

KOORDINERAD SPÄNNINGSREGLERING I NÄT MED DISTRIBUTERAD PRODUKTION

RAPPORT 2021:808



ELNÄTENS DIGITALISERING
OCH IT-SÄKERHET



Koordinerad spänningsreglering i nät med distribuerad produktion

ALEXANDER SVENSSON OCH DARIA MADJIDIAN, DNV SWEDEN

ISBN 978-91-7673-808-5 | © Energiforsk april 2022

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Förord

Projektet *Koordinerad spänningsreglering i nät med distribuerad produktion* tillhör programmet *Elnätens digitalisering och IT-säkerhet* och fokuserar på att undersöka problematik kring spänningsreglering och produktionsbegränsningar. Genom att utnyttja omriktarna i anslutna produktionsanläggningar kan man med ett reglerat utbyte av reaktiv effekt, reglera spänningen, och därmed reducera produktionsbegränsningar på grund av höga spänningar.

Studien visar att för vissa speciella nät och driftsituationer, där höga spänningar riskeras i inmatningspunkterna, så kan ett reglerat uttag av reaktiv effekt vara ett bra sätt att sänka spänningen och på så sätt öka effektinmatningen i befintlig nätstruktur. Ju högre upp i nätet spänningsregleringen sker, desto större blir utbytet av ökad aktiv effektinmatning. Rapporten undersöker två exempelnät med verkliga data: stadsnät och landsbygdsnät, och använder två olika metoder för att öka effektproduktionen. Rapporten tar upp utmaningar och möjligheter med den praktiska implementeringen av koordinerad spänningsreglering. Daria Madjidian, DNV, har varit projektledare för projektet och arbetat med kollegerna Daniel Karlsson och Alexander Svensson.

Energiforsk tackar referensgruppen för deras stöd och uppföljning av projektet.

Referensgruppens ledamöter var:

- Linda Schumacher, Svenska kraftnät
- Magnus Lindén, Svenska kraftnät
- Christoffer Isendahl, E.ON
- Harald Klomp, Vattenfall
- Yvonne Ruwaida, Vattenfall
- Håkan Skarrie, Kraftringen
- Magnus Brodin, Skellefteå Kraft
- Erik Forsen, Stockholm Exergi

Stort tack också till programstyrelsen för programmet som består av ledamöterna:

- Kristina Nilsson, Ellevio ordförande
- Arne Berlin, Vattenfall Eldistribution
- Hampus Bergquist, Svenska kraftnät
- Ferruccio Vuinovich, Göteborg Energi
- Teddy Hjelm, Gävle Energi (Elinorr)
- Torbjörn Solver, Mälarenergi vice ordförande
- Magnus Sjunnesson, Öresundskraft
- Adam Nilsson, Jämtkraft
- Magnus Brodin, Skellefteå Kraft
- Johan Örnberg, Umeå Energi Elnät
- Peter Ols, Tekniska Verken i Linköping
- Jesper Bjärvall, Karlskoga Energi
- Peter Addicksson, HEM
- Malin Wallenberg, VB Energi
- Claes Wedén, Hitachi ABB Power Grids
- Katarina Porath, ABB
- Björn Ållebrand, Trafikverket
- Patrik Björnström, Sveriges Ingenjörer (Miljöfonden)
- Matz Tapper, Energiföretagen Sverige (adjungerad)

Energiforsk framför ett stort tack för värdefulla insatser till samtliga intressenter:

Ellevio	Hitachi ABB Power Grids	Blåsjön Nät
Vattenfall Eldistribution	ABB	Härjeåns Nät
Svenska kraftnät	Trafikverket	Sandviken Energi Nät
Göteborgs Energi	Sveriges ingenjörer (MF)	Sundsvall Elnät
Mälarenergi Elnät	Forumet Swedish Smartgrid	Dala Energi Elnät
Öresundskraft Elnät	Teknikföretagen	Elektra Nät
Tekniska Verken i Linköping	Exeri	Gävle Energi
Skellefteå Kraft Elnät	Evado	Hamra Besparingsskog
Umeå Energi Elnät	Huawei Sverige	Hofors Elverk
Jämtkraft Elnät	Borlänge Energi	Härnösand Elnät
Elinorr ekonomisk förening	Nacka Energi	Ljusdal Elnät
Eskilstuna Strängnäs E&M	Västerbergslagens Elnät	Malungs Elnät
Karlstads El- och Stadsnät	PiteEnergi	Söderhamn Elnät
Borås Elnät	Södra Hallands Kraftförening	Åsele Elnät
Halmstad E&M Nät	Karlskoga Elnät	Åsunda Kraft &
Luleå Energi Elnät	Bergs Tingslags Elektriska	Belysningsfören
		Övik Energi Nät

Stockholm i augusti 2021

Susanne Stjernfeldt

Sammanfattning

Koordinerad spänningsreglering i nät med distribuerad produktion tar sikte på att utnyttja omriktarna i anslutna produktionsanläggningar för att med ett reglerat utbyte av reaktiv effekt även reglera spänningen, och därmed reducera produktionsbegränsningar på grund av höga spänningar. Studien visar att för vissa speciella nät och driftsituationer, där höga spänningar riskeras i inmatningspunkterna, så kan ett reglerat uttag av reaktiv effekt vara ett attraktivt sätt att sänka spänningen och på så sätt öka effektinmatningen i befintlig nätstruktur. Ju högre upp i nätet spänningsregleringen sker, desto större blir utbytet av ökad aktiv effektinmatning.

Två exempelnett, med verkliga data, har studerats i detalj; ett stadsnät och ett landsbygdsnät. Två olika metoder för att öka effektproduktionen i det betraktade området har använts; ökning i en inmatningspunkt åt gången medan övriga hölls konstanta (Metod 1) och proportionell ökning av produktionen i samtliga inmatningspunkter (Metod 2). Med relativt ansträngda driftsituationer kunde effektinmatningen öka med ca 20-30% (i extrema situationer mer, men för små volymer), om omriktarna tilläts att reglera spänningen (istället för att drivas vid $\cos\phi=1$) och spänningsvärden kommunicerades med produktionsenheterna. Effektinmatningen begränsades av spänningsfallet över transformatorn i fördelningsstationen, som leder till för låg spänning längst ut i angränsande radial, alternativt av hög ström i något ledningselement eller i någon transformator. De ökade aktiva överföringsförlusterna till följd av det ökade reaktivutbytet hamnade på storleksordningen 2 - 60%.

Stadsnätsanalysen fokuserade på ett lågspänningsnät, medan landsbygdsanalysen fokuserade på ett mellanspänningsnät. Förutom de betraktade omriktarna var det endast lindningskopplaren i matande fördelningsstation som skötte spänningsregleringen (med anpassade lägen på omsättningskopplarna i nätstationerna). Ju högre upp i nätet man kommer desto större blir X/R förhållandet för ledningar och transformatorer och desto större blir spänningssänkningseffekten av ett ökat uttag av reaktiv effekt.

För en praktisk implementering av koordinerad spänningsreglering utnyttjas möjligheten till extern driftparameterinställning i moderna omriktare, samt spänningsmätning och kommunikationgränssnitt i moderna smarta elmätare. Cybersäkerheten har adresserats inom uppdraget och vikten av hög säkerhet kan inte tillräckligt understrykas. Säkerheten och säkerhetsmedvetandet när det gäller små privatägda anläggningar måste upp på betydligt högre nivåer. Problemet är att små kraftproducenter ofta har ett gemensamt tillverkargränssnitt vilket gör det lätt att göra intrång i många enheter samtidigt.

Summary

Coordinated voltage control in networks with distributed generation aims to use the inverters in the generation facilities to control the voltage with a suitable exchange of reactive power, and thereby reduce generation limitations due to high voltages. The study shows that for certain special networks and operating conditions, where there is a risk of high voltages at the generation points, a controlled consumption of reactive power can be an attractive way to lower the voltage and thus increase the power input, in an existing network structure. The higher up in the grid the voltage control takes place, the more favourable is the exchange between generated active power, and absorbed reactive power.

Two sample networks, with real data, have been studied in detail: an urban network and a rural network. Two different methods for increasing the power generation in the considered area have been used: increase in one infeed point at a time while the others were kept constant (Method 1) and proportional generation increase at all infeed points (Method 2). With relatively strained operating conditions, the power supply could be increased by about 20-30% (in extreme situations more, but for small power volumes), if the inverters were allowed to control the voltage (instead of operating at $\cos \varphi = 1$) and voltage values were communicated with the generation units. The power supply was limited by the voltage drop across the transformer in the substation, which led to too low voltages at the far end of an adjacent radial, alternatively by a too high current in a line or transformer element. The increased active transfer losses due to the increased reactive flow ended up in the order of 2-60%; higher values for more remote infeed.

The urban network analysis focused on a low-voltage network, while the rural analysis focused on a medium-voltage network. In addition to the inverters considered, only the tap-changer in the supply distribution substation handled the voltage control (with adjusted fixed transformer ratios in the 10/0.4 kV secondary substations). The higher up in the network, the larger the X/R ratio for lines and transformers, and the greater the voltage reduction effect of an increased consumption of reactive power.

For a practical implementation of coordinated voltage control, the possibility of external operating parameter setting in modern converters is used, as well as voltage measurement and communication interfaces in modern smart meters for electricity. Cyber security has been addressed within the project and the importance of high security cannot be sufficiently emphasized. The safety and security awareness of small privately owned facilities must reach significantly higher levels. The problem is that many inverters have a common interface, which makes it easier to simultaneously infiltrate many small power producers.

Innehåll

1	Inledning	8
2	Spänningsreglering i distributionsnät	10
3	Beräkningsstudie med tynnät tätort	14
3.1	Nätdata och modell	14
3.2	Metod 1	16
3.2.1	Resultat	17
3.3	Metod 2	21
3.3.1	Resultat	21
3.4	Diskussion	24
4	Beräkningsstudie med tynnät landsbygd	26
4.1	Nätdata och modell	26
4.2	Metod 1	29
4.2.1	Resultat	29
4.3	Metod 2	35
4.3.1	Resultat	35
4.4	Diskussion	40
5	Kommunikation och cybersäkerhet	42
5.1	Kommunikationsmöjligheter hos PV-omriktare och smarta mätare	42
5.2	cybersäkerhet	42
5.2.1	Förhindra intrång	42
5.2.2	Begränsning av skada	43
6	Slutsatser	44
7	Referenser	46

1 Inledning

Energiforsks programbeskrivning för Digitalisering och IT-säkerhet bedömer att framtidens elnät kommer att bli allt mer komplexa. Programmet syftar därför till att ta fram rekommendationer för att underlätta ett förverkligande av ett mer flexibelt energisystem. Som ett resultat av ambitionen att Sveriges elproduktion ska vara 100 procent förnyelsebar år 2040 ser vi en allt större andel förnyelsebara produktionskällor som vindkraftverk och solcellsanläggningar. Denna typ av anläggningar ansluts ofta till lägre spänningsnivåer och mer distribuerat än konventionell produktion. Införandet av distribuerad elproduktion i låg- och mellanspänningsnät ger förändrade effektflöden och orsakar därmed en påverkan även på spänningen. Införandet av distribuerad elproduktion i låg- och mellanspänningsnät innebär därför en fundamental förändring av förutsättningarna för en adekvat spänningshållning. Vidare har vädersäkringen av mellanspänningsnäten genom kablfiering lett till reaktiva obalanser och därtill kopplade höga spänningar. Även kablfierade uppsamlingsnät för vindkraft bidrar till den reaktiva obalansen vid låg produktion.

I områden med mycket solenergiproduktion i lågspänningsnäten har svärbemästrat höga spänningar uppnåtts under tider med låg förbrukning och hög produktion. Det har till och med varit tal om att sätta lindningskopplare på nätstationerna i sådana områden. Tillgängliga metoder för spänningsreglering i låg- och mellanspänningsnät finns väl beskrivna i olika rapporter och studier, t ex (Widén & Al, 2017).

Då antalet kraftelektroniska omriktare i systemet kommer att öka framöver skapas nya möjligheter att spänningsreglera med hjälp av den reaktiva effekt som dessa kan tillhandahålla. Detta blir speciellt intressant vid tidpunkter med mycket produktion. Småskalig elproduktion med privatägda solceller blir allt mer populärt, med många anslutningsärenden för nätbolagen. För att det ska bli rationellt och effektivt både för kunder och nätbolag krävs en snabb och enkel hantering. Efter diskussioner med Svensk Solenergi har därför Energiföretagen tagit fram "Rikta Rätt", en sammanställning av godkända växelriktare (svensksolenergi.se). Ökad produktion i lågspänningsnäten kan innebära mer spänningsreglering, vilket i sin tur medför en mer omfattande anslutningsprocess vad gäller inställningar och provning. Vidare kan uppdateringar av solcellernas styrning komma att behöva göras i samband med om- och utbyggnad av lågspänningsnäten.

Med den ökande digitaliseringen på många olika områden följer nu såväl tekniska, som praktiska och ekonomiska möjligheter till koordinerad spänningsreglering även i komplexa eldistributionsnät med stora variationer i elproduktion och elkonsumention.

Med koordinerad spänningsreglering kan tillgängliga reglerresurser utnyttjas optimalt och därmed möjliggöra maximal förnybar produktion i ett visst område. Detta i sin tur leder oss närmare ambitionen om en hundra procentigt förnyelsebar elproduktion 2040.

Spänningen i låg- och mellanspänningsnät styrs idag uteslutande med hjälp av lindningskopplaren i matande station. Som ett komplement kan det finnas shuntkompensering för att hantera reaktivbalansen. Nätstationer, som transformerar från mellanspänning till lågspänning, är normalt omkopplingsbara (t ex +/- 2x2,5%), för att kunna justera för nätstationens plats i nätet och mer permanenta ändringar av underliggande belastning. Sådana omkopplingar görs inte mer än ett fåtal gånger under transformatorns livstid. Med ökad produktion i låg- och mellanspänningsnäten kommer spänningarna att variera ännu mer än idag och det kan bli spänningen som sätter gränsen för hur mycket förnybar produktion som kan installeras i, framför allt, lågspänningsnät. Spänningen i anslutningspunkten hos lågspänningskunder ska ligga mellan 90 och 110 procent av nominell spänning. Med stor produktion i en del av nätet och stor last i en annan del av nätet kan det bli omöjligt för den enda lindningskopplaren i systemet att uppfylla spänningskvalitetskraven. Avsikten med föreliggande projekt är därför att belysa hur mycket mer distribuerad elproduktion som kan installeras med koordinerad spänningsreglering och med utnyttjande av produktionsenheternas omriktare även för spänningsreglering.

Projektet syftar till att ta fram metoder och principer, omedelbart applicerbara i modern digitaliserad IT-säkerhetsklassad hård- och mjukvarumiljö, för koordinerad spänningsreglering i komplexa eldistributionsnät med olika typer av produktion, och varierande nätbelastning. Resultaten från projektet är direkt applicerbara, och innebär förbättrad spänningsreglering, i distributionsnät med betydande produktion, och kan även tjäna som underlag för strategiska val när det gäller spänningsreglerförmåga i framtida digitaliserade eldistributionssystem.

Rapporten beskriver metoder för att via koordinerad spänningsreglering optimera mängden förnyelsebara produktionskällor som kan installeras med bibehållen kvalitet. En förbättrad koordinerad spänningsreglering möjliggörs med hjälp av de möjligheter som digitaliseringen medför i form av exempelvis ökat antal sensorer i distributionsnäten, bättre kommunikationslösningar och spänningsreglering med omriktaranslutna produktionsmoduler. Digitaliseringen skapar exempelvis möjlighet till koordinering så att en regleråtgärd på en plats får önskade konsekvenser på andra platser i systemet. Rapporten innehåller även en diskussion kring de krav som ställs på kommunikation och IT-säkerhet för en väl fungerande koordinerad spänningsreglering.

För att visualisera nyttan av koordinerad spänningsreglering har en enklare studie genomförts för ett typiskt stadsnät och för ett typiskt landsbygdsnät, där mängden lokal förnybar intermittent produktion som kan installeras inom ramen för nuvarande spänningsreglerprinciper jämförts med spänningsreglerande omriktare i produktionsmodulerna.

Kapitel 2 innehåller en teoribit som förklarar hur lindningskopplaren används idag och hur den kan samordnas med reaktiv effektkompensering i PV-omriktare för att skapa mer produktionsutrymme i distributionsnäten. Kapitel 3 och kapitel 4 innehåller en kvantitativ analys av potentialen för koordinerad spänningsreglering i typnät för tätort respektive landsbygd. Kapitel 5 beskriver möjligheterna att övervaka och styra PV-omriktare samt cybersäkerhetsaspekter. Slutsatserna i rapporten redovisas i kapitel 6.

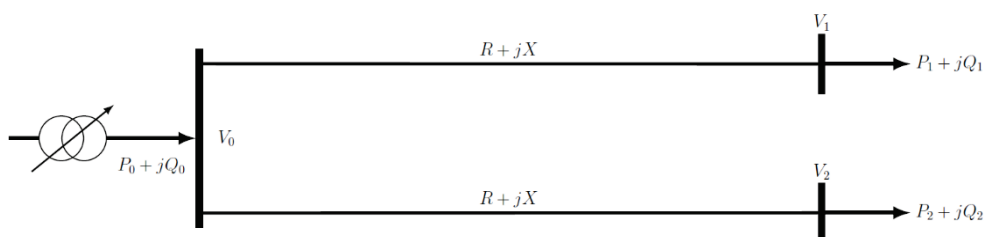
2 Spänningsreglering i distributionsnät

Låg- och mellanspänningsnäten är byggda för att överföra effekt från överliggande regionnät till kundanläggningarna och en dimensionerande faktor är spänningsfallet till nätets ändpunkter vid maximal belastning. Spänningskvalitetskraven finns redovisade i EIFS 2013:1, kapitel 7.

