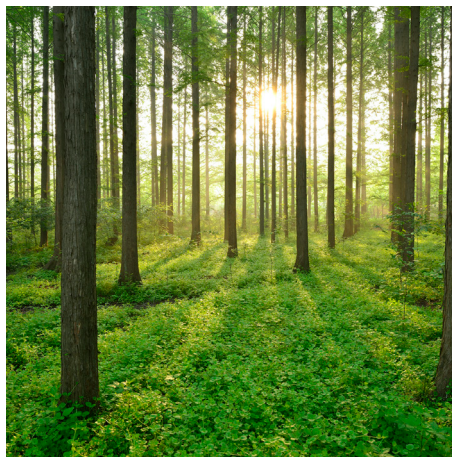
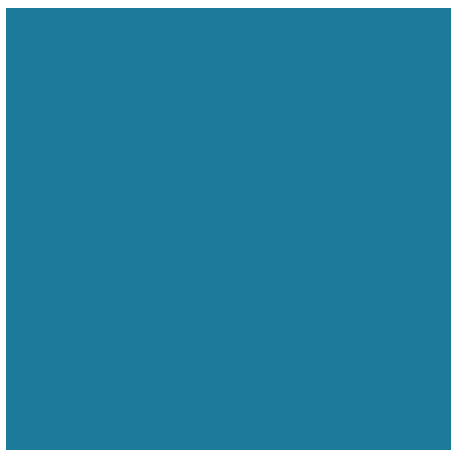


ACCEPTANSGRÄNSBERÄKNINGAR I DISTRIBUTIONSNÄT

RAPPORT 2025:1094



RISK- OCH
TILLFÖRLITLIGHETSANALYS



Acceptansgränsberäkningar i distributionsnät

TAIS TAVERES DE OLIVEIRA OCH MATH BOLLEN
LULEÅ TEKNISKA UNIVERSITET

ISBN 978-91-89919-94-5 | © Energiforsk mars 2025

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

Förord

Programmet *Risk- och tillförlitlighetsanalys* har initierat och hanterat projektet *Stokastiska och deterministiska metoder för att uppskatta acceptansgränsen för elbilsladdning och distribuerad solkraft*. Projektet har paketerat kunskaperna från tidigare resultat rörande acceptansgräns så att elnätsföretag lättare kan planera för höga andel solcellsanläggningar och/eller elbilsladdning.

Att uppskatta acceptansgränsen är ett sätt att bedöma hur mycket ny produktion eller förbrukning (t.ex. solkraft och elbilsladdning) kan anslutas till ett elnät. Arbetet har genomförts av Tais Taveres de Oliveira och Math Bollen på LTU.

Stort tack till programstyrelsen för deras engagemang i projektet:

- Fredrik Andersson, Elinorr
- Magnus Brodin, Skellefteå Kraft Elnät
- Fredrik Byström Sjödin, Installatörsföretagen
- Niclas Eriksson, E.ON Energidistribution
- Hampus Halvarsson, Jämtkraft Elnät
- Linus Hansson, Ellevio
- Henric Johansson, Jönköping Energi Nät
- Geoffrey Jordaan, Svenska kraftnät
- Jenny Paulinder, Göteborg Energi (ordf)
- Göran Sandström, Umeå Energi
- Stefan Undén, Öresundskraft
- Emil Welin, Vattenfall Eldistribution
- Carl Johan Wallnerström, Ei (adjungerad)

Tack även till referensgruppen som stöttat projektet och bidragit med erfarenheter; Magnus Brodin Skellefteå Kraft, Magnus Enckell Härjeans; Jimmy Sandström Umeå Energi, Linus Hansson Ellevio, Björn Nilsson Umeå Energi, Johanna Helmvall Luleå Energi, Magnus Wennerholm Tekniskaverken och Anders Mannikoff Herrljunga Elektriska.

Följande bolag har deltagit som intressenter till projektet. Energiforsk framför ett stort tack till samtliga för värdefulla insatser.

Svenska kraftnät	PiteEnergi Elnät	Härnösand Elnät
Ellevio AB	Karlstads El och Stadsnät	Ljusdal Elnät
Vattenfall Eldistribution	Karlskoga Elnät	Malungs Elnät
E.ON Energidistribution	Elinorr ekonomisk förening;	Sandviken Energi Nät
Göteborg Energi Elnät	Bergs Tingslags Elektriska	Sundsvall Elnät
Elinorr	Blåsjön Nät	Söderhamn Elnät
Jämtkraft Elnät	Dala Energi Elnät	Åsele Elnät
Öresundskraft	Elektra Nät	Årsunda Kraft & Belys.fören.
Skellefteå Kraft	Gävle Energi	Övik Energi Nät
Umeå Energi	Hamra Besparingsskog	Ei (adjungerad)
Krafringen Nät	Hofors Elverk	
Jönköping Energi Nät	Härjeåns Nät	

Här redovisas resultat och slutsatser från ett projekt inom ett forskningsprogram som drivs av Energiforsk. Det är rapportförfattaren/-författarna som ansvarar för innehållet.

Stockholm i februari 2025

Susanne Stjernfeldt

Energiforsk AB

Forskningsområde Elnät Vindkraft och Solel

Sammanfattning

Denna rapport ger en allmän inledning om acceptansgränsberäkningar och ger detaljerade exempel för praktiska metoder att uppskatta acceptansgränsen i distributionsnätet. Rapporten ger även en övergripande beskrivning av några mer avancerade metoder för att uppskatta acceptansgränsen och en kort diskussion om möjligheter med reaktiv-effektkompensering.

Konceptet acceptansgräns ("hosting capacity" från början) introducerades 2004 som en metod för att bedöma hur mycket distribuerad generering som elnätet klarar. Sedan dess har konceptet utvecklats och många studier har genomförts över hela världen, bland annat studier publicerade i Energiforskrapporten. Litteraturen riktar sig mycket mot avancerade metoder, som inte alltid är tillämpbara i praktiska fall. Denna rapport riktar sig i stället mot enkla metoder som kan användas för att uppskatta acceptansgränsen i praktiken. Metoderna introduceras genom exempel för befintliga låg- och mellanspänningsnät. Acceptansgränsen beror på den presentandagräns som sätts; metoderna i denna rapport har spänning och överström som prestandamått. De förenklade metoderna som behandlas är ett exempel av en deterministisk metod där all indata är känd. Det introduceras och beskrivs också några stokastiska metoder där osäkerheterna i indata modelleras matematiskt. Utöver deterministiska och stokastiska metoder, finns det metoder som använder tidserier för produktion och/eller förbrukning. Sådana räknas som en egen typ av metoder, och exempel på dessa behandlas också i rapporten.

Metoderna som introduceras och beskrivs i rapporten kan användas vid anslutningsförfrågningar för individuella anläggningar. Vid sådana fall finns det tillräcklig information tillgänglig som brukar möjliggöra en noggrann beräkning av acceptansgränsen. Metoderna kan också användas för planering av framtida distributionsnät, till exempel för att bedöma behovet på investeringar eller för att sätta (tillfälliga) begränsningar i storleken av anläggningar.

Rapporten ger även en kort översikt av de begränsade möjligheter att använda reaktiv-effektstyrning för att kompensera spänningshöjningar eller -sänkningar. Det anges vilka begränsningar det finns i att använda sådana metoder i låg- och mellanspänningsnät.

Nyckelord

Acceptansgräns, distributionsnät, solkraft, överspänning, överström

Summary

This report provides a general introduction to hosting capacity calculations and provides detailed examples of practical methods for hosting-capacity in the distribution network. The report also provides an overview of some more advanced methods for estimating the hosting capacity and briefly discusses the possibilities with reactive-power compensation.

The concept of hosting capacity was introduced in 2004 as a method for assessing how much distributed generation the electricity network can handle. Since then, the concept has been developed and many studies have been carried out all over the world, including studies published in Energiforsk reports. The literature largely focuses on advanced methods, which are not always applicable in practical cases. This report instead focuses on simple methods that can be used to estimate the hosting capacity in practice. The methods are introduced through examples for existing low- and medium-voltage networks. The hosting capacity depends on the selected performance indicators; the methods in this report have voltage and overcurrent as performance indicators. The simplified methods discussed are examples of deterministic methods where all input data are known. Some stochastic methods are also introduced and described where the uncertainties in the input data are mathematically modelled. In addition to deterministic and stochastic methods, there are methods that use time series for electricity production and/or consumption. Such methods are considered a separate type of method, and examples of these are also discussed in the report.

The methods introduced and described in the report can be used in connection requests for individual installations. In such cases, sufficient information is available that usually enables an accurate calculation of the hosting capacity. The methods can also be used for planning future distribution networks, for example to assess the need for investments or to set (temporary) restrictions on the size of installations.

The report also provides a brief overview of the limited possibilities of using reactive power control to compensate for voltage rise or drop. The limitations of using such methods in low- and medium-voltage networks are emphasized.

Innehåll

1	Inledning	10
1.1	Bakgrund och organisation	10
1.2	Tidigare studier	10
1.3	Rapportens innehåll	10
2	Allmänt om acceptansgräns	12
2.1	Solkraft i olika länder	12
2.2	Metodens Historia och basprincip	13
2.3	Utveckling inom det akademiska området	15
2.4	Några observationer om acceptansgräns	16
2.4.1	Tillämpning och forskning	16
2.4.2	Kartor för acceptansgräns	17
2.4.3	Utbildning inom acceptansgränsberäkningar	17
2.5	Nuläget för acceptansgränsstudier	17
2.6	Acceptansgränsmetoden i praktiken	18
2.7	Acceptansgräns i planering	19
2.8	Oberoende variabler	19
2.8.1	Val av oberoende variabel	19
2.8.2	Flera oberoende variabler	20
2.9	Olika typer av metoder för att beräkna acceptansgräns	20
2.9.1	Deterministiska metoder	21
2.9.2	Stokastiska metoder	21
2.9.3	Tidserier	22
2.10	Prestandaindex och prestandagräns	22
2.11	Osäkerheter vid acceptansgränsberäkningar	23
2.12	Uppskattningar vid förenklade modeller	24
2.13	Acceptansgränsberäkning i planering	25
3	Överbelastning	26
3.1	Överbelastning och ny produktion	26
3.2	Överbelastning och ny förbrukning	26
3.3	Enkla uppskattningar av acceptansgräns	27
3.4	Olika uppskattningar av acceptansgräns för överbelastning	28
3.5	Komponentens belastningsförmåga	28
3.6	Exempel lågspänningsnät Heliö	28
3.7	Exempel – mellanspänningsnät Hedestad	31
3.8	Årets soliga timmar	34
3.9	Användning av tidserier	36
3.9.1	Tidserier för förbrukning	36
3.9.2	Tidserier för produktion	37
3.9.3	Tidserier för transformatorbelastning	38

3.9.4	Belastning som funktion av installerad effekt	39
3.9.5	Dynamisk belastningsförmåga	41
3.9.6	En stokastisk metod	41
4	Spänningshöjning	44
4.1	Spänningsfall och spänningshöjning	44
4.1.1	Spänningsfall över en impedans	44
4.1.2	Spänningshöjning	46
4.1.3	Ekvationer	46
4.1.4	Acceptansgräns vid en kund	46
4.1.5	Illustrativt exempel	47
4.2	Exempel – sex-kunders nätverk: Wahlby	48
4.2.1	Lågspänningsnätet i Wahlby	48
4.2.2	Ett annat sätt att se på impedansen	49
4.2.3	Acceptansgräns för olika noder	50
4.2.4	Direkt uppskattning av acceptansgränsen	51
4.3	Begränsningar hos metoden	52
4.3.1	Tolkning av gräns för spänningshöjning	52
4.3.2	Användning av utrymmet vid flera punkter i nätet	52
4.3.3	Ett enkelt illustrativt exempel	54
4.3.4	Begränsningar och tillämpning	55
4.4	Exempel – lågspänningsnät Heliö	56
4.5	Överspänningsmarginalen	59
4.6	Olika överspänningsmarginal för olika kunder	61
4.7	Utrymme att ansluta för varje kund	63
4.8	Acceptansgräns i mellanspänningsnät	66
4.9	Exempel – mellanspänning Hedestad	67
4.10	Lindningskopplare	70
4.11	Spänningshöjning kabelnät	70
4.12	Stokastiska metoder	72
4.12.1	Begränsningar med deterministiska studier	72
4.12.2	Basprincipen av stokastiska beräkningar	72
4.12.3	Exempel på stokastisk metod	74
5	Påverkan av bakgrundsspänning – ett exempel med användning av tidserier	78
5.1	Metodik	78
5.1.1	Bakgrundsspänning	78
5.1.2	Beräkning av acceptansgräns	78
5.1.3	Fallstudier	79
5.2	Modell för bakgrundsspänning	79
5.3	Bakgrundsspänningens påverkan på acceptansgräns	81
6	Överspänning eller överström	83
6.1	Brytpunkten	83
6.2	Lågspänningskablar	83

6.3	Mellanspänningskablar	85
6.4	Exempel – mellanspänningsnät Hedestad	85
7	Reaktiv effekt	88
7.1	Spänningsändring på grund av aktiv och reaktiv effekt	88
7.2	Lågspänningsnät	88
7.3	Mellanspänningsnät	91
8	Slutsatser och diskussion	95
8.1	Den faktiska acceptansgränsen	95
8.2	Deterministiska metoder	95
8.3	Tidserier	95
8.4	Stokastiska metoder	96
8.5	Begränsningar hos metoden för överspänningar	97
8.6	Om bakgrundspänningen	97
8.7	Anslutning till mellanspänningsnät	98
8.8	Reservmatning och driftreserver	99
8.9	Ny förbrukning och ny produktion	99
9	Referenslista	100

1 Inledning

Den här rapporten är del av en serie rapporter om forskning kring acceptansgräns som har skrivits av forskare vid Luleå tekniska universitet. Rapporten behandlar metoder för att beräkna acceptansgränsen, både detaljerade metoder och förenklade metoder. Huvudinriktningen är förenklade metoder; beskrivningen av dem ger också förståelse för mer detaljerade metoder.

1.1 BAKGRUND OCH ORGANISATION

Delar av denna rapport är rapportering av ett projekt som utfördes av Enock Mulenga (som doktorand och som postdoktor) och Tais Tavares de Oliveira (som doktorand); Nicholas Etherden och Math Bollen var handledare för båda.

Rapporten även innehåller material baserat på undervisning som gavs av Math Bollen på Luleå tekniska universitet (kursen "Eldistribution" som del av programmet "Högskoleingenjör Elkraftteknik" samt som del av "Snabbspår Elkraft") och utbildning på uppdrag av Energiföretagen Sverige (som del av kursen "Mikroproduktion för tekniker på elnätsföretag").

Rapporten skrevs av Tais Tavares de Oliveira och Math Bollen.

1.2 TIDIGARE STUDIER

Studier om acceptansgräns har varit del av ett antal tidigare rapporter som publicerats av Energiforsk. Begreppet "hosting capacity" (Engelska begreppet som senare har översatts till "acceptansgräns" på svenska) började användas år 2004 som del av integrering av småskalig produktion i distributionsnät; de första Energiforskrapporterna kring detta kom ut kort därefter, under år 2008 och 2009 [1, 2]. Sedan dess har det även publicerats rapporter om obalans (minusspänning) och överspänningar på grund av enfasanslutna solcellsanläggningar [3, 4], mellansnabba spänningsvariationer [5, 6], och övertoner [7, 8]. Rapport [9] ger en översikt av olika påverkan av stora mängder solkraft på framför allt låg- och mellanspänningsnät.

Det har även gjorts en del studier om hur smarta lösningar, bland annat dynamisk belastningsförmåga, kan öka acceptansgränsen utan att det behövs byggas nya luftledningar, stationer, mm. En del resultat från dessa studier presenteras också i Energiforskrapporter [10, 11].

1.3 RAPPORTENS INNEHÅLL

Kapitel 2 av rapporten ger en allmän inledning av acceptansgränsmetoden, inklusive en kort beskrivning av historien bakom metoden. Olika tillämpningar, vid nyanslutning och planering, introduceras och olika storheter för att uttrycka acceptansgräns diskuteras också i detta kapitel.

Kapitel 3 behandlar olika metoder för att uppskatta hur mycket ny produktion eller förbrukning som kan anslutas innan överströmsgränsen överskrids. En förenklad och praktisk metod beskrivs i detalj, där lägsta förbrukning antas vara noll under årets soliga timmar. Metoden kan användas för anslutning av individuella enheter men också för att bedöma hela nätets förmåga att ta emot ny produktion. Det sistnämnda kan vara del av kartläggning av investeringsbehov för att kunna ta emot mer solkraft i framtiden. Kapitel 3 innehåller också ett exempel på en beräkning med hjälp av tidserier och en stokastisk beräkning.

Kapitel 4 handlar om acceptansgränsberäkningar när det är överspänning som sätter gränsen. Även här beskrivs en förenklad och praktisk metod i detalj. Metoden har vissa begränsningar, som gör att spänningshöjningen kan överskrida gränsvärden även om ny produktion är mindre än acceptansgränsen vid varje punkt i nätet. Kapitel 4 också ger en grundläggande beskrivning av stokastiska metoder och en del tillämpningar av metoder till mellanspänningsnätet. En metod baserad på tidserier beskrivs i detalj in Kapitel 5, där påverkan av stora mängden solkraft på bakgrundspänning behandlas.

Kapitel 6 handlar om vad som sätter gränsen: överspänning eller överström. Det beräknas en brytpunkt för kabellängden där nätet övergår från att vara strömbegränsat till att vara spänningsbegränsat.

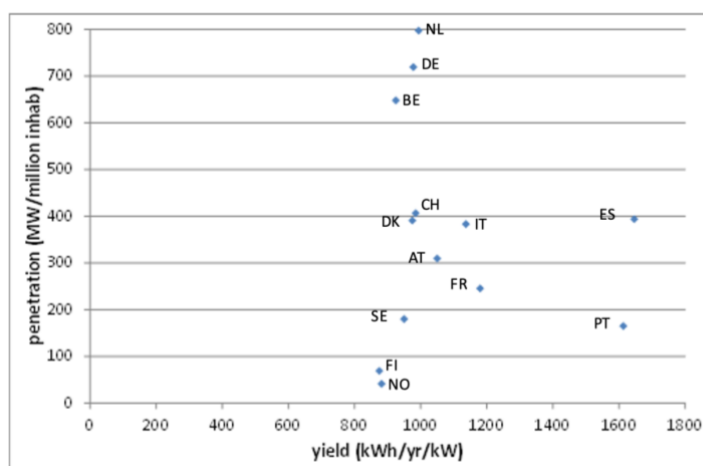
2 Allmänt om acceptansgräns

Det finns inte någon bred använd definition eller någon standarddefinition av acceptansgräns. Olika författare använder olika sätt att beskriva. Ett sätt att beskriva som används regelbunden av rapportens författare, och även många andra forskare, är följande: "acceptansgränsen är den mängd av ny produktion eller förbrukning som kan anslutas till ett elnät utan att det blir oacceptable konsekvenser för tillförlitlighet eller elkvalitet". För att bedöma när konsekvenserna blir oacceptabla används det flera prestandaindex.

Detaljerna kommer att behandlas i resten av kapitlet.

2.1 SOLKRAFT I OLIKA LÄNDER

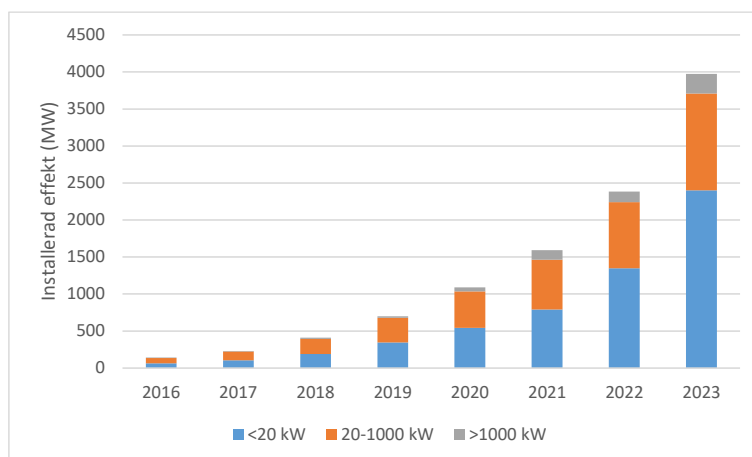
Mängden installerad solkraft varierar kraftigt mellan olika europeiska länder; även förhållanden för solkraft varierar mellan länderna och det har länge använts som förklaring till varför Sverige har en begränsad mängd installerad solkraft. Det är dock bara en del av förklaringen, som visas tydligt i Figur 1 [12]. Horisontellt i figuren visas hur mycket energi man får från solen, uttryckt i kWh produktion under ett år för 1 kW installerad effekt. Värdet ligger kring 1000 kWh/år/kW för ett flertal länder, inklusive Sverige; det betyder att 1 kW installerad effekt ger kring 1000 kWh producerad el per år. Vertikalt visas hur mycket solkraft det finns installerat i olika länder, uttryckt i MW installerad effekt per miljon invånare. Detta varierar mycket mellan länder även vid liknande solförhållanden (i termer av kWh/år/kW). Sverige har ganska lika förhållanden som Tyskland, Belgien och Nederländerna, men betydligt mindre installerad effekt.



Figur 1. Solkraft i olika europeiska länder, enligt IEA [12].

Det finns en hel del möjliga förklaringar till skillnader mellan länderna, men för denna rapport räcker det med att observera den stora tillväxtpotentialen för solkraft i Sverige. Det är de senaste åren som solkraft har växt i Sverige; som visas i Figur 2 [13] har det varit en snabb tillväxt och det är svårt att förutse hur det kommer att utvecklas i framtiden. Det behövs metoder för att kunna bedöma hur mycket solkraft

som nätet klarar, som underlag för investeringsbeslut; acceptansgränsberäkningar är en sådan metod.



Figur 2. Tillväxt av solkraft i Sverige; total installerad effekt för små, medel och stora anläggningar.

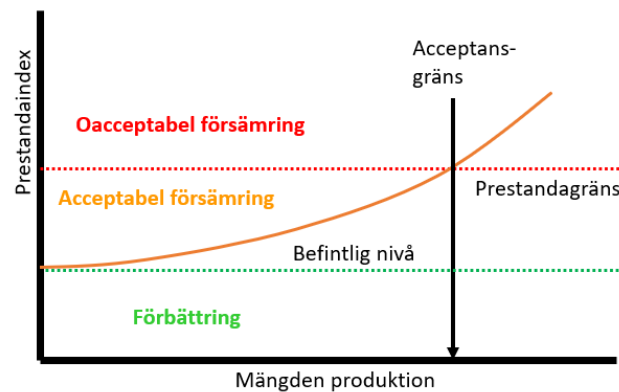
2.2 METODENS HISTORIA OCH BASPRINCIP

Begreppet "hosting capacity" användes först, i nuvarande betydelse, i mars 2004 som del av ett europeiskt projekt om integrering av distribuerad generering i elnätet. Innan 2004 hade begreppet använts [14] som ett mått för tillåten datatrafik över en server [15], för vattenmärkning av bilder [16], mängden flyktingar som ett flyktingläger skulle klara [17], och för antalet turister som en by klarar [18, 19, 20]. Begreppet, som ett mått för integrering av distribuerad generering, presenterades utanför det europeiska projektet först i december 2004 [21].

Några år senare började ordet "acceptansgräns" att användas på svenska som översättning av "hosting capacity", bland annat [22, 23, 24].

Innan begreppet användes hade diskussionen om distribuerad generering framför allt handlat om ifall det var möjligt eller inte möjligt att ansluta distribuerad generering till elnätet. Argumentet som ofta hördes var att "*distributionsnät har inte byggts för att ansluta produktionsenheter*". Även om det stämmer, betyder det inte att det inte skulle gå att ansluta produktionsenheter till distributionsnätet. En viss mängd borde vara möjligt, men man kommer inte att kunna ansluta hur mycket som helst. Det måste därför finnas någon gräns, som då blev acceptansgräns ("hosting capacity").

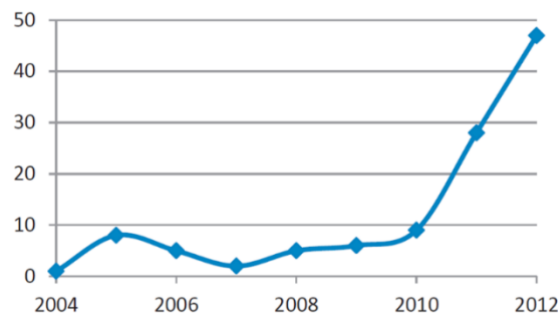
Metoden illustrerades ungefär som i Figur 3 redan vid första mötet år 2004. Grundprincipen var (och är fortfarande) att nätets prestanda kvantifierats genom en eller flera prestandaindex och att det finns gränsvärden för alla dessa index. Acceptansgränsen överskrids när minst ett av dessa gränsvärden överskrids.



Figur 3. Principen av acceptansgränsmetoden: prestandaindex som funktion av mängden produktion.

Den akademiska världen behövde några år innan de accepterade konceptet, men sedan 2010 har det skrivits många artiklar om detta i den vetenskapliga litteraturen. Början av trenden visas i Figur 4, [25].

En översikt av litteraturen om acceptansgränsberäkningar för solcellsanläggningar finns i [26]. Översikten visar att det huvudsakligen finns tre metoder: deterministiska metoder; stokastiska metoder; och tidsserier. Referens [26] visar också att största del av publikationer handlar om överspänningar och/eller överströmmar.



Figur 4. Antalet publikationer om "hosting capacity" 2004 – 2012.

Antalet publikationer som använder termen ökade kraftigt efter 2010: 54 under 2011; 109 under 2012, allt enligt en sökning efter "hosting capacity" i Google Scholar, följt av en manuell koll för att avgöra om termen användes i samma betydelse som i denna rapport [25]. Många av publikationerna från 2011 och 2012 använde termen i samband med smarta nät och aktiva distributionsnät. För senare år blev denna manuella koll opraktisk på grund av det växande antalet publikationer, vilket gjorde det svårt att visa data för dessa år, som en betydande del av träffarna i Google Scholar (58 % 2011; 38 % 2012) gällde andra betydelser av begreppet.

Sedan 2012 har mycket skrivits om ämnet, en del statistik om de senaste åren visas i Tabell 1. Här ska det läggas till att Google Scholar är en sökmotor som täcker många databaser med vetenskaplig litteratur; Google Scholar söker i hela artikeln. IEEE Xplore är bara en av flera databaser och sökningen sker bara i titeln, nyckelord och

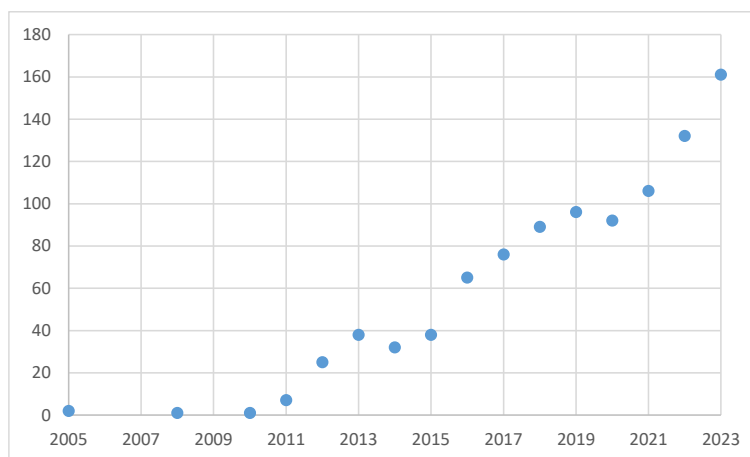
sammanfattningen. Det förklarar en stor del av skillnaden i antal artiklar, men inte hela skillnaden. En annan del av förklaringen är att begreppet "hosting capacity" fortfarande inte är helt accepterat i den vetenskapliga världen (IEEE Xplore täcker till stor del akademisk forskning medan Google Scholar är bredare), möjligen för att det anses vara ett tillämpat begrepp som inte tillhör forskningen.

Tabell 1. Antalet publikationer med ordet "hosting capacity", enligt sökmotorn Google Scholar och i databasen IEEE Xplore

År	Google Scholar	IEEE Xplore
2018	891	72
2019	1040	87
2020	1270	73
2021	1550	90
2022	1690	119

2.3 UTVECKLING INOM DET AKADEMISKA OMRÅDET

Figur 5 anger hur användningen av termen har ökat i den akademiska världen sedan 2010. Figuren visar antalet publikationer i IEEE Xplore som använder termen "hosting capacity". Publikationsdatabasen IEEE Xplore innehåller till största delen IEEE- och IET-(tidigare IEE) publikationer och endast titel, abstract och nyckelord, till skillnad från Google Scholar (som används i Avsnitt 2.2), som innehåller många fler publikationer och sökningen täcker hela publikationstexten, inte bara sammanfattningen. Detta förklarar det relativt låga antalet publikationer här jämfört med Avsnitt 2.2. IEEE Xplore är dock generellt sett en bra indikator på vad som händer inom det akademiska elkrafttekniksområdet.



Figur 5. Publikationer om "hosting capacity" i IEEE Xplore, enligt [27].

Figuren visar att publikationer först började komma efter 2010 och att antalet sedan dess har visat en ungefär linjär ökning. De första tidskriftsartiklarna publicerades 2013 och samtidigt dök det upp artiklar i mer tillämpade publikationer (som IEEE

Power & Energy Magazine) som innehöll begreppet, nästan varje år faktiskt. Sådana publikationer riktar sig till en bredare publik än forskare, vilket återigen visar intresset för acceptansgräns utanför den akademiska världen.

För närvarande omfattar arbetet med acceptansgränsmetoder på forskningssidan främst anslutning av solkraft till låg- och mellanspänningsnät, där överspänning och överbelastning anses sätta gränserna. Det finns också en mindre men växande mängd forskning om acceptansgräns för laddning av elfordon, och då är det framför allt underspänning och belastning som undersöks. Modellerna för beräkning av överspänning och överbelastning är välkända och likaså osäkerheter avseende variationer i vindhastighet och molntäcke. Utmaningen ligger i en del osäkerheterna om framtiden, till exempel avseende framtida kundbeteende. De flesta studier för överbelastning tar hänsyn till strömmen som sätter belastningsgränsen, men vissa studier har använt topolje- eller hotspot-temperaturen för en transformator för att uppskatta acceptansgränsen [28, 29].

Begränsade forskningsresultat finns tillgängliga för gränsen som ställs av övertoner på låg- och mellanspänningsnät och allmänt för acceptansgräns i transmissionsnät. En utmaning med att inkludera övertoner är att välja rätt system och komponentmodeller. Osäkerheten i till exempel belastningsmodellerna kan göra det svårt att tolka resultaten från en acceptansgränsstudie [8, 30].

Vissa studier har gjorts på spänningsobalans i förhållande till acceptansgräns av lågspänningsnät för solcellsanläggningar [3]. Detta är fortfarande ett problem i delar av distributionsnätet som är enfasiga eller för kunder som endast har en enfasanslutning. Ämnet är även relevant för enfas hemladdning av elfordon. Acceptansgränsmetoder har använts i [3] för att bedöma om det behövs krav på maximal storlek av enfasanläggningarna. Metoden skule, på ett linkande sätt, kunna användas för att ge underlag för beslut om maximal storlek på enfasladdningsenheter.

2.4 NÅGRA OBSERVATIONER OM ACCEPTANSGRÄNS

2.4.1 Tillämpning och forskning

Att koppla forskning om acceptansgränsberäkningar till tillämpningar i faktiska elnät kräver utveckling av en allmänt accepterad definition och beräkningsmetod för acceptansgränsen. En sådan gemensam definition och metod behövs bland annat för att göra en rättvis jämförelse mellan olika metoder för att förbättra acceptansgränsen. En sådan definition och metod kommer också att förenkla benchmarking och erfarenhetsutbyte.

Ett starkare samarbete mellan akademien och industri behövs för att nå tillämpbara gemensamma metoder och definitioner. Utöver de vanliga akademiska målen, till exempel att kvantifiera och förbättra noggrannheten i uppskattning av acceptansgräns, bör samarbetet användas för att skapa transparenta och objektiva uppskattningsmetoder som kan användas som ett kommunikationsverktyg mellan de olika intressenterna.

2.4.2 Kartor för acceptansgräns

Acceptansgränskartor används bland annat i Nederländerna [27], USA [32], och Belgien [33]. Sådana kartor, ger en tydlig inblick i den acceptabla tillväxten i produktion och konsumtion för olika delar av elnätet. Acceptansgränskartor kan användas för att bestämma var åtgärder behöver vidtas; detta kan vara nätförstärkning men också införandet av flexibilitetsmekanismer. Dessa investeringar kan vara underlag för kortsiktiga förbättringar av näten, och för framtida utbyggnader av näten för att realisera landets energiomställningsmål.

Ett elnätsföretag kan använda resultaten från acceptansgränsberäkningar för att avgöra var investeringar är mest brådskande. Beroende på detaljnivån kan kartan också ge input om var begränsningsåtgärder är mest effektiva.

Kartorna är också ett viktigt verktyg i den tidigare nämnda kommunikationen mellan de olika intressenterna. Transparens och objektivitet är därför väsentliga kriterier för både kartan och den beräkningsmetod som används för att ta fram kartan. En allmänt använd uppsättning indikatorer och prestandagränser (enligt Figur 3) är viktigt för detta och arbete mot en sådan uppsättning uppmuntras starkt.

2.4.3 Utbildning inom acceptansgränsberäkningar

En stor del av det publicerade arbetet med acceptansgränsstudier rör detaljerade modeller. Det kan vara detaljerade modeller för elnätet, för produktion och konsumtion, eller stokastiska modeller för olika osäkerheter.

För utbildningsändamål är sådana detaljer av mindre relevans och förenklade modeller och metoder behövs i stället för utbildning. Dessa kan även användas av elnätsföretag för att göra en snabb första uppskattning av acceptansgränsen innan beslut fattas om behovet av detaljerade studier. Det finns behov av ett utbyte av utbildningsmetoder om acceptansgräns, även om det inte finns någon uppenbar internationell plattform för det. Samverkan mellan forskare och lärare är en nödvändig förutsättning för detta. En viktig roll för forskarna är att kvantifiera den osäkerhet i acceptansgräns som introduceras på grund av förenklingarna.

2.5 NULÄGET FÖR ACCEPTANSGRÄNSSTUDIER

Redan i tidiga acceptansgränsstudier insågs det att acceptansgränsen var i allmänt betydligt högre än var förväntades innan beräkningarna utfördes, dvs att det går att ansluta betydligt mer ny produktion än som förväntades. Det är ett väldigt viktigt resultat från att använda metoden. Man ska dock inte dra slutsatsen från detta att det alltid går att ansluta hur mycket som helst. Det finns punkter i nätet med en låg acceptansgräns, som vi senare kommer att se i några exempel på. Acceptansgränsmetoden gör det möjligt att identifiera sådana punkter; lämpliga åtgärder kan då väljas. Den stora utmaningen är att hitta dessa punkter.

