

Conservation Voltage Reduction i Sverige

- en simuleringsstudie



Kewin Erichsen och Stefan Viklund

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

Förord

Vi vill först och allra främst tacka vår handledare Olof Samuelsson. Han har med stor hängivenhet engagerat sig i vårt examensarbete och väglett oss igenom alla snår och uppförsbackar vi stött på, och samtidigt givit oss utförlig konstruktiv kritik under resans gång och pushat oss att prestera vårt bästa och lite till. Det var även Olof som introducerade oss till ämnet för examensarbetet, och det har verkligen varit intressant att få djupdyka ner i ett ämne som visat sig vara en metod som skulle kunna bidra till att klara av framtidens energiutmaningar.

Niklas Stråth på E.ON var väldigt behjälplig med att svara på våra frågor om Tomelillas distributionsnät, samt spenderade ett antal timmar med oss för att få fram mätdata som vi kunde använda i detta arbete. Tack för det.

Tack även till alla anställda på IEA för en rolig tid tillsammans, det har verkligen varit ett sant nöje att få ta del av er gemenskap i fikarummet, där allt från korsordslösning till skånska språkets historia stått på agendan. Kaffet och frukostarna var inte helt fel de heller.

Sist, och kanske minst i sammanhanget, vill vi även tacka vår rival Hampus Möller, som skrev sitt examensarbete samtidigt som oss på IEA. Utöver de veckovisa ”Atfer Thesis”-hängen har det varit skönt att ha någon att dela både framgångar och ovannämnda uppförsbackar med.

Kewin Erichsen och Stefan Viklund, februari 2019

Abstract

Conservation Voltage Reduction, or short just CVR, is a technique in which the reference voltage at a substation is lowered a few percent in order to conserve energy and decrease peak demand in an electrical distribution grid. Thus, CVR can be used when the energy or power capacity can't be satisfied by the feeding grid. Energy capacity has been a recurring topic in Sweden for a long time with the ongoing decommission of nuclear power plants, while increasing power demand and lacking power capacity is an urgent matter.

This thesis has through modelling and simulation studied the impact of this technique at a typical Swedish distribution grid.

To measure the effectiveness of CVR, CVR Factor has in previous studies been defined as the ratio between the reduction of energy consumption or peak demand in percent and the reduction of voltage in percent. Typical values for CVR Factors in north american studies and implementations range from 0,3 and 0,8.

While energy conservation and peak shaving are the main goals of CVR, one also needs to consider the voltage level requirements on the distribution grid. These vary all over the world and from one grid to the next, but typical limits are $\pm 10\%$ of the nominal voltage.

OpenDSS, in conjunction with Matlab, has been used in this thesis to model and simulate two systems. One system was based on the IEEE 13-bus test system, and the other was based on a real distribution grid in southern Sweden.

Load modelling is a crucial part in estimating credible CVR factors through simulation. What model, and which corresponding parameters, one chooses may even determine whether implementation of CVR will appear to be beneficial or not. A detailed understanding and knowledge of the system that is to be modelled and simulated is hence of utmost importance.

The exponential load model was chosen to model the loads of the Swedish system. The parameters were retrieved from a PhD thesis originating from 2005, where the most critical parameter for CVR-studies is the steady state active load-voltage dependence, α_s , or just α for static load models. That thesis examined a method for estimating parameters for the exponential load model, and used long-term measurements from the same Swedish grid that this thesis has studied.

The simulations for the Swedish grid model showed that CVR Factors between 0,36 and 0,64 could be achieved during the winter months, and between 0,61 and 0,77 during the summer months without violating the voltage level requirements. This corresponded to up to 0,5 MW of peak shaving out of a 25,7 MW peak demand and 4 MWh energy reduction of a total of 510 MWh energy consumption. However, due to higher load during the winter months the margin for potential voltage decrease was more narrow during that period.

Even though both peak demand and consumed energy were reduced with CVR implementation, higher losses due to increased currents in the grid was

observed in most simulation cases. Only when the total aggregated load of a system corresponded to $\alpha > 1$ (constant current load) the losses also decreased when CVR was implemented. This fact could however be used to only activate CVR in a system when the load circumstances are beneficial, provided one could predict or estimate load model parameters in real time.

Keywords: Conservation Voltage Reduction, Distribution grid, Energy conservation, Load modelling, OpenDSS, Peak shaving, Simulation, Voltage Regulation

Sammanfattning

Conservation Voltage Reduction, eller kort bara CVR, är en teknik där spänningsbörvärdet vid en transformator sänks några procent för att spara energi och minska effektbehovet i ett eldistributionsnät. Således kan CVR användas när energi- eller effektkapaciteten inte kan tillgodoses av det överliggande nätet. Energikapacitet har länge varit ett återkommande ämne i Sverige med den pågående avvecklingen av kärnkraften, medan ökad efterfrågan på effekt och effektbrist har blivit högaktuellt den senaste tiden.

Avhandlingen har genom modellering och simulering studerat effekten av denna teknik på ett typiskt svenskt distributionsnät.

För att mäta effektiviteten av CVR har begreppet CVR-faktor i tidigare studier definierats som förhållandet mellan minskningen av energiförbrukning eller toppeffekt i procent och minskningen av spänning i procent. Typiska värden för CVR-faktorer i nordamerikanska studier och implementeringar varierar mellan 0,3 och 0,8.

Även om energibesparing och toppeffektminskning är CVR:s huvudsyfte måste hänsyn även tas till kraven på spänningskvalitet på distributionsnätet. Dessa krav varierar över hela världen, men typiska gränser är $\pm 10\%$ av den nominella spänningen.

OpenDSS, tillsammans med Matlab, har använts i denna studie för att modellera och simulera två system. Ett system var baserat på ett testsystem från IEEE (13-bus), och det andra baserades på ett verkligt distributionsnät i södra Sverige.

Lastmodellering är en viktig del vid uppskattning av trovärdiga CVR-faktorer genom simulering. Vilken modell, och vilka motsvarande parametrar, en väljer kan avgöra om implementering av CVR överhuvudtaget kan anses vara fördelaktigt eller inte. En detaljerad förståelse och kunskap om systemet som ska modelleras och simuleras är därför av yttersta vikt.

Den exponentiella lastmodellen valdes för att modellera lasterna i det svenska systemet. Parametrarna hämtades från en doktorsavhandling från 2005, där den mest kritiska parametern för CVR-studier är det stationära aktiva spänningsberoendet, α_s , eller bara α för statiska lastmodeller. Denna avhandling undersökte en metod för att uppskatta parametrar för den exponentiella lastmodellen och använde sig av mätningar under ett år från samma svenska nät som den här studien har studerat.

Simuleringarna för den svenska nätmodellen visade att CVR-faktorer mellan 0,36 och 0,64 kunde uppnås under vintermånaderna och mellan 0,61 och 0,77 under sommarmånaderna utan att kraven på spänningskvalitet äventyrades. Detta motsvarade upp till 0,5 MW toppeffektminskning från en toppeffekt på 25,7 MW, samt 4 MWh energibesparing av totalt 510 MWh energiförbrukning. På grund av högre belastning under vintermånaderna var dock marginalen för potentiell spänningsminskning mindre under den perioden.

Trots att både toppeffekt och förbrukad energi minskades med implementering av CVR noterades högre förluster på grund av ökad ström i nätet i de flesta simuleringsfall. Endast när den totala aggregerade belastningen på ett system motsvarade $\alpha > 1$ (konstant ström-last) minskade förlusterna också när CVR implementerades. Detta faktum kan dock användas för att endast aktivera CVR i ett system när lastförhållandena är gynnsamma, förutsatt att man kan förutsäga eller uppskatta lastmodellparametrar i realtid.

Innehåll

Förord	i
Abstract	ii
Sammanfattning	iv
Nomenklatur	viii
1 Inledning	1
1.1 Bakgrund	1
1.2 Syfte och frågeställningar	2
1.3 Metod och disposition	3
Del I - Teori	4
2 Elnätet som energisystem	5
2.1 Elnät	5
2.1.1 Elnätet i Sverige	6
2.1.2 Jämförelse med USA	8
2.2 Krav på spänningskvalitet	9
2.3 Laster	9
2.3.1 Enskilda lasters spänningsberoende	10
2.3.2 Lastprofiler och förluster	10
2.3.3 Termostatlaster	11
3 Spänningsreglering	14
3.1 Metoder att reglera spänning	14
3.1.1 Enkel spänningsreglering	14
3.1.2 Line Drop Compensation	15
3.1.3 Reaktorer och kondensatorer	16
3.1.4 Återkoppling från nätet	16
3.2 Conservation Voltage Reduction	17
3.2.1 CVR-faktor	17
3.2.2 Fallstudie: CVR	18
Del II - Modellering och simulering	21
4 Modeller av elnät och laster	22
4.1 Lednings- och kabelmodeller	22
4.2 Lastmodeller	23

4.2.1	Statiska lastmodeller	23
4.2.2	Dynamiska lastmodeller	26
4.2.3	Samband mellan statiska och dynamiska lastmodeller	27
5	Simuleringsverktyg	30
5.1	Modellering	30
5.2	Ögonblickssimulering	31
5.3	Simulering över tid	33
	Del III - Resultat och analys	35
6	Case 1: IEEE 13-bus	36
6.1	Modellering	36
6.1.1	Nätmodell	36
6.1.2	Lastmodell	37
6.2	Simuleringsresultat	37
6.2.1	Resultat i denna studie	38
7	Case 2: Tomelillas mellanspänningsnät	40
7.1	Modellering	41
7.1.1	Nätmodell	41
7.1.2	Mätdata	43
7.1.3	Val av lastmodeller	44
7.2	Simuleringsresultat	45
7.2.1	Simuleringar med timvärden	45
Case 2.1	46
Case 2.2	50
7.2.2	Simuleringar med minutvärden	54
Case 2.3	54
Case 2.4	58
Case 2.5	60
7.2.3	CVR och förluster i nätet	63
8	Diskussion	66
9	Slutsats och framtida studier	69
	Referenser	71
A	IEEE 13 Bus	73
B	Matlabkod	78

Nomenklatur

CVR Conservation Voltage Reduction

$CVR_{f,Evvar}$ CVR-faktor för reaktiv energi

$CVR_{f,E}$ CVR-faktor för aktiv energi

$CVR_{f,P}$ CVR-faktor för aktiv effekt

$CVR_{f,Q}$ CVR-faktor för reaktiv effekt

1 Inledning

1.1 Bakgrund

Med allt större andel förnybar energi från intermittenta källor och ambitioner att på sikt avveckla kärnkraften blir frågan om effektbalans och effektbrist ett högst aktuellt ämne. I Energikommisionens betänkande till Sveriges regering (Energikommisionen 2017), konstateras det att "skillnaden mellan produktionskapacitet och användning har minskat och att marginalerna mot effektbrist har minskat", och vidare att det "därför är viktigt att utbyggnaden av förnybar elproduktion går hand i hand med kostnadseffektiva investeringar i elnät".

I Sydsvenskans artikel "Elbristen i Skåne hotar viktiga investeringar" (Magnusson 2018) blir denna problematik väldigt påtaglig. Där skrivs bland annat om att Ystad kommun på kort sikt begärt att få höja sin effekt från 48 MW till 49 MW, men då fått avslag på denna begäran av E.ON med förklaringen att de helt enkelt inte kan tillgodose det behovet. Trelleborgs kommun vill höja sin effekt med upp emot 50 MW till år 2028 och enligt Mats Andersson, anläggningschef på E.ON, finns det "inte en kommun i Skåne som inte planerar en omfattande infrastruktur för att ladda bilar och bussar", och vidare att "enbart i Malmö kräver den infrastrukturen 70 MW".

Effektbrist är med andra ord inte något som kan inträffa om några år, utan det är ett problem som är direkt överhängande. För att återkoppla till Energikommisionens betänkande - vilka möjligheter finns det då till kostnadseffektiva investeringar i elnätet? Detta examensarbete har letat inspiration från andra sidan Atlanten.

Conservation Voltage Reduction, CVR, innebär att sänka spänningen i eldistributionsnät med syfte att minska effektuttag bland elanvändare, utan att tumma på de krav som finns på spänningskvalitet. I bland annat USA har mycket forskning, simulering och testning gjorts med flera positiva resultat. Bl a EPRI (2012) har gjort en case-studie i Sacramento, Kalifornien, på CVR med verklig data från ett eldistributionssystem, och Short och Mee (2012) har utfört en studie där de mätt vilken effekt CVR har på nio olika distributionsområden i USA över åtminstone ett år. I Sverige tycks inget dokumenterat arbete finnas på detta område.

Examensarbetet *Elmätarens roll i framtidens elnät* från Uppsala Universitet (Persson och Svanberg 2014) nämner dock CVR som ett intressant koncept som var värt att studera vidare under svenska förhållanden. En fokusgrupp hölls med företag från svenska energibranschen där deltagarna fick rangordna olika utvecklingskoncept som skulle kunna bidra till att elmätare kunde skapa mervärde för nätägare. CVR kom där på fjärde plats, men en större fördjupning än så gjordes inte i examensarbetet.

Redan under 1960-talet använde sig elbolag i USA av spänningssänkning i elnäten

som en nödlösning för att hantera höga effekttoppar vid extremt höga lastsituationer. Under det arabiska oljeembargot hösten 1973 och den oljebrist detta medförde, användes spänningssänkning frekvent för att spara energi. Det var vid denna tid som intresset för förhållandet mellan spänning å ena sidan och energianvändning och effektefterfrågan å andra sidan växte fram (Preiss och Warnock 1978).

Under 1980- och 90-talen var intresset fortsatt högt då man såg en potential att minska förluster i näten. Efter 90-talet när avregleringen av USA:s kraftsystem ägde rum avtog dock intresset eftersom det inte var helt givet vem som egentligen tjänade på att hålla spänningen på lägre nivåer. Intresset ökade snabbt igen i takt med utvecklingen av smarta elnät och de behov av ökad effektivitet och energibesparingar som detta medförde (Singh och Singh 2016).

Varför har inte samma intresse funnits i Svergie? En förklaring kan vara att Sverige inte blev lika hårt drabbat av oljeembargot, då Sverige dels redan hade mycket vattenkraft och dels under 70-talet började bygga ut kärnkraften. Men som både Energikommissionens betänkande och artikeln i Sydsvenskan bekräftar börjar effektbrist i vårt elsystem bli ett reellt problem.

1.2 Syfte och frågeställningar

Detta examensarbete utreder huruvida energibesparingar och effektreduktioner vid olika lastförhållanden kan göras med hjälp av CVR på svenska elnät. Utredningen kommer genomföras i form av en simuleringsstudie. Två olika nät kommer att modelleras; ett baserat på ett standardsystem från IEEE med 13 noder och ett baserat på Tomelilla kommuns mellanspanningsnät.

Denna studie kommer arbeta utifrån följande frågeställningar:

- Vilken påverkan på energiåtgång och effekttoppar skulle CVR kunna ha på svenska distributionsnät?
 - Hur skulle det kunna påverka kunderna på elnätet?
 - Hur skulle det kunna påverka nätbolagen som äger och ansvarar för elnäten?
- Hur skulle CVR kunna implementeras på ett svenskt distributionsnät?
 - Kan de krav som finns på spänningskvalitet upprätthållas med införande av CVR?
 - Finns det förhållanden då CVR är mer gynnsamt än andra?

1.3 Metod och disposition

Innan simuleringsresultaten presenteras kommer denna rapport gå igenom det teoretiska underlag som behövs för att kunna förstå och tolka resultaten.

I **Del I** kommer fokus ligga på elnäts funktion, uppbyggnad och komponenter, samt hur spänningsreglering åstadkoms. Även tekniken Conservation Voltage Reduction presenteras i denna del.

Om **Del I** fokuserar på hur verkligheten ser ut och fungerar, kommer **Del II** beskriva hur verkligheten kan representeras i modeller. Vidare kommer mjukvarorna OpenDSS och Matlab, som använts i denna studie för både modellering och simulering, presenteras.

Slutligen presenteras resultaten av simuleringarna i **Del III**, samt diskussion och förslag på vad framtida studier skulle kunna arbeta vidare med.

Del I

Teori

I denna del kommer en översikt av elnätet och dess viktigaste komponenter presenteras. Metoder att reglera spänning på ett distributionsnät kommer gås igenom och vidare kommer tekniken Conservation Voltage Reduction introduceras.

2 Elnätet som energisystem

Ett elnäts syfte är att överföra elektrisk effekt från någon form av elproducerande anläggningar till elanvändare av olika slag.

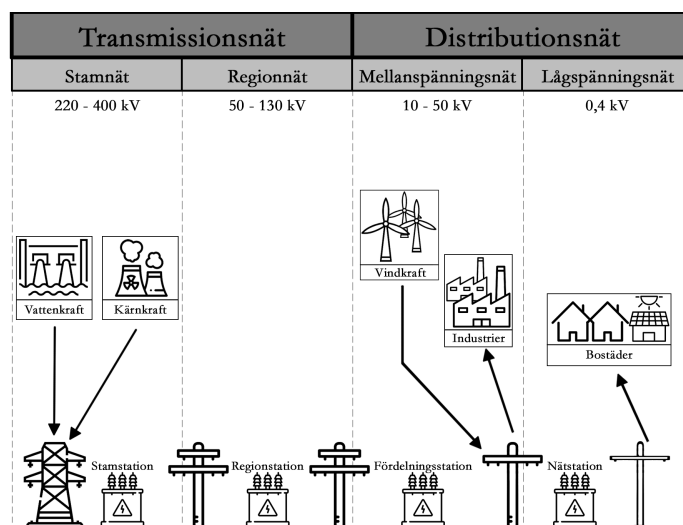
Detta avsnitt kommer gå igenom elnäts uppbyggnad och vilka typiska beståndsdelar det har. Fokus kommer ligga på mellan- och lågspänningsnät då det är dessa nivåer som denna studie kommer undersöka närmare och simulera. Främst är det hur svenska elnät fungerar, men även nordamerikanska nät kommer undersökas då många CVR-studier har gjorts i just USA.

Vidare kommer avsnittet även gå in närmare på vilken inverkan olika typer av elanvändare, eller i elkraftssammanhang även kallat laster, har på elnätet och omvänt hur dessa laster påverkas av elnätet.

2.1 Elnät

Elnät kan lite grovt delas upp i två delar - transmissionsnät och distributionsnät. I transmissionsnätet överförs stora mängder energi över längre sträckor. Det kännetecknas av en maskad struktur och höga spänningar. Transmissionsnätet är inte av stor relevans för studien så detta avsnitt går inte in närmare på dess funktion här.

Distributionsnätet har som syfte att distribuera energin från transmissionsnätet ut till alla elanvändare och kan ytterligare delas upp i mellanspänningsnät och lågspänningsnät. Till lågspänning räknas alla spänningar under 1 kV. Nivåer över detta och upp till 50kV räknas som mellanspänning. En förenklad illustration över hur de olika delarna i nätet förhåller sig till varandra kan ses i figur 2.1.



Figur 2.1: Förenklad illustration över hur Sveriges elnät är uppbyggt med typiska spänningsnivåer för de olika delarna.

I detta delavsnitt kommer typiska egenskaper för svenska respektive nordamerikanska distributionsnät att gås igenom.

2.1.1 Elnätet i Sverige

Hur ett visst distributionsnäts struktur ser ut beror på antalet kunder som försörjs och vilket effektkrav som finns. De vanligaste strukturerna för mellanspänningsnäten är radiella nät, slingnät och dubbelkabelnät. Varje mellanspänningsnät matas från en fördelningsstation. De olika typerna av nätstruktur med tillhörande komponenter förklaras nedan.

Fördelningsstation

Vid fördelningsstationerna övergår transmissionsnät till distributionsnät. Stationerna är ofta placerade så nära städer eller annan bebyggelse som möjligt, för att göra avstånden i distributionsnätet relativt korta. Spänningen transformeras ner från mellan 130 kV och 50 kV till mellan 20kV och 10kV. Fördelningsstationerna har en eller flera transformatorer. Dessa transformatorer är utrustade med lindningskopplare som används för att reglera spänningen på nedspänningssidan. Lindningskopplarna med deras automatik har funktionen att stegvis automatiskt öka eller minska antalet lindningsvarv på den ena sidan av transformatorn för att därmed ändra utspänningen.

Varje steg brukar motsvara $\sim 1.5\%$ spänningsändring. Dessa stegändringar kan göras även om transformatorn är belastad. I fördelningsstationen finns, förutom regleringsinstrument, också diverse mättnings- och säkerhetsutrustning, så som mättransformatorer och effektbrytare.

Mellanspänningsnät

Mellanspänningsnät drivs i Sverige typiskt vid spänningar mellan 10kV och 20kV, men i själva verket räknas spänningar mellan 1kV och 50kV till mellanspänning. Laster på mellanspänningsnätet är generellt kunder med stort effektkrav, såsom industrier.

Nätsammansättningar kan se olika ut på olika platser, men de vanligaste strukturerna på mellanspänningsnäten är som ovan nämnt, radiella nät, slingnät och dubbelkabelnät. I tätorter används generellt jordkabel, medan man på många glesbygda områden fortfarande använder friledningar.

Radiella nät matas från en fördelningsstation till ett antal nätstationer. Detta medför att det inte finns någon redundans i systemet, så om ett fel inträffar någonstans på någon ledning drabbas alla kunder nedströms. Radiell nätstruktur finns generellt på landsbygden, där kunderna är få och avstånden mellan dem är relativt långa. Lågspänningsnäten har generellt en radiell struktur.

