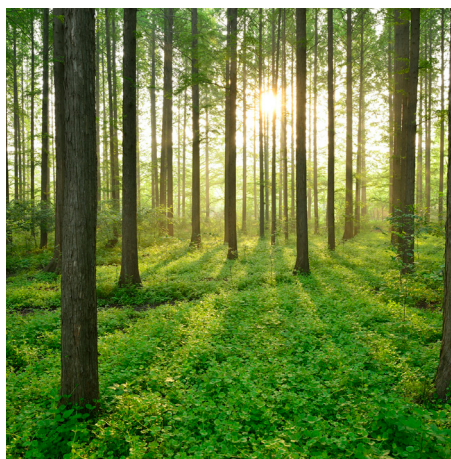


DYNAMISK SPÄNNINGSREGLERING

RAPPORT 2025:1115



Dynamisk spänningsreglering

Från fördelningsstationens lindningskopplare

MATHIAS MATTSSON, NORRTÄLJE ENERGI, JOHAN LUNDIN, ENT

MAGNUS GUNNARSSON, NORRTÄLJE ENERGI

ISBN 978-91-89918-18-4 | © Energiforsk juni 2025

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

Förord

Projektet *Dynamisk spänningsreglering från fördelningsstationens lindningskopplare* ingår i programmet *Elnätens hållbara teknikutveckling och digitalisering*. För att hantera spänningsvariationer i elnätet föreslås dynamisk spänningsreglering via fördelningsstationens lindningskopplare. Spänningen sänks på sommaren för att motverka solcellers spänningshöjning och höjs på vintern för att kompensera spänningsfall.

Genom att justera bärvärdet ($10,6 \text{ kV} \pm 0,5 \text{ kV}$) kan spänningsvariationer hanteras utan kostsamma nätförstärkningar. Detta ger större flexibilitet inom tillåtna spänningsintervall och minskar elnätsförluster, vilket gör systemet mer effektivt.

Mathias Mattsson på Norrtälje Energi har ansvarat för projektet. Tack till referensgruppen bestående av Tilda Nordin på Mälarenergi och Kristin Bobäck på Vattenfall. Stort tack också till programstyrelsen för deras initiativ och stöd:

- Olle Bergström, Jämtkraft Elnät
- Giuseppe Martinelli, Svenska kraftnät
- Arne Berlin, Vattenfall Eldistribution
- Tilda Nordin, Mälarenergi Elnät
- Staffan Bjurulf, Sveriges Ingenjörer (MF)
- Dennis Ossman, Göteborg Energi Elnät
- Magnus Brodin, Skellefteå Kraft (ordf)
- Johan Ribrant, Nacka Energi
- Josefina Grundius, Ellevio
- Göran Sandström, Umeå Energi Elnät
- Stefan Ivarsson, RISE
- Peter Silverhjärta, Energiföretagen Sverige
- Magnus Lindström, Grid Diagnose
- Magnus Sjunnesson, Öresundskraft
- Per-Olov Lundqvist, Gävle Energi / Elinorr
- Claes Wedén, Hitachi Energy Sweden
- Karl Johan Mannerback, Jönköping Energi

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

Ellevio	Karlstads El- och Stadsnät	Dala Energi Elnät
Vattenfall Eldistribution	Borås Elnät	Elektra Nät
Svenska kraftnät	Falu Energi & Vatten	Gävle Energi
Göteborg Energi	Borlänge Energi	Hamra Besparingsskog
Statkraft Sverige	Nacka Energi	Hofors Elverk
Fortum	C4 Energi	Härjeåns Nät
Mälarenergi Elnät	PiteEnergi	Härnösand Elnät
Öresundskraft	Trollhättan Energi Elnät	Ljusdal Elnät
Tekniska Verken i	Skövde Energi	Malungs Elnät
Linköping	Hitachi Energy Sweden	Sandviken Energi Nät
Skellefteå Kraft Elnät	Energiföretagen Sverige	Sundsvall Elnät
Umeå Energi Elnät	Sveriges Ingenjörer, MF	Söderhamn Elnät
Jämtkraft Elnät	GridDiagnose	Åsele Elnät
Jönköping Energi Nät	Elinorr ekonomisk förening;	Åsunda Kraft & Belysningsf
Eskilstuna Strängnäs	Bergs Tingslags Elektriska	och
Energi & Miljö	Blåsö Nät	Övik Energi Nät

Stockholm, mars 2025

Susanne Stjernfeldt, Energiforsk

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

Sammanfattning

Denna rapport sammanfattar utmaningar med spänningshöjningar från främst intermittent produktion. Svenska lokalnätet är inte konstruerat för ett effektflöde i två riktningar.

Långa distributionsnät kommer att få kraftiga variationer i både spänningshöjningar som spänningssänkningar, vilket riskerar kostsamma ombyggnationer av distributionsnätet när spänningsintervallet reducerats i och med att hänsyn måste tas till ett effektflöde i motsatt riktning och nätkoncessionsinnehavaren måste dimensionera elnätet både för konsumtion som produktion. Lägg därtill att produktion från solceller har sämre sammanlagring än kundernas förbrukning, vilket höjer spänningen i elnätet ytterligare.

På sommarhalvåret är belastningen i elnätet lågt, samtidigt som mikroproducenter höjer spänningen i elnätet. På vinterhalvåret är belastningen i elnätet högre, vilket resulterar i ökade överföringsförluster och högre spänningsfall.

Genom att nyttja befintlig teknik kan investeringskostnader för att konstruera elnätet för mikroproduktion reduceras.

Rapporten behandlar hur utgående spänning från fördelningsstationens lindningskopplaraautomatik går att reglera utifrån lastvariationer. I stället för att ha ett fast börvärde för utgående spänning i mellanspänningsnätet, kan detta börvärde regleras mot förinställda värden för att få en dynamisk spänningsreglering som möter lastvariationerna och ge en ökad acceptansnivå för både spännings höjningar som spänningsfall i elnätet. Genom att sänka utgående börvärde vid sommaren motverkas spänningshöjningar orsakade av mikroproducenter. På vintern när förbrukningen är som högst med stora spänningsfall höjs detta börvärde.

Under sommaren 2024 sänkte Norrtälje Energi utgående spänning i distributionsnätet från 10,7 kV till 10,4 kV.

Rapporten sammanställer statistiken av utfall för acceptansnivåer och hur dessa bearbetades, samt sammanställningen av avvikelser från uppmätta spänningsnivåer av kundernas elmätare av 10 min rms värde.

Norrtälje energi låter uppföra en ny fördelningsstation vid denna rapports framtagande, benämnd mottagningsstation Finsta. Tekniken för en dynamisk spänningsreglering kommer att implementeras i denna fördelningsstation. En teknisk beskrivning hur befintlig teknik i lindningskopplaraautomatiken går att tillämpa presenteras i denna rapport.

Nyckelord

Dynamisk Spänningsreglering lindningskopplarautomatik
spänningshöjning elnät solceller

Summary

This report summarizes the challenges of voltage increases from mainly intermittent production. The Swedish local grid is not designed for a power flow in two directions. Long distribution grids will experience strong variations in both voltage increases and voltage decreases, which risks costly reconstruction of the distribution grid when the voltage interval is reduced, and the grid concession holder must dimension the electricity grid for both consumption and production. Add to this that production from solar cells has poorer integration than customer consumption, which increases the voltage in the electricity grid. In the summer months, the load on the electricity grid is low, at the same time as micro producers increase the voltage in the electricity grid. In the winter months, the load on the electricity grid is higher, which results in increased transmission losses and negative voltage drops. By using existing technology, investment costs for constructing the electricity grid for micro production can be reduced.

The report discusses how the output voltage from the distribution station's automatic tap-changer can be regulated based on load variations. Instead of having a fixed setpoint for the output voltage in the MSP network, this setpoint can be regulated against preset values to obtain a dynamic voltage regulation that meets the load variations and provides an increased acceptance level for both voltage increases and voltage drops in the electricity network. By lowering the output setpoint in the summer, voltage increases caused by micro-producers are counteracted. And in the winter when consumption is at its highest with a negative voltage drop, this setpoint is raised. During the summer of 2024, Norrtälje Energi lowered the output voltage in the distribution network from 10.7 kV to 10.4 kV. The report compiles the statistics of outcomes for acceptance levels and how these were processed, as well as the compilation of deviations from measured voltage levels by the customers' electricity meters of 10 min rms value. Norrtälje energi is having a new distribution station built at the time of writing this report, called the Finsta receiving station. The technology for dynamic voltage regulation will be implemented in this distribution station. A technical description of how existing technology in tap-changer automation can be applied is presented in this report.

Innehåll

1	Inledning	9
2	Bakgrund	11
3	Dimensionering långsamma spänningsvariationer	12
4	Beräkning av långsamma spänningsvariationer i NIS med timvärden	15
5	Larmer spänningsvariationer elmätare	17
6	Genomförd ändring av spänningsnivån i mellanspänningsnätet. En jämförelse mellan teori och praktik.	20
7	Långsamma spänningsändringar i ett elkvalitetsperspektiv.	25
8	Förluster i elnätet	27
9	Central spänningsreglering	28
10	Kompensatorisk spänningsreglering	30
11	Dynamisk central spänningsreglering	31
12	Dygnsvariation produktion och konsumtion.	34
13	Utmaningar	36
14	Utformning av system Finsta	38
15	Station Finsta inledande skede	39
16	Utökad växlingslogik.	40
17	Norrtälje Energis fortsatta strategi.	41
18	Diskussion och slutsats.	44
19	Referenslista	45

1 Inledning

Norrtälje Energi har haft en relativt hög anslutningsgrad av solceller. För att öka acceptansgränsen och reducera behovet av att förstärka elnätet som detta medfört, har Norrtälje Energi sett över möjligheten att ändra utgående spänning från fördelningsstationerna för att kompensera för spänningsfall respektive spänningshöjningar. Förslaget att införa en dynamisk spänningsreglering framfördes ursprungligen från Sven-Erik Berglund (SEB el konsult).

Norrtälje Energi är under rapportens framtagande i färd med att konstruera en ny mottagningsstation benämnd station Finsta.

Inom ramen för stationsentreprenad station Finsta 20/10 kV så avser Norrtälje Energi implementera en dynamisk spänningsreglering vilken syftar till att på ett enkelt sätt ändra börvärdet för spänningsregleringen i station Finsta.

Enligt EIFS 2023:3 ska en nätkoncessionsinnehavare hålla sig inom ett spänningsintervall av 230 V $\pm 10\%$. Vidare anger Energiföretagens ALP (Energiföretagen, 2020) att tomgångsspänningen på transformatorns nedsida ej bör överstiga 235V för att möjliggöra produktion hos mikroproducenter.

För att undvika kraftiga spänningshöjningar och spänningssänkningar i lågspänningsnätet beroende på lastsituationen i nätet samt omständigheter för mikroproduktionen, så behöver spänningen regleras på ett mer dynamiskt sätt än vad som görs i dagsläget.

Spänningen kan i nätet regleras på flera sätt, antingen lokalt via mikroproduktionsenheter (exempelvis med kraftproduktionsmoduler i spänningsreglermod) eller centralt i fördelningsstationer medelst lindningskopplare. Produktionsenheter av typ A, den kategori de flesta mikroproduktionsenheter hamnar inom, måste dock inte enligt gällande europeiskt regelverk vara utrustat med sådan funktion.

För mer information avseende spänningsreglering medelst produktionsenheternas reglermoder, samt koordinering av dessa, så hänvisas till Koordinerad spänningsreglering i nät med distribuerad produktion (Svensson, Madjidian, 2021).

Som alternativ till distribuerad reglering av spänning så kan ofta även distributionstransformatorerna kopplas om. Vanligtvis så är distributionstransformatorer reglerbara i fasta steg (normalt 5 lägen; $U_n \pm 2 \times 2,5\%$). Att utrusta en mycket stor andel av ett lokalnäts distributionstransformatorer med exempelvis automatiska lindningskopplare eller motormanöverdon med fjärrstyrningsmöjlighet innebär dock ett väldigt omfattande arbete till hög kostnad.

Central reglering av spänningen kan föra med sig egna problem. Reglering av spänningen centralt innebär att hela nätets spänningsnivå höjs eller sänks, med resultatet att ändrade förutsättningar i nätet kan medföra att ett börvärde som

tidigare resulterade i lämplig driftspänning ute i nätet plötsligt innebär att spänningen blir för låg eller för hög.

2 Bakgrund

Norrtälje Energi har 18 047 konsumenter anslutna till elnätet.

Norrtälje Energi har 5 befintliga fördelningsstationer i elnätet, köper in på 20 kV och distribuerar det i ett 10 kV nät. En ny fördelningsstation vid Finsta är under uppbyggnad, som ska ersätta fördelningsstation Lohärad.