En annan observation som kom fram redan ganska tidigt är att det inte är trivialt att beräkna acceptansgränsen. En del av utmaningarna, framför allt med osäkerheterna, uppdagades när den akademiska världen tog till sig konceptet. Det finns även synpunkten att acceptansgränsen inte går att räkna ut i förväg, den kan bara uppskattas. Även brist på data om verkliga förhållanden i nätet gör att noggrannhet

av beräkningarna är begränsad. En alternativ syn på detta är att acceptansgräns ska definieras helt enkelt som resultat av beräkningen, så att det inte behövs talas om uppskattningar; definition för bland annat spänningsdippar har gjorts på liknade sätt i IEC 61000-4-30 [54]. Diskussionen kan bli dock något för filosofisk och ligger utanför den här rapporten.

Allt detta, samt att forskare brukar vilja utveckla nya metoder, har gett upphov till olika metoder för att beräkna (eller uppskatta, om man vill använda detta begrepp) acceptansgränsen. De olika metoderna ger ibland helt olika resultat, även om det saknas en seriös jämförelse av metoderna. Det finns ett antal argument för att komma med ett fåtal väldefinierade gemensamma modeller. Det skulle göra det enklare att jämföra resultat och att byta ut erfarenheter med att tolka resultat. För tillfället finns det ingen trend mot gemensamma modeller.

Begreppet acceptansgräns är dock generell använt, av forskare, i utbildning, av elnätsföretagen, och av tillsynsmyndigheten. Det talas numera ofta om acceptansgräns ("hosting capacity") utan att det bedöms nödvändigt att förklara begreppet.

Vad gäller modeller av elnätet, som behövs för att utföra acceptansgränsberäkningar, då finns det bra modeller för 50-Hz fenomen som överspänning och överbelastning. Det som saknas är inte själva modellerna, utan data om till exempel bakgrundspänningar och förbrukning som funktion av tid. Inte alla studier använder dock detaljerade modeller för att beräkna spänning och ström och försummar till exempel förlusterna i nätet. Ett sådant val görs medvetet, ofta för att accelerera beräkningarna, inte för att det inte skulle finnas bättre modeller.

För obalans finns det också ganska bra modeller, men det kan saknas insyn i minusföljdimpedansen hos lasterna. Det gäller då framför allt lågspänningsnät.

För högre frekvenser, övertoner och annan vågformsdistorsion, finns det fortfarande brist på lämpliga modeller för spridningen. Det gör att det finns begränsad med noggrannhet i den beräknade eller uppskattade acceptansgränsen. Känslighet av beräkningsresultat för detaljer av modellen visas i en avhandling som nyligen presenterades vid Luleå tekniska universitet [34].

2.6 ACCEPTANSGRÄNSMETODEN I PRAKTIKEN

För att kunna använda metoden i praktiken behövs det vissa förutsättningar. Även om man skulle använda den allmänna definitionen i början av kapitlet finns det fortfarande många detaljer som är inte definierat; val av vissa detaljer har en stor påverkan på resultat från beräkningarna, dvs på den "beräknade acceptansgränsen". Det skulle kunna tolkas som en nackdel hos metoden, men så är inte fallet. Behovet av att behöva bestämma dessa saker ger en större transparens hos metoden; det ger till exempel möjlighet att göra en känslighetsanalys av hur mycket acceptansgränsen beror på val av prestandagränsen. För att olika intressenter ska kunna använda acceptansgränsmetoden är det viktigt att intressenterna är överens om förutsättningarna. Det kan bli i form av en förhandling, men också genom att en partner informerar en annan partner om detta.

En del förutsättningar att komma överens om är:

- Parametrar för att kvantifiera mängden ny produktion eller förbrukning (horisontal axeln i Figur 3); begreppet "oberoende variabel" kan användas för detta.
- Prestandaindex; här brukar det finnas flera index, minst en för varje fenomen som kan sätta gränsen; överbelastning och överspänning brukar vara fenomenen som mest ofta tas med i bedömningen.
- Metoden för att beräkna prestandaindex.
- Prestandagränsen.

Alla dessa kan ha en stor påverkan på acceptansgränsen, så det är viktigt att vara transparent kring valen. Valen är till del subjektiva, som gör det extra viktigt att vara transparent.

Det är också viktigt, för att kunna jämföra resultat mellan olika nätföretag, att vara överens om dessa val. Tyvärr finns inte en sådan överenskommelse (än).

2.7 ACCEPTANSGRÄNS I PLANERING

En viktig tillämpning av acceptansgränsberäkningar är i planering av distributionsnät. Det kan handla om förfrågningar för anslutning av en individuell enhet men också om planering för framtida tillväxt där det fortfarande är okänt vad som kommer att hända och när.

Vid anslutning av en individuell enhet är frågeställningen relativt enkelt. Första frågan är om anläggningen kan anslutas eller inte; med andra ord om acceptansgränsen är större eller mindre än anläggningens storlek. Om acceptansgränsen inte räcker till, då blir nästa fråga vilka åtgärder som kan göras för att öka acceptansgränsen (och vad det kommer att kosta).

Vid planering för framtida tillväxt är frågorna ganska lika: kommer nätet att klara den förväntade tillväxten; om inte, vilka åtgärder kan göras? Att besvara frågorna är dock inte så enkelt som vid anslutning av individuella enheter. En stor del av denna rapport handlar om anslutning av flera, ännu okända, enheter i framtiden. Metoderna kan dock i flesta fall också användas för bedömningen vid anslutning av en individuell enhet.

2.8 OBEROENDE VARIABLER

2.8.1 Val av oberoende variabel

Vid varje acceptansgränsstudie är en viktig fråga vad man väljer som oberoende variabel. Man kan formulera frågan något mindre matematiskt också: i vilken enhet vill man uttrycka acceptansgränsen? Det kan vara i kW installerad effekt, i MWh producerad energi per år, i antalet hushållskunder med solkraft, i sannolikhet för en kund att ha solkraft, och mycket mer.

Den oberoende variabeln är det som står på den horisontella axeln i Figur 3 ("mängden produktion" i Figur 3). Det finns studier där acceptansgräns uppskattas

direkt, med hjälp av en ekvation. Till exempel, det används ett enkelt samband mellan spänningshöjning och inmatad effekt; för en viss tillåten spänningshöjning kan acceptansgränsen beräknas genom att lösa ekvationen. Även för sådana studier behövs det val av en oberoende variabel, det vill säga val av enheten för att uttrycka acceptansgränsen i.

När det gäller anslutning av en individuell enhet, då finns det begränsat med alternativ för den oberoende variabeln. Självklara val skulle vara installerad effekt och årsproduktion. Men det går likadant att använda icke-elkraft-variabler som tillgänglig takyta, investeringskapital, och återbetalningstid för investeringen.

Gäller det anslutning av flertal enheter i framtiden, då finns det betydligt flera alternativ för val av den oberoende variabeln. Det gäller framför allt när osäkerheter tas med i studien. Några möjliga val av oberoende variabler är:

- Antalet kunder som installerar solcellsanläggningar; detta lämnar osäkerhet om vilka kunder som kommer att installera solcellsanläggningar och hur stor anläggning det blir. Det finns även osäkerhet om solpanelens vinkel jämfört mot solen och väderstreck.
- Total installerad effekt av solcellsanläggningar; detta lämnar återigen osäkerheten om vilka kunder som kommer att ha solceller och hur den installerade kapaciteten fördelas över dessa kunder.
- Storlek på anläggningen för ett givet antal eller en given procentandel av kunder som installerar solceller.
- Sannolikhet för en kund att installera solcellsanläggningar; detta lämnar osäkerhet om storleken på installationen.

2.8.2 Flera oberoende variabler

Acceptansgränsmetoden, som den introduceras i Figur 3 utgår från ett prestandaindex som funktion av en oberoende variabel ("mängden produktion" i Figur 3). Det finns dock fall där flera variabler påverkar prestandaindex, eller där det finns osäkerheter så att det behövs en känslighetsanalys. Ett annat alternativ är att definiera acceptansgränsen som en funktion av flera variabler, till exempel antalet kunder med solkraft och storlek av anläggningar. För två variabler kan acceptansgränsen då visas som en konturkarta, där punkter med lika acceptansgräns ligger på samma kontur.

2.9 OLIKA TYPER AV METODER FÖR ATT BERÄKNA ACCEPTANSGRÄNS

Det finns många publikationer om metoder att beräkna acceptansgräns; det finns likheter men också skillnader mellan metoderna och att göra en klassificering riskerar att specifika egenskaper, och framför allt fördelar och nackdelar, med vissa metoder bortglömts. I detta avsnitt kommer det dock göras en uppdelning i tre typer av metoder, enligt litteraturen. Det finns mer detaljer om indelningen och exempel av specifika metoder i [26].

2.9.1 Deterministiska metoder

Deterministiska metoder utgår från att "allt är känt". Det utgås då från en viss produktion och/eller förbrukning innan anslutningen samt att den nya produktionen eller förbrukningens egenskaper är kända. Enda osäkerheten är mängden ny produktion eller ny förbrukning.

Deterministiska metoder är ofta enkla beräkningar, men det finns även här möjligheter att använda detaljerade modeller. En stor del av beräkningar som visas i rapporten är deterministiska metoder. Några exempel på antaganden som används senare i rapporten är:

- Förbrukningen är noll när spänningen i nätet är som högst.
- Solkraft ansluts bara på eller nedströms från en viss samlingsskena i nätet.
- Produktion när spänningen är som högst är proportionell med installerad effekt solkraft.

Med en deterministisk studie är det alltid viktigt att vara medveten om vilka antaganden som har gjorts (de är inte alltid uppenbara) och ta med det i tolkningen av resultat.

Osäkerheter kan tas med i deterministiska studier genom att göra en känslighetsanalys och/eller att beräkna acceptansgränsen för olika scenarier.

Stora fördelen med deterministiska metoder är att det går snabbt och enkelt att utföra beräkningar; vid förfrågningar om ny anslutning är det nästan uteslutet deterministiska metoder som används. Nackdelen är att osäkerheter i resultat är dolda vilket gör att riskerna för de olika intressenterna inte är kända. Det löses oftast genom att ta mer extrema fall, som ger en underskattning av acceptansgränsen så att risken för elnätet och deras kunder blir låga.

2.9.2 Stokastiska metoder

Stokastiska metoder är baserade på en modellering av osäkerheterna, oftast i form av sannolikhetsfördelningar. Det kan till exempel vara sannolikhetsfördelningar för befintlig förbrukning under årets värsta timmar, eller sannolikhetsfördelningar för antalet nya produktionsenheter och deras storlek.

Stora fördelen med stokastiska metoder är att osäkerheterna kan tas med på ett tydligt sätt; det finns då inte längre ett behov av att välja ett typiskt eller extremt värde. Resultatet ger då bättre underlag för ett beslut, även om beslutet oftast är enklare att ta om det bara beräknas ett värde. Nackdelen är att det behövs information om de olika osäkerheterna och att det är enkelt att glömma några osäkerheter. Det finns också olika typer av osäkerheter (se Avsnitt 2.11) som ska modelleras och framför allt tolkas på olika sätt. En nackdel för användning av stokastiska metoden hos nätbolag är att det finns begränsat med erfarenhet av användning av stokastiska metoder och tolkning av resultaten; det borde vara ett incitament att använda flera sådana metoder för att bygga upp erfarenheten.

Några exempel på sådana metoder kommer att visas senare i rapporten. Stokastiska metoder har också utvecklats i tidigare Energiforsksprojekt [3, 4, 7] och är populärt inom forskningen, bland annat [35].

2.9.3 Tidserier

Tidserier tar med de olika variationerna i produktion och förbrukning som funktion av tid och är därmed ett bra sätt att ta med korrelationen mellan olika parametrar, till exempel befintlig förbrukning och produktion från nya solcellsanläggningar. Med integration av solkraft och vindkraft har det blivit en populär metod eftersom både produktion och förbrukning är väderberoende. Tidsberoendet för vindkraft och solkraft är tydligt men för förbrukning är det mer otydligt. Att använda tidserier för historisk förbrukning tillsammans med tidserier för produktion beräknad från historiska väderdata är ett bra sätt att få med korrelationen på ett mer korrekt sätt än vad som är möjligt deterministiska eller stokastiska metoder. Vill man ta med batterilagring, nedstyrning, eller dynamisk belastningsförmåga i acceptansgränsberäkningar då är tidserier tydligt den mest lämpliga metoden. Tidserier har till exempel använts i ett tidigare Energiforsksprojekt om dynamisk belastningsförmåga [11] och i ett projekt där olika former av nedstyrning i transmissionsnät har studerats [10]. Det finns också ett antal exempel på studier med tidserier i denna rapport.

Den stora nackdelen med tidserier är att de kräver mycket beräkningskraft; att få in rätt tidserier kan också vara en utmaning. Oftast används ett år av indata, ibland flera år. Att använda flera år borde ge ett noggrannare resultat men det ska då undersökas om det finns trender i förbrukning som påverkar resultat. Ökande användning av energieffektiva apparater i hushåll kan till exempel leda till en minskade acceptansgräns för solkraft.

De flesta studier som använder sig av tidserier är i grunden deterministiska metoder där det antas att året eller åren som har använts är representativa. Det finns dock variationer mellan åren, vad gäller vädret men också vad gäller den icke-väderberoende delen av förbrukningen. För att ta med denna osäkerhet kan det genereras slumpmässiga tidserier från uppmätta tidserier. Det kommer dock att leda till ännu större behov av beräkningskraft och det finns väldigt liten erfarenhet med att tolka resultat från sådana studier; det är till exempel otydligt vad relevansen är av metoderna att generera slumpmässiga tidserier.

2.10 PRESTANDAINDEX OCH PRESTANDAGRÄNS

Val av prestandaindex beror först och främst på val av fenomenet som sätter gränsen. Om det till exempel handlar om överspänningar, då är 10-minuters effektivvärde av spänningen en lämplig bas för prestandaindexet. Detaljerna av indexet och prestandagränsen beror på hur mycket information som kommer ut från beräkningen.

Om det finns tillgång till tidserier, med 10-minuters tidsupplösning, då finns det flertalet alternativ. Några exempel på vilket prestandaindex som jämförs med vilket gränsvärde.

- Årets högsta 10-minutersvärde jämförs med 110 % av nominellspänningen; det är högsta tillåtna spänningen som anses vara överföring av god kvalitet enligt ellagen och Energimarknadsinspektionens föreskrifter [36].
- 95 percentil av 10-minutersvärden beräknas för varje vecka; och årets högsta veckovärde jämförs med 110 % av nominellspänningen; det är mer i överensstämmelsen med kraven enligt Europastandarden, EN 50160 [37].
- Årets högsta 10-minutersvärde jämförs med 108 % av nominellspänningen; här tillåts det en marginal på 2 %, för att minska risken för att osäkerheter skulle leda till att spänningen överstiger 110 % av nominellspänningen. Risken blir låg för nätföretagen, men acceptansgräns blir lägre än i exemplen förut; val av gränsvärdet och prestandaindex är en balansgång mellan olika intressenterna. Denna balansgång tas inte med i denna rapport men det behövs en seriös diskussion om detta mellan de olika intressenterna.
- Årets högsta 1-minutsvärde jämförs med 111 % av nominellspänningen; det baseras på kravet att växelriktaren kopplas bort från nätet (för att förebygga okontrollerad ödrift) när spänningens effektivvärde över 1 minut är större än 111 % av nominellspänningen.
- I stället för årets högsta 1-minutsvärde skulle det kunna beräknas under hur många timmar per år att det finns 1-minutsvärden som överskrider 111 % av nominellspänningen. Prestandaindexet kan då vara antalet timmar per år som sådan händer, och gränsvärdet kan till exempel vara lika med fem.

Om årsvariationer försummas, då kommer det ofta bara ut ett värde för spänningen från beräkningarna; då kan detta värde direkt jämföras med prestandagränsen. Det kan vara deterministiska beräkningar där årsvariationer försummas men också stokastiska beräkningar. Exempel av sistnämnda, med 110 % av märkspänning som prestandagräns visas i Avsnitt 4.12.3.

Ett annat tillvägagångssätt är att använda spänningshöjning på grund av ny produktion som prestandaindex och ett värde på till exempel 3 % eller 5 % som prestandagräns. Det är ett vanligt sätt att resonera med anslutning av mikroproduktion och kommer att användas för flera exempel i Avsnitt 4.2 och Avsnitt 4.4 för lågspänningsnät och i Avsnitt 4.9 för mellanspänningsnät.

2.11 OSÄKERHETER VID ACCEPTANSGRÄNSBERÄKNINGAR

Det finns olika typer av osäkerheter att ta hänsyn till vid acceptansgränsberäkningar. Oftast används det förenklade modeller, där osäkerheterna inte är direkt synliga. Det finns också studier där osäkerheter tas med på ett transparent sätt. Osäkerheter kan tas med genom att göra en känslighetsanalys där beräkningarna upprepas för olika värden av viktiga osäkra variabler. Om det, till exempel, är osäkert vad som kommer att vara en typisk storlek för solcellsanläggningen för en hushållskund, då kan acceptansgräns beräknas för 6 kW, 8 kW och 10 kW storlek.

Det kan också göras stokastiska beräkningar, där det antas en sannolikhetsfördelning för osäkra variabler. För exemplet i förra paragrafen skulle

storleken av solcellsanläggningen kunna vara en uniform fördelning mellan 6 kW och 10 kW.

När det byggs modeller och vid tolkning av resultat är det viktigt att ha koll på de olika osäkerheterna. Det är också viktigt att skilja mellan två olika typer av osäkerheter: aleatoriska osäkerheter och epistemiska osäkerheter [35, 38, 39], där det finns olika beskrivningar av dem i olika källor.

Aleatoriska osäkerheter är osäkerheter som det finns kännedom om från tidigare observationer. Spridning av produktion från en vindkraftsanläggning går att beskriva som en sannolikhetsfördelning. Fördelningen kan nås från historiska data om vindhastigheten och en modell av turbinerna. Samma gäller för solinstrålningen eller förbrukningen.

Epistemiska osäkerheter är osäkerheter som inte går att känna till, till exempel hur många eller vilka kunder som kommer att ha solkraft i framtiden. Det går att modellera det genom sannolikhetsfördelningar också; man kan till exempel anta en viss sannolikhet för en kund att installera solkraft och antalet kunder med solkraft blir då en Poissonfördelning. Men det går inte att få kännedom om fördelningen från observationer.

Gränsen mellan dessa två typer av osäkerheter är inte alltid tydligt och det har varit en del olösta diskussioner mellan projektmedlemmar om detta. Gränsen är dock inte relevant för denna rapport; men det är relevant att inse att det finns dessa två olika typer av osäkerheter.

2.12 UPPSKATTNINGAR VID FÖRENKLADE MODELLER

En stor del av beräkningarna i denna rapport använder mycket enkla modeller. Vid beräkningar om överspänning antas det till exempel att produktionen från alla solcellsanläggningar är konstant, att förbrukningen är noll, och att bakgrundspänningen är noll. Det är vad som refereras till som deterministiska metoder i Avsnitt 2.9

Även om det är grova förenklingar, finns det ändå tillämpningar av sådana deterministiska metoder.

Beräkningsresultatet ger en snabb uppskattning av begränsningarna som nätet innebär för ny förbrukning och ny produktion. Detta kan i sin tur bli underlag för investeringsbeslut om förstärkningar av nätet. Den uppskattade acceptansgränsen kan även användas för att bedöma om en nyanslutning är möjlig.

Deterministiska metoder tar ofta värden som är extrema och resultatet är därmed ofta någon typ av lägsta värde för acceptansgränsen. Det är därför att deterministiska metoder också ibland refereras till som "värsta fallet". Om resultat är någon nedre gräns, då kan det också användas i beslutsprocessen. Skulle den uppskattade acceptansgräns vara högre än vad som rimligen kan förväntas för ny produktion eller förbrukning, då behövs det inga åtgärder. Förväntas det mer ny produktion eller förbrukning än den uppskattade acceptansgränsen, då betyder det inte att det behövs åtgärder, men att det behövs studier med en mer detaljerad modell.

En annan anledning att begränsa sig till enkla modeller är att detaljerade modeller inte nödvändigtvis ger mer noggrant resultat. De olika epistemiska osäkerheterna gör att det också finns osäkerheter i acceptansgränsen. En detaljerad modell, där osäkerheter i modellparametrar inte tas med, ger inget tillförlitligt resultat. Det går att ta med osäkerheterna i modellparametrar genom en stokastisk studie, men då blir det en osäkerhet i acceptansgränsen. Det gör att det inte blir enklare att ta ett beslut.

2.13 ACCEPTANSGRÄNSBERÄKNING I PLANERING

Acceptansgränsberäkningar kan användas vid anslutning av en ny anläggning; det kan vara ny produktion eller ny förbrukning, eller både och. Mycket är känt i så fall: typ av anläggning, var den ska anslutas, variation av produktion eller förbrukning över tid. Sådan information har kommit in vid förfrågan om nyanslutning eller den som vill ansluta gör en bedömning av vilka möjligheter som finns. Acceptansgränsberäkningar kan då användas för att bedöma hur stor anläggning eller hur många anläggningar som kan anslutas. Osäkerheterna kan dock finnas i hur andra kunder och hur nätet kommer att utvecklas i framtiden.

Vid planering ett antal år i förväg är situationen helt annorlunda. Det finns då inte mycket information om framtida nya anslutningar; var det kommer att finnas nya anslutningar; hur stora de kommer att vara; hur de kommer att variera över tid; osv. Här finns det ingen förfrågan om att kunna ansluta men i stället en förväntning att det kommer sådana förfrågningar i framtiden. Acceptansgränsberäkningar behövs då för att kunna bedöma behov av investeringar. Om acceptansgränsen är mindre än vad som förväntas som ny produktion eller förbrukning, då behövs det investeringar i nätet. Acceptansgränsberäkningar kan också vara ett sätt att uppskatta var i nätet som investeringar kommer att behövas först. Resultat från beräkningarna blir då underlag till en prioritering för investeringar. Som exempel kan investeringar prioriteras för lågspänningsnät som har lägsta värdet på acceptansgräns.

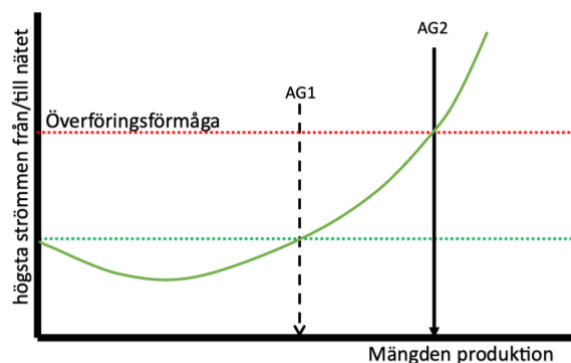
Eftersom det finns många osäkerheter under sådan planering, finns det också mindre krav på noggrannhet i beräkningarna. Det kommer ett antal exempel på sådana beräkningar i resten av rapporten.

3 Överbelastning

3.1 ÖVERBELASTNING OCH NY PRODUKTION

Vid anslutning av ny produktion till distributionsnätet ändras effektlödena i nätet. Förbrukningen dominerar i de flesta befintliga distributionsnät; därför leder begränsade mängder ny produktion till en minskning av belastning av komponenter (som kablar och transformatorer) i nätet.

Vid större mängder ny produktion blir det en nettoproduktion i nätet istället för nettoförbrukning. Vid ännu mer ny produktion kommer högsta nettoproduktionen att överskrida högsta förbrukningen utan produktion. Det ger en ökande risk för termisk överbelastning av komponenter i nätet. Det illustreras schematiskt i Figur 6, där vertikalaxeln anger årets högsta belastning av en komponent i distributionsnätet och horisontalaxeln mängden produktion nedströms komponenten.



Figur 6. Årets högsta belastning i ett distributionsnät som funktion av mängden ny produktion.

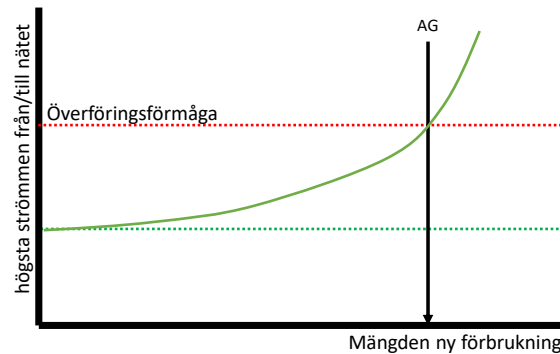
Det anges två olika acceptansgränser i figuren: AG1 och AG2. Det lägsta värdet (AG1) är mängden produktion som ger samma värde för årets högsta belastning som ges utan den nya produktionen. Överstiger mängden produktion AG1, då är årets högsta ström (absolutbelopp) större med produktion än utan produktion. Vid AG2 är årets högsta ström lika med belastningsförmågan för komponenten. Vid mindre produktion än AG1 beror kurvans utseende på hur den nya produktionen och förbrukningen tidsmässigt förhåller sig till varandra. Om produktionen inträffar samtidigt som hög förbrukning då blir det en sänkning för låg andel ny produktion. Inträffar ny produktion dock när det är låg förbrukning, då blir högsta belastning konstant hela vägen upp till AG1.

Här skulle man kunna invända att AG1 inte är en acceptansgräns enligt definitionen förut, eftersom varken tillförlitlighet eller spänningskvalitet blir oacceptabelt. Författarna håller med om detta, men brukar ibland använda detta värde som nedangräns, som kan då uppskattas på ett enkelt sätt.

3.2 ÖVERBELASTNING OCH NY FÖRBRUKNING

Vid ny förbrukning blir situationen annorlunda; redan små mängder ny förbrukning kan ge en ökning av årets högsta belastning. Det visas schematiskt i Figur 7. Acceptansgränsen (AG i figuren) beror nu på marginalen mellan

komponents belastningsförmåga och årets högsta belastning innan det kommer ny produktion.

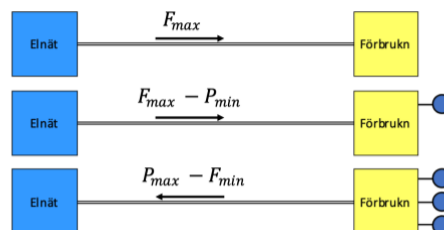


Figur 7. Årets högsta belastning i ett distributionsnät som funktion av mängden ny förbrukning.

Även här påverkas kurvan av hur ny förbrukning förhåller sig till befintlig förbrukning tidsmässigt. Om ny förbrukning inträffar när befintlig förbrukning är hög, då blir det direkt en ökning av belastningen. Om ny förbrukning inträffar när befintlig förbrukning är låg, då kan en viss del ny förbrukning anslutas innan det blir en ökning av belastningen (högsta strömmen till eller från nätet).

3.3 ENKLA UPPSKATTNINGAR AV ACCEPTANSGRÄNS

En uppskattning av första acceptansgränsen A_{g1} för ny produktion (se Figur 6) kan göras genom en enkel bedömning, som illustreras i Figur 8. Tre olika scenarier visas i figuren. Vid första scenariot (ovan), där det inte finns någon produktion, är högsta belastning lika med högsta förbrukning F_{max} . Vid andra scenariot (mitten), där det finns en mindre mängd ny produktion, minskas högsta belastning med minsta produktion för att bli $F_{max} - P_{min}$. Vid tredje scenariot (nedan), där det finns stora mängden produktion som leder till bakmatning (nettoproduktion), är högsta belastning lika med $P_{max} - F_{min}$.



Figur 8. Härledning av förenklat uttryck för första acceptansgräns vid ny produktion.

Första acceptansgräns kan nu enkelt uppskattas genom att ta högsta belastning för första scenariot lika med högsta belastning för tredje scenariot. Resultatet blir:

$$A_{g1} = F_{max} + F_{min} \quad (1)$$

3.4 OLIKA UPPSKATTNINGAR AV ACCEPTANSGRÄNS FÖR ÖVERBELASTNING

Det finns olika sätt att uppskatta acceptansgräns för överbelastning. Det nämndes ett sätt redan i förra avsnittet, där första acceptansgränsen uppskattades som summan av högsta och lägsta förbrukning:

$$A_{g1} = F_{max} + F_{min} \quad (2)$$

På liknande sätt kan andra acceptansgränsen i Figur 6 uppskattas som summan av komponentens belastningsförmåga S_{grns} och lägsta förbrukning.

$$A_{g2} = S_{grns} + F_{min} \quad (3)$$

Det finns inte alltid användbar information om lägsta förbrukning; att anta att den är noll ger en nedre gräns för acceptansgränsen. Uppskattningen för första acceptansgränsen blir då:

$$A_{g1} = F_{max} \quad (4)$$

På liknande sätt blir uppskattningen för andra acceptansgränsen, A_{g2} :

$$A_{g2} = S_{grns} \quad (5)$$

Det är denna uppskattning som kommer att användas i ett antal exempel i de kommande avsnitten.

3.5 KOMPONENTENS BELASTNINGSFÖRMÅGA

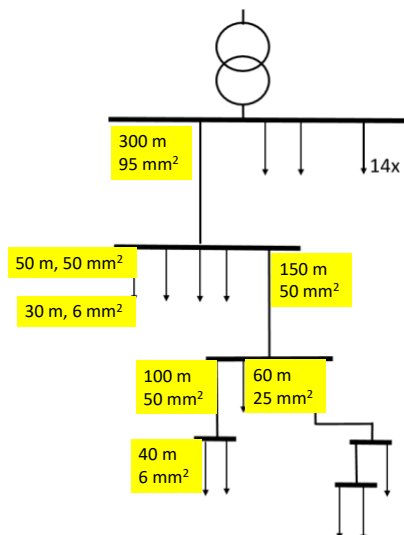
I låg- och mellanspänningsnät är det inte själva belastningsförmågan av kablar eller transformatorer som sätter gränsen. Det är i stället storleken på säkringar eller inställning av överströmsskydd som gör det. Säkringens storlek eller inställningen av överströmsskydd väljs dock enligt säkerhetsrutiner. De kan, i de flesta fall, inte bara ändras för att kunna öka acceptansgränsen.

Vid ändring av säkringar finns det begränsade möjligheter. Det går det inte att ändra säkringsstorlek utan att byta säkringen. Om säkringen, till exempel, skyddar en transformator, då skulle säkringen behövas ersättas vid ändringar i omgivningstemperatur. Det är i praktiken inte möjligt och i stället används värsta fallet användas för att bestämma säkringsstorlek, som då inte ändras under året. Vid ett överströmsrelä är det i princip möjligt att ändra inställningar utifrån momentan belastningsförmåga (dvs omgivningstemperatur, mm). Överföringsförmåga skulle då vara större under vintern än under sommaren. Det refereras till som dynamisk belastningsförmåga och det används bland annat i [11]. Här behövs det tidserier, eller stokastiska tidserier, för att kunna beräkna acceptansgränsen.

3.6 EXEMPEL LÅGSPÄNNINGSNÄT HELIÖ

För att illustrera acceptansgränsberäkningar för överbelastning, har det valts ett befintligt 28-kunders lågspänningsnät på landsbygden någonstans i Norra Sverige.

Nätet, som visas i Figur 9, matas genom en 200 kV-distributionstransformator, från en punkt långt ut i 12 kV-mellanspänningsnätet. Nätet refereras till som Heliö.



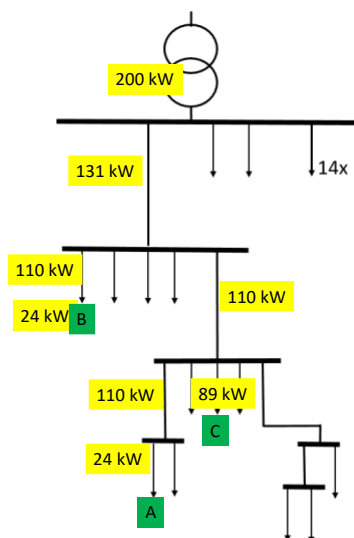
Figur 9. Exempelnät Heliö, lågspänningsnät med 28 kunder; kabel/ledningslängder och ledararean anges.

Det finns 28 kunder anslutna till lågspänningsnätet, men bara tre kunder var initialt av intresse för studien; dessa tre är markerade i Figur 10. Kund A har redan 8,6 kW solkraft installerad men har visat intresse att ansluta mer: Kund B och Kund C har också visat intresse att ansluta solkraft. Enligt elnätsföretaget hade alla tre planer att ansluta stora mängden solkraft.

Det har använts följande värden för belastningsförmåga av kablar och ledningar:

- 6 mm², belastningsförmåga: 36 A eller 24 kW
- 25 mm², belastningsförmåga: 130 A eller 89 kW
- 50 mm², belastningsförmåga: 160 A eller 110 kW
- 95 mm², belastningsförmåga: 190 A eller 131 kW

Som det har angivits förut, används säkringsstorlek eller inställning av överströmsskydd som belastningsförmåga.



Figur 10. Belastningsförmåga av kablar och luftledningar i Heliö.

Acceptansgräns, vid anslutning av en solcellsanläggning åt gången, bestäms av serviskabelns belastningsförmåga; Kund A kan ansluta max 24 kW; även för Kund B är acceptansgränsen 24 kW; Kund C kan ansluta 89 kW.

Det har gjorts en del antaganden här, som är inte allvarliga men som är ändå värt att nämna i alla fall.

- Det har antagits att förbrukningen är noll under timmarna som produktionen från solcellanläggningarna är stor.
- Reaktiv effekt har försumrats; acceptansgränsen (i kW) är lika med serviskabelns belastningsförmåga (i kVA).

När flera kunder vill ansluta solcellsanläggningar, då kan situationen uppstå att en matarkabel blir överbelastad medan alla serviskablar klarar strömmen. När både Kund A och Kund C skulle installera så mycket som serviskabeln klarar (24 kW och 89 kW) då skulle totalen (113 kW) överbelasta matarkabeln (som klarar 110 kW). Det har då igen antagits att förbrukningen är noll under årets soliga timmar och att båda anläggningar skulle producera deras högsta effekt samtidigt. Även under dessa antaganden finns det bara 3 kW överbelastning, så att det i detta fall inte är ett stort orosmoment, men det finns fall där risken på överbelastning av en matarkabel är betydligt större.

Tillvägagångssättet hittills, att bara ta med i bedömning kunderna som har angivit att de vill installera solkraft, är ganska vanligt. Acceptansgränsen beräknas då för varje kund som vill ansluta enligt listan av förfrågningar som har kommit in. Det finns inget utrymme reserverat för kunder som i framtiden kan komma med förfrågningar.

Ett alternativt tillvägagångssätt är att bedöma hur mycket utrymme som finns för varje kund. Det illustreras med hjälp av Tabell 2. För varje kabelskåp är det angivet hur mycket solkraft kan installeras nedström av skåpet innan det blir överbelastning av inmatningen till skåpet.

För skåp 1 är acceptansgränsen 200 kW; den bestäms av transformatorns märkeffekt (200 kVA). Det finns totalt 28 kunder anslutna nedströms av skåp 1, så att varje kund kan ansluta 7,1 kW solkraft utan att transformatorn blir överbelastad.

Tabell 2. Acceptansgräns per kabelskåp, per kund, och som andel och andel av kunder.

Skåp	A-gräns	Antal kunder	A-gräns per kund	Antal kunder med 12 kW	Andel kunder med 12 kW
1	200 kW	28	7,1 kW	16	55 %
2	131 kW	15	8,7 kW	10	65 %
3	110 kW	12	9,1 kW	9	75 %

Det är inte så sannolikt att alla kunder kommer att installera solkraft; det gör att ett annat sätt att presentera acceptansgränsen kan vara enklare att tolka. Det antas en viss standardstorlek av solcellsanläggningen för en kund. Storleken varierar väl mellan områdena och verkar ha ökat med tiden. Låt oss anta, för exemplet, att 12 kW är en standardstorlek för solcellanläggningar som förväntas hos kunder anslutna till lågspänningsnätet i Heliö. Då kan acceptansgränsen uttryckas i antalet eller andel av kunder med solkraft.