Slingnät karakteriseras av att nätstationerna är sammankopplade i en slinga som börjar och slutar vid fördelningstationen. Detta betyder att alla nätstationer kan matas från två håll och om något fel skulle inträffa någonstans i slingan, kan felet kopplas bort och matning fortsätts från det håll som inte är drabbat. Slingstruktur används vid tätare bebyggelse, och ger viss redundans. Ytterligare redundans kan fås om slingan matas av två olika fördelningsstationer. Detta är vanligt vid matning av samhällskritiska förbrukare.

Dubbelkabelnät används främst i storstäder där hög redundans är viktig. Nätstationer är då kopplade till två olika kabelsystem, men matas bara av det ena. Om ett fel skulle inträffa finns det automatisk omkoppling som snabbt kan byta matningskabel.

Nätstation

Vid nätstationerna transformeras spänningen ner ytterligare från mellanspänningen till lågspänningsnätets nivå 400V. Nätstationerna är förutom transformator utrustade med omsättningskopplare och frånskiljare. Omsättningskopplaren är till funktion lik en lindningskopplare, med skillnaden att den bara kan ställas om när transformatorn inte är spänningssatt. Både omsättningskopplare och frånskiljare måste styras manuellt på plats.

Lågspänningsnät

Lågspänningsnät är det sista ledet i distributionskedjan. Nätet har en radiell struktur utifrån nätstationerna, med kabelskåp som ytterligare förgreningspunkter på vägen. 400V är den nominella spänningen mellan faserna och varje kund får alla tre faser indragna i fastigheten. Nätet är nästan uteslutande nergrävt, även om det fortfarande förekommer en del luftledningar i glesbygd. Då spänningen är låg får avstånden hållas relativt korta för att minska förluster och värmebildning i kablarna.

2.1.2 Jämförelse med USA

De nordamerikanska distributionsnäten börjar också vid en fördelningsstation som transformerar ner spänningen till mellanspänningen 12.47kV. Mellanspänningsnätet för storstadskärnor och större industrier är till utformningen likt det svenska med större nätstationer och nergrävda kablar. För mellanspänningsnäten som inte används i storstadskärnor, är istället luftledningar mer frekvent förekommande för distribution. Detta har ofta en följd att gator och bakgator i bebyggda områden är fyllda med friledningar. I dessa nät används inte nätstationer, utan istället kopplas en stolpmonterad enfastransformator på precis vid kunderna som transformerar ned spänningen till 240V. Då denna transformator är "center tapped" erhåller man två 120 V-faser som är 180 grader fasförskjutna och används till diverse elektrisk utrustning samt en 240V fas som kan användas till större laster, så som spis (Short 2004). Förutom skillnaderna i uppbyggnad och spänningsnivåer använder man nätfrekvensen 60 Hz. En liten sammanfattning över de väsentliga skillnaderna finns i Tabell 2.1.

Tabell 2.1: Sammanfattning av skillnader mellan distributionsnät i Sverige och USA.

Svenskt	Nordamerikanskt
Mellanspänningsnätet har en enkel struktur	Mellanspänningsnätet är vidsträckt
Lågspänningsnätet är vidsträckt	Lågspänningsnätet är kort
Många kunder per nätstation	Få kunder per nättransformatorer
50 Hz	60 Hz

2.2 Krav på spänningskvalitet

För att elektriska apparater ska kunna fungera korrekt finns krav om spänningskvalitet. Kraven om spänningskvaliteten läggs i Sverige på nätoperatörerna enligt (EI:FS 2013:1 2013). Förordningen säger att spänningen vid anslutningspunkt hos kund eller vid övergång till annan nätoperatör ska ligga inom intervallet 90% - 110% av nominell spänning. Transienter utanför dessa gränser tillåts om de är mycket kortvariga så att elektrisk utrustning hos kunderna inte hotas att skadas. Nätoperatörerna har sedan i sin tur ofta interna striktare krav på spänningsnivåerna för att ha en viss marginal.

Även spänningskraven i USA skiljer sig något från de som ställs på svenska och europeiska nätbolag. Där har man krav på spänning både hos kund och utrustning. Ute hos kunden får spänningen vid normal drift maximalt variera mellan 95% och 105% av nominell spänning. Samtidigt som spänningskraven vid utrustningen som nätbolagen äger ska ligga mellan 90% och 105%. Precis som i Sverige kan snabba transienter utanför dessa gränser tillåtas om de inte riskerar att skada elektrisk utrustning (Kersting 2017).

2.3 Laster

En belastning i elnätet, eller helt kort en last, är ett objekt, föremål eller en anordning som omvandlar elektrisk effekt till någon form av nyttig effekt för ett specifikt ändamål. Det kan vara en lampa som lyser, ett element som värmer upp ett rum eller en motor som driver en process. En last kan även åsyfta ett större system av flera mindre laster, en så kallad aggregering, som kan representera exempelvis ett hushåll, en industri eller ett helt distributionsnät. Oavsett om det rör sig om enskilda elektriska apparater eller hela samhällen, så betar sig olika typer av laster olika beroende på en rad omständigheter så som temperatur, spänningsnivå eller elektrisk frekvens.

Särskilt intressant inom ramen för denna studie är att undersöka närmare hur spänningsvariationer påverkar olika laster, och i förlängningen hur ett större område med väldigt många laster påverkas.

2.3.1 Enskilda lasters spänningsberoende

När en last är ansluten till elnätet och används drar den elektrisk effekt. Ekvationen för hur mycket aktiv effekt i en fas som dras lyder:

$$P = U \cdot I \cdot \cos(\varphi) \quad (2.1)$$

Om spänningen som en simpel impedans matas av skulle förändras, ändras således även den elektriska effekt som impedansen drar. Detta är t.ex. fallet med många sorters glödlampor - en lägre spänning resulterar i att lampan drar mindre effekt och således lyser svagare, och vice versa.

Växelströmsmotorer är en typ av last som bland annat används i många industrier som drar både aktiv och reaktiv effekt. Den reaktiva effekten minskar med spänningen, medan den aktiva effekten förblir densamma och motorn belastas således hårdare vid lägre spänning. Verkningsgraden är typiskt högre vid hög belastning.

Många elektriska apparater har emellertid numera mer eller mindre sofistikerad kraftelektronik i sig, som kräver att de tillförs med konstant effekt. Dessa laster kompenserar då lägre spänningsnivåer med att dra mer ström för att bibehålla märkeffekten, och detta ganska enkla fenomen kommer senare i denna studie visa sig ha stor betydelse för hur ett distributionsnät beter sig vid olika spänningsnivåer.

2.3.2 Lastprofiler och förluster

Många elektriska apparater har oftast två lägen - på eller av. Men när man betraktar exempelvis ett helt distributionsnät bidrar alla laster i systemet till den totala effektuttaget, och om detta uttag mäts över en tidsperiod får man en lastprofil. Vid aggregeringen av enskilda laster till en lastprofil blir bidragen av enskilda lasters tillstånd (på eller av) mindre och det bidrar snarare med sitt medelvärde. Denna så kallade sammanlagringseffekt utnyttjas genom att elnätet inte behöver dimensioneras för summan av alla kunders kortvarigt maximala effekt.

Ett nät med mycket industrier karakteriseras ofta av en lastprofil med ett stort effektuttag under dagtid, så kallad hög last, medan ett nät med mycket bostäder

ofta har låg last under dagtid och högre på kvällen när många familjer lagar mat och ser på TV.

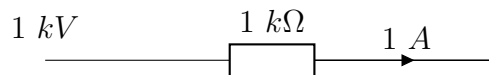
Aktiva förluster består till största delen av värmeutveckling i ledningar och kablar, och är direkt relaterat till hur mycket aktiv ström som går igenom dessa. Reaktiv ström bidrar också till värmeutveckling. Hög andel reaktiv ström, och därmed reaktiv effekt, minskar $\cos \varphi$ och mängden aktiv effekt som överförs. Den totala effekten som överförs behöver då öka för att tillgodose det aktiva effektbehovet och bidrar således till mer förluster. Ekvation 2.2 nedan beskriver aktiva förluster över en kraftledning där strömmen I är samma ström som åsyftas i ekvation 2.1.

$$P_{förluster} = I^2 \cdot R \quad (2.2)$$

En last som drar konstant ström skulle i teorin inte påverka förlusterna alls till följd av spänningsvariationer. För vissa typer av laster minskas strömmen de drar när spänningen minskar och för en del laster är det tvärtom.

2.3.3 Termostatlaster

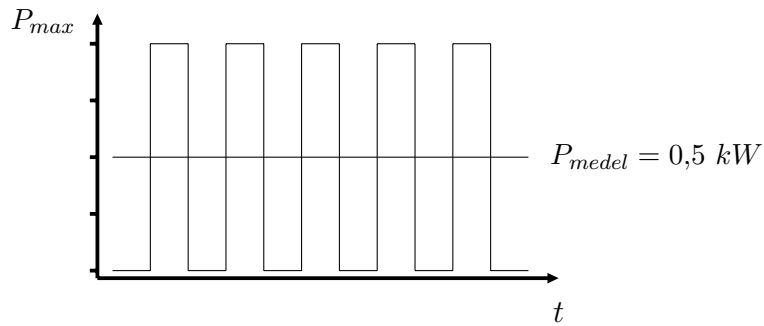
Termostater är ett exempel på energiförbrukare som är av särskilt intresse att undersöka närmare. Låt oss anta att vi har ett element, som i princip är en resistans vars förluster är nyttig värmeeffekt för exempelvis hushåll, med $R = 1 \text{ k}\Omega$, se figur 2.2. Den matas med 1 kV och strömmen genom den blir enligt Ohms lag 1 A .



Figur 2.2: Enkel modell av ett element.

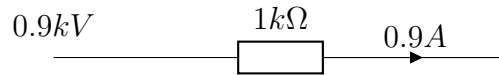
För en viss temperatur kan värmeeffektbehovet antas vara $0,5 \text{ kW}$. Termostaten kopplar då in 1 kW 50 % av tiden vilket ger medeleffekten $0,5 \text{ kW}$, se beräkningar och figur 2.3 nedan.

$$\begin{aligned} P_{last} &= 1 \text{ kV} \cdot 1 \text{ A} = 1 \text{ kW} \\ I_{medel} &= 1 \text{ A} \cdot 0,5 = 0,5 \text{ A} \\ P_{medel} &= 1 \text{ kV} \cdot 0,5 \text{ A} = 0,5 \text{ kW} \end{aligned}$$



Figur 2.3: Effektkurva hos en termostat då den matas av 1 kV med medeleffekt $0,5\text{ kW}$.

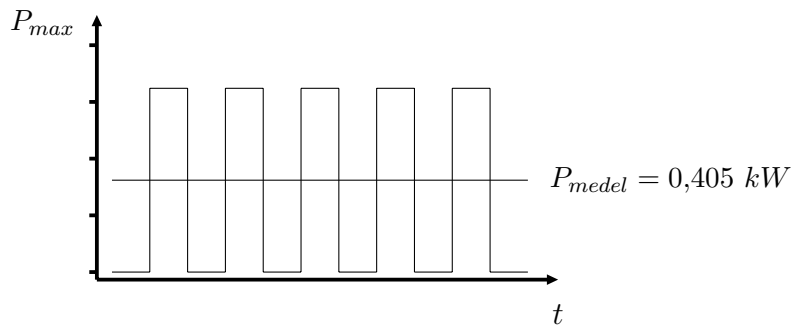
I figur 2.4 har spänningen sänkts 10% och strömmen minskar således lika mycket.



Figur 2.4: Enkel modell av ett element, där spänningen sänkts till $0,9\text{ kV}$.

Med samma beräkningar som ovan och en termostat som fortfarande är på hälften av tiden fås ett mindre medelvärde för värmeeffekt, se figur 2.5.

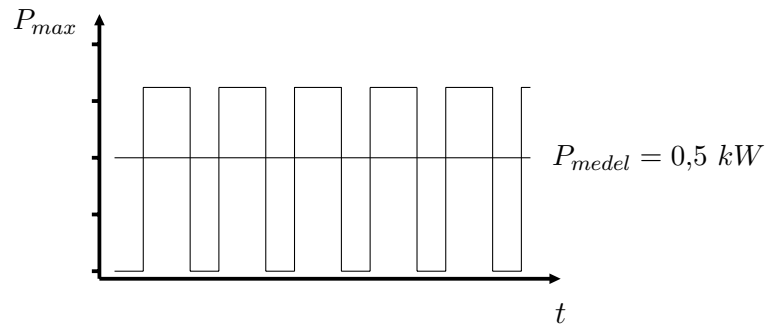
$$\begin{aligned}
 P_{last} &= 0,9\text{ kV} \cdot 0,9\text{ A} = 0,81\text{ kW} \\
 I_{medel} &= 0,9\text{ A} \cdot 0,5 = 0,45\text{ A} \\
 P_{medel} &= 0,9\text{ kV} \cdot 0,45\text{ A} = 0,405\text{ kW}
 \end{aligned}$$



Figur 2.5: Effektkurva hos en termostat då den matas av $0,9\text{ kV}$ med medeleffekt $0,405\text{ kW}$.

Om vi skulle vilja ha samma medeleffekt över tid som innan spänningssänkningen hade termostaten behövt vara på längre än den behövt vara av, i detta fall 62% av tiden. Effekttuttaget i det här fallet illustreras i figur 2.6.

$$\begin{aligned}
 P_{last} &= 0,9 \text{ kV} \cdot 0,9 \text{ A} = 0,81 \text{ kW} \\
 I_{medel} &= 0,9 \text{ A} \cdot 0,62 = 0,56 \text{ A} \\
 P_{medel} &= 0,9 \text{ kV} \cdot 0,56 \text{ A} = 0,5 \text{ kW}
 \end{aligned}$$



Figur 2.6: Effektkurva hos en termostat då den matas av 0,9 kV med medeleffekt 0,5 kW.

Om flera element i ett område skulle påverkas av en spänningssänkning liknande den i exemplet ovan skulle det innebära att sannolikheten ökar att fler element är på samtidigt. Med många element på samtidigt ökar den momentana belastningen på nätet, vilket i sin tur ökar förlusterna på detsamma enligt ekvation 2.2. Så även om ett enskilt element kan likställas med en impedans, så gör termostatverkan att det snarare har karaktären av konstant effekt. Således ökar förlusterna på nätet, vilket kan visas med sambandet $P_{förluster} = I_{medel}^2 \cdot R$ (ekvation 2.2).

3 Spänningsreglering

För att upprätthålla de krav på spänningskvalitet som finns vid både låg och hög last är spänningsreglering centralt. Denna reglering kan utföras på olika sätt runtom i världen, men också på regional nivå, då krav och förutsättningar kan skilja sig åt.

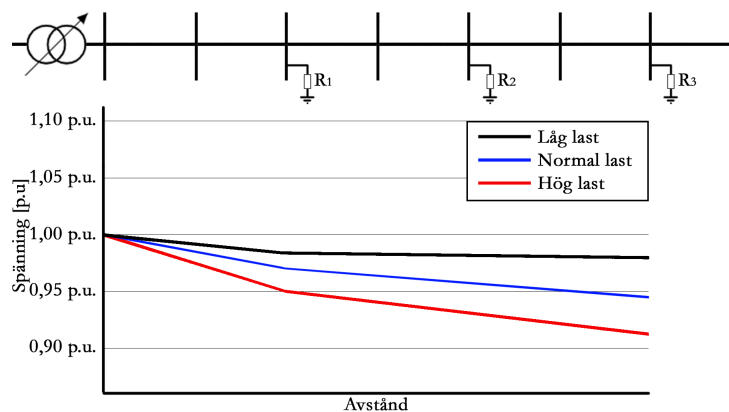
I det här avsnittet kommer först grundläggande principer för spänningsreglering gås igenom, med fokus på hur det fungerar i dels Sverige och dels USA. Nästa del av detta avsnitt kommer dyka djupare på ämnet Conservation Voltage Reduction.

3.1 Metoder att reglera spänning

För reglering av spänning i distributionsnäten finns ett antal alternativ. I princip använder alla distributionsnät någon form av återkoppling för att kunna kompensera för olika lastförhållanden. Vilken information som samlas in och hur den används kan se ut på många sätt. Generellt gäller att ju mindre noggran metoden är desto större marginaler behövs för att ta hand om osäkerheten i resultatet.

3.1.1 Enkel spänningsreglering

En enkel teknik för reglering är att mäta spänningen vid transformatorn, och om värdet avviker allt för mycket från börvärdet ändrar lindningskopplaren steg för att kompensera. Denna metod är både kostnadseffektiv och lätt att implementera, och används därför på de flesta fördelningsstationer i Sverige. Nackdelen med metoden är att nätoperatören i princip är helt blind för hur spänningen ser ut längre ner i nätet. Detta hanteras genom att sätta ett högre börvärde vid fördelningsstationen och därmed ha stora marginaler för spänningsfall. En förklaring till varför stora marginaler behövs vid enkel reglering illustreras av Figur 3.1. Figuren visar hur ett spänningsfall kan se ut i en radial vid olika lastförhållanden. Långt ner i radialen har spänningen närmast sig gränsen för hur mycket den får sjunka (i detta fall 0,9 p.u.), medan den i samtliga fall ser bra ut precis vid transformatorn.



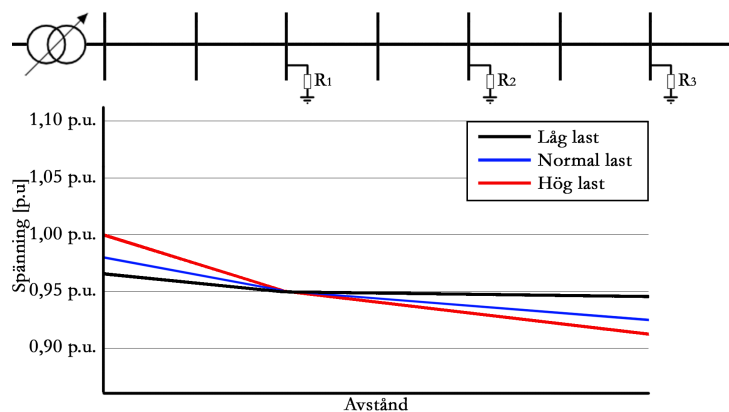
Figur 3.1: Spänningsprofiler i en radial för tre olika lastförhållanden.

I USA har man precis som i Sverige lindningskopplare på fördelningsstationerna för reglering. Men eftersom varje kund bara har en fas indragen till fastigheten, brukar faserna i mellanspanningsnäten bli belastade olika mycket, dvs. obalanserade. Detta åtgärdas med spänningsregulatorer längs ledningen. Regulatorerna består av autotransformatorer med lindningskopplare som kan ändra spänningen för varje fas och hålla den inom spänningskraven.

3.1.2 Line Drop Compensation

För att minska marginalerna kan en Line Drop Compensator (LDC) användas. Principen bygger på metoden i 3.1.1, men istället för att mäta spänningen intill transformatorn och använda den som inparameter i regulatorn, har en liten impedansmodell av den utgående ledningen modellerats inuti LDC:n. Meningen är att denna impedans ska bete sig likadant som ledningen gör vid olika lastförhållande. Vid en rätt konfigurerad impedans räknar LDC:n ut hur stort spänningsfallet är längre ut i ledningen. Börvärdet kan alltså ställas in för en viss punkt i systemet som inte är direkt vid transformatorn. Figur 3.2 visar samma radial med likadana lastförhållanden som i Figur 3.1, men nu ansluten till en LDC vars impedans är anpassad till ledningen till den första lastnoden. LDC:n kan nu använda lindningskopplaren för reglera spänningen vid denna nod istället och hålla den konstant.

Nackdelarna med att använda LDC är behovet att modellera impedanser till alla LDC:er som är anslutna i ett system. Detta eftersom varje impedans måste modelleras för sig. Ett annat problem uppstår då en transformator är ansluten till många radialer. Eftersom en LDC bara kan räkna ut spänningsfallet på en radial, kan det hända att spänningen blir för hög eller låg i de andra radialerna.



Figur 3.2: Principiell illustration av en distributionsradial med LDC för samma lastförhållanden som i figur 3.1. LDC:n är inställd att räkna ut spänningsfall till första lasten. Börsvärdet är satt till 0,95 p.u.

3.1.3 Reaktorer och kondensatorer

Det är också möjligt att reglera spänningen med shuntreaktorer och shuntkondensatorer. Reaktorerna och kondensatorerna drar respektive matar reaktiv effekt vilket medför spänningssänkning respektive spänningsökning (Alaküla m.fl. 2011). I Sverige används dock kondensatorer och reaktorer bara på nät med högre spänning än mellanspänningsnätet då nätreaktansen är mycket högre på högspänningsnäten och nära noll på lågspänningsnäten. Så för att få samma inverkan på ett lågspänningsnät, hade mycket större kondensatorer behövts än på nät högre upp i hierarkin. I nordamerikanska mellanspänningsnät används däremot kondensatorer. Dessa brukar vara anslutna till automatik liknade den som styr lindningskopplare som automatiskt kan koppla på och av kondensatorerna när de behövs.

3.1.4 Återkoppling från nätet

En teknik som i allt större utsträckning börjar möjliggöras är spänningsreglering med så kallade smarta elnät. Dessa kan implementeras i olika komplexitetsgrad, men det generella syftet är att med hjälp av realtidsåterkoppling från olika delar av elnätet kunna reglera spänningen till önskad nivå.

Med verktyg så som SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) kan mätning av effekt och spänning ske någon annanstans på nätet än där just transformatorn befinner sig; en direkt feedback från utvalda punkter på distributionsnätet kan alltså fås. Om exempelvis spänningen eller $\cos \varphi$ blir för låg vid en specifik mätpunkt,

skickas en enkelriktad signal från denna mätpunkt till SCADA-systemet som sedan kan vidta lämpliga åtgärder, som till exempel att justera lindningskopplarläge på fördelningstransformatorn eller koppla in en kondensatorbank (Uluski 2010).