I stadsnät distribueras relativt stora effekter över korta avstånd och dimensioneringen av kablar och transformatorer görs baserat på termisk överföringskapacitet. I landsbygdsnät, däremot, handlar det om relativt små effekter över långa avstånd och spänningsfallen blir dimensionerande för ledningar och transformatorer.

Nuvarande metod – enbart spänningsmätning och reglering i fördelningsstationen

Ofta utgör lindningskopplaren i matande transformatorstation den enda möjligheten till spänningsreglering i såväl mellan- som i lågspänningsnäten. Nätstationernas omsättning kan ofta anpassas till platsen i nätet och till ändrade belastningsförhållanden. Sådana omkopplingar görs endast ett fåtal gånger under transformatorns livstid. Figur 1 visar ett enkelt mellanspänningsnät med två ledningar som försörjer var sin last samt en matande transformatorstation med lindningskopplare.



Figur 1: Illustration av mellanspänningsnät med två radialledningar som matar vars sin belastning.

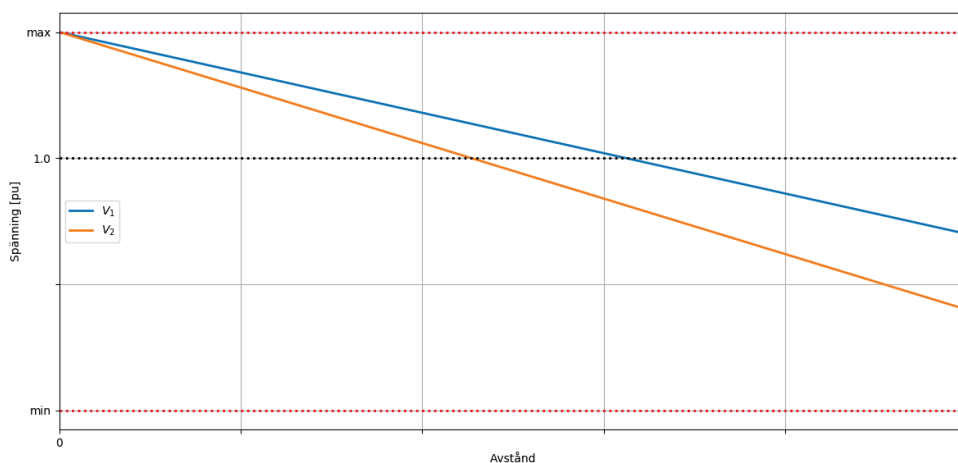
Något förenklat kan spänningen i nätets ändpunkter modelleras¹ som

$$\begin{aligned} V_1 &= V_0 - RP_1 - XQ_1 \\ V_2 &= V_0 - RP_2 - XQ_2 \end{aligned}$$

där $R + jX$ är ledningarnas, i detta fall identiska, serieimpedans, och där V_0 är spänningen på nedsidan av matande transformatorstation (Kersting, 2017). Spänningarna V_1 och V_2 sjunker då P_1 och P_2 ökar. Antag för enkelhets skull att $Q_1=Q_2=0$ så att hela spänningsvariationen längs ledningarna är resistiv. I normalfallet är både P_1 och P_2 positiva, vilket innebär ett spänningsfall längs ledningarna. I detta fall är strategin för lindningskopplaren rättfram: maximal spänning på nedsidan av transformatorn ger maximalt utrymme för att överföra

¹ Modellen är en förenkling som förutsätter att effektflöden drivs av spänningsfall och inte fasvinkelskillnader. Antagandet är rimligt för lägre spänningsnivåer.

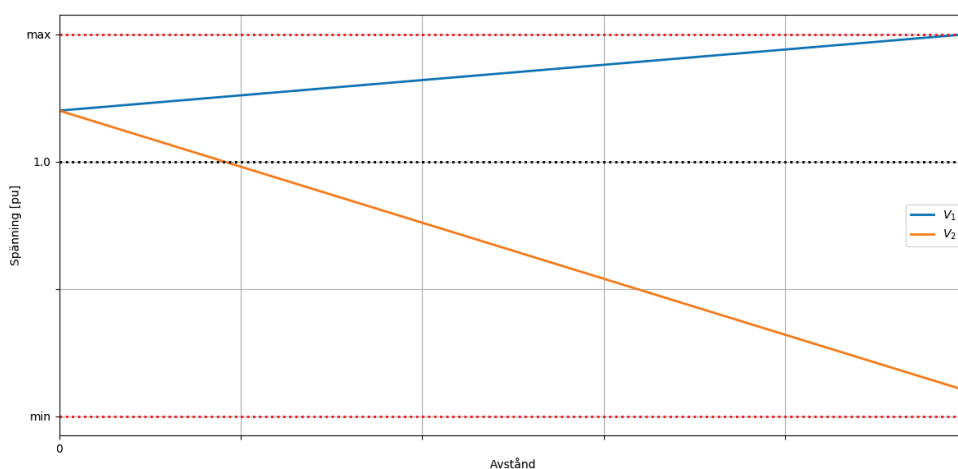
effekt till lasterna samt minimerar de aktiva förlusterna. Ett exempel på resulterande spänningsprofiler längs ledningarna visas i Figur 2.



Figur 2: Exempel på spänningsfall längs ledningarna i Figur 1 där P_1 och P_2 är positiva och Q_1 och Q_2 är noll. Bästa styrstrategin för lindningskopplaren är att hålla spänningen på nedsidan av transformatorn så hög som möjligt.

Mätning i systemets "ändpunkter", men reglering endast i fördelningsstationen

Antag nu att en solkraftanläggning kopplas till kundanläggningen på ledning 1 och att den resulterar i ett produktionsöverskott, dvs $P_1 < 0$. Detta leder till en spänningsökning längs ledningen och lindningskopplaren måste reglera ner spänningen V_0 för att undvika överspänning längst ut på ledning 1. Figur 3 visar det optimala läget för lindningskopplaren med avseende på förlustminimering. Till skillnad från fallet med endast last krävs i detta fall att lindningskopplaren känner till den maximala spänningen i nätet för att uppnå optimalt läge.

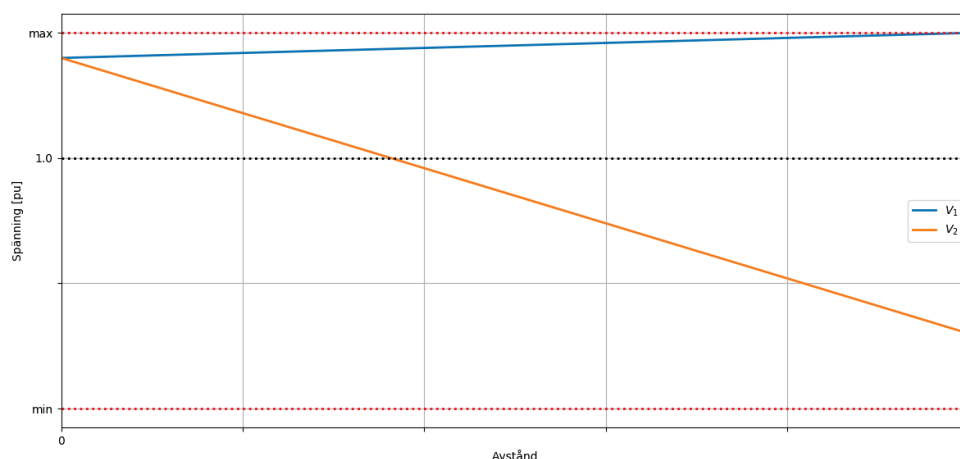


Figur 3: Spänningsprofiler längs ledningarna i Figur 1 när P_1 är negativ, P_2 är positiv och Q_1 och Q_2 är noll. Bästa styrstrategin för lindningskopplaren är att hålla spänningen på nedsidan av transformatorn så hög som möjligt utan att överskrida spänningsgränsen längst ut på ledning 1.

Det finns en tydlig avvägning i lindningskopplarens spänningsreglering. Högre spänning ger mer utrymme för last medan lägre spänning ger mer utrymme för produktion. I Figur 3 är det också tydligt att om $V_1 - V_2$ överskrider storleken på det tillåtna spänningsintervallet så finns det inget läge för lindningskopplaren som leder till en acceptabel spänningshållning i nätet. I ett sådant läge är en lösning att helt enkelt styra ner den aktiva effektproduktionen och spilla en del av primärenergien (Tonkoski & Lopes, 2008).

Spänningsreglering i fördelningsstationen och i omriktaranslutna produktionsenheter

En ofta diskuterad strategi för att öka nätets acceptansgräns (*hosting capacity*) är att kompensera spänningsökningen längs ledning 1 genom att skicka reaktiv effekt i motsatt riktning (Bollen & Sannino, 2005). Detta kan åstadkommas genom att utnyttja PV-omriktarnas förmåga att absorbera reaktiv effekt (Vergara, Salazar, Mai, & Nguyen, 2020), (Kim & Harley, 2020). Absorption av reaktiv effekt bidrar med en spänningssänkning på XQ_l i ledning 1 och trycker därmed ner spänningen längs ledningen, se Figur 4.



Figur 4: Spänningsprofiler längs ledningarna i Figur 1 med samma aktiva effektprofil som i Figur 3 med skillnaden att $Q_1 > 0$. Det reaktiva effektuttaget jämnar ut spänningen längs ledning 1 och minskar spänningsskillnaden $V_1 - V_2$ i nätet. Det leder i sin tur till ökad acceptansgräns, det vill säga mer utrymme för last och generering i nätet.

Det reaktiva effektuttaget i en PV-omriktare begränsas av strömökningen som det reaktiva effektuttaget resulterar i. För det första är den totala skenbara effekten, S , begränsad av omriktarens märkström, I_{rated} , enligt

$$S \leq S_{\text{max}} = \sqrt{3}V_{\text{max}}I_{\text{rated}}$$

där V_{max} den högsta tillåtna nätspänningen. Det innebär att

$$P^2 + Q^2 \leq 3V_{\text{max}}^2 I_{\text{rated}}^2 \quad (1)$$

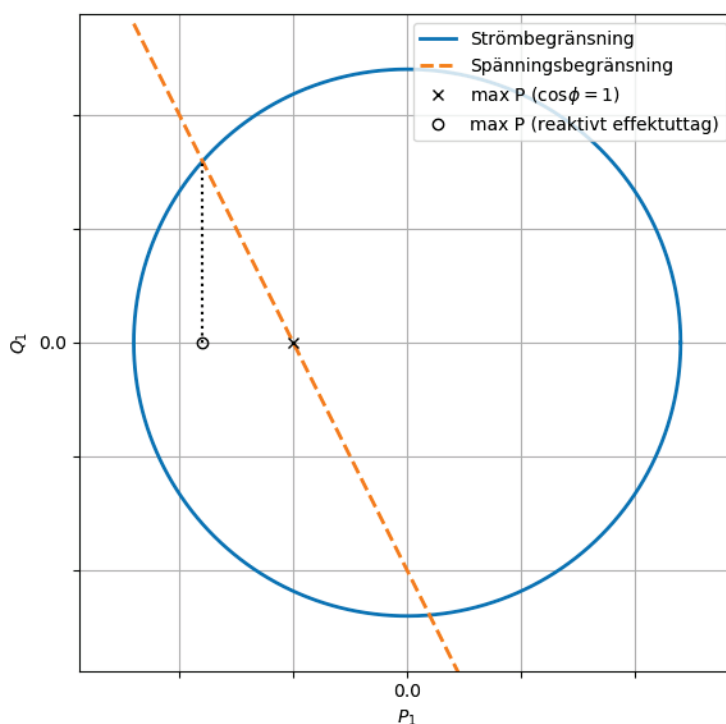
Både uttag och inmatning av reaktiv effekt hos omriktaren innebär alltså mindre utrymme för aktiv effektproduktion för en given omriktare. Strömökningen som följer av det reaktiva effektuttaget resulterar även i ökade aktiva förluster i

ledningarna och transformatorerna och en övre gräns på strömmen sätts av termiska begränsningar i dessa komponenter.

En naturlig fråga är hur den reaktiva effekten ska justeras för att tillåta maximal aktiv effektproduktion i de fall där det inte finns tillräckligt utrymme i nätet för hela primärenergien. Detta kan illustreras geometriskt i PQ-diagrammet i Figur 5. De punkter som uppfyller strömbegränsningen i ekvation (1) innesluts av cirkeln. Villkoret på spänningshållning ges av

$$RP + XQ \geq V_0 - V_{\max}$$

och omfattas av de punkter som ligger till höger om linjen. En högre X/R-kvot innebär en planare linje vilket innebär högre tillåten aktiv effektutmatning per kvar reaktiv effekt, det vill säga ett bättre utbyte mellan aktiv och reaktiv effekt. En ökad spänningssmarginal, dvs högre $V_{\max} - V_0$, förskjuter linjen till vänster. Den högsta möjliga aktiva effektproduktionen vid effektfaktor 1 respektive med reaktivt effektuttag i omriktaren visas av punkterna 'x' och 'o'.



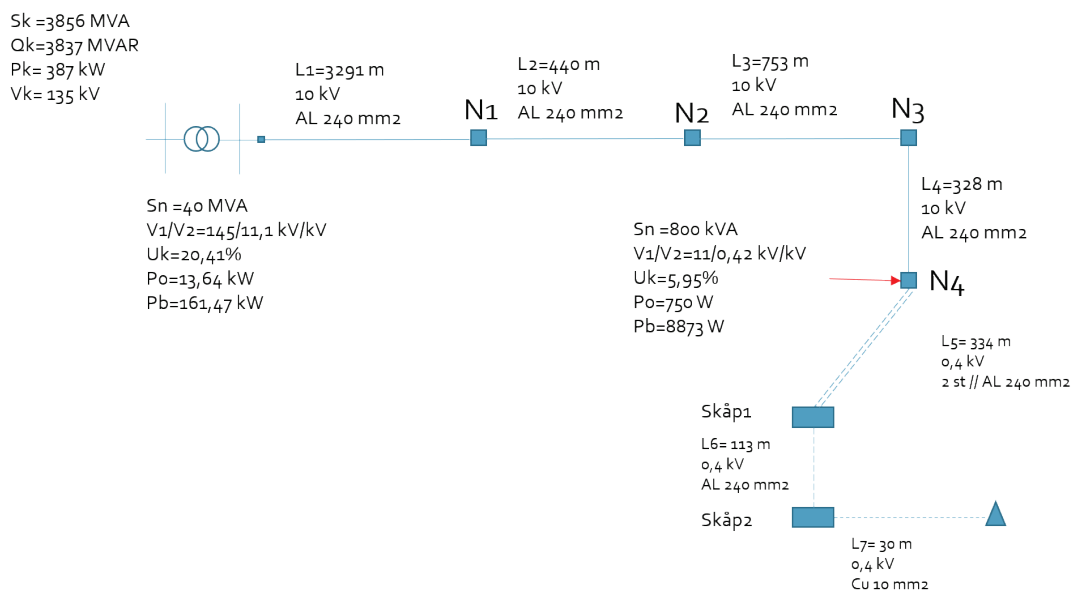
Figur 5: PQ- diagram för en PV-anläggning med ström- och spänningssbegränsningar utritade.

I denna rapport utvärderas nyttan med samordnad spänningssreglering av lindningskopplare och omriktare. Detta sker genom att kvantifiera den ökade aktiva effektinmatningen i två typnät, ett för tätort och ett för landbyggd. Näten består av fördelningsstation med två radialer, en med enbart last samt en med solanläggningar. Som utgångsfall används ett lastfall där spänningssnivåerna på radialerna nått lägsta respektive högsta tillåtna nivå. PV-inmatningen ökas sedan i olika inmatningspunkter medan spänningen bibehålls via reaktivt effektuttag, ända till någon komponent i nätet överbelastas.

3 Beräkningsstudie med typnät tätort

3.1 NÄTDATA OCH MODELL

Strukturen och grunddata för typnätet för tätort bygger på ett exempelnät från Göteborgs Energi, se Figur 6 nedan.