3.7 EXEMPEL – MELLANSPÄNNINGSNÄT HEDESTAD

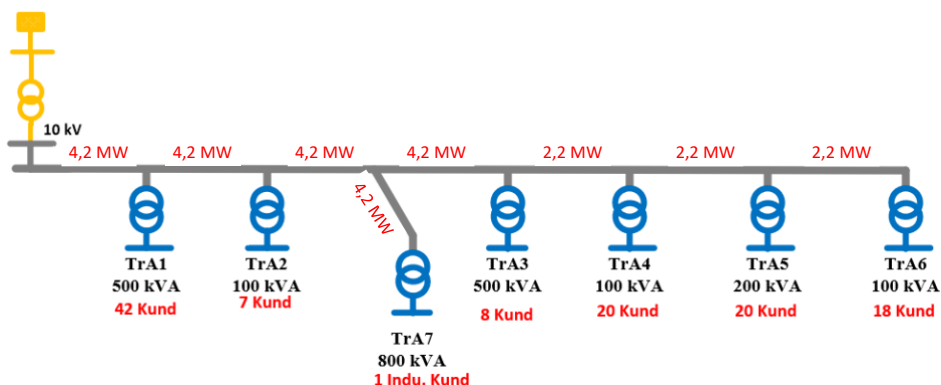
Hedestad är ett befintligt 11-kV mellanspänningsnät någonstans i Norra Sverige; det matar ungefär 2000 kunder från nätet. Det finns fyra kabelstorlekar i nätet, där det har antagits följande belastningsförmåga:

- 70 mm²: 5,1 MW
- 95 mm²: 6,1 MW
- 120 mm²: 6,9 MW
- 150 mm²: 7,8 MW

Värden för belastningsförmåga har inte stämts av med elnätsföretaget; det kan vara att dessa är något orealistiska men för att illustrera metoden, som är målet med rapporten, är det ingen begränsning. För att kunna beräkna acceptansgräns för verkliga fall, är det dock viktigt att ha noggrann information om skyddsinställningar i mellanspänningsnätet.

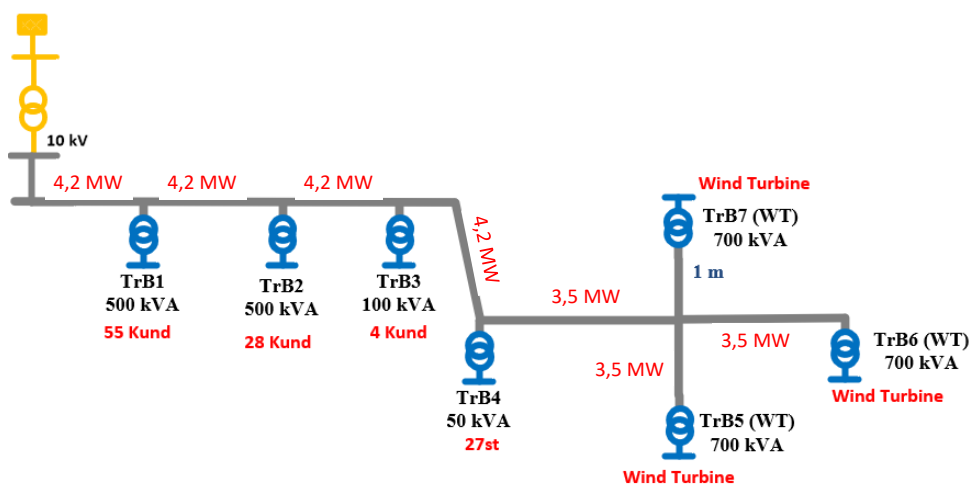
Mellanspänningsnätet består av åtta delar, som alla är anslutna till ett eget fack i 35/10-kV ställverket. Fyra delar av nätet visas i Figur 11 till Figur 14.

För del A (Figur 11) kommer det inte bli någon risk för överbelastning i mellanspänningsnätet på grund av produktion i lågspänningsnätet. Om alla distributionstransformatörer skulle vara belastade med deras märkeffekt skulle det ändå inte vara någon överbelastning i mellanspänningsnätet.



Figur 11. Belastningsförmåga av kablar för del A i Hedestads mellanspänningsnät

Det visas en annan del av samma mellanspänningsnät, i Figur 12. Det finns inte heller här risk för överbelastning även om varje distributionstransformator skulle ha nettoproduktion lika med märkeffekten. I denna del av nätet finns det redan tre vindturbiner som tar en del av utrymmet.



Figur 12. Belastningsförmåga av kablar för del B av Hedestads mellanspänningsnät

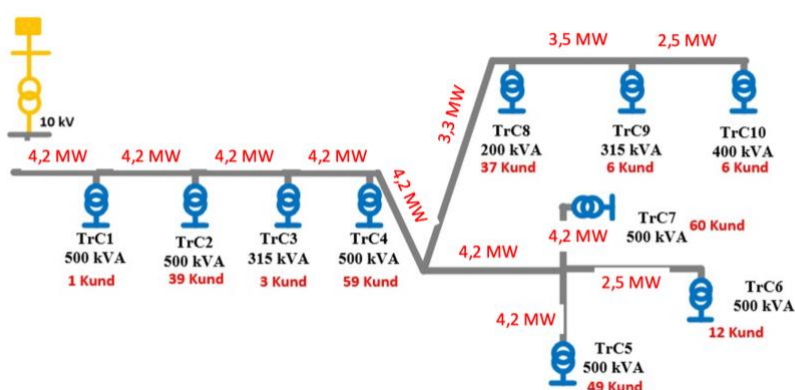
Antag att det finns 2100 kW vindkraft ansluten (bakom transformatorerna). Om det nu även finns solkraft bakom TrB1 tom TrB4, lika med transformatorns märkeffekt, då finns det ändå en del marginal kvar för att ansluta direkt till mellanspänningsnätet. Med "direkt till mellanspänningsnätet" menas det här att det finns en transformator (10 kV/400 V) dedikerad till solkraft.

Det finns, i detta exempel, totalt redan 3250 kW anslutet; belastningsförmågan i mellanspänningsnätet är 4200 kW (mellan inmatningspunkten och TrB4), så att det finns utrymme kvar för att ansluta 950 kW direkt till mellanspänningsnätet.

Innan det finns solkraft ansluten, då finns det 2100 kW marginal kvar. Antag att det byggs en stor solpark, på 2100 kW, som ansluts i närheten av TrB4. Då finns det inget utrymme kvar, enligt denna förenklade bedömningsmetod, för att ansluta solkraft bakom någon av distributionstransformatorerna.

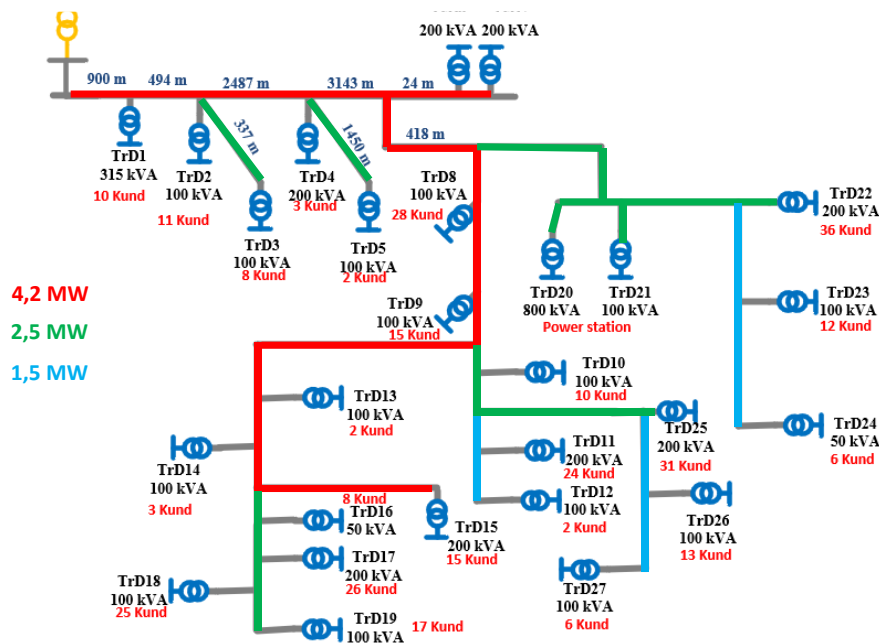
Del C som visas i Figur 13 har flera distributionstransformatorer; summan av märkeffekten av alla dessa transformatorer är lika med 4230 kW, som är lite över belastningsförmågan i mellanspänningsnätet. Skulle det komma eller förväntas mycket solkraft ansluten till lågspänningsnät, då kan det begränsa eller rent av omöjliggöra att ansluta stora anläggningar till mellanspänningsnätet.

Även här finns det möjlighet att ansluta, upp till 4200 kW, direkt till mellanspänningsnätet men då ger denna modell inget utrymme för anslutning till lågspänningsnät. Denna balansgång mellan att ansluta när det kommer en förfrågan och reservera utrymme för framtida förfrågningar är vanligt vid elkvalitetsfrågor som övertoner och snabba spänningsvariationer och som beskrivs i tekniska rapporter som IEC 61000-3-6 [40] och IEC 61000-3-7 [41].



Figur 13. Belastningsförmåga av kablar för matare C i Hedestads mellanspänningsnät

Tillslut visas en del av mellanspänningsnätet med många distributionstransformatorer i Figur 14; summan av märkeffekter över alla distributionstransformatorer är lika med 4550 kVA, som något överskrider belastningsförmågan hos mellanspänningsnätet. Denna matare sträcker sig ut över landsbygden, där det finns utrymme att bygga stora solparker. Ett fåtal sådana räcker för att det blir ett seriöst hinder mot anslutning av solkraft till lågspänningsnätet.

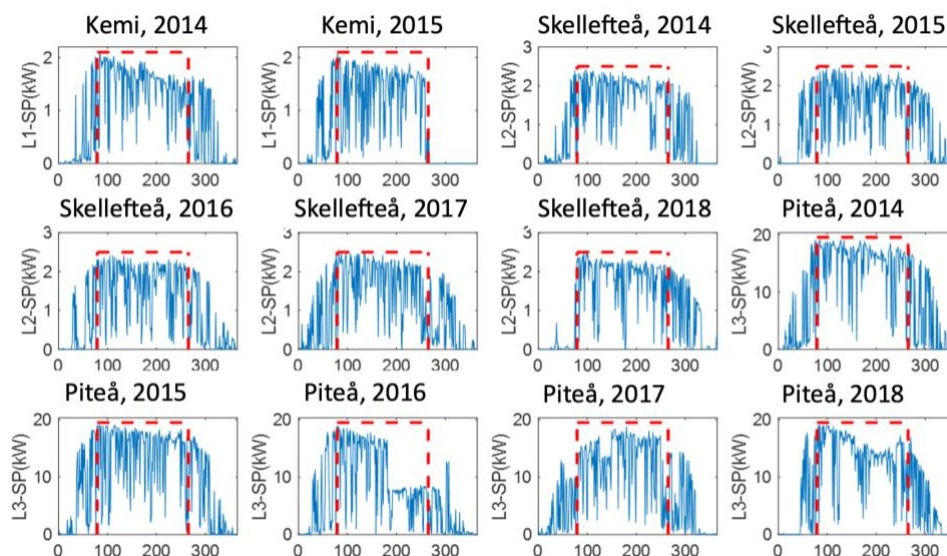


Figur 14. Belastningsförmåga av kablar för del D i Hedestads mellanspänningsnät

3.8 ÅRETS SOLIGA TIMMAR

Produktion från solcellsanläggningar varierar med tid på dagen och tid på året. För att illustrera årsvariationerna visas mätningar från ett antal anläggningar i Figur 15. Under november, december och januari är produktion låg; under vår- och sommarmånaderna (mars till augusti) är produktionen hög. Röda markeringen i figuren anger perioden 21 mars till 21 september. Dagar med hög produktion inträffar huvudsakligen under denna period och det är här som man förväntar överspänningar när det finns mycket solkraft ansluten till distributionsnätet.

För att kunna uppskatta acceptansgränsen behövs den information om bakgrundspänning och förbrukning under "årets soliga timmar", dvs under timmarna där det kan finnas hög produktion. Med referens till Figur 15 blir det mellan 21 mars och 21 september, mellan 10 på förmiddagen och 2 på eftermiddagen.

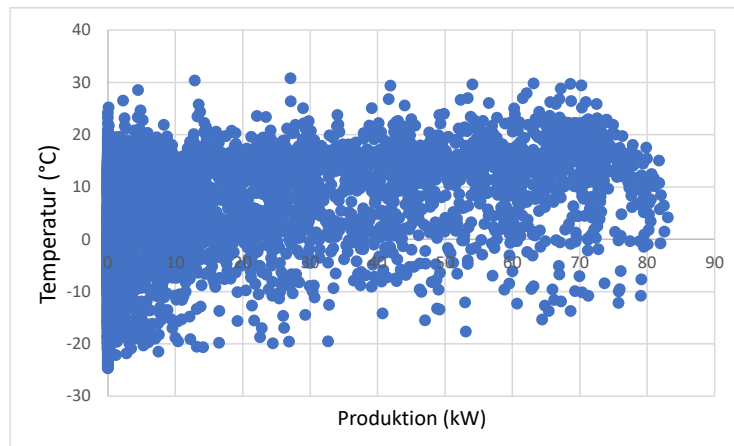


Figur 15. Uppmät production från tre solcellsanläggningar under ett antal år [38].

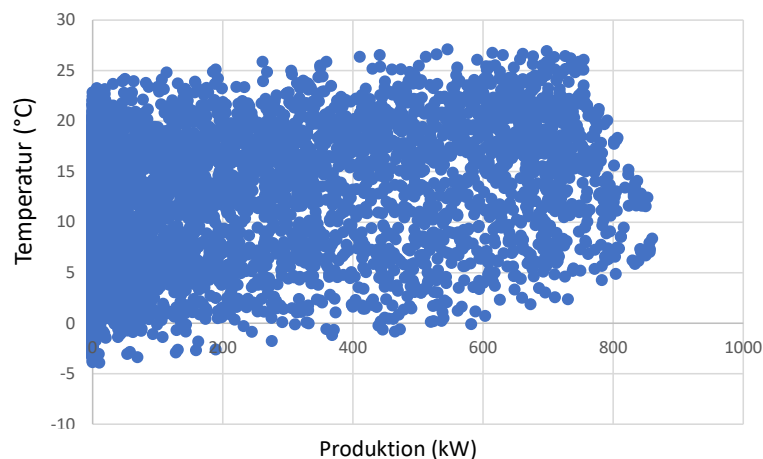
Det som visas också i Figur 15 är att årets högsta produktion inträffar tidigt under våren eller ibland även slutet av vintern. Den 21 september står solen på precis samma ställe på himlen som på den 21 mars, men den 21 mars finns det mer produktion än den 21 september. Det har att göra med temperaturberoendet av solcellernas verkningsgrad. Utetemperaturen är betydligt lägre i slutet av mars än slutet av september; solcellernas verkningsgrad är därför högre i slutet av mars och detsamma gäller för produktionen vid lika solförhållanden.

Relationen mellan utetemperatur och produktion från solcellsanläggningar illustreras också i Figur 16 och Figur 17. Data kommer från Renewables Ninja, en beräkningsmotor som genererar tidserier om produktion från solcellsanläggningar för valda punkter på jorden; beräkningar baseras på en detaljerad databas av satellitmätningar [42, 43, 44]. Tjänsten har som indata, geografiska koordinater samt lutning och riktning av lutning till anläggningen. Utdata från tjänsten är tidserier av produktion från anläggningen. Det finns en liknande tjänst som utvecklades av SMHI, som beräknar solinstrålningen [45].

De lägsta temperaturerna inträffar under vintern där produktionen är låg. För höga temperaturer, under sommaren, visas det en tydlig begränsning av produktion för temperaturer över ungefär 10 grader. Konsekvensen blir att höga värden för produktionen inträffar redan tidigt under våren.



Figur 16. Produktion mot temperatur för en solcellsanläggning i Luleå.



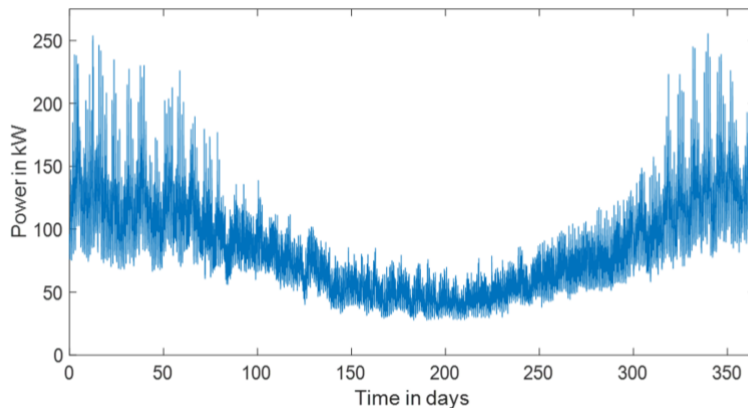
Figur 17. Produktion mot temperatur för en solcellsanläggning i Malmö.

3.9 ANVÄNDNING AV TIDSERIER

Vid några exempel i förra avsnittet har det funnits begränsningar i mängden ny produktion som kan anslutas. Vid beräkningarna har det då antagits att förbrukningen är noll vid timmarna då högsta produktion från solcellsanläggningarna inträffar. Ett sådant antagande kan vara rimligt i lågspänningsnätet men inte i mellanspänningsnätet.

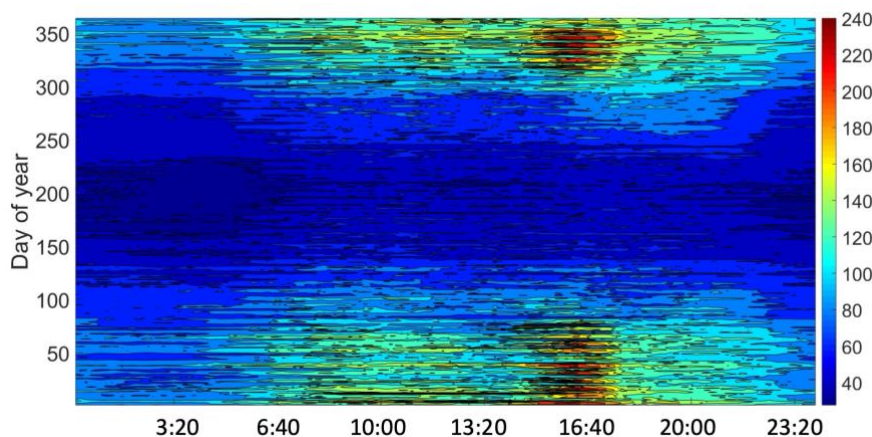
3.9.1 Tidserier för förbrukning

För att mer noggrant kunna uppskatta acceptansgränsen, än med hjälp av deterministiska metoder, behövs det tidserier av förbrukning och produktion med tillräcklig tidsupplösning över en tillräcklig lång tid. Här kommer vi att använda tidserier med en-timmars tidsupplösning över ett år. I första exemplet uppskattar vi acceptansgränsen för en distributionstransformator med 96 hushållskunder i Birkahamn, någonstans i norra Sverige. Tidserien för förbrukningen, över 2017, visas i Figur 18, där horisontalaxeln börjar vid 00:00 den 1a januari 2017.



Figur 18. Timvärden av förbrukning för 96 hushållskunder bakom en distributionstransformator.

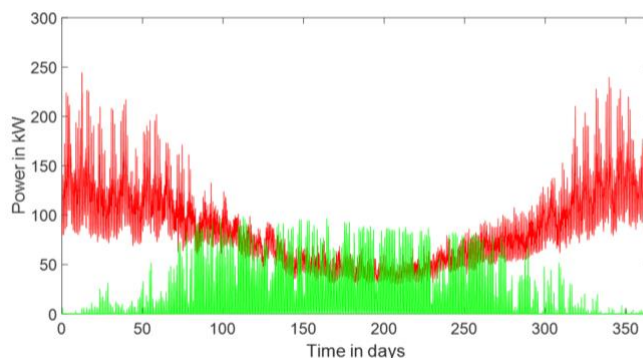
Förbrukningen visar en tydlig säsongsvariation med de högsta värdena under vintern och lägsta värdena under sommaren. Samma tidserier med förbrukning presenteras på ett annorlunda sätt i Figur 19; förbrukningen visas i en färgskala mot tid av året och tid på dagen. Figuren visar tydligt att högsta förbrukningen inträffar under vinterhalvåret sent på eftermiddagen.



Figur 19. Förbrukning i kW för 96 hushållskunder (vid samma distributionstransformator) mot tid av året (vertikal) och tid på dagen (horisontal).

3.9.2 Tidserier för produktion

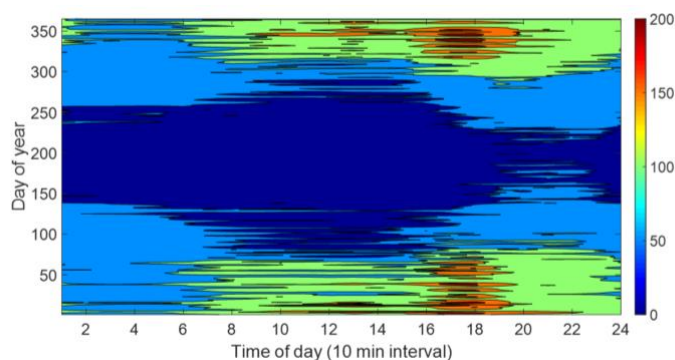
Produktion har beräknats, med hjälp av Renewables Ninja, för 100 kW högsta produktion och samma förbrukning som i figurerna förut; 100 kW högsta produktion motsvarar 8,6 kW högsta produktion hos 12 % av kunderna. Produktion och förbrukning för detta visas i Figur 20; förbrukningen är högst under vintern, medan produktionen är högst under vår och sommarsäsongen.



Figur 20. Förbrukning från 96 hushållskunder (röd) och produktion från 100 kW solcellsanläggningar (grön) under ett år.

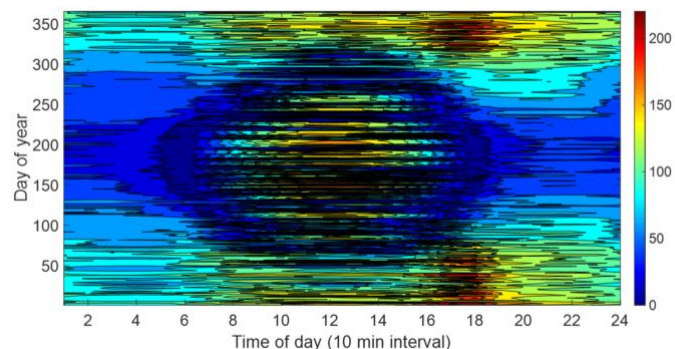
3.9.3 Tidserier för transformatorbelastning

Belastning av transformatorn är absolutbeloppet av skillnaden mellan produktion och förbrukning; den visas i Figur 21. Högsta belastningen inträffar fortfarande sen eftermiddag under vintern.

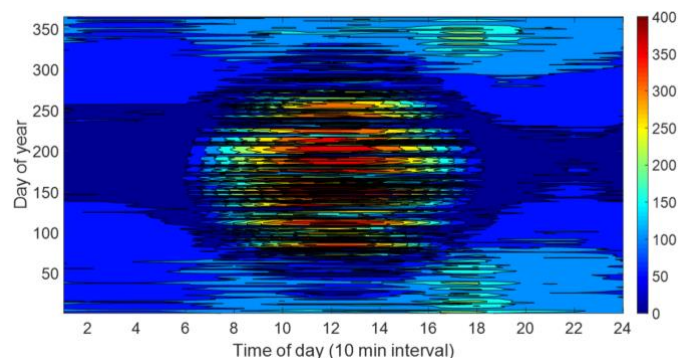


Figur 21. Transformatorbelastning vid förbrukning från 96 hushållskunder (röd) och produktion från 100 kW solcellsanläggningar, som funktion av tid på dagen och tid på året.

Beräkningarna har upprepats för 250 kW solkraft (30 % av kunder med 8,6 kW solkraft) och 500 kW (60 % av kunder). Resultat för 250 kW visas i Figur 22. Resultat för 500 kW visas i Figur 23. För 250-kW fallet blir det nettoproduktion under stora delar av våren och sommaren; högsta belastning av transformatorn inträffar dock fortfarande sent på en vintereftermiddag. För 500-kW fallet blir högsta belastning mitt på dagen under våren och sommaren, som visas tydligt i Figur 23.



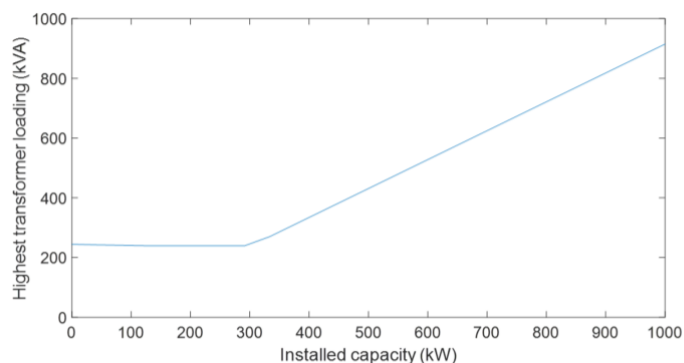
Figur 22. Transformatorbelastning vid förbrukning från 96 hushållskunder (röd) och produktion från 250 kW solcellsanläggningar, som funktion av tid på dagen och tid på året.



Figur 23. Transformatorbelastning vid förbrukning från 96 hushållskunder (röd) och produktion från 500 kW solcellsanläggningar, som funktion av tid på dagen och tid på året.

3.9.4 Belastning som funktion av installerad effekt

Det som är relevant för dimensionering av transformatorn är framför allt årets högsta belastning. Denna högsta belastning har beräknats som funktion av mängden installerad effekt; resultat visas i Figur 24. Vid mindre än, ungefär, 300 kW installerad solkraft är det den högsta nettoförbrukningen (tidigt på kvällen under vintern) som ger årets högsta belastning. Förbrukningstoppen inträffar efter solens nedgång, så att den minskar inte när det installeras mer solkraft. Vid mer än 300 kW kommer årets högsta nettoproduktion (mitt på dagen under vår och sommar) att vara större än årets högsta nettoförbrukning. Produktionstoppen kommer att öka linjärt med mängden installerad solkraft.

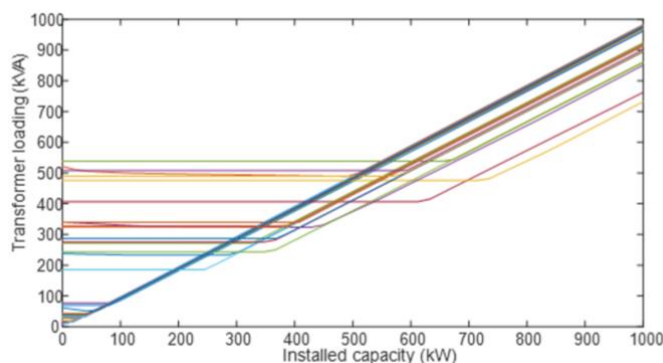


Figur 24. Årets högsta belastning av transformatorn som funktion av installerad effekt.

Värdet på installerad effekt i figuren där belastningen börjar att öka är första acceptansgränsen; det är mängden ny solkraft som kan anslutas utan att transformatorbelastningen blir högre än utan solkraft. Värdet på andra acceptansgränsen beror på transformatorns märkeffekt. I detta fall handlar det om en 800-kVA transformatorn. Acceptansgränsen, där årets högsta nettoproduktion överskrider 800 kW, är ungefär 880 kW. Den förenklade metoden, som har använts i förra avsnittet, skulle ha givit 800 kW som acceptansgräns. Det finns en viss skillnad, som inte är försumbar, men den förenklade metoden är fortfarande tillämpbar.

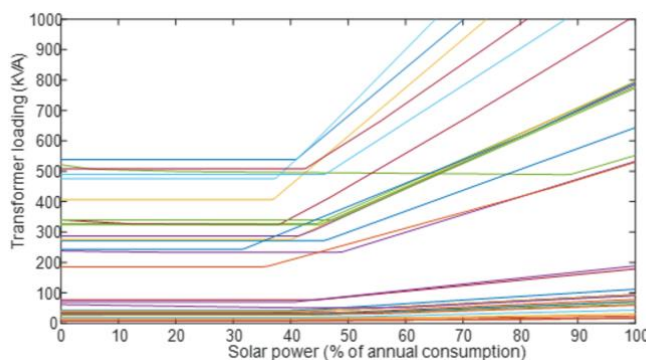
Beräkningarna har upprepats för ett 30-tal transformatorer i Birkahamn; resultat visas i Figur 25. Alla transformatorer visar samma mönster: en konstant belastning upp till första acceptansgränsen; en linjär ökning efter det. Andra acceptansgränsen

beror igen på transformatorns belastningsförmåga. Skulle den förenklade deterministiska metoden från Avsnitt 3.6 användas, då skulle acceptansgränsen vara lika med transformatorns belastningsförmåga eller märkeffekt. I figuren skulle det motsvara diagonalen; belastning med noll förbrukning. Figuren visar att kurvorna ligger under diagonalen för alla transformatorer; det betyder att metoden med tidserier ger ett större värde på acceptansgränsen än den deterministiska metoden, för alla transformatorer.

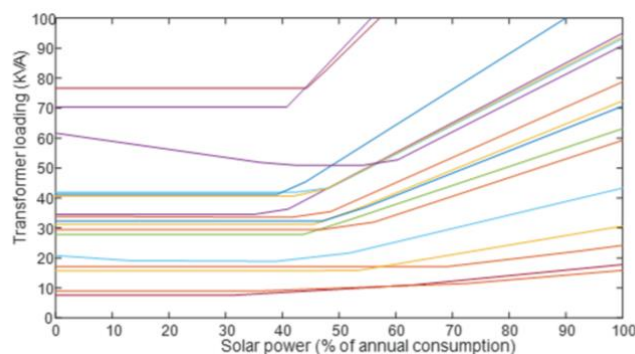


Figur 25. Årets högsta belastning som funktion av installerad effekt för 33 distributionstransformatorer i Birkahamn.

Samma resultat har presenterats på ett annorlunda sätt i Figur 26 och Figur 27: horisontalaxeln anger nu årets producerade energi från solcellsanläggningar som procent av årets förbrukning. Första acceptansgränsen är nu kring 40 % för alla transformatorer.



Figur 26. Årets högsta belastning som funktion av årets totala producerade energi från solkraft, för 33 distributionstransformatorer i Birkahamn.

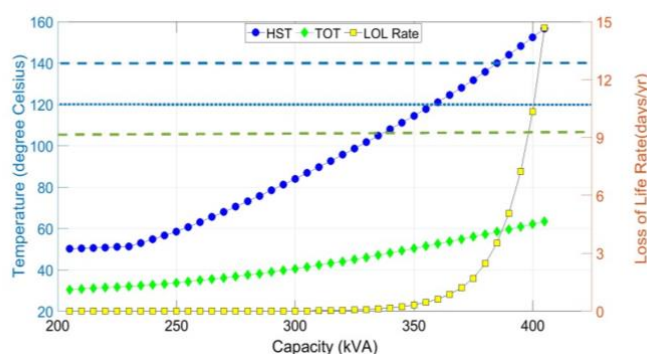


Figur 27. Detalj av Figur 26, för transformatorer med lägre förbrukning.

3.9.5 Dynamisk belastningsförmåga

Överbelastningsskydd brukar bestå av en säkring eller ett överströmsrelä; det är i så fall strömmen som sätter gränsen. Det har varit principen för alla beräkningar om överbelastning hittills i denna rapport. Det som dock sätter gränser för belastningen är oftast inte storleken av själva strömmen utan hög temperatur på grund av värmeutvecklingen som orsakas av strömmen.

I stället för en högsta ström kan belastningsförmågan också kvantifieras genom en högsta temperatur. Med detta i tanken har transformortemperaturen beräknats för en distributionstransformator som funktion av installerad effekt. Resultat visas i Figur 28 [28]. Acceptansgränsen enligt den deterministiska metoden skulle ha varit 200 kW; enligt metoden med tidserier skulle acceptansgränsen ha varit kring 230 kW. Vanliga övre gränser för hotspot-temperaturen är 120 °C och 140 °C. Motsvarande acceptansgränsen skulle då vara 355 kW och 385 kW, betydligt högre än om strömmen skulle ha valts som gräns. Mer detaljer om beräkning av acceptansgräns under dynamisk belastningsförmåga finns i [11, 28, 46]. Mer om termiska modeller av transformatorer finns i en annan Energiforskrapport [29]

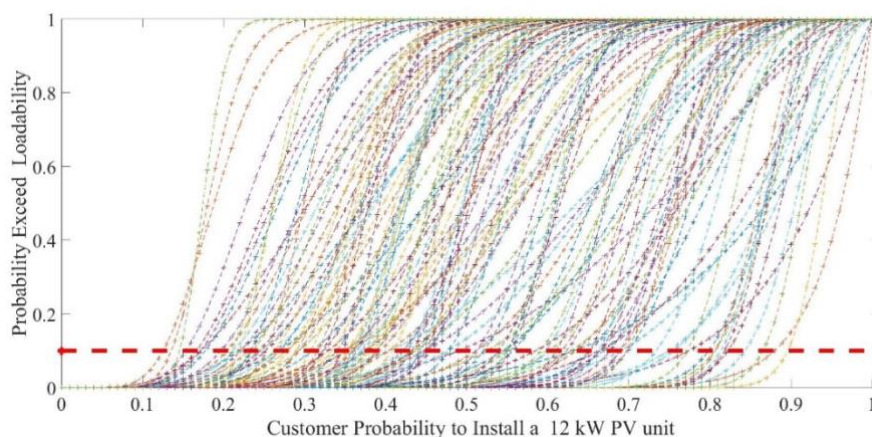


Figur 28. Hotspot-temperaturen (blå, ← vänsterskala) och oljetemperaturen (grön, ← vänsterskala) och åldring (gul, högerskala →) för en distributionstransformator som funktion av mängden solkraft installerad på lågspänningssidan av transformatorn [28].

3.9.6 En stokastisk metod

Hittills har presentandaindex, som del av acceptansgränsmetoden, beräknats som funktion av installerad effekt eller liknande mått. Ett alternativ, som har använts i [35] är att beräkna ett index som funktion av en sannolikhet. Resultaten av studien

visas i Figur 29, där varje kurva visar resultat för en av 170 distributionstransformatorer. Det har antagits att en transformator är överbelastad när belastningen överskrider märkeffekten minst en gång under året. Det har även antagits att alla kunder bakom transformatorn har samma sannolikhet att ansluta solkraft och att de som ansluter solkraft alla ansluter 12 kW solkraft.