Ett samlat begrepp för reglering av spänning och reaktivt effektflöde heter på engelska Volt-VAR Control, VVC (eller Volt-VAR Optimization, VVO). Med hjälp av SCADA kan integrerad VVC implementeras. Med integrerad VVC menas att samtliga spännings- och effektregerande anordningar i distributionsnätet kan styras för att uppnå önskad effekt på systemet i stort. Detta inkluderar mätning och styrning av lindningskopplare, kondensatorbanker vid transformatorstationerna, switchade kondensatorbanker ute i nätet, kraftelektroniska enheter, energilagrar, etc.

3.2 Conservation Voltage Reduction

Conservation Voltage Reduction, CVR, är en metod som går ut på att minska effektuttaget i ett system genom att utnyttja det faktum att många laster har ett spänningsberoende som innebär att de drar mindre effekt vid lägre spänningsnivåer.

Flertalet studier i bl a USA - se exempelvis Singh och Singh (2018) - har undersökt och utvärderat denna teknik, både genom simuleringsstudier och fältstudier. Utfallet av att implementera CVR tycks bero en del på både nättopologi, lastfördelning och vilken metod som används för spänningsreglering, men merparten av studierna indikerar ändå att utfallet är positivt.

I detta delavsnitt kommer definitionen av CVR-faktor förklaras och en amerikansk studie om CVR presenteras och går igenom.

3.2.1 CVR-faktor

För att mäta effektiviteten av att sänka spänningen i ett system har begreppet CVR-faktor definierats. Detta är ett relativt mått på hur mycket effektminskning som uppnås i förhållande till spänningsminskningen. CVR-faktorer kan användas både för att beräkna effektiviteten gällande minskning av toppeffekt och total energiförbrukning.

Ekvationerna nedan beskriver dessa två CVR-faktorer.

$$\text{CVR}_{f,P} = \frac{\Delta W_{\%}}{\Delta V_{\%}} \quad (3.1)$$

$$CVR_{f,E} = \frac{\Delta Wh_{\%}}{\Delta V_{\%}} \quad (3.2)$$

där $\Delta W_{\%}$ är skillnad i toppeffekt i procent, $\Delta Wh_{\%}$ är skillnad i energiförbrukning i procent och $\Delta V_{\%}$ är minskning i genomsnittlig nätspänning från normala driftförhållanden i procent under en given tidsperiod (Short och Mee 2012).

CVR-faktor kan även beräknas för reaktiv effekt enligt nedanstående ekvationer.

$$CVR_{f,Q} = \frac{\Delta var_{\%}}{\Delta V_{\%}} \quad (3.3)$$

$$CVR_{f,Evar} = \frac{\Delta varh_{\%}}{\Delta V_{\%}} \quad (3.4)$$

Typiska värden i nordamerikanska studier på CVR-faktorer för aktiv effekt (både vad gäller toppeffekt och energiförbrukning) ligger mellan 0,3 och 0,8. För reaktiv effekt indikerar en del nordamerikanska studier att CVR-faktorerna kan uppgå till mellan 3 och 4.

3.2.2 Fallstudie: CVR

En nordamerikansk studie som undersökt utfallet av att implementera CVR på elnät är Short och Mee (ibid.). Fältmätningar genomfördes på nio olika distributionsnät, varav sju av dem var i sydöstra USA och två av dem i Europa.

Tabell 3.1 ger en sammanställning av de distributionsnät som undersöktes och de egenskaper näten hade. Tabell 3.2 visar resultaten av fältmätningarna. Studien visade att för varje 1 % sänkning av nätspänningen så gjordes en energiminskning på mellan 0,55 % och 0,85 %, med andra ord $CVR_{f,E}$ på mellan 0,55 och 0,85. För nät G och H hade de dessutom möjlighet att mäta reaktiv effekt och fick en $CVR_{f,Evar}$ på 4,3 respektive 5,3. Utfallet på nät B är ett undantag författarna inte själva kan förklara, och gav $CVR_{f,E}$ på enbart 0,07.

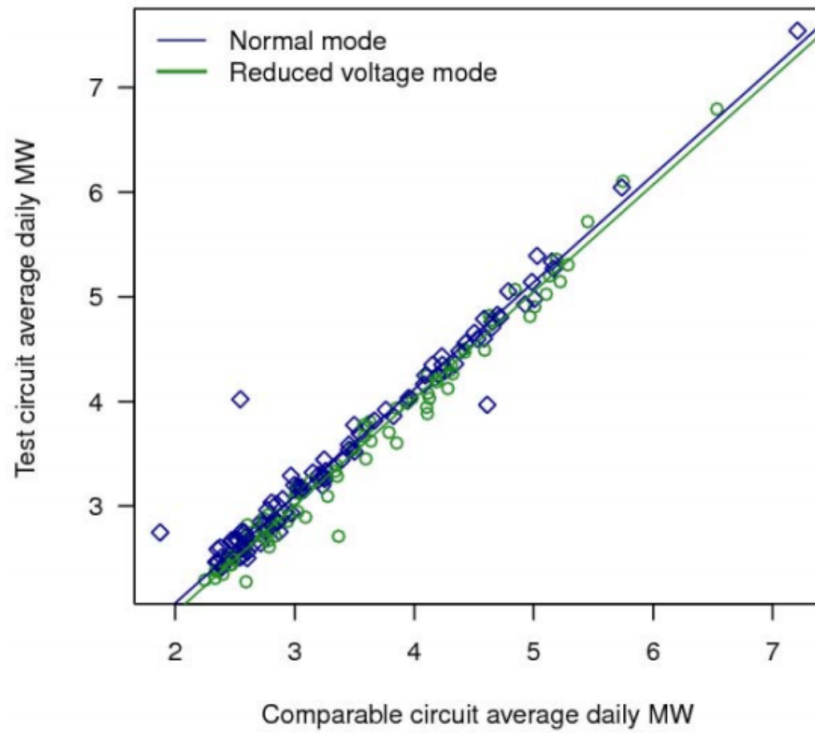
Tabell 3.1: Fältmätningar, egenskaper (Short och Mee 2012).

Nät	Spänning [kV]	Kunder [antal]	Nätlängd [km]	Plats	Bostäder [%]
A	34,5	3 597	169	USA	75
B	34,5	800	13	USA	80
C	12,5	1 545	117	USA	97
D	20,0	1 515	145	Europa	N/A
E	20,0	903	8	Europa	N/A
F	12,5	1 379	77	USA	96
G	12,5	721	61	USA	97
H	23,9	2 867	77	USA	94
I	23,9	2 088	60	USA	94

Tabell 3.2: Fältmätningar, resultat (ibid.).

Nät	Mät dagar [antal]	Spänningssänkning [%]	Energisänkning [%]	$CV R_{f,E}$ [$\Delta Wh/\Delta V$]
A	729	3,28	2,01	0,613
B	729	3,29	0,23	0,071
C	664	2,50	2,14	0,858
D	379	2,98	2,09	0,701
E	379	2,98	1,66	0,556
F	345	3,57	2,38	0,665
G	519	3,95	2,40	0,608
H	430	2,00	1,17	0,584
I	430	2,00	1,51	0,756

Alla dessa nät hade tillgång till Line-Drop Compensation. En av svårigheterna med att undersöka CVR i verkligheten är att ha ett referenssystem att jämföra resultaten med. I den här fältstudien pågick de flesta mätningarna under åtminstone ett år, där man varannan dag reglerade ner spänningen och varannan dag behöll den som vanligt. Genom regressionsanalys skattade de sedan väntevärdena för de båda spänningsnivåernas effektförbrukning med ett 95 % konfidensintervall, se figur 3.3. På så sätt hade de sina "egna" nät som referenssystem att jämföra CVR-resultaten med.



Figur 3.3: Resultat av fältstudie av Short och Mee (2012) för ett av näten. Varannan dag under minst ett år var CVR aktiverat (grönt) och varannan kördes nätet som vanligt (blått). Regressionsanalys gjordes för de två uppsättningarna data och jämfördes mot varandra.

Del II

Modellering och simulering

Föregående del i rapporten har givit teoretiskt underlag för att både förstå hur ett elnät är uppbyggt och hur spänningsreglering och Conservation Voltage Reduction fungerar. I denna del av rapporten kommer fokus skifta över till hur man representerar elnätets olika beståndsdelar i modeller, och hur denna studie använt dessa modeller för att modellera och simulera större elkraftssystem.

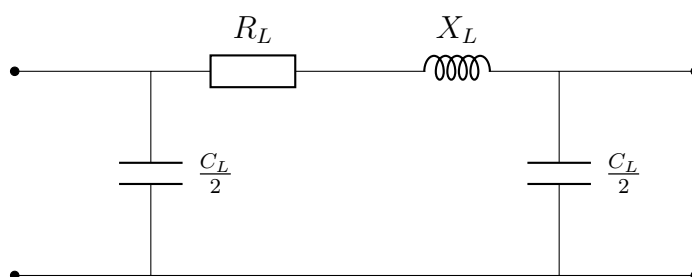
4 Modeller av elnät och laster

Som ett första steg i att kunna undersöka hur ett system skulle kunna bete sig i verkligheten kan en modell skapas. För att få trovärdiga resultat på beräkningar och simuleringar av modeller krävs det att modellerna representerar verkligheten tillräckligt bra.

Vid modellering av elnät är det flera olika komponenter som behöver representeras i modellen. Kraftledningar och laster är några av de viktigaste, då det är dessa som ger upphov till nätförluster och där effektuttaget sker. Detta avsnitt redogör därför för de vanligaste modellerna av dessa.

4.1 Lednings- och kabelmodeller

Vid nätverksberäkningar används π -modellen ofta för att representera kraftledningar av måttlig längd. Denna beskriver hur kraftledningar beter sig under olika last- och spänningsförutsättningar. Ledningarna approximeras med en resistans och en induktans i serie och två shuntkapacitanser till jord. Vid korta avstånd brukar kapacitanserna bortses från, då de inte har så stor inverkan. Men för ledningar som är längre än 80 km är de viktiga att ha med. Eftersom man vid trefas använder sig av minst en ledning per fas, beror ledningarnas egenskaper inte bara på hur de är konstruerade, utan också på deras geometriska förhållande till varandra och till jord. En friledning har relativt liten kapacitans både till de andra faserna och till jord, medan kablar som konstrueras med alla tre faser i en kabel har mycket större. Även vid kablar som bara har en fasledning grävs ofta alla tre faser ner i samma dike, vilket gör den kapacitiva kopplingen mellan dem större än för friledningar. Figur 4.1 nedan visar hur kraftledningar modelleras enligt π -modellen.



Figur 4.1: π -modell för kraftledningar

4.2 Lastmodeller

Centralt i nätmodeller i allmänhet och simuleringsstudier av CVR i synnerhet är modellering av laster. För att representera faktiska laster, och de olika typer av beteende och egenskaper som finns, i exempelvis beräkningar och simuleringsstudier används lastmodeller.

Enligt en enkätundersökning utförd av Milanović m. fl. (2014) använder sig merparten av nätbolagen runtom i världen av en lastmodell som antar ett konstant effektuttag, en så kallad konstant P och Q-lastmodell, eller på engelska enbart *Constant P*. Även om denna lastmodell har sina användningsområden (vid effektfloresanalyser kan man anta att lindningskopplare håller spänningen nära nominell nivå) så är den otillräcklig för CVR-studier just eftersom lasterna antas inte ha något spänningsberoende.

I detta delavsnitt kommer olika lastmodeller och dess egenskaper presenteras. Fokus kommer särskilt ligga på olika lasters spänningsberoende och hur detta representeras i en lastmodell. I flertalet lastmodeller finns en term som representerar frekvensberoende, men denna term bortses ofta ifrån då spänningsvariationer förekommer oftare och är relativt större, och har därmed större påverkan på lastens beteende (ibid.). Till följd av detta och det faktum att det särskilt i CVR-studier explicit är variationer i spänning som undersöks, kommer även denna studie försumma termen frekvensberoende.

4.2.1 Statiska lastmodeller

De olika lastmodeller som finns kan delas in i två kategorier, nämligen statiska och dynamiska modeller. Statiska lastmodeller antas sakna dynamik och ändrar effektbehov nära på momentant till följd av variationer i spänning och frekvens.

Nedan följer en beskrivning av några av de vanligare statiska lastmodellerna.

Konstant effekt, konstant ström och konstant impedans

Ett av de enklaste sätten att representera en last är att anta att oavsett vilken spänning som tillförs, förbrukas lika mycket effekt. Denna modell kallas konstant effekt, eller *Constant P* på engelska, vars ekvation visas nedan.

$$P = P_0 \text{ eller } P = P_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^0 \quad (4.1)$$

För att modellera en last med spänningsberoende kan exponenten i ekvation 4.1 få

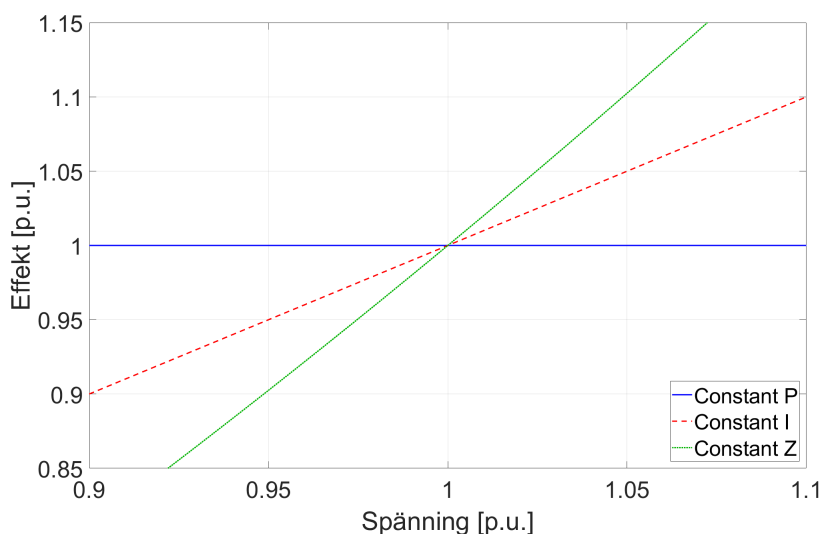
anta ett annat värde än noll. Ett sätt är anta att lasten antas dra lika mycket ström oavsett spänning, vilket innebär konstant ström eller *Constant I*. Ett annat sätt är att lasten antas ha ett kvadratisk spänningsberoende och därmed agerar som om den vore en renodlad impedans, konstant impedans eller *Constant Z*. Följande två ekvationer beskriver dessa två förhållanden.

$$P = P_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^1 \quad (4.2)$$

$$P = P_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^2 \quad (4.3)$$

P_0 är effekt som lasten drar vid spänningen U_0 (ofta nominell spänning), och P är den effekt som lasten drar vid ett givet tillfälle då spänningen U avviker från U_0 . Medvetna ändringar av spänningsnivåer på ett elnät genom exempelvis justering av lindningskopplarsteg på en transformator kallas att börvärdet ändras, varför U kan sägas vara det nya börvärdet i systemet.

I figur 4.2 nedan illustreras utfallet av de tre olika lastmodellerna nämnda i detta delavsnitt.



Figur 4.2: Illustration av skillnad i beteende hos en last som modellerats som konstant effekt, konstant ström samt konstant impedans.

I avsnitt 2.3.2 nämndes hur olika sorters laster bidrar till nätförluster. Konstant ström beskriver en last som inte påverkar förluster i nätet alls, medan konstant effekt och

konstant impedans representerar två ytterligheter på varsin sida av spektret. Tabell 4.1 ger en enkel överblick av hur både nätförluster och lasters effektuttag påverkas av en spänningssänkning för de tre olika lastmodeller som beskrivits i detta delavsnitt.

Tabell 4.1: Överblick av hur laster modellerade som konstant effekt, konstant ström samt konstant impedans påverkas av en spänningssänkning i nätet.

Lastmodell	Effektuttag av laster	Nätförluster
Konstant effekt	Oförändrat	Ökar
Konstant ström	Minskar	Oförändrat
Konstant impedans	Minskar mycket	Minskar

I själva verket är det få laster som kan antas ha ett spänningsberoende som motsvarar exakt någon av dessa tre lastmodeller. Oftast behövs mer noggranna modeller som bättre approximerar verkliga förhållanden.

Exponentiell lastmodell

Den exponentiella lastmodellen är en variant av modellerna beskrivna i föregående delavsnitt. Här representeras spänningsberoendet av en exponent, α , och väljs så att detta spänningsberoende efterliknar den givna lasten så mycket som möjligt. Konstant effekt, ström och impedans är då specialfall med $\alpha = 0, 1$ respektive 2 . Värdet som skiljer sig från dessa tre antas då vara en blandning av olika sorters laster. Det reaktiva effektuttaget representeras på liknande sätt, men med en separat exponent, β , för spänningsberoende (Milanović m. fl. 2014). De aktiva och reaktiva effektuttagen för denna lastmodell beskrivs således med följande två ekvationer:

$$P = P_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^\alpha \quad (4.4)$$

$$Q = Q_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^\beta \quad (4.5)$$

Polynomisk lastmodell

Denna lastmodell kallas ofta även ZIP-modellen, eftersom laster modelleras som en kombination av konstant impedans, konstant ström och konstant effekt för både aktiv och reaktiv effekt enligt nedanstående ekvationer:

$$\begin{aligned} P &= P_0 \cdot [Z_p \cdot \left(\frac{U}{U_n}\right)^2 + I_p \cdot \left(\frac{U}{U_n}\right) + P_p] \\ Z_p + I_p + P_p &= 1 \end{aligned} \tag{4.6}$$

Motsvarande för reaktiv effekt:

$$\begin{aligned} Q &= Q_0 \cdot [Z_q \cdot \left(\frac{U}{U_n}\right)^2 + I_q \cdot \left(\frac{U}{U_n}\right) + P_q] \\ Z_q + I_q + P_q &= 1 \end{aligned} \tag{4.7}$$

Koefficienterna Z_p , I_p , P_p , Z_q , I_q och P_q kan alltså väljas så att de efterliknar spänningsberoendet för olika typer av laster. Dessa koefficienter kan antingen enbart tillåtas ha värden mellan 0 och 1, eller tillåtas ha vilka värden som helst, så länge summan av dem fortfarande blir 1. När det förstnämnda gäller kallas ZIP-modellen begränsad, eller på engelska *constrained ZIP model*. Om inga begränsningar på enskilda koefficientvärden finns kallas denna modell ibland på engelska för *accurate ZIP model*, eftersom modellen visat sig kunna vara mer exakt än den begränsade (Milanović m. fl. 2014).

P_0 och Q_0 är precis som för den exponentiella lastmodellen aktiva respektive reaktiva effektuttaget vid den nominella spänningen U_0 , och U är faktiska spänningen.

4.2.2 Dynamiska lastmodeller

Medan en statisk lastmodell kan beskriva hur ett värmelements effekt sänks när spänningen sänks, beskriver en dynamisk lastmodell även termostatverkan. Till skillnad från statiska lastmodeller inkluderar dynamiska lastmodeller alltså ett tidsberoende hos lasterna de beskriver. Detta betyder att dynamiska lastmodeller tar hänsyn till ett centralt tillstånd såsom temperatur i en värmelast eller varvtal i en större elmotor (ibid.).

Dynamisk exponentiell lastmodell

Den dynamiska exponentiella lastmodellen påminner mycket om den statiska, med skillnaden att det transienta beteendet även representeras i den dynamiska. Detta betyder att exponenten α i ekvation 4.4 är uppdelad i en stationär och en transient komponent, α_s respektive α_t . Lastmodellen beskrivs i ekvation 4.8 och 4.9 nedan.

$$T_p \frac{dP_r}{dt} + P_r = P_s(U) - P_t(U) = P_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^{\alpha_s} - P_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^{\alpha_t} \quad (4.8)$$

$$P_l = P_r + P_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^{\alpha_t} \quad (4.9)$$

U_0 och P_0 är spänning respektive effektförbrukning före en stegändring i spänning inträffat. Den nya spänningen är $U(t)$. P_r är den aktiva effekterhämtningen och P_l totala aktiva effektresponsen. Tidskonstanten T_p motsvarar tiden det tar för 63 % av effekterhämtningen. α_s beskriver det stationära spänningsberoendet hos lasten, med andra ord vilken effektförbrukning den har efter att den återhämtat sig ($\alpha_s = 0$ betyder att effektförbrukningen återhämtar sig helt till det värde den hade innan spänningsförändringen). α_s kan alltså jämföras med exponenten α i ekvation 4.4 och har samma inverkan på effekten efter en spänningsändring.

Skillnaden mellan den statiska och den dynamiska exponentiella lastmodellen är inkluderingen av tidskonstanten T_p och en transient term, där α_t är α_s :s motsvarighet för det transienta spänningsberoendet hos lasten och beskriver hur lasten beter sig tiden fram tills dess att den återhämtat sig fullt ut (Romero Navarro 2005).

Motsvarande gäller för reaktiv effekt, då med parametrarna T_q , β_s och β_t istället.

4.2.3 Samband mellan statiska och dynamiska lastmodeller

Det faktum att en dynamisk lastmodell består av dels en stationär term och dels en transient term, betyder att parametrarna till en statisk lastmodell kan härledas från en dynamisk lastmodell om den dynamiska modellens parametrar är kända (omvänt gäller dock inte). För att visa detta kan följande situationer illustreras och jämföras:

- Effektresponsen vid ett idealt spänningssteg med en dynamisk exponentiell lastmodell för olika tidskonstanter, och särskilt både då $T_p \neq 0$ och då $T_p = 0$.
- Effektresponsen vid ett idealt spänningssteg med en statisk exponentiell lastmodell, där $\alpha = \alpha_s$.