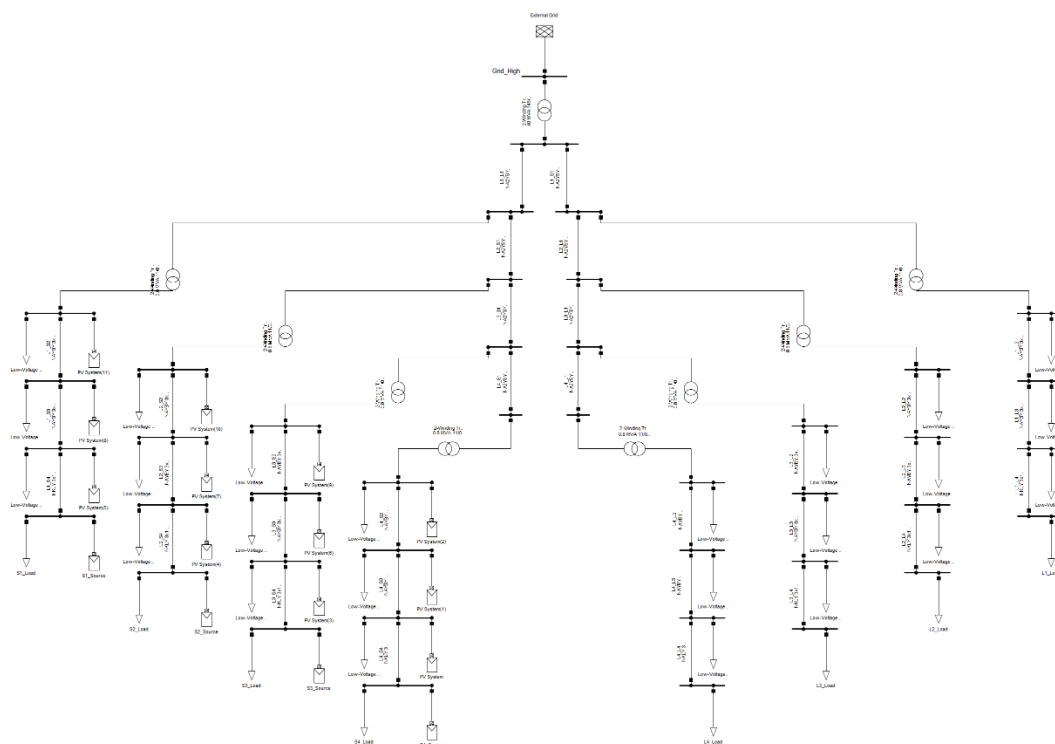


Figur 6: Grundstruktur och data för typnät för tätort.

I modellen finns två huvudgrenar på 10 kV sidan, vilka delar sig vid 40 MVA transformatorn. Längs varje gren finns det fyra nätstationer, N1, N2, N3 och N4, i vilka det finns en 800 kVA transformator som tar ner spänningen till 400 V. Lågspänningsnätet efter varje nätstation är modellerat på samma sätt som efter N4 i referensen, dvs. samma struktur och kabel- och transformatordata.

De två 10 kV grenarna skiljer sig dock genom att den ena grenen endast har laster på lågspänningsnäten under vardera nätstation, medan den andra har både laster och generering i form av solceller. Inga laster eller solceller är kopplade direkt på 10 kV. Detta kan ses i Figur 7, vilken visar den fullständiga modellen i PowerFactory.

Kablarna och transformatorerna är modifierade element från det bibliotek som finns i PowerFactory, så att de ska passa den grunddata som är angiven i typnätet.

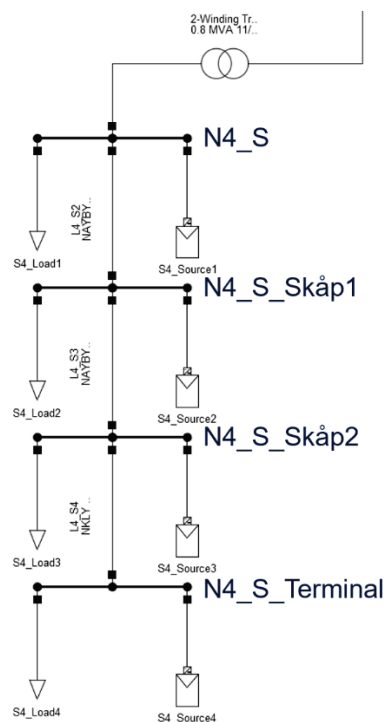


Figur 7: Modell i PowerFactory över tätorts nätet.

Samtliga laster i nätet är modellerade med $\cos(\phi) = 0.95$ (induktiv), medan solcellerna är modellerade med $\cos(\phi) = 1.0$ i utgångsfallet. Storleken på lasterna och solcellerna är inte definierade i referensmaterialet, utan är satta så att de längst ut på lågspänningsnäten ska motsvara en kund. Nästa nivå upp är modellerad som en last och producent, vilka storleksmässigt ska motsvara ett par kunder motsvarande den längst ut. Motsvarande görs för de två ovanliggande nivåerna.

På 10 kV grenen med endast last är lasterna efter nätstation N4 valda så att den enskilda kunden längst ut i modellen har en spänning på 0.9 p.u. Motsvarande görs på den gren med både last och generering, men där last och produktion är valda så att spänningen är precis under 1.10 p.u. längst ut i nätet. För att uppnå detta på båda grenarna samtidigt med rimliga nivåer på laster och solceller används även lindningskopplaren i 40 MVA-transformatorn. Lindningskopplaren ändras dock inte under beräkningarna, utan hålls konstant.

För studien av hur mycket mer aktiv effekt det går att ta ut från solcellsanläggningar genom att absorbera reaktiv effekt för att hålla nere spänningen ligger fokus på lågspänningsnätet under N4, eftersom denna del ligger längst ut i typnätet. I denna del av nätet är testpunkterna de nivåer som kan ses i Figur 8. För studien av tätortsnätet ligger fokus helt på 400 V delen, och mer specifikt den del som ligger längst ut i exempelnätet. På 10 kV sidan kontrolleras att inga gränser (spänning och ström) överstigs, men inga testpunkter tas med här.



Figur 8: De definierade testpunkterna under nätstation N4.

Utgångsfallet i vilket spänningen i N4_S_Terminal är precis under 1.10 p.u. presenteras i Tabell 1. Spänningen är den som blir med angiven produktion och last.

Tabell 1: Konfiguration av utgångsfallet för lågspänningsnätet efter N4. $\cos(\phi)_{PV} = 1$ och $\cos(\phi)_{Last} = 0.95$.

Testpunkt	PV P [kW]	Last S [kVA]	Spänning [p.u.]
N4_S	500	300	1.035
N4_S_Skåp1	310	150	1.071
N4_S_Skåp2	240	100	1.084
N4_S_Terminal	50	15	1.095

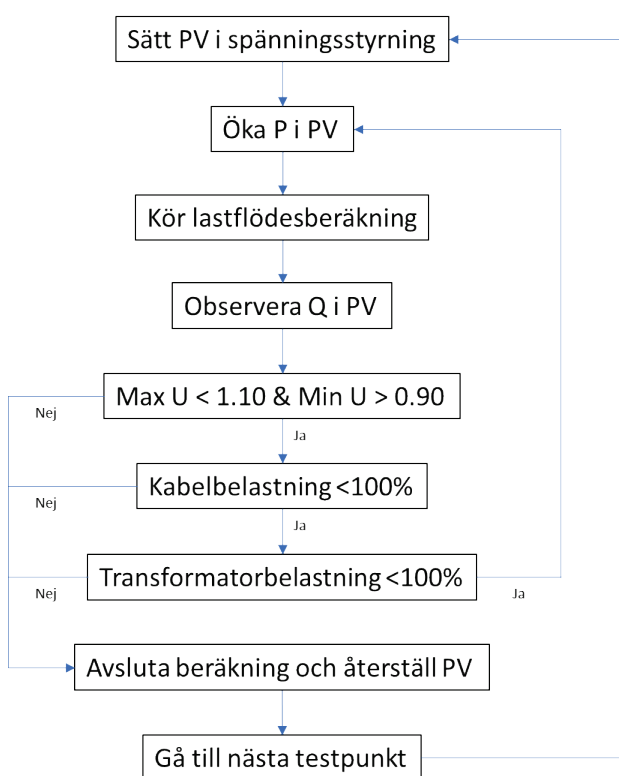
I följande kapitel ska det noteras att om inget annat anges så betyder ett negativt effektvärde för solcellerna att effekten absorberas, medan ett positivt värde betyder att effekten genereras.

3.2 METOD 1

Den första metoden - Metod 1 - som användes för att undersöka möjligheterna att öka den genererade aktiva effekten är att studera testpunkterna var för sig. Detta gjordes genom att sätta solcellsanläggningen i den aktuella testpunkten att styra mot spänning, öka den genererade aktiva effekten och se hur mycket reaktiv effekt som behöver absorberas för att hålla spänningen konstant. Spänningen som solcellen i varje test styrs mot är den från utgångsfallet, vilket gör att spänningen i

övriga punkter i det aktuella lågspänningsnätet hålls på i princip samma nivåer som i tabellen ovan. Den genererade aktiva effekten ökas sedan i steg tills antingen en av kablarna eller transformatorn överlastas, varefter solcellsanläggningen återställs, (dvs. aktiv effekt som i utgångsfallet samt att anläggningen sätts till att styra den reaktiva effekten till noll). En åt gången görs motsvarande därefter för de övriga tre testpunkterna i nätet.

Ett förtydligande diagram för testmetoden kan ses i Figur 9 nedan. Detta diagram visar vad som ändras och vad som kontrolleras i varje test, samt under vilka villkor som simuleringarna fortsätter eller avbryts. Detta diagram gäller principiellt för både Metod 1 och Metod 2, samt för både tätorts- och landsbygdsnätet.



Figur 9: Principiellt flödesschema över testmetoderna.

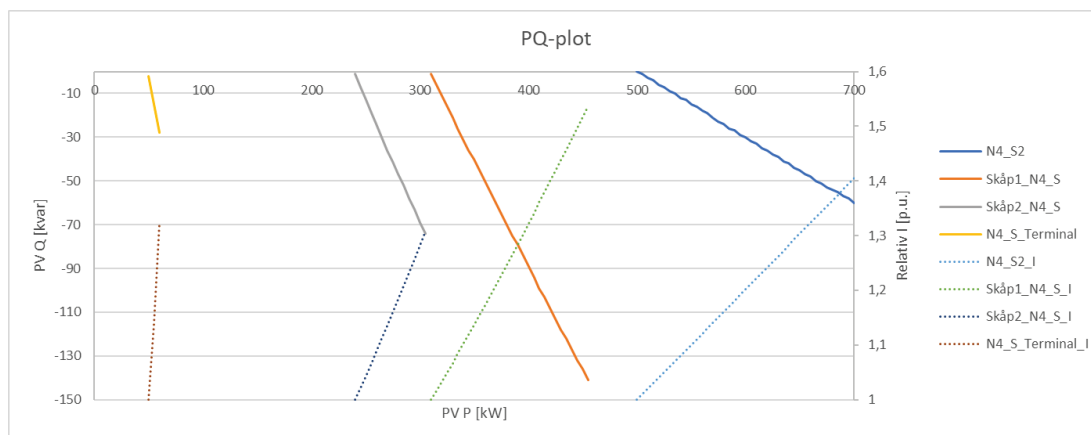
3.2.1 Resultat

Vänsterändan av varje linje i diagrammet i Figur 10 motsvarar startpunkten i enlighet med Tabell 1. Det ska dock noteras att den reaktiva effekten inte är exakt noll för alla testpunkter i startpunkterna i figuren, vilket beror på avrundningar i referenserna till spänningsstyrningen.

På motsvarande sätt är högerändan av varje linje den punkt där en kabel i nätet eller transformator når maxbelastning på grund av den ökade aktiva effekten i en solcellsanläggning och den absorberade reaktiva effekten i densamma för att hålla spänningen nere.

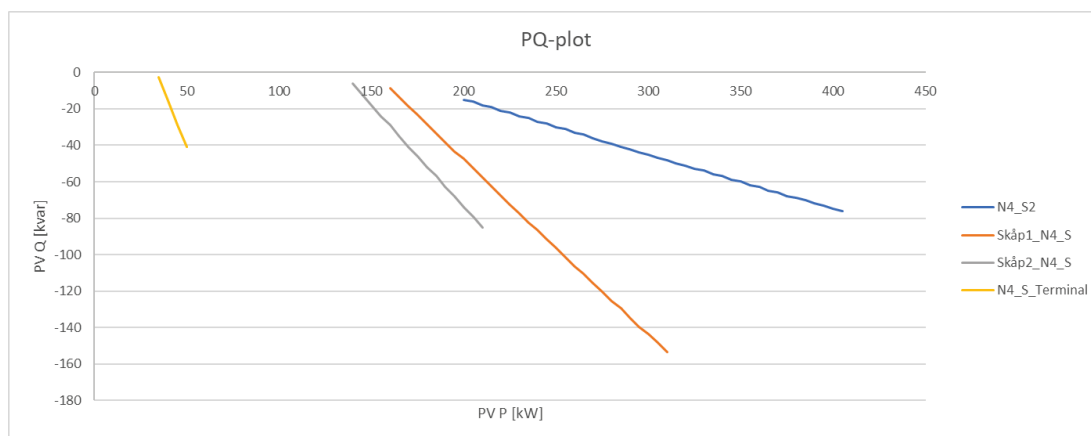
I Figur 10 visas även den relativa strömmen (de prickade linjerna), jämfört med startpunkten i testet, från respektive solcellsanläggning och hur den ändras med

genererad aktiv och absorberad reaktiv effekt. Med relativ ström menas här det normaliserade absolutbeloppet av strömmen jämfört med startpunkten i respektive testpunkt.



Figur 10: PQ-diagram över solcellsproduktionen från Metod 1, och förändring av relativ ström kopplad till effektförändringarna.

Dock finns det utöver en solcellsanläggning även en last (se Tabell 1) på varje nivå i lågspänningsnätet, så det är också relevant att undersöka nettoeffekterna, dvs. produktion minus belastning i varje testpunkt, vilka visas i Figur 11 nedan.



Figur 11: PQ-diagram över nettoproduktionen från Metod 1.

För Metod 1 går det slutligen att sammanställa resultaten genom att titta på ökning av producerad aktiv effekt (både med och utan lasterna inräknade), samt kostnaden i reaktiv effekt. Resultatet av detta kan ses i Tabell 2 (som visar både total produktion och nettoproduktion i de specifika testpunkterna), och det ska noteras att den reaktiva effekten är negativ eftersom den absorberas.

Förklaring av tabellen är enligt följande:

- 'P [kW]' är den genererade aktiva effekten i utgångsläget i den aktuella testpunkten.
- 'Ökning P [kW]' och 'Ökning P [%]' är absolut och procentuell möjlig ökning i den aktuella testpunkten.
- 'Överskott P [kW]' är den genererade aktiva effekten i utgångsläget i den aktuella testpunkten minus lasten i samma punkt.
- 'Ökning överskott P [kW]' och 'Ökning överskott P [%]' är absolut och procentuell möjlig ökning av produktionsöverskottet i den aktuella testpunkten.
- 'Kostnad Q [kvar]' är hur mycket reaktiv effekt som behöver absorberas för att få den största möjliga ökningen av aktiv effekt i testpunkten.

Tabell 2: Absolut och relativ ökning av aktiv effekt, samt kostnad i reaktiv effekt för Metod 1.

	Total produktion			Nettoproduktion			Kostnad Q [kvar]
	P [kW]	Ökning P [kW]	Ökning P [%]	Överskott P [kW]	Ökning överskott P [kW]	Ökning överskott P [%]	
N4_S2	500	205	41	200	205	103	-61
Skåp1_N4_S	310	150	48	160	150	94	-146
Skåp2_N4_S	240	70	29	140	70	50	-80
N4_S_Terminal	50	15	30	35	15	43	-40

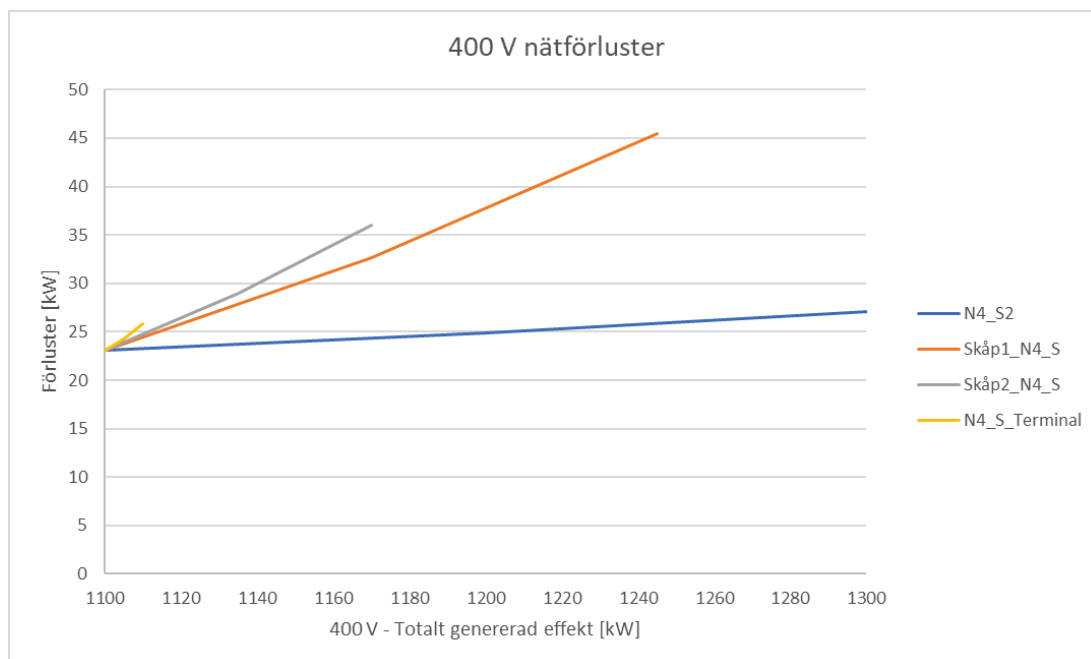
Det går även att jämföra den möjliga ökningen i varje testpunkt mot den totala genererade aktiva effekten i utgångsfallet i nätet. Den totala aktiva effekten är 1100 kW och resultatet visas i Tabell 3 nedan.

Tabell 3: Absolut och relativ ökning av aktiv effekt jämfört med total aktiv effekt i utgångsläget i nätet.