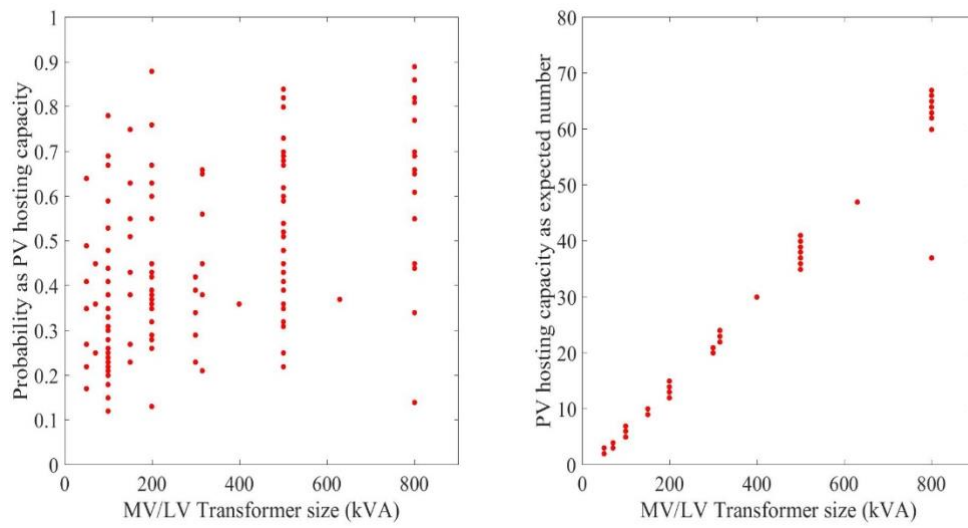


Figur 29. Sannolikhet att transformatorns belastningsförmåga överskrids som funktion av sannolikhet att en kund ansluter solkraft [35].

För att kunna beräkna en acceptansgräns behövs det ett prestandaindex och en prestandagräns. I detta fall behövs det vara känt när sannolikheten för överbelastning är oacceptabelt för elnätsföretaget. Vi har, i ett antal studier, refererat till detta som "planeringsrisk" och här har det antagits att planeringsrisken är 10 %.

En planeringsrisk på 10 % betyder inte att transformatorn är överbelastad 10 % av tiden, men att det är en sannolikhet på 10 % att det blir så många kunder med solkraft att transformatorn blir överbelastad någon gång på en solig dag.

Acceptansgränsen för en planeringsrisk lika med 10 % visas, för 170 distributionstransformatorer, i Figur 30. Båda delfigurer har transformatorstorlek (märkeffekt) som horisontal axel. Skillnaden finns i vertikalaxeln. Vertikalaxeln för figuren till vänster ($\leftarrow$) är samma som horisontalaxeln i Figur 29: sannolikheten att en kund installerar solkraft. Figuren tydliggör att det inte finns någon relation mellan acceptansgräns och transformatorstorlek. För delfiguren till höger ($\rightarrow$) har acceptansgränsen definierats på ett annorlunda sätt. Sannolikheten att en kund installerar solkraft har multiplicerats med antalet kunder anslutna till transformatorn. Med andra ord: vertikalaxeln ger förväntat antal kunder med solkraft som ger en 10 % sannolikhet att transformatorn kommer att bli överbelastad. Nu finns det en linjär relation mellan transformatorstorlek och acceptansgräns. Transformatorstorlek delad med storlek på en anläggning (12 kW i detta fall) är en ganska bra uppskattning av acceptansgränsen.



Figur 30. Acceptansgräns för överbelastning, uttryckt som en sannolikhet (← vänster) och som ett förväntade antal kunder med solkraft (höger →) [35].

4 Spänningshöjning

4.1 SPÄNNINGSFALL OCH SPÄNNINGSHÖJNING

För att överföra aktiv och/eller reaktiv effekt mellan två punkter i elnätet behövs det en skillnad i spänning. Relationen mellan spänningsskillnad och överförd effekt bestäms av impedansen mellan dessa två punkterna; det är Ohms lag som gäller. Räknar man med komplexa spänningar och strömmar, då blir beräkningarna ganska enkla (spänning är impedans gånger ström) men man brukar oftast räkna med spänningens absolutbelopp. Om då även impedansen är komplex (dvs det består av en reaktiv del och en resistiv då) då blir ekvationerna betydligt mer komplicerat om man vill få exakta värden. Sådana beräkningar kan utföras enkelt med datorprogram (belastningsfördelning) men för att göra en snabb bedömning av läget finns det ett antal förenklade ekvationer som är betydligt enklare att använda. Vi kommer att behandla några sådana ekvationer i detta kapitel.

4.1.1 Spänningsfall över en impedans

Relationen mellan spänningen över en impedans och strömmen genom en impedans är enkel (Ohms lag).

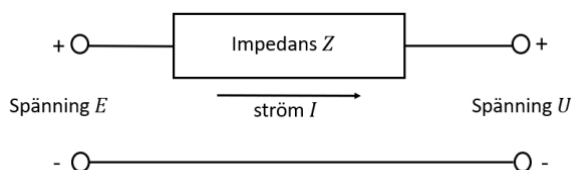
$$Z = U \cdot I \quad (6)$$

I ett växelspänningsnät är spänningen U , strömmen I , och impedansen Z komplexa tal. Impedansen kan skrivas som en resistiv del (resistansen) R och en reaktiv del (reaktansen) X :

$$Z = R + jX \quad (7)$$

Om nu Z är impedansen mellan två punkter i nätet, till exempel två sidorna av en matarkabel, då är det som kommer ut från (6) den komplexa spänningsskillnaden mellan de två olika sidor av förbindelsen. Det är inte det som vi brukar referera till som spänningsfallet. Skillnaden enligt (6) har ett absolutbelopp och en fasvinkel, men har för beräkningar i distributionsnät begränsad med tillämpbarhet.

Det som är av större relevans är skillnaden i absolutbelopp mellan sidorna, som illustreras i Figur 31. Figuren visar en ström genom en impedans som leder till skillnaden i spänningens amplitud mellan de två sidorna. Impedansen Z i figuren kan vara serieimpedansen av en ledning, en kabel eller en transformator. Impedansen kan också vara källimpedansen för Thevenin-ekvivalenten för överliggande nät.



Figur 31. Basprincipen av spänningsfall över en impedans på grund av en ström.

Det som refereras till som spänningsfallet är skillnaden i absolutbelopp mellan sändande ($\leftarrow$ vänster i figuren) och mottagande (höger $\rightarrow$) sidan av impedansen.

$$\Delta U = |E| - |U| \quad (8)$$

Det finns olika sätt att räkna ut spänningsfallet, men spänningsfallet är inte samma som absolutbeloppet av spänningen över impedansen:

$$\Delta U \neq |Z \cdot I| \quad (9)$$

Strömmen är komplex och har en viss vinkel jämfört med spänningen; vinkelskillnaden ϕ brukar kvantifieras genom effektfaktorn $\cos \phi$, som relaterar aktiv och reaktiv effekt till absolutbeloppet av spänning och ström:

$$P = |U| \cdot |I| \cdot \cos \phi \quad (10)$$

$$Q = |U| \cdot |I| \cdot \sin \phi \quad (11)$$

Spänningsfallet på grund av överföring av aktiv effekt P och reaktiv effekt Q genom en impedans $R + jX$ kan beräknas från (12), där U , P och Q gäller för mottagande sidan:

$$\frac{\Delta U}{U} = \sqrt{1 + \left(\frac{RP + XQ}{U^2}\right)^2 + \left(\frac{XP - RQ}{U^2}\right)^2} - 1 \quad (12)$$

Det finns mycket begränsat med användning av denna ekvation, bland annat för att spänningen på mottagande sidan, U , ofta är okänd. För att kunna använda ekvationen behövs det även antas att aktiv och reaktiv effekt är kända och oberoende av spänningen. Även detta är ofta inte fallet; aktiv och reaktiv effekt brukar bero på spänningen och eftersom spänningen är okänd är därmed också effekterna okända.

I stället för (12) kan förenklingar användas som inte ger ett exakt resultat men som, för att göra uppskattningarna, är lika bra eftersom det ofta saknas en del detaljinformation i alla fall.

En approximation i termer av strömmen och effektfaktorn är:

$$\Delta U = R \cdot I \cdot \cos \phi + X \cdot I \cdot \sin \phi \quad (13)$$

En approximation i termer av aktiv och reaktiv effekt är:

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{U^2} \quad (14)$$

För att kunna beräkna spänningsfallet enligt (14) behövs det igen kännedom om spänningen U på mottagande sida. Denna spänning är dock, som sagt, inte känt. Om spänningen på sändande sida är känt då kan spänningen på mottagande sida beräknas från spänningen på sändande sida med hjälp av till exempel belastningsfördelningen. Spänningen på sändande sida är dock ofta inte exakt känt heller under planeringsfasen. Det som i stället är av intresse är bara ändringen av spänningens amplitud på grund av en viss ny förbrukning eller produktion. Spänningsfallet är i princip beroende av spänningen innan anslutning, men

skillnaden är liten och för att kunna göra en uppskattning görs det ytterligare ett antagande: att spänningen U i ekvationen är lika med nominellspänningen.

4.1.2 Spänningshöjning

Begrepp "sändande sida" och "mottagande sida" i ekvationerna i förra avsnittet används med referens till effektriktning men det spelar egentligen ingen roll vad som är sändande och vad som är mottagande sidan.

Ekvationer (13) och (14) gäller också när effektfloden är i annan riktning, med andra ord det är nettoproduktion i stället av nettoförbrukning. Ekvationerna ger i så fall inte minskningen av spänningens amplitud men höjningen av spänningens amplitud.

Vid solcellsanläggningar och annan småskalig produktion, matas oftast bara in aktiv effekt, så att $\sin \phi = 0$ kan antas i (13) och $Q = 0$ i (14). Ekvationerna för spänningshöjning blir i så fall:

$$\Delta U = R \cdot I \cdot \cos \phi \quad (15)$$

och som funktion av aktiv effekt:

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{R \cdot P}{U^2} \quad (16)$$

där U oftast tas lika med nominellspänning.

Största del av kommande exempel kommer att handla om acceptansgräns för ny produktion, och därmed om spänningshöjning, men metoderna kan också tillämpas för spänningssänkning och ny förbrukning.

4.1.3 Ekvationer

Ekvationerna för spänningshöjning eller -fall, som används här och på flera andra ställen i detta kapitel, är bra för en uppskattning av acceptansgränsen, genom handberäkningar. De flesta elnätsföretagen har dock detaljerade modeller av deras distributionsnät som möjliggör detaljerade beräkningar av spänningsfall och -höjning. Mjukvaror som utför sådana beräkningar använder andra ekvationer än de som används här. Det finns dock förenklingar och approximationer även vid sådana beräkningar. Acceptansgränsen som beräknas med hjälp av sådana mjukvaror är därför inte nödvändigtvis mer noggrann än de enkla approximationer som beräknas i denna rapport.

4.1.4 Acceptansgräns vid en kund

Det som beskrevs i Avsnitt 4.1.1 och Avsnitt 4.1.2 var att beräkna spänningsfallet eller -höjning när strömmen eller aktiv och reaktiv effekt är känd. Den omvända problemställningen, som blir relevant vid acceptansgränsberäkningar, är att uppskatta hur mycket ny produktion eller förbrukning som kan anslutas för en viss högsta tillåtna spänningssänkning eller -höjning. Grundläggande frågeställningen är hur mycket som kan anslutas innan tillåtna gränser för spänning överskrids, dvs innan underspänningsgränsen eller överspänningsgränsen överskrids. Vi

återkommer i Avsnitt 4.5 till överspänningsmarginalen, men i största delen av kapitlet kommer vi att anta att det finns ett visst utrymme för spänningshöjning eller spänningssänkning.

Vid de två mest vanliga typerna av ny produktion och förbrukning (solkraft och fordonsladdning) kan spänningsfallet på grund av reaktiv effekt ($X \cdot I \cdot \sin \phi$ eller $X \cdot Q$) ofta försummas jämfört med spänningsfallet på grund av aktiv effekt. Reaktiv effekt är betydligt mindre än aktiv effekt och reaktansen är betydligt mindre än resistansen. Spänningshöjningen på grund av solkraft blir då, som också redan visades i Avsnitt 4.1.2:

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{R \cdot P}{U^2} \quad (17)$$

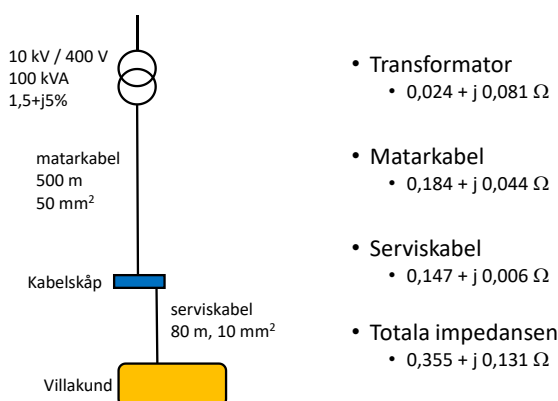
Om det nu finns en gräns för hur mycket spänningen får öka på grund av ny produktion ("överspänningsmarginalen"), då sätter det en gräns på hur mycket ny produktion som kan anslutas:

$$P_{max} = \frac{U^2}{R} \cdot \delta_{max} \quad (18)$$

P_{max} är acceptansgränsen; U är nominella spänningen; R är resistiva delen av källimpedansen vid anslutningspunkten eller vid PCC till andra kunder; δ_{max} är högsta tillåtna relativa spänningshöjning (överspänningsmarginalen).

4.1.5 Illustrativt exempel

För att illustrera tillvägagångssättet vid acceptansgränsberäkningar används ett förenklat exempel för ett lågspänningsnät, som visas i Figur 32. Impedanserna hos överliggande nät, matarkabel och servicekabel visas i figuren.



Figur 32. Förenklat lågspänningsnät för att illustrera principen av acceptansgränsberäkningar.

Antag att det finns en gräns på 5 % för spänningshöjning vid villakunden. Den resistiva delen av källimpedansen vid villakunden är 0,335 Ω och acceptansgränsen blir då, med hjälp av (18):

$$P_{max} = \frac{U^2}{R} \cdot \delta_{max} = \frac{(400 \text{ V})^2}{0,335 \Omega} \times 0,05 = 22 \text{ kW} \quad (19)$$

Vid kabelskåpet är resistiva delen av källimpedansen lika med $0,208 \Omega$. Om vi antar att spänningen får ökas med 3 % på grund av ny produktion ansluten till kabelskåpet, då blir acceptansgränsen:

$$P_{max} = \frac{U^2}{R} \cdot \delta_{max} = \frac{(400 \text{ V})^2}{0,208 \Omega} \times 0,03 = 23 \text{ kW} \quad (20)$$

Alla kunder nedströms av kabelskåpet får tillsammans ansluta 23 kW ny produktion om högst-tillåtna spänningshöjningen är 3 %.

På lågspänningssidan av transformatorn är den resistiva delen av källimpedansen lika med $0,024 \Omega$; då blir acceptansgränsen (om vi igen antar 3 % överspänningsmarginal):

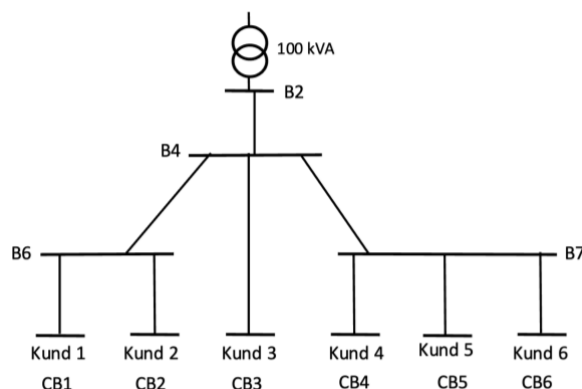
$$P_{max} = \frac{U^2}{R} \cdot \delta_{max} = \frac{(400 \text{ V})^2}{0,024 \Omega} \times 0,03 = 200 \text{ kW} \quad (21)$$

Om det tillåts 3 % spänningshöjning nedströms av transformatorn, då får alla kunder i lågspänningsnätet tillsammans ansluta 200 kW ny produktion.

4.2 EXEMPEL – SEX-KUNDERS NÄTVERK: WAHLBY

4.2.1 Lågspänningsnätet i Wahlby

Uppskattning av lågspänningsnätets acceptansgräns för ny produktion illustreras i detta avsnitt genom att använda ett befintligt lågspänningsnät på landsbygden några tiotals kilometer utanför en stad i Norra Sverige. Vi kallar byn Wahlby. Lågspänningsnätet, som försörjer sex hushållskunder, visas i Figur 33 där B2, B4, B6 och B7 anger kabelskåp; CB1 till CB6 anger leveranspunkter för de enskilda kunderna.

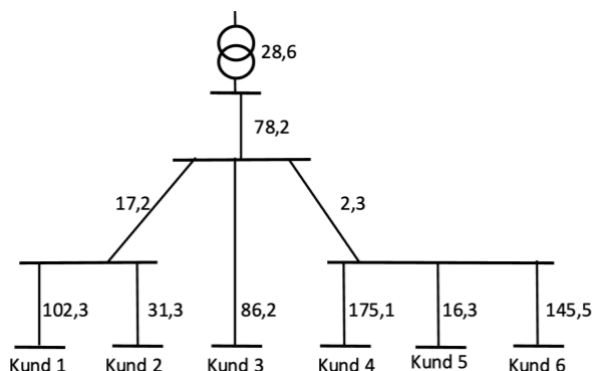


Figur 33. Lågspänningsnät med 6 kunder i Wahlby.

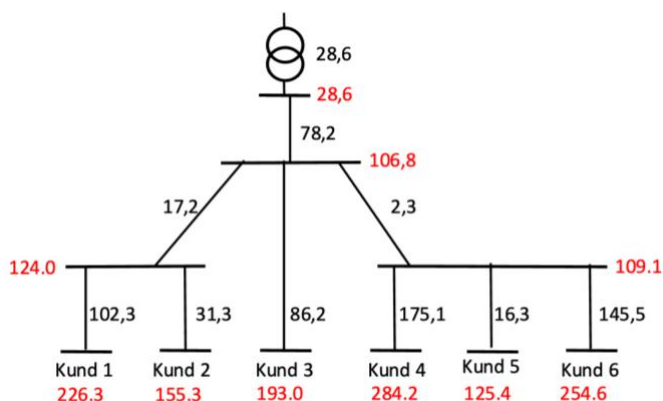
Impedanserna för de olika kablarna i Wahlby visas i Figur 34; resistansen för transformatorn och 10-kV-nätet är lika med $28,6 \text{ m}\Omega$; kabelresistanserna varierar mellan $2,3 \text{ m}\Omega$ och $175,2 \text{ m}\Omega$, beroende på längd och ledaryta.

Den resistiva delen av källimpedanserna (vi använder ordet "källresistans") för de olika platserna kan beräknas från värden för komponenterna; resultaten visas i Figur 35. Från källresistansen kan acceptansgräns beräknas för var punkt i nätet, om överspänningsmarginalen är känd:

$$P_{max} = \frac{U^2}{R} \cdot \delta_U \quad (22)$$



Figur 34. Resistanserna (i mΩ) för transformatorn och kablarna för lågspänningsnätet i Wahlby.



Figur 35. Källresistanserna (rött) vid olika punkter för lågspänningsnätet i Wahlby. Komponentresistanserna anges i svart; alla värden i mΩ.

4.2.2 Ett annat sätt att se på impedansen

Det finns ett alternativt sätt att se på impedans, med mer praktiska elnätsögon än med kretsteoretiska ögon. Resonemanget går ungefär så här.

Antag en trefasanläggning som ansluts till ett 400 V (230 V fasspänning) lågspänningsnät. Antag även att anläggningen producerar 1 kW och att den är ansluten en punkt i nätet med en 1 Ω källresistans

En producerad effekt på 1 kW motsvarar en ström på 1,44 A i var och en av de tre faserna; den resulterande spänningshöjningen är 1,44 V eller 0,62 % av den nominella (fas-)spänningen.

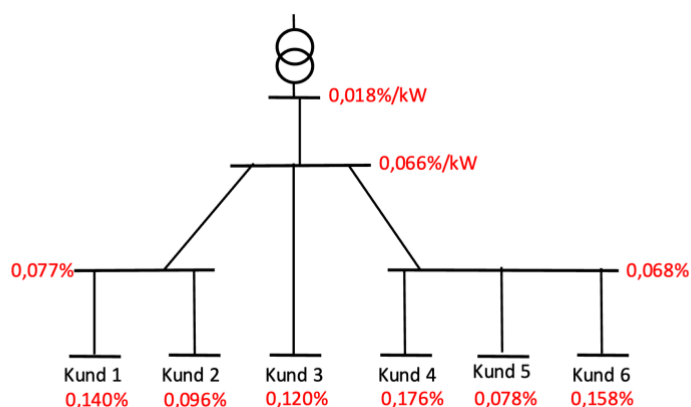
Med andra ord: en källresistans lika med 1 Ω motsvarar en spänningshöjning på 0,62 %/kW. I stället för att uttrycka nätstyrkan (källimpedansen) i V/A (dvs som en impedans) uttrycks den som %/kW. Man kan beskriva detta som nätets förmåga att motstå spänningshöjning på grund av inmatad effekt. Observera att detta är

detsamma som nätets förmåga att motstå spänningsfall med uttagen effekt (förbrukning).

Här är det viktigt att lägga till att värdet 0,62 %/kW bara gäller för trefasanläggningar och 400 V huvudspänning. Det gäller ett annat värde för enfasanläggningar och för anslutning till mellanspänningsnätet. Även för Norge, med 230 V huvudspänning, gäller det ett annat värde vid övergång från Ohm till %/kW.

Vid en enfasininstallation blir relationen annorlunda. I så fall, för samma resistans på 1 Ω , motsvarar en effekt på 1 kW i en fas en ström på 4,35 A i den fasen. Den resulterande spänningshöjningen är därmed 4,35 V eller 1,89 % av den nominella (fas)spänningen i fasen där produktionen är ansluten. I enfasininstallationer är strömmen högre än i trefasanläggningar, för samma effekt, och det orsakar en högre spänningsvariation i en fas. Här ska det också tas hänsyn till att impedansen är annorlunda (ofta högre) för enfasanläggningar än för trefasanläggningar.

Beräknade värden (uttryckt i %/kW) för Wahlby visas i Figur 36; spänningshöjningen varierar mellan 0,018 %/kW på lågspänningssidan av distributionstransformatorn och 0,176 %/kW hos kund 4.



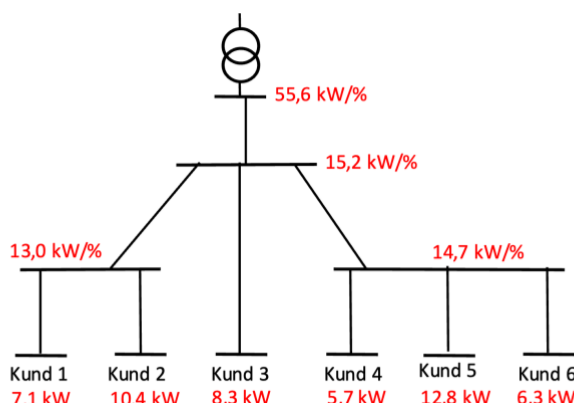
Figur 36. Källresistanserna, uttryckt som procent spänningshöjning per kW inmatad produktion (%/kW), för lågspänningsnätet i Wahlby.

4.2.3 Acceptansgräns för olika noder

Det alternativa sättet att kvantifiera resistansen (impedansen), som introducerades i förra avsnittet kan användas som ett enkelt sätt att uppskatta acceptansgränsen. Från resistansen, uttryckt i %/kW, kan man direkt få acceptansgränsen per procent tillåten spänningshöjning.

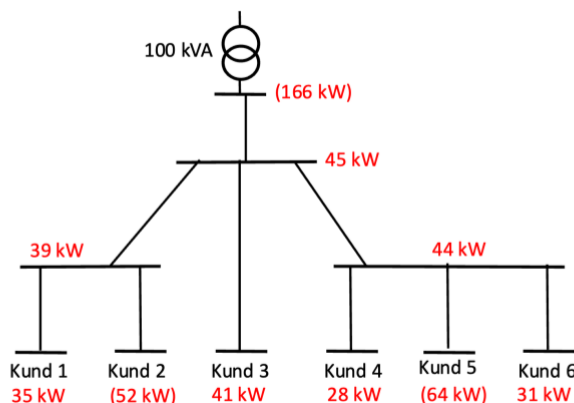
Till exempel, om resistansen är 0,2 %/kW, kommer varje kilowatt ny produktion att höja spänningen med 0,2 %. För att få en spänningshöjning på 1 % behövs det 5 kW produktion. Med andra ord acceptansgränsen är 5 kW per procent tillåten spänningshöjning, 5 kW/%.

Acceptansgränsen per procent tillåten spänningshöjning, visas i Figur 37, igen för lågspänningsnätet i Wahlby.



Figur 37. Acceptansgräns per procent tillåten spänningshöjning för lågspänningsnätet i Wahlby.

Acceptansgränsen beror på den tillåtna spänningshöjningen (överspänningsmarginalen). Det finns ingen generell regel för överspänningsmarginalen och den varierar mellan olika punkter i nätet, men i Sverige är vanliga värden som används i acceptansgränsberäkningar: 5 % av märkspänningen för kundens leveranspunkt och 3 % på andra ställen i nätet (vid PCC, kopplingspunkten, med andra kunder). Dessa värden har använts för att uppskatta acceptansgränsen, resultaten visas i Figur 38. Värdena i parenteser är där som acceptansgränsen för en kund skulle vara större än acceptansgränsen för kabelskåpet från vilken kunden levereras. I så fall är det kabelskåpet som sätter gränsen.



Figur 38. Acceptansgränserna för lågspänningsnätet i Wahlby, där det har antagits 3 % överspänningsmarginal vid kabelskåp och 5 % vid leveranspunkten.

4.2.4 Direkt uppskattning av acceptansgränsen

Relationen mellan Ohm och %/kW kan också härledas från (22) genom att fylla i $R = 1 \Omega$ och $\delta_U = 0,01$. För 400 V huvudspänning ger det:

$$P_{max} = \frac{(400 \text{ V})^2}{1 \Omega} \times 0,01 = 1,6 \text{ kW/\%} \quad (23)$$

För norska lågspänningsnätet, med 230 V huvudspänning motsvarar 1Ω en acceptansgräns lika med:

$$P_{max} = \frac{(230 \text{ V})^2}{1 \Omega} \times 0,01 = 0,53 \text{ kW/\%} \quad (24)$$

För ett 11-kV mellanspänningsnät blir det:

$$P_{max} = \frac{(11 \text{ kV})^2}{1 \Omega} \times 0,01 = 1,2 \text{ MW/\%} \quad (25)$$

Observera att det delas med impedansen i uttrycken; en större källimpedans ger därmed en lägre acceptansgräns. Om vi tar sista exemplet, med 11 kV nominellspänning men med 2 Ω källimpedans, då blir acceptansgränsen 0,6 MW per procent tillåten spänningshöjning.

4.3 BEGRÄNSNINGAR HOS METODEN

4.3.1 Tolkning av gräns för spänningshöjning

De beräkningar som resulterade i acceptansgränsen som visas i Figur 37 och Figur 38 utgår från att det finns en produktionsanläggning som ansluts på ett visst ställe i nätet. Acceptansgränsen, beräknad på detta sätt, ger mängden produktion som kan anslutas, nedströms av angivna stället i nätet, utan att spänningshöjningen överskrider det tillåtna värdet. Spänningshöjningen kan dock bli högre än det tillåtna värdet när ytterligare produktion ansluts uppströms. Att använda gränserna som visas i Figur 37 and Figur 38 garanterar alltså inte att spänningen stannar under gränserna vid anslutning av produktion på flera ställen i nätet.

4.3.2 Användning av utrymmet vid flera punkter i nätet

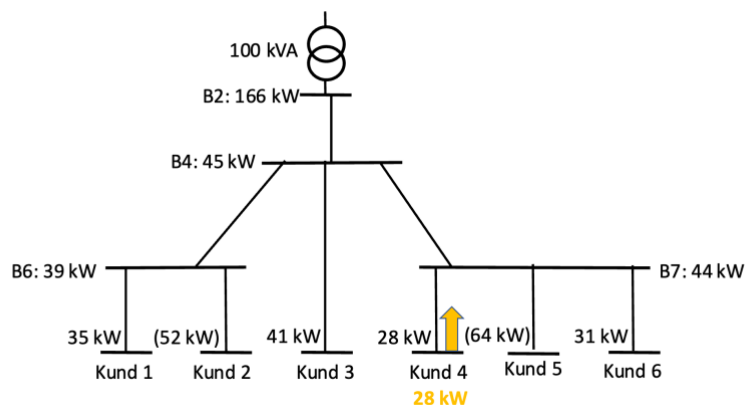
Lågspänningsnätet i Wahlby används igen för att illustrera detta. Antag att kund 4 ansluter 28 kW solenergi, som visas i Figur 39. Det är lika med acceptansgränsen och skulle resultera i en spänningshöjning på 5 % för denna kund.

Spänningshöjningen för kabelskåp B7 (med impedans 0,068 %/kW) på grund av 28 kW inmatning är lika med:

$$28 \text{ kW} \times 0,068 \text{ kW/\%} = 1,9 \text{ \%} \quad (26)$$

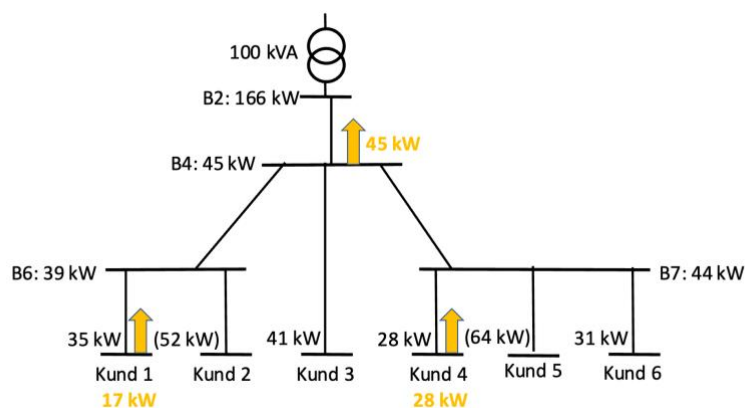
Samma spänningshöjning inträffar för kund 5 och kund 6.

På samma sätt blir spänningshöjningen vid B4 lika med 1,8 %, och även för kund 1, kund 2 och kund 3.



Figur 39. Kund 4 i Wahlby med 28 kW solkraft; acceptansgräns anges vid varje kund och kabelskåp.

Anslutningen av 28 kW hos kund 4 lämnar $45 \text{ kW} - 28 \text{ kW} = 17 \text{ kW}$ utrymme för ny produktion hos övriga kunder nedströms av B4. Situationen där kund 1 använder hela detta utrymme visas i Figur 40.



Figur 40. Kund 1 och Kund 4 i Wahlby med solkraft.

Effekten, 17 kW, som matas in av kund 1 ger följande spänningshöjning:

- $0,140 \text{ \%/kW} \times 17 \text{ kW} = 2,4 \text{ \%}$ för kund 1.
- $0,077 \text{ \%/kW} \times 17 \text{ kW} = 1,3 \text{ \%}$ för B6 och kund 2.
- $0,066 \text{ \%/kW} \times 17 \text{ kW} = 1,1 \text{ \%}$ för B4, kund 3, kund 4, kund 5, och kund 6.

Den totala spänningshöjningen (på grund av 17 kW hos kund 1 och 28 kW hos kund 4) är summan av de två bidragen, enligt superpositionsprincipen, som visas i Tabell 3. Spänningshöjningen för kund 4 är nu 6,1 %.

Tabell 3. Spänningshöjning i Wahlby när kund 1 och kund 4 har solkraft

	17 kW hos kund 1	28kW hos kund 4	Total spänningshöjning
Kund 1	2,4 %	1,8 %	4,2 %
Kund 2	1,3 %	1,8 %	3,1 %
Kund 3	1,1 %	1,8 %	2,9 %
Kund 4	1,1 %	5,0 %	6,1 %
Kund 5	1,1 %	1,9 %	3,0 %

Kund 6	1,1 %	1,9 %	3,0 %
B4	1,1 %	1,8 %	2,9 %
B6	1,3 %	1,8 %	3,1 %
B7	1,1 %	1,9 %	3,0 %

Antag nu att en ny kund ansluter en solcellsanläggning direkt till lågspänningssidan av distributionstransformatorn. Acceptansgränsen här bestäms av transformatorns kapacitet, 100 kW enligt metoderna som används i Kapitel 3. Av dessa 100 kW tar produktionen från kund 1 och 4 redan upp 45 kW; vilket lämnar 55 kW för den nya kunden.

Dessa 55 kW kommer att ge en ytterligare spänningshöjning vid B2, och därmed för alla andra platser i lågspänningsnätet. Denna ytterligare spänningshöjning är lika med:

$$0,018 \text{ %/kW} \times 55 \text{ kW} = 1,0 \text{ %} \quad (27)$$

Den totala spänningshöjningen för de olika punkter i nätet visas i Tabell 4. Spänningshöjningen är cirka 4 % för de flesta kunder, cirka 5% för kund 1 och cirka 7% för kund 4.

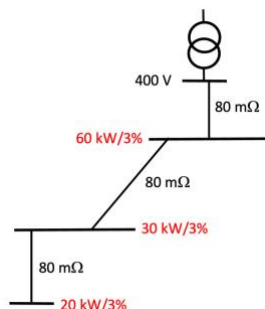
Tabell 4. Spänningshöjning i Wahlby när kund 1, kund 4 och en ny kund vid transformatorn har solkraft

Var i nätet	17 kW vid kund 1	28 kW vid kund 4	55 kW vid B2	Totalt
Kund 1	2,4 %	1,8 %	1,0 %	5,2 %
Kund 2	1,3 %	1,8 %	1,0 %	4,1 %
Kund 3	1,1 %	1,8 %	1,0 %	3,9 %
Kund 4	1,1 %	5,0 %	1,0 %	7,1 %
Kund 5	1,1 %	1,9 %	1,0 %	4,0 %
Kund 6	1,1 %	1,9 %	1,0 %	4,0 %
B4	1,1 %	1,8 %	1,0 %	3,9 %
B6	1,3 %	1,8 %	1,0 %	4,1 %
B7	1,1 %	1,9 %	1,0 %	4,0 %

4.3.3 Ett enkelt illustrativt exempel

Det visas ovan att metoden för att uppskatta acceptansgränsen inte garanterar att spänningshöjningen kommer att vara mindre än överspänningsmarginalen. I exemplet ovan blev det 7 % spänningshöjning för Kund 4 även om överspänningsmarginalen var bara 5 %. Det kan anses som en begränsning i metoden; det är dock inget grundläggande fel i metoden.

För att få något mer insyn i problematiken tas ett förenklat lågspänningsnät, som visas i Figur 41. Exemplet består av en transformator och tre matarkablar; transformatorresistansen försummas; kabelresistans är 80 mΩ för varje kabel. För en överspänningsmarginal lika med 3 % blir acceptansgränserna 60 kW, 30 kW och 20 kW för de tre kabelskåpen i nätet.

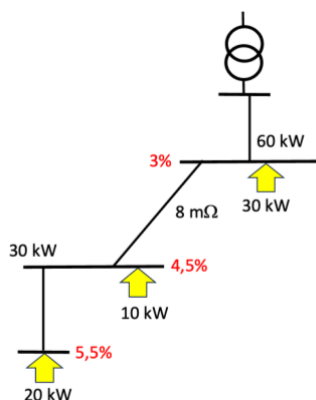


Figur 41. Förenklat lågspänningsnät med tre matarkablar.