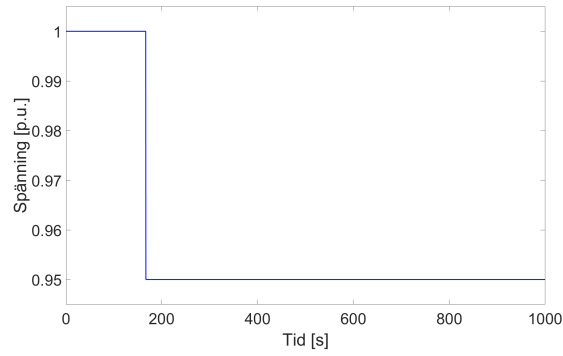
Om differentialekvationen 4.8 linjäriseras kring U_0, P_0 fås:

$$\begin{aligned}
 P_r(t) &= (P_0 \cdot (\frac{U}{U_0})^{\alpha_s} - P_0 \cdot (\frac{U}{U_0})^{\alpha_t}) \cdot (1 - e^{-\frac{1}{T_p} \cdot t}) \\
 \therefore P_r(t) &= (P_s - P_t) \cdot (1 - e^{-\frac{1}{T_p} \cdot t})
 \end{aligned}
 \tag{4.10}$$

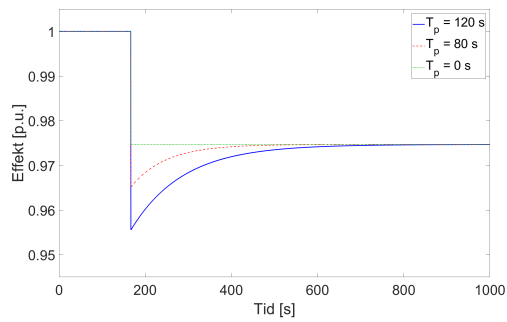
$$\begin{aligned}
 P_l(t) &= P_r(t) + P_0 \cdot (\frac{U}{U_0})^{\alpha_t} \\
 \therefore P_l(t) &= P_s + (P_t - P_s) \cdot e^{-\frac{1}{T_p} \cdot t}
 \end{aligned}
 \tag{4.11}$$

Nu kan den dynamiska effektresponen $P_l(t)$ plottas för olika värden på T_p , och jämföras med den statiska effektresponen P från ekvation 4.4, där α får anta samma värde som α_s sätts till i den dynamiska modellen. I figur 4.3 nedan görs en spänningssänkning från 1 p.u. till 0,95 p.u. och effektresponen för en last modellerad både som en dynamisk och en statisk sådan visas.

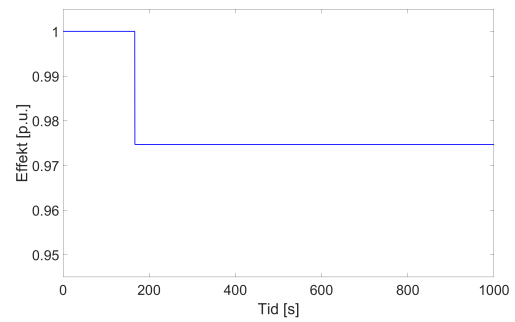
Vad som framgår av både ekvation 4.10 och 4.11 samt figur 4.3 är att då $T_p = 0$ sker lastens effektåterhämtning momentant och är därmed ekvivalent med en last som beter sig som om den var modellerad som en statisk lastmodell.



(a) Idealt spänningssteg.



(b) Effektrespons med dynamisk lastmodell.
 $\alpha_s = 0,5$



(c) Effektrespons med statisk lastmodell.
 $\alpha = 0,5$.

Figur 4.3: Jämförelse mellan effektrespons för en dynamisk lastmodell (med olika tidskonstanter T_p) och för en statisk lastmodell vid ett idealt spänningssteg.

5 Simuleringsverktyg

För modellering och simulering har mjukvarorna OpenDSS (Distribution System Simulator) och Matlab använts. OpenDSS är ett open source-projekt som drivs av EPRI för att kunna utföra simuleringar på distributionssystem. Programmet skapades med stöd för decentraliserad kraftgenerering och kan användas till en stor mängd analyser på kraftnät, så som statisk effektflöde, övertonsanalys, felhantering m.m. (EPRI n.d.).

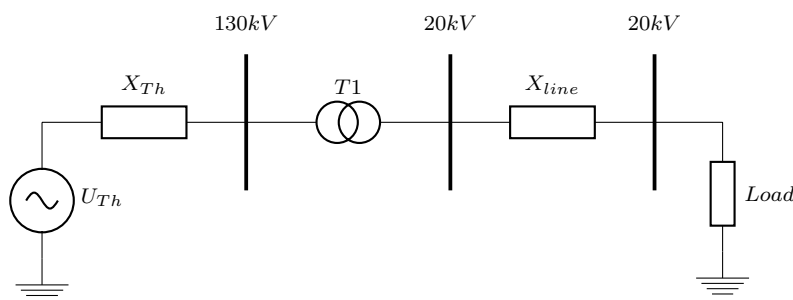
5.1 Modellering

Via OpenDSS:s textbaserade gränssnitt kan system byggas upp med komponenter så som laster, ledningar, transformatorer, generatorer och regulatorer. Karakteristik för hur en last beter sig över en viss tid kan definieras för var och en av lasterna och eventuella kurvor för generatorer eller andra generatorobjekt (exempelvis för att representera när en solpanel är täckt av molnskugga). Det överliggande nätet representeras av en Theveninekvivalent, se figur 5.1.

För att konstruera en krets i OpenDSS matas kommandon in i programmet med text. OpenDSS läser och exekverar sedan varje rad för sig. Syntaxen för koden ser ut på följande sätt:

Command parm1 parm2 parm3 parm4 ...

I figur 5.1 visas ett schema över ett enkelt system som byggts i OpenDSS. En 130 kV/20 kV 20 MVA transformator är kopplad till en 5 km lång ledning som i sin tur är kopplad till en last på 1 MW med $\cos \varphi = 0.95$. Transformatorn matas i sin tur av en spänningskälla som är modellerad som en Theveninekvivalent. Samtliga system i OpenDSS måste ha en sådan Theveninekvivalent. Koden för att modellera detta system ses i figur 5.2.



Figur 5.1: En modell av ett system som skapats i OpenDSS.

```

Clear

!----Create new circuit and set source properties----
New Circuit.Example
~ basekv=130 pu=1.0 phases=3 bus1=SourceBus basefreq=50
~ angle=0
~ R1=0.16038 R0=0.16977 X1=0.64151 X0=0.50932 ! R1, X1 = Positive sequence resistance and inductance
! R0, X0 = Zero sequence resistance and inductance

!---- Define new transformer object----
New Transformer.TR1 Buses=[SourceBus, Sub_Bus] Conns=[Delta Wye] kVs= [130 20]
~ kVAs=[20000 20000] XHL=10 ! XHL = Percent reactance high-to-low (winding 1 to winding 2)

!----Define line properties and new line object----
New LineCode.FeAl3*157 nphases=3 R1=0.2099 R0=0.2099 X1=0.4206 X0=0.4206 C1=0 C0=0 units=km
New Line.LINE1 Bus1=Sub_Bus Bus2=LoadBus Linecode=FeAl3*157 Length=5 Units=km

!----Define new load object----
New Load.LOAD1 Bus1=LoadBus kV=20 kW=1000 PF=.95

!----Set voltage bases and calculate voltages----
Set voltagebases=[130 20] ! Set voltage bases and calculate the voltages
CalcVoltagebases
CalcV

!----Solve the snapshot power flow----
Solve

!----Show results----
Show Voltage LN Nodes
Show power kva elem
Show current elem
Show losses

```

Figur 5.2: OpenDSS-kod till figur 5.1

5.2 Ögonblickssimulering

I OpenDSS finns ett antal olika sätt att simulera på, eller som man ofta säger, att lösa ett system på. Det enklaste är en så kallad ögonblickslösning, eller en *snapshot solution* på engelska. Detta innebär att OpenDSS beräknar effektflöden, strömmar och spänningsnivåer på samtliga noder och faser i systemet utifrån de initiala värden och egenskaper på komponenterna som man modellerat. Det finns ingen tid i dessa lösningar, utan man ser bara resultatet av ett givet ögonblick.

När OpenDSS har löst systemet kan de olika resultat som beräknats skrivas i textfiler. I figur 5.3 illustreras ett exempel på hur en sådan textfil kan se ut för effektflöde.


```

CIRCUIT ELEMENT POWER FLOW
(Power Flow into element from indicated Bus)

Power Delivery Elements

  Bus   Phase   kW   +j   kvar   kVA   PF
ELEMENT = "Vsource.SOURCE"
SOURCEBUS 1   -334.4 +j  -113.4   353.1   0.9470
SOURCEBUS 2   -334.4 +j  -113.4   353.1   0.9470
SOURCEBUS 3   -334.4 +j  -113.4   353.1   0.9470
  TERMINAL TOTAL . -1003.2 +j  -340.2   1059.3   0.9470
SOURCEBUS 0     0.0 +j    0.0     0.0     1.0000
SOURCEBUS 0     0.0 +j    0.0     0.0     1.0000
SOURCEBUS 0     0.0 +j    0.0     0.0     1.0000
  TERMINAL TOTAL .     0.0 +j    0.0     0.0     1.0000

ELEMENT = "Transformer.TR1"
SOURCEBUS 1     334.4 +j   113.4   353.1   0.9470
SOURCEBUS 2     334.4 +j   113.4   353.1   0.9470
SOURCEBUS 3     334.4 +j   113.4   353.1   0.9470
SOURCEBUS 0     0.0 +j    0.0     0.0     1.0000
  TERMINAL TOTAL .  1003.2 +j   340.2   1059.3   0.9470
SUB_BUS 1     -334.3 +j  -111.5   352.4   0.9486
SUB_BUS 2     -334.3 +j  -111.5   352.4   0.9486
SUB_BUS 3     -334.3 +j  -111.5   352.4   0.9486
SUB_BUS 0     0.0 +j    0.0     0.0     1.0000
  TERMINAL TOTAL . -1002.9 +j  -334.6   1057.3   0.9486

ELEMENT = "Line.LINE1"
SUB_BUS 1     334.3 +j   111.5   352.4   0.9486
SUB_BUS 2     334.3 +j   111.5   352.4   0.9486
SUB_BUS 3     334.3 +j   111.5   352.4   0.9486
  TERMINAL TOTAL .  1002.9 +j   334.6   1057.3   0.9486
LOADBUS 1     -333.3 +j  -109.6   350.9   0.9500
LOADBUS 2     -333.3 +j  -109.6   350.9   0.9500
LOADBUS 3     -333.3 +j  -109.6   350.9   0.9500
  TERMINAL TOTAL . -1000.0 +j  -328.7   1052.6   0.9500

=====

Power Conversion Elements

  Bus   Phase   kW   +j   kvar   kVA   PF|
ELEMENT = "Load.LOAD1"
LOADBUS 1     333.3 +j  109.6   350.9   0.9500
LOADBUS 2     333.3 +j  109.6   350.9   0.9500
LOADBUS 3     333.3 +j  109.6   350.9   0.9500
LOADBUS 0     0.0 +j    0.0     0.0     1.0000
  TERMINAL TOTAL .  1000.0 +j   328.7   1052.6   0.9500

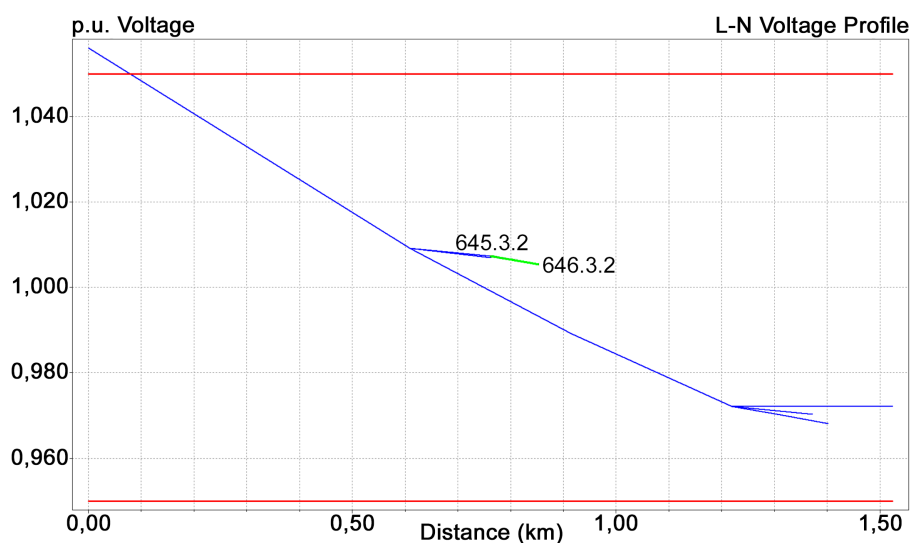
Total Circuit Losses =   3.2 +j  11.5

```

Figur 5.3: Resultat av effektflydesberäkning av systemet i figur 5.2, alla resultat anges per fas.

Det är även möjligt att få ut grafiska representationer, så som elnätskarta på systemet som simulerats (förutsatt att alla bussar har koordinater tilldelade sig) där olika filter kan läggas på för att visualisera exempelvis var i nätet mest förluster uppstår. OpenDSS kan också ge ögonblicksvisualiseringar av hur mycket spänningsfall som uppstår vid samtliga bussar i nätet. Figur 5.4 visar en just sådan ögonblicksbild på

ett annat testnät.



Figur 5.4: Ögonblicksbild av en spänningsprofil för ett elnät. På bilden är en kraftledning mellan två bussar markerad (grönfärgad). Y-axeln visar spänning i p.u. och x-axeln anger avståndet från där man valt att mäta från (i detta fall från en fördelningstransformator).

I OpenDSS är alla transformatorer utrustade med lindningskopplare. Dessa är till en början låsta till det ursprungliga lindningskopplarläget om inte annat anges när transformatorn definieras. För att möjliggöra för OpenDSS att ändra lindningskopplaren måste ett regulatorobjekt definieras och kopplas till den transformator som man avser styra. I regulatorobjektet kan parametrar för t.ex. mättransformator, börvärden för spänning och mätpunkt ställas in. Regulatorobjektet har som standardinställning att mäta direkt på den nod som transformatorn är kopplad till på sekundärsidan. En annan nod kan väljas för att simulera ett system som mer liknar SCADA-kontroll. Även impedansparametrar för att kunna styra regulatorn som med LDC finns tillgängliga.

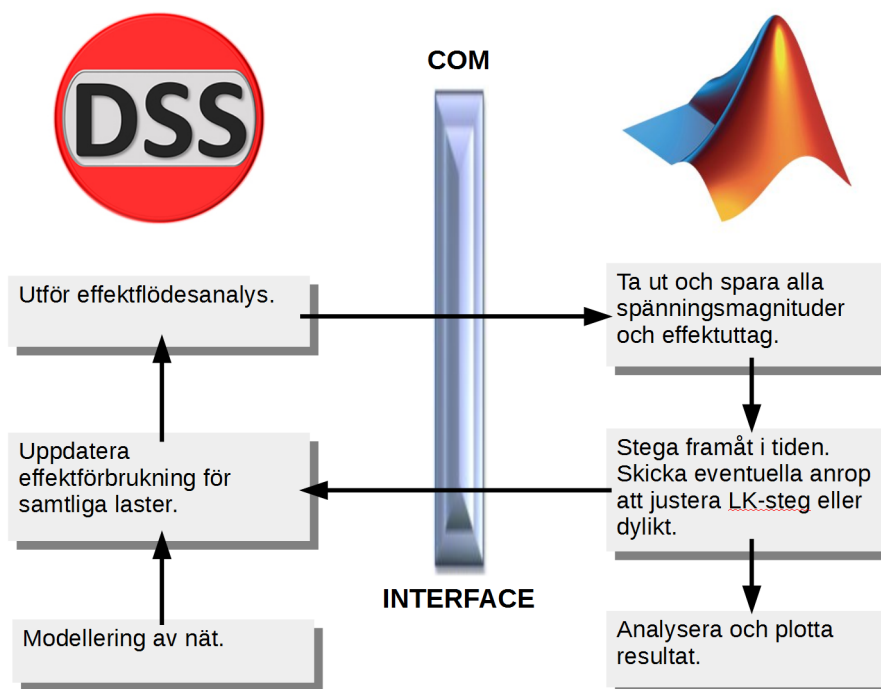
OpenDSS använder fasspännigar för alla beräkningar, men för att per unit-systemet ska bli på rätt bas bör man specificera vilka spänningsbaser i huvudspänningar som ska användas.

5.3 Simulering över tid

OpenDSS är skapat för att kunna utföra ögonblicksberäkningar på egen hand, men om simulering ska göras över tid används med fördel ett tredjepartsprogram. I denna studie har Matlab fyllt denna funktion.

Med OpenDSS följer nämligen ett COM-gränssnitt (Component Object Model), som ett program som Matlab kan använda för att kommunicera med OpenDSS. Detta COM-gränssnitt möjliggör direkta textanrop från Matlab, som kan användas för att stega fram i tiden och därmed uppdatera vilken lastfördelning det ska vara på systemet vid nästa tidpunkt i simuleringen. Det som händer är alltså att OpenDSS gör upprepade ögonblickslösningar med de förhållanden som Matlab anger.

Omvänt tillåter det Matlab att importera resultat från OpenDSS:s ögonblickslösningar. Resultaten är samma resultat som de beskrivna i föregående avsnitt i CSV-format som är enkelt för Matlab att bearbeta. Matlab kan använda resultaten för att utföra egna beräkningar, och baserat på dessa utföra textbaserade anrop till OpenDSS för att vid behov exempelvis justera lindningskopplare på en fördelningstransformator inför nästa tidpunkt (Dugan och Montenegro 2018). I figur 5.5 nedan illustreras ett enkelt blockschema över hur Matlab och OpenDSS kan kommunicera med varandra genom COM-gränssnittet.



Figur 5.5: Blockschema över hur Matlab kommunicerar med OpenDSS via COM-gränssnittet.

Del III

Resultat och analys

I denna del av rapporten kommer två olika modeller undersökas med hjälp av simuleringar. Först upprepas en amerikansk studies simuleringar av IEEE-systemet med 13 noder, för att på så vis verifiera modellerna som används i arbetet. I nästa avsnitt kommer ett system baserat på ett verkligt elnät i Tomelilla modelleras, och den inverkan implementering av CVR i denna modell har kommer undersökas.

6 Case 1: IEEE 13-bus

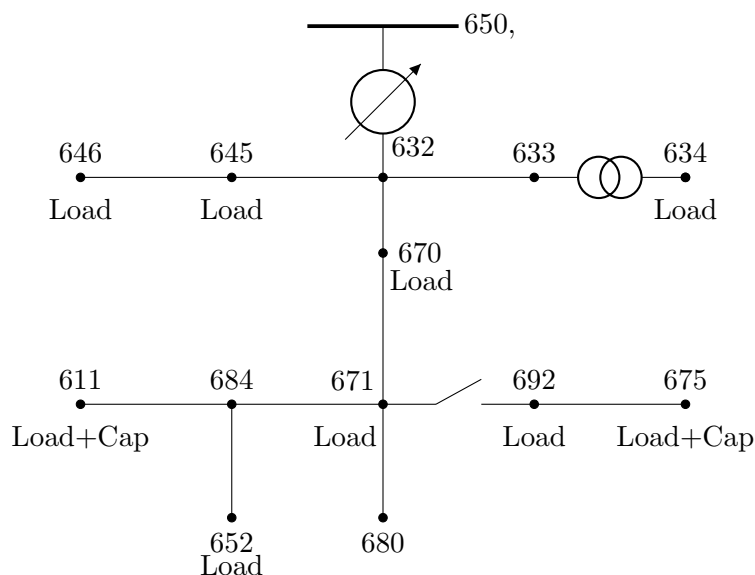
I det här avsnittet kommer ett försök göras att replikera resultaten från en studie om CVR av Singh m. fl. (2016). Resultaten kommer jämföras med de ursprungliga resultaten för att verifiera att metoden det här examensarbetet använder fungerar. Den ursprungliga studien kommer härnäst benämnas *referensstudien*.

6.1 Modellering

Referensstudien valdes eftersom de använt ett välkänt testnät, IEEE 13-bus, som är relativt enkelt att modellera. Systemet är en modell av ett litet Nordamerikanskt mellanspänningsnät som skapades på 90-talet för att testa olika beräkningsalgoritmer för elkraftsystem (IEEE n.d.).

6.1.1 Nätmodell

IEEEs 13-Bus beskrivs av figur 6.1 och tabell 6.1 nedan och består av 13 noder, varav nio av dessa har laster påkopplade. Utöver lasterna finns även transformatorer, kondensatorer, fränskiljare och spänningsregulatorer utsatta enligt bild. För de exakta specifikationerna, se appendix A. IEEE-nätet som använts är uppbyggd precis som IEEEs originalnät men med den distribuerade lasten som en ny punktlast (nod 670) mellan nod 632 och 671.



Figur 6.1: Modell av IEEE:s testsystem med 13 noder.

Tabell 6.1: Punktlaster för IEEE:s testsystem med 13 noder. (IEEE n.d.).

Nodtyp	Nodnummer
Last	611, 634, 645, 646, 652, 670, 671, 675, 692
Kondensator	611, 675

6.1.2 Lastmodell

I referensstudien användes ZIP-modellen för att modellera lasterna. Parametrar hämtades från Bokhari m. fl. (2014) för att representera olika typer av sektorer (aggregerade lastklasser) i nätet; bostadssektorn, handelssektorn och industrisektorn. Det framgick dock inte exakt vilka parametrar som användes, så viss uppskattning har fått ske för att bestämma dessa parametrar i denna studie. Parametrarna som använts här framgår nedan i tabell 6.2.