	Ökning P [kW]	Ökning P [%]
N4_S2	205	18,6
Skåp1_N4_S	150	13,6
Skåp2_N4_S	70	6,4
N4_S_Terminal	15	1,4

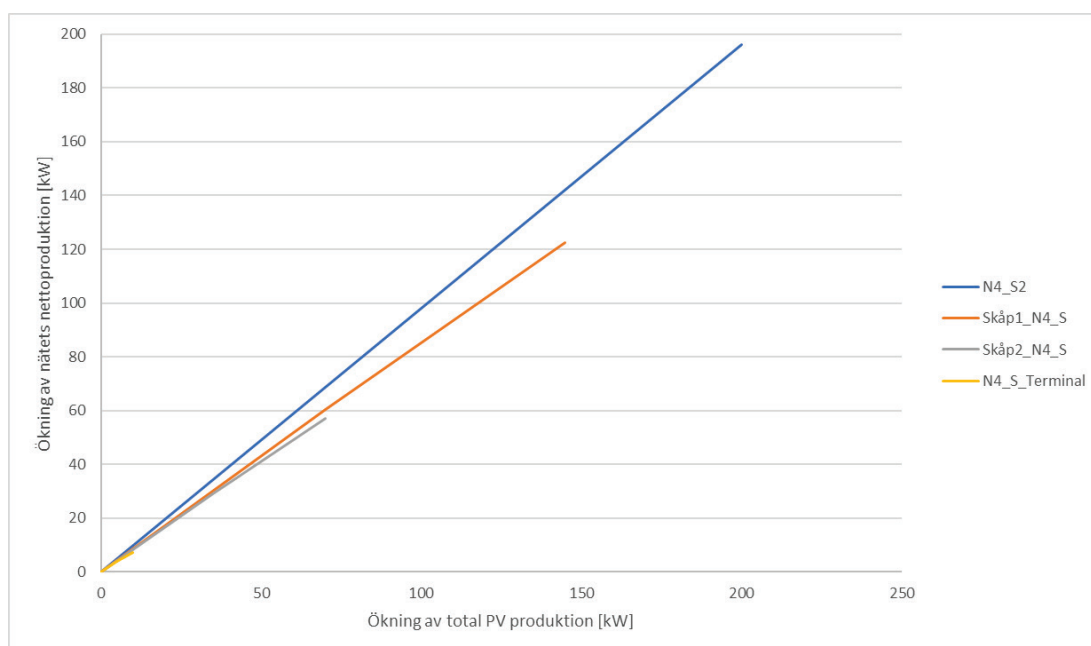
Det är dock inte bara lasterna i respektive nivå som minskar den totala vinsten i ökad aktiv effekt i nätet, utan även ökade överföringsförluster. Dessa förluster kan ses för vardera testpunk i Figur 12 nedan. Detta diagram visar de totala förlusterna

mot den totala genererade aktiva effekten i 400 V nätet, samt hur förlusterna ökar när produktionen ökas.



Figur 12: Kabel- och transformatorförluster jämfört mot den totala genererade aktiva effekten i 400 V nätet.

Till sist går det att ta fram hur stor ökningen av exporterad aktiv effekt ut på 10 kV nätet är, och jämföra med ökningen av den genererade aktiva effekten i solcellsanläggningarna. Det vill säga hur mycket av den extra genererade effekten som kan skickas ut på 10 kV nätet. Resultatet av detta kan ses i Figur 13 nedan.



Figur 13: Ökning av exporterad aktiv effekt jämfört med ökningen av totalt producerad effekt i 400 V nätet.

Beroende på vilken testpunkt som studeras, kan det observeras att mellan 73 och 98% av den ökade aktiva effekten kan skickas ut på 10 kV nätet. Ett högre värde är kopplat till ett kortare avstånd till transformatorn, och motsatt för ett lägre värde.

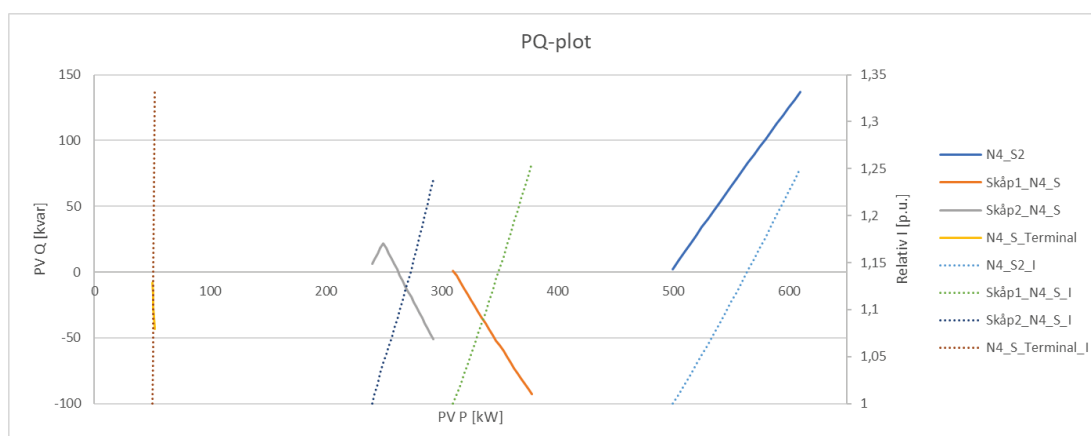
3.3 METOD 2

I den andra metoden - Metod 2 - sätts samtliga solcellsanläggningar i de fyra testpunkterna att styra mot spänning (med bivillkoret att spänningen inte får avvika från referensvärdet i någon testpunkt), varefter samtliga solcellers genererade aktiva effekt ökas procentuellt lika mycket från sina respektive utgångsvärden. Resultatet blir att i första steget ökas den aktiva effekten med 1% av utgångsvärdet i varje punkt, i andra steget ökas effekten med totalt 2% av utgångsvärdet och så vidare. Detta görs tills en av kablarna överlastas, varpå endast testpunkter närmre transformatorn än den överlastade kabeln ökas i nästa steg. Motsvarande görs fram till att även transformatorn blir överlastad, varefter ingen ytterligare effekt kan genereras.

Diagrammet i Figur 9 gäller även för Metod 2, men det ska noteras att "Gå till nästa testpunkt" inte används eftersom denna metod endast har en gemensam körning för alla testpunkter. Därför avslutas denna metods simulering när minst en av belastningsgränserna har uppnåtts, och rutan med "Avsluta simulering och återställ PV" nås.

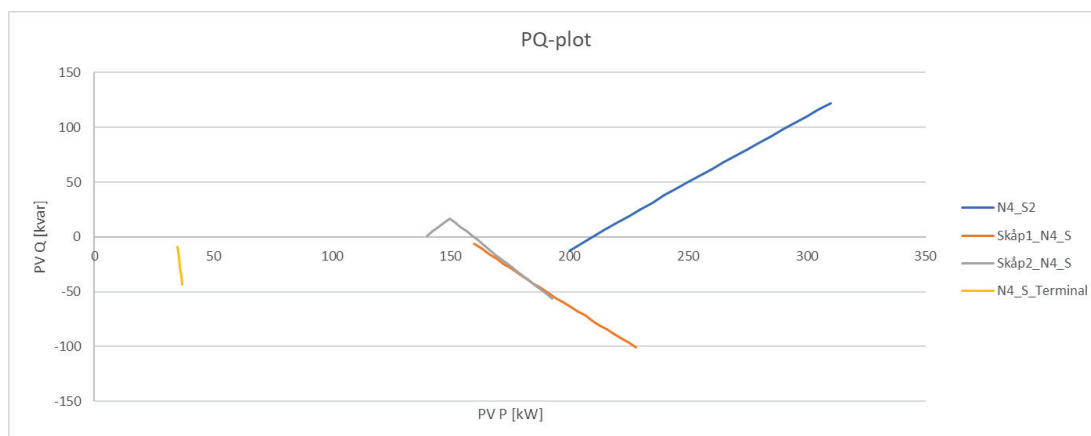
3.3.1 Resultat

I Metod 2 ändras alla solcellesanläggningar samtidigt, och procentuellt lika mycket från respektive utgångsvärde. Linjerna i Figur 14 och Figur 15 ska således i respektive figur ses som ett gemensamt diagram snarare än enskilda linjer i samma diagramyta. Den första av dessa figurer visar solcellernas aktiva och reaktiva effekt (mot vänster axel), samt relativ ström från varje anläggning (mot höger axel).



Figur 14: PQ-diagram över solcellsproduktionen från Metod 2, och förändring av relativ ström.

Motsvarande som för Metod 1 är det relevant att undersöka nettoeffekterna på grund av lasterna som också finns i varje testpunkt i nätet, och resultatet av att subtrahera lasterna från de genererade/absorberade effekterna i respektive testpunkt visas i Figur 15.



Figur 15: PQ-diagram över nettoproduktionen från Metod 2.

Slutligen visas ökningen i aktiv effekt (både med och utan lasterna inräknade) och kostnaden i reaktiv effekt för Metod 2 i Tabell 4 (som visar både total produktion och nettoproduktion i de specifika testpunkterna). Noteras här bör att N4_S_Terminal vid simuleringens slutpunkt totalt sett har ökat procentuellt mindre än övriga (eftersom kabeln uppåt i nätet når maxlast tidigare i simuleringen), samt att kostnaden i reaktiv effekt i N4_S2 är genererad effekt snarare än absorberad.

Förklaring av tabellen är enligt följande:

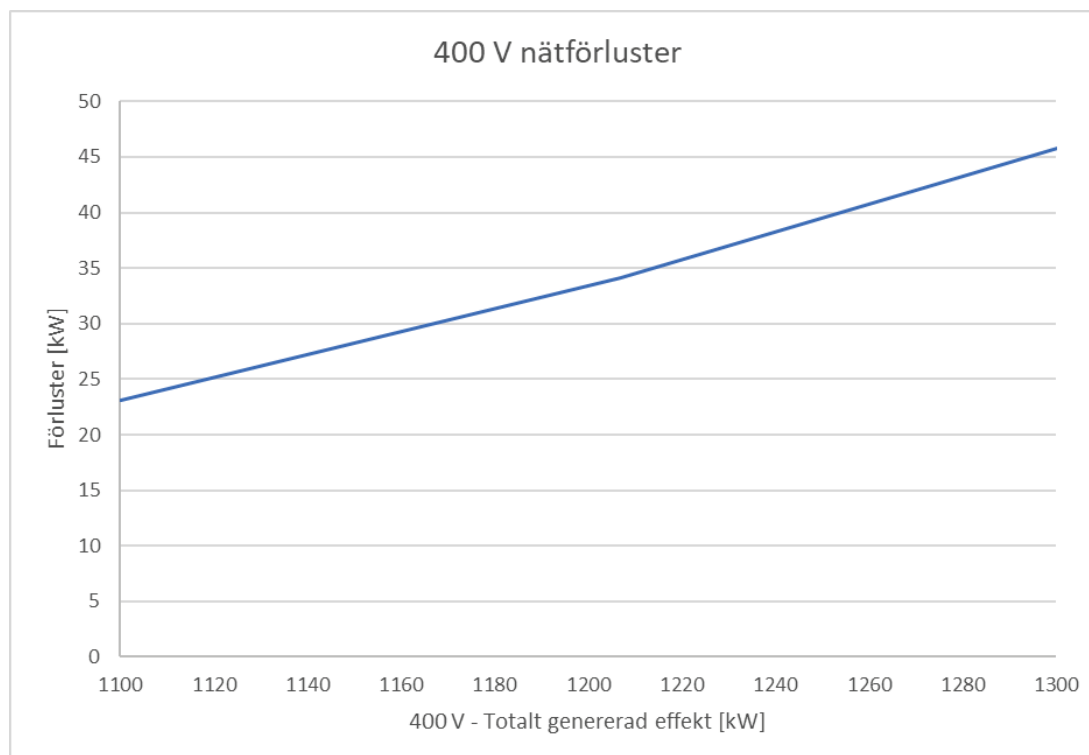
- 'P [kW]' är den genererade aktiva effekten i utgångsläget i den aktuella testpunkten.
- 'Ökning P [kW]' och 'Ökning P [%]' är absolut och procentuell möjlig ökning i den aktuella testpunkten.
- 'Överskott P [kW]' är den genererade aktiva effekten i utgångsläget i den aktuella testpunkten minus lasten i samma punkt.
- 'Ökning överskott P [kW]' och 'Ökning överskott P [%]' är absolut och procentuell möjlig ökning av överskottet i den aktuella testpunkten.
- 'Kostnad Q [kvar]' är hur mycket reaktiv effekt som behöver absorberas eller genereras för att få den största möjliga ökningen av aktiv effekt i testpunkten.

Tabell 4: Absolut och relativ ökning av aktiv effekt, samt kostnad i reaktiv effekt för Metod 2.

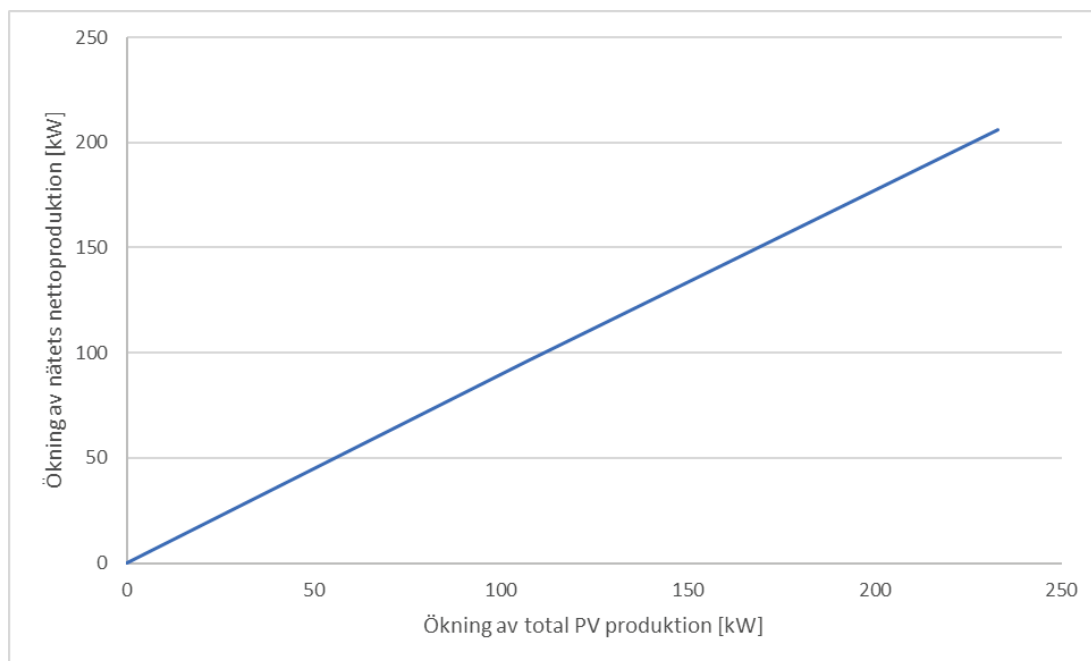
	Total produktion			Nettoproduktion			Kostnad Q [kvar]
	P [kW]	Ökning P [kW]	Ökning P [%]	Överskott P [kW]	Ökning överskott P [kW]	Ökning överskott P [%]	
N4_S2	500	110	22	200	110	55	137
Skåp1_N4_S	310	68	22	160	68	43	-93
Skåp2_N4_S	240	53	22	140	53	38	-51
N4_S_Terminal	50	2	4	35	2	6	-43

Jämför man den totala potentiella ökningen av aktiv effekt för Metod 2 mot totala aktiva effekten i utgångsläget fås detta till 21,2% ökning.

Precis som beskrivits i Metod 1 är det inte bara lasterna på respektive nivå som minskar den totala vinsten i ökad aktiv effekt i nätet, utan även ökade överföringsförluster. Eftersom Metod 2 ändrar i samtliga testpunkter samtidigt, blir det en gemensam förlustkurva, vilken kan ses i Figur 16. Detta diagram visar de totala aktiva förlusterna mot den totala genererade aktiva effekten i 400 V nätet, samt hur förlusterna ökar när produktionen ökas.


Figur 16: Kabel- och transformatorförluster jämfört mot den totala genererade aktiva effekten i 400 V nätet.

Därefter går det att ta fram förändringen av den exporterade aktiva effekten ut på 10 kV nätet, och jämföra denna förändring med ökningen av den totala genererade aktiva effekten i solcellsanläggningarna. Det vill säga hur mycket av den extra genererade effekten som kan skickas ut på 10 kV nätet. Resultatet av detta kan ses i Figur 17.



Figur 17: Ökning av exporterad aktiv effekt jämfört med ökningen av totalt producerad effekt i 400 V-nätet.

Totalt blir det mellan 96 och 98% av den ökade aktiva effekten som kan skickas ut på 10 kV nätet.