1 071 mikroproducenter (0–43,5 kW) är anslutna, och 38 anläggningar för småskalig produktion är ansluten (43,5–1500kW). Ca 6 % av kundanslutningarna i elnätet är mikroproducenter, men anslutningsgraden är betydligt högre i "landsbygdsnätet" där t. ex Kyrkan linjen sticker ut med en anslutningsgrad på 27% mikroproducenter. Medeleffekten per installerad mikroproducent i elnätet är ca 12,1 kW.

I denna rapport kommer fördelningsstation Lohärad exkluderas med (677 anslutningar). Anledningen är att befintlig Lohärads fördelningsstation saknar automatisk lindningskopplautomatik, ändring av spänningsnivåer från överliggande nät slår därmed igenom mot slutkund, och stora avvikelser i lågspänningsnätet i detta område härleds därmed från variationer i överliggande nät. I och med att rapporten tar med utfall av uppmätta spänningsvariationer från elmätarna i Norrtälje Energis nätkoncessionsområde, exkluderas detta område då resultatet annars skulle bli statistiskt missvisande.

3 Dimensionering långsamma spänningsvariationer

EIFS 2023:3 (ersätter 2013:1) och SS-EN 50160 anger att effektivvärdet mätt som 10-minuter medelvärde ska ligga inom intervallet 230 V $\pm 10\%$.

ALP:en (Energiföretagen, 2020) anger att en förenklad beräkningsmodell kan användas där maximal belastning och ingen produktion samt minimal belastning och full produktion, och där skillnaden mellan extremfallen av dessa två i lsp-nätet ej får överstiga $\pm 5\%$, eller $\pm 8\%$ med högspänning inkluderad.

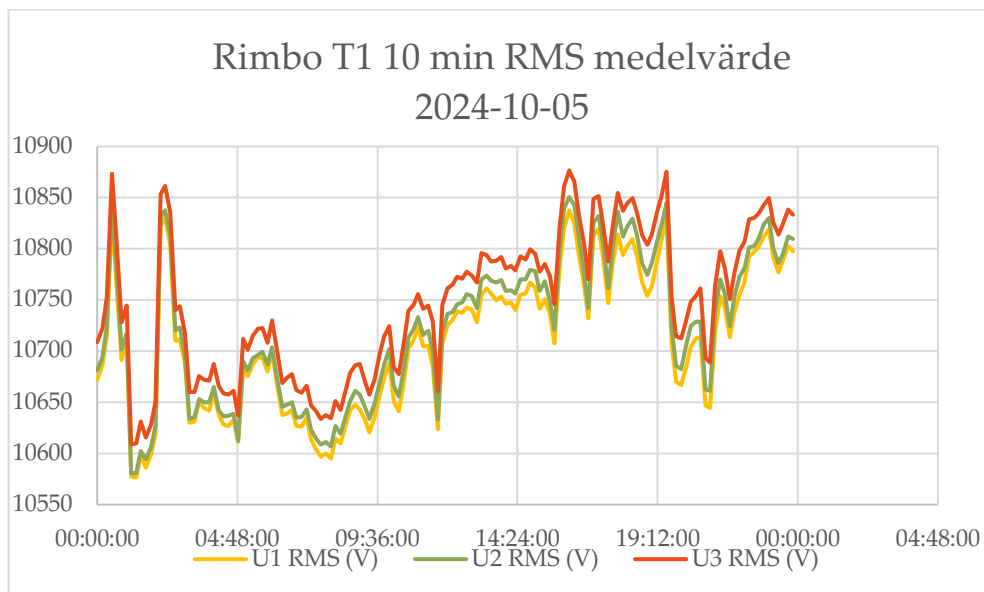
Rekommenderade planeringsnivåer för långsamma spänningsändringar	
Total sp.ändring lågspänning+högspänning	$\pm 8 \%$
Beräkning enbart med lågspänning	$\pm 5 \%$

Figur 1 Långsamma spänningsändringar (Energiföretagen, 2020)

Historiskt är distributionsnätet dimensionerat för spänningsfall. Tidigare finns det en tumregel att dimensionera elnätet för 3% spänningsfall i msp-nätet och 5% spänningsfall i lsp-nätet. Ett generellt omsättningsförhållande för en distributionstransformator i ett 10 kV nät är 26,2 (11 000V/420V).

Om referens spänningen i lågspänningsnätet är 230V, innebär det därmed att motsvarande spänning i ett 10 kV nät torde vara 10,4 kV ($230 \times \sqrt{3} \times 26,2$). Men utgående nominell spänning i 10-kV nät är generellt 10,7 kV. Därmed skickas en högre spänning ut i mellanspänningsnätet för att få högre marginal och kompensera för ett spänningsfall, vilket har funnit sig naturligt fram till att mikroproduktions-anläggningar började anslutas till elnätet.

En transformator i en fördelningsstation är i dagsläget generellt utrustade med lindningskopplara automatik för att kompensera för spänningsvariationer från överliggande nät. Lindningskopplara automatiken har ett dödband som generellt sätts till $dB = U_{steg} [\%] \cdot 2$, där dödbandet är centrerat runt referensspänningen U_{ref} , lindningskopplarnas steg på fördelningsstationernas transformatorer 20/10 kV är 1,67%. Granskas nedanstående graf av Rimbo T1, som vid tidpunkten hade inställt börvärde av 10,7 kV, framgår att spänningen i övre området av dödbandet emellanåt är ca 10,85 kV. I ett neutralt belastat distributionsnät motsvarar 10,85 kV på mellanspänningen, 239V tomgångsspänning i en nätstation ($\frac{10850}{26,2 \times \sqrt{3}} = 239V$).



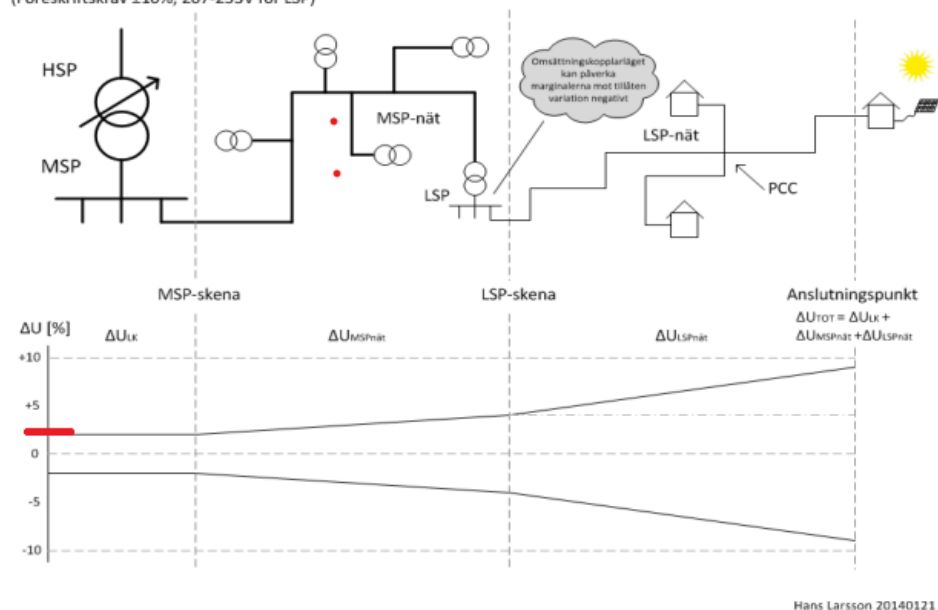
Figur 2.10 min rms medelvärde på utgående 10 kV spänning Rimbo fördelningsstation T1 2024-10-05

Förutsättningarna i ett normalt driftat distributionsnät harmoniserar därmed ej med ALP:ens rekommendationer att tomgångsspänningen ej bör överstiga 235V i en nätstation. Då 240V redan uppnås i en nätstation innebär det att marginalutrymmet mot kundanslutningspunkt blir 13V eller knappt 6% innan 253V överskrids. Att dimensionera lågspänningsanslutningar enligt ALP:en för 8% spänningshöjning som skall inkludera totala spänningsändringen både i mellanspänningsnätet, lågspänningsnätet samt ha kvar en acceptansnivå är inte realistiskt. Lägg därtill att dimensioneringsberäkningar baseras på symmetriska laster, samtidigt som lågspänningsnätet skall klara av en viss nivå osymmetriska laster som genererar större spänningsfall jämfört med symmetriska laster. Att dimensionera för mikroproduktion i ett befintligt distributionsnät innebär därmed att de befintliga förutsättningar redan i utgångsläget är kraftigt reducerade.

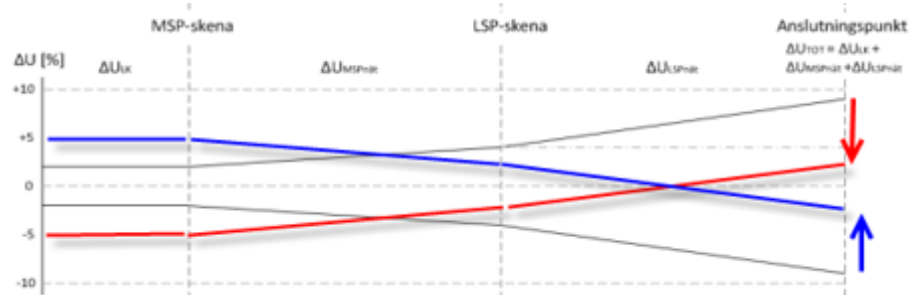
Allt detta sammantaget innebär för Norrtälje Energi att det är rimligare att sänka utgående msp på sommarhalvåret när vi har problem med spänningshöjningar i elnätet orsakad av mikroproduktion, och höja utgående 10 kV spänning på vinterhalvåret när vi har problem med spänningsfall för att skapa ytterligare marginaler i elnätet.

Långsamma spänningsvariationer -schematisk bild

(Föreskriftskrav $\pm 10\%$, 207-253V för LSP)



Figur 3. Omarbetad originalbild Hans Larsson (Energiföretagen, 2020). Med en utgående msp på 10,7 kV, överstigs ΔU initialt redan med över 2,5%.

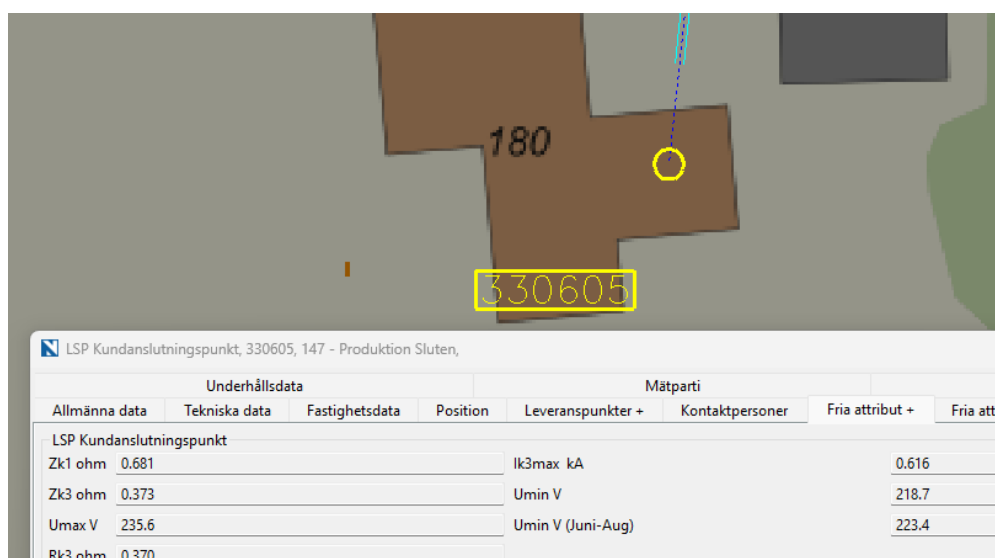


Figur 4 Med dynamisk reglering av börvärdet på utgående MSP. Sänkning av 10 kV spänningen på sommaren (röd kurva) när solceller höjer spänningen i elnätet, och höja 10 kV spänningen på vintern (blå kurva) kommer skapa ytterligare marginaler i elnätet.