Tabell 6.2: ZIP-parametrar som användes för att modellera laster i denna studie.

Lastklass	Z_p	I_p	P_p	Z_q	I_q	P_q	Nodnummer
Bostäder	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	671, 634, 611, 652
Handel 1	0,27	-0,33	1,06	5,48	-9,7	5,22	645, 646
Handel 2	0,55	0,24	0,21	0,55	-0,09	0,54	692
Industrier	0	0	1	0	0	1	675, 670

Storlek på lasterna och de två kondensatorerna i systemet är specificerade i appendix A.

6.2 Simuleringsresultat

Även referensstudien använde OpenDSS, och löste systemet med ögonblickslösning. Detta medförde att de kunde få ut momentana effektuttag, förluster och spänningsnivåer.

Först simulerades kretsen med den nominella referensspänningen 2500V på spänningsregulatorn. Regulatorn i systemet sitter på ledningen mellan punkterna 650 och 632 och består av tre autotransformatorer med lindningskopplare med inbyggd

LDC¹. Därefter sänktes referensspänningen och simuleringen gjordes på nytt. De nya referensspänningarna som använts var 2440V, 2380V och 2360V.

Med skillnad i effekt och spänning kunde de därefter beräkna CVR-faktor för effekt. Eftersom det inte var någon simulering över tid blev det inga resultat för energiförbrukning och därmed ingen CVR-faktor för energi. Tabell 6.3 visar de resultat som referensstudien fick fram i sina simuleringar. V_{ref} är regulatorns referensspänning och V_{min} är lägsta uppmätta spänningsnivån i systemet.

Tabell 6.3: Simuleringsresultat, referensstudie.

V_{ref}	V_{min} [pu]	Effekt [MW]	Förluster [MW]	$CVR_{f,P}$ [% ΔW /% ΔV]
125	0,9882	3,6146	0,10983	-
122	0,9619	3,5741	0,11187	0,467
119	0,9373	3,5389	0,11486	0,436
118	0,9353	3,5301	0,11587	0,417

6.2.1 Resultat i denna studie

Tabell 6.4 visar de återskapade resultaten från denna studie.

Resultaten visar att simuleringarna mellan de två försöken stämmer överens relativt bra. Den lägsta spänningen i de båda simuleringarna har nästan exakt samma värde. Den största skillnaden mellan de två olika simuleringarna är att förlusterna minskar mer med minskad spänning än vad den gör i referensstudiens resultat i tabell 6.3. Detta medför att CVR-faktorn avviker mer ju lägre spänningen sänks.

Tabell 6.4: Återskapade simuleringsresultat.

V_{ref}	V_{min} [pu]	Effekt [MW]	Förluster [MW]	$CVR_{f,P}$ [% ΔW /% ΔV]
125	0,9882	3,6072	0,10964	-
122	0,9620	3,5676	0,11148	0,457
119	0,9371	3,5236	0,11330	0,483
118	0,93125	3,5054	0,11310	0,504

Skillnaderna som uppvisats mellan simuleringarna beror sannolikt på

¹Regulatorn använder egentligen en lågspänningsreferens på 125V. Eftersom strömtransformatorn som läser av strömmen i ledningen har en omsättning på 20:1 motsvarar detta värde referensspänningen alltså 2500 V, som är nominell fasspänning i mellanspänningsnätet.

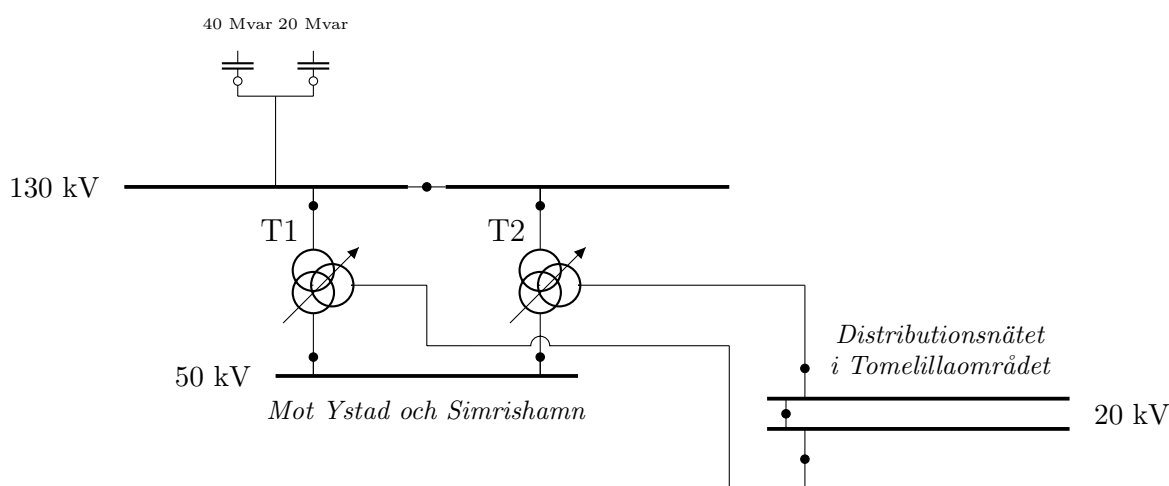
ZIP-koefficienterna, eftersom de bestämmer hur lastens effekt beter sig vid olika spänningar. Rapporten från (Singh m.fl. 2016) specificerar inte exakt vilka värden som använts på ZIP-koefficienterna, utan påpekar bara att de är tagna från en annan rapport, (Bokhari m.fl. 2014). Då denna rapport innehåller en stor mängd koefficienter, saknas information om exakt vilken kombination som använts.

Resultaten från simuleringarna på IEEE:s 13 Bus anses stämma tillräckligt väl överens med referensstudiens resultat. Spänningsvärdena var det som ansågs vara viktigast eftersom de är den begränsande faktorn för hur lågt spänningen kan sänkas.

7 Case 2: Tomelillas mellanspänningsnät

Det nät som legat till grund för den svenska modellen i studien är beläget i Tomelilla. Nätet ägs och drivs av E.ON Energidistribution. Fördelningsstationen ligger strax utanför Tryde, som är ett mindre samhälle nordväst om Tomelilla. Två trelindningstransformatorer matas av ett 130 kV-nät, och försörjer dels området i och kring Tomelilla med 20 kV och dels områden i riktning mot Ystad och Simrishamn med 50 kV², se figur 7.1.

På 130 kV-sidan finns dessutom två kondensatorbanker på 40 Mvar respektive 20 Mvar, som kan kopplas in var för sig eller samtidigt.



Figur 7.1: Driftschema över fördelningsstationen vid Tomelilla.

Lindningskopplarna på transformatorerna har 19 steg (± 9 samt steg 0), och varje steg motsvarar en höjning eller sänkning av spänningen med 1,67 %. Spänningen regleras genom att spänningen mäts på bussen direkt efter transformatorerna. E.ON:s egna interna krav på spänningskvalitet är att spänningen vid denna buss måste hålla sig inom intervallet 90% - 106% av den nominella driftspänningen.

Mellanspänningsnätet för Tomelilla består av ca 145 km ledningar och kablar, varav ca 27 % är markkablar och ca 73 % är friledning. I nätet finns ett antal större industrier och vindkraftverk. Tio fack i fördelningsstationen matar lika många mellanspänningsradialer, som matar nätstationer i olika delar av Tomelilla kommun med el. På en del fack finns mindre fördelningsstationer som transformerar

²I själva verket är nominell driftspänning idag 145 kV från regionalnätet, och Tomelilla matas med 21,7 kV. Dock används fortfarande de tidigare driftspänningarna i stor utsträckning som namn i driftscheman och dylikt.

ner spänningen från 20 kV till 10 kV, och sedan vidare till lågspänningsnät via nätstationer, medan på andra fack finns nätstationer som transformerar ner spänningen direkt till 400 V.

7.1 Modellering

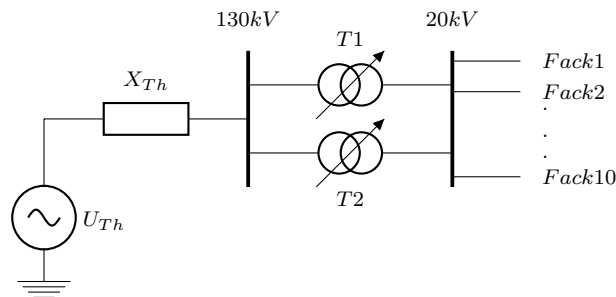
Data för Tomelillas mellanspänningsnät har erhållits av E.ON Energidistribution, som äger nätet i Tomelilla.

Rådatan för nätet bestod framförallt av en stor mängd kabeldata (kabeltyp, längd och anslutningspunkter), fördelat per fack, eller mellanspänningsradial. Även ett driftschema över samtliga fack med placering av vindkraftverk, större industrier och nätstationer till lågspänningsnäten erhöles.

7.1.1 Nätmodell

Regionnätet på 130 kV representeras av en Theveninekvivalent, med spänningen U_{Th} och impedansen X_{Th} . X_{Th} bestämdes så att spänningen som matade fördelningstransformatorerna var 145 kV vid normaldrift. Fördelningsstationen med de två transformatorerna $T1$ och $T2$ är i denna modell representerade som tvålindade transformatorer då 50 kV-nätet mot Ystad och Simrishamn bortses från i denna studie.

De tio facken har sedan modellerats var för sig, som illustrerat i figur 7.2.



Figur 7.2: Modell av fördelningsstation och regionnät vid Tomelilla.

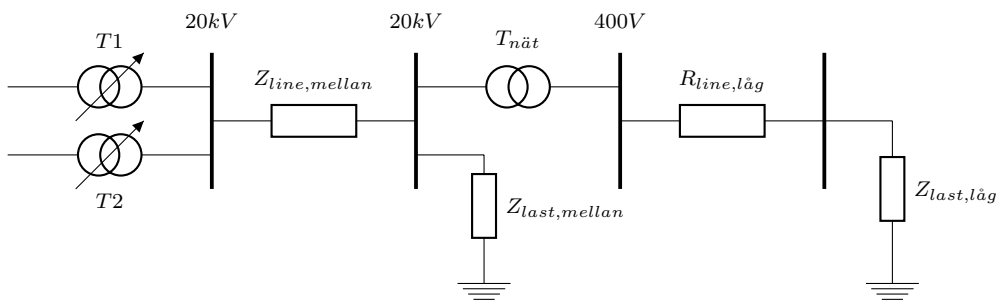
Även om de tio olika fackens topologi och storlek skiljer sig åt, är modelleringprincipen densamma för vart och ett av dem. En generisk modell av hur respektive fack är modellerat kan ses i figur 7.3.

Kablar och ledningar och deras egenskaper på mellanspänningsnätet är kända och

har därför modellerats så noggrant som möjligt, med både resistanser, reaktanser, kapacitanser och längder. Dessa representeras av $Z_{line,mellan}$ i modellen.

På Tomelillas mellanspänningsnät är som nämnt ovan även ett antal vindkraftverk belägna; dessa har bortsetts ifrån vid modellerandet. Anledningen är att data saknades för hur mycket vart ett av vindkraftverken producerade. Detta hade inte varit optimalt ifall syftet hade varit att exakt återskapa Tomelillas mellanspänningsnät, men då syftet snarare är att modellera ett trovärdigt svenskt nät anses detta bortseende vara rimligt. En av konsekvenserna blir att elanvändarna i de berörda facken ser ut att förbruka mindre energi än vad de gör i verkligheten.

Större industrier och jordbruk har modellerats som separata laster direkt anslutna till mellanspänningsnätet, i modellen representerad med $Z_{last,mellan}$. Övriga laster antas vara lågspänningsnät, $Z_{last,låg}$ anslutna till mellanspänningsnätet via en nätstation, $T_{nät}$.



Figur 7.3: Generisk modell för ett fack i Tomelillas mellanspänningsnät.

Ledningar i lågspänningsnäten är inte kända. Men då både spänningsfall och förluster uppstår på denna nätnivå var det viktigt att uppskatta en aggregerad ledningsimpedans för vart och ett av lågspänningsnäten.

I en studie gjord i Storbritanien av Electricity North West i samarbete med the University of Manchester, har man mätt och modellerat typiska engelska lågspänningsnät (Navarro och Ochoa 2015).

Principen för aggregeringen baserades på antagandet att de flesta förluster, P_f , i Manchester-studiens lågspänningsnät (och i lågspänningsnät generellt för den delen) enbart beror på ledningarnas serieresistans. Då både ingående ström och förluster var kända i detta nät, kunde en genomsnittlig resistans för hela nätet räknas ut genom sambandet:

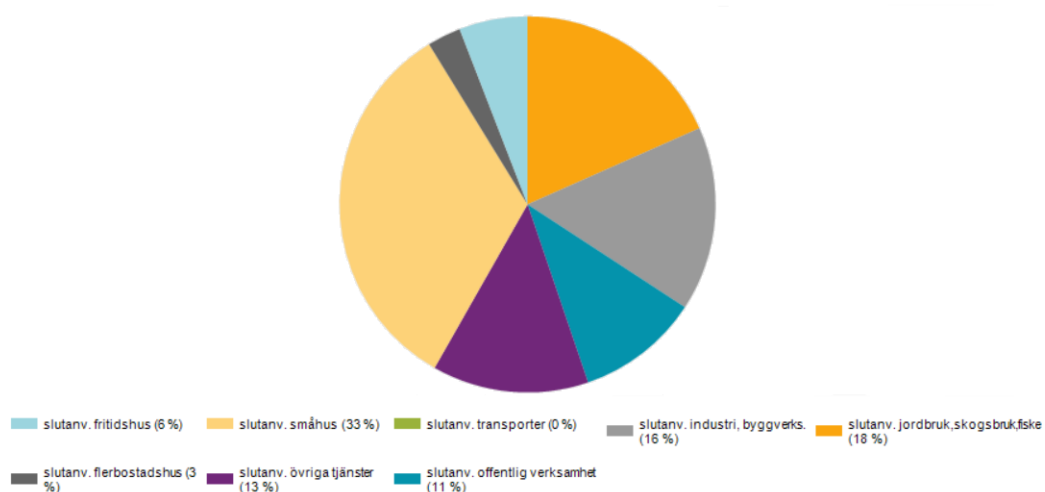
$$R_{nät} = \frac{P_f}{3I^2} \quad (7.1)$$

Med hjälp av denna data, har ett genomsnittligt spänningsfall för en viss last approximerats i ett sådant lågspänningsnät. Approximationen har sedan använts i denna studie så att varje lågspänningsnät har samma procentuella spänningsfall, oberoende av last.

7.1.2 Mätdata

Mätdata erhöles även den av E.ON och bestod av utgående effekt från respektive fack, vilket med andra ord tillgängliggjorde lastprofiler för hela nätet totalt sett. Dessa värden hämtades dels från ett dygn i november 2018 och dels från ett dygn i juli 2018. För dagen i juli var tidsupplösningen för datan på timnivå (24 värden per fack), och för dagen i november fanns två uppsättningar data för både tidsupplösning på timnivå och på minutnivå (1 440 värden per fack).

För att uppskatta hur stor andel effektbehov respektive last i nätet står för har statistik framtagen av Energimyndigheten använts. Figur 7.4 nedan visar fördelningen av elanvändningen i Tomelilla kommun per sektor för år 2016. Statistik för lägre nivåer än så finns ej tillgänglig, och denna information säger heller inget om fördelningen per samhälle eller område inom kommunen, och än mindre om fördelning per utgående fack från fördelningsstationen.



Figur 7.4: Elanvändning fördelad per sektor i Tomelilla kommun år 2016. Tårtendiagram från scb.se.

Tillgänglig information visar hur stor andel av den totala elanvändningen som sektorerna *industri* och *jordbruk* stod för (34 %). Detta är av särskild betydelse då

flera av dessa matas av effekt direkt från mellanspänningsnätet och inte via någon nätstation.

7.1.3 Val av lastmodeller

Med nätmodell och effektuttag över tid och geografiskt fördelat på plats återstår bara att välja adekvata lastmodeller. Vid simuleringar av detta nät har tre fall med olika statistiska lastmodeller använts. I ett fall användes Constant P-modell för samtliga laster. I nästa användes Constant Z för samtliga och slutligen användes exponentiell modell för samtliga. De två förstnämnda utgör ytterligheter med minimalt respektive maximalt spänningsberoende hos lasten. Den exponentiella har använts för att få resultat som är mer trovärdiga.

Parametervärden till den exponentiella lastmodellen har hämtats från en doktorsavhandling av Romero Navarro (2005). Avhandlingen gick ut på att ta fram en mätbaserad metod för att bestämma parametervärden till den dynamiska exponentiella lastmodellen för ett helt nät. Denna metod testades dessutom på Tomelillas mellanspänningsnät, och som visat i avsnitt 4.2.3 kan den stationära exponenten α_s användas till att bestämma α i den statistiska exponentiella lastmodellen.

I tabell 7.1 presenteras de intervall av parametervärden som togs fram i (ibid.) för Tomelillas mellanspänningsnät.

Tabell 7.1: Parametervärden för en dynamisk exponentiell lastmodell för hela Tomelillas mellanspänningsnät, för både sommar- och vinterhalvåret (ibid.).

Årstid	Aktiv effekt			Reaktiv effekt		
Sommar	T_p	α_t	α_s	T_q	β_t	β_s
	[110-140]	[1,4-1,6]	[0,3-1,2]	[120-190]	[0,9-1,1]	[0,4-0,7]
Vinter	T_p	α_t	α_s	T_q	β_t	β_s
	[120-160]	[1,8-2,1]	[0,3-0,6]	[126-150]	[0,8-0,9]	[0,3-0,5]

Ett medelvärde av α_s och β_s valdes för att bestämma parametervärden för α respektive β , för både sommar och vinter. Således kommer simuleringar på mätdata från juli ha parametrarna $\alpha = 0,75$ (medelvärde av 0,3 och 1,2) och $\beta = 0,55$, och simuleringar på mätdata från november kommer ha parametrarna $\alpha = 0,45$ och $\beta = 0,4$.

Värt att notera är att dessa parametervärden i (ibid.) beräknades för hela mellanspänningsnätet - ledningar, kablar, vindkraftverk, industrier och hushåll är alla inkluderade. I simuleringresultaten som följer i nästa avsnitt är dessa parametrar

enbart applicerade på industrier och aggregerade lågspänningsnät, medan ledningar och kablar är modellerade för sig utifrån den nätdata som beskrivits i 7.1.1.

7.2 Simuleringsresultat

I detta avsnitt kommer ett antal simuleringsfall (case) för Tomelillas mellanspänningsnät att presenteras. Det som skiljer fallen åt är vilken lastmodell och parametervärden som använts, vilken tidsupplösning det är på mätdatan och vilken månad den är ifrån, samt vilken metod som använts för spänningsreglering. Mer detaljerat om vad som gäller för respektive simuleringsfall kommer redogöras för i början av varje delavsnitt, men några generella punkter avhandlas här.

I respektive simuleringsfall kommer spänningen på nätet sänkas till olika nivåer genom att justera börvärdet på fördelningstransformatorns lindningskopplautomatik. CVR-faktorer för aktiv effekt och energi kommer beräknas för de olika fallen, och definitionerna upprepas här nedan.

$$\text{CVR}_{f,P} = \frac{\Delta W_{\%}}{\Delta V_{\%}} \quad (7.2)$$

$$\text{CVR}_{f,E} = \frac{\Delta Wh_{\%}}{\Delta V_{\%}} \quad (7.3)$$

I en del simuleringsfall simuleras flera olika börvärden och notera då att det alltid är normalfallet (börvärde på 21,7 kV) som det nya effektuttaget jämförs mot. I figurerna som kommer visa effektuttag representeras effekten vid normaldrift alltid med en blå datalinje ("Sim 1" i legenden). Om inte annat anges kommer nästföljande linjer ("Sim 2", "Sim 3", osv) motsvara en simulering med 2 % börvärdessänkning per ny linje.

7.2.1 Simuleringar med timvärden

Detta delavsnitt kommer att utforska vilka generella trender kopplade till CVR som kan utläsas vid en lägre tidsupplösning och med både mer och mindre adekvata lastmodeller. Timvärden på en 24-timmars simulering är nämligen en alldeles för låg tidsupplösning för att ge några trovärdiga resultat när det gäller precisa CVR-faktorer.

Resultaten kommer presenteras dels i tabeller och dels i figurer. Tabellerna kommer förutom CVR-faktorer även presentera total energiförbrukning (inklusive

förluster), topp effekt, förluster samt antal spänningsöverträdelser (antal gånger då spänningsnivån någonstans i nätet inte uppfyller kraven på spänningskvalitet). Notera att en spänningsöverträdelse betyder att spänningen minst en gång under en timme går under lägsta spänningsnivå. Spänningsöverträdelser som inte inträffat enligt simuleringen skulle kunna ha inträffat i verkligheten under en så kort tid att medelvärdet fortfarande är inom tillåtna gränser.

I detta delavsnitt kommer följande figurer att presenteras:

Totalt effektuttag: Mängd aktiv effekt, inklusive förluster, som levererats till systemet. Varje linje representerar effektuttag för ett specifikt spänningsbörvärde.

Förluster: Mängd aktiv effekt som gått förlorad (nät- och transformatorförluster) i systemet. Varje linje representerar förluster för ett specifikt börvärde.

Spänningsregleringen i detta delavsnitt sköts på egen hand av mjukvaran OpenDSS och är modellerad att fungera som den gör i verkligheten, med andra ord utan någon LDC eller återkoppling från andra punkter längre ner i nätet.

Case 2.1

Lastmodell: Konstant effekt samt konstant impedans.