Antag nu att det ansluts solkraft till nätet, så att acceptansgränsen nås för varje kabelskåp. Här finns det flera lösningar men det antas att så mycket som möjligt ansluts längre bort från transformatorn. Resultatet visas i Figur 42.

Det kan anslutas 20 kW längst bort från transformatorn; i så fall kan det anslutas högst 10 kW vid nästa kabelskåp och 30 kW efter det (se Figur 42). Spänningshöjningen blir då 3 % (första kabelskåp från transformatorn), 4,5 % (andra) och 5,5 % (tredje). Skulle det bara finnas 3 % utrymme för kabelskåpet längst ut, då behövs det ytterligare begränsningar. Två triviala lösningarna är att bara ansluta 20 kW vid tredje kabelskåpet eller hela 60 kW vid första kabelskåpet. Sista lösningen ger största mängden solkraft för hela nätet men gör det omöjligt för kunder längre bort från transformatorn att ansluta något.

En annan lösning, som kan anses vara mer rättvis, är att minska utrymme med samma faktor, $\frac{5,5\%}{3,0\%} = 1,83$. Resultatet blir att det kan anslutas 16 kW, 5 kW och 11 kW vid de tre kabelskåpen. Totalen blir då 32 kW, som är mindre än 60 kW (när hela utrymmet vid första kabelskåpen används) men större än 20 kW (när det bara ansluts vid tredje kabelskåpet).



Figur 42. Spänningshöjning när det ansluts ny produktions lika med acceptansgräns nedströms av varje kabelskåp.

4.3.4 Begränsningar och tillämpning

Diskrepansen kan förklaras på följande sätt. Vid beräkning av acceptansgränsen utgår det från en viss överspänningsmarginal för en viss punkt i nätet. Om det nu ansluts ny produktion uppströms av denna punkt, då ökar spänningen och därmed

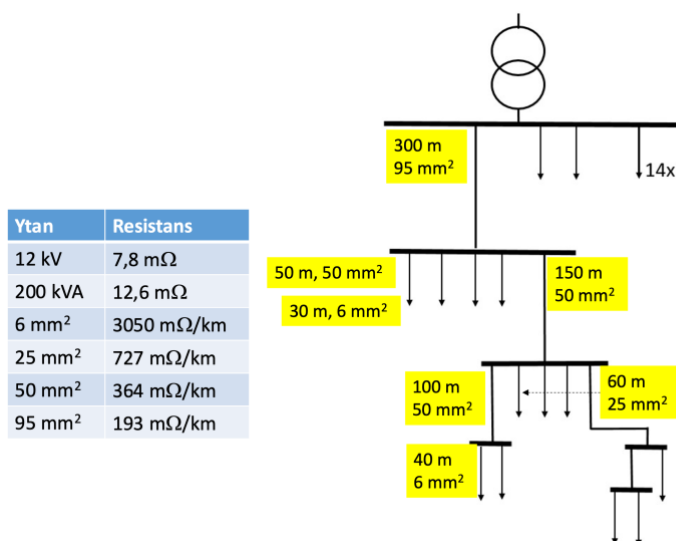
minskar överspänningsmarginalen. Den minskade överspänningsmarginalen ger en lägre acceptansgräns.

Om acceptansgränsmetoden används vid anslutning av enskilda anläggningar, då ska överspänningsmarginalen beräknas för varje ny anslutning. Används metoden som planeringsverktyg, för att bedöma hur mycket utrymme för tillväxt det finns, ska det tas ett rimligt värde för överspänningsmarginalen, till exempel 3 %. Risken för överspänning kommer i allmänhet fortfarande att vara låg med detta tillvägagångssätt för planering.

Förväntas det mycket solkraft och/eller kommer det att bli anslutning av stora anläggningar på mellanspänningsnätet då behövs det tas med i bedömningen. En anslutning på mellanspänningsnätet kan då minska acceptansgränsen mycket för lågspänningskunder. Här kan det i framtiden behövas en tilldelning av utrymme för spänningssänkning eller -höjning för att förebygga sådant.

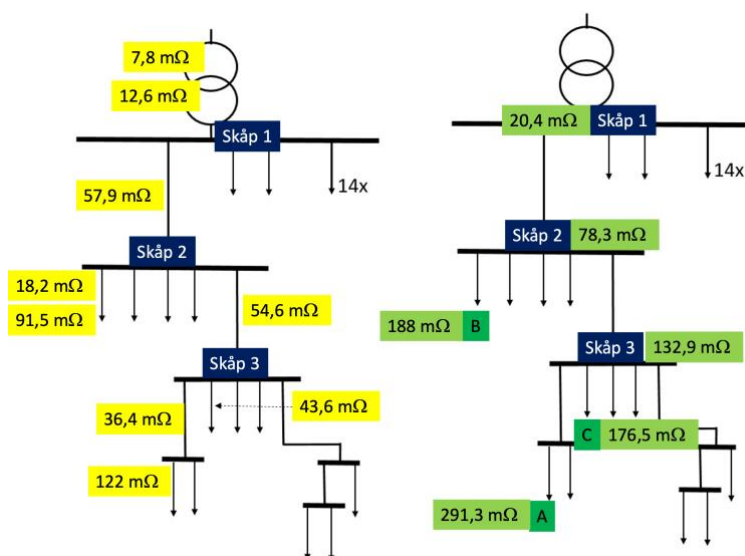
4.4 EXEMPEL – LÅGSPÄNNINGSNÄT HELIÖ

Samma metod som tillämpades i Avsnitt 4.2 kommer att tillämpas på ett annat befintligt lågspänningsnät i detta avsnitt. Nätet, som visas i Figur 43, matar 28 kunder på en ö någonstans utanför kusten i Norra Sverige (Heliö). Distributionstransformatorn matas från ett 12-kV mellanspänningsnät. Figuren visar även kabellängden, kabelytan och resistanserna.



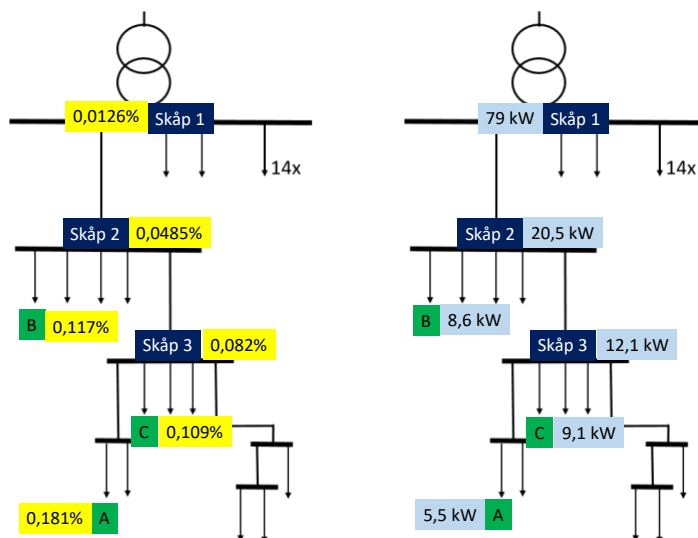
Figur 43. Del av lågspänningsnät på Heliö, med kabellängde och resistanser angivna.

Komponentresistanser visas i Figur 44; det visas att två av serviskablarna har höga resistanser, 91,5 mΩ och 122 mΩ, som kommer att ge en låg acceptansgräns. Från komponentsimpedanserna kan källimpedanserna beräknas; även dessa visas i Figur 44. Det anges även tre kunder (A, B och C) i figuren; det var dessa tre kunder som visade intresse för solkraft och det var det som initierade en acceptansgränsstudie.



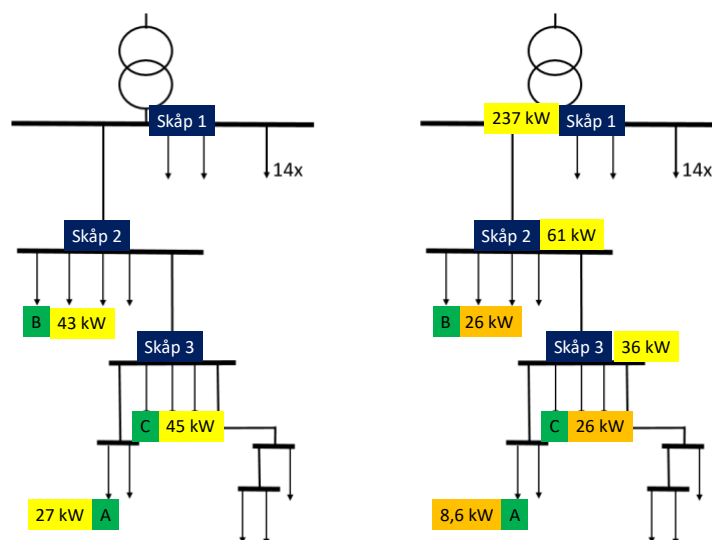
Figur 44. Komponentresistanser (← vänster, gul) och källresistanser (grön, höger →) på Heliö.

Källresistanserna, uttryckt i Ohm eller milliohm, kommer från ett beräkningsprogram. Ofta finns hela distributionsnät i en databas och då behövs inte komponentsimpedanser och alla dessa beräkningar. I denna rapport har detaljerna dock tagits med, för att illustrera metoden och för att det kan finnas fall där programmet inte är tillgängligt. Från källimpedanserna går det att beräkna acceptansgränsen, men det har visats vara mer illustrativt att beräkna källresistanserna i procent per kilowatt; det har gjorts för Heliö i Figur 45. I samma figur finns acceptansgränsen i kilowatt per procent tillåten spänningshöjning.



Figur 45. Källresistanser på Heliö, i procent per kilowatt (← vänster, gul) och acceptansgräns, i kilowatt per procent tillåten spänningshöjning (blå, höger →).

Från acceptansgräns (i kilowatt per procent) går det enkelt att beräkna acceptansgränsen för en viss överspänningsmarginal. Det har gjorts i Figur 46; för kunderna antas det 5 % tillåten spänningshöjning och för kabelskåp 3 %.



Figur 46. Acceptansgräns hos tre kunder på Heliö, för 5 % överspänningsmarginal (← vänster); Acceptansgräns vid kabelskåp, för 3 % överspänningsmarginal (höger →).

Acceptansgränsen är 27 kW för Kund A, 43 kW för kund B och 45 kW för kund C. Om alla tre skulle ansluta denna effekt, då skulle dock acceptansgränsen för skåp 2 och skåp 3 överskridas. Här finns det igen olika sätt att fördela utrymme (acceptansgränsen) över kunderna. En av fördelningarna visas i figuren (orange markering till höger, →); här har det utgått från att kund A redan hade en 8,6 kW-anläggning medan utrymmet fördelades jämt mellan kund B och kund C.

Acceptansgränsen för de tre kabelskåpen kan också uttryckas i relation till antalet kunder anslutna nedströms av kabelskåp, som visas i Tabell 5. Valet av 12 kW i tabellen baserades på informationen från elnätsföretaget att 12 kW är en vanlig storlek för en solcellsanläggning vid en hushållskund.

Tabell 5. Acceptansgräns för tre kabelskåp på Heliö; 3 % överspänningsmarginal.

Kabelskåp	Kunder nedströms	Acceptansgräns	Acceptansgräns per kund	Antalet 12 kW-anläggningar
1	28	237 kW (200 kW)	8,5 kW (7,1 kW)	19 (16)
2	12	61 kW	5,0 kW	5
3	8	36 kW	4,5 kW	3

Enligt tabellen kan det anslutas 237 kW ny produktion nedströms kabelskåp 1, dvs nedströms distributionstransformatorn. Här blir det dock belastningsförmågan av transformatorn (200 kVA) som sannolikt kommer att sätta gränsen, beroende på hur mycket den lägsta förbrukningen är under årets soliga timmar. Utgår man från 200 kW, då blir det 7,1 kW per kund eller 16 av 28 kunder med en 12-kW anläggning. Det är inte sannolikt att så många kunder kommer att ansluta så stora solcellsanläggningar; transformatorn anses därför inte vara en begränsning.

Längre ner i nätet, vid kabelskåp 3, finns det bara utrymme för 4,5 kW per kund eller fyra kunder med 8,6 kW anläggning. Här skulle det relativt snabbt kunna uppstå begränsningar i nätet, och säkerligen om det blir större anläggningar än 8,6 kW.

Vid en sådan tolkning av resultat är det dock viktigt att gå tillbaka till de olika antaganden som har gjorts. Förenklingarna som gjordes i formeln för att beräkna spänningshöjningen har då bara en mindre påverkan. Det har antagits att överspänningsmarginalen är 3 %; det behövs dock mätningar eller detaljerade beräkningar för att verifiera detta. Om marginalen skulle vara 2 % eller 4 %, då skulle det leda till en hel annan slutsats. Även om mätningar och/eller beräkningar skulle ge ett noggrant värde på överspänningsmarginalen, då skulle det ännu inte betyda att det resulterar i ett noggrant värde av acceptansgränsen. Acceptansgränsen, som den används i detta exempel, handlar om planering ett antal år i framtiden. Under tiden mellan mätningar/beräkningar och anslutning av solkraft på Heliö kommer det sannolikt också att anslutas solkraft på andra ställen i distributionsnätet. Det kommer att ge en spänningshöjning i mellanspänningsnätet och en minskning av överspänningsmarginalen. Eftersom det inte är känt hur mycket som kommer att anslutas i resten av distributionsnätet blir det ändå en osäkerhet i acceptansgränsen även om nuvarande överspänningsmarginalen är noggrant känt.

Det har också antagits att alla solcellsenheter matar in deras maximala effekt samtidigt. Om alla paneler har samma lutning och samma riktning av lutning (till exempel 50° mot söder) då kommer det att vara en rimlig approximation. Finns det dock en stor spridning i lutning och riktning då är så inte längre fallet. Acceptansgränsen, uttryckt i termer av installerad effekt, blir då större. Uttryckt i termer av total inmatad effekt blir det samma acceptansgräns.

4.5 ÖVERSPÄNNINGSMARGINALEN

Det har visats tidigare i detta kapitel att acceptansgränsen för ny produktion är proportionell med överspänningsmarginalen; på samma sätt är acceptansgränsen för ny förbrukning proportionell med underspänningsmarginalen. Marginalerna är dock ofta inte kända; det krävs detaljerade beräkningar och/eller mätningar vid många (om inte alla) lågspänningskunder. En osäkerhet i över- eller underspänningsmarginal kommer direkt tillbaka som en osäkerhet i acceptansgräns. Det finns ingen information om hur noggrant över- och underspänningsmarginalerna är kända, men en osäkerhet av 1 % eller även 2 % låter inte orimligt.

Bara som ett illustrativt exempel: om acceptansgränsen är 20 kW för en marginal är lika med 4 % då är den 10 kW och 40 kW för marginaler lika med 2 % respektive 6 %. En osäkerhet av 2 % i högsta spänningen under årets soliga timmar, ger en faktor fyra i osäkerhet för acceptansgränsen. Denna osäkerhet är faktiskt en anledning till att ge acceptansgränsen som kilowatt per procent över- eller underspänningsmarginal. Detta värde har också sina osäkerheter men dessa är betydligt mindre än osäkerheterna i över- eller underspänningsmarginalerna.

Det finns, i "Anslutning av elproduktion till lågspänningsnätet" [47] riktlinjer om tillåten spänningshöjning vid ny produktion som ansluts till lågspänningsnätet. Det rekommenderas att tillåta högst 5 % hos kunden som ansluter och högst 3 % hos PCC med andra kunder, som oftast är kabelskåpet varifrån kunden matas. Dessa värden har använts i de flesta exempel här i rapporten. Riktlinjerna var tänkta för

anslutning av individuella mindre produktionsenheter till lågspänningsnätet. Denna rapport handlar om anslutning av flera enheter till samma lågspänningsnät. Marginalerna, som gäller i riktlinjer för individuella enheter, har nu använts för alla enheter nedströms av samma punkt i nätet. Som det har visats i exemplen kan det vid stora mängder ny produktion, leda till spänningshöjningar som överskrider 5 %. Även om det finns stora osäkerheter i detta, är 3 % och 5 % rimliga värden för att använda i beräkningarna vid ny produktion; se även diskussion i Avsnitt 4.3 om begränsningar i metoden.

En nedre gräns för överspänningsmarginalen kan beräknas från inställningar av lindningskopplare och omsättningen vid transformatorer. Lindningskopplare vid transformatorn från högspänningsnätet håller spänningen vid inmatningspunkten från överliggande nät inom ett viss dödband. Låt oss anta att spänningen är mellan 103 % och 105 % av nominellspänningen vid inmatningspunkten. Det som är viktigt för överspänningsmarginalen är lägsta spänningsfall under årets soliga timmar; antag att detta spänningsfall är litet; då är spänningen på mellanspänningssidan av distributionstransformatorn också mellan 103 % och 105 %. När omsättningen av distributionstransformatorn är från nominellspänning till 400 V, då är även spänningen i lågspänningsnätet mellan 103 % och 105 %. Om man igen försummar spänningsfallet då är högsta spänningen hos kunder lika med 105 % och det finns en överspänningsmarginal på 5 %. Omsättningen av en distributionstransformator kan dock ställas om (manuellt, med transformatorn ur drift). Antag att omsättningen blir från nominell på mellanspänning till 102,5 % på lågspänning, då finns det bara 2,5 % överspänningsmarginal kvar. Med en ännu lägre omsättning (högre spänning på lågspänningssidan) kommer spänningen i lågspänningsnät att variera mellan 108 % och 110 % under perioder med låg förbrukning och då blir överspänningsmarginalen och acceptansgränsen noll. I sistnämnda fallet är det spänningsfallet i mellan- och i lågspänningsnätet som bestämmer acceptansgränsen. Även om denna metod bara ger en nedre gräns och även om den faktiska acceptansgränsen är betydligt högre, kan denna metod användas för att få en snabb bedömning av var flaskhalsarna finns. Metoden fungerar dock bara för ny produktion (överspänningsmarginalen) inte för ny förbrukning.

Genom mätningar går det att få en mer noggrann uppskattning av över- eller underspänningsmarginalen. Ju mer detaljerade mätningar desto mer noggrant kan marginalerna bestämmas. En generell men inte absolut gällande regel är att acceptansgräns blir högre ju mer mätdata som finns; att utföra mätningar kan därmed vara ett billigt och enkelt sätt att öka acceptansgränsen. Men å andra sidan kan det också vara billigare att ibland dra en till lågspänningskabel än att mäta över en längre period hos alla lågspänningskunder. Ökande andel energimätare med avancerade mätfunktioner ger möjligheter att samla in datamängden som behövs för att kunna göra en noggrann uppskattning av acceptansgränsen. En stor fördel med mätningar är också att det kan användas både för överspännings- och för underspänningsmarginal. Det som dock inte kan mätas är hur överspänningsmarginalen kommer att ändras i framtiden. Här finns det fortfarande krav på modeller och beräkningar.

Det behövs, vid anslutning av solkraft, mätningar av spänningen över en längre tid hos en stor del av kunderna i ett lågspänningsnät. Mätperioden ska då minst vara

solsäsongen, mars tom september, men helst ett antal solsäsonger för att kunna bedöma variationer mellan olika år.

I stället för att mäta spänningen hos alla kunder, kan man mäta spänningen vid distributionstransformatorn och beräkna spänningsfallen i lågspänningsnätet från förbrukningen för alla kunder. Det finns ofta förbrukningsdata över ett antal år, så att skillnader mellan olika år kan tas med i beräkning av över- och underspänningsmarginal. Finns det brist på data för spänningen vid distributionstransformatorn, då kan en övre gräns för den uppskattas från omsättningen och inställning av lindningskopplare, enligt ovan.

Finns det mätdata, över en längre tid, av effekten genom transformatorerna (högspänning/mellanspänning, mellanspänning/lågspänning) då kan detta användas för att göra en uppskattning av lägsta spänningsfall i mellan- och lågspänningsnät under de relevanta timmarna. Vad som är relevanta timmar beror på typen av ny produktion eller förbrukning. Vid solkraft är det årets soliga timmar som bestäms av fysiska processer och är därmed enkelt att hitta. Vid fordonsladdning är det mänsklig beteende som är betydligt svårare att förutse och det kommer att introducera en ny osäkerhet i acceptansgränsberäkningarna.

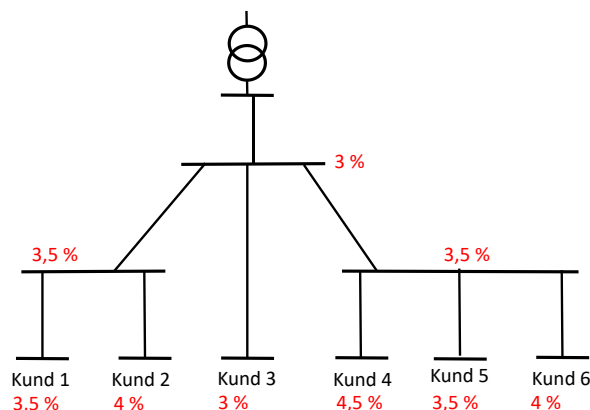
4.6 OLIKA ÖVERSPÄNNINGSMARGINAL FÖR OLIKA KUNDER

I de flesta tidigare beräkningarna har det antagits att det finns ett värde för överspänningsmarginalen som är lika överallt i lågspänningsnätet. Så behöver inte vara fallet och i detta avsnitt behandlas det ett exempel där överspänningsmarginalerna är olika.

Antag att spänningen vid transformatorn, under årets soliga timmar, är som högst 105 % av nominellspänning. Spänningen vid de flesta kunder är då något lägre:

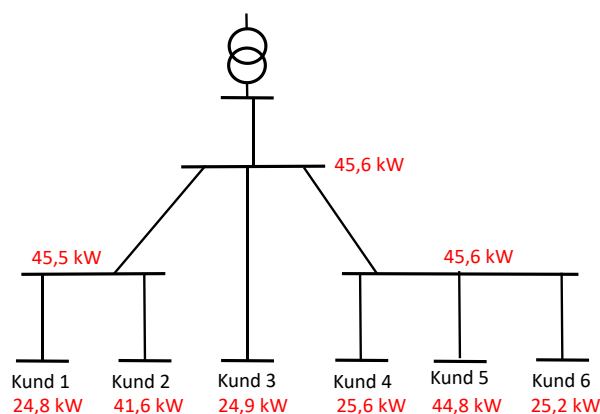
- Kund 1: 104,5 %
- Kund 2: 104 %
- Kund 3: 105 %
- Kund 4: 103,5 %
- Kund 5: 104,5 %
- Kund 6: 104 %

Antag att högsta tillåtna spänningen är 108 % av den nominella. Det är fortfarande två procent under kravet i regelverket på 110 %, men det är ibland bra att ha liten marginal, till exempel för spänningshöjning i mellanspänningsnät. Överspänningsmarginalerna som resulterar från detta finns i Figur 47.



Figur 47. Överspänningsmarginaler för kunder och kabelskåp i Wahlby.

Från överspänningsmarginalen och acceptansgräns per procent överspänningsmarginal enligt Figur 37 kan acceptansgräns beräknas för varje kund och kabelskåp; resultat visas i Figur 48.



Figur 48. Acceptansgräns för kunder och kabelskåp i Wahlby.

När det används faktiska överspänningsmarginaler, ska man vara försiktigt med tolkning av resultat som i Figur 48. Acceptansgränserna gäller bara för anslutning bara vid en punkt i nätet.

När en av kunderna ansluter en ny produktionsenhet ändras underlag och behövs det i princip en ny acceptansgränsberäkning. Antag att Kund 2 ansluter 15 kW, som är något mer än en tredje del av acceptansgränsen för denna kund. Det ger då en spänningshöjning för alla kunder och därmed en minskning av överspänningsmarginal. Spänningshöjningen kan beräknas från inmatad effekt (15 kW) och impedansen i %/kW vid PCC:n, enligt Figur 36 och andra kolumnen i Tabell 6. Spänningshöjningen enligt tredje kolumnen ger en ny och lägre överspänningsmarginal enligt femte kolumnen. Multiplicera den nya marginalen med acceptansgräns per procent vilket ger den nya acceptansgränsen som finns i sista kolumnen.

Tabell 6. Minskning i acceptansgräns i Wahlby efter kund 2 ansluter 15 kW.

Kund	%/kW vid PCC	Höjning	Gamla marginal	Nya marginal	kW/%	A-gräns

1	0,077	1,2 %	3,5 %	2,3 %	7,1	16,3 kW
2	0,095	1,4 %	4,0 %	2,6 %	10,4	27,0 kW
3	0,066	1,0 %	3,0 %	2,0 %	8,3	16,6 kW
4	0,066	1,0 %	4,5 %	3,5 %	5,7	19,9 kW
5	0,066	1,0 %	3,5 %	2,5 %	12,8	32,0 kW
6	0,066	1,0 %	4,0 %	3,0 %	6,3	18,9 kW

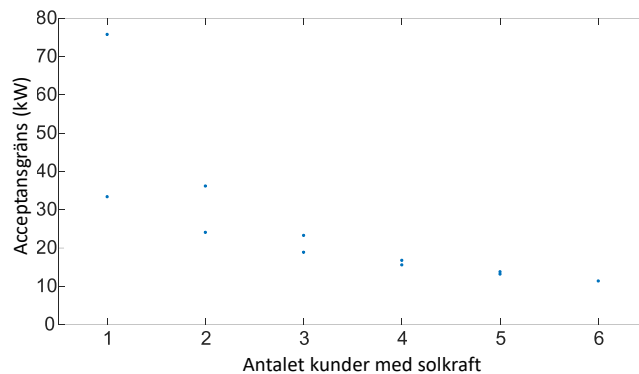
4.7 UTRYMME ATT ANSLUTA FÖR VARJE KUND

När det förväntas att en stor del av kunder i ett lågspänningsnät kommer att ha solkraft i framtiden, då kan det vara lämpligt att ha ett annat tillvägagångssätt. I stället för att beräkna acceptansgräns för olika punkter i nätet (kundanslutningar, kabelskåp, mm) beräknas acceptansgränsen för lågspänningsnätet som helhet. Det kan finnas anledningar att ge varje kund möjlighet att ansluta solkraft, upp till en viss storlek, utan att det behövs förstärkningar i nätet. Beräkningar är i så fall relativt enkelt. Tillvägagångssättet kan till exempel vara så här:

- spänningshöjning beräknades för 10 kW inmatad effekt per kund.
- det antas en linjär relation mellan inmatning och spänningshöjning.
- acceptansgräns uppskattades från denna linjära relation: storlek per kund för vilken spänningshöjningen är lika med högsta tillåtna spänningshöjning.

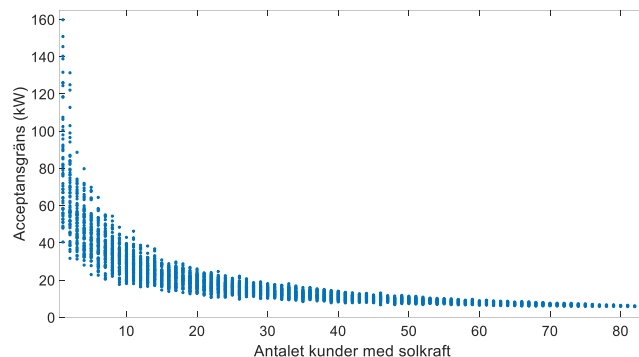
När det inte förväntas att alla kunder kommer att ansluta solkraft blir beräkningarna något mer komplicerade. Det kan göras en uppskattning av hur många kunder som i (den nära) framtiden kommer att ansluta solkraft, men det blir mycket svårare eller snarare omöjligt att förutse vilka kunder som kommer att ansluta solkraft. Därför finns det olika kombinationer av kunder som ska bedömas.

Antag till exempel att det förväntas att två av sex kunder i Wahlby (6- kundsnätet i bland annat Figur 33) kommer att ha solkraft. Då finns det 15 möjliga kombinationer av två kunder med solkraft. Det skulle ge 15 olika värden för acceptansgräns, om metoden ovan skulle användas. Högsta och lägsta värdet av acceptansgräns, för olika antal kunder med solkraft, har beräknats för 6-kundsnätet i Wahlby och resultat visas i Figur 49. Det har antagits att överspänningsmarginalen är 6 % för alla kunder. Figuren visar tydligen att det inte går att definiera ett unikt värde på acceptansgränsen för detta nät.



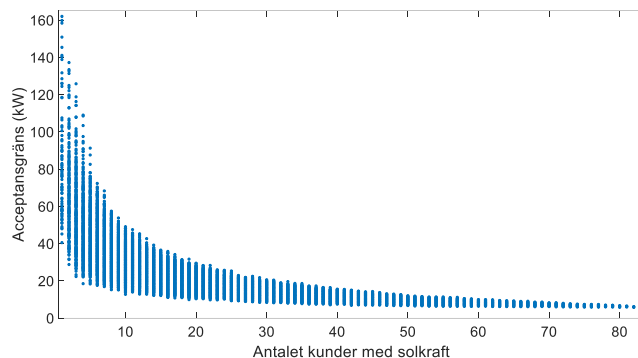
Figur 49. Högsta och lägsta acceptansgräns som funktion av antalet kunder som förväntas ha solkraft, för 6-kunds-lågspänningsnätet i Wahlby.

Samma övning upprepades för 83-kunds-lågspänningsnätet i Wahlstad. Nu blir det inte längre möjligt att kolla på alla möjliga kombinationer. Det finns ungefär 3400 kombinationer med två kunder, 92 000 med tre, 1,8 miljoner med tre, och efter det blir det bara mer och mer. I stället för att kolla på alla möjliga kombinationer har det slumpmässigt valts 100 kombinationer för varje värde av antalet kunder med solkraft. Resultat visas i Figur 50 där det finns en stor spridning i acceptansgräns vid framför allt mindre antal kunder med solkraft. För alla kunder med solkraft blir det ett enda värde, 8,7 kW. Alla kunder kan ansluta 8,7 kW utan att spänningshöjningen överskrider 6 % hos någon av kunderna.



Figur 50. Spridning av acceptansgräns som funktion av antalet kunder som förväntas komma att ha solkraft, för 83-kunds-lågspänningsnätet i Wahlstad.

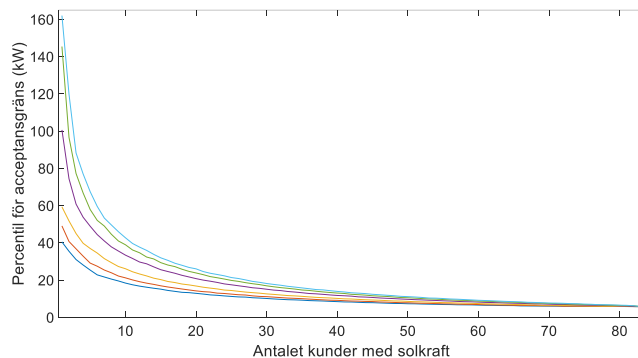
Beräkningar, som gjordes inför Figur 50 med 100 slumpmässiga värden, har upprepats med 10 000 slumpmässiga värden och resultat visas i Figur 51. Spridningen av acceptansgränsen har tydligt ökat, men den extra beräkningstiden har inte gett bättre underlag till en beslutsprocess.



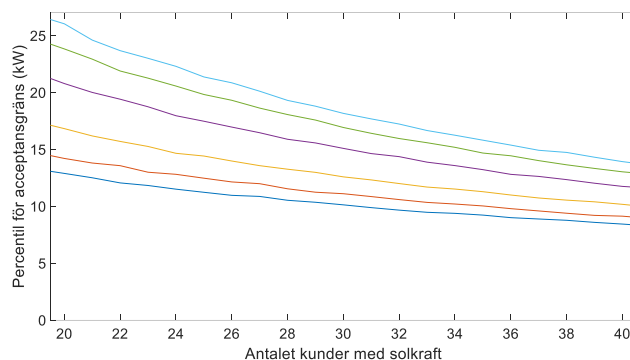
Figur 51. Spridning av acceptansgräns enligt Figur 50, med 10 000 slumpmässiga kombinationer för varje värde av antalet kunder med solkraft.

För 30 kunder med solkraft varierar acceptansgränsen mellan 8 kW och 21 kW per kund. Skulle man ställa 8 kW som gräns för vad en kund får ansluta, då finns det en risk att många kunder blir nekad anslutning utan att det behövs. Skulle man ställa 21 kW som gräns, då finns risken att det blir oacceptabla överspänningar. Man skulle kunna ta ett värde någonstans i mitten, som 15 kW. Det skulle vara någon kW över en vanlig anläggning på en villa och de flesta kunder som vill ansluta skulle kunna ansluta. Men det skulle leda till en okänd risk som ofta är svår att acceptera.

I stället för att visa resultat för slumpmässiga kombinationer kan det beräknas ett antal percentilvärden för acceptansgränsen som funktion av antalet kunder med solkraft; ett sådant exempel visas i Figur 52 med en del detaljer i Figur 53. Det som visas i figurerna är percentilvärdena för 1 % (längst ner), 5 %, 25 %, 75 %, 95 % och 99 % (längst upp).



Figur 52. Percentilvärden: 1%, 5%, 25%, 75%, 95% och 99% för acceptansgräns vid 83-kunds-lågspänningsnät i Wahlstad.

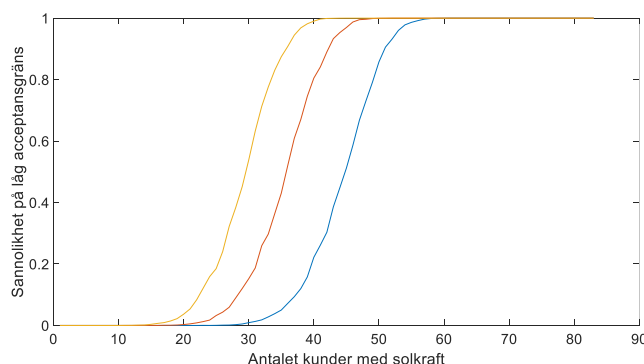


Figur 53. Zoom av Figur 52 för 20 till 40 kunder med solkraft.

För, till exempel, 20 kunder med solkraft är de första tre värden lika med 12,8 kW, 14,2 kW och 16,8 kW. Att tillåta 20 vanliga hushållskunder ansluta solkraft, där typanläggning är 12 kW skulle ge högst några procent sannolikhet för mer än 6 % spänningshöjning.

För 30 kunder med solkraft är värdena 10,1 kW, 11,1 kW och 12,6 kW. Att tillåta 12 kW skulle medföra en sannolikhet på kring 25 % att det blir mer än 6 % spänningshöjning.

Om man är specifikt intresserade av solcellsanläggningar med en viss storlek, då kan det vara värt att beräkna sannolikheten att det inte går att ansluta sådana. Sannolikhet har beräknats enligt detta och resultat visas i Figur 54 för anläggningsstorlek 10 kW (längst ner), 12 kW och 14 kW (längst upp). Om det förväntas anläggningar kring 10 kW, då behövs det åtgärder när det blir mer än ungefär 40 kunder med solkraft. För 14 kW- anläggningar behövs det redan kring 25 kunder.



Figur 54. Sannolikhet att acceptansgräns är mindre än 10 kW, 12 kW och 14 kW, för 83-kunds-lågspänningsnätet i Wahlby.

