppemot 100 % helt uteslutas, bland annat på grund av den ej försumbara risken för rutinmässiga installationer vid nybyggnationer eller från en enskild installatörs sida.

Den inledande bilden vid olika fördelningar av en utvald producerad effekt breddas av simuleringar med fler värden på den totala effekten. I alla tre näten är osymmetrin lägre än 2 % vid upp till 50 % av produktionen fördelad på samma fas, även då genomsnittsproduktionen är så stor som 11 kW_p. Det kan vara intressant att jämföra med genomsnittet av solcellspotentialen som togs fram i kapitel 3.1.6 i respektive nät, alltså 2,9 kW_p för S1:T2, 2,8 kW_p för S3:T3 och 4,4 kW_p för S2:T1.

I nät S1:T2 (Diagram 5.2.4 och Diagram 5.2.7) ligger osymmetrin på omkring 2 % om alla kunder installerat enfasiga anläggningar enligt deras genomsnittliga solcellspotential, medan spänningen ligger strax över 1,1 p.u. i samma situation. Om 5 % överspänning och 1 % osymmetri är gränsen, klarar nätet av omkring 60 % av anläggningarna samlade i samma fas. Nätets kunder ligger ganska samlade i spänningsnivå, förutom de fyra översta kunderna som sticker ut något.

I nät S3:T3 (Diagram 5.2.5 och Diagram 5.2.8) kan inte mer än omkring 60 % av anläggningarna vara installerade på samma fas, om alla kunder har enfasiga anläggningar enligt deras genomsnittliga solcellspotential och spänningen inte får vara högre än 1,1 p.u. För 2 % osymmetri kan andelen vara lite högre än så. För 1 % osymmetri tillåts omkring 60 % av produktionen i fas A, medan 5 % överspänning endast tillåter strax över 40 %. Nätets kunder är mer utspridda och spännings- och osymmetrinivåerna skulle sänkas avsevärt om anslutningen till de tre översta kunderna kunde förstärkas, eller om de kunde bortses ifrån.

I nät S2:T1 (Diagram 5.2.6 och Diagram 5.2.9) skulle omkring 70-80 % av produktionen kunna ligga i samma fas, med detta näts genomsnittliga solcellspotential, innan 10 % överspänning och 2 % osymmetri inträffar. 5 % överspänning och 1 % osymmetri inträffar då omkring 50 % av anläggningarna är samlade till samma fas. Kunderna i detta nät är väl samlade.

I Tabell 5.2.2 sammanfattas genomsnittsproduktionen för när 10 % överspänning nås vid de olika produktionsfördelningarna. Det mest anmärkningsvärda i tabellen är kvoten mellan genomsnittsproduktionen för perfekt symmetri och fullständig osymmetri i produktionen. Intuitivt skulle ett förväntat värde här kunna vara omkring 33 %, alltså att en tredjedel av effekten får plats då endast en fas används. Den viktiga skillnaden är att trefasiga system inte genererar någon ström i neutralledaren vid symmetri, varför spänningsfallet (eller

spänningshöjningen) endast beror på resistansen i fasledaren. När däremot endast en fas används, tvingas returströmmen gå i neutralledaren, vilket resulterar i ytterligare spänningsfall (eller höjning). Om neutralledaren då har samma dimensioner som fasledaren blir detta spänningsfall dubbelt så stort som vid perfekt symmetri, vilket skulle ge kvoten 16,7 % (alltså en sjättedel). Anledningen till att den framräknade kvoten är ännu lägre, är att neutralledaren i många kablar är klenare dimensionerad än fasledarna, vilket ökar spänningsfallet i denna ytterligare. I många av de kablar som används har neutralledaren omkring en tredjedel så stor tvärsnittsarea som fasledarna.

I Diagram 5.2.10 fås en klarare bild av vilka genomsnittsproduktioner som näten klarar av innan 10 % överspänning eller 2 % osymmetri överskrids. Det blir klart att det är spänningsnivån som överskrids först i alla fall utom i det tätaste nätet, S2:T1, vid mycket skeva förskjutningar av produktionen.

Då hänsyn sannolikt behöver tas till överspänning och osymmetri från andra källor, presenteras i Diagram 5.2.11 de kritiska genomsnittsproduktionerna för 5 % överspänning och 1 % osymmetri. En första sak att notera är att den kritiska genomsnittsproduktionen för respektive strömfördelning i princip är halverad jämfört med föregående diagram. Detta underlättar om andra gränser för överspänning och osymmetri behöver användas. Det står också klart att det fortfarande är spänningsnivån som måste avgöra mängden produktion eller storleken på förskjutningen, utom vid stora förskjutningar i det tätaste nätet. I övrigt blir det tydligt att mängden produktion ett nät klarar av minskar kraftigt redan vid relativt små förskjutningar av strömmen faserna emellan. Resultaten kan jämföras med de ifrån simuleringarna med symmetri. Slutsatsen där blev att det, framförallt i de starkare näten, finns en viss marginal mellan förväntad mängd solceller och vad näten klarar av. Denna marginal försvinner dock snabbt om enfasiga solcellsanläggningar fördelas något ojämnt mellan faserna i nätet. Om alla kunder i det svagaste nätet skulle installera enfasiga solcellsanläggningar enligt nätets genomsnittliga solcellspotential, kan maximalt 45 % av dem installeras på samma fas innan spänningsnivån når över 5 %. Det näst starkaste nätet klarar av drygt 50 % och det starkaste knappt 60 %. Det är dock, som tidigare påpekats, svårt att spekulera i hur sannolikt det är att dessa fördelningar uppstår i verkligheten.

Värt att komma ihåg då resultaten studeras är att simuleringarna utförts då samtliga kunder har producerande anläggningar. Om inte alla kunder i verkligheten installerar solcellsanläggningar i storlek med deras solcellspotential, sjunker genomsnittsproduktionen i nätet.

I de fall där problem riskerar att uppstå i samband med osymmetriskt fördelad produktion, kan framförallt förstärkning av kablar rekommenderas, då problemen i första hand beror på spänningsfallet i kablarna. Kablar med en grövre neutralledare kan övervägas, då de osymmetriska strömmarna ger upphov till spänningsfall i denna. Men framförallt bör osymmetrisk fördelning av produktionen undvikas i största möjliga mån. Detta kan göras genom kontroll av vilken fas enfasiga anläggningar installeras på, eller att uppmuntra trefasiga anläggningar vid större installationer. Det är svårt att sätta en gräns för hur stora anläggningar som bör tillåtas vara enfasiga. Om 100 % av produktionen fördelas på en fas, kan dock inte mer än 11-13 % av den kritiska genomsnittsproduktionen för symmetrisk produktion användas.

För att vara helt på den säkra sidan kan inte större anläggningar än 0,68 kW_p tillåtas vara enfasiga i nät S3:T3, utan åtgärd, om 5 % överspänning ska hållas till följd av produktion inom lågspänningsnätet. Motsvarande siffra för nät S1:T2 och S2:T1 är 1,35 kW_p respektive 1,38 kW_p.

5.3.2 Sammanfattning

Sammanfattningsvis är det, nästan undantagslöst, spänningsnivån i den fas som tilldelas en större andel av produktionen som överskrids först. Gränsen på 2 % för osymmetrikvoten (mellan minus- och plusföljdsspänningen) överskrids efter att spänningsnivån blivit för hög, utom i undantagsfallet vid stora snedfördelningar av produktionen i det tätaste nätet. Transformatorn överbelastas inte i något av näten förrän de andra gränserna redan är överskridna. Skillnaden i spänningsnivå vid perfekt symmetri och då all produktion är samlad till samma fas, är stor. På grund av att returströmmen i det senare fallet måste gå i neutralledaren, som är klenare dimensionerad än fasledarna, blir det totala spänningsfallet mer än dubbelt så stort som spänningsfallet i fasledaren. Detta resulterar i att den kritiska genomsnittsproduktionen då all produktion finns i en fas blir mindre än en sjättedel av den vid symmetri mellan de tre faserna.

Den produktion som ryms i näten innan gränsen för överspänning uppnås förvärras fort då fördelningen av produktionen ändras från symmetri upp till att omkring 50 % är samlat i samma fas, då en minskning med 60-70 % av den kritiska genomsnittsproduktionen sker. Vid större snedfördelningar än så minskar inte den kritiska genomsnittsproduktionen lika drastiskt, till 11-13 % av den vid symmetri, då all produktion är samlad på samma fas. En osymmetrisk fördelning av produktionen mellan faserna i ett nät påverkar alltså allvarligt den mängd solcellsanläggningar som kan rymmas i ett nät innan problem med spänningsvariationer uppstår.

Om många kunder i ett nät förväntas installera solceller, är det alltså av stor vikt att osymmetrisk fördelning av anläggningarna undviks så mycket som möjligt. Antingen undviks detta genom kontroll av vilka faser enfasiga anläggningar installeras på eller genom att endast trefasiga anslutningar av större anläggningar tillåts. Då osymmetrisk fördelning inte går att undvika, krävs kabelförstärkningar för att minska spänningsfallet. Storleken på neutralledaren spelar en viss roll. Sannolikheten för att olika fördelningar av produktionen mellan faserna ska uppstå är svår att bestämma, dels på grund av osäkerheten kring hur stor andel anläggningar som är enfasiga och dels på grund av osäkerheten kring huruvida enfasiga anslutningar kommer att spridas mellan faserna eller rutinmässigt installeras på samma fas.

6 Övertoner

Övertoner uppstår i växelriktarna, både på grund av switchfrekvensen och på grund av att växelriktarna inte alltid ger precis samma sinusform som elnätet. Om en växelriktare till exempel genererar en växelspänning med fyrkantigare form än en ren sinusvåg, utmärker sig skillnaden i udda övertoner. Övertoner kan i vissa fall släcka ut varandra i nätet, men i andra fall överlagra varandra. De kan skapa problem på många olika sätt i näten och förutom de som tidigare nämnts, kan högfrekventa övertoner störa den kommunikation på elnätet (Power Line Communication) som bland annat många elmätare använder.

6.1 METOD

Solcellsanläggningarnas växelriktare genererar strömövertoner, som sedan ger upphov till spänningsövertoner i nätet, beroende på hur kablarnas impedans beror på frekvensen. Föreskrifterna för vilka enskilda spänningsövertoner som får förekomma, samt hur stor den totala spänningsdistorsionen i nätet får vara, beskrivs i kapitel 2.1.4. Standarderna som begränsar växelriktarnas övertoner finns sammanfattade i kapitel 2.3.2.4.

6.1.1 Modell för nät

Precis som vid simuleringarna med osymmetrisk produktion krävde den modell för kunder som behövdes för att simulera övertoner, fler noder än att hela näten kunde simuleras på samma gång i PowerFactory. Därför byggdes även här varje radial upp var för sig och analyser gjordes för hur mycket övertoner det genererades i varje radial. Samverkan radialerna emellan simulerades bäst då de strömmar, inklusive övertonsströmmar, som genererades totalt i de andra radialerna i ett nät, matades in vid transformatorn då simuleringar skulle göras med en enskild radialen. Detta gav samma resultat för alla punkter i den enskilda radialen som hade uppmätts i samma punkter om alla radialer kunnat simuleras samtidigt.

6.1.2 Modell för genererade övertoner

Med de nybyggda radialerna kunde en modell användas där harmoniska strömövertoner kunde anges, var fas för sig, som hur stor andel av grundtonen de utgjorde.

För att få en uppfattning av värsta möjliga situation gjordes simuleringar då alla kunder i nätet genererade maximalt tillåtna strömövertoner enligt Tabell 2.3.1.

För att få mer rättvisa simuleringar av övertoner kontaktades några tillverkare av populära solcellsväxelriktare för att ta del av deras testresultat för växelriktare, med data för de strömövertoner som de genererar, HD_i . Därefter gjordes simuleringar där alla kunder i nätet genererade lika mycket övertoner som testresultaten visade. Från dessa simuleringar togs den totala harmoniska distorsionen vid några utvalda punkter i näten, samt storleken på enskilda harmoniska övertoner fram.

Resistansens frekvensberoende, till följd av strömförträngning, undersöktes numeriskt med hjälp av en utvecklad version av Ekv. 2.1.2 [22] för några av de vanligaste kablarna, se Appendix C.

De växelriktare som testresultat kunde erhållas från, var fem trefasiga växelriktare vardera från två olika tillverkare. Tillverkarna kallas i denna rapport för Tillverkare 1 och 2, och de olika växelriktarna för Modell A, B, C, D och E.

6.2 RESULTAT

De vanligast använda kablarna i näten undersöktes med avseende på strömförträngning. I Diagram 6.2.1 finns en jämförelse mellan induktansen, resistansen och impedansen, med och utan hänsyn tagen till strömförträngning för en av kablarna.

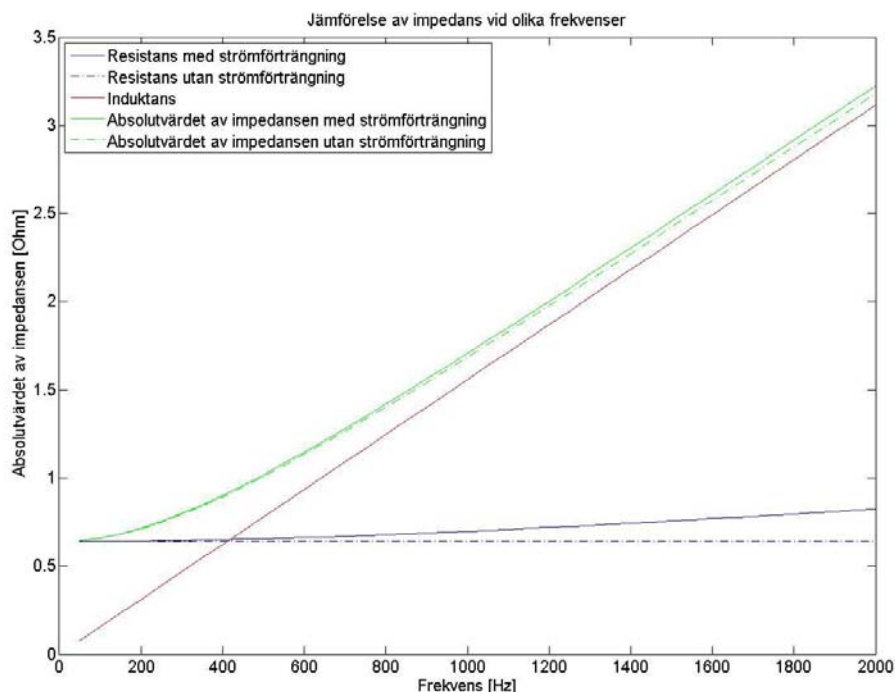


Diagram 6.2.1 Impedansers beroende av frekvens hos kabel AKKJ 3x50/16.

För alla radialer i näten togs den totala spänningsdistorsionen, THD_u , fram på lågspänningssidan av transformatorn och i den punkt i radialen där distorsionen var som störst, då alla kunder genererar övertoner enligt gränserna som finns för växelriktare upp till 16 A per fas (se tabell Tabell 2.3.1). Resultaten visas i

Tabell 6.2.1 där det högsta värdet för varje radial markerats.

Tabell 6.2.1 THD_u vid nätstationen och den högsta förekommande THD_u i respektive nät och radial, då alla kunder genererar högsta tillåtna mängd övertoner vid 16 A.

| | THD_u i S1:T2 [%] | Längd från nätstation [m] | THD_u i S3:T3 [%] | Längd från nätstation [m] | THD_u i S2:T1 [%] | Längd från nätstation [m] |
|------------|---------------------|---------------------------|---------------------|---------------------------|---------------------|---------------------------|
| Nätstation | 4,5 | - | 3,3 | - | 4,6 | - |
| R1 | 6,5 | 295 | 4,0 | 350 | 6,0 | 294 |
| R2 | 8,4 | 690 | 4,8 | 476 | 6,0 | 220 |
| R3 | 7,4 | 748 | 11,1 | 1286 | 5,5 | 165 |
| R4 | 6,2 | 432 | - | - | 6,4 | 277 |
| R5 | 5,8 | 175 | - | - | 7,5 | 359 |

Bland de tillverkare av växelriktare som kontaktades mottogs data, i form av testresultat, om växelriktarnas genererade strömövertoner, dessa visas i Diagram 6.2.2 och Diagram 6.2.3 tillsammans med gränserna för strömövertoner (vita staplar) som finns för växelriktare upp till 16 A per fas (se Tabell 2.3.1). Grundläggande data för växelriktarna finns i Tabell 6.2.2.