Data: November, timvärden.

Spänningsreglering: Återkoppling från transformatorbuss.

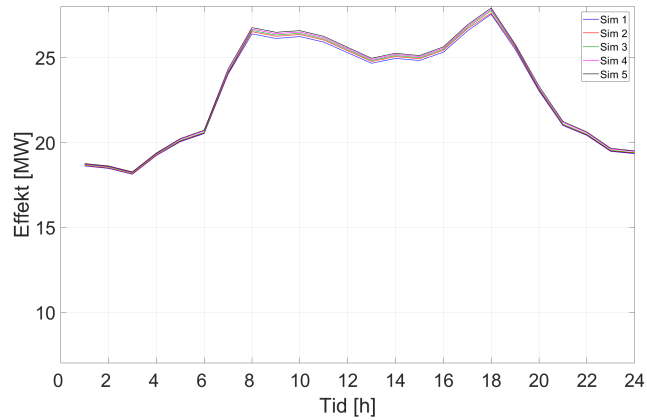
Låt oss börja med att undersöka hur olika spänningssänkningar påverkar effektuttaget på systemet då två väldigt enkla lastmodeller används. För tydlighets skull upprepas ekvationerna för spänningsberoende på dessa typer av lastmodeller nedan. Konstant effekt:

$$P = P_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^0 \quad (7.4)$$

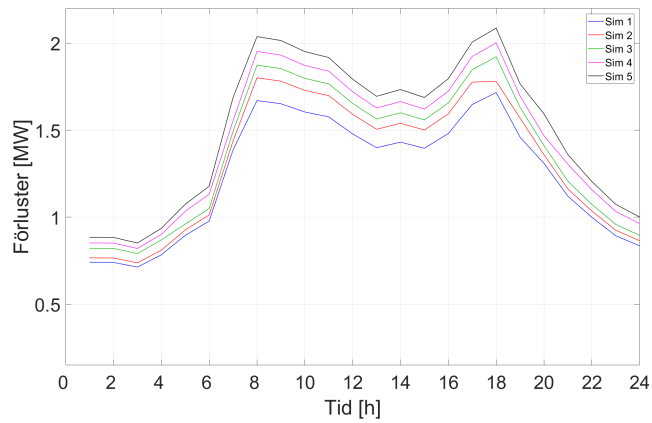
Konstant impedans:

$$P = P_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^2 \quad (7.5)$$

Om samtliga laster antas ha ett beteende där variationer i spänning inte påverkar effektuttag hos lasterna alls (konstant effekt) leder detta till att mer ström behöver tillföras för att bibehålla samma effekt vid lägre spänningsnivåer. Mer ström leder till mer överföringsförluster i ledningar och kablar och det totala effektuttaget i nätet ökar då vid lägre spänningsnivåer, som ses i figur 7.5.



(a) Totalt effektuttag.



(b) Förluster.

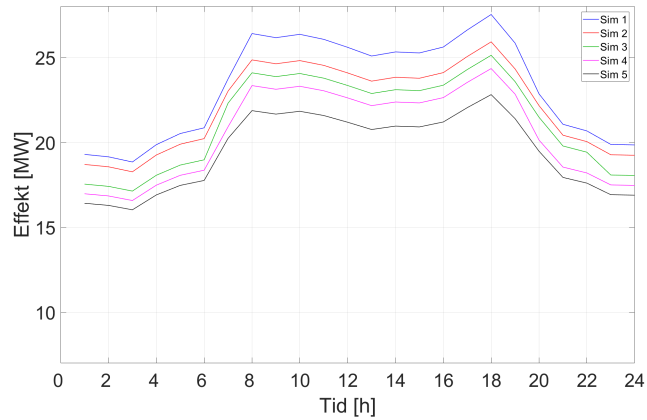
Figur 7.5: Simuleringsresultat för olika börvärden på fördelningstransformatorn under ett dygn i november. Lastmodell: Konstant effekt. Tidsupplösning: Timme.

I tabell 7.2 ses CVR-faktorer för både topp effekt och förbrukad energi för olika stora sänkningar av börvärde. Oavsett hur mycket eller lite spänningen sänks är bägge CVR-faktorer negativa, vilket indikerar att både topp effekt och energiförbrukning ökar då spänningen sänks.

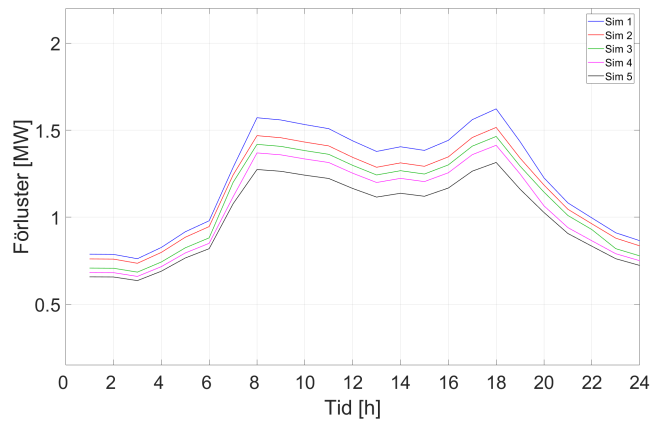
Tabell 7.2: Simuleringsresultat för olika börvärden på fördelningstransformatorn under ett dygn i november. Lastmodell: Konstant effekt. Tidsupplösning: Timme.

<i>Spännings-sänkning</i>	<i>Toppeffekt</i> [MW]	$CVR_{f,P}$	<i>Energi-förbrukning</i> [MWh]	$CVR_{f,E}$	<i>Förluster</i> [MWh]	<i>Antal över-trädelser</i>
0 %	27,53	-	551,26	-	29,91	0
2 %	27,60	-0,120	553,02	-0,160	31,67	0
4 %	27,74	-0,187	554,43	-0,144	33,08	6
6 %	27,82	-0,173	556,00	-0,143	34,65	15
8 %	27,90	-0,168	557,57	-0,143	36,21	43

Om samtliga laster istället antas vara renodlade impedanser och ha ett spänningsberoende enligt ekvation 7.5 påverkas effektuttaget markant av variationer i spänning. I figur 7.6 ses simuleringsresultat för dessa förhållanden, där det även framgår att de totala nätförlusterna minskar.



(a) Totalt effektuttag.



(b) Förluster.

Figur 7.6: Simuleringsresultat för olika börvärden på fördelningstransformatorn under ett dygn i november. Lastmodell: Konstant impedans. Tidsupplösning: Timme.

I tabell 7.3 ses att CVR-faktorerna är väldigt höga och att en börvärdessänkning kan göras ner till 6 % innan någon spänningsöverträdelse äger rum.

Tabell 7.3: Simuleringsresultat för olika börvärden på fördelningstransformatorn under ett dygn i november. Lastmodell: Konstant impedans. Tidsupplösning: Timme.

<i>Spännings-sänkning</i>	<i>Toppeffekt</i> [MW]	<i>CVR_{f,P}</i>	<i>Energi-förbrukning</i> [MWh]	<i>CVR_{f,E}</i>	<i>Förluster</i> [MWh]	<i>Antal över-trädelser</i>
0 %	27,52	-	558,28	-	29,26	0
2 %	25,91	2,926	532,42	2,316	27,69	0
4 %	25,12	2,181	511,28	2,105	26,52	0
6 %	24,34	1,928	492,54	1,962	25,44	0
8 %	22,80	2,142	467,99	2,022	24,00	19

De två lastmodeller som använts vid dessa simuleringar är som tidigare nämnt extremfall, och verkligheten ligger någonstans mittemellan. För att bättre kunna representera verkliga förhållanden behövs adekvata lastmodeller och parametrar väljas genom någon av metoderna som går igenom i avsnitt 4.2.

Case 2.2

Lastmodell: Exponentiell.

Data: November samt juli, timvärden.

Spänningsreglering: Återkoppling från transformatorbuss.

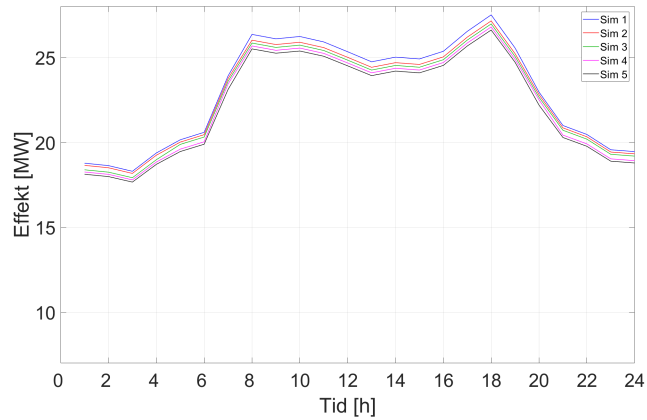
I detta simuleringsfall kommer de enkla lastmodellerna från förra fallet bytas ut mot den exponentiella lastmodellen. Dessutom kommer simuleringsresultat från mätvärden för november och för juli jämföras.

Spänningsberoende för både aktiv och reaktiv effekt upprepas nedan:

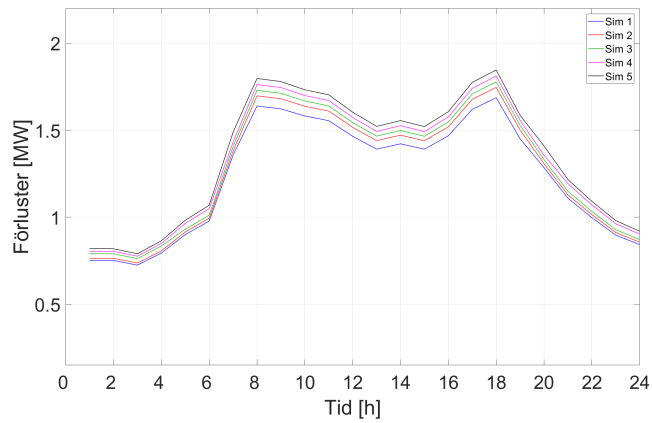
$$P = P_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^\alpha \quad (7.6)$$

$$Q = Q_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^\beta \quad (7.7)$$

För simuleringarna för november används $\alpha = 0,45$ och $\beta = 0,40$. I figur 7.7 ses att förlusterna ökar med lägre börvärden, men totala nettoeffektuttaget ändå minskar. Tabell 7.4 visar att en börvärdessänkning lägre än 4 % ger upphov till spänningsöverträdelser.



(a) Totalt effektuttag.



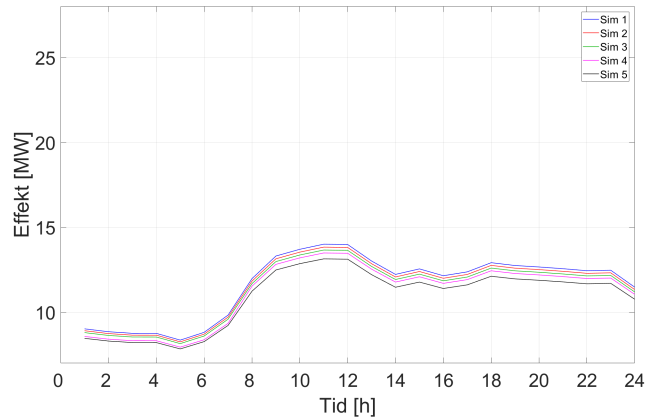
(b) Förluster.

Figur 7.7: Simuleringsresultat för olika börvärden på fördelningstransformatorn under ett dygn i november. Lastmodell: Exponentiell, med $\alpha = 0,45$ och $\beta = 0,40$. Tidsupplösning: Timme.

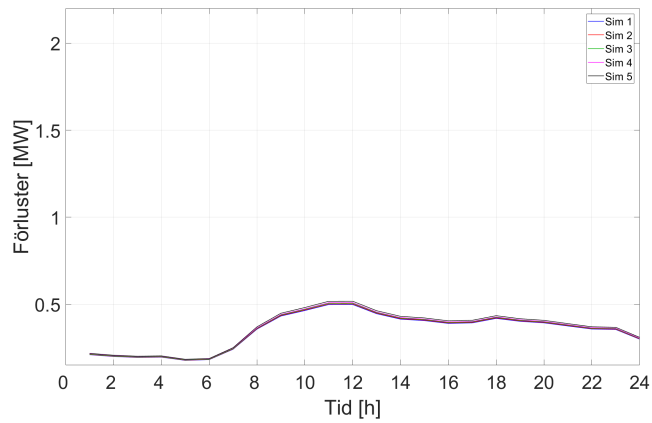
Tabell 7.4: Simuleringsresultat för olika börvärden på fördelningstransformatorn under ett dygn i november. Lastmodell: Exponentiell, med $\alpha = 0,45$ och $\beta = 0,40$. Tidsupplösning: Timme.

<i>Spännings-sänkning</i>	<i>Toppeffekt</i> [MW]	<i>CVR_{f,P}</i>	<i>Energi-förbrukning</i> [MWh]	<i>CVR_{f,E}</i>	<i>Förluster</i> [MWh]	<i>Antal över-trädelser</i>
0 %	27,50	-	552,56	-	29,68	0
2 %	27,14	0,644	546,92	0,511	30,52	0
4 %	27,00	0,484	542,73	0,445	31,12	0
6 %	26,79	0,432	538,20	0,433	31,81	12
8 %	26,61	0,406	534,16	0,416	32,47	32

För dagen i juni är det andra mätvärden och därmed en annan lastkurva. Här väljs dessutom andra parametervärden, nämligen $\alpha = 0,75$ och $\beta = 0,55$. Resultaten av denna simulering, som åskådliggörs i figur 7.8 samt tabell 7.5, visar på högre CVR-faktorer och därmed lägre effektuttag vid börvärdessänkning än för simuleringen på dagen i november. Förlusterna ökar fortfarande, men inte i lika stor utsträckning.



(a) Totalt effektuttag.



(b) Förluster.

Figur 7.8: Totalt effektuttag och förluster under ett dygn i juli med olika börvärden på fördelningstransformatorerna. Lastmodell: Exponentiell, med $\alpha = 0,75$ och $\beta = 0,55$. Tidsupplösning: Timme.

Tabell 7.5: Simuleringsresultat för olika börvärden på fördelningstransformatorn under ett dygn i juli. Lastmodell: Exponentiell, med $\alpha = 0,75$ och $\beta = 0,55$. Tidsupplösning: Timme.

<i>Spännings-sänkning</i>	<i>Toppeffekt</i> [MW]	<i>CVR_{f,P}</i>	<i>Energi-förbrukning</i> [MWh]	<i>CVR_{f,E}</i>	<i>Förluster</i> [MWh]	<i>Antal över-trädelser</i>
0 %	14,00	-	278,91	-	8,29	0
2 %	13,83	0,612	275,49	0,614	8,35	0
4 %	13,66	0,613	272,05	0,615	8,41	0
6 %	13,49	0,615	267,83	0,663	8,49	0
8 %	13,14	0,772	261,66	0,773	8,61	0

7.2.2 Simuleringar med minutvärden

Minutvärden ger en betydligt högre upplösning och därmed mer trovärdiga resultat gällande vilka CVR-faktorer som systemet skulle kunna ha för olika börvärden. I detta delavsnitt kommer fokus ligga på att just uppskatta mer trovärdiga resultat genom att enbart simulera på mätdata med minutvärden från november med en exponentiell lastmodell, med $\alpha = 0,45$ och $\beta = 0,40$.

Vad som i stället kommer skilja de olika simuleringsfallen åt är hur spänningsregleringen görs.

Utöver tabell och de figurer som presenterats i föregående delavsnitt visas nu en uppsättning nya figurer, se nedan.

Förluster, %: Mängd aktiv effekt som gått förlorad (nät- och transformatorförluster) sett som procentuell andel av totalt effektuttag i systemet. Varje linje representerar förluster för ett specifikt börvärde.

Spänningsnivåer: Högsta och lägsta uppmätta spänningsnivå i p.u. bland lasterna för hela systemet samt spänningsnivå i p.u. på fördelningstransformatorns sekundärsida (denna sistnämnda linje kommer även tydliggöra när ett lindningskopplarsteg äger rum). En graf för varje specifikt börvärde visas för sig.

Case 2.3

Lastmodell: Exponentiell.

Data: November, minutvärden.

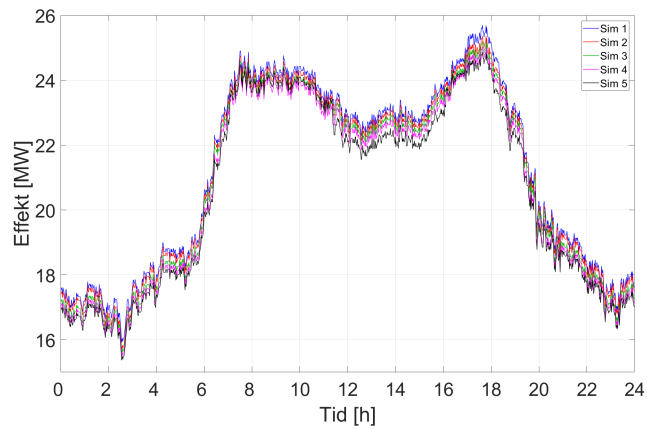
Spänningsreglering: Återkoppling från transformatorbuss.

I detta simuleringsfall utförs spänningsreglering som i de tidigare fallen med

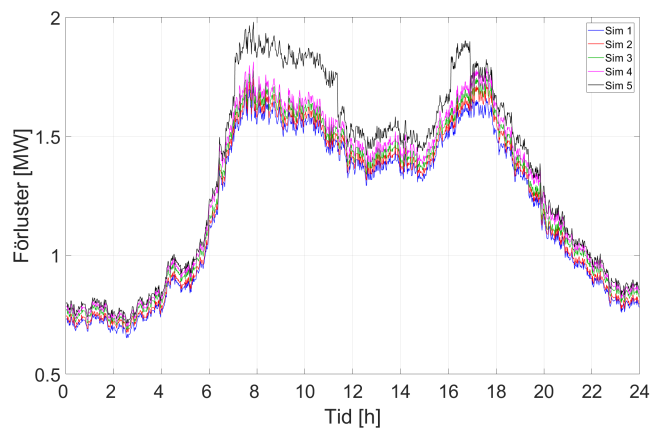
timvärden, och resultaten som presenteras här ger en mer trovärdig bild av verkliga förhållanden än det jämförbara fallet i Case 2.2 (enda skillnaden är tidsupplösningen på mätvärdena).

Figur 7.9 visar effektuttag och förluster för detta simuleringsfall, vilket som väntat påminner om simuleringsresultatet i Case 2.2. En avvikelse är mängden förluster då börvärdet sänkts 8 % (svart linje), men som ses i figur 7.10 (c) är lägsta uppmätta spänningsnivå under 0,85 p.u. en längre tid, och det är då troligt att lasterna börja bete sig oväntat i simuleringsverktyget.

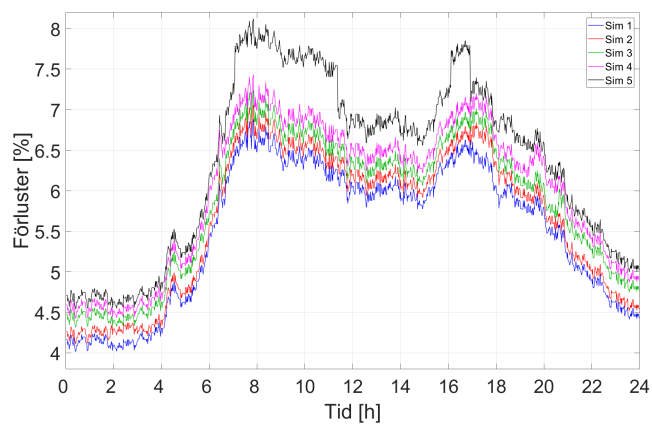
En annan skillnad som ses i tabell 7.6 är att ett fåtal spänningsöverträdelser äger rum redan vid en börvärdessänkning på 4 %. Detta är dock enbart en följd av högre tidsupplösning och att fler mätvärden registrerats, och samma kan sägas om att antalet spänningsöverträdelser på 6 %- och 8 %-nivån ser ut att vara mycket högre än motsvarande simuleringsresultat i Case 2.2.



(a) Totalt effektuttag.

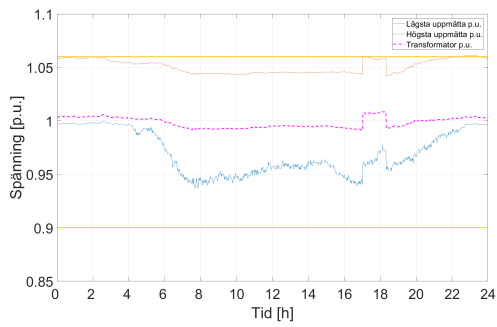


(b) Förluster.

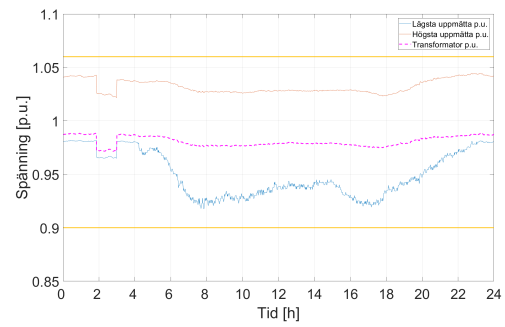


(c) Förluster, %.