3.4 DISKUSSION

En första slutsats som kan dras för detta typnät för tätort är att ju närmre 10/0,4 kV transformatorn solcellerna är installerade, desto bättre utbyte fås mellan extra genererad aktiv effekt och absorberad reaktiv effekt för att hålla spänningen nere. Detta är kopplat till kortare avstånd och den högre X/R kvoten grövre kablar ger, vilket kan ses i Figur 5 och tillhörande text. Detta gäller såväl när produktionen ökas för endast en solcellanläggning inom lågspänningsnätet, som när produktionen ökas för alla anläggningar inom det aktuella nätet samtidigt. En skillnad mellan de två metoderna är att för Metod 1 kommer den reaktiva effekten helt från 10 kV nätet, medan för Metod 2 genereras en del av den reaktiva effekten i solcellsanläggningarna. Exakt vilka anläggningar som genererar reaktiv effekt beror på hur mycket den genererade aktiva effekten ökas, dvs. i vissa punkter kan en viss anläggning generera reaktiv effekt, medan anläggningen i en annan punkt kan absorbera reaktiv effekt. Detta beror på det korta elektriska avståndet mellan anläggningarna och att de påverkar varandra i stor utsträckning (flera enheter som

regler samma storhet). Det är också av denna anledning som en av PQ kurvorna ändras från positiv till negativ derivata efter en viss ökning av den aktiva effekten.

En konsekvens av att, för Metod 2, all reaktiv effekt inte kommer från 10 kV nätet är att det frigör extra kapacitet i transformatorn i nätstationen, och i viss utsträckning även i ledningarna. Denna kapacitet kan istället användas för export av ytterligare aktiv effekt, så att den totala produktionen för Metod 2 har potential att bli högre än för någon testpunkt i Metod 1. Det finns således en vinning av att en del av behovet av reaktiv effekt genereras lokalt i 400 V nätet.

För Metod 1 är det tydligt att den dimensionerande faktorn gällande hur mycket extra aktiv effekt det går att ta ut från solcellsanläggningarna i lågspänningsnätet, är kablarna i 400 V nätet. Det är endast om produktionen är kopplad direkt till nätstationen som 10/0,4 kV transformatorn är begränsande. Detta beror på att samtliga kablar i 400 V nätet klarar mindre effekt än transformatorn. Effekten varje kabel klarar blir också mindre längre ut i nätet, varför utrymmet att öka den genererade effekten blir mindre längre från transformatorn.

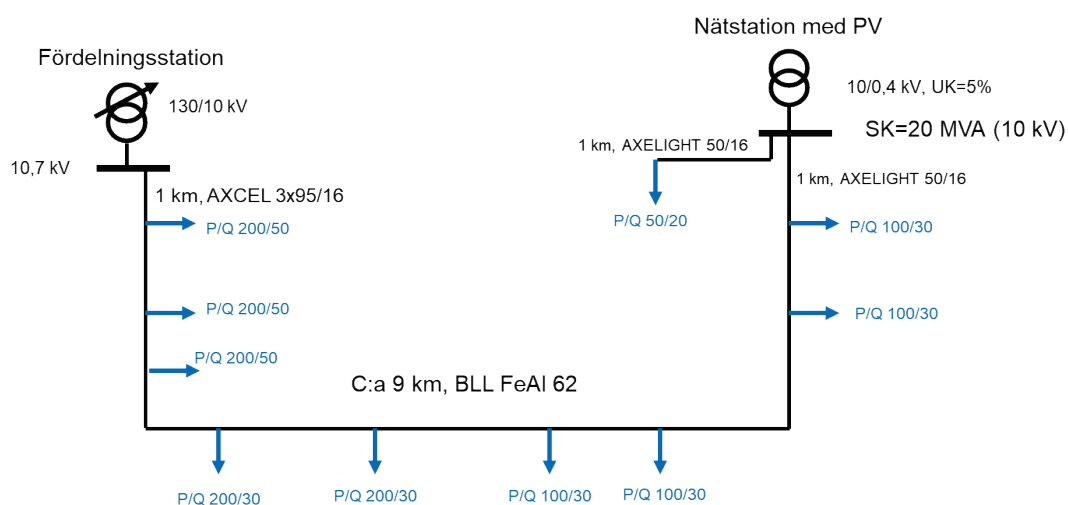
För Metod 2 finns det flera dimensionerande faktorer i nätet. Den första är kabeln längst ut i nätet, som går till den enskilde kunden. Denna belastas maximalt efter bara ett par procents ökning, varefter solcellsanläggningen på denna nivå hålls konstant medan övriga ökas. Nästa begränsning är 10/0,4 kV transformatorn, vilket gör att det inte finns något mer utrymme för ökning. Dock är båda de andra kablarna belastade till över 97%, så även om transformatorn hade klarat mer effekt skulle produktionen inte kunnat ökas mer än någon procent innan produktionstaket var nått. Resultatet blir att för tätortsnätet är det i första hand kablarna som sätter gränsen för hur mycket mer aktiv effekt det går att ta ut, och det är först när produktionen är närmst transformatorn eller alla producenter tillåts öka produktionen samtidigt som transformatorn blir en begränsande faktor. Det ska dock tilläggas att ingen begränsning finns på solcell och omriktare i modellen, och att i ett verkligt nät skulle detta troligtvis begränsa innan kablarna gör det.

Gällande hur stor andel av den ökade mängden producerad effekt som kan exporteras till 10 kV nätet så minskar denna ju längre ut i nätet som produktionen sker. Då strömmen i detta fall går genom fler ledningar blir det en naturlig konsekvens då förlusterna uppstår i hela radialen, jämfört med bara i en del av den för produktion högre upp i nätet. För Metod 1 i detta typnät går det att exportera mellan 73 och 98% av den producerade effekten (beroende på vilken testpunkt det är), medan för Metod 2 blir motsvarande värden mellan 96 och 98%. Anledningen till att andelen är högre för Metod 2 är att produktionen är högre längre upp i nätet, närmare transformatorn, där förlusterna är lägre. Så även om förlusterna är procentuellt högre längre ut i nätet, är produktionen lägre. Totalt sett påverkar förlusterna längre ut i nätet inte nämnvärt andelen exporterad effekt jämfört med extra producerad effekt.

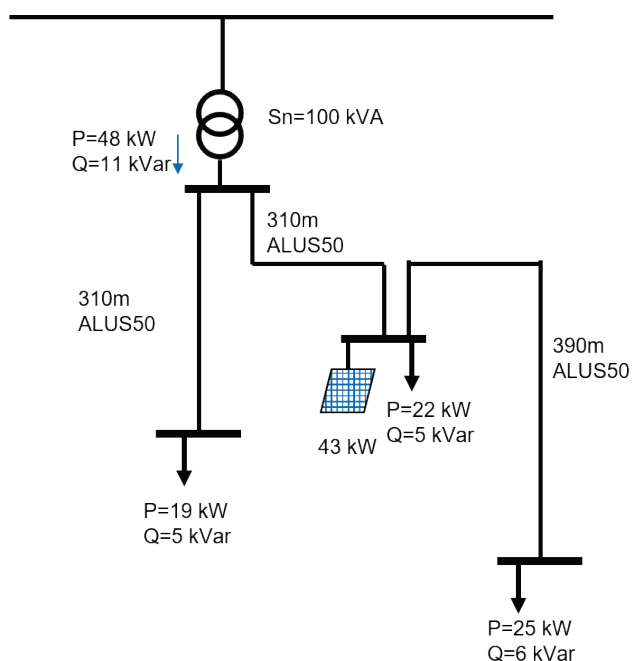
4 Beräkningsstudie med typnät landsbygd

4.1 NÄTDATA OCH MODELL

Strukturen och grunddata för typnätet för landsbygd bygger på ett exempelnett från Vattenfall. 10 kV nätet kan ses i Figur 18 nedan. 400 V nätet kopplat till "Nätstation med PV" i bilden presenteras i Figur 19.



Figur 18: Grundstruktur och data för 10 kV typnät för landsbygd.



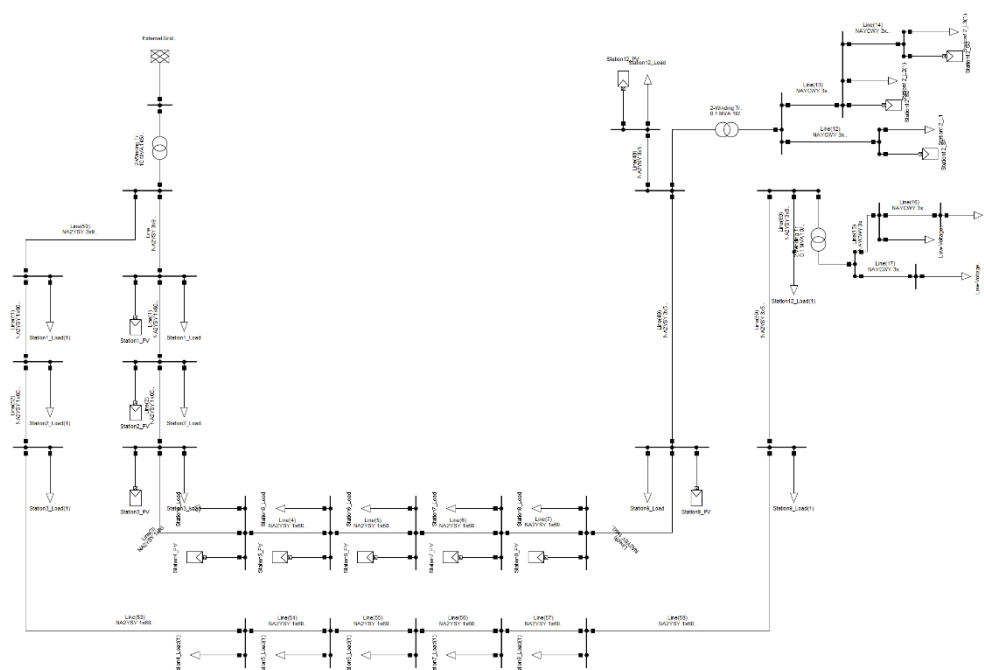
Figur 19: Grundstruktur och data för 0,4 kV typnät för landsbygd.

I modellen finns två huvudgrenar på 10 kV sidan, vilka delar sig efter fördelningsstationen. Längs varje gren finns det totalt 11 nätstationer. I varje gren

är det endast den nätstation i Figur 18 som benämns "Nätstation med PV" som modelleras med ett 400 V nät, medan övriga stationer stannar på 10 kV i enlighet med figuren.

De två 10 kV grenarna är identiska i struktur och kabel- och transformatordata, men skiljer sig gällande produktion och last. Den ena grenen har endast laster, i såväl 10 som 0,4 kV näten, medan den andra grenen har både last och solceller, även här på båda spänningsnivåerna. Notera att denna gren har solceller i varje nätstation, och i 400 V nätet vid varje last. Detta kan ses i Figur 20, vilken visar den fullständiga modellen i PowerFactory.

Kablarna och transformatorerna är modifierade element från det bibliotek som finns i PowerFactory, så att de ska passa den grunddata som är angiven i typnätet i så stor utsträckning som möjligt.



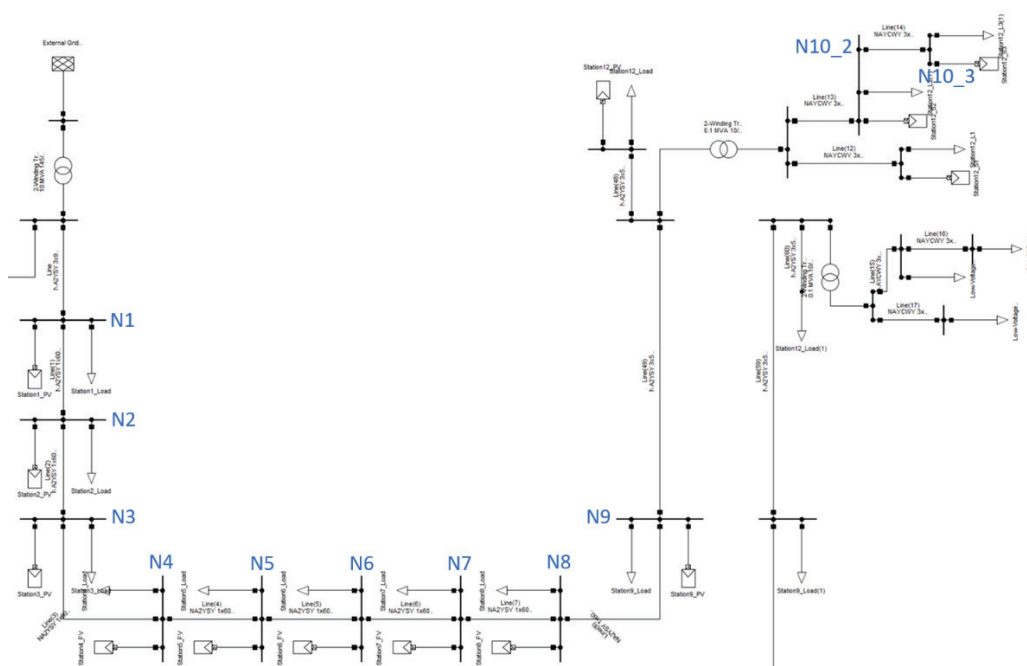
Figur 20: Modell i PowerFactory över landsbygdsnätet.

Samtliga laster är modellerade med $\cos(\phi) = 0.95$ (induktiv), medan solcellerna är modellerade med $\cos(\phi) = 1.0$ i utgångsfallet. Lasterna och solcellerna i 400 V nätet är satta så att de motsvarar enskilda gårdar eller byggnader på samma gård. I 10 kV nätet är lasterna och solcellerna modellerade som en sammanslagning med respektive underliggande 400 V nät.

På 10 kV grenen med endast last är lasterna valda så att den enskilda kunden längst ut i 400 V nätet har en spänning på 0.9 p.u. Motsvarande görs på den gren med både last och generering, men där last och solceller är valda så att spänningen är 1.10 p.u. i motsvarande punkt. För att uppnå detta på båda grenarna samtidigt med rimliga nivåer på laster och solceller används även lindningskopplaren i transformatorn i fördelningsstationen. Lindningskopplaren ändras dock inte under simuleringarna, utan hålls konstant.

För att uppnå önskat utgångsfall så har, utöver vad som beskrivits ovan, förhållandet mellan last och produktion ändrats till ett scenario med lite last och full produktion. Den valda produktionen i varje nätstation överstiger den last som anges i typnätet, vilket innebär att även vid maximal belastning kan el exporteras vid hög produktion. Dock skulle inte en sådan konfiguration ge önskat scenario för projektet, varför modifieringen av konfigurationen gjordes. Lasten som används i modellen har reducerats från värdena i typnätet, vilket ska motsvara en tid på året när mindre el används, men med bra förhållande för solceller. Detta görs för båda grenarna, men i olika utsträckning.

För studien av hur mycket mer aktiv effekt det går att mata in från solcellsanläggningar genom att absorbera reaktiv effekt för att hålla nere spänningen undersöks både 10 och 0,4 kV näten. Testpunkterna som valdes för att göra detta kan ses i Figur 21. Till skillnad mot tätortsnäten är 400 V delen i landsbygdsnäten betydligt mindre, med bara enstaka kunder. På grund av detta förläggs fokus för denna del av studien till 10 kV nätet för att få en större mängd data att bygga slutsatser på. Ett 400 V nät modelleras i enighet med exempelnätet och studeras på samma sätt som testpunkterna på 10 kV.



Figur 21: De definierade testpunkterna i landsbygdsnätet.

Utgångsfall som tagits fram i vilket spänningen i N10_3 är 1.10 p.u. presenteras i Tabell 5 nedan. Spänningarna i tabellen är de uträknade nivåerna för utgångsfall, och är de värdena som solcellerna kommer att styra mot när de sätts i spänningsstyrning.

Tabell 5: Konfiguration av utgångsfallet för lågspänningsnätet efter N4. $\cos(\phi)_{PV} = 1$ och $\cos(\phi)_{Last} = 0.95$.

Testpunkt	PV P [kW]	Last S [kVA]	Spänning [p.u.]
N1	340	62	0.956
N2	340	62	0.968
N3	340	62	0.977
N4	334	61	0.985
N5	334	61	0.991
N6	172	31	0.995
N7	172	31	0.999
N8	172	31	1.001
N9	172	31	1.003
N10_2	27.5	7	1.064
N10_3	33.5	8	1.100

I följande kapitel ska det noteras att om inget annat anges så betyder ett negativt effektvärde för solcellerna att effekten absorberas, medan ett positivt värde betyder att effekten genereras.

4.2 METOD 1

Med Metod 1 som användes för att undersöka hur mycket den genererade aktiva effekten går att öka, studerades testpunkterna var för sig. Detta gjordes genom att sätta solcellsanläggningen i den aktuella testpunkten i spänningsstyrning (till motsvarande nivå i enlighet med tabellen ovan), öka den genererade aktiva effekten och se hur mycket reaktiv effekt som behövde absorberas. Detta görs tills antingen en kabel eller transformator uppåt i nätet överlastas, alternativt tills spänningen i grenen med endast last går under 0.90 p.u. Efter att något av dessa kriterier har uppfyllts återställs solcellsanläggningen (dvs. aktiv effekt sätts till samma värde som i utgångsfallet och anläggningen sätts till att styra den reaktiva effekten till noll) och motsvarande görs för nästa testpunkt i nätet, tills att samma har gjorts för alla testpunkter i nätet.