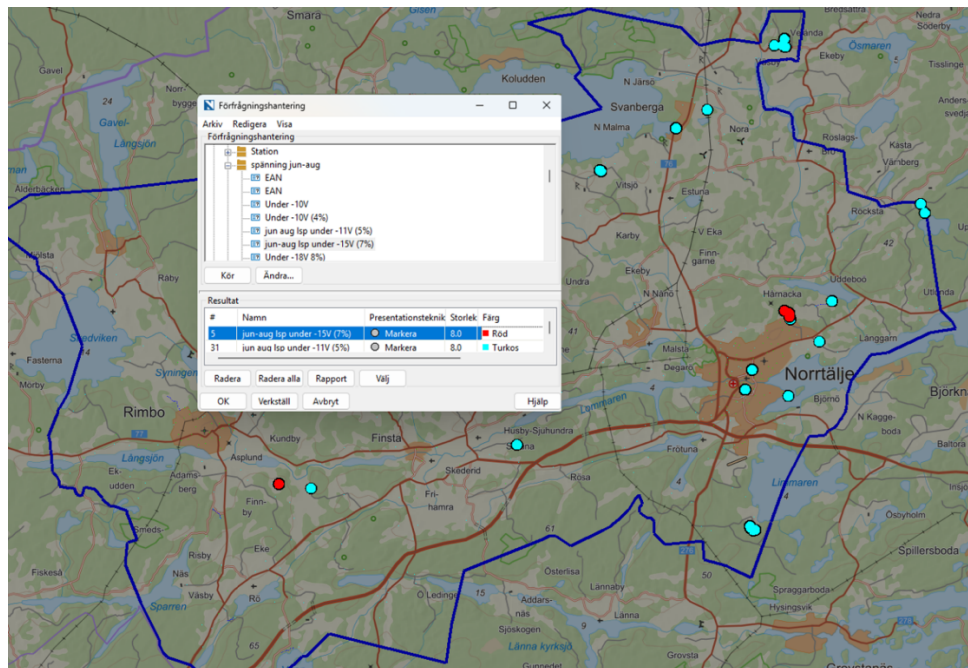
4 Beräkning av långsamma spänningsvariationer i NIS med timvärden

Sedan 2023 importerar NEAB samtliga timvärden av elmätarnas effekt från kundanslutningarna till NIS system Trimble. Tidigare har dimensionering skett med Bettykurvor, men en betydligt högre noggrannhet och tillförlitlighet uppnåddes med timvärden. Med timvärden kan maximala spänningshöjningar och spännings sänkningar beräknas. Beräkningarna sker med en lsp-beräkning, där timeffekten för varje kundanslutning importeras och beräknas upp i nätet till nätstationsnivå. Sedan utförs en msp-beräkning på mellanspänningen där timeffekten för respektive nätstation adderas till respektive utgång i fördelningsstationen. Därmed kan procentuella spänningshöjningar och spänningssänkningar presenteras för delar av elnätet. Dessa beräkningar genomförs automatiskt för hela nätet och uppdateras varje dag, och resultatet presenterar max och min värden historiskt ett år tillbaka.

Vid en tillkommande mikroproducent, tas därmed lite förenklat hänsyn till de befintliga max och min värden av spänningshöjning respektive spänningsfall som massberäkningarna genererat. Därmed ses vilket marginalutrymme befintligt nät har för tillkommande produktion. För redogörelse hur beräkningarna genomförs hänvisas till Trimble Nis Användarens Handbok version 23.1, i beräkningarna är cos fi satt till 1.



Figur 5 Befintliga värden av spännings ändringar i lsp-nätet erhållna från massberäkningarna (variationer från msp genererar ej genomslag i denna beräkning).



Figur 6 Massberäkningen påvisar 31 st. kundanslutningar (i 17 nätstationsområden) som har ett spänningsfall genererat från lsp-nätet >5%, turkos markeringar spänningsfall >5%, röd markering spänningsfall > 7%).

5 Larmer spänningsvariationer elmätare

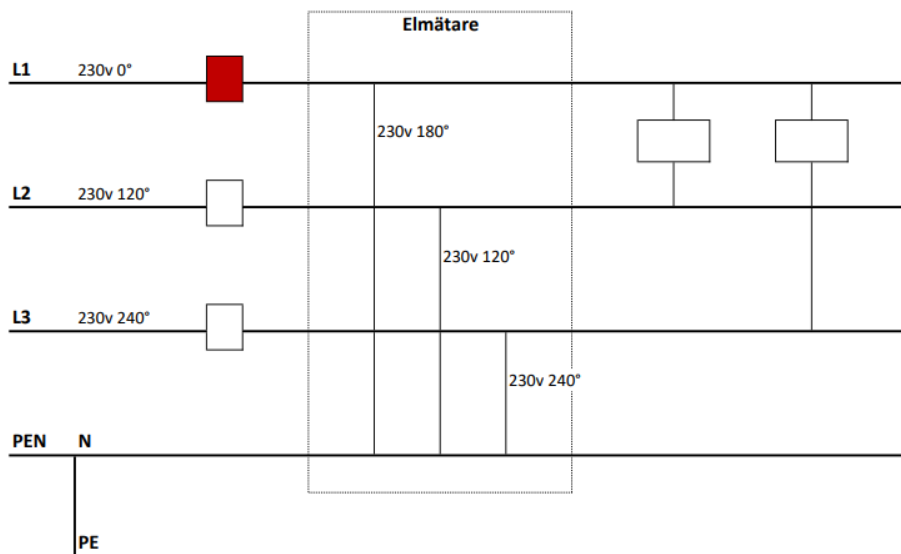
Elmätarna för debiteringsmätning genererar larm när gränsvärdet för 10 min rms värde av spänningen passerats, fabrikatet är Aidon. Elmätarna är inställda att larma när 248 V överskridits respektive när 207 V underskridits.

Granskas de rekommenderade skyddsinställningarna för produktionsanläggning typ A (Energiföretagen, 2020), framgår att rekommenderat inställning för överspänning är 230 V +10% efter 60 s. Är elmätarna inställda att larma 230V +10% av 10 min rms värde, kommer produktionsanläggningarna som genererar spänningshöjningen slå ifrån långt innan elmätarna hinner larma för överspänning, och problematiken med spänningshöjning kommer ej kunna detekteras via kundernas elmätare. Därav har larmgränsen från elmätarna satts till 248V, då överspänningsproblematik bedöms kunna fångas upp mot kundanslutningspunkt.

Parameter	Funktions-tid [s]	Funktionsnivå
Överspänning (steg 2)	60	230 V + 10 %
Överspänning (steg 1)	0,2	230 V + 15 %
Underspänning	0,2	230 V – 15 %
Överfrekvens	0,5	>51,5 Hz
Underfrekvens	0,5	<47,5 Hz
Oönskad ö-drift	0,5	2,5 Hz/s

Figur 7 Rekommenderade inställningar produktionsanläggningar Alpen (Energiföretagen, 2020).

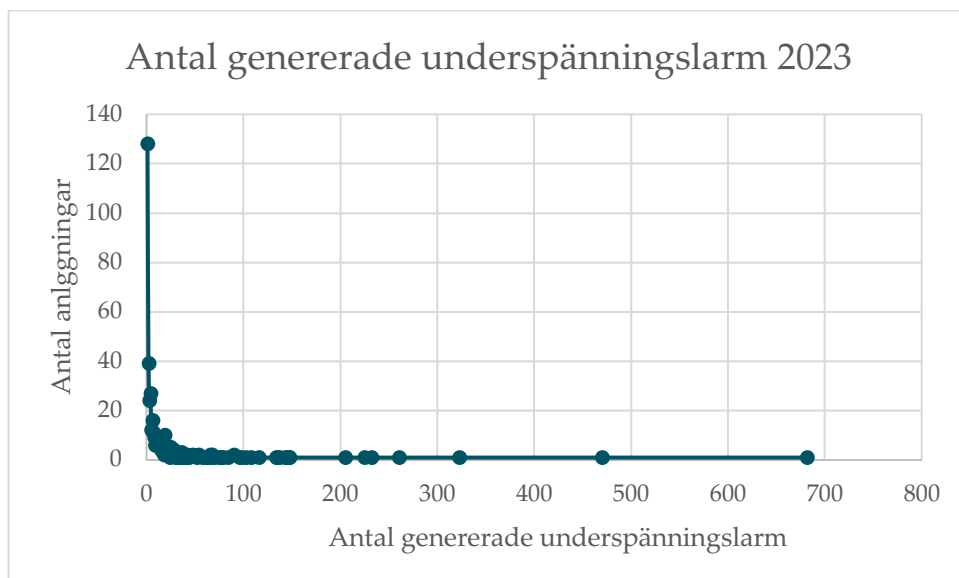
Ett problem med underspänning uppstår dock när en mätarsäkring gått hos kund, när en mätarsäkring gått hos kund kommer elmätaren genom den fasen uppmäta en fasspänning från de två kvarvarande faserna genom kundanläggningen. Med lastvariationer hos kunden kommer den uppmätta spänningen på den felande fasen variera och varje gång gränsvärdet underskrids för underspänning genereras ett larm, som sedan kvitteras när gränsvärdet återgår. Ett fasbortfall kommer därmed riskera generera flertalet underspänningslarm.



Figur 8 Uppmätt bakspänning av elmätaren vid bortfall av mätarsäkring.

Det finns ett värde i att övervaka i vilken utsträckning gränsvärdena av 10 min rms värdena av spänning över- eller underskrids vid kundanslutningarna via elmätarna. Dock går inte statistiken att tillämpa om underspänningslarm genereras från utlöst mätarsäkring. För att åtgärda detta har Norrtälje Energi satt ett villkor för underspänningslarm. Den fas som har lägst spänning har sannolikt högsta belastningsströmmen, och har den fas som larmar för underspänning ingen belastningsström, härrör uppmätt underspänning sannolikt från en mätarsäkring som gått och en bakspänning som uppmäts genom kundens anläggning från de två kvarvarande faserna. För att lösa detta exporteras underspänningslarmen till Excel, där ett villkor satts för att selektera ut felaktiga underspänningslarm, villkoret för underspänningslarm är att den felbehäftade fasen även måste ha en fasström, är fasen obelastad selekteras larmet bort som ett falsklarm. En felvariation med detta villkor kan vara att en kundanläggning påverkas av spänningsfall från överliggande nät, samtidigt som kundanläggningen är obelastad, och kommer därmed ej generera ett underspänningslarm, men denna omfattning bedöms i sammanhanget vara minimal.

Under 2023 genererades i Norrtälje Energis elnät (Lohärad exkluderad) totalt 14 840 underspänningslarm från elmätarna, 6 663 av dessa larm var fasen obelastad när larmet genererades, och 8 177 av dessa larm var fasen belastad när larmet genererades. Med andra ord var ca 45% av underspänningslarmen på årsbasis felaktiga genererat från bortfall av mätarsäkring. För info kan även nämnas att 8 177 av dessa underspänningslarm genererades av 415 anläggningar, och att 20% av de anläggningar som genererade larm i sin tur stod för 80% av larmen. Likväl som att det var 136 anslutningar i denna studie som genererade mer än 10 underspänningslarm under 2023. Det skall dock påpekas att denna statistik enskilt ej säger något om elkvaliteten eller nätstyrkan i elnätet, det är en av flera pusselbitar i att generera den bilden. T, ex står en elmätare i en bostadsrätt enskilt för 6% av underspänningslarmen, orsakat av spänningsfall i kundanläggningen, samt en effektkund som genererade 1% av lågspänningslarmen pga. spänningsfall i mät kretsen. Likväl som spänningsfall orsakad av osymmetrisk last genererad av kund bidrar i denna statistik.



6 Genomförd ändring av spänningsnivån i mellanspänningsnätet.

En jämförelse mellan teori och praktik.

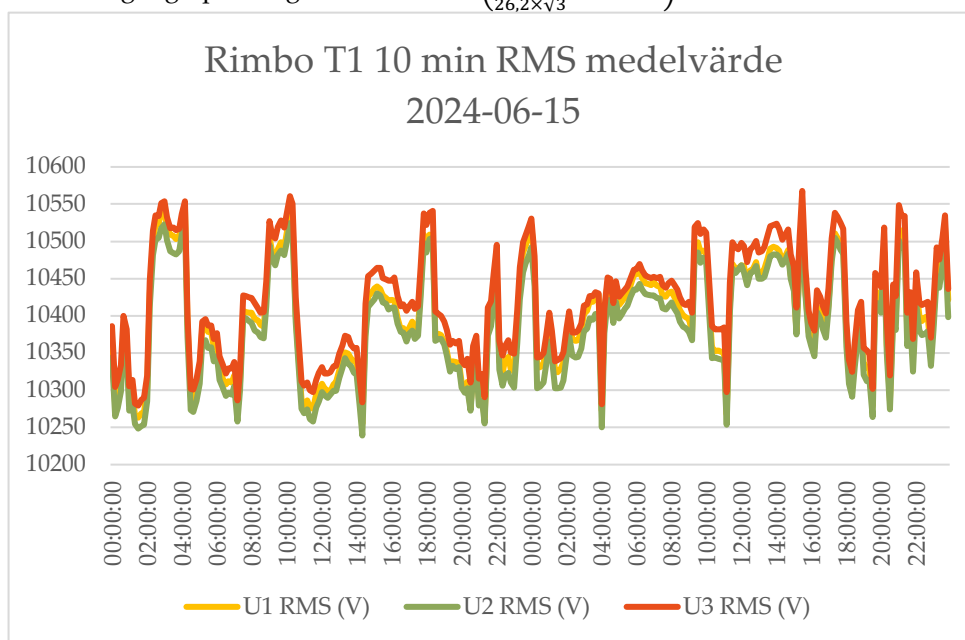
För att öka acceptansnivån i elnätet sänkte Norrtälje Energi sommaren 2024 spänningsnivån i distributionsnätet.