Tabell 6.2.2 Den totala harmoniska strömdistorsionen genererat hos varje växelriktare.

| | Modell | Nominell effekt [kW] | THD_i [%] |
|---------------|--------|----------------------|-------------|
| Tillverkare 1 | A | 4,2 | 4,67 |
| | B | 5,5 | 3,30 |
| | C | 7,0 | 3,73 |
| | D | 8,3 | 3,37 |
| | E | 10,1 | 3,83 |
| Tillverkare 2 | A | 5,0 | 2,14 |
| | B | 6,0 | 1,88 |
| | C | 7,0 | 1,58 |
| | D | 8,0 | 1,34 |
| | E | 9,0 | 1,25 |

Betydande andel solcellers inverkan på lågspänningsnätet

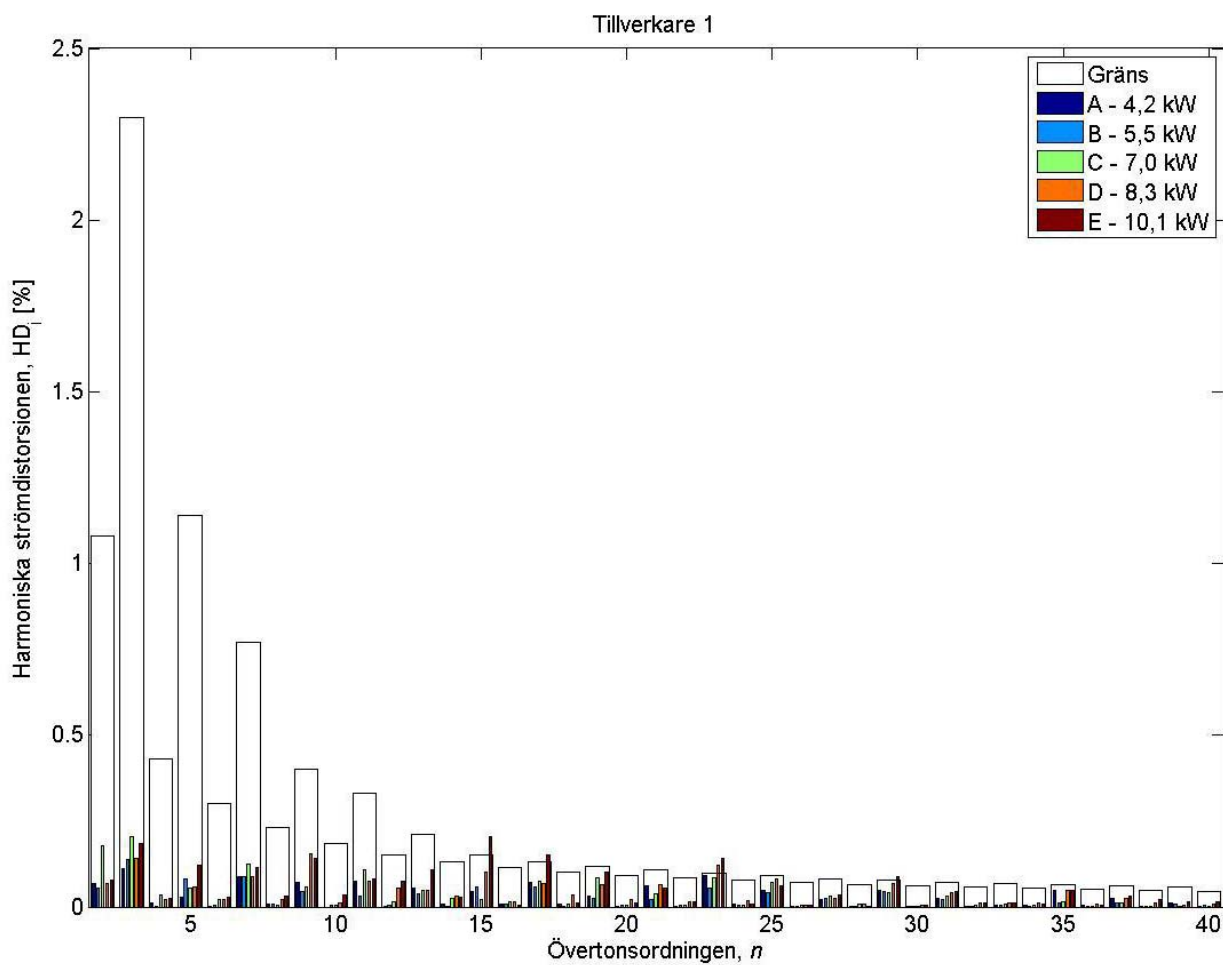


Diagram 6.2.2 De harmoniska strömövertonerna genererade av växelriktare från tillverkare 1.

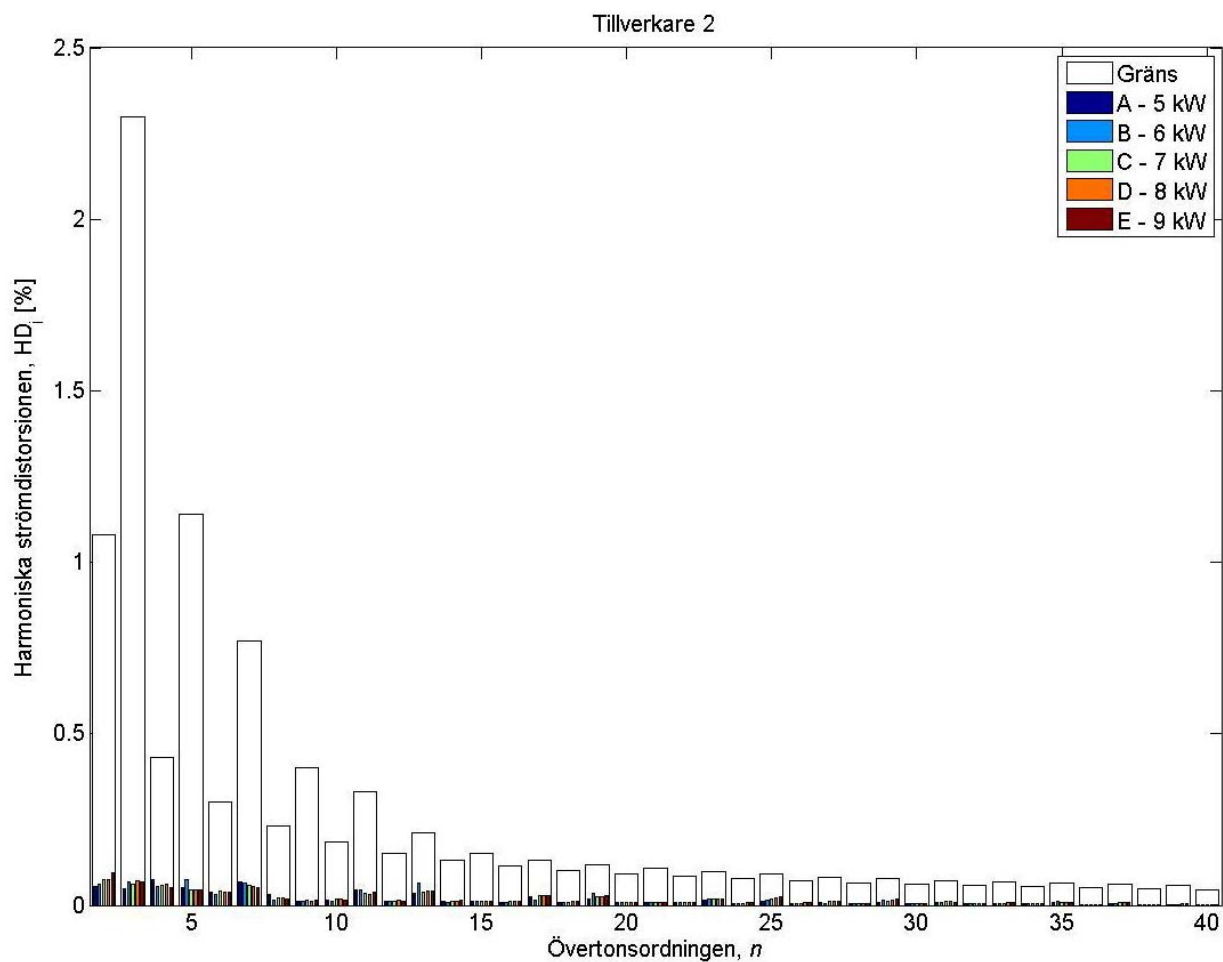


Diagram 6.2.3 De harmoniska strömövertonerna genererade av växelriktare från tillverkare 2.

Då alla kunder i näten genererar strömövertoner enligt dessa testresultat togs största THD_u för varje nät fram samt THD_u på lågspänningssidan av transformatorn. Resultaten kan ses i Diagram 6.2.4 till Diagram 6.2.6.

Betydande andel solcellers inverkan på lågspänningsnätet

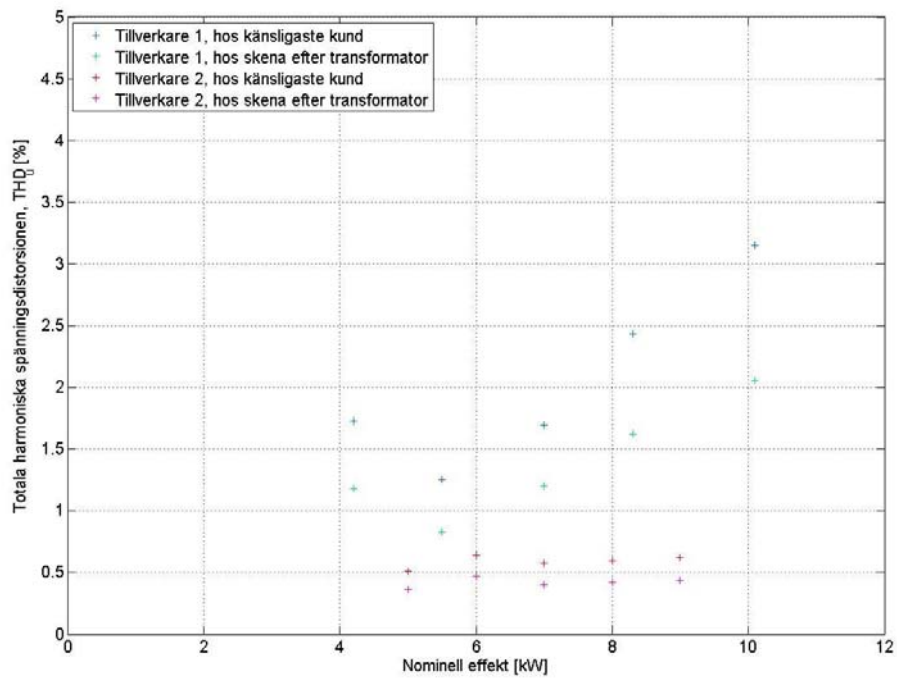


Diagram 6.2.4 THD_u vid känsligaste kund samt vid lågspänningssidan av transformatorn för tio olika växelriktare i nät S1:T2.

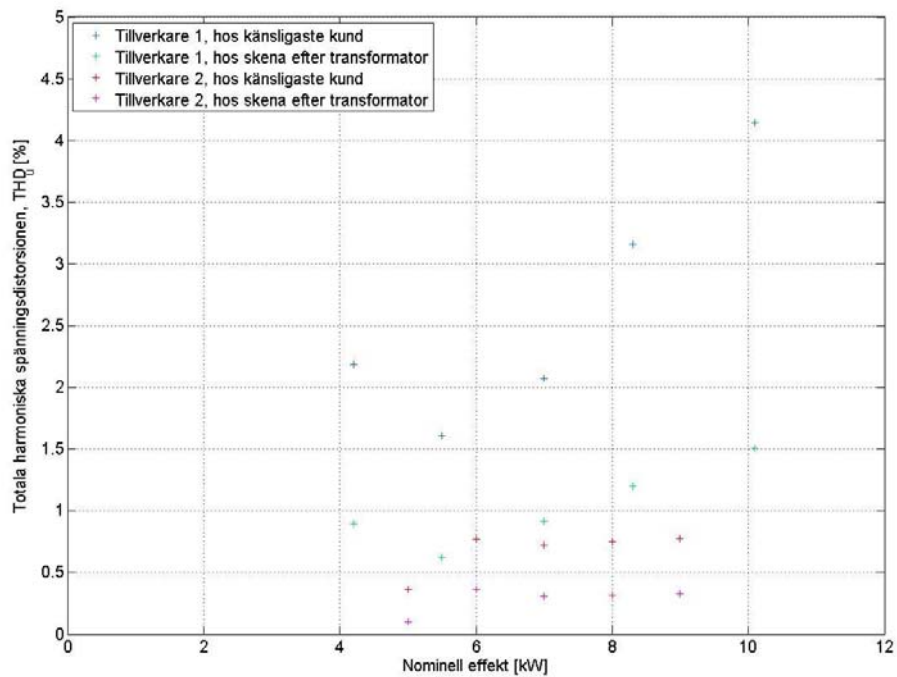


Diagram 6.2.5 THD_u vid känsligaste kund samt vid lågspänningssidan av transformatorn för tio olika växelriktare i nät S3:T3.

Betydande andel solcellers inverkan på lågspänningsnätet

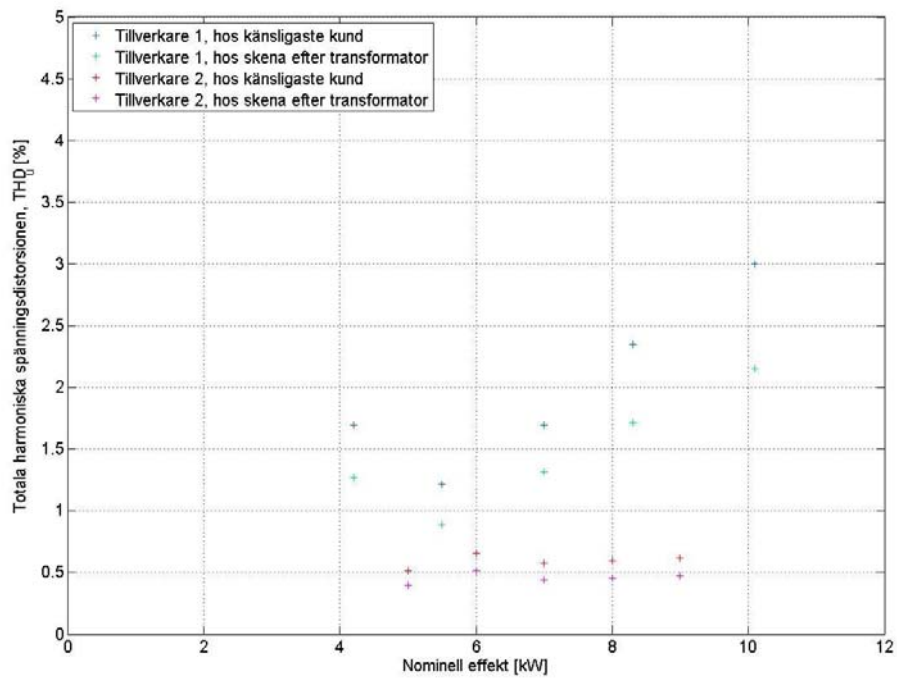


Diagram 6.2.6 THD_u vid känsligaste kund samt vid lågspänningssidan av transformatorn för tio olika växelriktare i nät S2:T1.

I samma simulering som ovan uppmättes också, hos den känsligaste kunden, den harmoniska distorsionen för respektive övertone. Resultaten jämförs i Diagram 6.2.7 till Diagram 6.2.12 med de gränser som finns för spänningsövertoner i lågspänningsnätet, som visas med vita staplar. En uppdelning enligt växelriktarnas tillverkare har gjorts.

Betydande andel solcellers inverkan på lågspänningsnätet

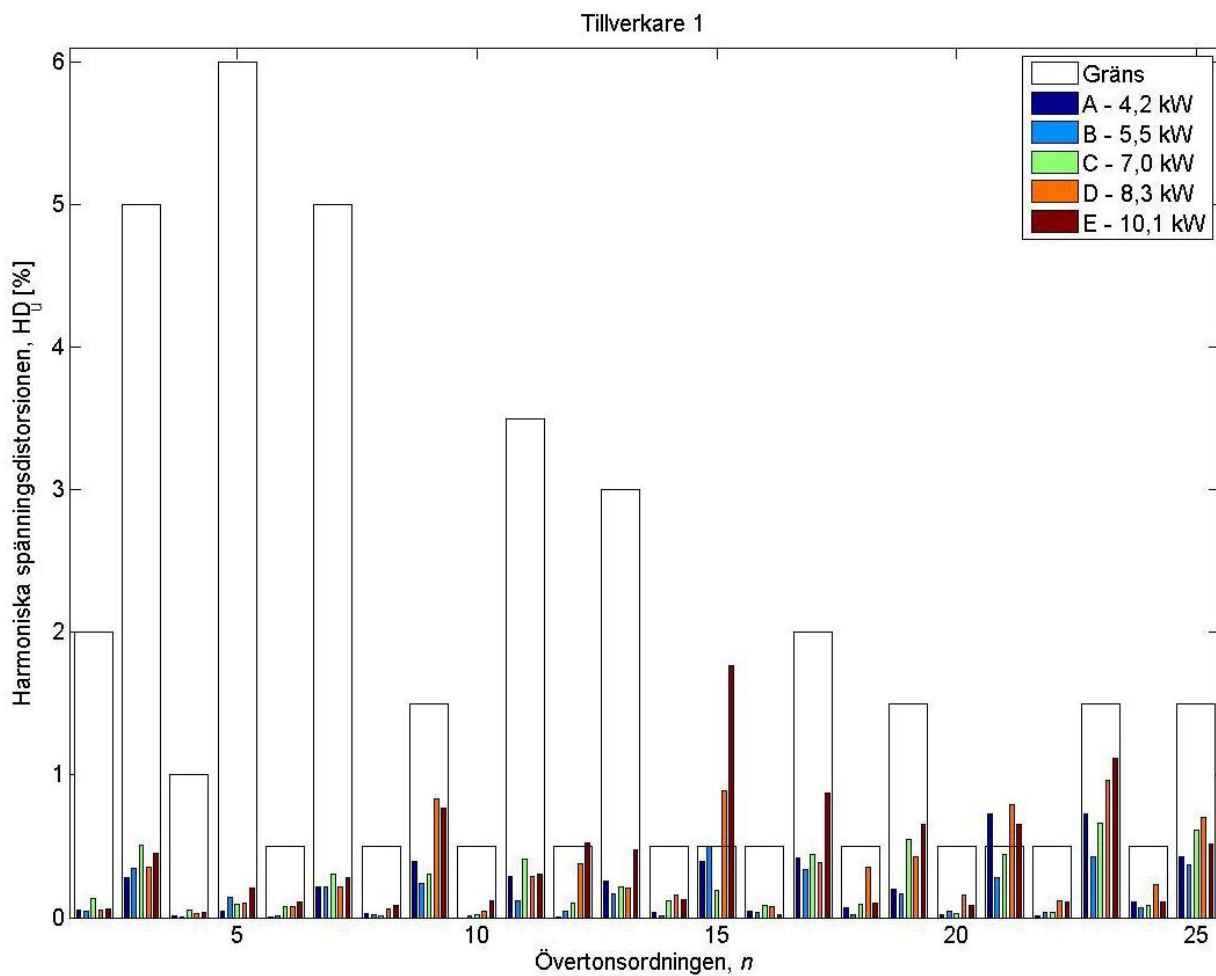


Diagram 6.2.7 Spänningsövertoner för känsligaste kunden i nät S1:T2 från tillverkare 1:s inverterare.