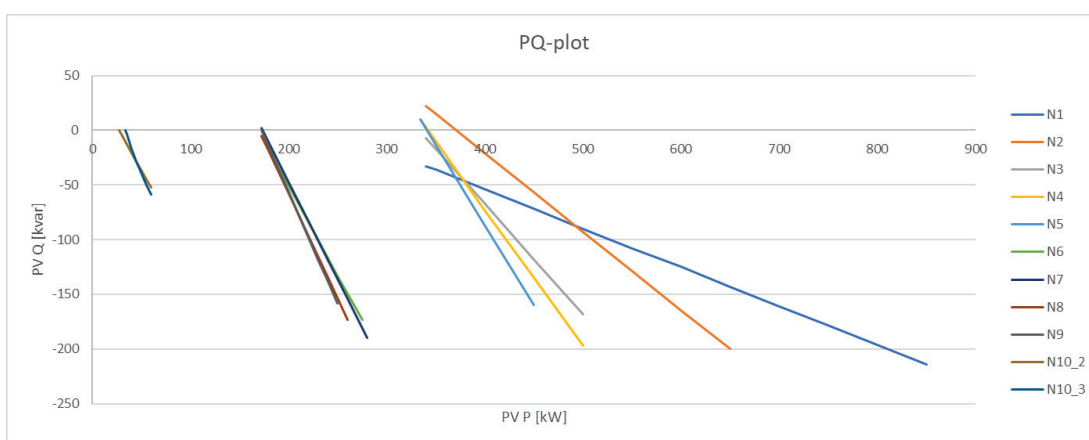
Figur 9 kan användas igen för att visualisera och förtydliga vad som ändras och kontrolleras i beräkningarna för Metod 1.

4.2.1 Resultat

Vänsterändan av varje linje i Figur 22 motsvarar startpunkten i enlighet med Tabell 5. Det ska dock noteras att den reaktiva effekten inte är exakt noll för alla testpunkter i startpunkterna i figuren. Detta är kopplat till att avståndet mellan nätstationerna är relativt kort, vilket gör att nätstationerna påverkas av styrningen

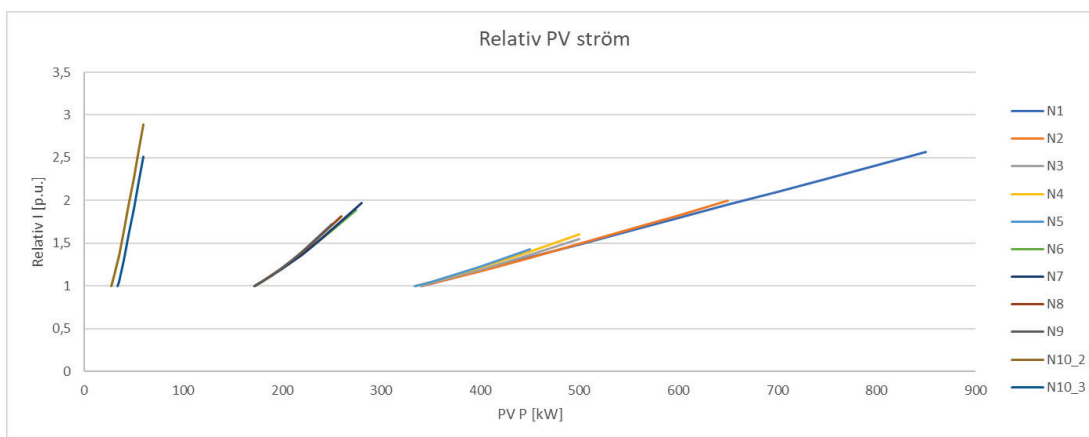
i en eller flera stationer. Det blir dock tydligare när flera nätstationer styr mot spänning eftersom de då styr mot varandra så att mer reaktiv effekt (både producerad och absorberad) behövs för att hålla spänningen konstant i de aktuella nätstationerna. Med större avstånd mellan nätstationerna försvinner detta beteende helt eller nästan helt.

På motsvarande sätt är högerändan av varje linje den punkt där en kabel eller transformator i nätet når maxbelastning på grund av den ökade aktiva effekten i en solcellsanläggning och den absorberade reaktiva effekten i densamma för att hålla spänningen nere. Alternativt kan slutpunkten även vara då spänningen längst ut på grenen med endast last går under 0.90 p.u.



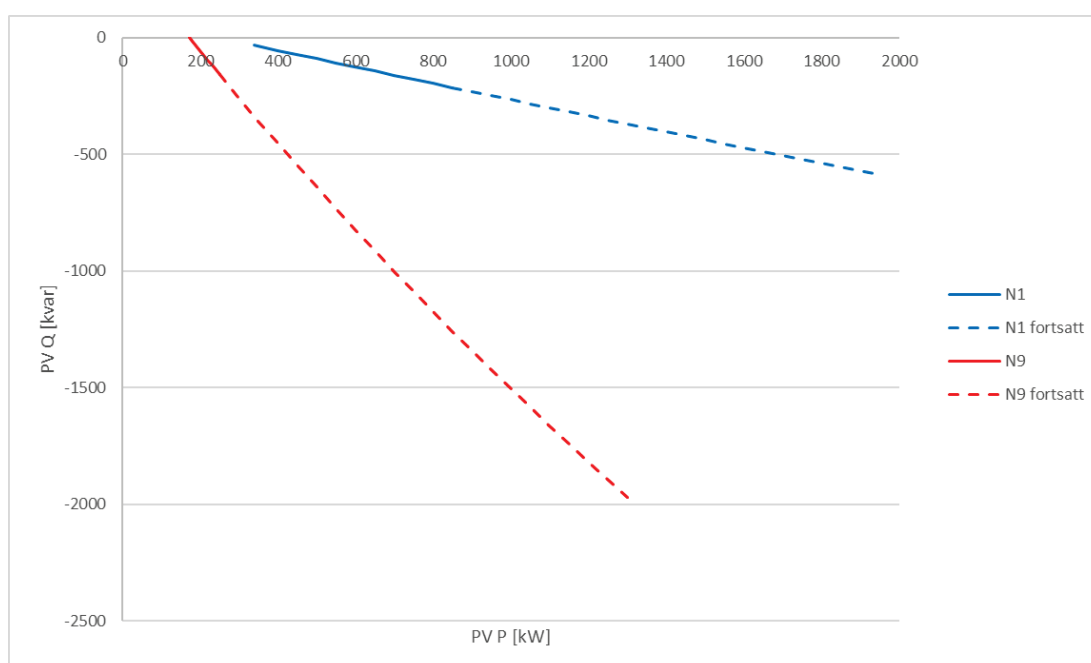
Figur 22: PQ-diagram över solcellsproduktionen från Metod 1.

På grund av det större antalet testpunkter jämfört med tätorts nätet har de relativa strömmarna (jämfört med startpunkten i testet) ritats i ett eget diagram, se Figur 23. Precis som tidigare i rapporten visar detta diagram respektive solcellsanläggnings relativa ström och hur den ändras med genererad aktiv och absorberad reaktiv effekt.



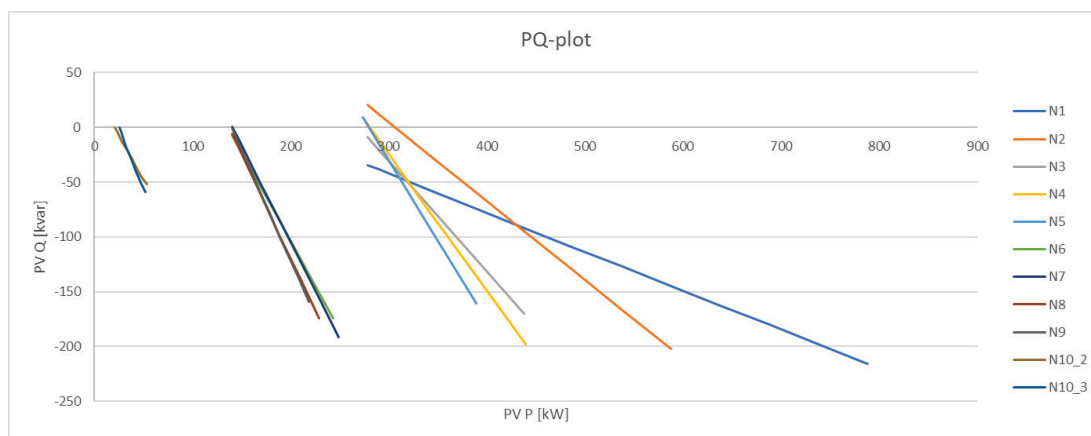
Figur 23: Diagram över relativ ström från Metod 1.

I samtliga testpunkter inom 10 kV nätet var den begränsande faktorn att spänningen längst ut på grenen med endast last gick under 0.90 p.u. Detta fenomen nämns i (Bollen M. , 2018) och uppstår då en stor mängd reaktiv effekt leds genom fördelningsstationen som har en näst intill rent induktiv impedans. Eftersom utgångsfallet är ett extremfall med 0.90 p.u. i ena änden och 1.10 p.u. i andra finns det inte mycket marginal. I ett mindre extremt scenario med en högre spänning längst ut på lastgrenen, skulle det då gå att öka den genererade aktiva effekten ytterligare? För att testa var nästa begränsande faktor finns i nätet fortsattes simuleringarna i två av testpunkterna (den första och sista på 10 kV sidan sett från fördelningsstationen, N1 och N9), vilket kan ses i Figur 24 nedan.



Figur 24: PQ diagram för N1 och N9 utan bivillkoret att spänningen inte får gå under 0.90 p.u. i nätet. De streckade linjerna är för simuleringar efter att spänningen gått under gränsen.

Det sista diagrammet (Figur 25) för Metod 1 tar hänsyn till lasten i varje testpunkt och visar nettoeffekterna i respektive punkt, i både 10 och 0,4 kV näten.



Figur 25: PQ-diagram över nettoproduktionen från Metod 1.

För Metod 1 går det slutligen att sammanställa resultaten genom att titta på ökning av producerad aktiv effekt och kostnaden i reaktiv effekt, i varje testpunkt. Resultatet av detta kan ses i Tabell 6 (som visar både total produktion och nettoproduktion i de specifika testpunkterna), och det ska noteras att den reaktiva effekten är negativ eftersom den absorberas.

Förklaring av tabellen är enligt följande:

- 'P [kW]' är den genererade aktiva effekten i utgångsläget i den aktuella testpunkten.
- 'Ökning P [kW]' och 'Ökning P [%]' är absolut och procentuell möjlig ökning i den aktuella testpunkten.
- 'Överskott P [kW]' är den genererade aktiva effekten i utgångsläget i den aktuella testpunkten minus lasten i samma punkt.
- 'Ökning överskott P [kW]' och 'Ökning överskott P [%]' är absolut och procentuell möjlig ökning av överskottet i den aktuella testpunkten.
- 'Kostnad Q [kvar]' är hur mycket reaktiv effekt som behöver absorberas för att få den största möjliga ökningen av aktiv effekt i testpunkten.

Tabell 6: Absolut och relativ ökning av aktiv effekt, samt kostnad i reaktiv effekt för Metod 1.

	Total produktion			Nettoproduktion			Kostnad Q [kvar]
	P [kW]	Ökning P [kW]	Ökning P [%]	Överskott P [kW]	Ökning överskott P [kW]	Ökning överskott P [%]	
N1	340	510	150	278	510	183	-214
N2	340	310	91	278	310	112	-200
N3	340	160	47	278	160	58	-168
N4	334	166	50	273	166	61	-197
N5	334	116	35	273	116	42	-160

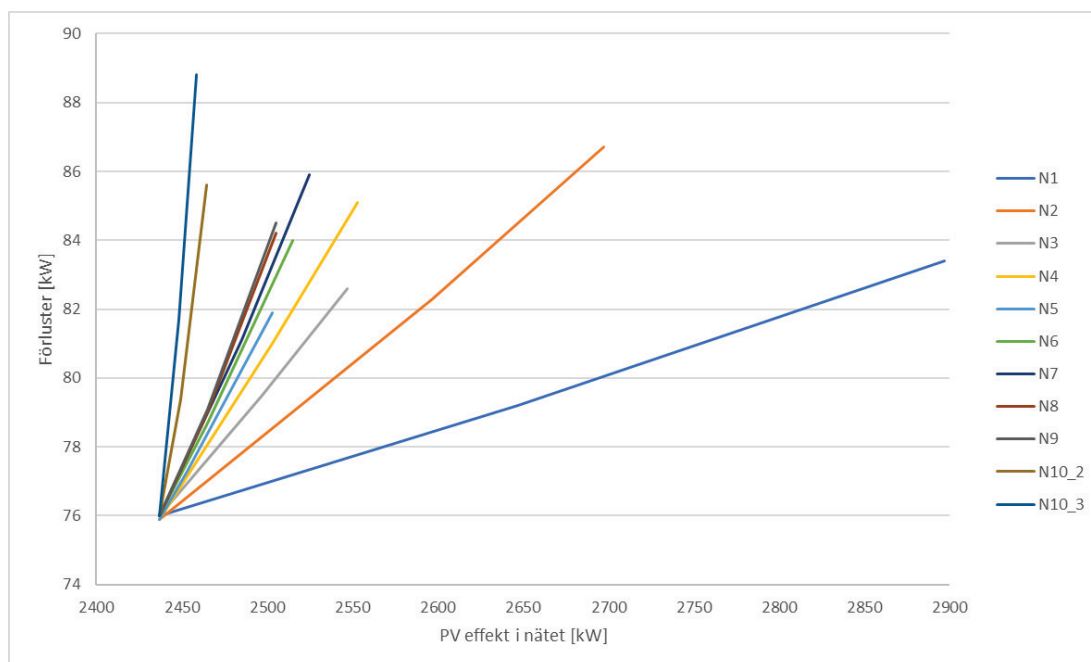
N6	172	103	60	141	103	73	-173
N7	172	108	63	141	108	77	-190
N8	172	88	51	141	88	62	-173
N9	172	78	45	141	78	55	-158
N10_2	27,5	32,5	118	21	32	152	-52
N10_3	33,5	26,5	79	26	26	100	-59

Det går även att jämföra den möjliga ökningen i varje testpunkt mot den totala genererade aktiva effekten i utgångsfallet i nätet. Den totala aktiva effekten är 2437 kW och resultatet visas i Tabell 7 nedan.

Tabell 7: Absolut och relativ ökning av aktiv effekt jämfört med total aktiv effekt i utgångsläget i nätet.

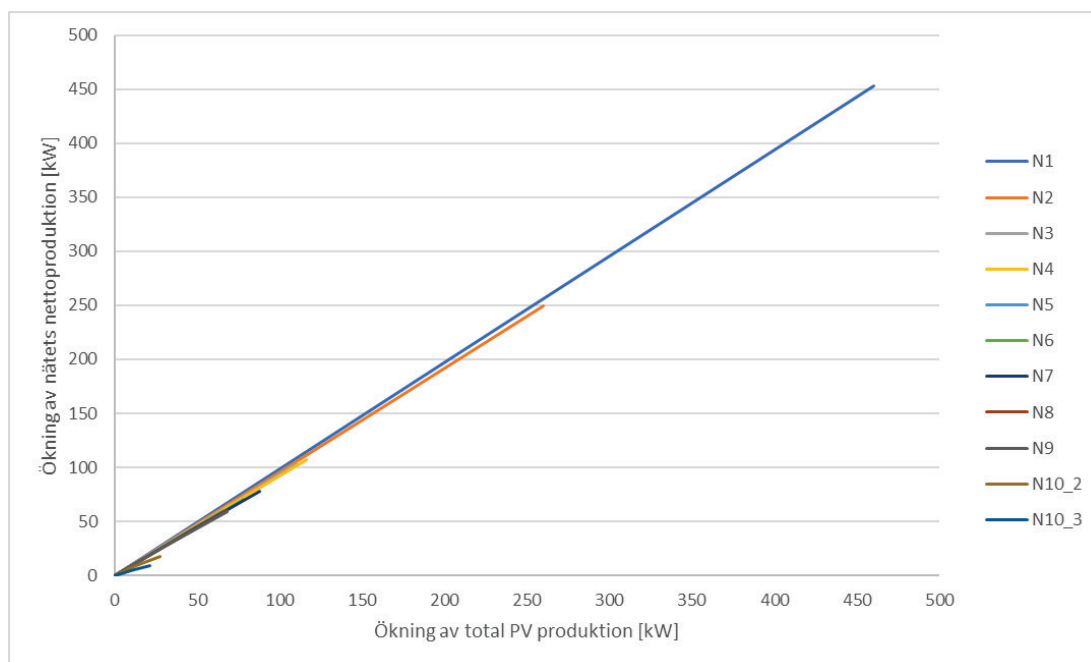
	Ökning P [kW]	Ökning P [%]
N1	510	20,9
N2	310	12,7
N3	160	6,6
N4	166	6,8
N5	116	4,8
N6	103	4,2
N7	108	4,4
N8	88	3,6
N9	78	3,2
N10_2	32,5	1,3
N10_3	26,5	1,1

Vidare tillkommer precis som för tätortsnätet ökade överföringsförluster, vilka minskar den totala vinsten i ökad aktiv effekt i nätet. Dessa förluster kan ses för vardera testpunkt i Figur 26 nedan. Detta diagram visar de totala förlusterna mot den totala genererade aktiva effekten i nätet, samt hur förlusterna ökar när produktionen ökas.



Figur 26: Kabel- och transformatorförluster jämfört mot den totala genererade aktiva effekten i nätet.

Som ett sista steg går det att visa hur stor ökningen av exporterad aktiv effekt från grenen med solceller är, och jämföra med ökningen av den genererade aktiva effekten i solcellsanläggningarna. Det vill säga hur mycket av den extra genererade effekten som kan skickas ut från den aktuella grenen. Resultatet av detta kan ses i Figur 27 nedan.



Figur 27: Ökning av exporterad aktiv effekt jämfört med ökningen av totalt producerad effekt i nätet.