4.8 ACCEPTANSGRÄNS I MELLANSPÄNNINGSNÄT

Metoden för att uppskatta acceptansgränsen, som den beskrevs i tidigare avsnitt i detta kapitel, kan också tillämpas på mellanspänning. Det gäller då anslutning av stora anläggningar direkt till mellanspänning, men även stora mängder ny produktion och eller förbrukning anslutna till lågspänningsnätet.

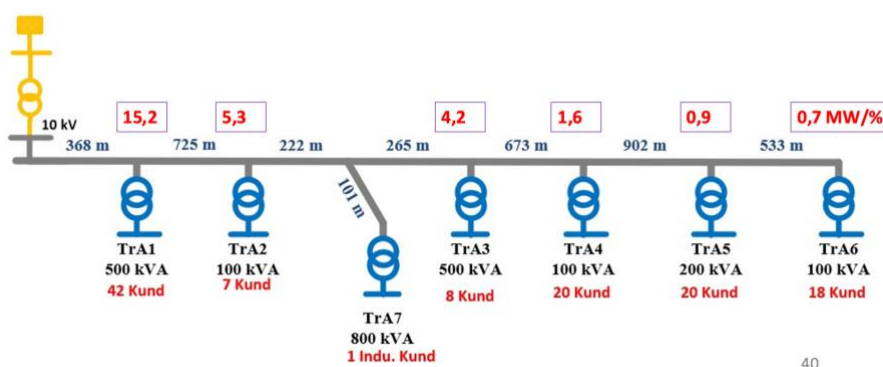
En viktig utmaning för framtiden är hur man fördelar utrymme mellan stora anläggningar (anslutna till mellanspänningsnätet) och små anläggningar (anslutna till lågspänningsnätet). Om en eller flera anläggningar tar hela acceptansgräns

någonstans, då kan det skapa hinder för anslutningar på andra ställen i nätet. Det kan skapa hinder både i överliggande och i underliggande nät.

Här skulle man kunna ta principen att första kunden som ansluter kan ta hela utrymmet. Det kan då gälla för både spänning och ström. En eller fåtal stora anläggningar till mellanspänningsnät kan sätta stopp för all ny produktion eller förbrukning i lågspänningsnät. Ett sätt att förebygga detta är att fördela utrymmet mellan låg- och mellanspänningskunder på något sätt. Sådant kan dock leda till att storleken begränsas för mellanspänningskunder medan utrymmet för lågspänningskunder inte används eller tvärtom.

4.9 EXEMPEL – MELLANSPÄNNING HEDESTAD

Metoden för acceptansgräns, vad gäller överspänningen, har tillämpats på mellanspänningsnätet i Hedestad (en hypotetisk stad med 2000 kunder och ett befintligt 11-kV mellanspänningsnät). En del av nätet (Fack A) visas i Figur 55; 35/11-kV transformatorn är försett med lindningskopplare som gör att spänningen på 11-kV sidan av transformatorn inte påverkas av förbrukning eller produktion i distributionsnätet.



Figur 55. Acceptansgräns (MW per procent tillåten spänningshöjning) för en del av mellanspänningsnätet i Hedestad.

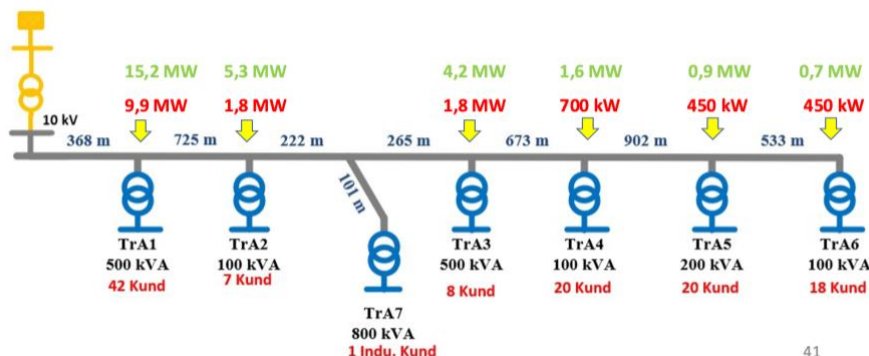
På samma sätt som för lågspänningsnätet kan källimpedanserna omsättas i en acceptansgräns uttryckt i MW/%. Resonemanget går på samma sätt men med ett annat resultat.

1 MW förbrukning eller produktion ansluten på 11 kV motsvarar en ström på 52,5 A. Denna ström, över en impedans lika med 1 Ω , ger en spänningssänkning eller -höjning med 52,5 V eller 0,82 % av fasspänningen.

Med andra ord: 1 Ω på 11 kV motsvarar 0,82 %/MW eller 1,21 MW/%.

En enkel tumregel är att 1 Ω på 10 kV motsvarar 1 %/MW eller 1 MW/%.

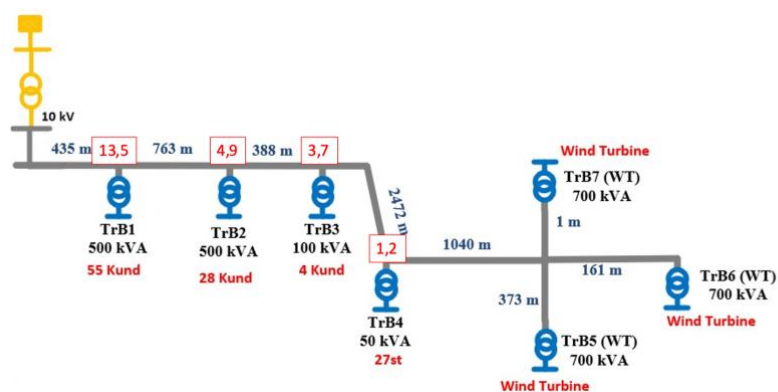
Samma del av nätet visas i Figur 56; där det har antagits att det finns 1 % utrymme för spänningsändring på grund av ny produktion eller förbrukning. Det som anges i rött (med gula pilar) är en möjlig fördelning av utrymmet över de olika punkterna i nätet.



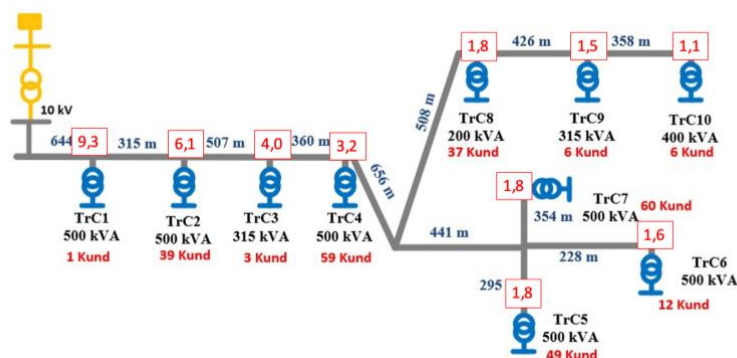
Figur 56. Acceptansgräns (grönt) och en möjlig tilldelning per nod (rött) för en del av mellanspänningsnätet i Hedestad.

För tolkning av figuren ska det tilläggas att det här inte garanterar att spänningsändring begränsas till 1 %. Om utrymmet skulle användas helt som angivits (dvs 9,9 MW vid TrA1; 1,8 MW vid TrA2 och TrA3, osv) då kommer spänningsändring vid de flesta punkter att vara mer än 1 %. Det förklaras i mer detalj i Avsnitt 4.3. Här ska det dock också läggas till att figuren bara anger begränsningen på grund av spänningen, inte begränsningen på grund av belastningsförmåga. Transformatorerna som matar in från överläggande nätet har en total belastningsförmåga lika med 16 MW. Det är inget sannolikt framtidsscenario att det skulle anslutas 15,3 MW ny produktion till en del av nätet men nästan ingenting på andra delarna av nätet. För ny förbrukning kommer transformatorerna att bli överbelastade redan innan detta på grund av befintlig förbrukning.

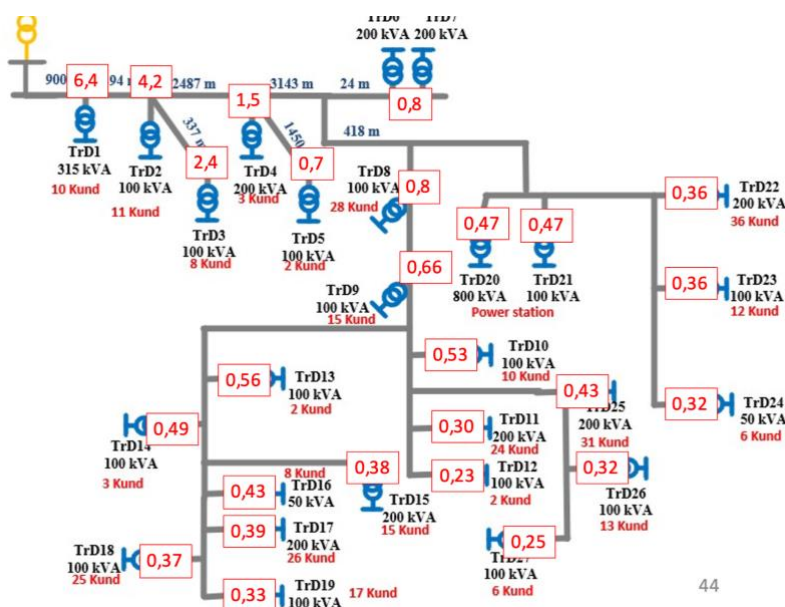
Tre andra delar av mellanspänningsnätet i Hedestad visas i Figur 57, Figur 58 och Figur 59; även nu är acceptansgränsen angiven och uttryckt i MW per procent tillåten spänningsändring. Det visas bland annat att acceptansgräns varierar en hel del mellan olika noder i ett och samma mellanspänningsnät. Det visas framför allt i Figur 59 där acceptansgränsen är under 500 kW/% för stora delar av nätet.



Figur 57. Del B av mellanspänningsnätet i Hedestad med acceptansgräns i MW/%.

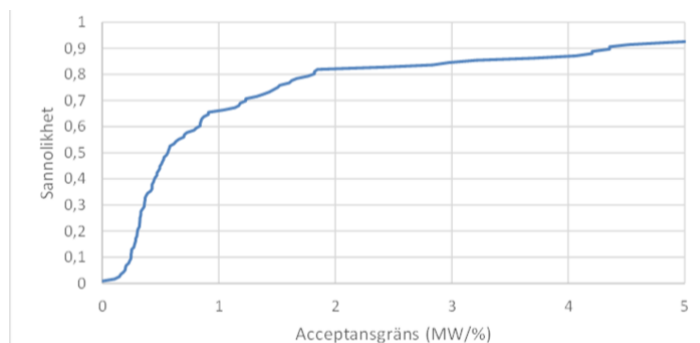


Figur 58. Del C av mellanspänningsnätet i Hedestad med acceptansgräns i MW/%.



Figur 59. Del D av mellanspänningsnätet i Hedestad med acceptansgräns i MW/%.

Acceptansgräns har beräknats för alla noder i Hedestads mellanspänningsnät och fördelningsfunktionen för den visas i Figur 60. Det visas till exempel i figuren att acceptansgränsen är mindre än 1 MW/% för nästan 70 % av noderna; och mindre än 0,5 MW/% för ungefär hälften av noderna.



Figur 60. Fördelningsfunktion för acceptansgräns, i MW/%, mellanspänningsnätet i Hedestad.

4.10 LINDNINGSKOPPLARE

En av de negativa konsekvenserna från stora mängder solkraft, som nämns ibland i diskussioner, är att lindningskopplare skulle koppla betydligt oftare på grund av variationer i solinstrålning. Det handlar här om lindningskopplare vid transformatorn som matar in från högspänningsnätet till mellanspänningsnätet. Mellanspänningsnätet täcker ett relativt stort geografiskt område.

Snabba variationer på grund av växlande molnighet påverkar inte spänningen vid denna transformator; de jämnas ut helt om det handlar om ett stort antal anläggningar anslutna till lågspänningsnätet. Det som finns kvar är framför allt dygnsvariationer och ändringar i vädret.

Handlar det om ett begränsat antal stora anläggningar, i storleksordningen MW, då kan växlande molnighet leda till stora ändringar i effekt genom transformatorn, ett flertal gånger om dagen. Det kan då leda till en ökning av antalet kopplingar.

Frågan är hur stor anläggning som behövs för att påverka lindningskopplare. Lindningskopplaren brukar hålla spänningen i en band av kring 2 % av nominell spänning. Det behövs då en variation av minst cirka 1 % för att påverka antalet kopplingar.

Antag en transformator med märkeffekt S_{tr} och en impedans (kortslutningsspänning, i per-unit) $\epsilon_R + j\epsilon_X$. Mängden installerad effekt som ger en spänningsändring lika med 1 % är då:

$$P_{max} = \frac{0,01}{\epsilon_R} \cdot S_t \quad (28)$$

Typiska värden av per-unit resistansen ϵ_R finns bland annat i [48]. Det visas att resistansen ligger mellan 0,5 % och 1 %; acceptansgränsen enligt (28) blir därmed mellan en och två gånger märkeffekten. Det är dock osannolikt att det anslutas en solkraftanläggning som är betydligt större än transformatorns märkeffekt.

Slutsatsen är därmed att det inte blir många fall där antalet kopplingar kommer att öka märkbart på grund av solkraft. Skulle det bli stora variationer i reaktiv effekt, till exempel i samband med spänningsreglering, så finns det risk för en ökning av antalet kopplingar av lindningskopplaren.

4.11 SPÄNNINGSHÖJNING KABELNÄT

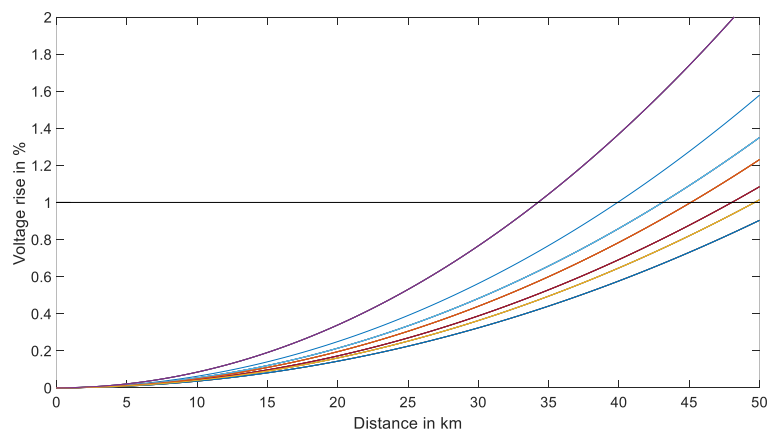
Om det finns långa kablar i mellanspänningsnät, då ska det tas hänsyn till att spänningen mot slutet av en obelastad kabel är högre än vid början av kabeln, på grund av så kallad Ferranti-effekt [49, 50].

Förhållandet mellan spänning vid slutet av en kabel U_x och spänningen vid början av kabeln U_0 är:

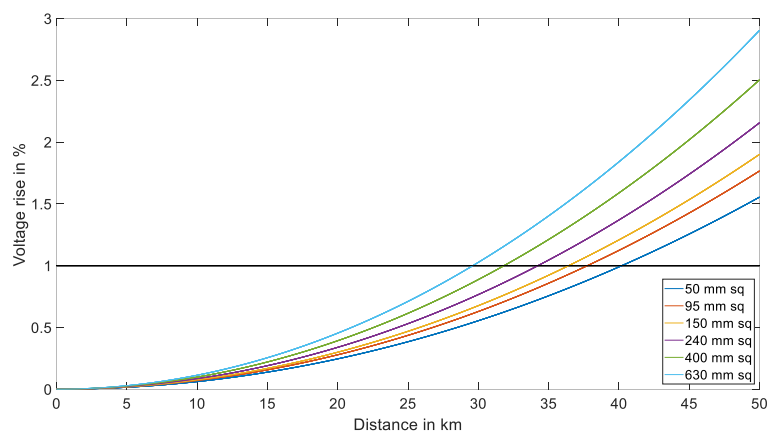
$$\frac{U_x}{U_0} = \frac{1}{1 - \frac{1}{2}\omega^2 \cdot l \cdot c \cdot x^2} \quad (29)$$

där ω är vinkelhastighet (två pi gånger frekvensen), c kapacitans per kilometer, l induktans per kilometer och x kabellängden i kilometer. Resistansen spelar en mindre roll i spänningshöjningen och den har därför inte tagits med i formeln.

Ekvation (29) har använts för att beräkna spänningshöjning för olika typer av 24 kV- och 36 kV-kabel; resultat visas i Figur 61 och Figur 62. Figur 61 visar spänningshöjningen för kablar med 240 mm² ledararea men olika konfiguration och/eller isolation. Figur 62 visar spänningshöjningen för kablar med samma konfiguration och isolation men olika ledararea.



Figur 61. Spänningshöjning som funktion av kabellängd för olika typer av 24 kV- eller 36 kV-kablar med 240 mm² ledararea. Data från Kraftkabelhandboken [51].



Figur 62. Spänningshöjning som funktion av kabellängd för 24 kV PEX-isolerad 1-ledarkabel i plankonfiguration, med olika ledararea. Data från Kraftkabelhandboken [51].

För kabellängder under 15 km spelar spänningshöjningen ingen större roll. För kabellängder över 30 km kan spänningshöjningen bli mer än 1 % som ger en betydlig minskning av acceptansgräns för ny produktion. Spänningshöjningen varierar dock betydligt mellan kabeltyper och som funktion av ledararea.

Här ska det också tilläggas att spänningshöjningen på grund av Ferrantieffekten minskar acceptansgränsen överallt längs kabeln; inte bara för anslutningar mot slutet av kabeln.

4.12 STOKASTISKA METODER

4.12.1 Begränsningar med deterministiska studier

Beräkningar i denna rapport har hittills till största delen varit för deterministiska studier, där information om ny produktion eller ny förbrukning antas vara känt. Det har nämnts att det finns osäkerheter i vissa parametrar; det har då ibland gjorts en känslighetsanalys men själva osäkerheten har inte tagits hänsyn till för att komma till ett nytt värde för acceptansgränsen.

Det finns ett antal olika sätt att ta hand om dessa osäkerheter.

Man kan ta värsta fallet: noll förbrukning under årets soliga timmar; kunderna längst ut får solkraft först; alla enfasanläggningar i samma fas; alla anläggningar producerar vid märkeffekt samtidigt; det finns inget spänningsfall i mellanspänningsnät, osv. Den stora nackdelen med denna metod är att det kan bli en stor underskattning av acceptansgränsen; det kan i sin tur leda till ett hinder mot att ansluta nya anläggningar eller det kan leda till onödiga investeringar i nätet.

Man kan ta typiska fall och typiska värden, men då kan det leda till problem i nätet efter anslutning; om det hade behövts investeringar men de har inte gjorts. Man kan också räkna igenom fler scenarier och jämföra acceptansgränserna. Utmaningen blir dock att välja antalet scenarier och vilka scenarier; och efter beräkningar blir utmaningen hur man tolkar de olika resultaten: vilken acceptansgräns använder man?

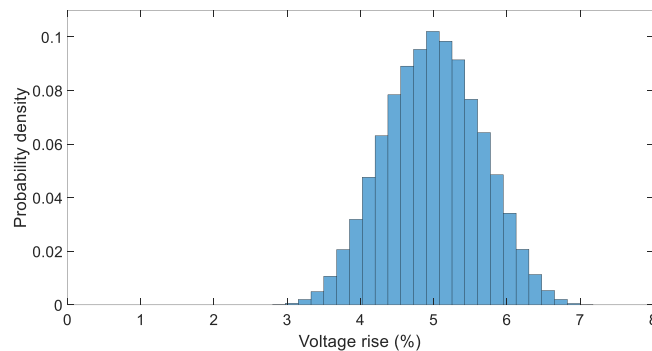
Ett alternativ är att göra en stokastisk beräkning, där det genereras olika fall på ett väldefinierat dock slumpmässigt sätt. Resultat av en sådan beräkning blir en sannolikhetsfördelning för acceptansgränsen och för spänningshöjning. Acceptansgränsen som kommer ut från studien beror då på vilken risk de olika intressenterna är beredda att ta.

4.12.2 Basprincipen av stokastiska beräkningar

Antag ett lågspänningsnät där alla kunder har solkraft. Det har tidigare beräknats att alla kunder kan mata in 6,5 kW samtidigt innan överspänningsmarginalen (5 %) överskrids.

För att modellera osäkerheten i storlek på installationer och bidraget från anläggningar till årets största spänningshöjning antas det en uniform fördelning mellan 3 kW och 10 kW. Förväntade värdet (6,5 kW) är då lika med acceptansgränsen som beräknades förut.

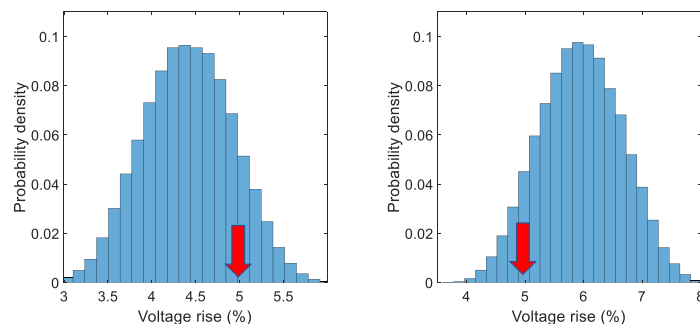
Det genereras 10 000 slumpmässiga kombinationer av bidraget per anläggning till årets värsta fall. Varje kombination ger ett värde på spänningshöjningen; sannolikhetsfördelningen beräknat från dessa värden visas i Figur 63. Om den tillåtna spänningshöjningen (överspänningsmarginalen eller tilldelningen) är 5 % då är det 50 % sannolikhet att spänningshöjningen kommer att bli mer än detta. Då klarar nätet inte att hålla spänningen, dvs det blir otillåtna överspänningar; det hade behövts mer investeringar i nätet och/eller en del av installationer hade behövts nekas anslutning.



Figur 63. Täthetsfunktion för spänningshöjningen, 6,5 kW medelanläggning.

Det finns dock också en 50 % sannolikhet att spänningshöjningen är mindre än 5 %; då hade det kunnat ansluta större anläggningar eller då hade en del investeringar inte behövts. Frågan blir nu, var lägger man gränsen: hur mycket risk anses vara acceptabelt och vem bär risken?

Man kan bestämma att spänningskvalitet prioriterats och att 5,75 kW får anslutas i genomsnitt. Det har antagits en uniform fördelning mellan 3 kW och 8,5 kW och den resulterande sannolikhetsfördelningen visas till vänster (←) i Figur 64. Det finns en 10 % sannolikhet att spänningen ökar mer än 5 % under årets soligaste timmar.



Figur 64. Täthetsfunktion för spänningshöjningen, 5,75 kW medelanläggning (← vänster) och 7,75 kW medelanläggning (höger →).

Det här resultat ska inte tolkas som att det kommer att bli överspänning 10 % av tiden. Sådant skulle vara oacceptabelt för de flesta elnätföretag och också för tillsynsmyndigheten. Tolkningen av resultat ska i stället vara att sannolikheten är 10 % att det kommer att bli överspänning under några timmar, något år i framtiden. Det refereras till som en planeringsrisk: det finns 10 % risk, under planeringen, att det inte görs tillräcklig med åtgärder för att klara framtiden. Åtgärder kan då vara investeringar i nätet, men också en begränsning i storleken av anläggningar eller antalet kunder som får ansluta.

Ett annat alternativ är att investeringar i nätet prioriteras; resultat för detta visas till höger (→) i Figur 64. För en medelstorlek på 7,75 kW (uniform fördelning mellan 4 kW och 11,5 kW) blir det 10 % sannolikhet att det ha gjorts onödiga åtgärder; med andra ord: 10 % sannolikhet att det ha gjorts för mycket investeringar och/eller för stora begränsningar vid nyanslutning.

Val av acceptansgränsen beror nu helt på var man lägger risken: 5,7 kW (låg risk på överspänning), 6,5 kW (lika risker) eller 7,7 kW (låg risk på överinvestering). Valet beror till stor del på vad målet är med att beräkna acceptansgränsen. Gäller det en individuell kund som vill ansluta då kommer det bli en hel annan riskbild än om det gäller potentiella anslutningar över till exempel en femårs-period.

Frågan som ofta egentligen ska ställas är: "när är det dags att förstärka nätet", med som direkta följdfrågor: "vad är konsekvenser och risker med att inte förstärka" och "vad är konsekvenser och risker med att förstärka". Observera att "förstärka nätet" i detta fall också innehåller åtgärder på kundsiden.

Låt oss igen ta ny produktion i form av solcellsanläggningar, då är konsekvenserna av att inte förstärka när det hade behövts att det blir överspänningar. En del relevanta frågor, som alla ska tas med i beslutsprocessen, är:

- Vad är konsekvenser av överspänningar och vem bär riskerna för detta?
- Hur lång tid tar det att förstärka nätet om det blir överspänningar eller om det är tydliga trender mot överspänningar?
- Hur snabbt förväntas solcellerna komma?
- Vem betalar för nätförstärkningarna?
- Får nya anslutningar nekas?
- Vad blir konsekvensen för kunden och samhället om man en ny anslutning nekas?

Vad som är en acceptabel risknivå, vid beräkning av acceptansgränsen, beror på vad svaren blir på dessa frågor.

4.12.3 Exempel på stokastisk metod

Det har utförts en del acceptansgränsberäkningar i tidigare Energiforskrapporter [3, 4, 8] där det har använts stokastiska metoder för övertoner, överspänning och obalans.

En detaljerad beräkning av acceptansgränsgräns, med hjälp av en stokastisk metod, är del av doktorsavhandling vid Luleå tekniska universitet [35] och den kommer att sammanfattas här. Tillvägagångssättet med beräkningen är följande:

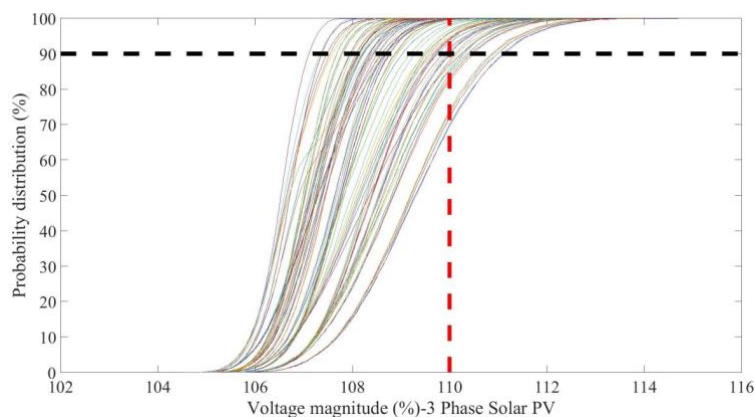
- Välj ett lågspänningsnät
- Välj en storlek för solcellsanläggningar per kund
- Välj antalet kunder med solkraft
- Välj sannolikhetsfördelning av förbrukning och bakgrundspänning under årets soliga timmar.
- Anslut solcellsanläggningarna slumpmässig hos kunderna

- Beräkna spänningar hos alla kunder för många slumpmässiga kombinationer av kunder med solkraft, bakgrundsspänning och förbrukning per kund.
- Beräkna sannolikhetsfördelning av spänningarna hos alla kunder
- Upprepa för fler kunder med solkraft
- Välj en planeringsrisk
- Bestäm acceptansgräns som högsta antalet kunder med solkraft utan att planeringsrisk överskrider

I denna metod är oberoende variabeln antalet kunder som har solkraft installerad. Acceptansgränsen uttrycks som antalet kunder med solkraft. Figur 65 visar spänningssannolikhetsfördelningen av årets högsta spänning när 33 av 85 kunder i lågspänningsnätet har solkraft. Osäkerheten finns i vilka kunder som har solkraft: om det är kunder nära transformatorn, då ger det mindre spänningshöjning än när det är kunder längre bort. Spänningshöjning blir också större när ett antal kunder på samma matarkabel har solkraft, jämfört med samma antal kunder spridda över nätet.

Antalet kombinationer för 33 av totalt 85 kunder är ungefär $1,4 \times 10^{29}$ och det är omöjligt att beräkna spänningen för alla dessa kombinationer. Därför görs det ett slumpmässigt urval, i detta fall 100 000 kombinationer av 33 kunder av totalt 85.

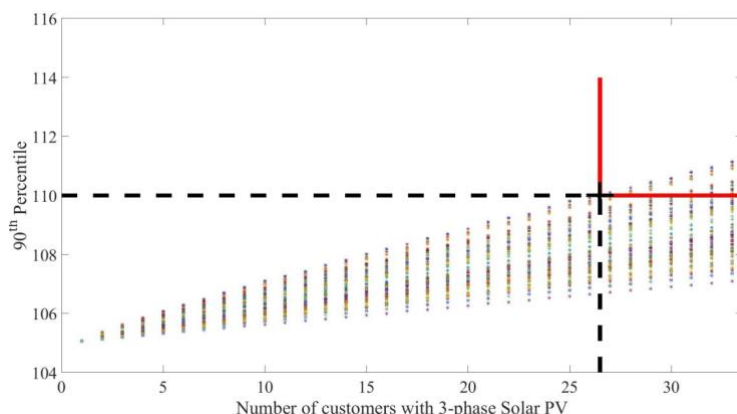
Det finns också osäkerhet i vad bakgrundsspänning och förbrukning är när årets högsta spänning inträffas. Dessa osäkerheter har modellerats genom uniforma fördelningar.



Figur 65. Sannolikhetsfördelning av årets högsta spänning för alla 85 kunder i ett lågspänningsnät, när 33 av dessa kunder har solkraft installerat. [35]

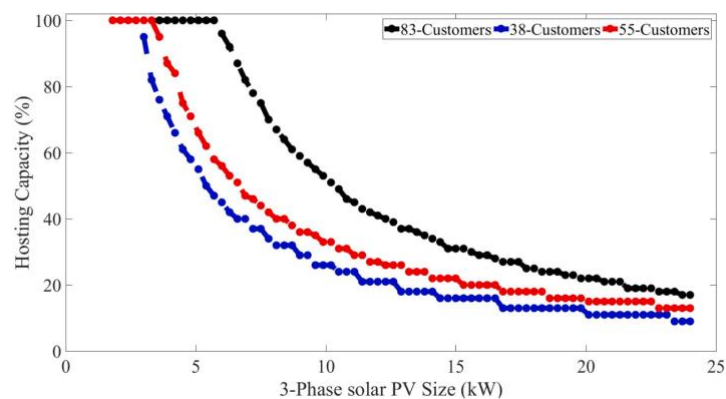
Beräkningen av sannolikhetsfördelningen har upprepats för olika antal kunder med solkraft. För varje antal kunder med solkraft valdes 90e percentilen av årets högsta spänning för varje kund som ett prestandamått. Figur 66 visar detta mått (90e percentilen) som funktion av antalet kunder med solkraft. Med en gräns på 110 % överspänning, som markerats med den streckade linjen, kan man hitta antalet kunder med solkraft som kan tillåtas när man accepterar en 10 % risk på att spänningen överskrider överspänningsgränsen (110 % av nominellspänning).

Som har nämnts förut, då betyder en planeringsrisk på 10 % inte att spänningen kommer att överskrida överspänningsgränsen under 10 % av tiden; inte heller under 10 % av soliga dagar. En planeringsrisk på 10 % betyder att det finns en 10 % sannolikhet att det blir överspänning för någon kund någon gång om året. Om elnätsföretaget vill och får ta denna risk beror på ett antal faktorer som behandlades i Avsnitt 4.12.2.



Figur 66. 90e percentilen för årets högsta spänning hos kunder i ett lågspänningsnät, som funktion av antalet kunder med solkraft. Den horisontella streckade linje anger överspänningsgränsen (110 % av märkspänning), den vertikala streckade linje anger acceptansgränsen [35].

Acceptansgränsen, enligt denna metod, har beräknats för olika storlekar på solcellanläggningar per kund. Resultat presenteras i Figur 67 för tre olika lågspänningsnät. För att kunna jämföra näten har acceptansgränsen uttryckts som procent av totala antalet kunder. De tre näten (ett i norra Sverige; ett i södra Sverige; ett i Storbritannien) visar lika mönster, men olika värden. Upp till en viss storlek av anläggningar kan alla kunder installera solkraft; för större anläggningen blir det en snabb minskning i andel kunder som kan ansluta. Typiska storleken av solcellsanläggningar hos småkunder ligger något över 10 kW numera. Acceptansgränsen ligger då mellan 20 % och 40 % av antalet kunder. Om det förväntas fler än denna andel kunder med solkraft, inom den närmaste framtiden, då behövs det en förstärkning av nätet, åtgärder hos kunder, eller begränsning i antal och/eller storlek på nyanslutningar.



Figur 67. Acceptansgräns som funktion av storleken för solcellanläggningen hos kunden, för tre olika lågspänningsnät [35].

5 Påverkan av bakgrundsspänning – ett exempel med användning av tidserier

Detta avsnitt är en översättning av delar av ett bidrag till CIRED workshoppen i 2024 [52]. Konferensbidraget jämför olika metoder för att ta med bakgrundsspänningen i acceptansgränsberäkningen. Bakgrundsspänningen används här i betydelsen av spänningen i lågspänningsnätet när det inte finns någon förbrukning eller produktion i ansluten till detta lågspänningsnät. Det finns dock produktion och förbrukning i andra lågspänningsnät anslutna till samma mellanspänningsnät. Dessa påverkar bakgrundsspänningen och vid ökad mängd produktion i det studerade lågspänningsnätet kommer det sannolikt också bli ökade mängd produktion i andra lågspänningsnät. Detta kommer att påverka bakgrundsspänningen; ett fenomen som tidigare bara begränsat hade tagits med i acceptansgränsberäkningar.

5.1 METODIK

Metoden som används i detta avsnitt är baserad på modellering av spänningen i ett mellanspänningsnät innan man beräknar acceptansgränsen för lågspänningsnät som matas från detta mellanspänningsnät. Påverkan av spänningen i mellanspänningsnätet på lågspänningsnätets acceptansgräns är en viktig del av studien.

5.1.1 Bakgrundsspänning

Bakgrundsspänningen är spänning i ett lågspänningsnät om det inte finns någon förbrukning eller produktion i detta nät; det finns dock förbrukning och produktion i andra lågspänningsnät. Spänningen modelleras som två komponenter: spänningsfallet på grund av förbrukning och spänningshöjningen på grund av produktionen. För varje komponent beräknas det tidserier.

Spänningsfallet i mellanspänningsnätet beräknas från tidserier för förbrukning för varje kund i de andra lågspänningsnäten. Spänningshöjningen fås, igen som en tidserie, från inmatning av olika mängd solkraft till de andra lågspänningsnäten.

När spänningen i mellanspänningsnätet har beräknats för alla distributions-transformatorer studeras varje lågspänningsnät separat med bakgrundsspänningen som indata.

5.1.2 Beräkning av acceptansgräns

För analysen av individuella lågspänningsnät antas att 20 % av kunderna kommer att ha solkraft. Alla kombinationer av kunder med solkraft simuleras med ökande anläggningsstorlek. Den maximala storleken som används är 45 kW, Sveriges gräns för mikroproduktion. Från alla möjliga kombinationer med 20 % av kunder kvantifieras antalet kombinationer som orsakar överspänning (OV) eller överbelastning (OL). Belastningsgränsen är samma som kabelns eller ledningarnas statiska överföringsförmåga.