Innan sänkningen genomfördes hade förutsättningarna analyserats innan vilket utrymme som fanns. Dels handlar det om hur stora sänkningar av spänningen som kunde genomföras utan att tänja på marginalerna, elnätet är sedan tidigare dimensionerat och driftat enbart för ett normalt spänningsfall, men även se hur långt under säsongen spänningssänkningen kunde genomföras.

13-16 maj sänktes börvärdet i lindningskopplarsautomatiken från 10,7 kV till 10,4 kV, månadsskiftet september/oktober höjdes spänningen åter till 10,7 kV. Anledningen till 10,4 kV grundade sig i att 230V fasspänning i lsp-nätet motsvarar 10,4 kV i distributionsnätet i ett neutralt belastat nät (där distributionstransformatorernas lindningskopplare står i omsättningsförhållande motsvarande 11 000V/420V).

10,4 kV innebär även att spänningen i det undre dödbandet kommer hamna på ca 10,2 kV.

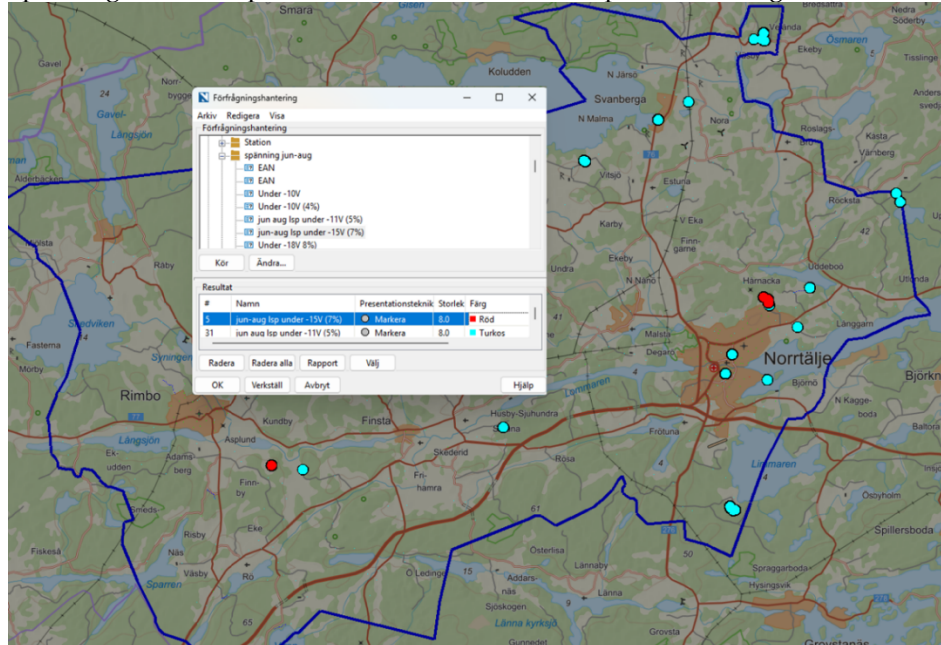
I ett neutralt belastat distributionsnät motsvarar 10,2kV på mellanspänningen, 225V tomgångsspänning i en nätstation ($\frac{10200}{26,2 \times \sqrt{3}} = 225V$).



Figur 9 Utgående spänning Rimbo fördelningsstation.

Enligt beräkningar i NIS-system Trimble baserat på elmätarnas timvärden, hade 31

anslutningar under tidsperioden jun-aug ett spänningsfall i lsp-nätet på 5-7%, 5 anslutningar beräknas ha ett spänningsfall i lsp nätet på maximalt 7%. Spänningsfallet i msp-nätet beräknades denna tidsperiod vara låg.



Figur 10 lsp nät med 5-7% spänningsfall enligt beräkningar NIS baserat på timeffekter från elmätarna.

6–12 maj hade Norrtälje Energis elnät 116 anslutningar vars elmätare larmat för överspänning (248 V), samt 11 anläggningar som larmat för underspänning (207 V), vid den tidpunkten var utgående spänning i msp-nätet 10,7 kV. Efter att spänningen sänktes till 10,4 kV uppmättes 17–23 maj, 4 anläggningar vars elmätare larmat för överspänning, respektive 26 anläggningar som genererat larm för underspänning.

Från 116 anläggningar som genererat överspännings larm, sänktes antalet till 4 anläggningar efter sänkningen.

I sammanhanget skall nämnas att Norrtälje Energi tidigare ej haft tillförlitlig dokumentation över vilket läge distributionstransformatorernas (11 000/420 V) lindningskopplare i nätstationerna stått i. Överspänningslarm från elmätarna kan därav härröra från manuellt uppstegade transformatorer. I juni månad stegades ett antal distributionstransformatorer ner till neutralt omsättningsförhållande (11 000V/420V) i nätstationer där transformatorn misstänkts vara uppstegad. Därefter under juli-augusti har totalt 5 anläggningar larmat för överspänning. I och med att spänningen sänktes från 10,7 kV till 10,4 kV, har andelen underspänningslarm ökat.

	2023 10,7 kV			2024 10,4 kV		
Underspänningslarm	2023 jun	2023 jul	2023 aug	2024 jun	2024 jul	2024 aug
antal anläggningar	15	13	18	66	54	53

Ingen jämförelse kommer ske med andelen överspänningslarm 2023 jämfört med 2024, med anledning att det blir missvisande dels då andelen mikroproduktion ökat i elnätet, men 2023 var larmnivån från elmätarna satt till 253V, och 2024 satt till 248V.

En jämförelse kan även göras med antalet underspänningslarm årsskiftet 2023–2024.

	2023	2024	2024
Underspänningslarm	dec	jan	feb
antal anläggningar	254	346	116

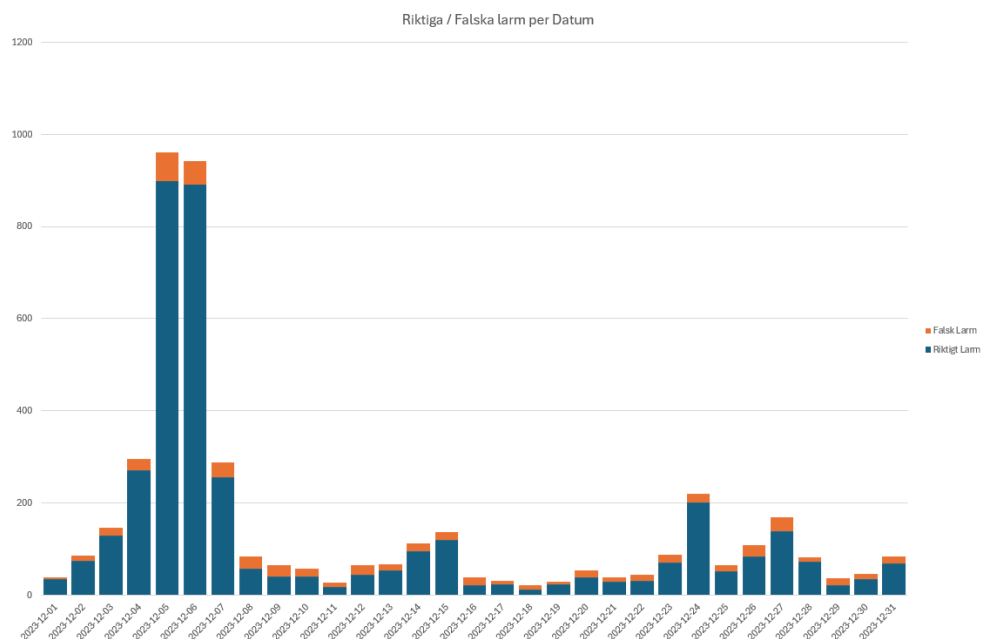
Även om vi har sänkt spänningen i elnätet under sommarmånaderna och ökat andelen underspänningslarm, är vi inte i närheten av de spänningsnivåer med spänningsfall som genererats under vinterhalvåret. I princip kan spänningen sänkas ytterligare under sommarhalvåret för att få ett statistiskt jämbördigt utfall av levererad spänningsnivå som under vinterhalvåret. Initialt är NEAB nöjda med utfallet av spänningssänkning som genomfördes under sommaren.

En reflektion att nämna i sammanhanget är att det är tidigare påvisat att 10 min rms värde av tomgångsspänningen i ett neutralt belastat nät kommer närmare 240V när utgående spänning i msp-nätet är 10,7 V, med hänsyn till dödbandets övre reglerutrymme i reglerautomatiken. Men motsatsen till att ligga 10V över 230V är att lägga sig 10V under 230V, dvs 220V i ett neutralt belastat lsp-nät innebär med hänsyn till dödbandets undre reglerutrymme att utgående spänning i msp-nätet skulle vara ca 10,2 kV.

En aspekt att överväga är att införa dygnsvariationer i kombination med årsvariationer. På sommarhalvåret är grundspänningen t. ex 10,4 kV men kan mot kvällen höjas till 10,5 kV för att öka acceptansnivåerna och reducera det negativa utfallet med något ökad andel underspänningslarm, alternativt sänka spänningen till 10,2-10,3 kV mitt på dagen där solcellerna producerar som mest.

Vinterhalvåret är grundspänningen 10,7 kV, men när temperaturen understiger ett visst gradtal ökas spänningen till 10,9 kV. Denna kombination av reglering skulle kunna generera högre acceptans samtidigt som regleringen optimeras efter behov och förutsättningar.

Granskas i detalj underspänningslarmen för december månad 2023, genererade 254 anläggningar totalt 3 493 underspänningslarm. Men 51 % av larmen koncentrerades till 2 dygn (se graf nedan). Och en höjning av spänningen i elnätet dessa dagar kommer sannolikt reducera andelen underspänningslarm.

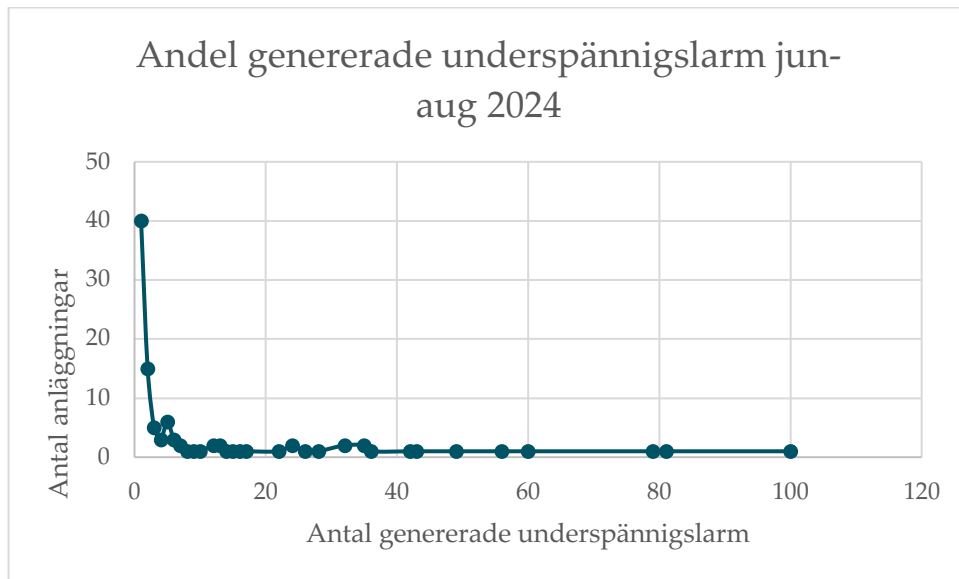


Figur 11 Fördelning av underspänningslarm december 2023.

En rekommendation enligt ALP:en är att dimensionera elnätet för totala spänningsvariationer på $\pm 8\%$.

Men att planera ett elnät för 8% långsamma spänningsvariationer ger inte tillräcklig acceptansnivå, dels innebär enbart svängningar i dödbandet i fördelningsstationen lindningskopplara automatik variationer på ca $\pm 1\%$. Men elnätet är långt ifrån symmetriskt belastat, och osymmetriska belastningar genererar högre spänningsfall jämfört med symmetriska laster. Därav blir skillnaden markant i utfall när teori med symmetriska beräkningar jämförs med faktiskt utfall från elmätarnas larmgränser för spänningsfall.

Av de 31 lsp anslutningar som hade ett teoretiskt spänningsfall i lågspänningsnätet jun-aug på $5-7\%$, larmade 13 av dessa anläggningars elmätare någon gång för att gränsvärdet av spänningsnivå underskridits under jun-aug. Totalt sett har 103 anläggningar genererat 1 102 underspänningslarm denna tidsperiod (20% av dessa anläggningar har genererat 77% av larmen).