Betydande andel solcellers inverkan på lågspänningsnätet

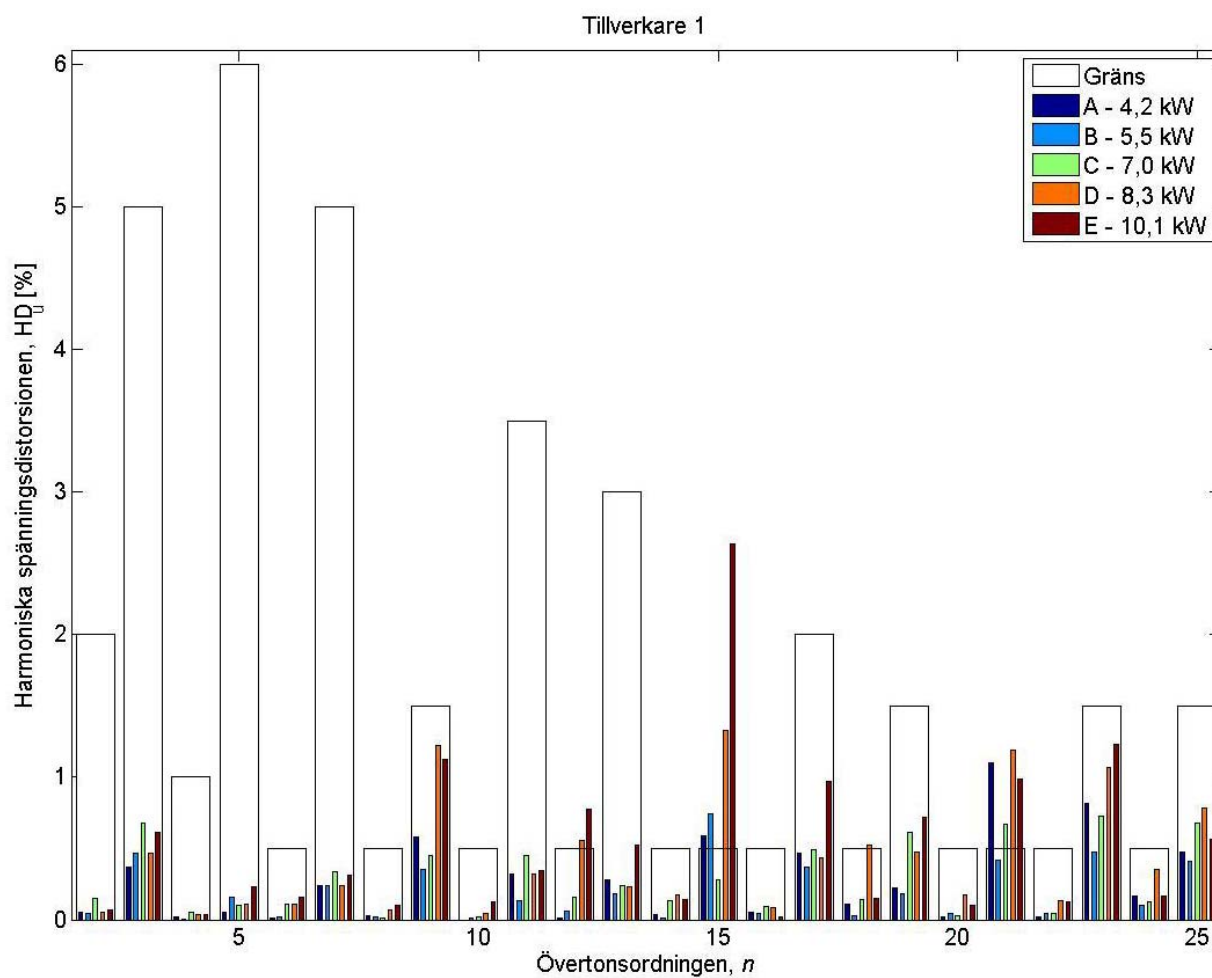


Diagram 6.2.8 Spänningsövertoner för känsligaste kunden i nät S3:T3 från tillverkare 1:s inverterare.

Betydande andel solcellers inverkan på lågspänningsnätet

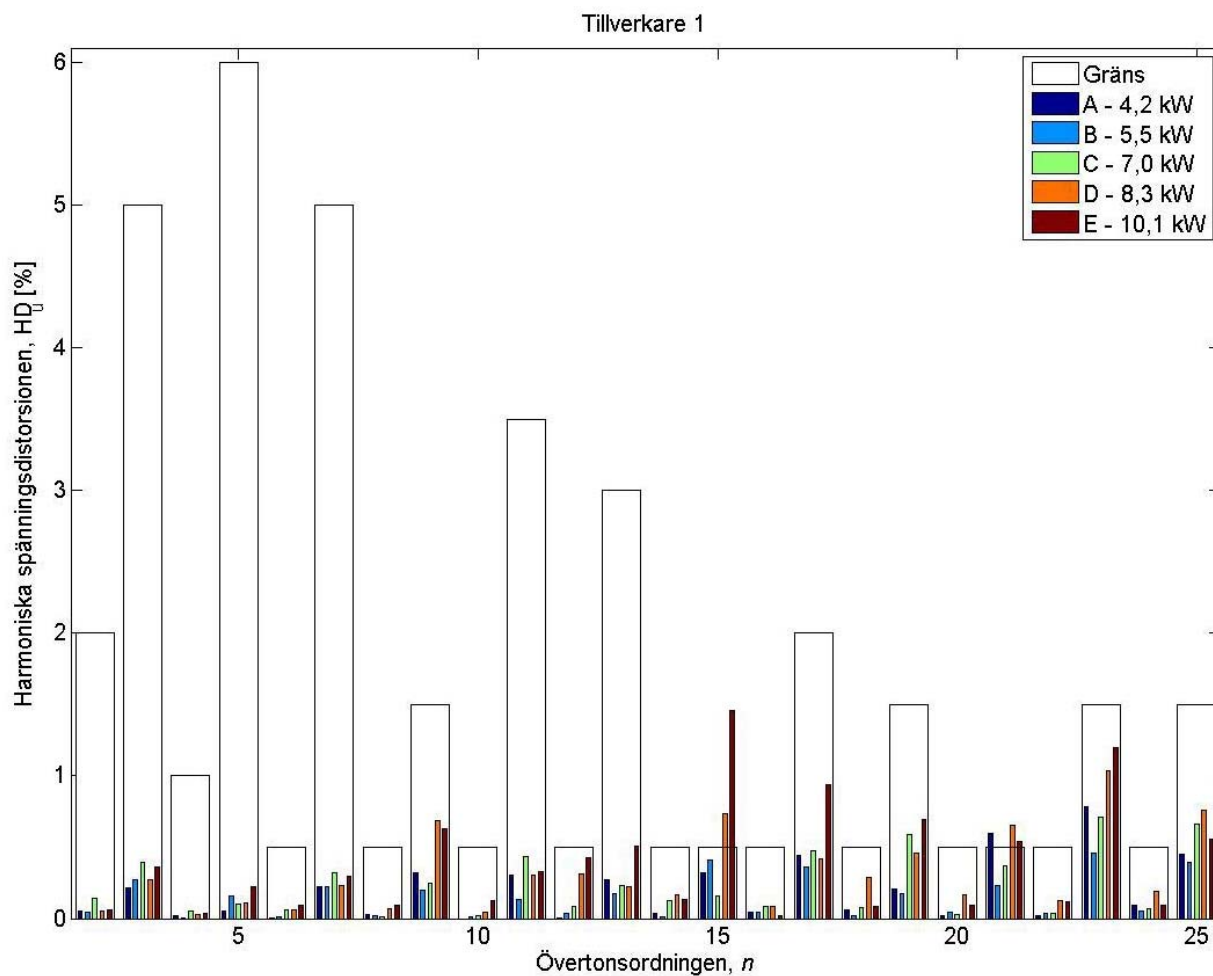


Diagram 6.2.9 Spänningsövertoner för känsligaste kunden i nät S2:T1 från tillverkare 1:s inverterare.

Betydande andel solcellers inverkan på lågspänningsnätet

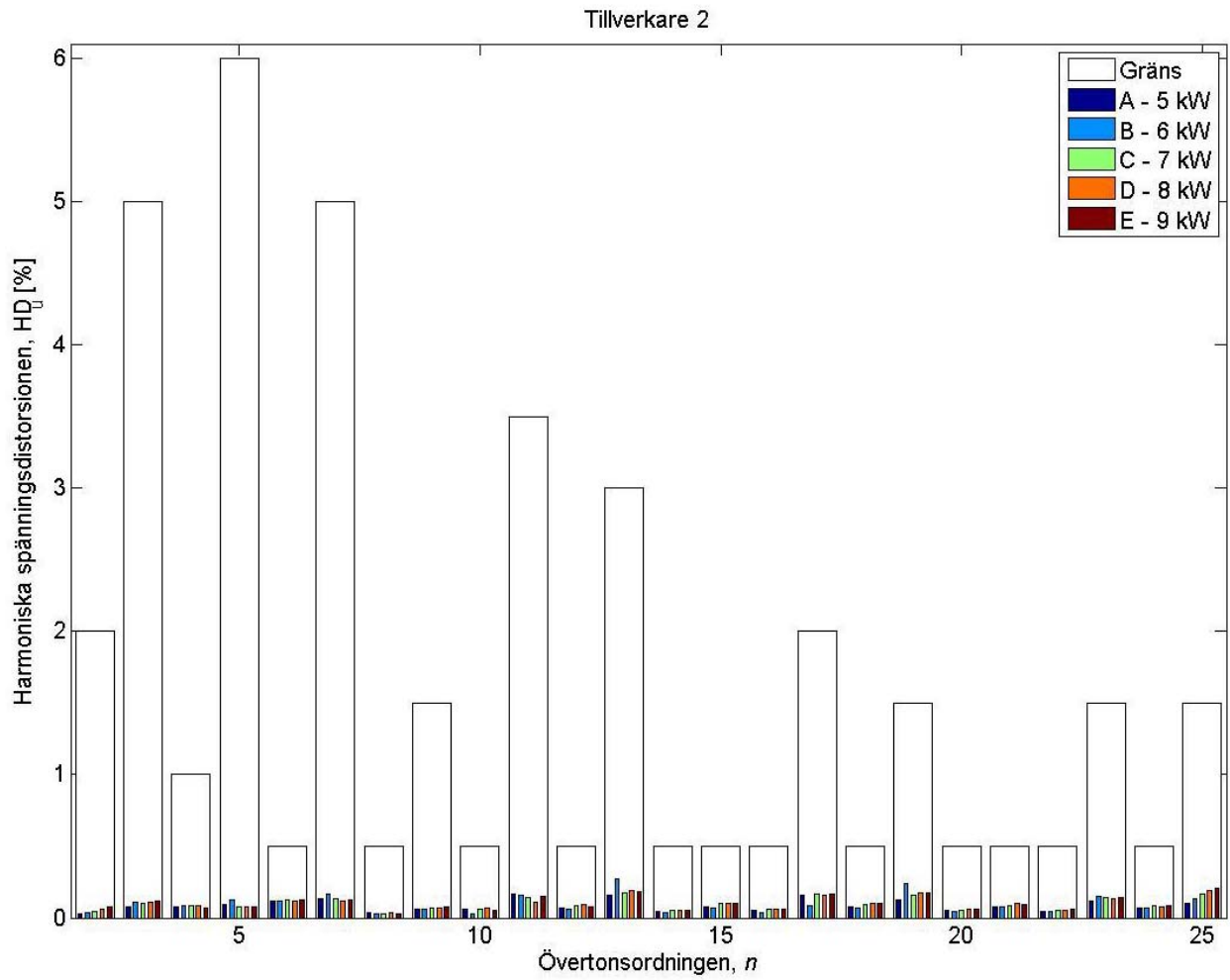


Diagram 6.2.10 Spänningsövertoner för känsligaste kunden i nät S1:T2 från tillverkare 2:s inverterare.

Betydande andel solcellers inverkan på lågspänningsnätet

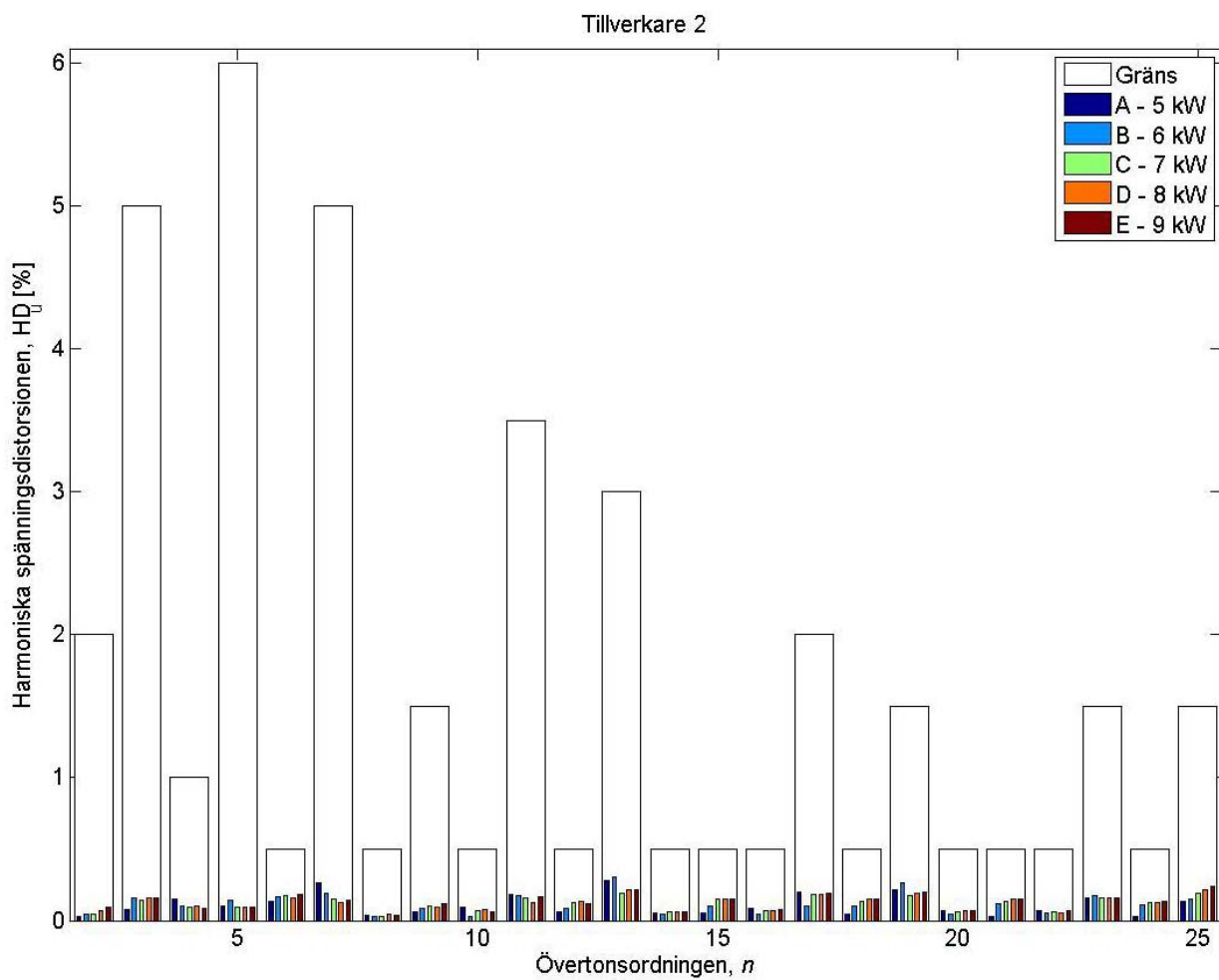


Diagram 6.2.11 Spänningsövertoner för känsligaste kunden i nät S3:T3 från tillverkare 2:s inverterare.