Det prestandaindex som används är sannolikheten för överspänning eller överbelastning; andel av alla möjliga kombinationer med överspänning eller överbelastning. Gränsvärdet för indikatorn, högst tillåtna värdet, är 10 % sannolikhet.

Metoden tillämpas på 56 befintliga lågspänningsnät (400/230 V) under samma 11 kV-mellanspänningsnät, någonstans i Sverige. Tidsseriedata (timvärden under ett år) för kundernas förbrukning och produktion kommer från samma geografiska område.

5.1.3 Fallstudier

Påverkan på acceptansgräns beräknas för både spänningshöjning och spänningssänkning i mellanspänningsnätet. Resultaten jämförs för fyra fall med olika modeller. De olika fallen beskrivs i Tabell 7, där "tidsserier" betyder användningen av de modellerade tidsserierna för spänningsfall eller spänningshöjning.

Tabell 7. Modellerna för de fyra fallstudier

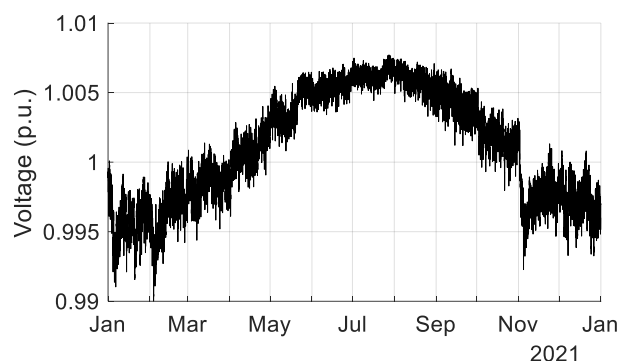
Fallstudie	Modell för spänningsfall	Modell för spänningshöjning
1	Tidsserier	Tidsserier
2	Fast, nominell förbrukning	Tidsserier
3	Fast, låg förbrukning	Tidsserier
4	Tidsserier	Ingen

Anledningen till att fall 2 tas med är att bidragen till toppförbrukningen ofta är kända i nätplaneringen. Uppskattning av spänningsfallet med en fast förbrukning ger en referens för spänningsfallet i mellanspänningsnätet utan att det behövs en fullständig modellering med en tidsserie för alla kunder. Lågbelastningsfallet som används är 15,2 % av den nominella förbrukningen, vilket motsvarar den genomsnittliga förbrukningen under årets soliga timmar (21 mars till 21 september mellan 10 h och 14 h).

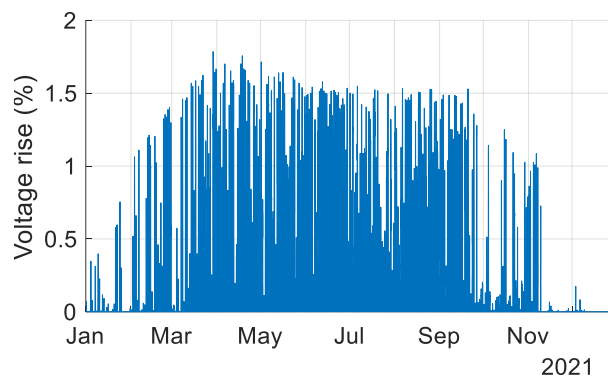
5.2 MODELL FÖR BAKGRUNDSSPÄNNING

Bakgrundsspänningen enligt modellen består av två komponenter, som kommer att studeras i detta avsnitt för ett av lågspänningsnäten.

Figur 68 visar förloppet under året för bakgrundsspänning med endast förbrukning, dvs. spänningen vid studerade lågspänningsnät när spänningsfallet i mellanspänningsnätet har tagits med. Spänningen varierar mellan 0,989 och 1,007 per-unit. För samma lågspänningsnät visar Figur 69 spänningshöjningen på grund av 10 kW solkraft hos 20 % av kunder i varje lågspänningsnät. Spänningshöjningen med denna anläggningsstorlek blir högst 1,78 % av nominellspänning.



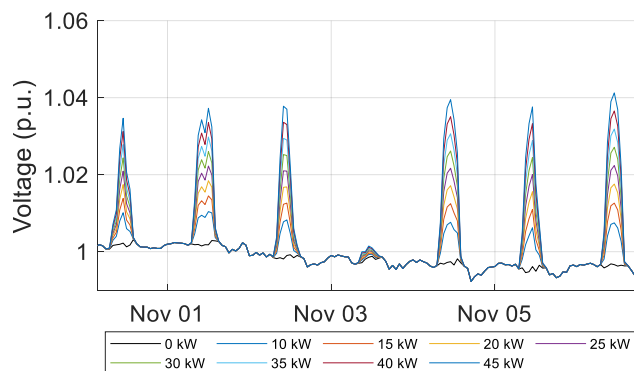
Figur 68. Bakgrundsspänning med bara förbrukning.



Figur 69. Höjning av bakgrundsspänning på grund av 10 kW solkraft hos 20 % av kunder

I Sverige, med mycket användning av elektriska värmepumpar, sammanfaller den lägre förbrukningen (varma månaderna) med hög solkraftproduktion. Denna period ger lägre överspänningsmarginal. Studiefallet med låg förbrukning (fall 3) avser att få en approximation av spänningsfallet under denna period av hög produktion.

Bakgrundsspänningen, summan av de två tidsseriekomponenterna, visas för olika anläggningsstorlekar i Figur 70. För varje storlek appliceras en av kurvorna på mellanspänningssidan av transformatorn för att analysera acceptansgräns. Förutom spänningshöjningen under soliga timmar på grund av produktionen visar figuren även bakgrundsspänningens variation på grund av förbrukning ("0 kW" kurvan).

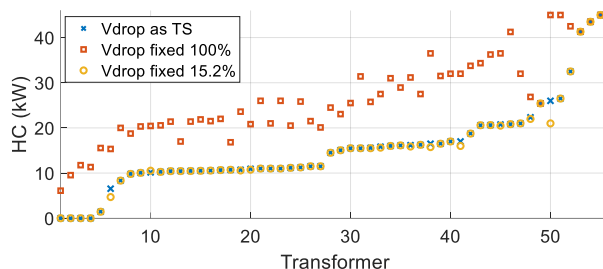


Figur 70. Bakgrundsspänning för olika anläggningsstorlekar

5.3 BAKGRUNDSPÄNNINGENS PÅVERKAN PÅ ACCEPTANSGRÄNS

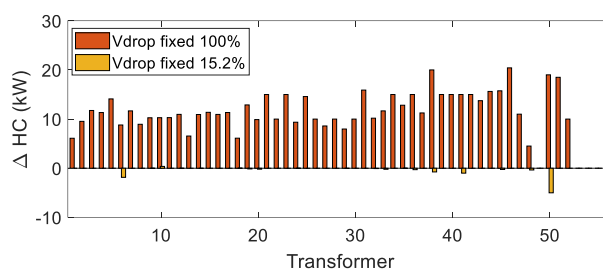
Acceptansgränsen har beräknats för de 56 lågspänningsnäten. Värdena har sorterats och resultat visas i Figur 71. Grafen inkluderar resultaten för tre fall som jämför olika modellering av spänningsfallet - fall 1, 2 och 3 från Avsnitt 5.1.3.

Fast nominell förbrukning (100 %) gav ett högre värde på acceptansgräns. Samtidigt ger fast låg förbrukning (15,2 %) och tidsserier för förbrukning liknande resultat för de flesta av de studerade lågspänningsnäten.



Figur 71. acceptansgräns för de 56 lågspänningsnät för olika modeller av spänningsfall: som tidserie ("TS"), konstant förbrukning på 100 % ("fixed 100%") och konstant förbrukning på 15,2 % ("fixed 15.2%").

Figur 72 visar i staplar skillnaden mellan de olika värdena för acceptansgräns som erhålls genom att ta olika modeller för bakgrundsspänning, som de presenteras i Figur 71. Tidsvarierande spänningsfall är den mer exakta modellen som tar med att produktionen och konsumtionen har ibland likadana dygns- och säsongsvariationer. Resultat från beräkningar med konstant bakgrundsspänning jämförs därför med resultat från tidsserier. Med undantag för ett av lågspänningsnäten är resultat från konstant spänning för låg förbrukning nära resultatet för den mer exakta modellen. Avvikelserna är dock stora för höglastmodellen. Om en konstant förbrukning används, då är det viktigt att det tas ett värde som är relevant för timmarna där det förväntas mycket produktion.

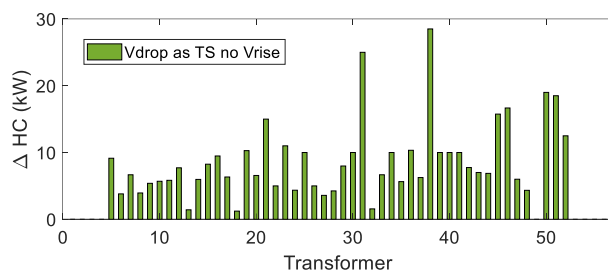


Figur 72. Skillnad i acceptansgräns med fast spänningsfall för hög (röd, "fixed 100%") och låg (orange, "fixed 15.2%") förbrukning.

Slutsatsen från Figur 72 gäller för integrering av solkraft i Sverige; för förbrukning eller annan typ av produktion och för andra länder behöver det inte vara så. Att ta med både spänningsfall och höjning som tidsserier är fortfarande ett bättre alternativ eftersom likadana dygns- och säsongsvariationer av produktion och konsumtion tas då med. Detta tillvägagångssätt kommer att fungera för alla distributionsnät, oberoende av förbruknings- och produktionsmönster.

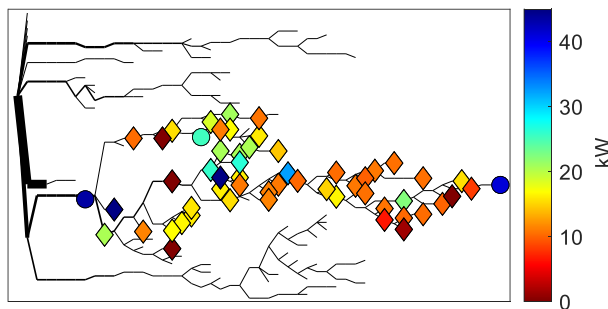
Med spänningsfallet modellerat som tidsserier kan det göras en bedömning hur mycket en höjning av bakgrundsspänningen påverkar acceptansgränsen; det görs genom att jämföra fall 1 och fall 4 i Tabell 7. Skillnaden i acceptansgräns för dessa

två fall presenteras i Figur 73. Det visas i figuren att skillnaden varierar mellan de olika lågspänningsnäten; den är bara någon kW för vissa nät, mellan 5 kW och 10 kW för de flesta nät, och över 20 kW för två av näten. En allmän slutsats är dock att höjning i bakgrundsspänningen ska tas med för att beräkna acceptansgränsen för ett lågspänningsnät.



Figur 73. Skillnad i acceptansgräns om höjningen i bakgrundsspänningen på grund av solkraft inte beaktas.

Figur 74 presenterar acceptansgräns för de 56 lågspänningsnät och deras placering i mellanspänningsnätet. Figuren visualiserar hur acceptansgränsen beror på var i mellanspänningsnätet som lågspänningsnätet är ansluten. Beräkningarna utfördes med bakgrundsspänning som tidsserie för både spänningshöjning och spänningssänkning – fall 1 enligt Tabell 7. Nät representerade av en cirkel är överbelastningsbegränsade; de andra har överspänningsbegränsningar. Det finns en trend med lägre acceptansgräns ju längre bort från huvudtransformatorstationen; den är dock inte dominerande. Detta visar att impedansen av mellanspänningsnätet inte är den enda faktorn som påverkar acceptansgränsen. Det är nödvändig att ta med mellanspänningsnätet i beräkningar, men det räcker inte för att identifiera lågspänningsnät med låg acceptansgräns.



Figur 74. Acceptansgräns för 56 lågspänningsnät med deras placering i mellanspänningsnät – Fall 1.

6 Överspänning eller överström

6.1 BRYTPUNKTEN

Acceptansgränsen för ny produktion och ny förbrukning kan bestämmas av tillåten ström (komponenterna belastningsförmåga) eller av spänningen (överspänningsgräns). Finns det en hög kundtätthet, med korta avstånd mellan transformatorn och kunder, då är spänningsfall eller -höjning liten och då är det strömmen som sätter gränsen. För låg kundtätthet och därmed långa avstånd, då är det spänningen som sätter gränsen.

I detta kapitel kommer det att göras en uppskattning av vid vilka avstånd mellan kunder denna övergång finns från att strömmen sätter gränsen till att spänningen sätter gränsen. Denna brytpunkt ("break-even length" på engelska) kommer att beräknas för olika kabeltyper på följande sätt.

Det väljs en viss kabeltyp, med belastningsförmåga (högsta ström) I_m och resistans r per längdenhet (till exempel per meter).

Om man belastar kabeln med strömmen I_m , då blir relativa spänningsfallet lika med

$$\Delta u = \frac{\Delta U}{U} = \frac{r \cdot l \cdot I_m \cdot \sqrt{3}}{U} \quad (30)$$

Brytpunkten är då längden som ger ett spänningsfall eller -höjning lika med högsta tillåtna värdet; det kan beräknas som

$$l_{br} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot r \cdot I_m} \cdot \Delta u_m \quad (31)$$

där Δu_m är högsta tillåtna värdet för spänningsfall eller -höjning. För kablar längre än brytpunkten är det spänningen som bestämmer acceptansgränsen; för kablar kortare än brytpunkten är det strömmen som bestämmer acceptansgränsen.

6.2 LÅGSPÄNNINGSKABLAR

Antag, som ett illustrativt exempel en kopparkabel med PEX isolering för lågspänning med ledarytan 10 mm²; kabelns resistans är $r = 1,83 \text{ m}\Omega/\text{m}$ och belastningsförmågan är $I_m = 55 \text{ A}$. Antag att 3 % spänningsändring är tillåten, då är brytpunkten lika med:

$$l_{br} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot r \cdot I_m} \cdot \Delta u_m = \frac{400 \text{ V}}{\sqrt{3} \times 1,83 \text{ m}\Omega/\text{m} \times 55 \text{ A}} \times 0,03 = 69 \text{ m} \quad (32)$$

Belastar man en sådan kabel med längden 69 m med 55 A, då nås spännings- och strömgränsen samtidigt.

Beräkningarna har upprepats för ett antal typer av kabel, alla med kopparledare, och resultat visas i Tabell 8.

Tabell 8. Brytpunkten för några lågspänningskablar

Ledaryta (mm ²)	Belastningsförmåga (A)	Resistans (mΩ/km)	Brytpunkten (m)		
			$\Delta u_m = 1\%$	$\Delta u_m = 3\%$	$\Delta u_m = 5\%$
10	55	1830	23	69	115
16	78	1080	27	82	137
25	130	727	24	73	121
95	190	193	62	187	311
150	295	115	68	201	338
240	385	72	82	246	410

Brytpunkten beror på tillåten spänningsändring och varierar mellan kabeltyp. Variation mellan kabeltyper är dock begränsat; för tjockare kablar är den större men största variation finns ändå i tillåten spänningsändring.

Brytpunkten har beräknats för olika ledaryta och typer av lågspänningskabel och det har beräknats hur stor andel av kablar i ett antal befintliga lågspänningsnät som är kortare än brytpunkten. Resultat visas i Tabell 9.

Tabell 9. Brytpunkten och andel kablar kortare än brytpunkten, för olika ledaryta i ett lågspänningsnät

Ledaryta (mm ²)	Tillåten spänningsändring					
	$\Delta u_m = 1\%$		$\Delta u_m = 3\%$		$\Delta u_m = 5\%$	
	Brytpunkt (m)	Andel (%)	Brytpunkt (m)	Andel (%)	Brytpunkt (m)	Andel (%)
4 (EKKJ)	14 m	25 %	43 m	83 %	72 m	100 %
6 (EKKJ)	18 m	7 %	54 m	90 %	89 m	98 %
10 (EKKJ)	23 m	34 %	69 m	89 %	115 m	97 %
16 (FKKJ)	26 m	45 %	77 m	85 %	129 m	96 %
25 (FKKJ)	32 m	54 %	96 m	83 %	159 m	95 %
35 (FKKJ)	38 m	23 %	113 m	100 %	189 m	100 %
50 (FKKJ)	39 m	28 %	116 m	79 %	193 m	94 %
70 (AKKJ)	38 m	29 %	114 m	90 %	190 m	98 %
95 (AKKJ)	43 m	17 %	129 m	72 %	215 m	92 %
120 (AKKJ)	48 m	28 %	144 m	83 %	240 m	100 %
150 (AKKJ)	52 m	41 %	157 m	92 %	261 m	99 %
240 (AKKJ)	65 m	38 %	194 m	88 %	323 m	99 %

Brytpunkten beror på tillåten spänningsändring, vilket inte är samma sak som överspänningsmarginalen. Marginalen fördelas över ett antal kablar av olika ledaryta. Tillåten spänningsändring av 1 % till 3 % per kabel är därmed något som

kan förväntas. Tabellen visar då att det blir en kombination av begränsning i ström och begränsning i spänning som sätter acceptansgränsen i lågspänningsnät.

6.3 MELLANSPÄNNINGSKABLAR

Brytpunkten har också beräknats för mellanspänningskablar. Data har tagits från [53] för "6.35/11 (12) kV triplex / single core unarmoured copper conductors" och resultat visas i Tabell 10.

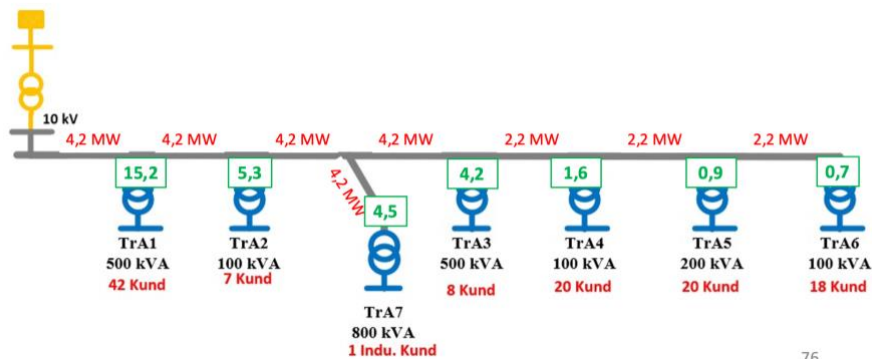
Tabell 10. Brytpunkten för några mellanspänningskablar

Ledaryta (mm ²)	Belastningsförmåga (A)	Resistans (mΩ/km)	Brytpunkten (m)		
			$\Delta u_m = \frac{1}{2} \%$	$\Delta u_m = 1 \%$	$\Delta u_m = 2 \%$
70	270	342	344	688	1376
90	320	247	402	803	1607
120	360	196	450	900	1800
150	410	159	487	974	1948
185	460	128	539	1079	2157
240	530	98	611	1223	2445
300	600	79	670	1340	2680
400	690	62	730	1461	2922
500	760	51	819	1639	3277
630	850	42	889	1779	3558
800	930	35	976	1951	3902
1000	1010	30	1048	2096	4192

Även för mellanspänningsnätet beror brytpunkten på ledarytan och tillåten spänningsändring. För realistiska värden av ledarytan och tillåten spänningsändring (som har använts i tabellen) ligger brytpunkten någonstans vid 1 eller 2 km.

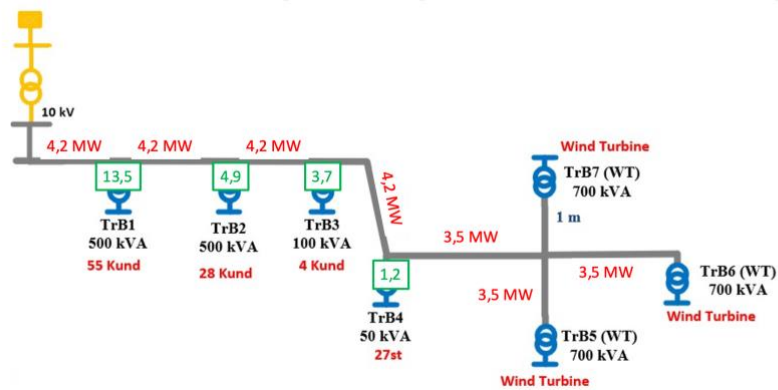
6.4 EXEMPEL – MELLANSPÄNNINGSNÄT HEDESTAD

För att ytterligare illustrera begränsningar som sätts av spänning och ström, har gränserna angivits för fyra delar av mellanspänningsnätet i Hedestad, i Figur 75 till och med Figur 78. Närmare inmatning från överliggande nät finns det stort utrymme för nyanslutning innan spänningsgränsen överskrids; här är det strömmen som sätter gränsen. Längre bort från inmatningen är det spänningen som sätter gränsen. Var övergången finns beror på hur mycket marginal det finns för spänningsfall eller -höjning.



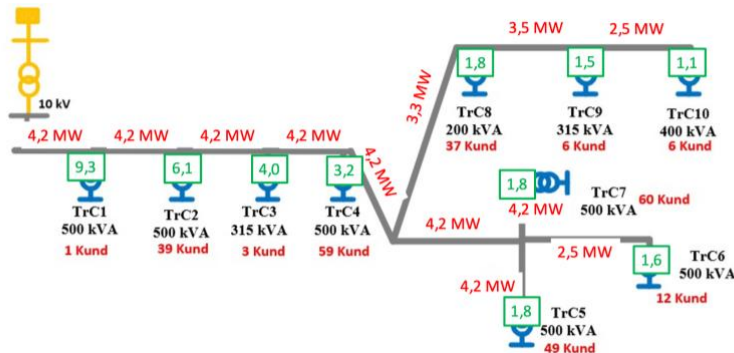
76

Figur 75. Belastningsförmåga av kablar (rött) och acceptansgräns i megawatt per procent tillåten spänningsändring, för del A av mellanspänningsnätet i Hedestad.



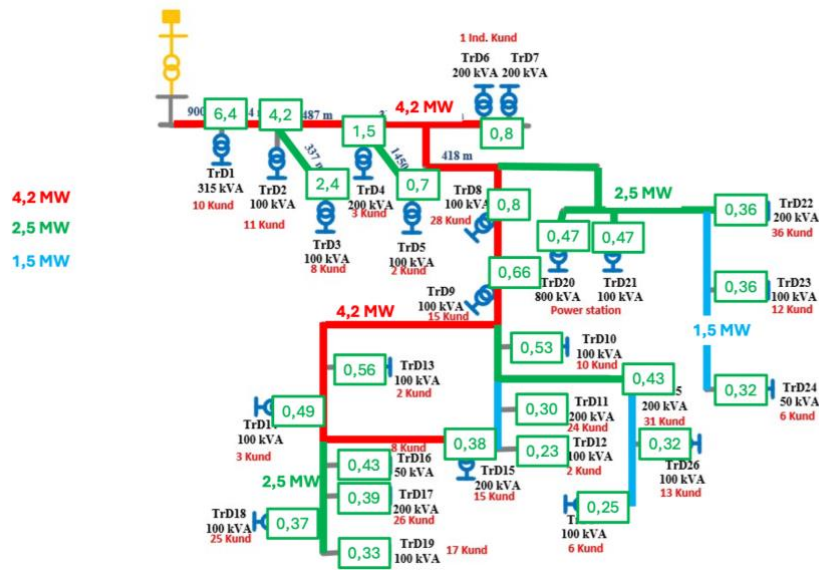
78

Figur 76. Belastningsförmåga av kablar (rött) och acceptansgräns i megawatt per procent tillåten spänningsändring, för del B av mellanspänningsnätet i Hedestad.



79

Figur 77. Belastningsförmåga av kablar (rött) och acceptansgräns i megawatt per procent tillåten spänningsändring, för del C av mellanspänningsnätet i Hedestad.



Figur 78. Belastningsförmåga av kablar (rött) och acceptansgräns i megawatt per procent tillåten spänningsändring, för del D av mellanspänningsnätet i Hedestad.

7 Reaktiv effekt

7.1 SPÄNNINGSÄNDRING PÅ GRUND AV AKTIV OCH REAKTIV EFFEKT

Spänningshöjning på grund av aktiv effekt har behandlats i Kapitel 4 av denna rapport. Beräkningarna utgick då från spänningshöjning på grund av aktiv effekt och den resistiva delen av källimpedansen. Påverkan av reaktiv effekt på spänningen tas inte med där. Anledningen av detta är att utbyte av reaktiv effekt mellan moderna typer av produktion eller förbrukning och nätet är begränsat. Utöver det är, i låg- och mellanspänningsnät, den resistiva delen av källimpedansen oftast dominerande jämfört med den reaktiva delen. Konsekvensen av detta är att spänningsändringen på grund av den reaktiva effekten kan försummas.

Det finns dock möjligheter att använda reaktiv effekt för att styra spänningen. Det är bland annat anledningen till att ha kondensatorbatterier vid asynkronmaskiner eller i mellanspänningsnät. Vid sådana fall är rollen av kondensatorbatterier huvudsakligen att kompensera spänningsfallet från reaktiv effekt, inte spänningsfallet från aktiv effekt.

Den allmänna ekvationen för den relativa spänningshöjningen på grund av ny produktion är:

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{U^2} \quad (33)$$

Då $R + jX$ är källimpedans, P är inmatad aktiv effekt, Q är inmatad reaktiv effekt, och U är nominell spänning. Enligt (33) kan spänningshöjningen från inmatning av aktiv effekt ($R \cdot P$) kompenseras genom att dra ut reaktiv effekt. Spänningshöjningen blir noll när uttaget av reaktiv effekt blir lika med

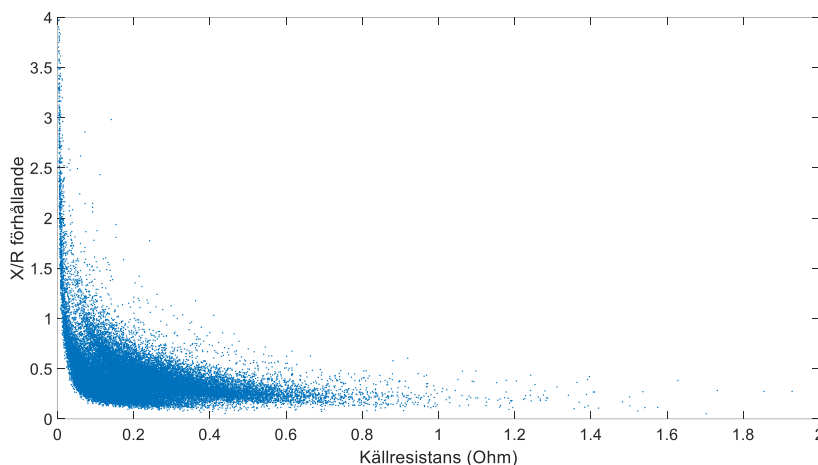
$$Q = \frac{R}{X} \cdot P \quad (34)$$

Metoden fungerar bättre ju större X/R förhållandet är vid anslutningspunkten av anläggningen. Det gör att metoden har begränsat med möjligheter i låg- och mellanspänningsnät. I lågspänningsnät finns behov på kompensering framför allt längre bort från distributionstransformatorn. Källimpedansen längre bort från transformatorn domineras av kabelimpedansen, som är huvudsakligen resistiv.

Det finns olika definitioner av reaktiv effekt; här använts det reaktiv effekt vid grundtonen med balanserad spänning och ström.

7.2 LÅGSPÄNNINGSNÄT

För att illustrera de begränsade möjligheterna med reaktiv-effektkompensering i lågspänningsnätet har det använts data om källimpedansen för ungefär 60 000 lågspänningskunder anslutna till ett lokalnät någonstans i Sverige. Lokalnätet innehåller både stadsnät och landsbygdsnät. För alla dessa kunder fanns det bland annat data om resistiva och reaktiva delen av källimpedansen för trefasanläggningar ("fasimpedansen" eller "kortslutningsimpedansen"). Relationen mellan resistiva delen av källimpedansen och X/R förhållandet visas i Figur 79.



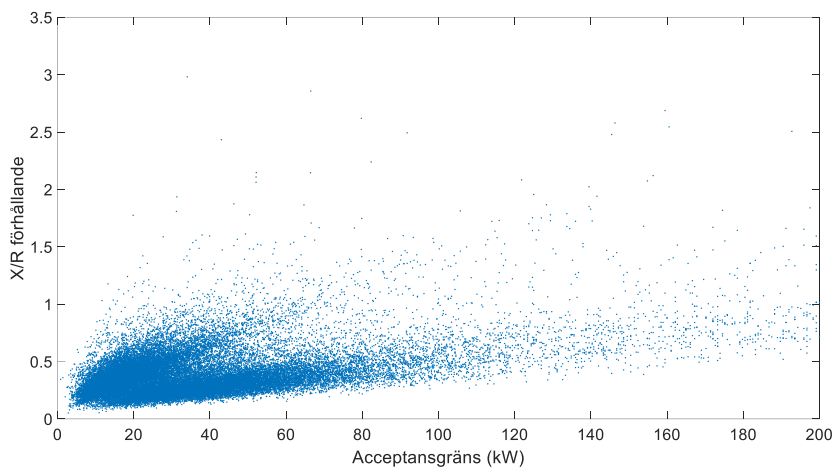
Figur 79. X/R förhållandet och resistiva delen av källimpedansen för 60 000 lågspänningskunder.

Enligt (34) är det svårare att kompensera spänningshöjningen ju lägre X/R förhållandet är. Behovet av kompensering, dvs. låg acceptansgräns, finns dock bland kunder med hög resistiv del av källimpedansen. Det visas i figuren att höga värden av X/R förhållandet (över 1) inträffar mindre och mindre ju högre den resistiva delen blir.

För att illustrera det ytterligare har acceptansgränsen beräknats för alla kunder. Här har det antagits att det är spänningshöjningen som sätter gränsen och att en höjning på högst 3 % av märkspänning är acceptabelt. Acceptansgränsen P_{max} kan då beräknas från:

$$P_{max} = \frac{U^2}{R} \cdot \delta_{max} \quad (35)$$

med $U = 400 \text{ V}$ nominellspänning, $\delta_{max} = 0,03$ och R den resistiva delen av källimpedansen. Resultatet visas i Figur 80. Horisontalaxeln har begränsats till 200 kW. För kunder med en högre acceptansgräns, enligt (35), är det snarare belastningsförmågan av kablar eller transformatorn som sätter gränsen, inte spänningshöjningen.



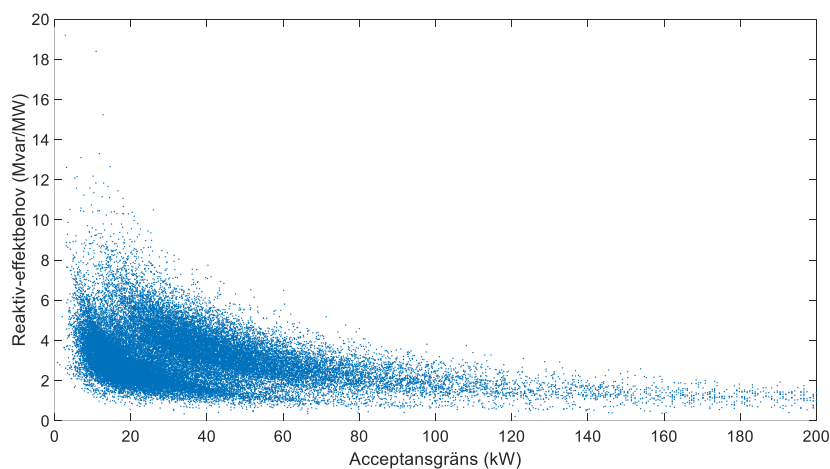
Figur 80. X/R förhållandet och acceptansgränsen för 60 000 lågspänningskunder.

Det finns kunder med högt X/R förhållande och låg acceptansgräns, men det är bara ett fåtal. För stora majoriteten av lågspänningskunder är uttag av reaktiv effekt ingen lämplig åtgärd för att minska spänningshöjningen (och öka acceptansgränsen).

Det finns data om källimpedansen för 59 464 kunder; av dessa är det 52 889 (89 %) som har en acceptansgräns som understiger 200 kW. Av dessa kunder är det.

- 4252 eller 8 % som har X/R förhållande över 0,75.
- 1085 eller 2 % som har X/R förhållande över 1,0.
- 103 eller 0,2 % har X/R förhållande över 2,0.

Ett ännu annorlunda sätt att illustrera de begränsade möjligheterna med reaktiv effekt i lågspänningsnät visas i Figur 81. Behovet på reaktiv effekt (i Mvar/MW) har beräknats enligt (34).



Figur 81. Behov av reaktiv effekt och acceptansgränsen för 60 000 lågspänningskunder.

Det visas igen i figuren att det behövs mycket reaktiv effekt för att kunna kompensera spänningshöjningen för kunderna som mest behöver detta: de med låg acceptansgräns.

Även om det skulle anses rimligt att dra ut reaktiv effekt av storleken lika eller mer som inmatat reaktiv effekt, finns det två begränsningar till som minskar möjligheter att använda reaktiv-effekt kompensering.

Första ytterligare begränsning är att uttag av reaktiv effekt påverkar strömmen genom distributionstransformatorn och genom kablarna till transformatorn. Det behöver inte nödvändigtvis ge en ökning av strömmen, det kan vara att uttaget av reaktiv effekt kompenserar inmatning från andra källor. Men vid större uttag av reaktiv effekt kommer det säkert att leda till en ökning av strömmen, med ökade förluster och ökad risk på överbelastning som konsekvens.

Det finns en annan begränsning med uttag av reaktiv-effekt, som inte behandlas i litteraturen och det har att göra med att källimpedansen inte är jämnt fördelat över nätet. Källimpedansen hos en lågspänningskund består av två delar: kabelimpedansen och transformatorimpedansen. Transformatorimpedansen är mest reaktiv (X/R förhållande större än ett) medan kabelimpedansen är mest resistiv (X/R förhållande mindre än ett).

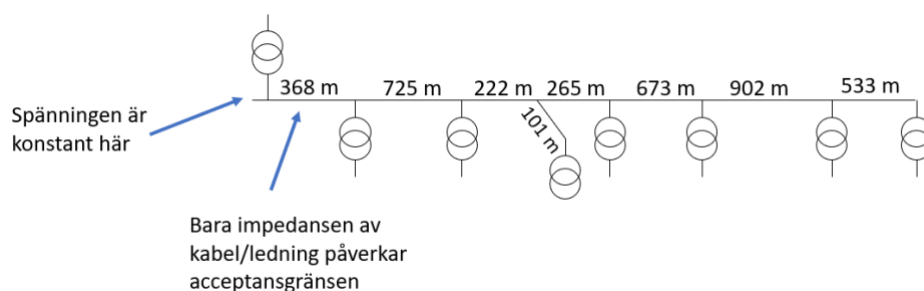
Antag ett förenklat lågspänningsnät med en transformator och en kabel. Transformatorn är 200 kVA med $(0,8 + j5) \%$ impedans. Kabeln är 500 m, AKKJ 3x50/15. Transformatorimpedansen är då för 400 V: $(0,0064 + j0,04) \Omega$ och kabelimpedansen $(0,3205 + j0,039) \Omega$.