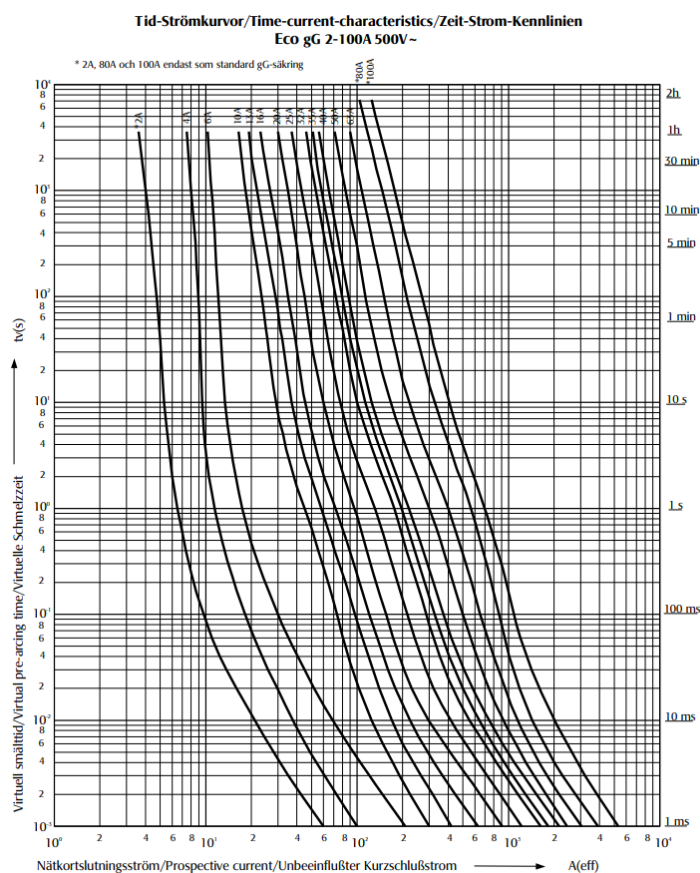


Det är svårt att med teoretiskt hjälpmedel säkerställa utfallet av spänningsfall i elnätet, då majoriteten av larmen för under-respektive överspänning genererade från elmätarna är orsakad av osymmetriska laster, där utfallet många gånger beror på stokastiska sammanlagringar av kundernas laster. Dimensioneringsberäkningar används för att ta fram vilka teoretiska marginaler som finns i elnätet.

Det bör finnas en acceptansnivå för en viss andel genererade underspännings- respektive överspänningslarm för detta, då elnätet historiskt är dimensionerat för symmetriska laster samtidigt som lastprofilerna i större utsträckning blivit mer osymmetriska.

7 Långsamma spänningsändringar i ett elkvalitetsperspektiv.

Med den nya generationens elmätare kan larm inhämtas när gränsvärdena för godkända spänningsnivåer passeras. När dagens elmätare kontinuerligt samlar in dessa avvikelser, måste även ett beaktande och perspektiv ställas till dess innebörd. Elnätet är ursprungligen dimensionerat från belastningskurvor benämnda Bettykurvor. Utfallet blir helt annat när facit inhämtas från elmätarnas larmgränser av uppmätt spänning. Och det går inte heller att döma kvalitén i elnätet enbart från dessa resultat, skall elkvalitet betraktas med ohms lag representerar nätkoncessionsinnehavaren motståndet i ledningarna, kunden representerar strömmen som belastar ledningen, och spänningen är symtomen av denna relation mellan kunder och elnät, med det sagt går det ej att generalisera avvikelser utan ytterligare studier. Tex orsakar kraftig osymmetri/snedbelastning av kundförbrukning till ökat spänningsfall i elnätet. Granskar vi nedanstående tid/strömkurva för en gG-säkring, framgår att en 25A säkring teoretiskt kan överbelastas 80% i 10 minuter. Det finns därmed tekniska förutsättningar att en kund överbelastar sitt abonnerade strömuttag och elmätaren genererar larm när 10 min rms värden av spänningen passerats, och ett ställningstagande kan då göras om avvikelsen är baserat på kundens förbrukning eller elnätets konstruktion.



Figur 12 Tid Strömkurva https://ifoelectric.com/wp-content/uploads/2022/09/ifo_D-sak_TD.pdf

Det finns fler elkvalitetsparametrar att beakta utöver långsamma spänningsvariationer och nätstyrkan är även en aspekt att ta hänsyn till. De avvikelser i långsamma spänningsvariationer som nu fångas upp av elmätarna har sannolikt funnits under lång historisk tid.

Till regeringsuppdraget God Elkvalitet (Bollen, 2003), belystes hur länge en mätning måste utföras för att fånga upp en händelse.

Event Frequency	required accuracy		
	50%	10%	2%
1 per day	2 weeks	1 year	25 years
1 per week	4 months	7 years	200 years
1 per month	1 years	30 years	800 years
1 per year	16 years	400 years	10,000 years

De avvikelser som tidigare funnits i elnätet vad gäller långsamma spänningsvariationer, har med tidigare verktyg inte kunnat fångas upp. Och frågan är till vilken grad de avvikelserna elmätarna nu genererar skall beaktas. Är huvuddelen av avvikelserna kopplade till några enstaka tillfällen på året och inte innebär någon olägenhet för kunden bör ett ställningstagande göras i vilken utsträckning innebörden är relevant och till vilken utsträckning det skall finnas en acceptans för enstaka avvikelser.

Betraktas ellagen (1997:857) 4 kap 18§. Nätföretaget ska avhjälpa brister i överföringen i den utsträckning kostnaderna för att avhjälpa bristerna är rimliga i förhållande till de olägenheter för elanvändarna som är förknippade med bristerna. Lag (2022:596).

Finns det utrymme för tolkning av acceptans för enstaka avvikelser.

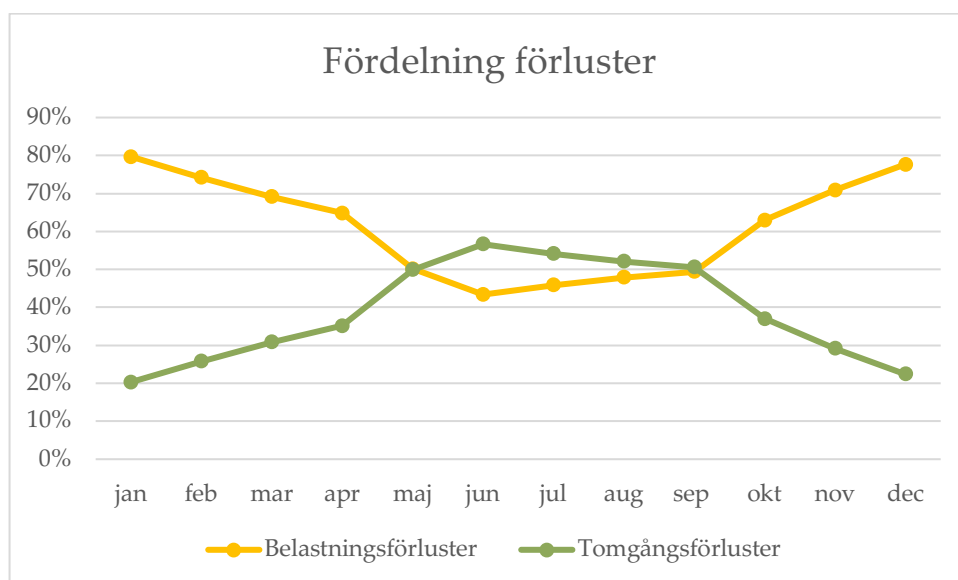
Efter att ha infört säsongvariationer av utgående spänningsnivå i msp-nätet, har problematiken med spänningshöjningar i lsp-nätet kraftigt reducerats, och större fokus kan läggas på förstärkning av anläggningar med spänningsfall.

8 Förluster i elnätet

Genom att reglera spänningen i elnätet kommer nätförlusterna påverkas. Bortsett från teknisk utrustning för drift och övervakning består elnätet i huvudsak av ledningar och transformatorer. En transformator består både av ledningar och en järnkärna där ledningars förluster är belastningsförluster som ökar med strömmen i kvadrat, magnetiseringen av järnkärnan är tomgångsförluster och påverkas av spänningen i kvadrat. En grov simulering av hur nätförlusterna fördelas i Norrtälje Energis elnät har beräknats i program Trimble NIS baserat på kundernas timförbrukning.

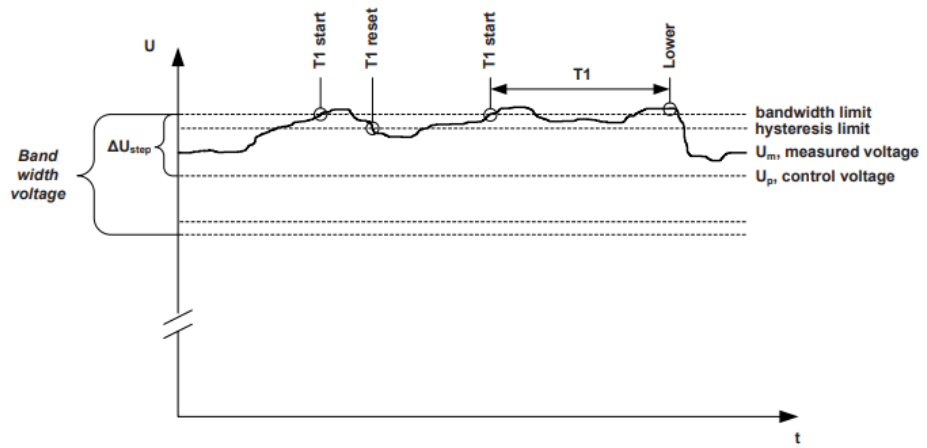
När tomgångsförlusterna är dominerande i elnätet skulle förlusterna kunna reduceras genom att sänka spänningen, och när belastningsförlusterna är dominerande skulle en höjning av spänningen kunna påverka förlusterna. Hur förlusterna påverkas genom reglering av spänningen kommer även typerna av lasternas ha olika påverkan beroende på om lasterna är linjära eller icke linjära. Beräkningarna är baserade på kundernas timvärden, men då belastningsförluster baseras på strömmen i kvadrat kan en högre upplösning av kundernas förbrukning (inhämtning av kvartsvärden) ge ett högre utfall av förluster.

Indikationer tyder på att sommartid skulle en sänkning av spänningen gynna förlusterna då tomgångsförlusterna är dominerande vid låg last men noggrannare studier bör analyseras, men ingen analys har genomförts om det finns ekonomiska incitament för att reglera spänningen för att optimera förlusterna.



9 Central spänningsreglering

Reglering av spänning centralt sker medelst lindningskopplare, vilket är en kopplingsapparat som förändrar egen krafttransformators omsättning. Ändring av omsättning sker medelst fasta steg, för 10- och 20 kV-nät normalt 1,67% av nominell spänning per steg. Lindningskopplaren manövreras av ett motormanöverdon vilket normalt styrs av en lindningskopplarautomatik. Lindningskopplarautomatiken är en automatik/funktion vilken utifrån uppmätt spänning på transformatorns spänningsreglerade sida, lindningskopplarens läge, börvärde i automatiken och lämpligt dödband. Ett tidur startar när övervakad spänning befinner sig utanför dödbandet, vilket är centrerat runt börvärdet.



Figur 13 Princip spänningsreglerautomatik

I dagsläget så utgörs lindningskopplarautomatiken ofta inte i strikt mening av en egen apparat – det är snarare en av flertalet funktioner som finns i moderna elektroniska reläskydd/IED:er (Intelligent Electronic Devices), även om en sådan IED ofta ges en enda uppgift (ex. spänningsreglering). Utöver skydds- och styrfunktioner så finns det ofta möjlighet att programmera enklare logik i dessa IED:er.

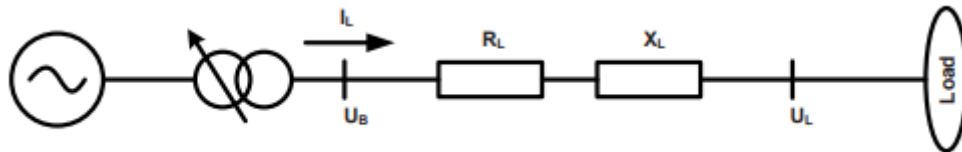
Utöver den direkta spänningsregleringsfunktionen så är även många spänningsreglerautomatiker utrustade med stödjande funktioner vilka underlättar spänningsreglering för ett antal vanligt förekommande driftfall. Bland annat förekommer reglermoder avsedda för parallell drift av likartade transformatorer, eller parallell styrning av olikartade transformatorer där ett av målen är att minimera uppkomna cirkulerande strömmar, utöver styrning av spänning på reglersidan.

IED:er är även kommunicerande enheter på ett stationsnätverk och utbyter enkelt information med varandra (s.k. horisontell kommunikation) och med ett ovanliggande SCADA-system (vertikal kommunikation). Den vertikala kommunikationen går ofta via en i aktuell fördelningsstation placerad fjärrkontrollterminal (RTU), vilken fungerar som gränssnitt mellan stationsnätverket med dess IED:er, och det ovanliggande SCADA-systemet.

Utöver kommunikationsförmåga så finns det ofta även möjlighet att programmera PLC-logik eller liknande i RTU-enheter såväl som mer avancerade funktioner.