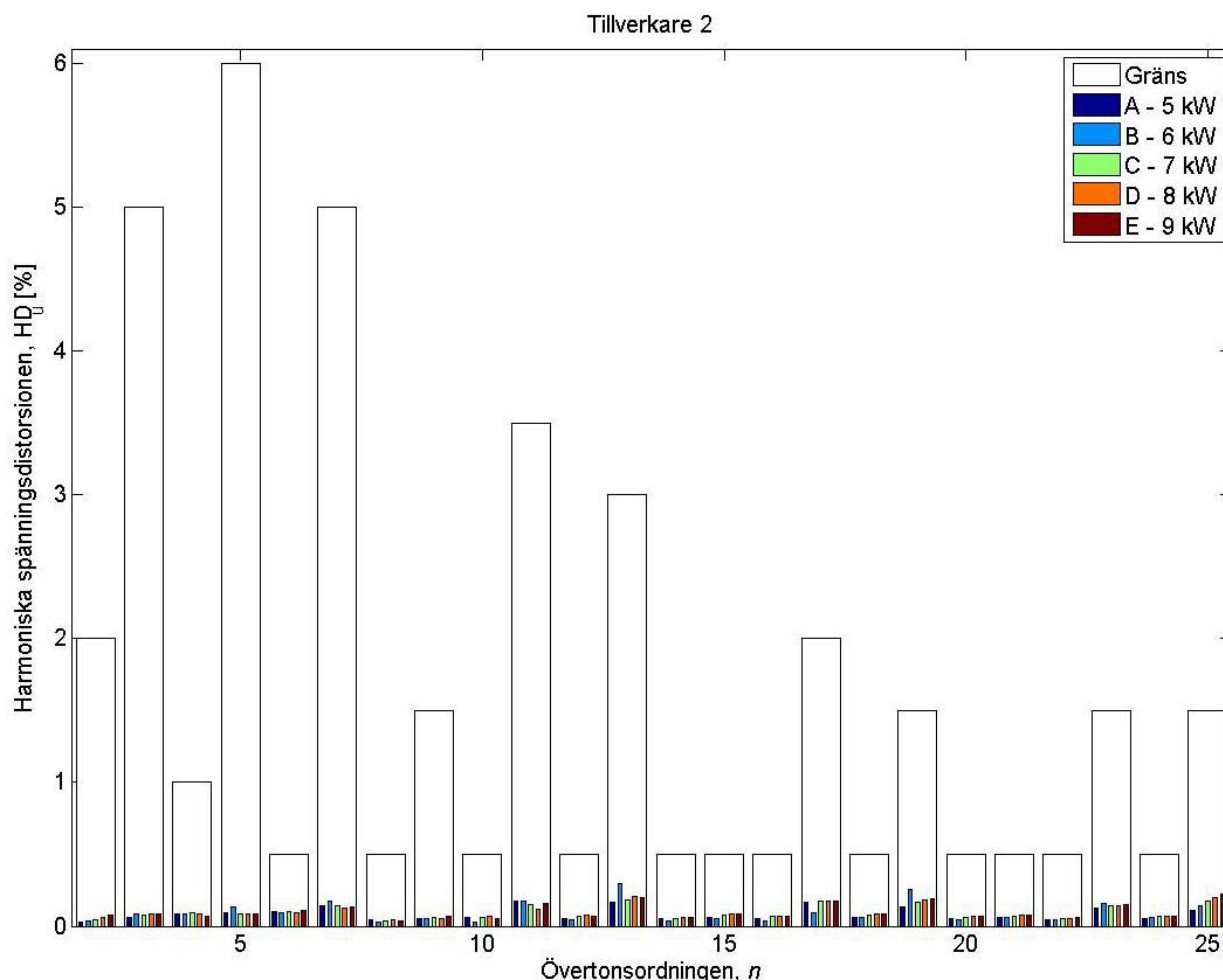


Diagram 6.2.12 Spänningsövertoner för känsligaste kunden i nät S2:T1 från tillverkare 2:s inverterare.

6.3 ANALYS

Den mängd totala spänningsdistorsioner som tillåts i lågspänningsnät är 8 %. Växelriktare är dock långt från ensamma om att sprida övertoner i nätet. Det finns en anledning att tro att övertonerna i näten ökar, på grund av den mängd olinjära laster som blir vanligare idag, bland annat i och med lågenergilampor. Med hänsyn till detta bör alltså en viss marginal till gränserna, både för totala spänningsövertoner och enskilda spänningsövertoner, lämnas.

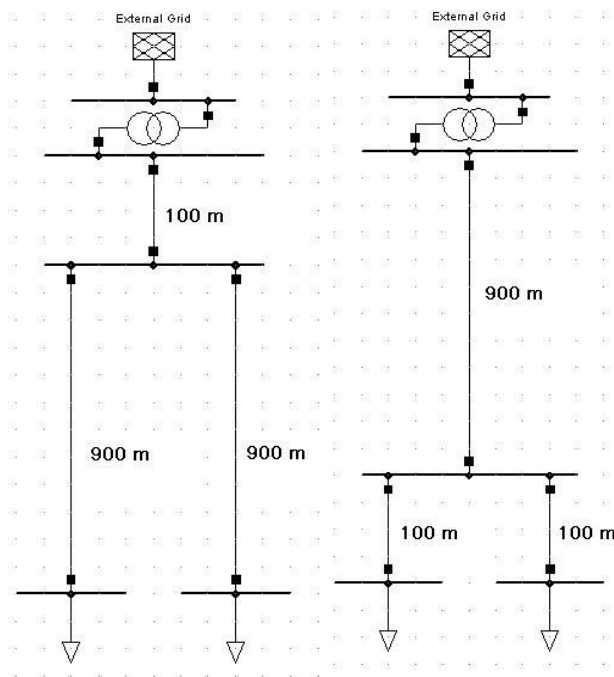
6.3.1 Diskussion av resultat

Det finns många metoder att räkna ut strömförträngning med, men oavsett vilken metod som används blir skillnaden i resistansen beroende på frekvensen i storlek med den som visas i Diagram 6.2.1. Vid 40:e övertonen har resistansen ökat med 34 % jämfört med vid grundtonen. Dock blir det tydligt att dennas inverkan på den totala impedansen är liten jämfört med induktansens. Resultatet var liknande för övriga kablar som undersöktes. Utifrån dessa resultat togs därför beslutet att försumma inverkan av strömförträngning vid simuleringar av övertoner.

De nivåer som uppnås för THD_v når i några fall över de 8 % som tillåts i lågspänningsnät (se Tabell 2.1.4), då samtliga kunder genererar maximalt tillåtna strömövertoner för produktionsanläggningar med upp till 16 A per fas (ca 11 kW). Detta ger en initial fingervisning om att övertoner inte är ett problem som helt kan förbises. Även i nätet med

den lägsta uppmätta THD_u , kan inte övertonernas inverkan försummas, då alla 8 % som tillåts förekomma i nätet inte enbart kan tas upp av solcellsväxeriktare. Hur mycket övertoner som kan tillåtas från just solcellsväxeriktare ligger utanför ramarna för detta arbete.

Då alla kunder genererar lika mycket övertoner finns två avgörande faktorer för mängden övertoner i alla punkter i nätet. Den ena faktorn är det totala (kabel-) avståndet från nätstationen, på grund av att reaktansen per meter, som är avgörande för strömövertonernas inverkan på spänningsövertonerna, inte varierar med kabelns grovhet utan är snarlik för alla kablar. Den andra avgörande faktorn är hur stor del av radialens kabel som delas med andra kunder (se Figur 6.1). Då två kunder delar en större andel av kablarna i radialen (högra exemplet) blir mängden spänningsövertoner hos båda kunderna markant högre än då kunderna delar mindre andel av kabellängden (vänstra exemplet). Dessa faktorer gör det svårt att förstärka näten mot övertoner, utan att flera parallella kablar dras. Det är också värt att notera att en relativt stor del av övertonerna (30-60 %) finns vid nätstationen. Till skillnad från vid spänningsvariationer kan det alltså få en stor effekt att byta ut transformatorn.



Figur 6.1 Två radialer där kunderna delar olika stor del av kablarna.

Då endast två tillverkare kunnat lämna testresultat för sina trefasiga växelriktare, är det svårt att dra generella slutsatser utifrån resultaten av simuleringarna med dessa växelriktare. Det är dock författarnas uppfattning att de vanligaste växelriktarna på marknaden snarare ligger i trakten kring tillverkare 2:s växelriktare än tillverkare 1:s. Skillnaden mellan de två fabrikerna som undersökts är stor, det ena ligger väl under gränsen för tillåtna strömövertoner, medan det andra vid flera tillfällen överskrider gränserna.

De totala spänningsdistorsioner som fås då alla kunder i nätet genererar strömövertoner enligt data för de olika växelriktarna ligger med god marginal under 8 % för alla växelriktare och nät. Dock är skillnaden mellan fabrikerna högst påtaglig, där tillverkare 2:s växelriktare är avsevärt bättre. Dessutom finns det en större spridning för THD:n hos växelriktarna från

tillverkare 1. I de flesta nät ligger som sagt en betydande andel av övertonerna på transformatorn utom i nät S3:T3. Här uppmäts den största mängden övertoner hos kunderna, samtidigt som den lägsta mängden övertoner vid transformatorn, jämfört med de andra näten. Detta beror på att övertonerna hos kunderna har ett starkt beroende av längden av kablarna, vilka är längst i detta nät, samtidigt som belastningen på transformatorn är låg på grund av det låga antalet kunder.

Kvalitetsskillnaden mellan de olika tillverkarnas växelriktare blir än mer påtaglig då studier över varje enskild överton görs. Växelriktare från tillverkare 1 överskrider ett antal av de föreskrivna gränser som satts för spänningsövertoner i lågspänningsnät, medan tillverkare 2 klarar dessa gränser med god marginal vid alla övertoner. En viktig slutsats från detta är att även om den totala harmoniska distorsionen är under 8 % kan fortfarande distorsionen i enskilda övertoner vara större än föreskrifterna tillåter.

Det går till viss del att ana i strömövertonerna, då dessa jämförs med standarden, vilka övertoner som blir för stora i spänning (växelriktare D och E, 15:e övertonen i Diagram 6.2.2 och Diagram 6.2.8). Det är också värt att notera att skillnaden i den totala harmoniska strömdistorsionen fabriken emellan är stor och vittnar om att gränsen mellan god kvalitet och sämre går någonstans i trakten omkring 2-3 %.

6.3.2 Sammanfattning

Sammanfattningsvis går det inte att förneka att övertoner är ett potentiellt problem då sämre växelriktare används (likt de från tillverkare 1), om de används i stor utsträckning i samma lågspänningsnät. Om bättre växelriktare används (likt de från tillverkare 2), finns dock inga som helst problem. Det är svårt att avgöra om det finns någon faktor hos växelriktarna utifrån vilken det lätt går att avgöra om det finns risk för problem eller inte. Det är dock tydligt att de växelriktare som inte klarar kraven i standarden i Tabell 2.3.1 inte heller klarar av att hålla de föreskrivna gränserna för spänningsövertoner om de förekommer i en bred utsträckning i näten. En THD_i under 3 %, eller helst ännu lägre, verkar vara att rekommendera. Några andra generella slutsatser är svåra att dra med ett så smalt underlag.

Det går inte att spekulera i vilka växelriktare som kommer att säljas i större utsträckning om en solcellsboom inträffar. Det finns anledning att tro att framtidens växelriktare kommer att vara smarta och innehålla fler tekniska lösningar som snarare bidrar till att minska elkvalitéproblem i näten än att skapa dem. Samtidigt går det inte att utesluta att växelriktare som genererar för mycket strömövertoner är billigare och mer attraktiva för konsumenten.

7 Situationen idag

Ett antal tidigare arbeten har studerats och sammanfattats för att ge en bild av vad liknande studier kommit fram till för slutsatser. Eftersom Sverige ligger långt efter i utbyggnaden av solceller jämfört med många andra länder, är det viktigt att ta lärdom av de som har kommit längre och skaffat praktisk erfarenhet av fallet. Utöver detta har, för att få en bild av vilka förväntningar och farhågor som finns bland elnätsbolag i Sverige inför en eventuell solcellsboom, ett urval av svenska elnätsbolag intervjuats.

7.1 TIDIGARE STUDIER

Det finns många tidigare studier om solcellers inverkan på låg- och mellanspänningsnät, utav vilka följande valts ut som särskilt viktiga. Bland de utvalda finns ett flertal arbeten om spänningsvariationer och ett par om övertoner.

Dansk Energi har gjort en omfattande undersökning [23], om solcellsanläggningar och spänningsvariationer, på över 1100 lågspänningsnät ifrån ett nätbolag i Danmark. Det utgås från att 2,5 % av de 10 % som tillåts i spänningshöjning kan ske inom lågspänningsnäten, med motiveringen att resten av utrymmet i värsta fall behövs i mellanspänningsnät, transformatorer och i anslutningen till kunden. Storleken på spänningsvariationerna vid olika penetrationer av anläggningar med en storlek av 5 kW_p har beräknats, med symmetri mellan faserna. De jämför med en prognos som förutspår att penetrationen år 2030 kommer att vara 13,5 % och kommer fram till att mindre än 0,4 % av de undersökta lågspänningsnäten får problem med spänningsnivåerna. Vid 50 % penetration har bara 2,7 % av näten problem med för höga spänningar, men vid högre penetrationer än så stiger antalet problembelagda nät snabbt (100 % penetration innebär i denna undersökning att samtliga kunder tilldelats 5 kW_p vardera). De har även mätt spänningsnivå, övertoner och osymmetri i tre befintliga nät med hög penetration (37-53 %), där under mätperioden de högsta förekommande värdena var $u = 241,7 \text{ V}$, $THD_u = 3,17 \%$ och $u/u_+ = 0,97 \%$, vilket lämnar god marginal till de gränser som finns på $u = 253 \text{ V}$, $THD_u = 8 \%$ och $u/u_+ = 2 \%$.

På Uppsala universitet har det gjorts ett examensarbete [24] i samarbete med Fortum som handlar om att försöka förutspå eventuella elkvalitetsproblem till följd av integrerad mikroproduktion i Norra Djurgårdsstaden. Norra Djurgårdsstaden är en stadsdel som planeras i Stockholm där ett storskaligt försök att införa smart grid ska genomföras. Genom att studera erfarenheter från andra områden i Europa, med bland annat solcellsproduktion under längre tid, har slutsatser dragits kring vilka potentiella problem kring elkvalité som bör undersökas vidare. Enligt författaren väntas inte några större problem uppkomma men några punkter har identifierats som kan komma att kräva noggrannare övervägning – övertoner, transienter och spänningsvariationer. Risken för spänningsvariationer spås utgöras av om flera omslag i det smarta elnätet sammanträffar så att den plötsliga strömförändringen ger upphov till en spänningsdipp. Övertoner genereras på många håll i den planerade stadsdelen men den största risken som nämns med dem är växelriktare vars övertoner sammanfaller och överlagras. Faran med transienter handlar framförallt om att kommunikationssystemet för det smarta elnätet kan riskera att skadas av transienter från till exempel åska, beroende på hur det byggs. Den positiva inställningen hos författaren kommer ifrån att Norra Djurgårdsstaden planeras tillämpa energibuffring i form av batterier i hemmen, vilket kan hjälpa till att stabilisera näten.

Ett annat examensarbete [25] i samarbete med Fortum har gjorts på Uppsala universitet, utgående ifrån slutsatserna i ovan nämnda arbete. Detta går vidare med att beräkna hur stor kapacitet det finns i olika typer av nät; ett stadsnät, ett förortsnät och ett landsbygdsnät. Studien har gjorts genom beräkningar i Matlab där solcellspenetrationens inverkan på överspänning och kabelbelastning har undersökts. Solcellspenetrationen har varierats mellan 30, 50 och 100 % av slutkundernas elkonsumtion samt jämn fördelning av 5 kW_p i de tre näten. Spänningshöjningen vid transformatorn låstes till 2 %, vilket lämnade 8 % till spänningshöjning till följd av produktion från solcellsanläggningar. En slutsats drogs att väldigt mycket solceller kan installeras i svenska nät; förorts- och landsbygdsnätet klarar av en installerad effekt motsvarande 60 % av årskonsumtionen (motsvarande 9-14 kW_p) medan stadsnätet även vid 100 % har god marginal till överspänningsgränsen. En åtgärd som föreslås mot nät med problem med spänningsnivåer är säsongsstyrda lindningsomkopplare i nätstationer.

På Northumbria University i Storbritannien har, genom simuleringar i Matlab och Simulink, undersökningar gjorts [26] på hur brittiska lågspänningsnät kan komma att påverkas av hög penetration av solcellsanläggningar. Framförallt spänningshöjningar togs i beaktande. Anläggningar på 3 kW_p tilldelades alla kunder i simuleringarna och vid en penetration på 100 % uppnåddes en spänningshöjning med 12 % av nominell spänning. Slutsatsen blev att det finns en risk för spänningshöjningar vid hög penetration, som kan åtgärdas antingen med nätförstärkningar eller med energibuffring i form av förslagsvis nätanslutna elbilar på laddning.

I en artikel från det tekniska universitetet i München, framställs det hur spänningskvaliteten kan förbättras av ett par tekniska lösningar [27]. Utifrån mätningar i befintliga nät med produktion gjordes simuleringar. Undersökningar gjordes sedan om hur spänningen i en radial påverkas när transformatorn utnyttjar en OLTC (On-Load Tap-Changer, transformatorn kan byta antal lindningsvarv utan att bryta strömmen) för att minska spänningsvariationer hos kunder. Undersökningar gjordes även om spänningen i radialen när solcellernas växelriktare utnyttjar reaktiv effektkompensering för att jämna ut snabba spänningsförändringar. Resultaten visar på att spänningsvariationerna kan minskas i både magnitud och antal förekomster. Det är framförallt större solcellsanläggningar med trefasiga växelriktare, med förmåga att arbeta i alla fyra kvadranter, som bidrar till denna förbättring, varför sådana växelriktare samt OLTC-transformatorerna planeras styras centralt.

Vid Luleås tekniska universitet har en studie [28] om hur solcellsanläggningar i norra skandinavien påverkar elnätet. Mätningar, med avseende på övertoner, på större trefasiga (20 kW) och mindre enfasiga (2,5 kW) nätanslutna solcellsanläggningar gjordes. Resultatet visar att de genererade övertonerna är relativt låga och att den levererade effekten från en växelriktare inte påverkar övertonerna nämnvärt. Dock påpekar författaren att även om de enskilda övertonerna är små kan de totala, från flera anläggningar i samma område, vara ett potentiellt bekymmer.