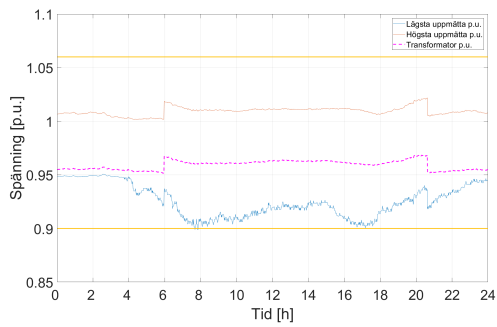
Figur 7.9: Simuleringsresultat för olika börvärden på fördelningstransformatorn under ett dygn i november. Lastmodell: Exponentiell, med $\alpha = 0,45$ och $\beta = 0,40$. Tidsupplösning: Minut.



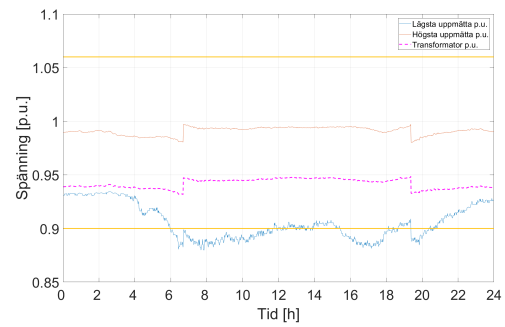
(a) Normaldrift.



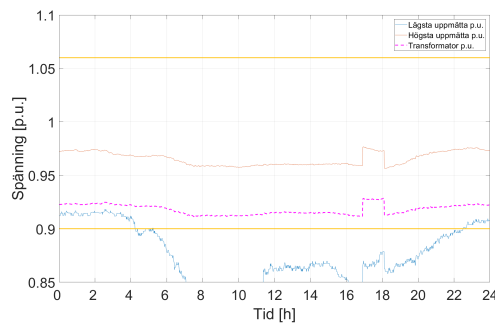
(b) 2 % sänkning.



(c) 4 % sänkning.



(d) 6 % sänkning.



(e) 8 % sänkning.

Figur 7.10: Högsta och lägsta uppmätta spänningsnivåer ute hos lasterna, 1 p.u. = 400 V, samt spänningsnivå på fördelningstransformatorernas sekundärsida, 1 p.u. = 21,7 kV. Lastmodell: Exponentiell, med $\alpha = 0,45$ och $\beta = 0,40$. Tidsupplösning: Minut.

Tabell 7.6: Simuleringsresultat för olika börvärden på fördelningstransformatorn under ett dygn i nov. Lastmodell: Exponentiell, med $\alpha = 0,45$ och $\beta = 0,40$. Tidsupplösning: Minut.

<i>Spännings-sänkning</i>	<i>Toppeffekt</i> [MW]	<i>CVR_{f,P}</i>	<i>Energi-förbrukning</i> [MWh]	<i>CVR_{f,E}</i>	<i>Förluster</i> [MWh]	<i>Antal över-trädelser</i>
0 %	25,70	-	509,96	-	28,71	0
2 %	25,37	0,639	506,26	0,363	29,27	0
4 %	25,20	0,480	501,86	0,397	29,95	4
6 %	25,04	0,428	498,18	0,382	30,57	625
8 %	24,87	0,402	495,22	0,361	32,15	1 855

Case 2.4

Lastmodell: Exponentiell.

Data: November, minutvärden.

Spänningsreglering: Återkoppling från lastnoder i nätet.

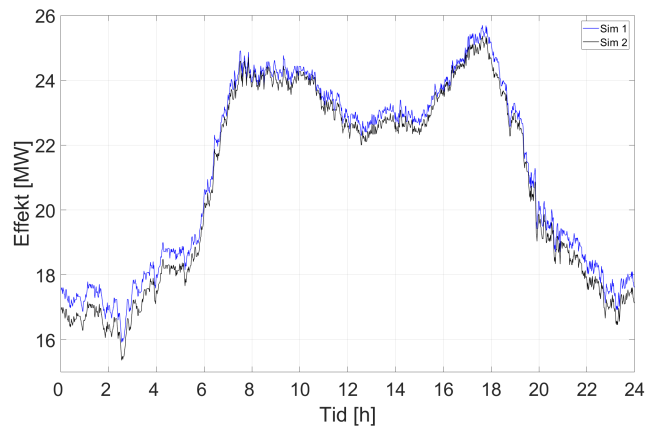
I de tidigare simuleringsfallen har lindningskopplautomatiken mätt spänningen på fördelningstransformatorns sekundärsida. I nästkommande två simuleringsfall ska vi istället låta lindningskopplarna stega upp eller ned vid givna tillfällen genom att utnyttja Matlab och OpenDSS:s COM-gränssnitt för att manuellt skicka kommandon för att åstadkomma detta. Dessa resultat kommer sedan jämföras mot normaldrift.

I det här simuleringsfallet är målet att hålla spänningsnivån i systemet så låg som möjligt utan att kraven på spänningskvalitet äventyras. Tanken med detta är att försöka dra ned energiförbrukningen i systemet så mycket som möjligt.

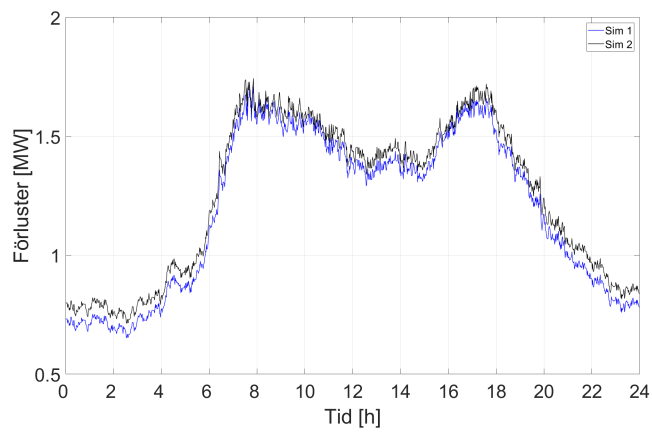
För att åstadkomma detta identifieras den last som har den lägsta spänningsnivån i p.u. för varje tidpunkt i simuleringen. Om denna spänningsnivå är nära att gå under 0,90 p.u. justeras lindningskopplarna upp ett steg, och på samma sätt justeras lindningskopplarna ner ett steg om det är tillräcklig marginal mellan 0,9 p.u. och lägsta uppmätta spänningsnivå. Denna metod kan likställas med hur ett smart elnät hade kunnat fungera med spänningsåterkoppling från smarta elmätare ute hos elanvändarna.

I figur 7.11 ses effektuttag och förluster i systemet. Notera i (c) att den procentuella förlustskillnaden mellan normaldrift och spänningsreglering med feedback tycks vara som störst vid låg last. Figur 7.12 (b) visar att lindningskopplaren justeras flera gånger under simuleringstiden för att hålla så låg spänningsnivå i systemet som möjligt.

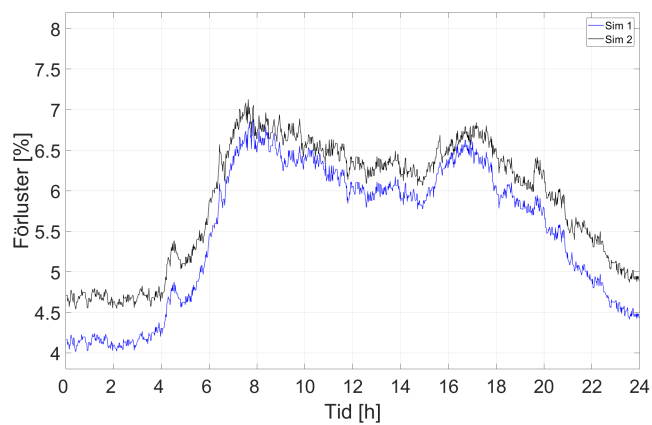
Den genomsnittliga spänningssänkningen i systemet blev 4,7 %, och det är denna spänningsskillnad som använts vid beräkandet av CVR-faktorer, vilka kan ses i tabell 7.7.



(a) Totalt effektuttag.

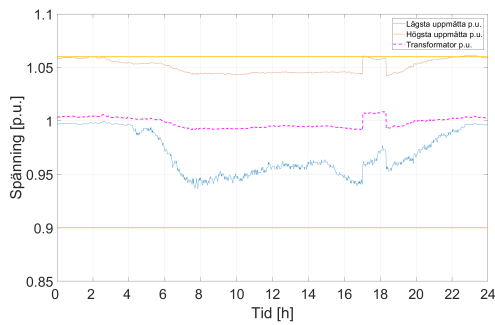


(b) Förluster.

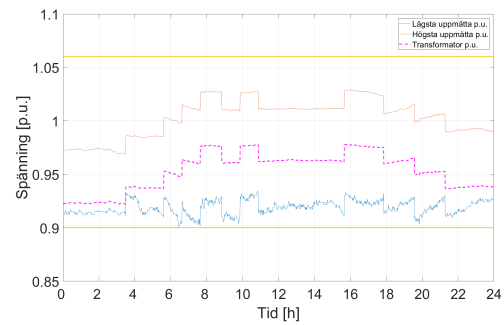


(c) Förluster, %.

Figur 7.11: Simuleringsresultat för olika börvärden på fördelningstransformatorn under ett dygn i november. Lastmodell: Exponentiell, med $\alpha = 0,45$ och $\beta = 0,40$. Tidsupplösning: Minut. Med återkoppling.



(a) Normaldrift.



(b) Lägsta möjliga börvärde.

Figur 7.12: Högsta och lägsta uppmätta spänningsnivåer ute hos lasterna, 1 p.u. = 400 V, samt spänningsnivå på fördelningstransformatorernas sekundärsida, 1 p.u. = 21,7 kV. Lastmodell: Exponentiell, med $\alpha = 0,45$ och $\beta = 0,40$. Tidsupplösning: Minut. Med återkoppling.

Tabell 7.7: Simuleringsresultat för olika börvärden på fördelningstransformatorn under ett dygn i november. Lastmodell: Exponentiell, med $\alpha = 0,45$ och $\beta = 0,40$. Tidsupplösning: Minut. Med återkoppling.

<i>Spännings-sänkning</i>	<i>Toppeffekt [MW]</i>	<i>$CVR_{f,P}$</i>	<i>Energi-förbrukning [MWh]</i>	<i>$CVR_{f,E}$</i>	<i>Förluster [MWh]</i>	<i>Antal över-trädelser</i>
0 %	25,70	-	510,00	-	28,71	0
4,7 %	25,37	0,272	500,88	0,379	30,03	0

Case 2.5

Lastmodell: Exponentiell.

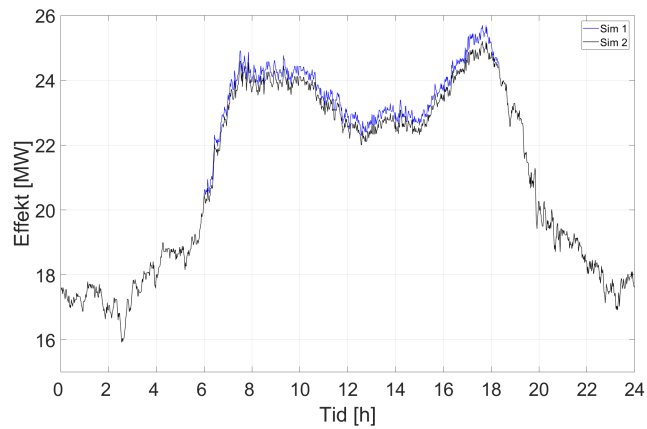
Data: November, minutvärden.

Spänningsreglering: Stega ner lindningskopplare vid höglast.

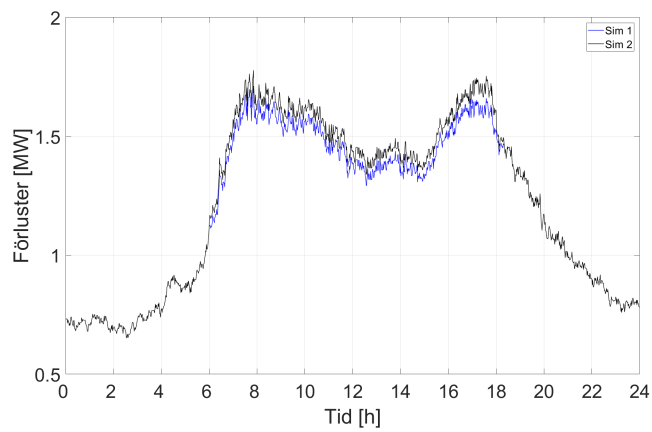
I detta simuleringsfall är målet istället att minska effekttoppen så mycket som möjligt, och samtidigt försöka hålla förlusterna nere. Eftersom den procentuella förlustskillnaden var som störst under låg last i föregående simuleringsfall, samt att effekttoppar sker under höglast, kommer lindningskopplarna justeras ned under dagtid då det är som mest last på systemet.

Lindningskopplarna justeras ner två steg kl 06:00 och justeras upp igen kl 18:00. Dessa två steg motsvarar en börvärdessänkning på 3,34 % under dessa 12 timmar. För beräkning av CVR-faktor för energi används genomsnittliga spänningssänkningen för

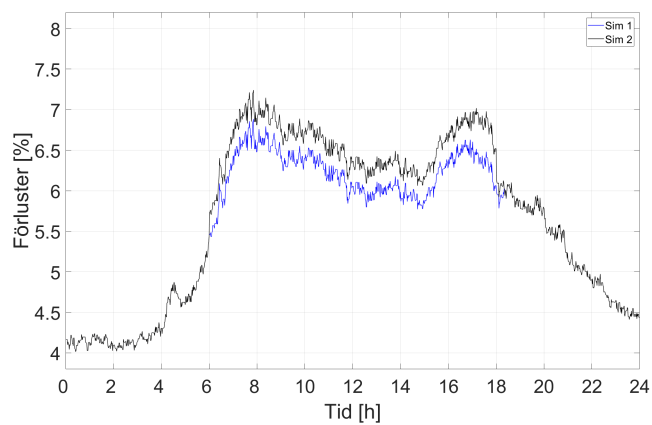
hela dygnet, 1,67 %. Då effekttoppen sker under dagtid har dock spänningssänkningen 3,34 % under denna tidperiod använts för beräkning av CVR-faktor för effekt.



(a) Totalt effektuttag.

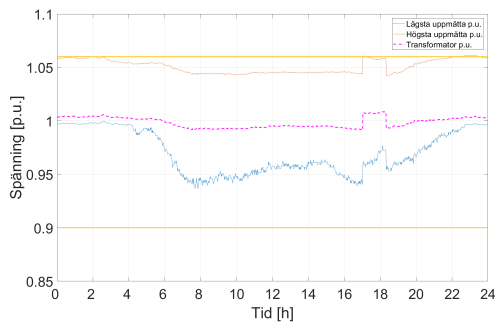


(b) Förluster.

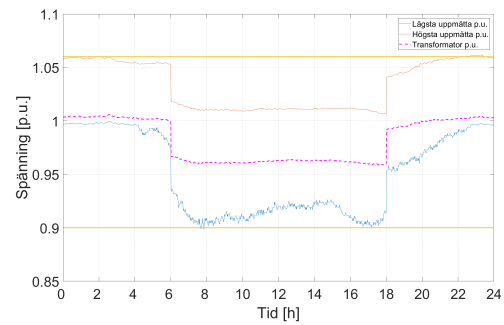


(c) Förluster, %.

Figur 7.13: Simuleringsresultat för olika börvärden på fördelningstransformatorn under ett dygn i november. Lastmodell: Exponentiell, med $\alpha = 0,45$ och $\beta = 0,40$. Tidsupplösning: Minut. Börvärdessänkning vid höglast.



(a) Normaldrift.



(b) Tappa ned vid höglast.

Figur 7.14: Högsta och lägsta uppmätta spänningsnivåer ute hos lasterna, 1 p.u. = 400 V, samt spänningsnivå på fördelningstransformatorernas sekundärsida, 1 p.u. = 21,7 kV. Lastmodell: Exponentiell, med $\alpha = 0,45$ och $\beta = 0,40$. Tidsupplösning: Minut. Börvärdessänkning vid höglast.

Tabell 7.8: Simuleringsresultat för olika börvärden på fördelningstransformatorn under ett dygn i november. Lastmodell: Exponentiell, med $\alpha = 0,45$ och $\beta = 0,40$. Tidsupplösning: Minut. Börvärdessänkning vid höglast.

<i>Spännings-sänkning</i>	<i>Toppeffekt</i> [MW]	$CVR_{f,P}$	<i>Energi-förbrukning</i> [MWh]	$CVR_{f,E}$	<i>Förluster</i> [MWh]	<i>Antal över-trädelser</i>
0 %	25,70	-	510,00	-	28,71	0
Spec	25,20	0,575	506,06	0,416	29,41	4

7.2.3 CVR och förluster i nätet

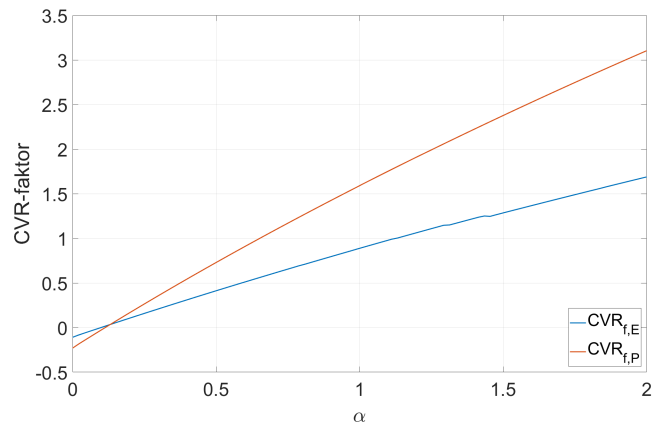
I samtliga simuleringsfall i detta avsnitt ökar förlusterna då börvärdet i systemet sänks, även om det enbart är i första Case 2.1 som förlusterna ökar mer än vad effektuttaget minskar och därmed resulterar i ett större nettouttag.

I avsnitt 4.2.1 redogörs för hur olika laster i teorin bidrar olika till att höja eller sänka förlusterna i ett system då spänningen ändras. Vi ska nu undersöka om detta samband går att se på ett större system.

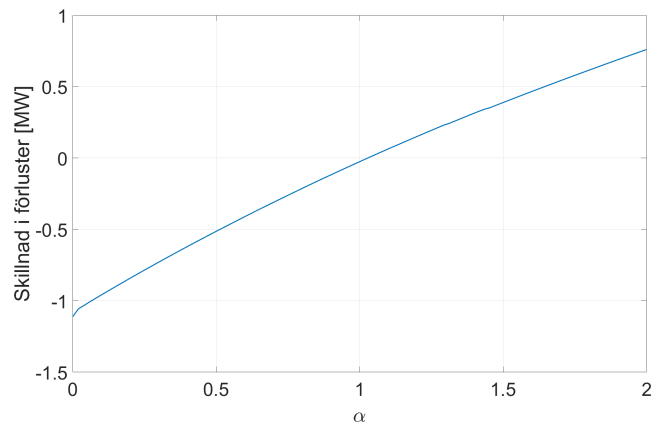
Samma nät som i resten av avsnittet kommer användas, och lasterna tilldelas den exponentiella lastmodellen. Mätdata är för november med tidsupplösning minut. Spänningsregleringen blir utan någon återkoppling från nätet, så med andra ord konventionell spänningsreglering där spänningen mäts vid fördelningstransformatorerna.

Precis som tidigare simuleras ett dygn med normaldrift och ett med en spänningssänkning, som vi sätter till 2 % då vi vet sedan tidigare att oavsett värde på α inträffar inga spänningsöverträdelser på denna nivå. Detta görs hundra gånger där vi låter α variera mellan 0 och 2, alltså från ytterligheten konstant effekt till ytterligheten konstant impedans. För varje körning beräknas CVR-faktorer och skillnad i förluster och sparas. β sätts godtyckligt till 0,55.

Resultatet av denna simulering ses i figur 7.15. I (a) visas att när α är nära eller lika med noll (konstant effekt) fås negativa CVR-faktorer, vilket innebär ett ökat totalt effektuttag, och ju högre α är desto högre CVR-faktorer. $CVR_{f,P}$ tycks öka mycket snabbare och indikerar att i detta system är relativa potentialen för toppeffektsminskning större än för energibesparing. Och som teorin säger så går gränsen för där ett nät får mindre förluster vid en spänningssänkning enligt (b) väldigt nära $\alpha = 1$, alltså då lasterna agerar som en konstant ström-last.



(a) CVR-faktorer.



(b) Skillnad i förluster.

Figur 7.15: Påverkan av spänningsberoendet hos lasten på effektiviteten av implementerande av CVR.

8 Diskussion

Denna studie har genom flertalet simuleringar undersökt olika sätt att implementera CVR och vilka utfall det skulle kunna ha på ett svenskt distributionsnät. Flera av simuleringfallen indikerar att det går att minska både energiförbrukning och toppeffekt med CVR. Ett antal felmarginaler och osäkerheter är dock viktiga att belysa.

Val av lastmodell och parametervärden till dessa har visat sig vara av väldigt stor vikt för hur effektuttaget, och därmed CVR-faktorer, påverkas av olika spänningsnivåer. Denna studie hade en fördel i att Romero Navarro (2005) i sin doktorsavhandling beräknat parametrar till en lastmodell på just Tomelillas distributionsnät. Men denna avhandling är nästan 15 år gammal i skrivande stund, och det är mycket som kan ha hänt med både nätet och vilken sorts elektronik exempelvis familjer använder i sina hem. Dessutom beräknades parametrarna i doktorsavhandlingen för hela distributionsnätet som en enda aggregerad last, medan den här studien modellerade kraftledningar med impedanser enligt erhållen data och därefter lade på laster som fick anta olika spänningsberoenden i simuleringfallen.

Det faktum att denna studie använt sig av statistiska lastmodeller har med största sannolikhet också påverkat resultatet.