Inom 10 kV nätet varierar andelen av den ökade genererade effekten som exporteras från produktionsgrenen med mellan 86 och 97%. För solcellerna i 400 V nätet är motsvarande siffror mellan 40 och 73%. Ett högre värde är kopplat till ett kortare avstånd till transformatorn i fördelningsstationen, och motsatt för ett lägre värde.

4.3 METOD 2

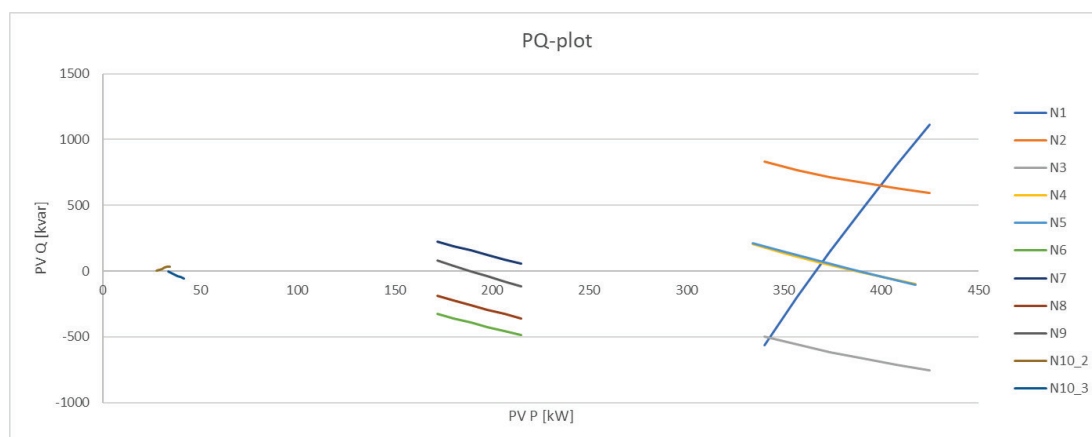
I Metod 2 sätts samtliga solcellsanläggningar i testpunkterna till att styra mot spänning (nivån i respektive testpunkt är motsvarande värde som i Tabell 5, från vilka nivåerna inte får ändras under simuleringen), varefter alla ökas procentuellt lika mycket. Detta görs tills en kabel eller transformator överlastas, varpå endast testpunkter ovanför den överlastade punkten i nätet ökas i nästa steg. Motsvarande görs fram till att transformatorn i fördelningsstationen blir överlastad. Alternativt stoppas simuleringarna när spänningen på grenen med endast last går under 0.90 p.u.

Diagrammet i Figur 9 kan återigen användas för att förtydliga de två testmetoderna. Dock ska det precis som för tätorts nätet noteras att "Gå till nästa testpunkt" inte används eftersom denna metod endast har en gemensam körning för alla testpunkter. Därför avslutas denna metods simulering när minst en av belastningsgränserna har uppnåtts, och rutan med "Avsluta simulering och återställ PV" nås.

4.3.1 Resultat

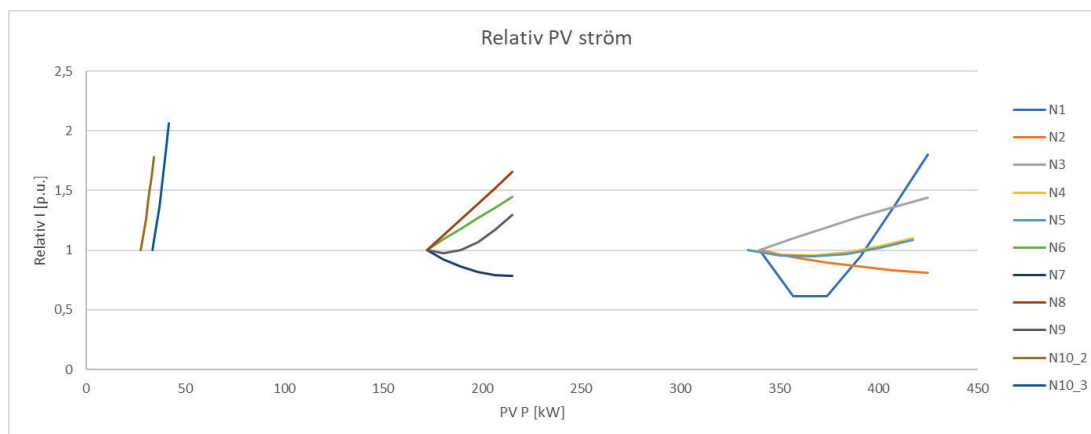
För Metod 2 ändrades alla solcellsanläggningar samtidigt och procentuellt lika mycket från respektive anläggnings utgångsvärde. Figur 28, Figur 29 och Figur 30 visar PQ-diagram, relativ strömförändring från solcellerna samt PQ-diagram för nettoeffekterna.

Eftersom alla solceller i nätet ändras samtidigt, ska linjerna i respektive figur ses som ett gemensamt diagram snarare än enskilda linjer i samma diagramyta. Den första av de två figurerna nedan visar solcellernas aktiva och reaktiva effekt.



Figur 28: PQ-diagram över solcellsproduktionen från Metod 2.

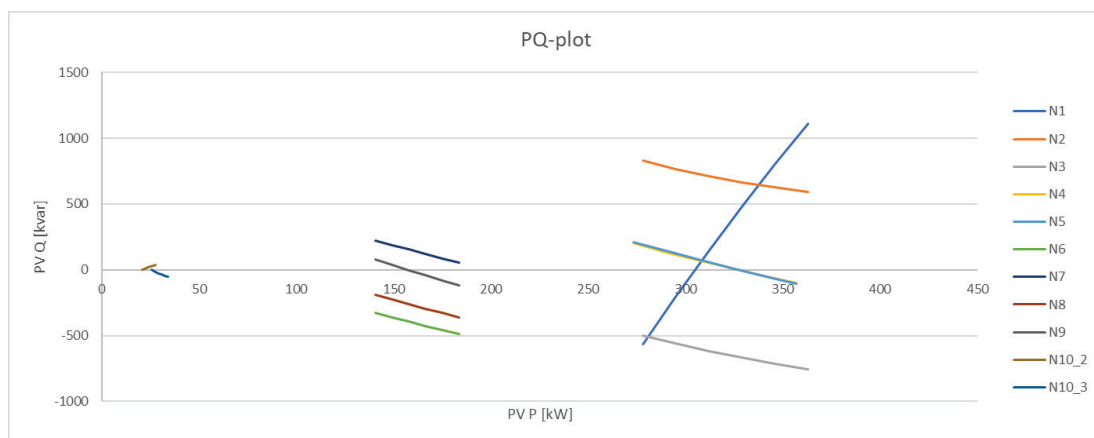
I Figur 29 visas den relativa strömmen samt dess förändring i varje solcellsanläggning. Det ska observeras att den relativa strömmen beror på både den aktiva och reaktiva effekten i varje punkt (enligt Figur 28 ovan), men visas endast mot den aktiva för att lättare kunna relatera resultatet till tidigare diagram. Detta är anledningen till att strömmen minskar för vissa anläggningar trots att den aktiva effekten ökar, eftersom den reaktiva effekten går mot eller igenom noll.



Figur 29: Diagram över relativ ström från den Metod 2.

Den relativa strömmen i testpunkt N1 har initialt en negativ derivata, så att strömmen blir lägre än i utgångsfallet när den aktiva effekten ökas. Därefter fås sedan en positiv derivata och en högre ström i takt med att den aktiva effekten ökas ytterligare. Detta beror på att den reaktiva effekten för denna testpunkt absorberas i utgångsfallet samt går mot generering av reaktiv effekt (och därmed går genom nollpunkten för reaktiv effekt) i takt med att den aktiva effekten ökas. I kombination med att den reaktiva effekten förändras snabbare än den aktiva effekten gör detta att den relativa strömmen minskar till att börja med. När den reaktiva effekten i denna testpunkt går från absorption till generering ökar sedan den reaktiva effekten och därmed strömmen, och med tillräcklig ökning av aktiv effekt blir strömmen högre än i utgångsfallet.

I den sista figuren (Figur 30) för Metod 2 visas nettoeffekterna i varje testpunkt, det vill säga lasterna räknas in i vad solcellerna producerar och/eller absorberar.



Figur 30: PQ-diagram över nettoproduktionen från Metod 2.

Till sist kan resultaten sammanställas gällande hur mycket det går att öka produktionen av den aktiva effekten i tynätet med Metod 2, samt vad kostnaden i reaktiv effekt blir. Detta sammanfattas i Tabell 8 nedan (som visar både total produktion och nettoproduktion i de specifika testpunkterna). För den reaktiva effekten betyder ett negativt värde absorption i solcellsanläggningen, medan ett positivt värde betyder produktion.

Förklaring av tabellen är enligt följande:

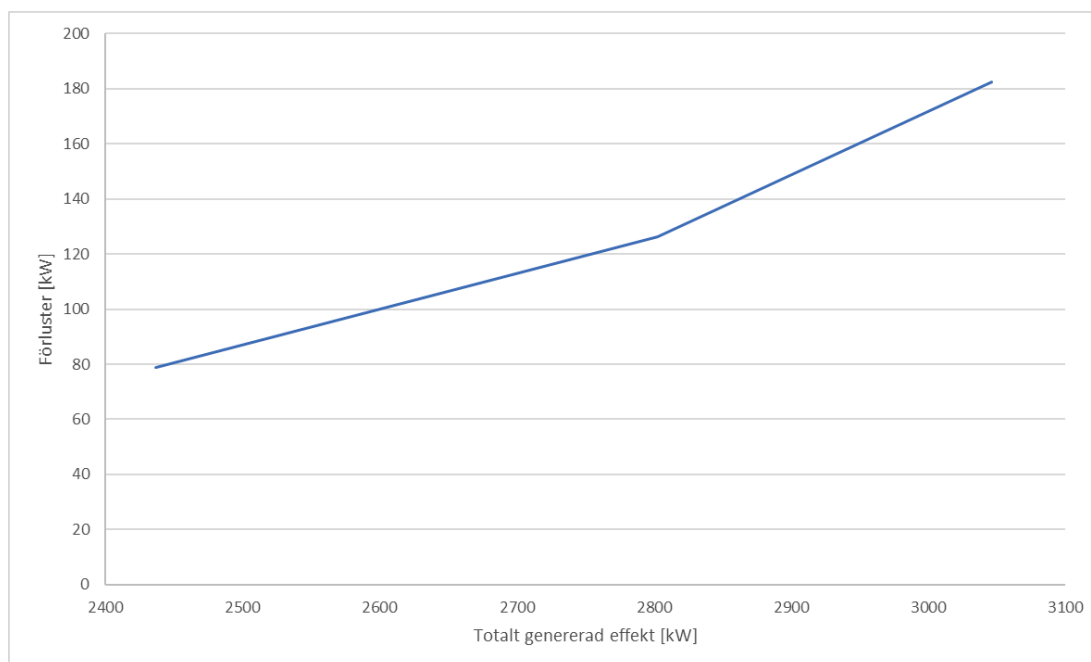
- 'P [kW]' är den genererade aktiva effekten i utgångsläget i den aktuella testpunkten.
- 'Ökning P [kW]' och 'Ökning P [%]' är absolut och procentuell möjlig ökning i den aktuella testpunkten.
- 'Överskott P [kW]' är den genererade aktiva effekten i utgångsläget i den aktuella testpunkten minus lasten i samma punkt.
- 'Ökning överskott P [kW]' och 'Ökning överskott P [%]' är absolut och procentuell möjlig ökning av överskottet i den aktuella testpunkten.
- 'Kostnad Q [kvar]' är hur mycket reaktiv effekt som behöver absorberas eller genereras för att få den största möjliga ökningen av aktiv effekt i testpunkten. Notera att ett negativt värde betyder absorberad effekt och att positivt betyder genererad effekt.

Tabell 8: Absolut och relativ ökning av aktiv effekt, samt kostnad i reaktiv effekt för Metod 2.

	Total produktion			Nettoproduktion			Kostnad Q [kvar]
	P [kW]	Ökning P [kW]	Ökning P [%]	Överskott P [kW]	Ökning överskott P [kW]	Ökning överskott P [%]	
N1	340	85	25	278	85	31	1113
N2	340	85	25	278	85	31	363
N3	340	85	25	278	85	31	-757
N4	334	83,5	25	273	84	31	-99
N5	334	83,5	25	273	84	31	-105
N6	172	43	25	141	43	30	-487
N7	172	43	25	141	43	30	54
N8	172	43	25	141	43	30	-363
N9	172	43	25	141	43	30	-119
N10_2	27,5	6,9	25	21	7	33	35
N10_3	33,5	8,4	25	26	8	31	-55

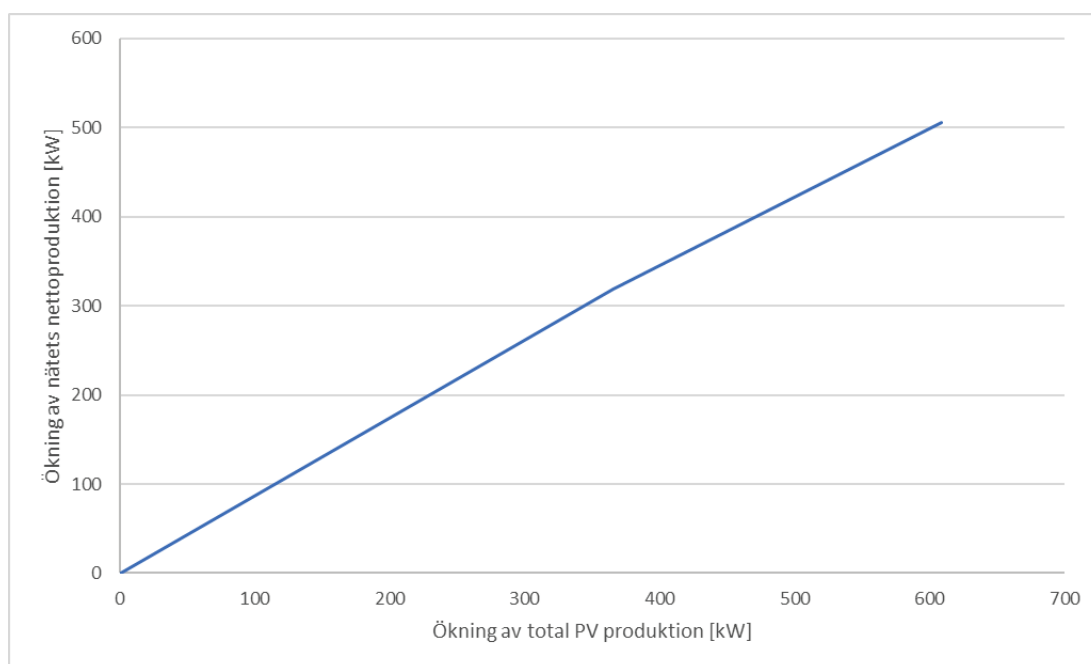
Jämför man den totala potentiella ökningen av aktiv effekt för Metod 2 mot totala aktiva effekten i utgångsläget fås detta till 25% ökning.

Återigen tillkommer, utöver lasterna i respektive testpunk, även de ökade överföringsförlusterna vilka minskar den totala aktiva effekt som går att exportera. Då samtliga testpunkter ändras samtidigt i Metod 2 blir resultatet endast en gemensam förlustkurva, vilken kan ses i Figur 31 nedan. Detta diagram visar de totala förlusterna mot den totala genererade aktiva effekten i både 10 och 0,4 kV näten, samt hur förlusterna ökar när produktionen ökas.



Figur 31: Kabel- och transformatorförluster jämfört mot den totala genererade aktiva effekten i nätet.

Med förlusterna kända går det till slut att ta fram storlek och förändring av den exporterade aktiva effekten ut från 10 kV grenen, och jämföra det mot ökningen av den totala genererade aktiva effekten i solcellsanläggningarna. Resultatet kan ses i Figur 32 och visar alltså hur mycket av den extra genererade aktiva effekten som kan skickas ut från 10 kV grenen.



Figur 32: Ökning av exporterad aktiv effekt jämfört med ökningen av total producerad effekt i nätet.

4.4 DISKUSSION

Precis som för tätorts nätet så blir utbytet i Metod 1 mellan extra genererad aktiv effekt och absorberad reaktiv effekt för att hålla spänningen nere, bättre ju högre upp i nätet produktionen sker. Anledningen till detta är densamma och beror på den högre X/R kvoten som grövre kablar ger, vilket kan ses i Figur 5 och tillhörande text.

Precis som för tätorts nätet så kommer för Metod 2 inte all reaktiv effekt från ovanliggande nät, i detta fall via fördelningsstationen, utan en del genereras lokalt av solcellsanläggningarna. Det extra utrymme som frigörs i såväl transformatorn i fördelningsstationen som, i viss mån, i ledningarna, kan användas för att öka produktionen av aktiv effekt i solcellerna. På så vis finns potentialen att kunna öka och exportera en större mängd aktiv effekt med Metod 2 än med Metod 1, där allt behov av reaktiv effekt dras från fördelningsstationen.

För de dimensionerande faktorerna i nätet för Metod 1 studeras 10 och 0,4 kV näten var för sig. För 0,4 kV nätet är resultatet att den begränsande faktorn är 10/0,4 kV transformatorn för båda testpunkterna. Kabelbelastningen ligger runt 90%, så dessa är också högt belastade, men transformatorn når sitt maximum först. När det gäller testpunkterna i 10 kV delen så är det inte strömmen som leder till begränsningen i nätet utan spänningen. Detta sker genom att spänningen i 10 kV grenen med bara last går under 0.90 p.u. innan någon kabel eller transformator belastas maximalt. Utgångsfallet är dock ett extremfall med nästintill ingen marginal i spänning, och om utgångsfallet skulle ha lite mer marginal skulle det vara möjligt att öka produktionen ytterligare. Görs detta är det ledningarna som är den dimensionerande faktorn, vilket beror på att den totala kapaciteten i dessa är lägre än i nätstationens transformator.