På universitet i Wollongong i Australien har det gjorts ett examensarbete [29] som undersöker elkvalitets påverkan av övertoner från solcellers växelriktare. Genom numeriska beräkningar på modeller av fria luftledning, isolerade luftledning och isolerade markkablar studerades övertonerna från några olika växelriktare. En slutsats författaren drar är att det främst är de enskilda övertonerna och inte THD:n som begränsar hur mycket solcellsproduktion, och växelriktare, som kan förekomma i näten. Ett relevant resultat är att

lågspänningsnät med nedgrävda kablar beräknades klara av produktion på omkring 10 % av transformatorns märkeffekt innan någon enskild spänningsöverton blev för stor. Det går dock inte att tillämpa några slutsatser direkt på svenska nät utifrån dessa resultat, då de australienska näten är uppbyggda annorlunda, bland annat med tanke på deras MEN-system (Multiple Earth Neutral link).

7.2 INTERVJUER MED OLIKA ELNÄTSBOLAG OM MIKROPRODUKTION

För att få en bredare förståelse för det perspektiv elnätsbolag av olika storlek har på solcellsutvecklingen gjordes en undersökning, där sakkunniga personer från utvalda elnätsbolag intervjuades. Intervjuerna syftade till att få svar på frågor som sammanställts om bland annat mikroproduktion, elnät och elförsäljning. Nedan följer en sammanfattning av frågorna och svaren från elnätsbolagen.

De elnätsbolag som deltagit i undersökningen är Lunds Energi, E.ON, Fortum, Vattenfall, Öresundskraft och MälarEnergi. Även Svensk Energi har fått ta del av frågorna och givit några generella kommentarer.

7.2.1 Lågspänningsnät med värmepumpar

Inför en eventuell solcellsboom kan lärdom tas av andra liknande scenarion, såsom byte av värmesystem, till värmepumpar. Generellt bygger problemen här på att många kunder har bytt värmesystem från en eloberoende källa, till exempel olja, till värmepump utan att anmäla detta till elnätsbolaget. Frågorna i denna första del av intervjun handlar därför om i vilken utsträckning nätbolagen har kunskap om sina kunders värmesystem och om värmepumpar har lett till några problem i näten.

Vid nyanslutning anmäler kunden vilket värmesystem som används. Dock anmäls normalt inte byte av uppvärmningsform, vilket gör att elnätsbolagens kategoridata för kunderna blir osäker. Detta leder till att elnätsbolagen generellt har dålig koll på vilka värmesystem som verkligen används.

De elkvalitémässiga problemen detta kan leda till handlar framförallt om kalla vinterdagar då värmepumpen slår ifrån och uppvärmningen istället sker med värmepatron, vilket ökar effektuttaget markant. I verkligheten leder detta enligt elnätsbolagen oftast till flimmar hos kunderna, men i vissa fall även till säkringsbrott. Bland svaren nämns att billiga, enkla, värmepumpar har en större tendens att skapa problem än inverterstyrda värmepumpar. Ett annat problem, av kostnadskaraktär, som nämns är då ett helt bostadsområde anmäler byte av värmesystem, vilket leder till att mer eller mindre hela lågspänningsnätet måste byggas om. Men om förändringen inte kräver ett säkringsbyte hos någon kund alls i nätet, måste elnätsbolaget själva stå för hela förstärkningskostnaden.

Värmepumpar är ett regelbundet återkommande problem för elnätsbolagen, men av erfarenheten de har och i vissa fall utförda studier eller examensarbeten på området, bedömer de att problemen inte kommer att bli större framöver.

Inför en eventuell förestående solcellsboom visar dessa erfarenheter vikten av att lyckas med anmälningsplikt för solcellsanläggningar.

7.2.2 Mikroproduktion i lågspänningsnät

På liknande sätt som med värmepumpar handlade frågorna i denna nästa del av intervjun om på vilket sätt nätbolagen hanterar anmälningar av mikroproduktionsanläggningar (främst

solceller), om nätberäkningar görs inför anslutningar samt vilka problem som uppkommit eller som förväntas uppkomma i nätet till följd av solcellsanslutningar.

När det gäller anmälningar av solcellsanläggningar har Svensk Energi tagit fram blanketter för anmälan av anslutning av mikroproduktion, som elnätsbolagen kan använda sig av [14]. Dessa utgör grunden för flera elnätsbolags informationssamling inför en anslutning. Vissa elnätsbolag samlar ytterligare information till sina databaser, till exempel kundens nätstyrka eller krav på CE-märkning av utrustningen.

När en anmälan kommer in har elnätsbolagen olika rutiner för när nätberäkningar görs. Vissa elnätsbolag gör alltid nätberäkningar, medan andra bara gör det i undantagsfall. I dagens läge kommer inte anmälningar om solcellsanslutningar in oftare än att elnätsbolagen kan lägga lika mycket tid på dem som på en mindre vindkraftverksanslutning. Vissa elnätsbolag förbereder sig för hur de skulle hantera anmälningarna när det kommer in ett hundratal sådana om dagen, till exempel genom att automatisera hanteringen av mindre anslutningar.

Än så länge har inget elnätsbolag märkt några problem till följd av mikroproduktionsanläggningar av den storlek som förväntas få en bred spridning (upp till 10 kW_p), men vissa problem har funnits med vind- och vattenkraftverk av något större skala. Eventuella problem skulle upptäckas genom kundklagomål.

Vilken typ av problem som solcellsanläggningar befaras orsaka har elnätsbolagen olika uppfattning om. Spänningsvariationer, övertoner och osymmetri nämns på olika håll bland svaren. Problemen förväntas inte få en bredare spridning än lokalt. Vikten av att lära sig av länder där utvecklingen skett snabbare nämns, samt att framtidens solcellsväxelriktare även kan komma att förbättra elkvalitén i näten genom olika tekniska lösningar. Några elnätsbolag påpekar att de saknar erfarenhet för att kunna avgöra vilka problem som kan uppstå i detta fall, medan andra förbereder sig inför eventuella problem genom till exempel examensarbeten som detta.

När elnätsbolagen ombeds sia om vilka storlekar på solcellsanläggningar som kommer bli vanligast går uppfattningarna isär något. Ingen förväntar sig anläggningar på mer än 10 kW_p i någon större utsträckning men om tyngdpunkten kommer att ligga kring 3 eller 6 kW_p är oklart. Några elnätsbolag nämner att förväntningarna beror på utslaget av utredningen om nettodebitering.

7.2.3 Elnät

I nästa del av intervjun var målet att jämföra dels hur de olika elnätsbolagen dimensionerar sina elnät vid nybyggnationer men också hur de bestämmer kapaciteten för förbrukning respektive produktion i deras befintliga nät. Nätbolagen fick också frågan om hur kostnader fördelas för nätförstärkningar om det blir aktuellt.

Svaren som gavs på frågan om dimensionering av elnät i nya bostadsområden var väldigt spridda. Generellt kan inga riktlinjer bestämmas utan alla bolag har sin egen metod för att dimensionera nya nät, bland annat används typlaster (lägenhet med fjärrvärme, villa med direktverkande elvärme, kontor per m² m.fl.) eller geografiska placeringar av nät (landsbygd eller tätort).

När det gäller kapaciteten för ny förbrukning i näten är det bland annat den årliga topplasten på nätstationen eller säkringsstorleken som avgör. För bedömning av kapacitet för ny

produktion finns inga rutiner ännu. Vid sammanlagring av olika typer av kunder används ofta olika statistiska formler, såsom Betty- och Velande-kurvor.

Då näten förstärks till följd av en förändring av en kunds abonnemang kan en anslutningsavgift tas ut. Några elnätsbolag utgår från schabloniserade avgifter då abonnemangets säkringsstorlek ändras, andra tar endast ut en avgift då en nätförstärkning krävs. De schabloniserade avgifterna syftar till att inte lägga en för stor kostnad ska läggas på den enskilda kund vars förändring leder till att förstärkningen måste göras. Vissa förstärkningar kan betalas genom att taxan för en viss kundgrupp höjs. Några elnätsbolag uttryckte en oro över att Energimarknadsinspektionen inte anser schablonmetoden vara riktigt korrekt.

7.2.4 Ny teknik

Några frågor i intervjun handlade om hur elnätsbolagen ser på annan ny teknik som diskuteras i sammanhanget, såsom smart grids och elbilar, samt hur de följer med i utvecklingen inom dessa områden.

När det gäller smart grids är alla nätbolag överens om att det inte är aktuellt idag, men kan komma att bli det framöver. Vissa nätbolag betonar att en tidsstyrning av tyngre laster (som värmepumpar och elbilsladdning) snarare kan komma att bero på elprisets variationer än huruvida nätet räcker till eller ej.

Elbilar har de större elnätsbolagen mer erfarenhet av än vad de mindre har. Vanlig hemmaladdning via 230 V anses inte leda till några problem, men snabbaddning eller hög koncentration av laddenheter kan kräva vissa åtgärder. Några av nätbolagen antyder att de förväntar sig att detta inte sker i större utsträckning inom en snarare framtid än att de hinner förbereda sig.

Alla elnätsbolag är mer eller mindre aktiva med att följa med i utvecklingen och har någon anställd eller en hel projektgrupp som arbetar särskilt med dessa områden.

7.2.5 Elförsäljning

En viktig fråga när det gäller mikroproduktion är hur mikroproducenter kan ersättas för sin överskottsel. Därför fick elnätsbolagen besvara frågor om hur de kan ersätta mikroproducenter och hur de ser på nettodebitering. De fick slutligen också en fråga om hur de arbetar för att sälja eller rekommendera solcellsanläggningar till anslutna kunder.

De tre större elnätsbolagen erbjuder Nord Pools timspotpris minus 4 öre, medan de mindre erbjuder 100 öre per kWh för överskottsproduktion. Det finns även fall när elnätsbolaget betalar ut dubbel ersättning för överskottseffekten.

Alla elnätsbolagen svarar att de är starkt eller svagt positiva till nettodebitering. Positiva sidor som lyfts fram är att det uppmuntrar förnybar energiproduktion samt att det är enkelt och blandar in så få parter som möjligt för kunden. En åsikt som lyftes fram är att vissa nätbolag inte vill förlora information på grund av nettodebitering genom att "mätaren går baklänges". En bättre lösning är då att ha två mätare, en för utgående och en för ingående effekt. Bakom frågan ligger den utredning som finansdepartementet presenterar i juni 2013 och vilkens utslag elnätsbolagen avvaktar. Tills dess tillämpar redan idag ett par nätbolag nettodebitering.

Betydande andel solcellers inverkan på lågspänningsnätet

Till sist erbjuder idag alla tillfrågade nätbolag solcellsanläggningar via sina hemsidor. På vissa håll är intresset stort, medan det på andra håll finns problem med försäljningen, bland annat för att brister i elkvalitén har upptäckts.

8 Slutsatser

De analyser som gjorts om spänningsvariationer, osymmetri och övertoner, samt de undersökningar som gjorts bland olika elnätsbolag och tidigare arbeten, sammanvägs här.

8.1 SAMMANVÄGNING AV ANALYSER

Den mängd solceller som ryms i ett lågspänningsnät behöver inte nödvändigtvis begränsas på grund av någon av de parametrar som undersökts om bara ett fåtal riktlinjer och rekommendationer följs.

När det gäller långvariga spänningsvariationer finns i de starkare näten, även om inte större spänningsvariationer än 2,5 % skulle tillåtas, god marginal mellan vad näten klarar av och hur mycket produktion som kan förväntas. I det svaga landsbygdsnätet överskrids dock 2,5 % överspänning om alla kunder installerar solcellsanläggningar i storlek med genomsnittet av installationer i Danmark 2012 (4,65 kW_p). Vid jämförelse med vilken potential som finns för solceller i näten, med avseende på takytor, finns dock marginal. Utifrån detta är det enda fall författarna bedömer vara nödvändigt att ta extra hänsyn till då kunder i svaga nät, på ett större avstånd ifrån nätstationen, vill installera en större solcellsanläggning (> 5 kW_p). I dessa fall kan nätförstärkningar bli nödvändiga för att upprätthålla god elkvalité. Om spänningsvariationer på 5 % till följd av solcellsproduktion i lågspänningsnät kan tillåtas, finns inga problem med rimliga storlekar på solcellsanläggningar i alla nät.

Kortvariga spänningsvariationer till följd av att solen går i eller ur moln, är endast ett problem om tyngdpunkten av solcellsanläggningarna i ett nät är förskjutet till svaga delar, längre bort från nätstationen. Den mängd produktion som kan tillåtas innan problem med kortvariga spänningsvariationer uppstår är den som skapar en spänningsökning på 3,3 %, vilket kan jämföras med den gräns som sätts för långvariga spänningsvariationer. Om 2,5 % är gränsen som används för långvariga spänningsvariationer, blir alltså de snabba spänningsvariationerna inget problem. Varken problem med flicker eller transienter har undersökts, då de inte bedömts kunna orsakas av solcellsanläggningar i lågspänningsnät.

Osymmetrisk fördelning av enfasiga solcellsanläggningar begränsar allvarligt den produktion som ryms i näten. Det problem som uppstår först för osymmetrisk fördelning är att spänningsnivån, i den fas som tilldelats mer produktion, blir för stor. Anledningen till detta är det spänningsfall som uppstår i den klenare dimensionerade neutralledaren som bär returströmmen från osymmetrisk belastning. Även kvoten mellan minus- och plusföljdsspänningen överskrider gränsen på 2 % i vissa fall. Den produktion som ett nät kan rymma innan någon av gränserna överskrids sjunker snabbt då produktionen förskjuts från perfekt symmetri mellan faserna. Redan då fördelningen av den totala produktionen mellan de tre faserna är 40, 30 och 30 %, har den tillåtna totala produktionen i nätet halverats. Det är därför av stor vikt att osymmetrisk fördelning av enfasiga solcellsanläggningar undviks. Detta undviks exempelvis genom kontroll av vilken fas solcellsanläggningar ansluts på, eller genom att minimera antalet enfasiga anslutningar till förmån för trefasiga.

Övertoner är ett potentiellt problem med tanke på den variation som finns i den levererade elkvalitén hos växelriktare. Vid simuleringarna har data om strömövertoner från växelriktare av endast två fabrikat kunnat användas. Växelriktarna från det ena fabrikatet gav mycket goda resultat i näten, både när det gäller total spänningsdistorsion och enskilda spänningsövertoner. Växelriktarna från det andra fabrikatet orsakade enskilda

spänningsövertoner som överskred de gränser som finns. Redan då omkring 25 % av nätens kunder använde växelriktare från detta fabrikat uppstod problem. Den standard som finns för strömövertoner från trefasiga växelriktare räcker inte för att hålla nere de enskilda spänningsövertonerna på tillåtna nivåer om alla kunder i nätet använder dem, enligt de simuleringar som utförts i detta arbete. Den bästa riktlinjen bedöms vara att totala strömövertoner från växelriktare på mindre 3 %.

8.2 FÖRESLAGNA RIKTLINJER

Utifrån simuleringarna som gjorts på de tre utvalda näten i Lunds kommun, rekommenderar författarna följande riktlinjer till Lunds Energi att tillämpa på sina lågspänningsnät av olika karaktär.

- **Spänningsvariationer:** Särskild hänsyn bör tas till kunder i svaga nät, på stort avstånd från nätstation som vill ansluta större anläggningar*
- **Osymmetri:** Osymmetrisk fördelning av enfasiga produktionsanläggningar större än omkring 1 kW_p bör undvikas**
- **Övertoner:** Växelriktare med $THD_i < 3\%$ rekommenderas

* Svagare nät än omkring 75 MVA kortslutningseffekt på lågspänningssidan av nätstation, större kabelavstånd än 500 meter och större anläggningar än 5 kW_p.

** Om anslutning av större enfasiga anläggningar än så tillåts, bör det kontrolleras vilka faser anslutningar görs på, så att symmetrisk fördelning kan upprätthållas.

Dessa riktlinjer är satta för att näten i värsta sannolika fall, ska upprätthålla de föreskrifter som finns om elkvalitén.

8.3 JÄMFÖRELSE MED TIDIGARE ARBETEN OCH INTERVJUSVAR

När det gäller spänningsvariationer verkar resultaten från simuleringarna i detta arbete stämma överens med de tidigare arbeten som gjorts på vissa håll och med uppfattningen hos elnätsbolagen. Det finns en viss risk för att spänningsvariationerna blir ett problem då en betydande andel kunder i ett lågspänningsnät installerar solcellsanläggningar. Dock visar resultaten från detta arbete på att de undersökta näten från Lunds Energi klarar relativt hög genomsnittsproduktion innan problem uppstår, jämfört med resultaten i några av de tidigare arbetena. Detta kan bland annat bero på att svenska lågspänningsnät är relativt starka jämfört med till exempel danska, på grund av den högre genomsnittskonsumtionen av el. Det kan också bero på att de tre näten som undersökts i detta arbete, då de befinner sig i närheten av en stad, alla är starka relativt de allra svagaste landsbgdsnäten som finns.