10 Kompensatorisk spänningsreglering

Många lindningskopplara automatiker är även utrustade med funktion för kompensatorisk spänningsreglering, (Line Drop Compensation) vilket innebär reglering av spänningen i en fjärrpunkt utifrån en beräkningsmodell vilken uppskattar spänningen i en fjärrpunkt utifrån uppmätt lastström och nätets eller linjens resistans och reaktans.



Figur 14: Principnät kompensatorisk spänningsreglering

Generellt så innebär metoden att en proportionalitetskonstant beräknas/anges vid konfiguration av spänningsregleringsautomatiken, vilken representerar ett beräknat spänningsfall över nätets/ledningens impedans vid angiven märkström. Kvoten mellan faktisk uppmätt ström och märkström multipliceras sedan med konstanten för att erhålla ett nytt börvärde.

Metoden har en svaghet i att den förutsätter antingen ett homogent nät (se exempelvis teknisk manual ABB Relion-serie), eller en enda ledning mellan mätpunkt och reglerpunkt. Typiskt vore ett nät där mätpunkten är på nedsidan transformator, varpå en längre ledning leder till en station varifrån nätet breder ut sig.

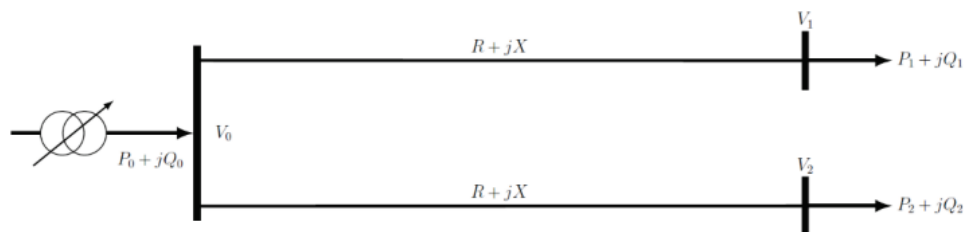
Svårigheter uppstår vid bestämmandet av proportionalitetskonstanten i heterogena nät – antingen får man nöja sig med att ta fram en typisk radial som får representera de flesta linjer och nätstationer, eller så får en linje där spänningsproblematik vid hög/låg produktion är bekräftad väljas ut för reglering varpå reglerstyrkan anpassas till denna.

I de fall balans råder mellan last och mikroproduktion uppstår problem, då det i fördelningsstationens inkommande mellanspänningsfack förefaller råda noll last i nätet, medan hög produktion kan råda i lågspänningsnätet. Kompensatorisk spänningsreglering utifrån noll last i mätpunkten blir då missvisande.

11 Dynamisk central spänningsreglering

Med dynamisk central spänningsreglering avses här en funktion som medger att spänningsregulatorns börvärde ändras baserat på signaler och data som kan sägas representera tillståndet hos reglerat nät, eller ändring av börvärde baserat på driftorganisationens bedömningar. Avsikten är att ändra börvärdet på sådant sätt att leveransspänningen hos alla kunder i nätet befinner sig inom tillåtna gränser, eller att aktiva överskridanden av gränsvärden minimeras. Sekundärt är målet att styra spänningen till sådant värde att förlusterna i nätet minimeras. Ändring av börvärdet på reglerad sida i en fördelningsstation innebär förenklat att spänningsfallet eller spänningsökningen i nätets alla punkter parallellförskjuts uppåt eller nedåt motsvarande ändringen i börvärde.

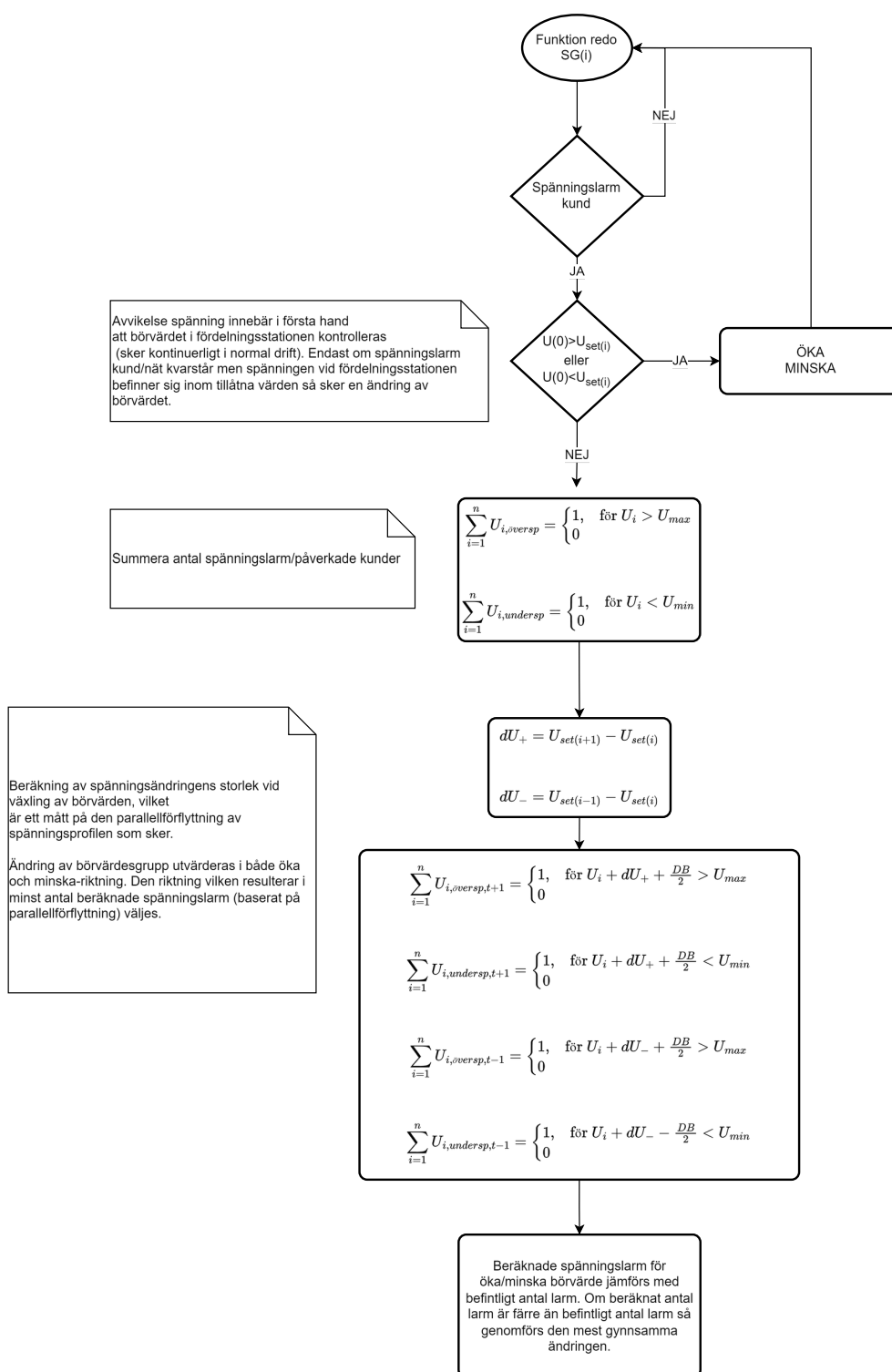
Genom att exempelvis sänka spänningens börvärde i fördelningsstationen under högproduktionsförhållanden så kan ett distributionsnäts acceptansgräns ökas. På samma sätt så kan börvärdet ökas under sådana höglastförhållanden då det är känt att vissa kunder i reglerat nät upplever en för låg spänning.



Spänningar V_1 respektive V_2 kan förenklat beräknas enligt:

$$\begin{aligned} V_1 &= V_0 - R * P_1 - X * P_1 \\ V_2 &= V_0 - R * P_2 - X * Q_2 \end{aligned}$$

Spänningen V_0 uppgår i bästa fall till avsett börvärde exakt, men värdet kan variera med spänningsregulatorns halva dödband ΔV . Spänningen V_1 respektive V_2 är den högsta respektive lägsta spänningen i nätet för ett givet driftläge och $|V_2 - V_1| < \Delta V_{\max}$, dvs. maximal skillnad i spänning, inklusive dödbandet hos spänningsreglerautomatiken, i nätet måste vara mindre än maximalt tillåten spänningsvariation. Om inte, så finns ej något börvärde som innebär att föreskrifter uppfylls vid det aktuella driftläget för alla anslutningar, eftersom alla förändringar av börvärde (förenklat) endast innebär parallellförflyttning av spänningsprofilerna inom nätet. Det innebär också att inställda börvärden bör medge bortfall av last eller produktion utan att tillåtna värden överskrids. Vi ser ovan en möjlighet till spänningsreglering utifrån uppmätta värden från kunders mätare, givet att dessa förser driftövervakningssystemet med mätvärden i realtid eller på minutbasis. Om det vid kontroll framgår att tillåtna värden överskrids så kan erforderlig spänningsändring samt riktning på denna (upp- respektive nedreglering) beräknas. Se nedan för pseudo-algoritm:



Figur 15: Pseudo-algoritm för beräkning och val av ny börvärdesgrupp.

Algoritmen avser flytta börvärdet till sådan nivå att antalet spänningslarm från kunder blir färre än för nuläget, men optimerar inte val av inställningsgrupp baserat på andra kriterier såsom förluster eller acceptansgräns. Användandet av algoritmisk beräkning av börvärde kräver att mätvärden som ej är korrekta

sorteras bort.

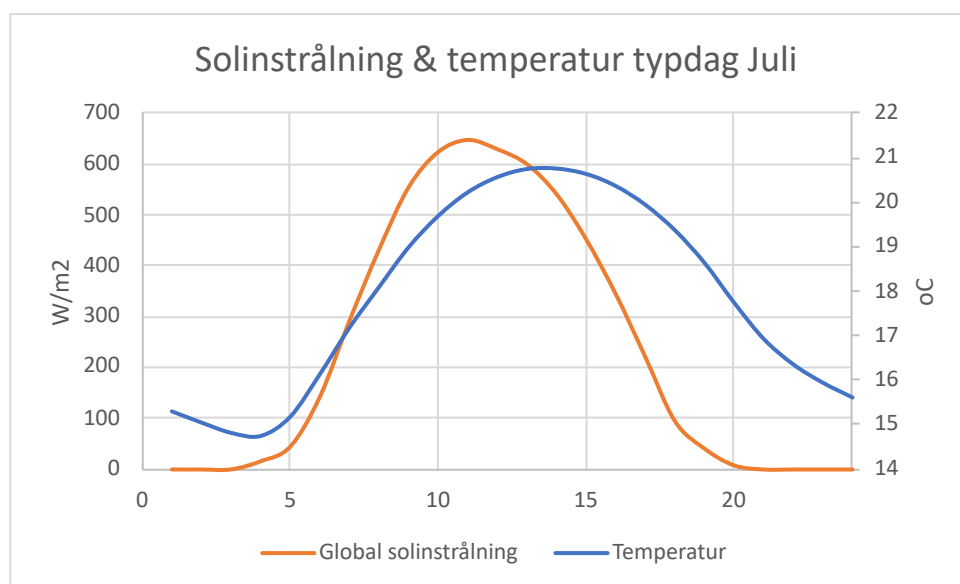
Andra lösningar finns också, exempelvis som i New control scheme of on-load tap changer for voltage regulation in active distribution systems using Fuzzy logic (Maataoui, 2022) där luddig logik används för att klassificera huru referensvärdet hos lindningskopplara automatiken är för lågt eller högt, och därefter beräknas nytt börvärde.

A Fuzzy OLTC Controller: Applicability in the Transition Stage of the Energy System Transformation (Wroblewski, 2024), där ett referensvärde UMES bildas utifrån luddig logik applicerad på mätvärden från distributionsnätet, vilket ersätter mätvärdet U som i normala fall används hos spänningsreglerfunktioner. Det beräknade mätvärdet används för att ge funktion. Metoden förefaller inte fungera med befintliga reläskydd/IED:er utan skulle kräva separat utförande i PLC eller RTU.

12 Dygnsvariation produktion och konsumtion.

Förbruknings- och produktionsförhållanden varierar över dygnet, med låg konsumtion på natten generellt. Beroende på mikroproduktionens art så varierar även den dygnsvis, där det mest uppenbara exemplet är solkraftproduktion där primärenergikällan följer ett diurnalt och säsongsbundet mönster.

För bortfall av produktion så är två huvudsakliga scenarier tänkbara: bortfall eller minskning av primärenergikällan eller bortkoppling av produktionsenheterna. Bortkoppling av ett stort antal distribuerade produktionsenheter i lokalnätet sker sannolikt endast om ett fel uppträder i nätet. Att nästan alla produktionsenheter inom ett område skulle bortkopplas med samtidighet under normala driftsförhållanden förefaller osannolikt. Återstår gör då bortfall av primärenergikällan vilket för exempelvis solceller skulle kunna innebära skuggning av paneler.