Metod 2 visar samma dimensionerande faktor som 10 kV nätet i Metod 1, dvs. spänningen. Även här är det spänningen på grenen med bara last som går under 0.90 p.u. innan någon annan del i nätet når sitt maximum. Det kan dock konstateras att om spänningen i utgångsfallet har större marginaler är det samma begränsande faktorer som för Metod 1, dvs. 10/0,4 kV transformatorn och ledningarna i 10 kV nätet närmast fördelningsstationen. Resultatet för landsbygdsnätet är att det i de flesta fall är spänningen som är den begränsande faktorn. Med mer marginal i spänning är det istället 10/0,4 kV transformatorn och ledningarna i 10 kV delen närmast fördelningsstationen som begränsar. Det ska dock tilläggas att ingen begränsning finns på solcell och omriktare i modellen, och att i ett verkligt nät skulle detta troligtvis begränsa innan kablarna gör det.

Gällande hur stor andel av den ökade mängden producerad effekt som kan skickas ut från 10 kV grenen med solcellerna så minskar denna ju längre ut i nätet som produktionen sker. Med fler och totalt längre ledningar blir förlusterna relativt större längre ut i nätet, jämfört med om produktionen ligger högre upp.

För Metod 1 i detta typnät går det att exportera mellan 40 och 73% av den extra producerade effekten i 0,4 kV delen och mellan 87 och 98% om produktionen sker i 10 kV delen. Motsvarande siffror för Metod 2 är mellan 94 och 97%. Anledningen till att andelen är högre för Metod 2 är att produktionen sker högre upp i nätet, närmare transformatorn där förlusterna är lägre. Så även om förlusterna är

procentuellt högre längre ut i nätet, är produktionen lägre. Totalt sett påverkar förlusterna längre ut i nätet inte nämnvärt andelen exporterad effekt jämfört med extra producerad effekt.

5 Kommunikation och cybersäkerhet

För att utnyttja möjligheterna med samordnad spänningsreglering krävs fjärrstyrning av PV-omriktare och fjärrövervakning av spänningsnivåer i olika punkter i nätet. Nya generationens elmätare och PV-omriktare möjliggör detta men medför även risker med avseende på cybersäkerhet.

5.1 KOMMUNIKATIONSMÖJLIGHETER HOS PV-OMRIKTARE OCH SMARTA MÄTARE

De flesta nyare PV-omriktare har stöd för kommunikation och justering av den reaktiva effekten. Kommunikation med PV-omriktarna kan ske över internet och flera tillverkare har utvecklat kommunikationsgränssnitt som kan utnyttjas av tredje part, exempelvis tjänsteleverantörer. Ett exempel på en sådan tillverkare är Fronius som tillåter fjärrändring av effektfaktor samt fjärravläsning av spänning och ström med ett samplingsintervall på åtminstone 5 minuter (Runvik & Juntti, 2021), (Fronius, 2012).

I vissa länder finns krav på stöd för spänningsreglering för att få ansluta produktion till lågspänningsnäten. Ett exempel är Kaliforniens Rule 21 (PG&E, 2018) och Hawaiis Rule 14H (Hawaiian Electric Company, 2015) där föreskrifterna bygger på IEEE standard 1547 (IEEE Standards Coordinating Committee 21, 2018). Kraven gäller spänningsreglering i två steg: vid mindre spänningsavvikelse justeras den reaktiva effekten och om spänningsavvikelsen är tillräckligt stor justeras även den aktiva effekten ner. Detta benämns som volt-var och volt-watt i föreskrifterna. Motsvarande krav saknas på mindre enheter (typ A) i europeiska föreskrifter (Europeiska kommissionen, 2016), förutom att omriktarna ska vara försedda med en logikingång för att kunna stänga av den aktiva uteffekten inom fem sekunder från det att en instruktion tagits emot på ingången. För omriktaranslutna produktionsanläggningar med märkeffekt på över 1.5 MW är det upp till varje nätägare att ställa krav på spänningsreglerförmåga.

Installationen av smarta elmätare ska vara färdig senast 1 januari 2025. Det möjliggör fjärravläsning av ström- och spänningsstorheter i "nära realtid" (Energimarknadsinspektionen, 2015).

5.2 CYBERSÄKERHET

Cybersäkerhet kan hanteras på två kompletterande sätt, förhindra intrång samt begränsa skadan som ett intrång kan ge upphov till.

5.2.1 Förhindra intrång

Kommunikation med PV-omriktare innebär även risk för cyberattacker, särskilt då mindre anläggningar är inblandade. Hushållen är ofta inte insatta i säkerhetsaspekten och anser sällan att riskerna med intrång är särskilt stora, varför säkerhet tenderar att vara lägre prioriterat i produkter för privatkunder

(Kristoffersen, 2021). För industrikunder gäller ofta det motsatta. Där är fokus på säkerhet stort då riskerna med intrång kan vara mycket stora (Kristoffersen, 2021).

Generellt är mängden kända säkerhetsintrång i smarta eller uppkopplade enheter stor och en del har orsakat mycket skada och uppmärksamhet. Exempelvis har säkerhetsbrister uppdagats i smarta övervakningssystem, där användare har kunnat se bilder från andras hem, eller i andra enheter som har kunnat hackas så att det har varit möjligt för förövarna att komma åt ägarnas privata nätverk. (Srinivas, 2020). Ibland kan en kapad hushållspryl som inte utgör något hot i sig, exempelvis en kaffemaskin, vara en väg in i nätverket där större skada kan orsakas.

Det finns flera skydd mot intrång; från att se till att lösenord är säkra och ändras regelbundet, till mer avancerade lösningar med brandväggzoner som saktar ner, eller i bästa fall förhindrar att ett intrång får bred spridning i systemet.

5.2.2 Begränsning av skada

Givet att ett intrång har inträffat är den naturliga frågan vilken skada som intrånget kan ge upphov till samt hur skadan kan begränsas. Skadebegränsning kan ske både via motåtgärder, som att i tid detektera attacken och koppla bort anläggningarna i fråga, och via förebyggande åtgärder som att begränsa styrmöjligheterna hos PV-anläggningarna.

I (Lindström, Sasahara, He, Sandberg, & Johansson, 2021) studeras ett fall där en antagonist hade kapat en PV-omriktare i ett distributionsnät och kunde styra både aktiv och reaktiv effekt inom omriktarens gränser. Antagonistens mål var att, inom ett givet tidsintervall och i godtycklig punkt i systemet, orsaka en så stor momentan spänningsavvikelse som möjligt. Optimal strategi för antagonisten visade sig vara att först köra maximal skenbar effekt i en riktning, för att precis i slutet på tidsintervallet byta riktning. En metod för att förhindra denna strategi skulle kunna vara att låta omriktarens effektgränser bero på det aktuella spänningsläget. Till exempel en begränsning som hindrar omriktarna från att generera reaktiv effekt under perioder med höga spänningar. Detta hade dock även minskat möjligheterna till att producera den reaktiva effekt som krävs för spänningsregleringen och därmed begränsat den aktiva effekt som kan överföras (se diskussionen i avsnitt 3.4). För att förstå vilka begränsningar som är lämpliga att införa krävs en studie av avvägningen mellan nytta och kostnad för olika typer av begränsningar.

6 Slutsatser

Syftet med projektet har varit att undersöka möjligheten att öka den aktiva effektinmatningen från PV-anläggningar i distributionsnäten genom reaktivt effektuttag i anläggningarnas omriktare. Eftersom fokus har varit på att hantera överföringsbegränsningar har den kvantitativa analysen inte tagit hänsyn till strömbegränsningar i omriktarna. Beräkningar på typnät för tätort och landsbygd har lett till följande slutsatser.

Potential för ökad aktiv inmatning av solet

För PV-anläggningar kopplade till ett enskilt elskåp längst ut på 400 V i tätortsområdet gick det att öka produktionen med upp till 30% (15 kW) innan anslutande kabel överbelastades. Ökningen på 30% förutsätter att tillräckligt få enheter ökar sin produktion så att inte deras sammanlagda produktion och reaktiva effektuttag överbelastar överliggande nätkomponenter. Av varje kW i ökad produktion gick upp till 0,27 kW förlorade i aktiva överföringsförluster i lågspänningsnätet.

Den totala effektökningen i lågspänningsnätet begränsas ytterst av nätstationens maximala belastning. Då hela produktionsökningen förlades direkt till nedsidan på nätstationen, och den reaktiva effekten togs från överliggande nät, kunde produktionen öka som mest med drygt 18% (205 kW). De aktiva förlusterna förknippade med produktionsökningen var också betydligt lägre och uppgick till som mest 2%.

För enskilda anläggningar i 400 V nätet på landsbygden (exempelvis en PV-anläggning på ett ladugårdstak) kunde produktionen ökas med 118% (drygt 32 kW) innan nätstationen överbelastades. De aktiva förlusterna förknippade med produktionsökningen uppgick till drygt 35 %.

Då effektproduktionen skedde i direkt anslutning till 10 kV uppmättes öknings på mellan 170 och 340 kW innan begränsningar i fördelningsstation eller 10 kV nätet uppnåddes. Det tyder på att det främst är nätstationerna som är utgör flaskhalsarna i landsbyggsnäten och att det finns utrymme för produktionsökningar i 10 kV näten.

Beräkningarna visade även att om den reaktiva effekten kan genereras lokalt, exempelvis från omriktare i punkter där spänningen ligger under maximalt tillåten nivå, så kunde den aktiva produktionen i nätet ökas ytterligare. Detta gällde både tätortsområdet och landsbyggsnätet och berodde på att strömflaskhalsar i transformatorn luckrades upp när mindre reaktiv effekt drogs från överliggande nät.

Begränsande faktorer

Det reaktiva effektuttaget begränsas främst av tre faktorer: strömgränser i elnätet, dvs gränser hos kablar och transformatorer, de aktiva förlusterna $-RI^2$ – som det reaktiva uttaget bidrar till, samt spänningsfallet över transformatorn i fördelningsstationen då den reaktiva effekten dras från överliggande nät. Det senare beror på transformatorns stora X/R-kvot som innebär att 1 kvar reaktivt

effektuttag från överliggande nät leder till betydligt större spänningsändring än vad 1 kW aktiv effekt i motsatt riktning ger. Detta leder i sin tur till spänningsfall på angränsande radialer.

I tätortsnätet är det främst strömgränser som utgör flaskhalsarna. I beräkningarna var det uteslutande i 400 V nätet som strömgränserna nåddes medan 10 kV nätet aldrig nådde maximal belastning.

I landsbygdsnätet begränsades det reaktiva effektuttaget både av strömgränser och spänningsfallet över transformatorn i fördelningsstationen. Då produktionen i 400 V nätet ökades var det 10/0,4 kV nätstationen som överbelastades. I de fall effektökningen skedde direkt mot 10 kV nätet var det antingen kabeln närmast fördelningsstationen som överbelastades eller spänningen i angränsande radial som föll under det tillåtna intervallet.

Hur stort reaktivt effektuttag som behövs för att öka den aktiva effekten med 1 kW beror på var i nätet inmatningen och uttaget sker. Bättre utbyte mellan aktiv och reaktiv effekt erhålls högre upp i nätet. En anledning till detta i tätortsnätet är att X/R-kvoten för 400 V kablarna är större närmare nätstationen. Ju högre reaktans desto känsligare är spänningen för reaktiv effekt.

Implementering och kommunikationskrav

Samordnad spänningsreglering kan antingen implementeras lokalt (decentraliserat) i inmatningspunkterna eller centralt i en överordnad regulator. En lokal implementering kräver mindre kommunikation men förutsätter maximalt tillåtna spänningsnivåer som varje omriktare kan styra mot. En sådan spänningsprofil kan tas fram utifrån ett "värstafallscenario" med maximal produktion och minimal last. Ett problem med lokal spänningsreglering är att avståndet mellan inmatningspunkterna kan vara för litet för att varje omriktare ska kunna spänningsreglera mot egen skena utan att påverka spänningen i angränsande inmatningspunkter. Detta fenomen observerades i landsbyggsnätet. Lokal spänningsreglering kräver således motåtgärder mot växelverkan mellan spänningsregulatorerna, exempelvis droopstyrning eller negativ kompondering (Samadi, Shayesteh, Eriksson, Rawn, & Söder, 2014)

Med central spänningsreglering tar en överordnad regulator in mätvärden på ström och spänning från omriktarna och räknar utifrån en nätmodell ut reaktiva effektreferenser (eller effektfaktorer) för varje omriktare. Det finns flera fördelar med central reglering.

- Många nyare omriktare har stöd för att ställa effektfaktor.
- Även lokal spänningsreglering kräver att spänningsgränser kommuniceras till omriktarna vilket innebär att kommunikation är nödvändig oavsett reglerprincip.
- Ingen förutbestämd spänningsprofil förutsätts utan effektreferenser kan väljas optimalt utifrån en given målfunktion, exempelvis maximal inmatning, rättvis fördelning på det tillåtna produktionsutrymmet eller en kombination därav.

7 Referenser

- Bollen, M. (2018). *Överspänning från enfasanslutna solpaneler*. Energiforsk.
- Bollen, M. H., & Sannino, A. (2005). Voltage control with inverter-based distributed generation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 20(1), 519-520.
- Energimarknadsinspektionen. (2015). *Funktionskrav på framtidens elmätare (Ei R2015:09)*.
- Europeiska kommissionen. (2016). *Kommissionens Förordning (eu) 2016/631 av den 14 april 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av generatorer*.
- Fronius. (2012). *Fronius Solar API V1*.
- Hawaiian Electric Company. (2015). *RULE NO. 14H: Service Connections and Facilities on Customer's Premises*.
- IEEE Standards Coordinating Committee 21. (2018). *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*.
- Kersting, W. H. (2017). *Distribution System Modeling and Analysis*. Boca Rayton, FL: CRC Press.
- Kim, I., & Harley, R. (2020). Examination of the effect of the reactive power control of a voltage-regulation method that considers feeder impedance sensitivity. *Electric Power Systems Research*, 180.
- Kristoffersen, P. B. (den 24 03 2021). (Y. Hawkins, Intervjuare)
- Lindström, M., Sasahara, H., He, X., Sandberg, H., & Johansson, K. H. (2021). Power Injection Attacks in Smart Distribution Grids with Photovoltaics. *arXiv*. Hämtat från <https://arxiv.org/pdf/2011.05829.pdf>
- PG&E. (2018). *ELECTRIC RULE NO. 21: GENERATING FACILITY INTERCONNECTIONS*.
- Runvik, G., & Juntti, Å. (2021). *Drifterfarenheter av solcellsanläggning*.
- Samadi, A., Shayesteh, E., Eriksson, R., Rawn, B., & Söder, L. (2014). Multi-objective coordinated droop-based voltage regulation in distribution grids with PV systems. *Renewable Energy*.
- Srinivas, R. (den 10 Januari 2020). *10 IoT Security Incidents That Make You Feel Less Secure*. Hämtat från CISO MAG: <https://cisomag.eccouncil.org/10-iot-security-incidents-that-make-you-feel-less-secure/>
- Tonkoski, R., & Lopes, L. (2008). Voltage regulation in radial distribution feeders with. *2008 IEEE Energy 2030 Conference*, (ss. 1-7).
- Vergara, P. P., Salazar, M., Mai, T. T., & Nguyen, P. H. (2020). A comprehensive assessment of PV inverters operating with droop control for overvoltage mitigation in LV distribution networks. *Renewable Energy*, 172 - 183.
- Widén, J., & Al, e. (2017). *Utvärdering av tekniska lösningar för att hantera omfattande anslutning av solcellssystem i eldistributionsnät, , Projektnr 40864-1, Dnr 2015-002962*. Energimyndigheten.

Sökord

Spänningsreglering, lågspänning, mellanspänning, sol, distribuerad produktion, reaktiv effekt, *hosting capacity*

KOORDINERAD SPÄNNINGS- REGLERING I NÄT MED DISTRIBUERAD PRODUKTION

Koordinerad spänningsreglering i nät med distribuerad produktion tar sikte på att utnyttja omriktarna i anslutna produktionsanläggningar för att med ett reglerat utbyte av reaktiv effekt även reglera spänningen, och därmed reducera produktionsbegränsningar på grund av höga spänningar. Studien visar att för vissa speciella nät och driftsituationer, där höga spänningar riskeras i inmatningspunkterna, så kan ett reglerat uttag av reaktiv effekt vara ett attraktivt sätt att sänka spänningen och på så sätt öka effektinmatningen i befintlig nätstruktur. Ju högre upp i nätet spänningsregleringen sker, desto större blir utbytet av ökad aktiv effektinmatning.

Ett nytt steg i energiforskningen

Energiforsk är en forsknings- och kunskapsorganisation som samlar stora delar av svensk forskning och utveckling om energi. Målet är att öka effektivitet och nyttiggörande av resultat inför framtida utmaningar inom energiområdet. Vi verkar inom ett antal forskningsområden, och tar fram kunskap om resurseffektiv energi i ett helhetsperspektiv – från källan, via omvandling och överföring till användning av energin. www.energiforsk.se