Bilden av osymmetrirelaterade problem är inte lika klar. Några elnätsbolag delar uppfattningen som bekräftas i detta arbete, att osymmetri allvarligt påverkar i vilken utsträckning solcellsanläggningar kan installeras innan problem uppstår. De tidigare studierna har dock inget inget att säga om osymmetri. Om detta beror på att personerna bakom studierna bedömt att osymmetri inte är något problem, eller om det faktiskt inte gjorts några studier om osymmetri på grund av mikroproduktion är oklart. Något som kan förklara de spridda uppfattningarna om osymmetris inverkan är skillnaden som finns i uppbyggnaden av elnäten i olika länder, bland annat när det gäller dimensionering av neutralledare. Andra förklaringar kan vara att solcellsanläggningar tenderar att vara större i Tyskland, vilket gör trefasiga anslutningar vanligare, eller att risken för osymmetrisk fördelning är överskattad i detta arbete.

Från elnätsbolagens sida finns en viss befaran för övertoners inverkan. Några av de tidigare studierna som gjorts stämmer överens med resultaten från detta arbete, där det verkar vara enskilda övertoner som begränsar snarare än den totala distorsionen. Studien från Luleå Tekniska Universitet skiljer sig något, då den drar slutsatsen att de enskilda övertonerna är små, men att många mindre anläggningar kan ge problem med den totala distorsionen. En anledning till att slutsatserna är olika kan vara skillnaden mellan kvalitén på växelriktare. Tyvärr har en klar bild över växelriktares kvalitét på levererad el inte kunnat skaffas under detta arbete, men beroende på vilka växelriktare som legat till grund för de olika arbetena kan helt olika resultat uppnås.

8.4 OSÄKERHETSPARAMETRAR

Följande parametrar medför en viss osäkerhet som bör tas i åtanke då resultaten och analyserna läses.

- Modellen för att ta fram kundernas lägsta elkonsumtion vid hög solinstrålning lämnar inte utrymme för de variationer som kan förekomma olika kunder emellan. Dock är inverkan från detta begränsad, då denna konsumtion är liten jämfört med produktionen, samt att en större elkonsumtion ger bättre resultat.
- Solcellspotentialen har några brister, bland annat på grund av en möjlig osäkerhet i avståndsmättningsverktyget i Google Maps, samt bedömningen av vilka ytor som är lämpliga för solcellsanläggningar.
- Flera parametrar när det gäller molnen är osäkra. Bland annat är inte siffran på 40 % för instrålningsökning på grund av cloud edge effect verifierad. Det är också osäkert hur stora geografiska ytor, samt i vilka hastigheter ett moln skuggar solinstrålningen.
- Vid simuleringarna för osymmetri adderades ingen konsumtion hos kunderna, jämfört med simuleringarna för spänningsvariationer. Inverkan från denna konsumtion är dock, som sagt, begränsad och att simulera utan konsumtion förvärrar resultaten. Å andra sidan finns ett tänkbart värsta-fall där alla kunder har stora enfasiga laster på en fas och stora enfasiga solcellsanläggningar på en annan fas. Ett sådant fall har inte studerats, men då det redan är tydligt hur mycket osymmetri förvärrar spänningsnivåerna, kan detta fall ännu tydligare betona vikten av att motverka en osymmetrisk fördelning av betydande andel enfasiga produktions- eller konsumtionsanläggningar.
- En viss osäkerhet finns i vilken modell för strömförträngning som bör användas. Inverkan från denna är dock begränsad och har inte bedömts ha en avgörande roll för övertonernas spridning.

8.5 FORTSATTAS STUDIER

Utifrån de brister och osäkerhetsparametrar som upptäckts under arbetets gång, föreslås fortsatta studier inom följande områden.

- Hur stora spänningsvariationer bör tillåtas inom lågspänningsnät? En studie bör göras kring vilka spänningsvariationer som förekommer på olika nivåer i elnätet, för att det utrymme som finns kvar att utnyttja inom lågspänningsnätet ska kunna bestämmas.
- Den potential som finns för solceller hos kunderna i ett nät är nyttig att känna till då förstudier av nät ska utföras. Bland annat kan det vara nyttigt för elnätsbolagen att känna till vilka av deras kunder som har stor solcellspotential, så att det kan säkerställas på förhand om dessa kunder kan installera en så stor effekt, utan att en förstärkning behöver göras.
- Molns inverkan på solinstrålningen bör undersökas närmre. Som nämndes under osäkerhetsparametrar ovan, bör den geografiska spridningen av, hastigheten på, antalet utav, samt magnituden av produktionsminskningen till följd av molnskuggning undersökas. Även inverkan av cloud edge effect bör undersökas, för att risken att denna orsakar långvariga spänningsökningar ska kunna uteslutas helt.
- Undersökningar av övertonerna från fler olika typer av växelriktare bör undersökas. Bland annat bör ett större urval av trefasiga växelriktare undersökas. Dessutom bör spridningen av enfasiga växelriktares övertoner undersökas, eventuellt i samband med osymmetri. I både detta arbete och arbetet som utförts på University of Wollongong [29], fanns en brist i urvalet av växelriktare, varför resultaten inte kunnat tillräknas önskad pålitlighet.
- Till sist kan en bredare studie, med liknande upplägg som detta arbete, rekommenderas. Detta bör i så fall ske med ett bredare urval av nät av liknande karaktär, samt eventuellt av annan karaktär än de som undersökts i detta arbete. Detta dels för att verifiera eller korrigera de slutsatser som dragits i detta arbete, men också för att ta fram en mall som kan tillämpas på fler olika typer av nät, med större pålitlighet än de riktlinjer som lagts fram i detta arbete. En initial idé inför detta arbete var att hitta ett samband mellan den mängd solceller som kan förekomma i ett nät utan att problem uppstår, samt kortslutningseffekten i nätet eller hos enskilda kunder. En uppfattning som snabbt uppstod vid simuleringarna var dock att ett sådant samband är svårt att finna och därför rekommenderas en annan metod om en enklare mall skall bestämmas.

9 Referenser

- [1] Energimarknadsinspektionen, G. Morén (2011) Föreskrift: *EIFS 2011:2*, kap 6, tillgänglig: [<http://www.ei.se/sv/Publikationer/Foreskrifter/>] (2013-02-08)
- [2] P. Axelberg (1997) *Elkraftsystem 2*, upplaga 2, red. H. Blomqvist, s. 37. Stockholm: Liber AB.
- [3] Unipower, *Om elkvalitet*, tillgänglig: [<http://www.unipower.se/om-elkvalitet/vad-ar-elkvalitet/transienter/>] (2013-02-07)
- [4] Elforsk, S-E. Berglund (2007) Rapport: *EMC, elkvalitet och elmiljö*, tillgänglig: [http://www.elforsk.se/Rapporter/?rid=07_40_] (2013-02-08)
- [5] Standardiseringskommissionen i Sverige (1989) Standard: *SS 421 18 11*, utgåva 3.
- [6] Lunds Energi, P. Jonasson (drifingenjör), intervju, se Appendix B (2013-01-31)
- [7] Chalmers tekniska högskola, R. Berglund (2009) Examensarbete: *Frequency dependence of transformer losses*, tillgänglig: [<http://webfiles.portal.chalmers.se/et/MSc/BerglundRagnarMSC.pdf>] (2013-05-10)
- [8] Standardiseringskommissionen i Sverige (2011) Standard: *SS-EN 50160*, utgåva 4. Kapitel 3.6, tillgänglig: [<http://www.sis.se/elektroteknik/allm%C3%A4nt/ss-en-501602>] (2013-04-10)
- [9] Svensk energi (2011) Rapport: *Elåret 2011*, tillgänglig: [<http://www.svenskenergi.se/sv/Om-el/Statistik/Elaret/>] (2013-02-13)
- [10] Svenska Kraftnät, I. Klee (2012) *Stamnätet*, tillgänglig: [<http://www.svk.se/Om-oss/Var-verksamhet/Stamnätet/>] (2013-02-13)
- [11] Svensk Energi, M. Jönsson (2012) *Elnätet*, tillgänglig: [<http://www.svenskenergi.se/sv/Om-el/Elnätet/>] (2013-02-13)
- [12] Svenska Kraftnät, *Nätområde*, tillgänglig: [<http://mimer.svk.se/Natomrade/>] (2013-02-13)
- [13] L. Winell (1997) *Elkraftsystem 2*, upplaga 2, red. H. Blomqvist, s 202. Stockholm: Liber AB.
- [14] Svensk energi (2011) Rapport: *Anslutning av mikroproduktion till konsumtionsanläggningar - MIKRO*, utgåva 1, tillgänglig: [<http://www.svenskenergi.se/Vi-erbjuder/Webbshop/Elnat/Allmant/Anslutning-av-mikroproduktion-till-konsumtionsanlaggningar---MIKRO---pdf-fil/>] (2013-06-10)
- [15] IEA PVPS, J. Lindahl (2012) Rapport: *National Survey of PV Power Applications in Sweden 2012*, tillgänglig: [<http://www.iea-pvps.org/index.php?id=146>] (2013-06-10)
- [16] Bengts villablogg, B. Stridh (2012) *Produktionskostnaden för solel nu lägre än konsumentpriset i hela Tyskland!* tillgänglig:

[<http://bengts.blogg.viivilla.se/2012/06/07/produktionskostnaden-for-solel-nu-lagre-an-konsumentelpriset-i-hela-tyskland/>] (2013-02-21)

[17] German Energy Society (2008) *Planning and Installing Photovoltaic Systems*, upplaga 1, s 9. London, UK: Earthscan, tillgänglig: [<http://books.google.se/books?id=fMo3jJZDkpUC>] (2013-04-10)

[18] 24 Volt, G. Lenggqvist, *Solpanel*, tillgänglig: [<http://24volt.eu/solcell.php>] (2013-02-25)

[19] Klima-, Energi- og Bygningsministeriet (2012) Faktaark: *Udviklingen for solceller*, tillgänglig: [http://www.kemin.dk/Documents/Presse/2012/Solceller/Faktaark3_solcelleudviklingen.pdf] (2013-03-22)

[20] Riksdagen (1997) *Ellag (1997:857)*. Kapitel 3 § 7, tillgänglig: [http://www.riksdagen.se/sv/Dokument-Lagar/Lagar/Svenskforfattningssamling/Ellag-1997857_sfs-1997-857/#K3] (2013-03-04)

[21] Standardiseringskommissionen i Sverige (2006) Standard: *SS-EN 61000-3-2*, utgåva 4, tillgänglig: [<http://www.sis.se/telecom/elektromagnetiska-st%C3%B6rningar-och-elektromagnetisk-kompatibilitet-emc/uts%C3%A4ndning/ss-en-61000-3-22>] (2013-10-06)

[22] D. W. Knight (2013) *Practical continuous functions for the internal impedance of solid cylindrical conductors*, version 2.06, tillgänglig: [<http://www.g3ynh.info/zdocs/comps/Zint.pdf>] (2013-05-10)

[23] Dansk Energi, N. C. Nordentoft (2012) Rapport: *Solceller og spændingsvariationer i 0,4 kV net*, tillgänglig: [<http://www.danskeenergi.dk/Butik.aspx?pid=RA579>] (2013-06-10)

[24] Uppsala Universitet, M. Einarsson (2010) Examensarbete: *Power quality in low voltage grids with integrated microproduction*, tillgänglig: [<http://uu.diva-portal.org/smash/record.jsf?searchId=1&pid=diva2:376078>] (2013-06-10)

[25] Uppsala Universitet, T. Walla (2012) Examensarbete: *Determining and increasing the hosting capacity for photovoltaics in Swedish distribution grids*, tillgänglig: [<http://uu.diva-portal.org/smash/record.jsf?pid=diva2:570515>] (2013-06-10)

[26] Northumbria University, S. Ali, et.al. (2012) *Impact of high penetration level of grid-connected photovoltaic systems on the UK low voltage distribution network*, tillgänglig: [www.icrepq.com/icrepq'12/368-ali.pdf] (2013-06-10)

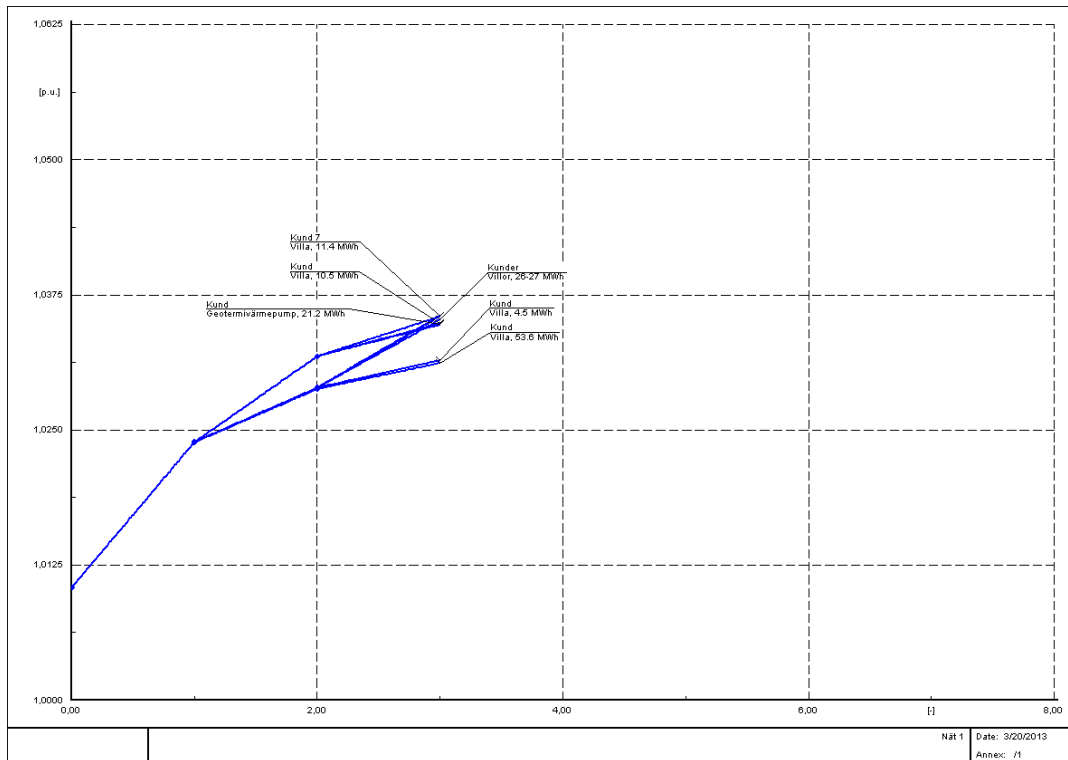
[27] Technische Universität München, P. Esslinger (2011) *Improving grid transmission capacity and voltage quality in low-voltage grids with a high proportion of distributed power plants*, tillgänglig: [<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610211018662>] (2013-06-10)

[28] Luleå Tekniska Universitet, S. Rönnberg (2013) *Grid impact from PV-installations in northern Scandinavia*.

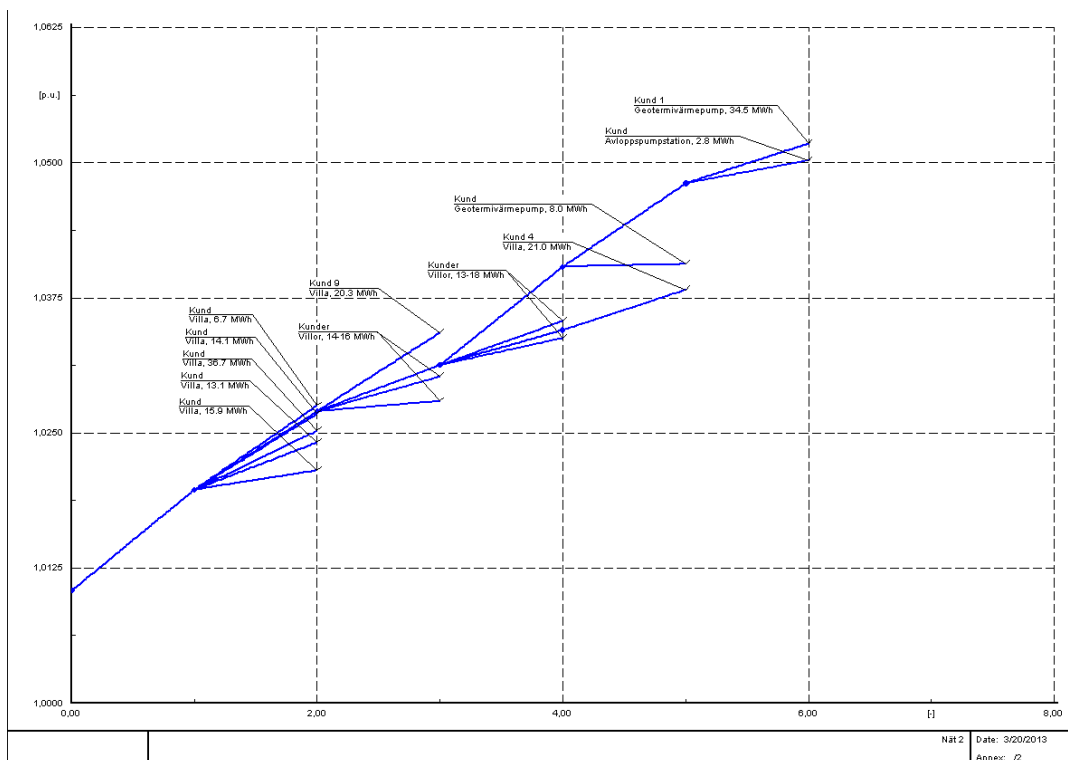
[29] University of Wollongong, A. A. Latheef (2006) *Harmonic impact of photovoltaic inverter systems on low and medium voltage distribution systems*, tillgänglig: [<http://ro.uow.edu.au/theses/627/>] (2013-06-10)