Figur 16: Exempel på dygnsvariation solinstrålning för optimalt takmonterade solceller inom Norrtälje kommun (PVGIS).

För andra kraftslag såsom vindkraft så kan produktionen variera mer oförutsägbart, även om en säsongsvariation är att vänta.

Utöver den underliggande dygnsvariationen så kan även tillgängligheten hos primärenergikällan variera på kort sikt – moln kan passera och skugga solceller, vindhastighet varierar lokalt och tillfälligt etc. Många av dessa händelser kan förutsägas med viss säkerhet varpå ett kalender- och klockslagsbaserade börvärden skulle kunna väljas.

Vid skuggning bör allt solljus mot panelen kunna sägas vara diffust, vilket innebär att viss produktion upprätthålls om än ej på samma nivå som innan skuggningen. Vid allt för låg solinstrålning, eller vid låga vindhastigheter, så kan produktionsenheterna förväntas blockeras helt/stängas av.

Det finns ingen garanti för att exempelvis solinstrålning och temperatur korrelerar med varandra så till den grad att temperaturmätning kan ersätta schemaläggning av börvärden helt, även om det är sannolikt. Det går således inte att endast förlita sig på temperaturmätning, åtminstone inte för de driftsfall som avser hög produktion. De driftlägen som innebär låg spänning hos kunderna till följd av hög konsumtion bör dock kunna antas korrelera väl med uppmätt temperatur.

13 Utmaningar

Börvärdet hos spänningsreglerfunktionen ställs normalt in i avsedd IED på plats i stationen där apparaten är placerad. Värdet är dock inte hugget i sten utan kan justeras inom de gränser som lindningskopplaren medger. Beroende på typ av IED så måste det antingen ske på plats vid avsedd IED, via växling av inställningsgrupp, eller genom att på distans direkt ansätta ett börvärde. Båda de två sistnämnda alternativen kräver att IED stödjer sådana funktioner, vilket dock ofta är fallet (2024).

Att på plats i fördelningsstationen ansätta börvärden i LK-automatiken är arbetsintensivt och kräver normalt en reläskyddsprovare eller annan personal som är väl förtrogen med hur IED-enheten fungerar. Med hänsyn taget till dygns- och säsongsvariationer så kan arbetsinsatsen bli betydande, varpå sådan reglering ej är att rekommendera.

Direkt inställning av skydd via driftövervakningssystemet är också en möjlig väg för att uppnå en dynamisk spänningsreglering. Många IED:er stödjer konfiguration via kommunikationsprotokoll såsom IEC 61850, Modbus etc. varpå inställningar kan göras från driftövervakningssystemet. Se bland annat föreslagen algoritm. Operatören i driftcentralen skulle då kunna skriva inställningar direkt till lindningskopplarautomatiken via fjärrkontrollterminalen, eller så används en logik eller beräkning i driftövervakningssystemet för att ta fram lämpligt börvärde.

En svaghet med direkt inställning/konfiguration från driftövervakningssystemet är att inställningen ej blir provad innan driftsättning - eventuella misstag upptäcks då under drift. Generellt så brukar reläskyddsinställningar provas innan de tillåts verka i driftsatt anläggning. Att inte prova och verifiera ett nytt börvärde vore att frångå den principen. Kompensatorisk spänningsreglering, så som den är implementerad i de spänningsreglerautomatiker vilka finns på marknaden innebär också ändring av börvärden, men det sker utifrån en verifierad lösning i reläskydd vilket skiljer sig från manuell godtycklig inställning av börvärde via driftcentral.

En metod som bygger på fritt valda, beräknade börvärden baserat på uppmätta storheter är principiellt likartad de kompensatoriska spänningsreglerfunktioner som finns i många IED:er, med skillnaden att en större mängd indata finns att tillgå och större frihet finns vad avser att utarbeta algoritmer för beräkning av spänningsbörvärden. Vid användning av logik/algoritm i driftövervakningssystemet som oövervakat skriver börvärden till lindningskopplarautomatiken, så är det av särskild vikt att det inte sker för ofta eller att funktionen blockeras efter givet antal skrivoperationer – kontinuerlig eller väldigt ofta förekommande skrivning från driftövervakningssystemet till stationsdator/RTU blockerar möjligheten till andra manövrar (ex. kopplingsutrustning) under själva operationen (Netcontrol, 2024-10).

Vidare innebär ändring av spänningsbörvärde baserat på fjärrpunkter ökat slitage hos lindningskopplare. Varje gång börvärdet ändras så är det rimligt att anta att lindningskopplaren behöver genomföra minst en (nytt börvärde ges eftersom spänningen måste ändras i en fjärrpunkt), men ibland flera, kopplingar tills det

nya börvärdet nås. Framför allt för automatiserade metoder baserade på mätvärden så kan antalet växlingar bli betydande. Lämpligt vore alltså att funktionen blockeras efter ett givet antal kopplingar.

Att utforma systemet som en tillståndsmaskin, vilket växlar mellan förutbestämda värden beroende på uppmätta storheter eller handmanöver, innebär i förhållande till ovan problematik en större driftsäkerhet då tillstånden och dess övergångar kan provas innan slutlig driftsättning, varpå systemet som helhet kan sägas ha verifierats.

14 Utformning av system Finsta

Manövrering av inställningsgrupp ska i första hand ske via driftövervakningssystemet. Leverantörer av driftövervakningssystem (Netcontrol för Norrtälje Energi/station Finsta) anger att möjligheterna till programmering och kapabilitet är högre om logik för avsedd funktion utförs längre upp i övervakningssystemets hierarki.

Datorresurser bedöms vara tillräckliga i de allra flesta system – applikationen är inte krävande med avseende på svars- och processtider.

En logik i driftövervakningssystemet kan, om nätbolaget så önskar, skapas vilken avser ändra inställningsgrupper baserat på kalenderdag och tid på dygnet. Växling av inställningsgrupp baserat på tid på dygnet avser ta hänsyn till lastens dygnsvariation, bl.a. i enlighet med solinstrålningens dygnsvariation (se figur 1 ovan), vilken inte nödvändigtvis sammanfaller med temperaturväxlingar. Utöver kalender- och tid så kan andra externa datakällor användas såsom temperatur, solinstrålning, mätvärden från mätvärdesomvandlare i nätet etc. Datakällor ute i nätet (μ PMU) som innefattar spänning i lågspänningsnätet kan knytas till växling av inställningsgrupper, alternativt så kan data från kundernas mätare användas (se ovan).

Indikering avseende aktuell inställningsgrupp erhålls sen i stationens HMI och driftövervakningssystemet. Indikering från lindningskopplarsautomatiken avseende aktiv inställningsgrupp ska erhållas – utförd växlingsmanöver är ej intäkt för att inställningsgrupp är ändrad.

För att förhindra att en extern datakälla så som temperatur, lastström eller spänningsnivå i nätet orsakar onödigt många eller oscillerande förändringar av börvärdet så bör antalet manövrar per (exempelvis) 24-timmarsperiod begränsas, och ett dödband för uppmätta storheter bör införas. Överskridande av dödband ska innebära att ett tidur startas vilket måste vara aktivt i 5 minuter innan ändring av inställningsgrupp sker. Dödbandet ska även ha hysteres om 90% av dödbandet för att förhindra upprepad start/stopp av tidur vid fluktuerande mätvärden. Om antalet manövrar överskrider tillåtet antal så ska växlingslogiken blockeras. Blockeringen återställs med handmanöver.

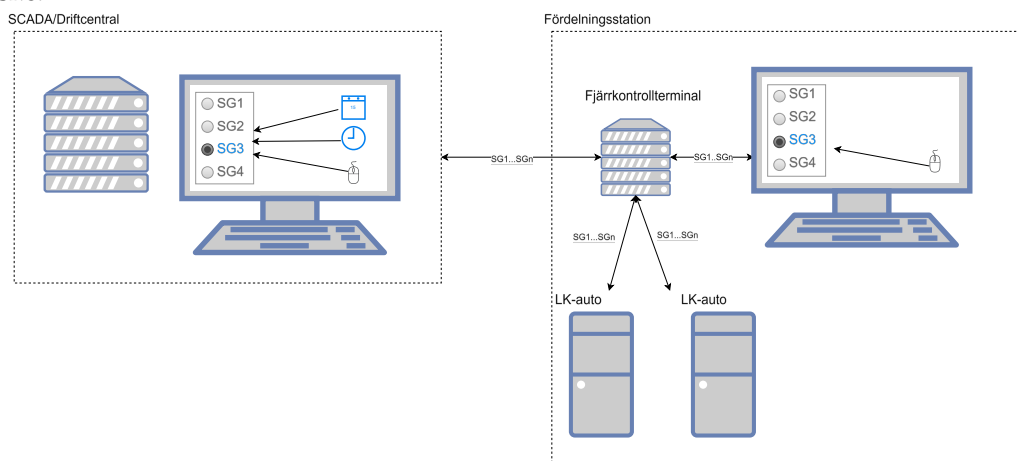
Vidare så bör växlingslogiken återgå till ett fördefinierat värde om kommunikationen mellan driftövervakningssystemet (eller varhelst växlingslogiken är implementerad) och den IED där spänningsreglerfunktionen är implementerad, detta för att undvika att framför allt de inställningsgrupper som innebär extremvärden oövervakat fortsätter gälla.

Vid fel på mätvärdeskälla så ska växlingsautomatiken blockeras, exempelvis om uppmätt temperatur under sommarmånader är $<-10^{\circ}\text{C}$ eller motsvarande orimliga förhållanden, eller om mätvärden är korrupta eller på annat vis felbehäftade.

15 Station Finsta inledande skede

För Norrtälje Energis station Finsta så är fokus initialt att testa upplägget med handmanöver avseende växling av inställningsgrupp.

Figur 3 nedan visar övergripande hur enkel omställning av inställningsgrupp kan ske.



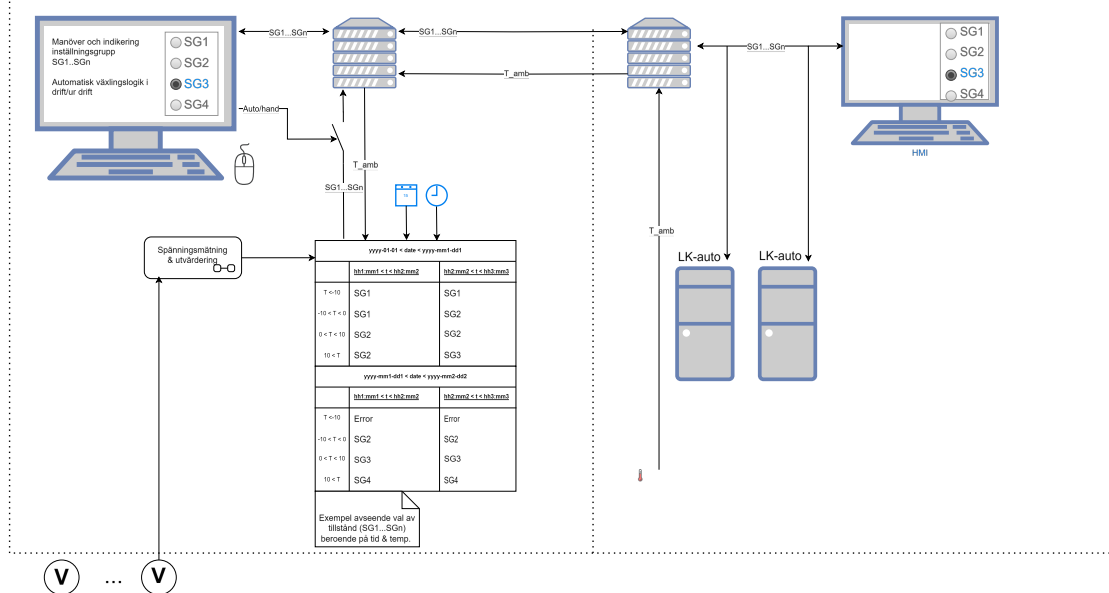
Figur 17: Principschema ändring av inställningsgrupp lindningskopplare

Följande funktioner krävs

- Val/manöver avseende inställningsgrupp i driftövervakningssystem
 - Knappar i driftcentralens stationsbild
 - Ska speglas i stations-HMI. Ej manöver från stationens HMI.
- Indikering avseende vald inställningsgrupp och spänningsnivå, per lindningskopplareautomatik
- Båda lindningskopplareautomatikerna tar emot nya börvärden parallellt – ej styrning mot olika börvärden per transformator.
- Blockering av växlingfunktion vid fler än 5 växlingsmanövrar per 12-timmarsperiod
- Kvittens/frigivning av växlingsfunktion
- Växling av inställningsgrupp från driftcentralen ska vara blockerad om fördelningsstationens DFO är i läge Lokal.
- Tryckknappar på spänningsreglerautomatik innebär att inställningsgrupp kan växlas lokalt på IED givet att DFO står i läge Lokal.