X/R förhållandet för källimpedansen vid slutet av kabeln (summan av transformator- och kabelimpedans) är: 0,242. Med referens till (34), då behövs det $\frac{1}{0,242} = 4,13$ kvar uttag för att kompensera spänningshöjning för 1 kW inmatat effekt. Både aktiv och reaktiv effekt (1 kW respektive 4,13 kvar) påverkar spänningen på lågspänningssidan av distributionstransformatorn. Kombinera effekterna och transformatorimpedanser ger att varje kW inmatat effekt (och tillkommande reaktiv-effektuttag) ger 0,1 % spänningssänkning vid transformatorn. En anläggning på 43,5 kW (största mikroproduktionsenhet enligt ellagen) skulle då ge en spänningssänkning lika med 4,3 % för alla lågspänningskunder på en annan kabel än produktionsanläggningen. Det kan leda till underspänningen för dem.

7.3 MELLANSPÄNNINGSNÄT

Även i mellanspänningsnät finns det bara begränsade möjligheter för reaktiv-effektkompensering. För att illustrera detta har det utförts en del beräkningar på mellanspänningsnätet i Hedestad: ett exempelnät som är stark baserat på ett befintligt mellanspänningsnät i Norra Sverige och som också har använts i Avsnitt 3.7 och Avsnitt 4.9.

En del av nätet visas i Figur 82: ungefär 4 km mellanspänningskabel med sju distributionstransformatorer. Det är samma del av nätet som i Figur 11.



Figur 82. Del A av mellanspänningsnät i Hedestad.

Antag att det finns möjligheter till anslutning av ny produktion på mellanspänningssidan av varje distributionstransformator. Inmatning av en viss mängd aktiv effekt ger då en viss spänningshöjning. Relationen mellan inmatad aktiv effekt och spänningshöjningen kan uttryckas in %/MW, som visades i Avsnitt 4.2.2 och 4.9. På liknande sätt kan en önskad spänningssänkning relateras till en viss mängd uttag av reaktiv effekt, i Mvar/%. Detta förhållande är ett mått för den reaktiva delen av källimpedansen. Multiplikation av %/MW och Mvar/% ger mängden reaktiv effekt som behövs för att kompensera spänningshöjningen på grund av 1 MW inmatad aktiv effekt.

För beräkningarna ska dock inte själva källimpedansen användas. Anledningen är att det finns en automatisk lindningskopplare vid den inmatande transformatorn som håller spänningen på 11 kV-sidan konstant. Lindningskopplaren kompenserar alla spänningsändringar över transformatorimpedansen och impedansen av överliggande nät. Impedansen som behövs för att beräkna spänningsändringen på grund av en ny installation är impedansen mellan anslutningspunkten och mellanspänningssidan av transformatorn.

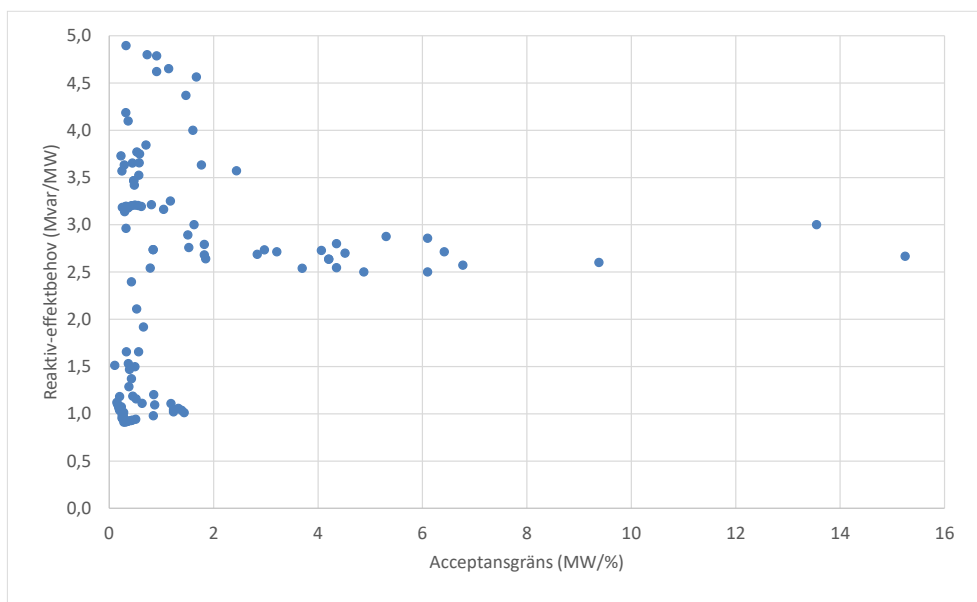
Resultat av beräkningarna, enligt detta, för de sju noderna i Figur 82, visas i Tabell 11; se Figur 11 för namn på inmatningspunkterna. Till exempel, för en ny anslutning på mellanspänningssidan av transformator TrA4, kommer varje MW inmatad effekt att ge 0,62 % spänningshöjning vid inmatningspunkten. För att kompensera 1 % spänningshöjning behövs det, enligt tredje kolumn i tabellen, 6,42 Mvar uttag av reaktiv effekt. Kombinera detta ger att det behövs $0,62 \% \times 6,42 \text{ Mvar}/\% = 4,0 \text{ Mvar}$ uttag för att kompensera spänningshöjning från 1 MW inmatning.

Tabell 11. Behov på reaktiv effekt för att kompensera spänningshöjningen på grund av inmatad aktiv effekt.

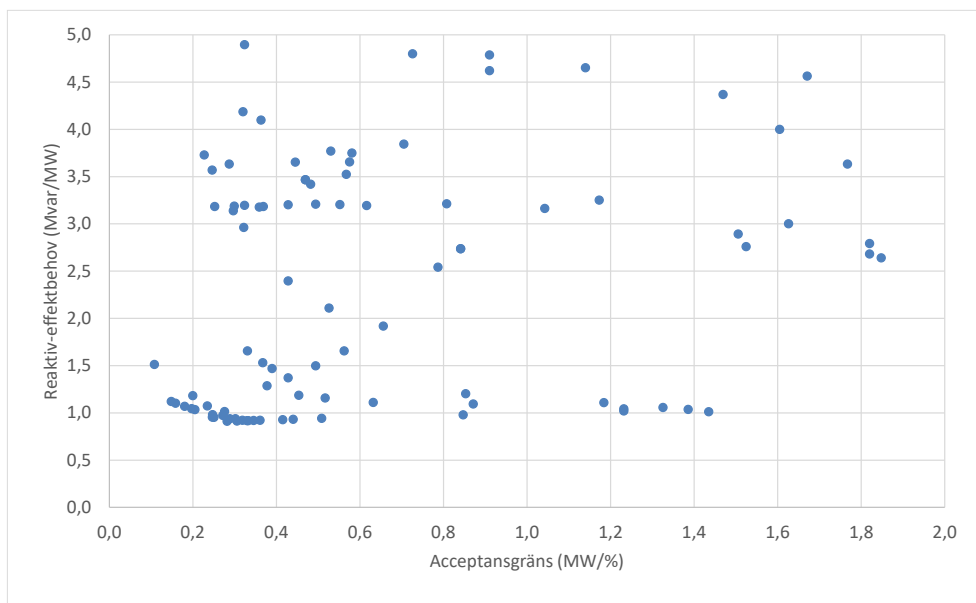
Inmatningspunkt	Spänningshöjning och aktiv effekt	Reaktiv effekt och spänningssänkning	Reaktiv effekt och aktiv effekt
TrA1	0,07 %/MW	40,65 Mvar/%	2,7 Mvar/MW
TrA2	0,19 %/MW	15,24 Mvar/%	2,9 Mvar/MW
TrA3	0,24 %/MW	11,09 Mvar/%	2,6 Mvar/MW
TrA4	0,62 %/MW	6,42 Mvar/%	4,0 Mvar/MW
TrA5	1,10 %/MW	4,21 Mvar/%	4,6 Mvar/MW

TrA6	1,38 %/MW	3,48 Mvar/%	4,8 Mvar/MW
TrA7	0,22 %/MW	12,20 Mvar/%	2,7 Mvar/MW

Beräkningarna har upprepats för alla noder i Hedestads mellanspänningsnät, med resultat som visas i Figur 83 och Figur 84. Horisontalaxeln anger acceptansgräns per procent tillåten spänningshöjning; vertikalaxeln anger hur mycket uttag av reaktiv effekt som behövs för att kompensera spänningshöjning på grund av inmatning av 1 MW aktiv effekt. Motsvarande relation för lågspänningsnät visades i Figur 81. För detta mellanspänningsnät är behov på reaktiv effekt oberoende på acceptansgränsen. Det som bestämmer behovet, i mellanspänningsnät, är X/R förhållandet av kabel eller luftledning mellan anslutningspunkten och transformatorn som matar in till mellanspänningsnätet.



Figur 83. Behov på reaktiv effekt som funktion av källstyrkan för mellanspänningsnätet i Hedestad.



Figur 84. Behov på reaktiv effekt som funktion av källstyrkan för mellanspänningsnätet i Hedestad; detalj av Figur 83 för låga värden på acceptansgränsen.

Lägsta värden på reaktiv-effektbehovet är något mindre än 1,0 Mvar/MW. Här kan det finnas möjligheter att kompensera i alla fall en del av spänningshöjningen; det ska dock ta hänsyn till den höjda risken på överbelastning. Dessa värden inträffar i delen av mellanspänningsnätet där luftledningar dominerar. För delar där kablar dominerar finns det, även för mellanspänningsnät, begränsade möjligheter att kompensera spänningshöjning genom uttag av reaktiv effekt.

Även på mellanspänningsnät ska transformatorimpedansen betraktas. Som det har skrivits förut, då påverkas spänningen inte av transformatorimpedansen och impedansen för överliggande nät. Det gäller när man tar tidskalor på några minuter eller längre. För korta tidskalor, som vid plötslig bortkoppling av en anläggning, då klarar lindningskopplare inte att reagera tillräckligt snabbt. Kopplas det bort en solcellsanläggning med reaktiv-effektkompensering, då blir konsekvensen en snabb sänkning av spänningen för alla kunder i lågspänningsnätet.

För Hedestad är källimpedansen vid 11-kV sidan av 33/11-kV transformatorn lika med $(0,15 + j1,68) \Omega$. Antag att anläggningen som kopplas bort matar in 1 MW och tar ut 1 Mvar, som är ungefärliga värden för luftledningsdelen av nätet. Vid plötsligt bortfall av anläggningen blir det, sett från transformatorn, en ökning av 1 MW i aktiv-effektförbrukning (som ger en spänningssänkning) och en minskning av 1 Mvar i reaktiv-effektförbrukning (som ger en spänningshöjning). Netto blir det en spänningshöjning lika med 1,5 %, för varje MW inmatad effekt som är kompenserad.

Om det accepteras ett spänningssteg på högst 4,5 %, då kan det inte kompenseras mer än 3 MW per anläggning.

8 Slutsatser och diskussion

8.1 DEN FAKTISKA ACCEPTANSGRÄNSEN

Det finns många olika sätt att beräkna acceptansgränsen, men det finns inget sätt att mäta acceptansgränsen. Det betyder därför att det inte är möjligt att bedöma hur noggrann en metod för acceptansgränsberäkningar är. Det finns dock insyn i elnätet och elnätets planering som gör att det kan göras en ingenjörsmässig bedömning; men även vid dessa är det viktigt att inse att acceptansgränsen bara kan uppskattas.

Det enda möjliga sättet att bestämma den faktiska acceptansgränsen är att tillåta anslutning av ökade mängder ny förbrukning och ny produktion tills det uppstår en situation där nätets tillförlitlighet och/eller spänningskvalitet inte längre är acceptabel. Det är dock elnätsföretagets uppgift att se till att en sådan situation inte uppstår, så att denna metod för att bestämma acceptansgränsen går i praktiken inte att utföra.

Skulle det dock, på något sätt, vara möjligt att utföra ett sådant experiment, då skulle det fortfarande bara ge den faktiska acceptansgränsen för precis de omständigheten under experimentet. Skulle det, till exempel, efter experimentet bli en trend att cykla till jobbet på soliga dagar istället och ladda elbilen mitt på sådana dagar, då skulle det påverka acceptansgränsen och resultat från experimentet skulle inte längre ge den faktiska acceptansgränsen.

8.2 DETERMINISTISKA METODER

Acceptansgränsmetoden introducerades först i elnätsberäkningar år 2004, för 20 år sedan. Under tiden har begreppet acceptansgräns blivit accepterat och det har kommit fram ett stort antal metoder för att beräkna eller uppskatta acceptansgränsen. Det finns förenklade metoder, av den typ som presenteras i Kapitel 3 och Kapitel 4 av rapporten; metoderna refereras ofta till som deterministiska metoder. Stora fördelen med sådana metoder är att de går snabbt och enkelt att utföra. Det finns begränsad krav på indata och beräkningarna kan ofta göras på en miniräknare. Exempel i denna rapport visar att metoderna också kan tillämpas i praktiken, även om det finns en begränsning i metoden när det gäller överspänningen.

8.3 TIDSERIER

Det finns också mer detaljerade metoden, där nyckelord är "stokastiska metoder" och "tidseriemetoder". Om man tar det rent matematiskt, då är tidseriemetoder också deterministiska metoder. Tidseriemetoder kräver dock betydligt mer indata, tolkning av resultat är mer komplicerat, men det går också att få ut mer information till beslutsunderlag om till exempel planering av distributionsnät. Begränsningen i tidseriemetoder finns i tiden det tar att utföra beräkningar, framför allt när det gäller många kombinationer som i Kapitel 5 av rapporten. Resultat av tidseriemetoder är närmare den faktiska acceptansgränsen men det betyder inte nödvändigtvis att metoden har större praktiska tillämpningsmöjligheter. Tidseriemetoden utgår från uppmätta tidserier för förbrukning samt uppmätta och simulerade tidserier för

produktion. Simulerade tidserier har då grunden i mätning av molntäcke, solinstrålning, eller satellitmätningar. Stora fördelen med metoden är att likadana dygns- och säsongsvariationer för förbrukning och produktion tas med detaljerat, på ett som är verklighetsnära. Begränsningen är dock att det handlar om historiska data, oftast över ett begränsat antal år. Skillnader mellan olika år och framtida trender tas inte med. Det som egentligen beräknas är acceptansgränsen som den var åren som det finns tidserier över. Man borde kunna använda det som prognos för framtiden också, men det finns ingen information om noggrannheten som resulterar från antagandet att acceptansgränsen är detsamma för framtiden som den var under de studerade åren. Här är rekommendationer att samla relevanta tidserier över ett flertal år för att bedöma hur robust metoden är: med andra ord om data över olika år ger liknande resultat för acceptansgränsen.

Det finns möjligheter att göra tidserier stokastiska; utgående från uppmätta tidserier kan det göras ett flertal tidserier som har samma statistiska egenskaper som de uppmätta tidserierna men som skiljer sig i detaljer. Det finns matematiska metoder för att skapa sådana; det är dock svårt att veta om man behåller rätt korrelationer utan insyn i de fysiska fenomen som leder korrelationer mellan produktion och förbrukning. Stora utmaningen är att uppskatta hur stor felet är som man introducerar genom att generera stokastiska tidserier. Det finns även utmaningar här med att definiera detta fel på ett sätt som går att använda inom ingenjörstudier. Här krävs det en del grundläggande forskning där bland annat kunskaper om matematisk statistik kombineras med kunskaper om elnätplanering.

För att kunna tillämpa och studera tidseriemetoder är det viktigt att det finns tidserier tillgängliga. Insamling av relevant mätdata inom befintliga elnät är essentiellt för att kunna använda tidseriemetoder. För att kunna utveckla, studera, och lära ut användning av metoden behövs det tillgång till stora mängder relevanta tidserier hos forskare.

8.4 STOKASTISKA METODER

Stokastiska metoder tar med olika osäkerheter genom att modellera dem på ett matematiskt sätt, ofta genom sannolikhetsfördelningar. Fördelen är att man kan kvantifiera hur osäkerheterna i indata påverkar beslutsunderlag. Man kan beräkna en sannolikhetsfördelning för acceptansgränsen (den faktiska acceptansgränsen från Avsnitt 8.1); alternativet är att introducera en riskindikator och jämföra den med ett tröskelvärde; acceptansgränsen är då största mängd ny produktion eller ny förbrukning som ger en risknivå som är lägre än den acceptabla risken.

Det behövs en diskussion bland intressenterna om vad som anses vara en acceptabel planeringsrisk. Ett värde lika med 10 % har använts i ett antal studier, men utan att det har diskuterats vad skulle vara ett rimligt värde. En sådan diskussion ska också ta med konsekvenser för de olika intressenterna när gränsvärden överskrids (till exempel när strömmen blir större än belastningsförmåga för en komponent).

Vid stokastiska metoder ska det skiljas mellan två olika typer av osäkerhet: aleatoriska osäkerheter och epistemiska osäkerheter. Vid aleatoriska osäkerheter finns det möjlighet att nå information om dessa från historiska mätningar; solinstrålning och förbrukning är typiska exempel. Vid epistemiska osäkerheter

finns denna möjlighet inte; vilka kunder som kommer att ha solkraft och storlek på anläggningarna är typiska exempel. Vid simuleringar kan både epistemiska och aleatoriska osäkerheter modelleras med hjälp av sannolikhetsfördelningar. Det ska dock skiljas mellan dem vid tolkning av resultat och det rekommenderas att inte blanda dessa två typer av osäkerheter i en och samma sannolikhetsfördelning.

8.5 BEGRÄNSNINGAR HOS METODEN FÖR ÖVERSPÄNNINGAR

Den deterministiska metoden som introduceras i Kapitel 4 för överspänningar utgår från en överspänningsmarginal som bestämmer utrymmet för spänningshöjning på grund av ny produktion. Metoden resulterar i en acceptansgräns, uttryckt i kW, för varje punkt i nätet.

Det visas dock i rapporten att spänningshöjningen kan överskrida den valda överspänningsmarginalen även om mängden ny produktion inte överskrider acceptansgränsen någonstans i nätet. Det betyder inte att metoden är felaktig (mer om detta nedan) men att det ska tas hänsyn till metodens begränsningar vid val av överspänningsmarginalen samt vid tolkning av resultaten.

Hur överspänningsmarginalen ska väljas beror på hur metoden tillämpas.

En tillämpning kan vara att bedöma hur mycket utrymme det finns, långsiktigt, för ny produktion utan att nätet behövs förstärkas. Då är det viktigt att ta en överspänningsmarginal i beräkningarna som är mindre än det verkliga utrymme som finns. Ytterligare studier behövs, för stora mängden befintliga nät, för att komma fram till riktlinjer om val av överspänningsmarginalen när utrymmet är känt.

Utrymmet är dock inte alltid känt och det krävs en omfattande datainsamling och -analys för att komma fram till dessa; till dess låter 3 % och 5 % av märkspänning rimliga värden för överspänningsmarginal vid kabelskåp och vid leveranspunkten. Ytterligare studier behövs för att kunna bekräfta detta eller för att komma fram till alternativa rekommendationer.

Tillämpning av metoden kan också vara att bedöma hur mycket utrymme det finns kortsiktigt. Då kan man ta hela utrymmet som överspänningsmarginal i beräkningarna. Det är dock viktigt att göra om beräkningar regelbundet, till exempel en gång per året, för att uppdatera acceptansgränsen.

En annan tillämpning är att jämföra olika lågspänningsnät, olika mellanspänningsnät, och olika punkter i låg- och mellanspänningsnät. Det kan till exempel vara för att bedöma vilka förstärkningar i nätet ska utföras först. I så fall är val av överspänningsmarginal mindre relevant så länge valet överensstämmer för de olika nät och punkter som jämförs. Vid bristande information om utrymmet kan kW/% vara ett mått för att jämföra.

8.6 OM BAKGRUNDSPÄNNINGEN

Det nämndes förut att metoden inte är fel; metoden baseras på antagandet att nätet vid varje punkt i nätet kan beskrivas som en Théveninmodell, med en ideal spänningskälla och en impedans. Impedansen är då kortslutningsimpedansen (för

trefasanläggningar) och spänningen är spänningen innan anslutning av ny produktion. Detta refereras till som bakgrundspänningen bland annat i [35] och [52]. Antagandet som görs i den förenklade modellen, och även i stokastiska studier som i [35] är att bakgrundspänningen inte beror på mängden installerad solkraft; med andra ord, att resten av nätet kan beskrivas som en Théveninmodell. Antagandet gäller så länge det finns begränsat med ny förbrukning eller produktion vid punkten som bedöms. Förväntas det mycket ny förbrukning eller produktion lokalt, då är det sannolikt så att det också kommer att finnas mycket ny förbrukning eller produktion i andra delar av nätet. Detta kommer att leda till spänningshöjning eller sänkning i överliggande nät. Konsekvensen blir att acceptansgränsen blir mindre än när det antas en konstant bakgrundsspänning.

Studierna som visas i Kapitel 5 visar att det kan bli en stor minskning av acceptansgränsen på grund av detta. Det har hittills gjorts begränsat med studier om detta; nästan alla publikationer om acceptansgränsberäkningar bortser från ökning av bakgrundsspänning. Ytterligare forskning behövs här, till exempel stokastiska modeller för att modellera ökning av bakgrundsspänning utöver de deterministiska modeller som används i Kapitel 5.

8.7 ANSLUTNING TILL MELLANSPÄNNINGSNÄT

Fram till ett antal år tillbaka handlade solkraftsintegrering nästan uteslutande om anslutningar till lågspänningsnät. Det finns dock en ökande trend om anslutningar till mellanspänningsnät; det gäller förfrågningar om anslutning av stora solcellsanläggningar men också förfrågningar om anslutning av stora batterianläggningar och anläggningar för fordonsladdning.

Här kan det bli viktigt att tilldela utrymme för låg- och mellanspänningsnätet. Fenomenet med ökning av bakgrundsspänning som behandlades i Avsnitt 8.5 och Avsnitt 8.6 blir väldigt viktigt när det ansluts en stor anläggning till mellanspänningsnätet. Ansluts den stora anläggningen nära inmatningen från högspänningsnätet, då ser lindningskopplare till att det inte blir någon påverkan på spänningen. För en anläggning längre bort från inmatningspunkten blir det dock en spänningshöjning och/eller sänkning i mellanspänningsnätet. Konsekvensen för kunder i lågspänningsnätet blir en höjning eller sänkning i bakgrundsspänning och därmed en minskning av marginalerna. Skulle anläggning ansluten till mellanspänningsnätet ta hela utrymmet för spänningshöjning, då sätter det stopp för all ny produktion i lågspänningsnät som ligger nedströms mellanspänningsanläggningen.

Det gäller även när acceptansgränsen sätts av överströmmen. Utrymmet som tas av anläggningen ansluten till mellanspänningsnätet kan inte längre användas för lågspänningsanläggningar.

Lösningen skulle kunna vara att fördela utrymmet mellan låg- och mellanspänningsnät. Det kan dock leda till att utrymmet inte används på en spänningsnivå medan det sätter stopp på anslutningar på den andra spänningsnivån. Här skulle det behövas studier för att kartlägga de olika riskerna; utmaningen blir då att modellera de epistemiska osäkerheterna på ett realistiskt sätt, dvs. var anläggningar kommer att anslutas i framtiden och hur stora de kommer att vara.

8.8 RESERVMATNING OCH DRIFTRESERVER

Alla studier som presenteras i denna rapport gäller för nätets vanliga driftläge. Det finns dock ofta alternativa driftlägen med reservvägar för att mata kunder när det finns en otillgänglig komponent i nätet; exempel är reparation av en kabel och underhåll av en transformator. Under dessa alternativa driftlägen är nätet ofta svagare och acceptansgränsen blir därmed mindre.

Det tas dock inte med i de flesta publikationer och det finns begränsat med information om detta. En ännu inte publicerad studie, som utfördes av Luleå tekniska universitet, visar på att acceptansgränsen kan minska mycket under reservdrift av ett mellanspänningsnät. Acceptansgränsen går även ner till nästan noll för vissa lågspänningsnät när överliggande mellanspänningsnät är i reservdrift.

Det finns ett antal olika tillvägagångssätt för att ta med detta i nätplanering. En lösning är att inte tillåta nyanslutning om det skulle överskrida acceptansgränsen för något av reservdriftlägena. Nackdelen är att det kan innebära ett stort hinder mot anslutning för att förebygga överspänning eller överström under driftlägen som kanske aldrig kommer att inträffa. Alternativet är att risken flyttas till kunderna, där risken kommer till största del att vara att solcellsanläggningar kopplas ur när spänningen överskrider 110 % av märkspänningen. Men det kan i teorin också bli överspänningar hos kunder som inte har installerad solkraft. Här är nackdelen att det kan uppstå överspänningar och skadade apparater hos kunder. En stokastisk bedömning skulle kunna ge underlag till vad som är det mest lämpliga tillvägagångssättet.

8.9 NY FÖRBRUKNING OCH NY PRODUKTION

Det har visats i Kapitel 4 att det finns praktiska fördelar med att uttrycka källimpedansen i MW/% (megawatt per procent överspänningsmarginal). För ny produktion kan detta värde omsättas i en acceptansgräns med hjälp av schablonvärden för överspänningsmarginalen. Som det nämndes förut är lämpliga värden, tills vidare, 5 % av märkspänning vid kundens anslutningspunkt och 5 % vid kabelskåp där det finns flera kunder anslutna. Vid anslutning av ny produktion är det också möjligt att anta noll förbrukning för att få en nedre gräns på acceptansgränsen. Att ha en nedre gräns, som dock inte är orimligt låg, är viktigt för elnätsföretaget vid anslutningsärenden och vid nätplanering.

Vid ny förbrukning finns det inte ett lika enkelt val som ger en rimlig nedre gräns. Ekvivalent för noll förbrukning med ny produktion skulle vara förbrukning lika med komponenternas belastningsförmåga. Det skulle i flesta fall ge ett orimligt lågt värde för acceptansgränsen eller även noll acceptansgräns. För att kunna uppskatta acceptansgräns för ny förbrukning krävs det insyn i befintlig förbrukning. En tillkommande utmaning är att det inte finns naturliga mönster för de flesta typer av ny förbrukning som det finns för ny produktion i form av solkraft. Fordonsladdning förväntas vara största bidraget till ny förbrukning i Sverige och här finns det mycket begränsad information om förbrukning som funktion av tid av dagen, veckan och året. Det behövs ytterligare studier om förväntade laddningsmönster samt om mönster för befintliga förbrukning. Insamling av stora mängder tidserier är även här viktigt.

9 Referenslista

- [1] Yongtao Yang, Math Bollen Power quality and reliability in distribution networks with increased levels of distributed generation, Elforsk Rapport 2008:39.
- [2] Math Bollen Bedömning av påverkan vid stora mängder mikrogenerering på lågspänningsnätet, Elforsk Rapport 2009:49.
- [3] Daphne Schwanz, Math Bollen, Sarah Rönnberg, Obalans från enfasanslutna solpaneler, Energiforsk Rapport 2015:130.
- [4] Math Bollen, Överspänning från enfasanslutna solpaneler, Energiforsk Rapport 2018:506.
- [5] Oscar Lennerhag, Math Bollen, Susanne Aceby, Sarah Rönnberg, Spänningsvariationer och intermittent produktion, Elforsk Rapport 2014:42.
- [6] Susanne Aceby, Magnus Speychal, Fortsättningsprojekt spänningsvariationer och intermittent produktion, Energiforsk Rapport 2018:472.
- [7] Tatiano Busatto, Math Bollen, Sarah Rönnberg, Photovoltaics and Harmonics in Low-Voltage Networks, Energiforsk Rapport 2018:473.
- [8] Math Bollen, Naser Nakhodchi, Övertoner i lågspänningsnät, Energiforsk Rapport 2023:973.
- [9] Math Bollen, Sarah Rönnberg, Oscar Lennerhag, Påverkan på nätet från stora mängder solkraft, Energiforsk Rapport 2018:539.
- [10] Yu Chen, Math Bollen, Nicholas Etherden, Risk analysis of smart solutions to increase wind power hosting capacity in subtransmission network, Elforsk Rapport 2013:51.
- [11] Fatemeh Hajeforosh, Math Bollen, Dynamisk belastningsförmåga av luftledningar, Energiforsk Rapport 2020:710.
- [12] IEA – Trends 2022 in Photovoltaic applications
- [13] Svensk solenergi, <https://svensksolenergi.se/statistik/solkraft>
- [14] M.H.J. Bollen, S.K. Rönnberg. "Hosting capacity of the power grid for renewable electricity production and new large consumption equipment." *Energies* 10, no. 9 (2017): 1325.
- [15] P. Carnelley, C. Kasica, C. Choosing, a Web Hosting Provider. *Computer Weekly*, September 2001. Available online: www.computerweekly.com
- [16] A. Bastug, B. Sankur, Improving the payload of watermarking channels via LDPC coding. *IEEE Signal Process. Lett.* 2014, 11, 90–91.
- [17] J.D. Ahrens, Evacuees from Border Towns in Tigray Setting up Makeshift Camps; UNDP Emergencies Unit for Ethiopia: Addis Ababa, Ethiopia, 1999.

- [18] A.M.L. Gil, Diagnosis of the hosting capacity in tourist lodgings in the andalusians mountains natural parks, BAETICA. Estudios de Historia Moderna y Contemporánea 25 (2003).
- [19] I. Karbuczky, I. Szauter, Active promotion and marketing of tourism, Kereskedelmi Szemle 32, no. 9-10 (1991): 25-30.
- [20] L.A. Derno, Canadian Country Vacations: The Farm & Rural Tourism in Canada, Tourism Recreation Research 16, no. 1 (1991): 15-20.
- [21] M. Bollen, M. Häger., Power quality: interactions between distributed energy resources, the grid, and other customers, Leonardo Energy (2005).
- [22] M. Bollen (projektledare), Anpassning av elnäten, till ett uthålligt energisystem-Smarta mätare och intelligenta nät, Energimarknadsinspektionen, (2010).
- [23] J. Widén, D. Lingfors, R. Luthander, A. Mannikoff, J. Munkhammar, Eldistributionsnät Solel, and Modellerung Acceptansgräns. "Utvärdering av tekniska lösningar för att hantera omfattande anslutning av solcellssystem i eldistributionsnät, Slutrapport till Energimyndigheten (2017): 03-28.
- [24] T. Walla, Hosting capacity for photovoltaics in Swedish distribution grids, Examensarbete, Uppsala universitet, 2012.
- [25] Nicholas Etherden, Increasing the hosting capacity of distributed energy resources using storage and communication, avhandling Luleå tekniska universitet, 2014.
- [26] E. Mulenga, M.H.J. Bollen, N.Etherden. "A review of hosting capacity quantification methods for photovoltaics in low-voltage distribution grids." International Journal of Electrical Power & Energy Systems 115 (2020): 105445.
- [27] T. Tavares de Oliveira, N. Etherden, S. Bhattacharyya, S. Bahramirad. 20 years of hosting capacity studies, 2004 – 2024. Math Bollen, CIRED 2024 Vienna Workshop.
- [28] S.F. Hajeforosh, A. Khatun, M. Bollen., Enhancing the hosting capacity of distribution transformers for using dynamic component rating, International Journal of Electrical Power & Energy Systems 142 (2022): 108130.
- [29] Zunaira Nazir, Math Bollen, Stokastisk dynamisk belastningsförmåga för transformatorer Energiforsk, 2024.
- [30] N. Nakhodchi, M.H.J. Bollen, Impact of modelling of MV network and remote loads on estimated harmonic hosting capacity for an EV fast charging station, International Journal of Electrical Power & Energy Systems 147 (2023): 108847.
- [31] D. Schwanz, F. Möller, S.K. Rönnberg, J. Meyer, M.H.J. Bollen, Stochastic assessment of voltage unbalance due to single-phase-connected solar power, IEEE Transactions on Power Delivery 32, no. 2 (2016): 852-861.
- [32] U.S. Atlas of Electric Distribution System Hosting Capacity Maps, by Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, <https://www.energy.gov/eere/us-atlas-electric-distribution-system-hosting-capacity-maps>

- [33] Grid Hosting Capacity, by Elia,
<https://www.elia.be/en/customers/connection/grid-hosting-capacity>
- [34] Naser Nakhodchi, On Harmonics in Low-voltage Networks,
doktorsavhandling Luleå tekniska universitet, juni 2023.
- [35] Enock Mulenga, On the hosting capacity of distribution networks for solar power, avhandling Luleå tekniska universitet, 2021.
- [36] Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om krav som ska vara uppfyllda för att överföringen av el ska vara av god kvalitet; EIFS 2023:3.
- [37] Spänningens egenskaper i elnät för allmän distribution, SS-EN 50160, 2020.
- [38] E. Mulenga, M.H.J. Bollen, N. Etherden, Solar PV stochastic hosting capacity in distribution networks considering aleatory and epistemic uncertainties, International Journal of Electrical Power & Energy Systems 130 (2021): 106928.
- [39] M. Rausand, Risk Assessment Theory, Method and Applications, John Wiley & Sons, Hoboken New Jersey (2011).
- [40] IEC TR 61000-3-6:2008, Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-6: Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems.
- [41] IEC TR 61000-3-7:2008, Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-7: Limits - Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems.
- [42] S. Pfenninger, I. Staffell, Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. Energy 114 (2016), pp. 1251-1265.
- [43] I. Staffell, S. Pfenninger, Using Bias-Corrected Reanalysis to Simulate Current and Future Wind Power Output. Energy 114 (2016), pp. 1224-1239.
- [44] www.renewables.ninja
- [45] <http://strang.smhi.se>
- [46] Seyede Fatemeh Hajeforosh, Multiple aspects of dynamic rating in the power system, Doktorsavhandling, Luleå tekniska universitet, 2022.
- [47] Anslutning av elproduktion till lågspänningsnätet – ALP. Energiföretagen, 2020.
- [48] Network protection and automation guide, Schneider Electric.
- [49] Gagari Deb, Ferranti effect in transmission line. International Journal of Electrical and Computer Engineering 2, no. 4 (2012): 447.
- [50] Sungook Hong, Forging scientific electrical engineering: John Ambrose Fleming and the Ferranti effect, Isis 86, no. 1 (1995): 30-51.
- [51] Kraftkabelhandboken, nkt cables, 2015.

[52] T. Tavares de Oliveira, Math H. J. Bollen, Nicholas Etherden, Time series model of background voltage for hosting capacity calculations, CIRED Workshop 2024.

[53] NEXANS Kabelbok, <https://www.nexans.se/sv/Customer-Service/Online-cataloges.html>.

[54] IEC 61000-4-30:2015. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods.

ACCEPTANSGRÄNSBERÄKNINGAR I DISTRIBUTIONSNÄT

Konceptet acceptansgräns introducerades året 2004 och sedan dess har det varit många publikationer, inklusive Energiforskrapporter, om detta. Denna rapport ger en allmän inledning om acceptansgränsberäkningar och ger detaljerade exempel för praktiska metoder att uppskatta acceptansgränsen i låg- och mellanspänningsnät. Rapporten även innehåller en beskrivning av några mer avancerade metoder samt en diskussion om de begränsade möjligheter med reaktiv-effektkompensering i låg- och mellanspänningsnät.

Ett nytt steg i energiforskningen

Forskningsföretaget Energiforsk initierar, samordnar och bedriver forskning och analys inom energiområdet samt sprider kunskap för att bidra till ett robust och hållbart energisystem. Energiforsk är ett politiskt neutralt och icke vinstutdelande aktiebolag som ägs av branschorganisationerna Energiföretagen Sverige och Energigas Sverige, det statliga affärsverket Svenska kraftnät, samt gas- och energiföretaget Nordion Energi. Läs mer på energiforsk.se.