Appendix A

A.1 SPÄNNINGSPROFILER FÖR NÄT S1:T2

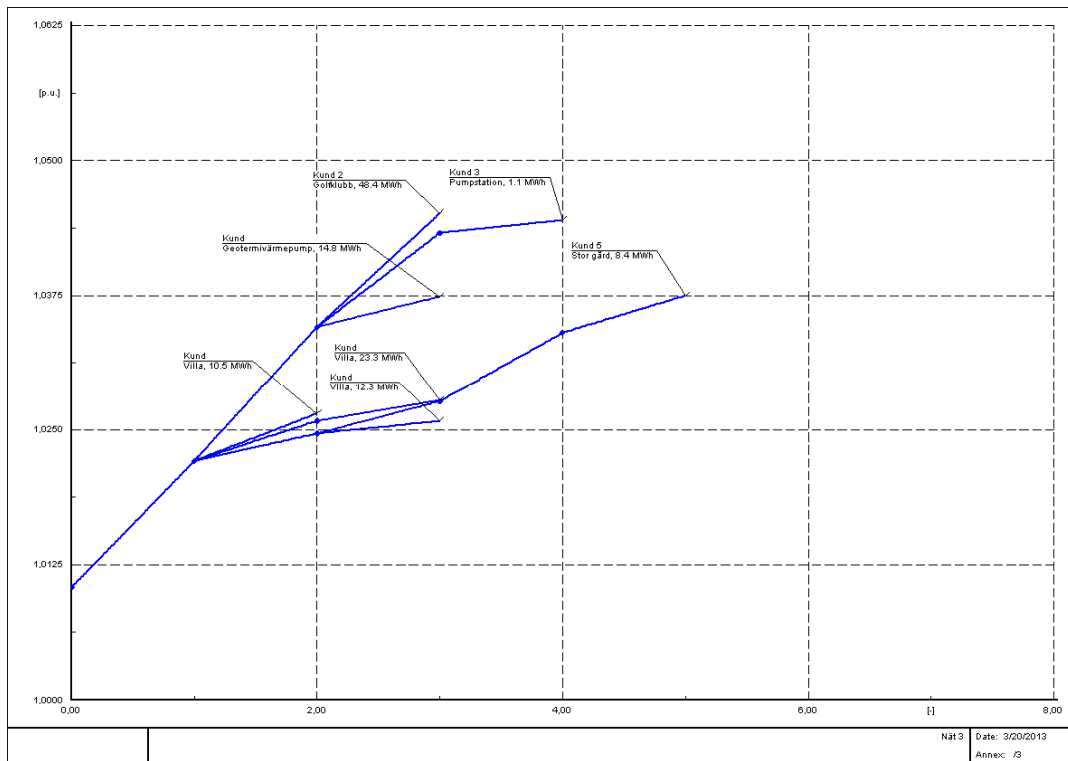


Figur A.0.1.1 Spänningsprofil för radial 1 i nät S1:T2 vid 12 kW_p genomsnittproduktion.

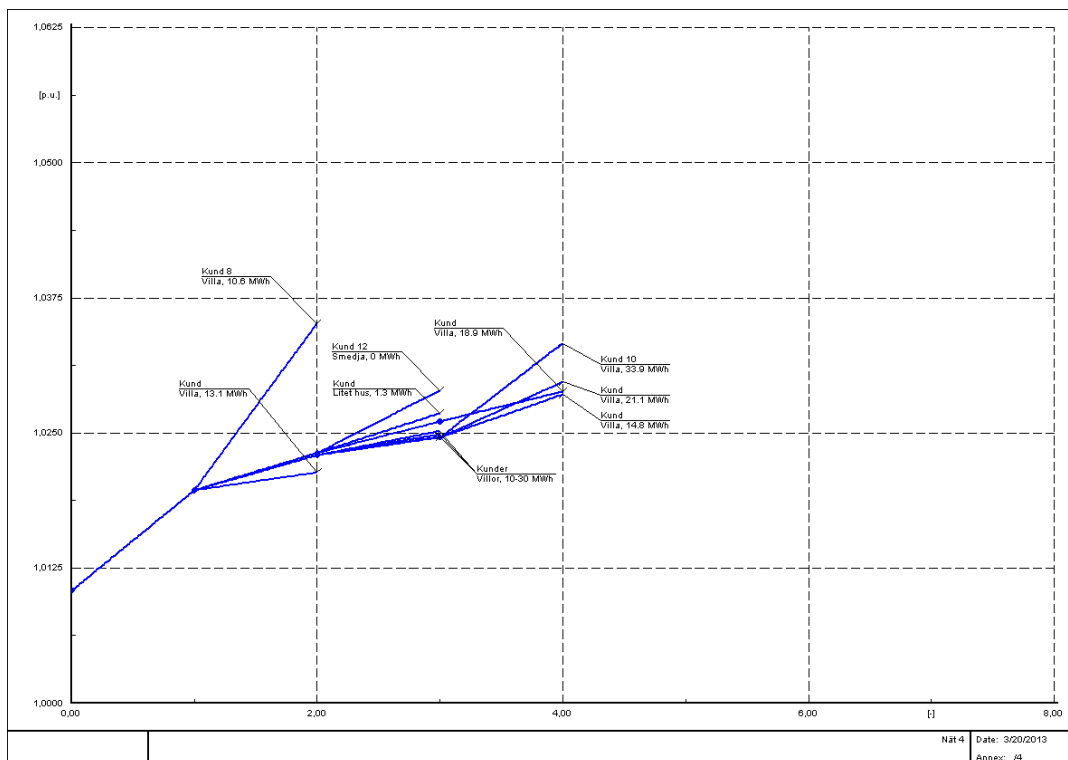


Figur A0.1.0.2 Spänningsprofil för radial 2 i nät S1:T2 vid 12 kW_p genomsnittproduktion.

Betydande andel solcellers inverkan på lågspänningsnätet

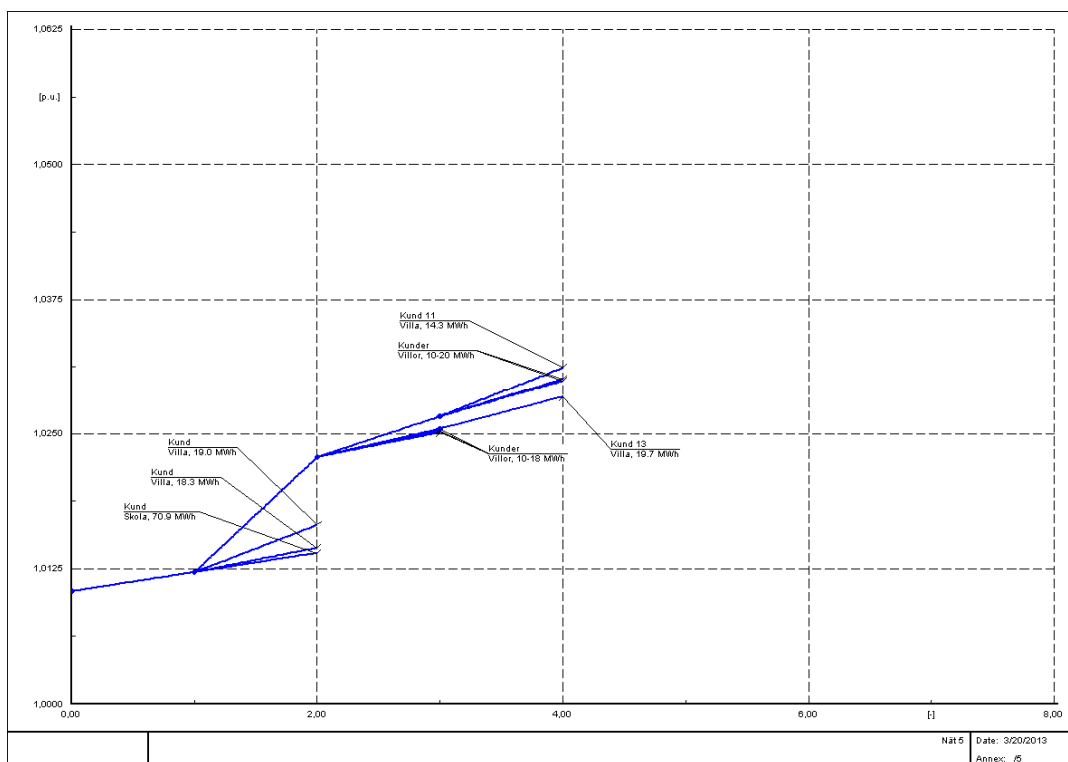


Figur A.1.0.3 Spänningsprofil för radial 3 i nät S1:T2 vid 12 kW_p genomsnittproduktion.



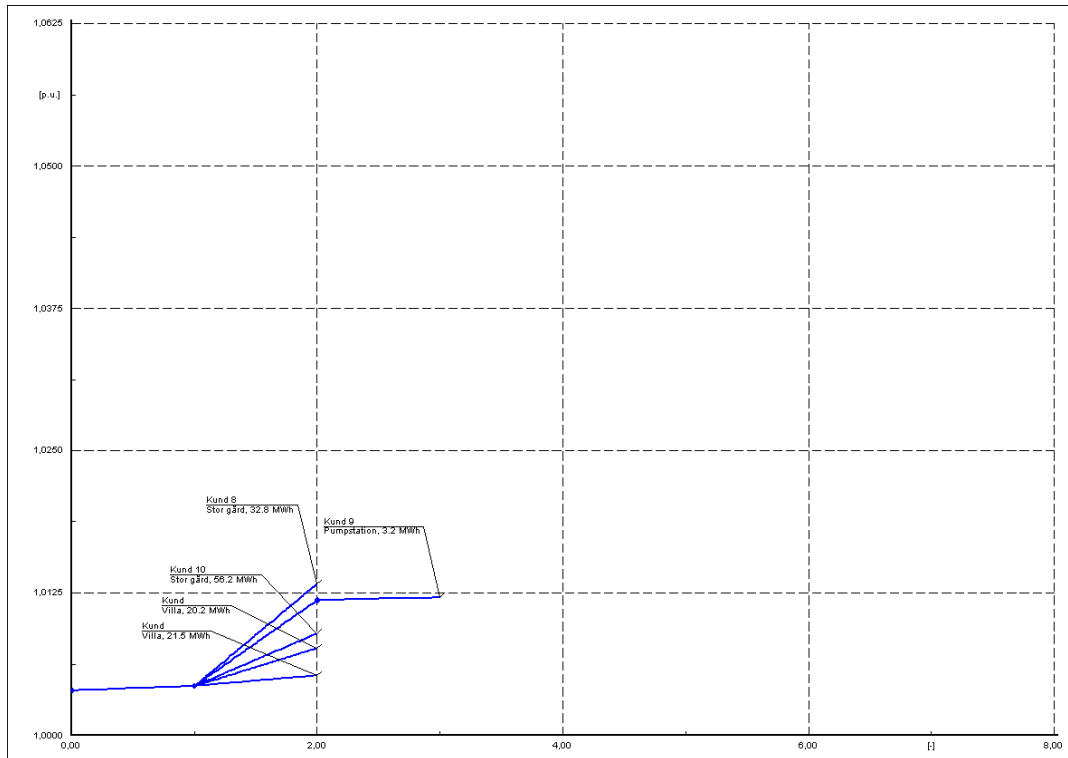
Figur A.1.0.4 Spänningsprofil för radial 4 i nät S1:T2 vid 12 kW_p genomsnittproduktion.

Betydande andel solcellers inverkan på lågspänningsnätet

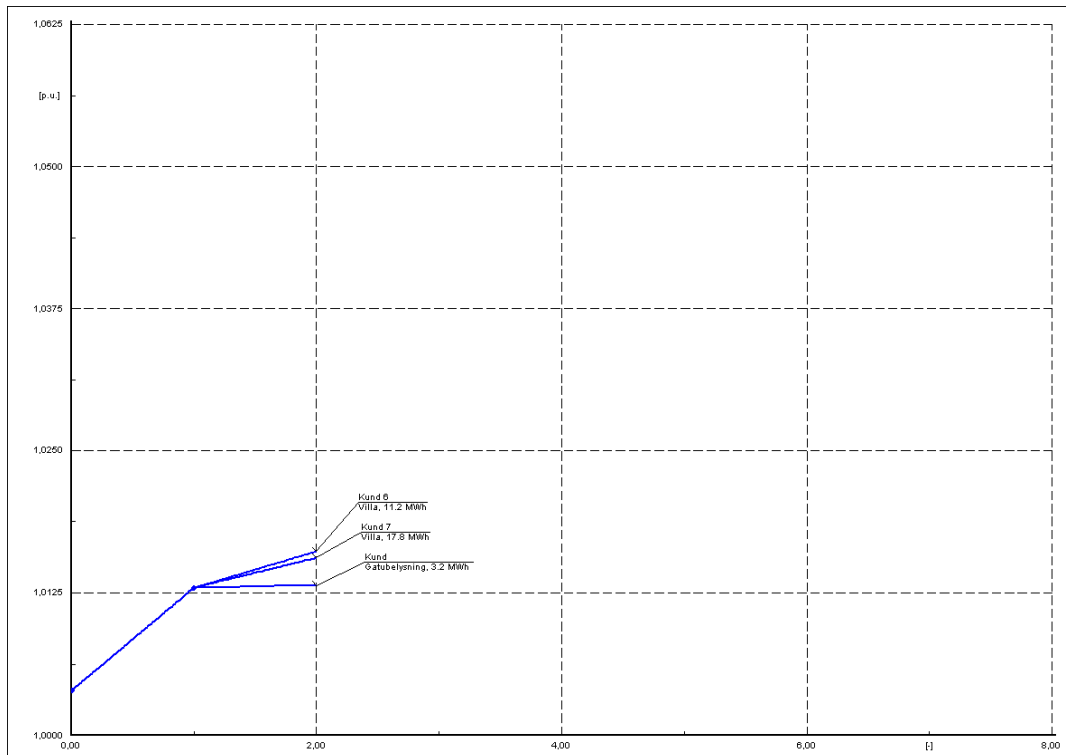


Figur A.1.0.5 Spänningsprofil för radial 5 i nät S1:T2 vid 12 kW_p genomsnittsproduktion.

A.2 SPÄNNINGSPROFILER FÖR NÄT S3:T3

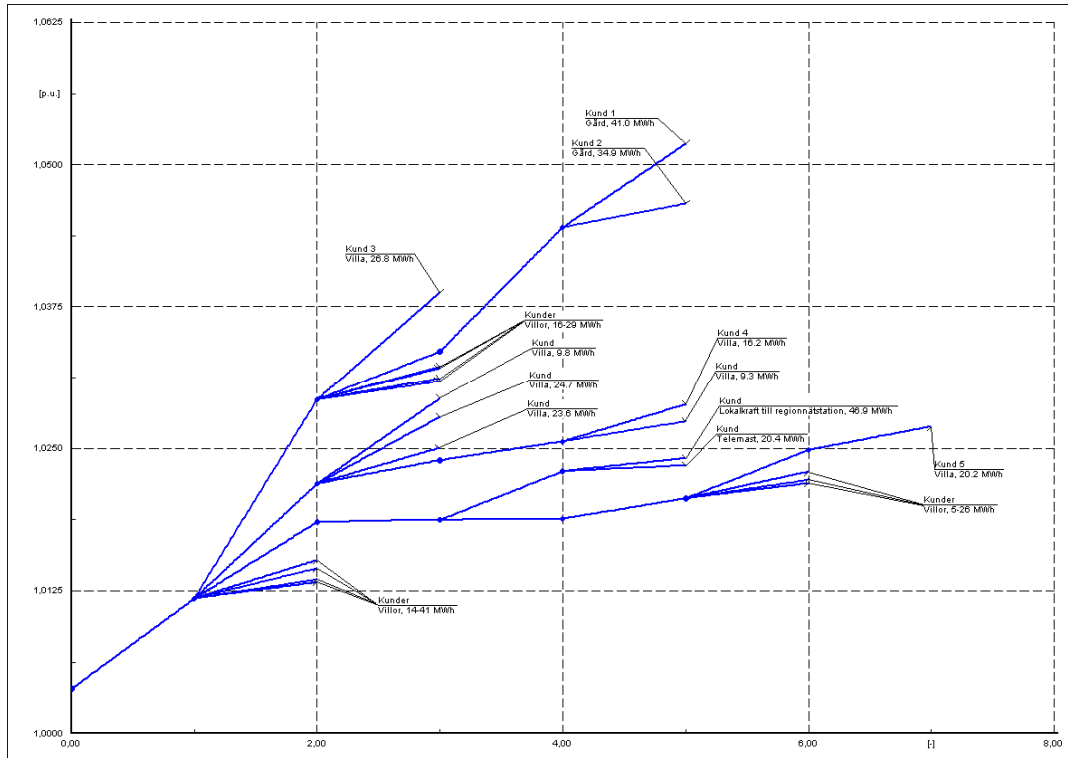


Figur A.2.1 Spänningsprofil för radial 1 i nät S3:T3 vid 7 kW_p genomsnittproduktion.