16 Utökad växlingslogik

Som vidareutveckling så kan automation införas baserat på kalenderdatum och tid, samt externa datakällor och algoritmer.



Figur 18: Principschema utökad funktion för växling av spänningsregleringens börvärde.

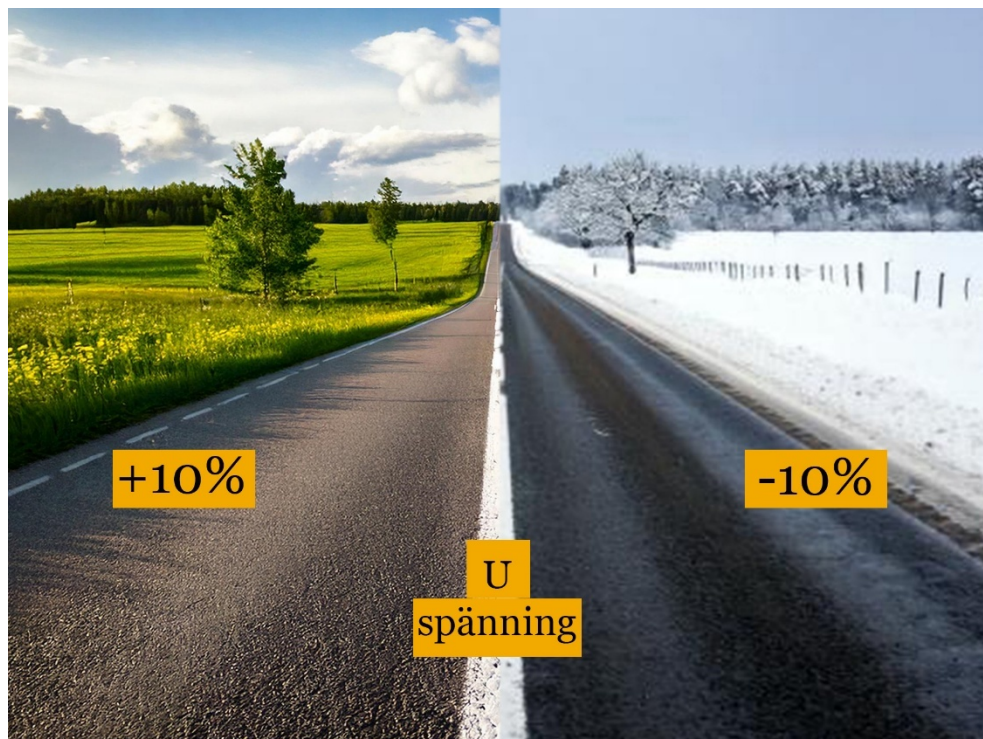
Som extern datakälla kan exempelvis en dataström med uppmätta spänningsnivåer från kundernas elmätare användas, eller för ändamålet avsedda μ PMU-enheter. Se pseudo-algoritm i figur 15 för förslag.

Det noteras att användandet av externa datakällor eller mätserier från spänningsmätning hos kunderna kan vara problematisk eftersom slingor i mellanspänningsnätet ofta kan löpa mellan olika stationer, eller mellan skenor som kan drivas separat – omläggningar i nätet kan innebära att hårdkodade mätpunkter plötsligt ingår i "fel" nät. En möjlig lösning vore att använda spänningsfunktioner i NIS-system som automatiskt kan uppdatera det dataset som en växlingslogik baserat på mätvärden använder sig av.

17 Norrtälje Energis fortsatta strategi

Norrtälje Energi har en relativt homogen nätstruktur där fördelningsstationer har både stadsnät som landsbygdsnät under sig.

Genom relativt små förändringar i utgående spänning kommer marginaler genereras.



Figur 19 Genom att ta hänsyn till belastningssituationer i elnätet, kan utgående spänning regleras genom att flytta mittlinjen och ge ett ökat utrymme i elnätet beroende på hur effektflödet som trafikerar elnätet ser ut.

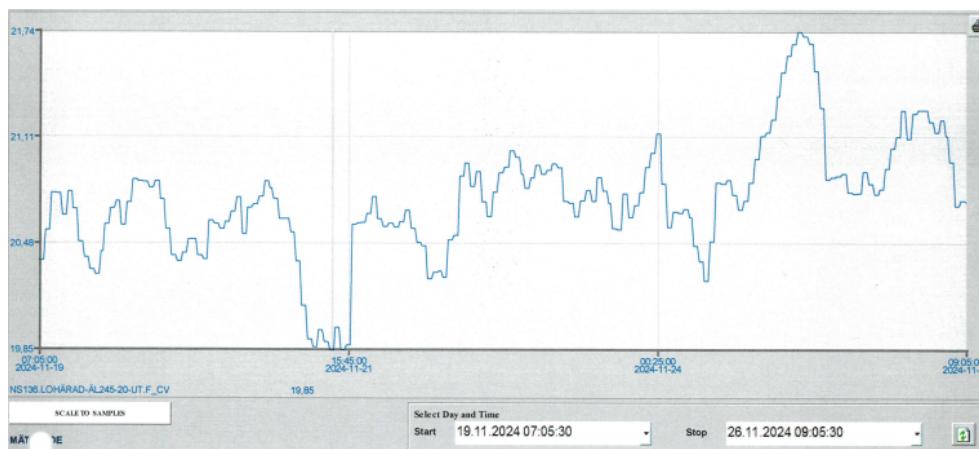
Att reglera spänningen från enstaka mätpunkter ute i nätet kommer ej vara aktuellt för Norrtälje Energi i dagsläget. Många av utgående 10 kV linjer går att sektionera om, och risken blir att en kundmätare eller mätare i en nätstation som används för att reglera spänningen från en fördelningsstation, kommer att matas från en annan fördelningsstation.

Samtliga fördelningsstationer kommer sannolikt få en och samma centrala styrning som utgår från årsvariationer i första hand med sommar och vinterdrift, samt de kallaste vinterdagarna med högst förbrukning gå upp ett steg i spänning ytterligare. Detta kommer att förenkla och reducera felkällor i regleringen samt underlätta förändrade sektioneringar ute i elnätet. Ju större kännedom och tillförsikt vi känner, kommer generera ytterligare utrymme att reglera spänningen i ett större intervall. Men innan ytterligare höjningar eller sänkningar av spänningen genomförs, skall bristfälliga lsp nät åtgärdas. Dvs skall spänningen generellt sänkas ytterligare i mellanspänningsnätet under sommaren, måste de

lågspänningsområden som i dagsläget redan har stort spänningsfall denna tidsperiod åtgärdas för att möjliggöra detta.

Om det upplevs som en osäkerhet att sänka och höja spänningen i elnätet med de konsekvenser det kan innebära, skall en reflektion göras till fördelningsstation Lohärad som exkluderades från denna rapport eftersom stationen inte har automatisk lindningskopplare i sig, och där variationer från överliggande nät fortplantas till Norrtälje Energis anslutna nätkunder i området.

Granskas nedanstående graf framgår att november månad var veckovariationen av inkommande 20 kV spänning ca 2 kV ($21,74 - 19,85 = 1,89$). En differens på 2 kV på primärsidan motsvarar 1 kV på sekundärsidan. Detta är variationer under en vecka, variationen kan vara större på årsbasis och spänningsfallet över transformatorn är ej med i denna jämförelse. Denna station kommer till stor del att ersättas av fördelningsstation Finsta. I dagsläget finns det i Norrtälje Energis utgående msp-nät spänningsvariationer från fördelningsstationen på över 1 kV vi i dagsläget inte har kontroll över (då stationen saknar lindningskopplare), att då i kontrollerade former reglera utgående spänning i samma spänningsintervall, men mot kontrollerade lastsituationer torde inte te sig vanskligt om spänningen medvetet höjs de kallaste vinterdagarna och sänks när solcellerna producerar som mest.



Figur 20 Spänningsvariation ca 2 kV på inkommande 20 kV mstn Lohärad (minvärdet på denna graf 19,85, maxvärdet på denna graf 21,74).

Norrtälje energi ser inte nätstationer (11 000/420V) med automatisk lindningskopplare som ett alternativ i dagsläget, möjligtvis kan det i framtiden bli aktuellt att överväga LCC kalkyler för dessa på några enstaka ställen. Men i huvudsak kommer Norrtälje Energi komma långt och skapa marginaler med att reglera utgående spänning i msp-nätet. Nätstationer med automatiska lindningskopplare kommer att kräva mer i inköp och underhåll, samt att nätstyrkan ej förstärks när spänningen regleras vilket innebär att andra elkvalitets relaterade problem kan kvarstå. Det är mer relevant att i första hand se över förstärkning av lågspänningsnätet där de största spänningsvariationerna uppstår. Vid tillfälle kontrollerar och dokumenterar Norrtälje Energi läget av

lindningskopplaren i nätstationerna, emellanåt är de svåråtkomliga att observera och kräver avbrott för att se inställt läge, och avbrott krävs för att reglera dessa. Utgångsläget är att samtliga nätstationers transformatorer ställs i neutralt läge motsvarande omsättningsförhållande 11 000/420 V, inga transformatorer i nätstationer skruvas längre upp om spänningen i lågspänningsnätet upplevts lågt, är spänningen för låg pga spänningsfall i lsp nätet är det fördelaktigare att bygga om elnätet, detta för att ge möjlighet för en central dynamisk spänningsreglering från fördelningsstationerna.

Norrtälje Energi har i ett fåtal nätstationer mätare på lågspänningssidan för att övervaka spänningen i elnätet och det har varit fördelaktigt med att mäta spänningen på ett fåtal utvalda punkter för att stämma av spänningsläget i elnätet och jämföra utfallet med de teoretiska beräkningarna.

18 Diskussion och slutsats.

Genom att ändra spänningsnivåerna i distributionsnätet från fördelningsstationernas lindningskopplare utifrån säsong och belastningsvariationer kommer en större acceptansgräns kunna uppnås och behovet av förstärkningar av elnätet orsakade från anslutningen av mikroproduktion som höjer spänningen kunna reduceras. Samtidigt kommer en dynamisk spänningsreglering även ge större möjlighet att hantera negativa spänningsfall kalla vinterdagar, vilket kan resultera i att denna metod även kan vara tillämpbar för elnät som har låg andel mikroproduktion men högt spänningsfall de kallaste vinterdagarna.

En enkelhet kommer att eftersträvas i Norrtälje Energis elnät med en och samma reglerautomatik för samtliga fördelningsstationers lindningskopplare. Där regleringen i huvudsak kommer baseras på ett grund börvärde för sommar- respektive vinterdrift som är kalender baserad, och de kallaste vinterdagarna ytterligare höja spänningen ett steg för att motverka de stora spänningsfall som uppstår dessa dagar.

Den teknik som presenteras går att tillämpa och anpassa till andra distributionsnät, alla elnät har olika förutsättningar baserade på elnätets struktur, geografi samt socioekonomiska faktorer. Men grundläggande är att ha kontroll över förutsättningarna i det specifika elnätet och övervaka spänningsvariationerna lokalt, där kommer man långt med den teknik kundernas elmätare tillhandahåller. En bättre kontroll och överblick av elnätet kommer också kunna generera en ökad möjlighet att reglera spänningsnivåerna.

Genom att reglera spänningsnivån från belastningsförutsättningarna, kommer elkvaliteten avseende långsamma spänningsvariationer förbättras. Dock bör det finnas en diskussion om i vilken utsträckning det skall finnas en acceptans för enstaka avvikelser. Avvikelser som funnits under lång tid, i huvudsak orsakad av osymmetriska laster fångas nu upp av kundernas elmätare. Lösningar måste sättas i perspektiv till en kostnadsmedvetenhet som i slutändan bärs upp av anslutna kunder, dvs överväger ett genererat mervärde merkostnaden.

Att ändra spänningsnivån i elnätet kommer påverka nätförlusterna, dock bör detta undersökas noggrannare i vilken utsträckning det är en relevant aspekt i att ta hänsyn till vid spänningsregleringen.

19 Referenslista

- Bollen, M. (2003). *God Elkvalitet, Bilaga till regeringsuppdrag.*
- Energiföretagen. (2020). *Anslutning av elproduktion till elnätet.* Energiföretagen.
- Maataoui, e. a. (2022). *New control scheme of on-load tap changer for voltagereregulation in active distribution systems using Fuzzy logic.*
- Madjidian, S. (2021). *Koordinerad spänningsreglering i nät med distribuerad produktion.* Energiforsk.
- Wroblewski, e. a. (2024). *Applicability in the Transition Stage of the Energy System Transformation.*

DYNAMISK SPÄNNINGSREGLERING

Genom att införa dynamisk spänningsreglering kommer Norrtälje Energi öka acceptansgränsen och reducera kostnader som krävs för att ansluta mikroproduktion till lokalnätet. Samtidigt kommer en dynamisk spänningsreglering utformad för belastningssituationerna i elnätet att förhöja elkvaliteten i elnätet i avseende på långsamma spänningsvariationer.

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.