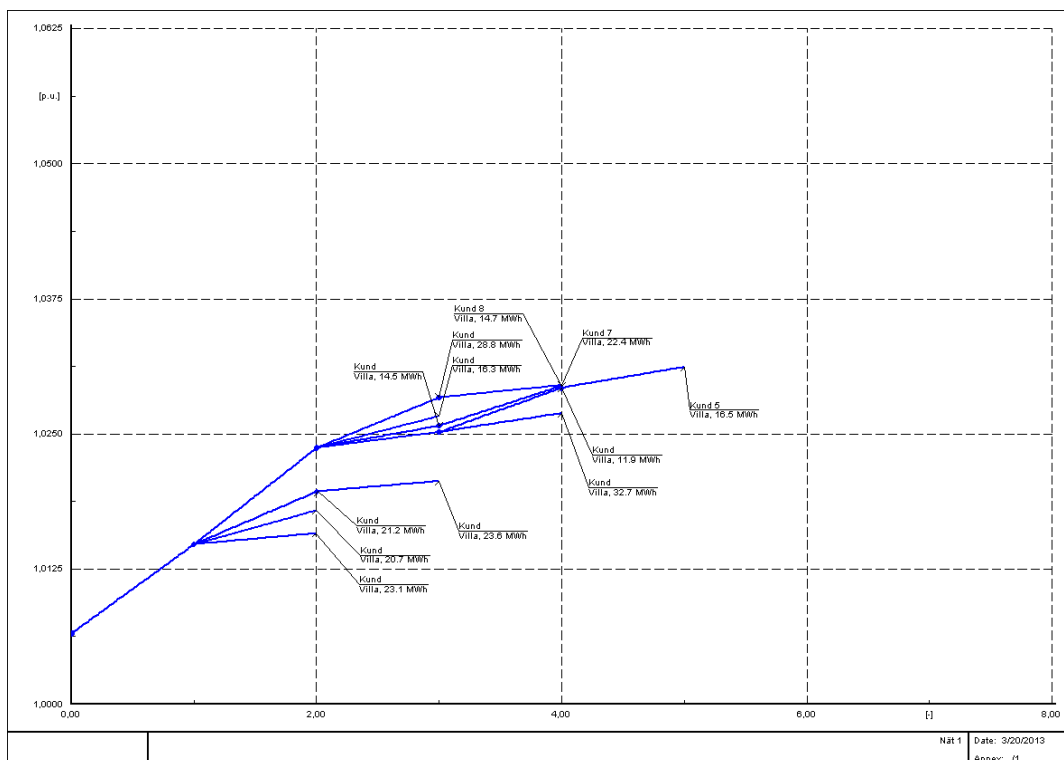
Figur A.2.2 Spänningsprofil för radial 2 i nät S3:T3 vid 7 kW_p genomsnittproduktion.

Betydande andel solcellers inverkan på lågspänningsnätet



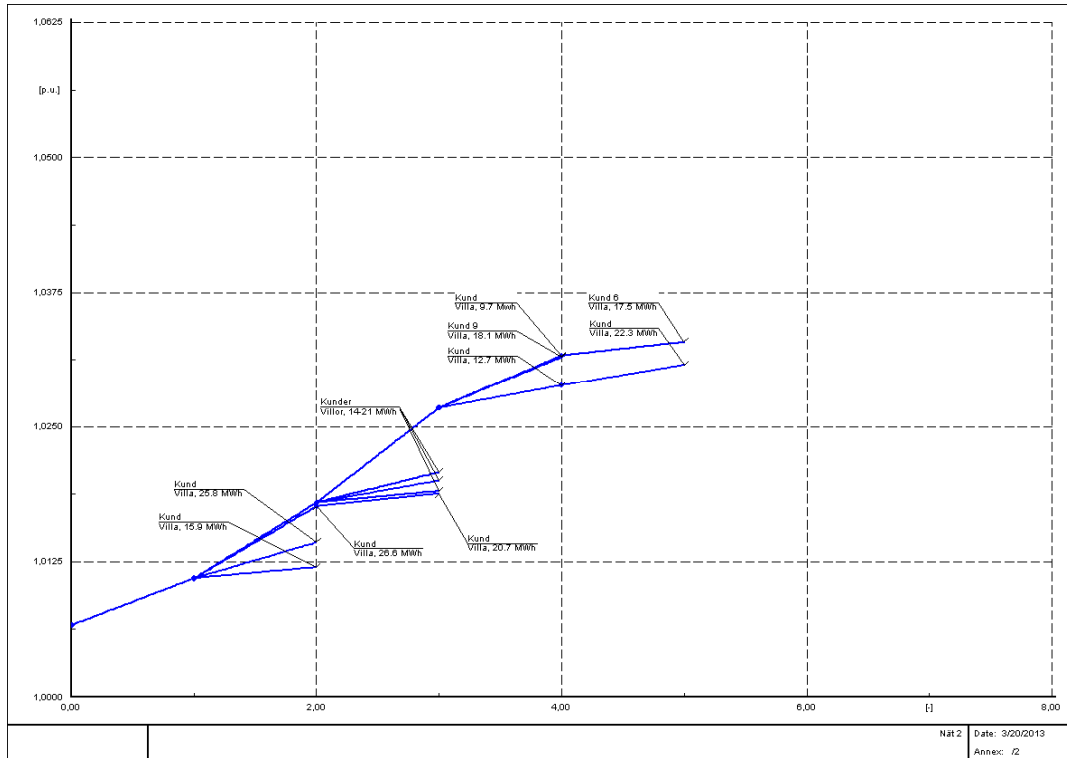
Figur A.2.3 Spänningsprofil för radial 3 i nät S3:T3 vid 7 kW_p genomsnittproduktion.

A.3 SPÄNNINGSPROFILER FÖR NÄT S2:T1

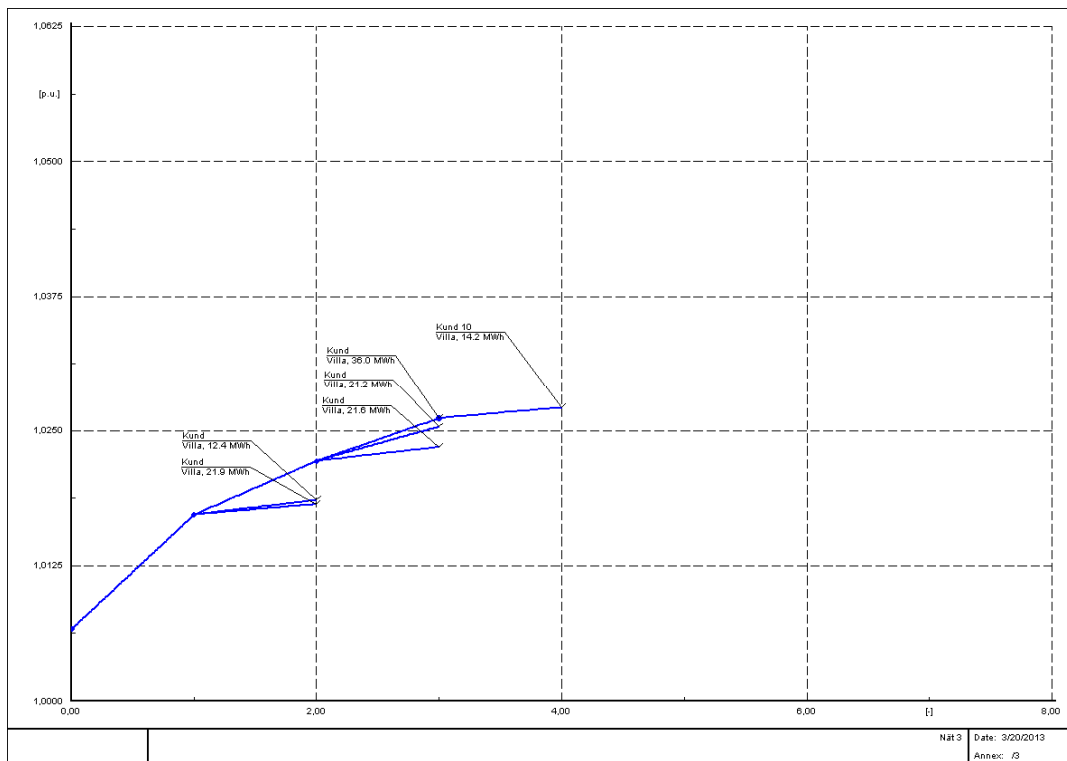


Figur A.3.1 Spänningsprofil för radial 1 i nät S2:T1 vid 12 kW_p genomsnittproduktion.

Betydande andel solcellers inverkan på lågspänningsnätet

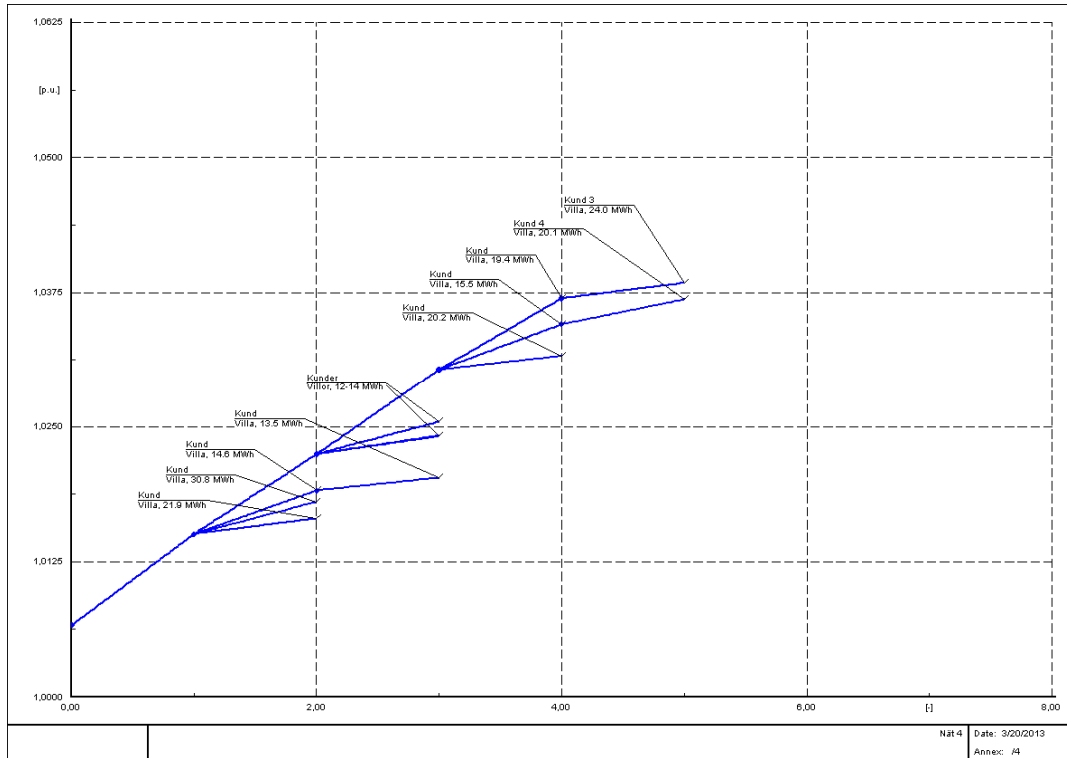


Figur A.3.1 Spänningsprofil för radial 2 i nät S2:T1 vid 12 kW_p genomsnittsproduktion.

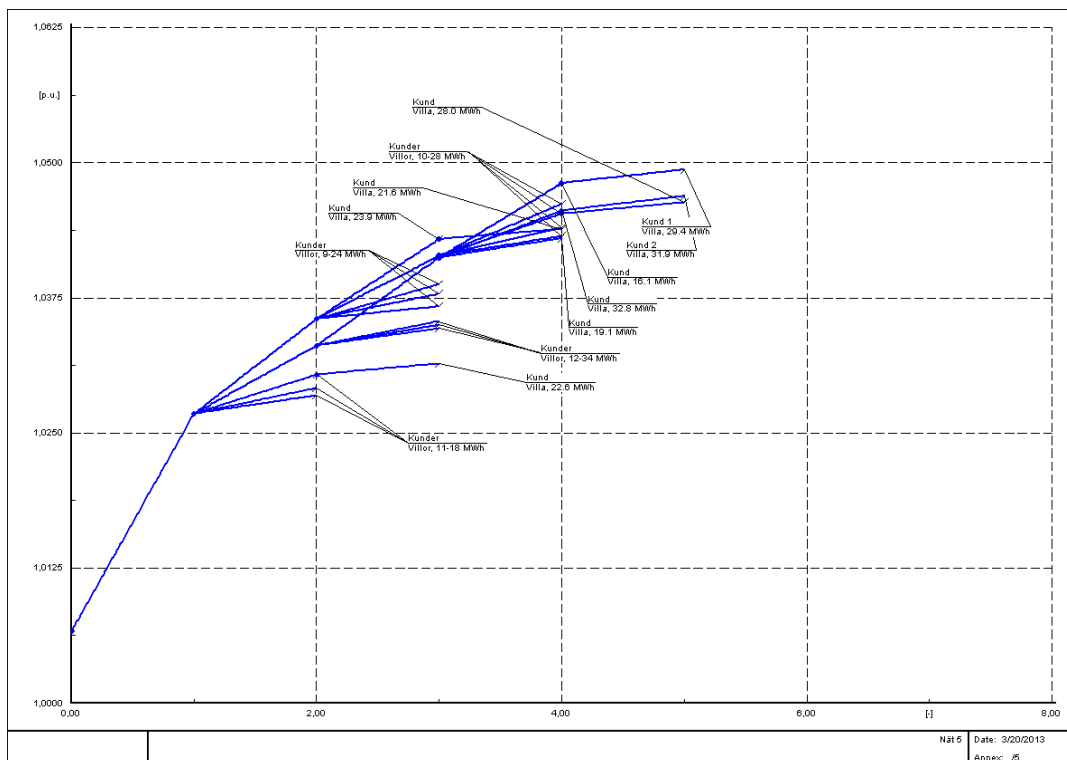


Figur A.3.1 Spänningsprofil för radial 3 i nät S2:T1 vid 12 kW_p genomsnittsproduktion.

Betydande andel solcellers inverkan på lågspänningsnätet



Figur A.3.1 Spänningsprofil för radial 4 i nät S2:T1 vid 12 kW_p genomsnittproduktion.



Figur A.3.1 Spänningsprofil för radial 5 i nät S2:T1 vid 12 kW_p genomsnittproduktion.

Appendix B

INTERVJU MED PONTUS JONASSON, LUNDS ENERGI

Vad är problemet med osymmetri i lågspänningsnät? Finns det några skydd mot dessa problem? Finns det skydd mot andra problem som löser ut vid osymmetri?

Pontus: Mellanspänningsnät (10 och 20 kV) är icke direktjordat. I mellanspänningsnät finns det överströmsskydd (kortslutning) och jordfelsskydd (nollpunktsspänningsskydd mm).

På transformatorn i en fördelningsstation finns nollpunktsskydd, spänningen i nollpunkten mäts över ett höghmigt motstånd mot jord. Ett jordfel ger då en ström genom motståndet och vid en given nollpunktsspänning löser skyddet. Osymmetrisk last ger en spänning i nollpunkten. Tillräckligt mycket osymmetri kan göra att nollpunktsskyddet löser utan att något fel finns.

Lågspänningsnät (0,4 kV) är direktjordat. I lågspänningsnät finns endast kortslutningsskydd (säkringar), inget nollpunktsspänningsskydd. Kortfattat kan man säga att osymmetri i lågspänningsnät orsakas av obalanserade laster (enfasiga laster), osymmetri kan orsaka överlast på olika växelströmsmaskiner.

Appendix C

UNDERSÖKNING AV EFFEKTEN AV STRÖMFÖRTRÄNGNING

Nedan följer matlab-koden för undersökningarna av inverkan av strömförträngning.

```

%% Resistansberoende hos kabel AKKJ3*50/16

close all;

% Data från webverktyget
Rac = [0.5312 0.5312 0.5317 0.5328 0.5343 0.5362 0.5384 0.5408 0.5435
0.5464 0.5495 0.5529 0.5564 0.5602 0.5642 0.5684 0.5728 0.5775 0.5823
0.5873 0.5925 0.5978 0.6034 0.6091 0.6149 0.6209 0.627 0.6333 0.6396
0.646 0.6526 0.6592 0.6658 0.6725 0.6793 0.6861 0.6929 0.6998 0.7066
0.7135];

% Parametrar
rho = 2.6548*10^-8; % Resistivitet
myr = 1.00002; % Magnetisk permeabilitet för materialet
my0 = 4*pi*10^-7; % Konstant för magnetisk permeabilitet
L = 1000; % Ledarens längd
D = 7.98*10^-3; % Ledarens diameter
r = D/2; % Ledarens radie

my = myr*my0;
f = 50:50:2000;
R0 = 0.641; % Resistans vid likström

% Impedans från induktans i kabel
ind = @(f) 0.248*10^-3*2*pi.*f;

% Inträngningsdjup
delta = @(f) sqrt(rho./(pi.*f.*my));

% David Knights metod
delta_prim = @(f) delta(f).*(1-exp(-(D./2)./delta(f)));
Z = @(f) 0.62006 .* r ./ delta(f);
Y = @(f) 0.189774 ./ (1 + 0.272481 .* (Z(f).^1.82938 - Z(f).^(-0.99457)).^2).^1.0941;
A = @(f) pi .* (2*r .* delta_prim(f) - delta_prim(f).^2) .* (1 + Y(f));
R = @(f) L*rho./A(f);
% R = @(f) L*rho./(pi.*delta(f).*(D-delta(f)));

plot(f,R(f) + R0 - R(50)); hold on;
% plot(f,Rac,'g'); % Resistans från webverktyg
plot(f,f./f.*R0,'-');
plot(f,ind(f),'r');
plot(f,sqrt(ind(f).^2+(R(f) + R0 - R(50)).^2),'g')
plot(f,sqrt(ind(f).^2+R0.^2),'g-')

set(gca,'FontSize',15);
title('Jämförelse av impedans vid olika frekvenser')
xlabel('Frekvens [Hz]')
ylabel('Absolutvärdet av impedansen [Ohm]')
legend('Resistans med strömförträngning','Resistans utan
strömförträngning','Induktans','Absolutvärdet av impedansen med
strömförträngning','Absolutvärdet av impedansen utan
strömförträngning','location','NW')

```