Återigen är det även viktigt att poängtera att modellen av Tomelillas spänningsnät som skulle representera ett svenskt distributionsnät är just en modell. En del förenklingar gjordes, som till exempel att inte ha med vindkraftverken i modellen. Dessutom fick ledningar och kablar för lågspänningsnäten uppskattas helt, och lastfördelningen inom respektive mellanspänningsradial uppskattades med hjälp av statistik om elförbrukning per sektor från Energimyndigheten.

Med dessa felmarginaler och förenklingar i åtanke så kommer diskussionen nu återkoppla till de inledande frågeställningarna i denna rapport.

Vilken påverkan på energiåtgång och effekttoppar skulle CVR kunna ha på svenska distributionsnät?

- *Hur skulle det kunna påverka kunderna på elnätet?*
- *Hur skulle det kunna påverka nätbolagen som äger och ansvarar för elnäten?*

Lägre energiförbrukning innebär lägre elkostnader, så för elanvändarna tycks det nästan alltid vara åtminstone en ekonomisk vinst - så länge man kan garantera att spänningsfallen inte blir alltför låga och elektrisk utrustning därmed skadas eller upphör att fungera.

I figur 7.15(a) anges förhållandet mellan parametervärde på den exponentiella lastmodellen och vilken CVR-faktor som fås vid en 2 % sänkning. Om majoriteten av lasterna hos en elanvändare på nätet skulle visa sig kunna likna en konstant effekt-last, blir effektuttaget faktiskt större, och i dessa fall blir det ett ökat effektuttag och därmed en dyrare elräkning för den användaren.

För elnätsägarnas del är det inte lika självklart huruvida CVR kan anses vara en bra teknik att tillämpa eller inte. I figur 7.15(b) framgår förhållandet mellan parametervärde på den exponentiella lastmodellen och vilka förluster en 2 % sänkning av börvärdet ger upphov till. Ett värde på α mellan 0 och 1 ökar förlusterna på nätet, även om det totala effektuttaget för större delen av detta intervall minskar. Detta borde leda till mindre ekonomiska marginaler för elnätsägarna och således kanske resultera i en höjning av elpriset, vilket skulle kunna göra det till en plus-minus-noll-affär för kunderna.

Å andra sidan skulle det kunna finnas andra nyttor. En samhällsnyttig följd skulle kunna vara att minska risken för effektbrist. För att knyta an till inledningen, där det redogjordes för ett exempel där Ystad kommun inte fick beviljat en kortsiktig effekthöjning från 48 MW till 49 MW, så skulle en sådan relativt liten begäran faktiskt kunna åstadkommas med CVR. I Case 2.5 erhöles en topp-effektminskning på 0,5 MW, från 25,7 MW ner till 25,2 MW (en CVR-faktor för effekt på 0,575). Med Ystad kommuns nuvarande behov av 48 MW motsvarar denna studies simuleringsresultat nära på denna efterfrågade megawatt!

Hur skulle CVR kunna implementeras på ett svenskt distributionsnät?

- *Kan de krav som finns på spänningskvalitet upprätthållas med införande av CVR?*
- *Finns det förhållanden då CVR är mer gynnsamt än andra?*

Svaret på dessa frågor beror mycket på vilken teknik som finns tillgänglig. Att bara sänka börvärdet och se till att ha marginaler för att fortfarande upprätthålla kraven på spänningskvalitet är en investering som är gratis. Ingen ytterligare utrustning behöver installeras.

I denna studie har tre olika tillvägagångssätt använts för att reglera spänningen. Ett tillvägagångssätt är att enbart mäta spänningen precis vid fördelningstransformatorn. Vid sådan typ av reglering måste man ha ett ganska högt börvärde vid normaldrift för att ha tillräckliga marginaler för att undvika att ett för stort spänningfall inträffar någonstans på nätet. Att sänka börvärdet då denna typ av reglering används kan därför vara riskabelt. Det hade behövts väldigt detaljerad kunskap om nätet och elanvändares lastprofiler för att kunna garantera att kraven på spänningskvalitet

upprätthålls.

I Case 2.4 antogs att samtliga elanvändare på nätet var utrustade med smarta elmätare. Då kunde lindningskopplarna justeras till det steg som gav lägsta möjliga börvärde vid varje givet tillfälle utan att spänningsöverträdelser på någon av lasterna på nätet ägde rum - det ledde med andra ord till väldigt liten osäkerhet och att väldigt små marginaler behövdes. CVR-faktorn blev dock inte mycket bättre för det, och dessutom justerades lindningskopplarstegen väldigt många gånger under simuleringstiden, och detta sliter förmodligen väldigt mycket på dessa och den långsiktiga vinsten i detta är osäker.

I Case 2.5 justerades lindningskopplaren ner manuellt under den tid på dygnet då nätet var som högst belastat, och antagandet med elmätare ute hos elanvändarna gällde inte längre. Detta visade sig ge allra bäst CVR-faktorer.

Implementering av CVR under sommarhalvåret gav betydligt högre CVR-faktorer än under vinterhalvåret. Detta beror troligen på att uppvärmning, som ofta sker med termostater och kan anses att under längre tid uppföra sig som en konstant effekt-last, inte sker i lika hög grad under sommaren som under vintern. Å andra sidan är det under vintern som man har störst vinning av att dra ner förbrukningen och toppeffekter.

Sammanfattningsvis behövs väldigt god kunskap om nätet (antingen via elmätare eller genom noggran efterforskning) för att kunna minimera spänningsmarginalerna som behövs för att kunna sänka börvärdet. Och som visat i denna studies olika simuleringsfall finns det tillfällen då CVR är mer effektivt än vid andra. Om man i realtid hade kunnat uppskatta lastens spänningskänslighet hade man kunnat aktivera CVR när, och även där (vid de lindningskopplare), det är som mest gynnsamt.

9 Slutsats och framtida studier

Denna studie har gjorts med syftet att utvärdera hurvida Conservation Voltage Reduction kan användas i framtiden, eller redan nu, när lokal effektbrist i Sverige börjar bli ett faktum.

Med hjälp av programvaran OpenDSS och Matlab har två representativa mellanspänningsnät modellerats och simulerats. Det ena modellerat efter IEEE:s 13-bus testnät, och det andra baserat på mellanspänningsnätet i Tomellila. I simuleringarna har beteendet av hur effekt, energiförbrukning och ledningsförluster förhåller sig gentemot olika typer av lastmodeller, årstider och spänningsnivåer undersökts.

Resultaten påvisar att med sänkningar av spänning på mellanspänningsnät följer en sänkning av både effekttoppar och energiförbrukning så länge lasterna inte är av typen konstant effekt. Beroende på vilket spänningsberoende lasterna har kan även ledningsförluster minskas. Genom att variera den exponentiella lastmodellen mellan dess extremvärden $\alpha = 0$ och $\alpha = 2$ kan slutsatsen dras att då $\alpha > 1$ (konstant ström) minskar förlusterna på nätet. Med verklighetstroga lastmodeller framtagna av Romero Navarro (2005) har CVR-faktorn värden mellan 0,36 och 0,64 erhållits för vinterhalvåret. För sommarhalvåret ligger värdena mellan 0,61 och 0,77. En spänningssänkning på 2 % medför inga spänningsöverträdelser med någon lastmodell.

Enkla spänningssänkningar på 2 % kan med befintlig utrustning göras redan idag för att minska både effekt och energiförbrukningar med 1 %. En åtgärd som har investeringskostnad nära noll. För ytterligare spänningssänkningar kommer någon mer typ av återkoppling behövas, till exempel smarta elmätare.

För modelleringen av mellanspänningsnätet har verklig data använts, men då simuleringarna bygger på vissa approximationer till både lågspänningsnät och lastmodeller, är det nödvändigt att gå vidare med mer detaljerade studier i framtiden.

Förslag på framtida studier

- **Parametervärden för enskilda förbrukare.**

För att kunna modellera ett trovärdigt system behövs adekvata lastmodeller med realistiska parametervärden för olika slags laster. I denna studies simuleringar användes parametervärden från en tidigare studie där dessa hade beräknats genom en mätbaserad metod direkt från fördelningsstationen. En automatiserad variant av denna metod bör idag kunna implementeras ganska enkelt och till låg kostnad. Ett alternativ är att börja aggregera laster nerifrån och upp istället, och då behövs parametervärden för enskilda förbrukare.

Möjligen kan nya elmätare användas för att uppskatta spänningskänsligheten hos varje enskild kund.

- **Ha med lokala energikällor i modellen.**

I den här studien bortsågs vindkraftverken från i modellen av Tomelillas mellanspänningsnät. Men både vindkraft och solceller blir allt vanligare i distributionsnäten och påverkar effektflödena. Det hade kunnat undersökas ifall detta skulle kunna medföra hinder eller kanske, som en del amerikanska studier indikerar, visa sig kunna utnyttjas för att få högre CVR-faktorer. Vid anslutning av solceller är för hög spänning en begränsning, vilket motiverar mer avancerad spänningsreglering. När denna utformas bör möjligheten till CVR samtidigt betraktas.

- **Högre tidsupplösning på mätdatan.**

Ju högre tidsupplösning på mätdata som kan erhållas desto mer trovärdiga CVR-faktorer kan beräknas. De transienta beteendena i lasters effektåterhämtning blir mer märkbara och en dynamisk lastmodell bör därför väljas för att representera verkligheten bättre.

- **Lastprediktion och optimering av CVR-implementering.**

Om lastförhållanden kan uppskattas i realtid eller till och med förutspås, kan CVR aktiveras när förhållandena är som mest gynnsamma. Med lastförhållanden avses både hur stort effektbehovet är samt vilket spänningsberoende en för ett distributionsnät aggregerad last har. Storleken på effektbehovet avgör hur mycket spänningssänkning som kan göras, och här kan smarta elmätare hos kunder hjälpa till att minska osäkerheten avsevärt. Spänningsberoendet avgör huruvida det är gynnsamt att sänka spänningen överhuvudtaget samt om överföringsförluster kan väntas öka eller inte.

- **Fältstudier.**

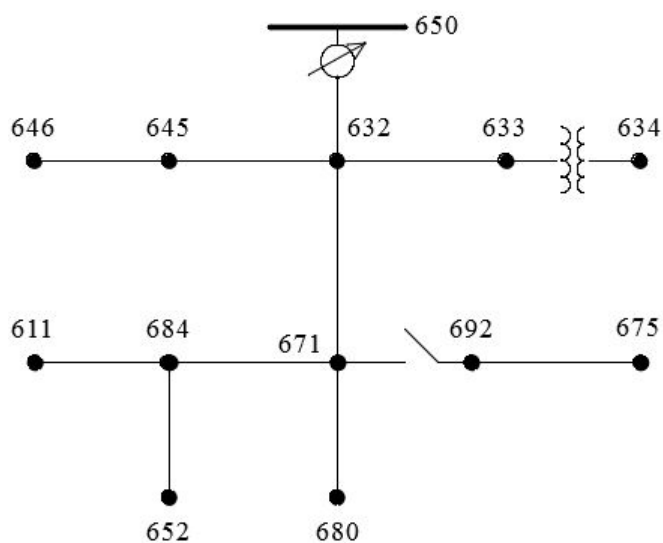
Det är en sak att visa att CVR har en potential genom simuleringsstudier, och en annan att visa att denna potential fortfarande finns i verkligheten. Ett distributionsnät skulle kunna väljas ut där CVR testas. En metod för en sådan fältstudie behöver tas fram, men det finns inspiration att hämta från amerikanska studier. Kan fältstudier genomföras över en längre tidsperiod, säg exempelvis ett år eller mer, blir inte tidsupplösningen på datan lika kritisk. Dessutom kan, som beskrevs i avsnitt 3.2.2, sänkning av spänningsbörvärde göras varannan dag så att man får en referens (normaldrift) att jämföra mot. Spikar och ytterligheter i datan kan jämnas ut med regressionsanalys för bägge fallen. Förslagsvis börjar man med enkel spänningsreglering och tillämpar i efterföljande studier mer avancerad reglering med återkoppling.

Referenser

- Alaküla, M., L. Gertmar och O. Samuelsson (2011). *Elenergiteknik*.
- Bokhari, A., A. Alkan, R. Dogan, M. Diaz-Aguiló, F. de León, D. Czarkowski, Z. Zabar, L. Birenbaum, A. Noel och R. Ebrahim Uosef (2014). “Experimental Determination of the ZIP Coefficients for Modern Residential, Commercial, and Industrial Loads”. I: *IEEE Transactions on Power Delivery* 29 (3), s. 1372–1381.
- Dugan, R. C. och D. Montenegro (2018). *Reference Guide - The Open Distribution System SimulatorTM(OpenDSS)*. Electric Power Research Institute, Inc.
- EI:FS 2013:1 (2013). *Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om krav som ska vara uppfyllda för att överföringen av el ska vara av god kvalitet*. Energimarknadsinspektionen.
- Energikommisionen (2017). *Kraftsamling för framtidens energi*. Betänkande. Wolters Kluwer Sverige AB.
- EPRI (2012). *Case Study on Conservation Voltage Reduction and Volt-VAR Optimization: Sacramento Municipal Utility District*.
- (n.d.). *What is OpenDSS?* Electric Power Research Institute. URL: <https://www.epri.com/#/pages/sa/openss?lang=en> (hämtad 2018-11-08).
- IEEE (n.d.). *Resources*. Institute of Electrical och Electronics Engineers. URL: <http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources/> (hämtad 2018-11-26).
- Kersting, W. H. (2017). *Distribution System Modeling and Analysis*. 4. utg.
- Magnusson, E. (2018). “Elbristen i Skåne hotar viktiga investeringar”. I: *Sydsvenskan*, 11 december 2018.
- Milanović, J. V., J. Matevosyan och A. Gaikwad (2014). *Modelling and Aggregation of Loads in Flexible Power Networks*. Tekn. rapport. CIGRE WG C4.605.
- Navarro, A. och L.F. Ochoa (2015). *Dissemination Document "Low Voltage Networks Models and Low Carbon Technology Profiles"*. Tekn. rapport. The University of Manchester.
- Persson, S. och E. Svanberg (2014). “Elmätarens roll i framtidens elnät”. Master Thesis. Uppsala Universitet, Teknisk- naturvetenskaplig fakultet, UTH-enheten.
- Preiss, R. F. och V. J. Warnock (1978). “Impact of voltage reduction on energy and demand”. I: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS-97 (5), s. 1665–1671.
- Romero Navarro, I. (2005). “Dynamic Power System Load - Estimation of Parameters from Operational Data”. PhD Thesis. Lund University, Department of Industrial Electrical Engineering och Automation.
- Short, T. A. (2004). *Electric Power Distribution Handbook*. 1. utg.
- Short, T. A. och R.W. Mee (2012). “Voltage Reduction Field Trials on Distributions Circuits”. I: *PES T&D 2012, Orlando, FL, USA, 7-10 maj 2012*.

- Singh, S. och S.P. Singh (2016). “A Smart Volt-Var Optimization Engine for Energy Distribution System”. I: *International Conference on Emerging Trends in Electrical, Electronics and Sustainable Energy Systems (ICETEESES-16)*, Sultānpur, India, 11-12 mars 2016.
- (2018). “Energy saving estimation in distribution network with smart grid-enabled CVR and solar PV inverter”. I: *IET Generation, Transmission & Distribution* 12 (6), s. 1346–1358.
- Singh, S., D. Shukla och S.P. Singh (2016). “Peak Demand Reduction in Distribution Network with Smart Grid-Enabled CVR”. I: *2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia)*, Melbourne, VIC, Australia.
- Uluski, R. W. (2010). “VVC in the Smart Grid Era”. I: *IEEE PES General Meeting*, Providence, RI, USA.

A IEEE 13 Bus



Figur A.1: IEEE 13 Bus.(IEEE n.d.)

Tabell A.1: Punktlaster, 13 Bus (ibid.).

Nod	Lastmodell	Fas 1 aktiv [kW]	Fas 1 reaktiv [kVAr]	Fas 2 aktiv [kW]	Fas 2 reaktiv [kVAr]	Fas 3 aktiv [kW]	Fas 3 reaktiv [kVAr]
611	Y - Res	0	0	0	0	170	80
634	Y - Res	160	110	120	90	120	90
645	Y - Com1	0	0	170	125	0	0
646	D - Com1	0	0	230	132	0	0
652	Y - Res	128	86	0	0	0	0
671	D - Res	385	220	385	220	385	220
675	Y - Ind	485	190	68	60	290	212
692	D - Com2	0	0	0	0	170	151
	TOTAL	1158	606	973	627	1135	753

Tabell A.2: Punktlaster, 13 Bus (ibid.).

Nod A	Nod B	Lastmodell	Fas 1 aktiv [kW]	Fas 1 reaktiv [kVAr]	Fas 2 aktiv [kW]	Fas 2 reaktiv [kVAr]	Fas 3 aktiv [kW]	Fas 3 reaktiv [kVAr]
632	671	Y- Ind	17	10	66	38	117	68

Tabell A.3: Ledningar, 13 Bus (IEEE n.d.).

Nod A	Nod B	Längd [ft]	Kabeltyp
632	645	500	603
632	633	500	602
633	634	0	XFM-1
645	646	300	603
650	632	2000	601
684	652	800	607
632	671	2000	601
671	684	300	604
671	680	1000	601
671	692	0	Switch
684	611	300	605
692	675	500	606

Tabell A.4: Transformatorer (ibid.).

Namn	kVA	Spänning högsida [kV]	Spänning lågsida [kV]	Resistans [%]	Reaktans [%]
Substation	5000	115 - Delta	4.16 - Jord.Y	1	8
XFM-1	500	4.16 - Jord.Y	0.48- Jord.Y	1.1	2

Tabell A.5: Kondensatorer, 13 Bus (ibid.).

Nod	Fas 1 [kVAr]	Fas 2 [kVAr]	Fas 3 [kVAr]
675	200	200	200
611	0	0	100

Tabell A.6: Regulator, 13 Bus (IEEE n.d.).

Regulator ID:	1		
Ledningssegment:	650-632		
Plats:	50		
Faser:	1-2-3		
Koppling:	3-Fas.LG		
Bevakad fas:	1-2-3		
Bandbredd:	2V		
PT ratio:	20		
CT rating:	700		
Kompensatorinställningar:	Fas-1	Fas-2	Fas-3
R	3	3	3
X	9	9	9
V	122	122	122

Nedan kommer ledningarnas egenskaper. De är ordnade efter lower triangle i impedans matriserna.

Konfiguration 601:

Z (R +jX) i ohm per mile:

0.3465 + j1.0179

0.1560 + j0.5017 0.3375 + j1.0478

0.1580 + j0.4236 0.1535 + j0.3849 0.3414 + j1.0348

B i micro Siemens per mile:

6.2998

-1.9958 5.9597

-1.2595 -0.7417 5.6386

Konfiguration 602:

Z (R +jX) i ohm per mile:

0.7526 + j1.1814

0.1580 + j0.4236 0.7475 + j1.1983

0.1560 + j0.5017 0.1535 + j0.3849 0.7436 + j1.2112

B i micro Siemens per mile:

5.6990

-1.0817 5.1795

-1.6905 -0.6588 5.4246

Konfiguration 603:

Z (R +jX) i ohm per mile:

0.0000 + j0.0000

0.0000 + j0.0000 1.3294 + j1.3471

0.0000 + j0.0000 0.2066 + j0.4591 1.3238 + j1.3569]

B i micro Siemens per mile:

0.0000

0.0000 4.7097

0.0000 -0.8999 4.6658

Konfiguration 604:

Z (R +jX) i ohm per mile:

1.3238 + j1.3569

0.0000 + j0.0000 0.0000 + j0.0000

0.2066 + j0.4591 0.0000 + j0.0000 1.3294 + j1.3471]

B i micro Siemens per mile:

4.6658

0.0000 0.0000

-0.8999 0.0000 4.7097

Konfiguration 605:

Z (R +jX) i ohm per mile:

0.0000 + j0.0000

0.0000 + j0.0000 0.0000 + j0.0000

0.0000 + j0.0000 0.0000 + j0.0000 1.3292 + j1.3475

B i micro Siemens per mile:

0.0000
0.0000 0.0000
0.0000 0.0000 4.5193

Konfiguration 606:

Z (R +jX) i ohm per mile:

0.7982 + j0.4463
0.3192 + j0.0328 0.7891 + j0.4041
0.2849 - j0.0143 0.3192 + j0.0328 0.7982 + j0.4463

B i micro Siemens per mile:

96.8897
0.0000 96.8897
0.0000 0.0000 96.8897

Konfiguration 607:

Z (R +jX) i ohm per mile:

1.3425 + j0.5124
0.0000 + j0.0000 0.0000 + j0.0000
0.0000 + j0.0000 0.0000 + j0.0000 0.0000 + j0.0000

B i micro Siemens per mile 88.9912

0.0000 0.0000
0.0000 0.0000 0.0000

B Matlabkod

Exempelkod för Matlab som använts för att utföra simuleringar på de modellerade näten. Koden skapar ett objekt för att göra anrop till samt anropa metoder från OpenDSS:s COM-gränssnitt, och utför sedan simuleringar.

```
1 % Compile address
2 compileAddress = 'Compile C:\Users\...\Master.dss';
3
4 % Specify simulation mode for OpenDSS
5 simMode = 'set mode=daily stepsize=1m number=1';
6
7 % Start up the DSS
8 global DSSStartOK;
9 global DSSObj;
10 global DSSText;
11
12 [DSSStartOK, DSSObj, DSSText] = DSSStartup('C:\Program Files\OpenDSS\x64');
13
14 if DSSStartOK
15     % Compile circuit
16     DSSText.Command = compileAddress;
17
18     % Create handles
19     DSSCircuit = DSSObj.ActiveCircuit;
20     DSSSolution = DSSCircuit.Solution;
21     Loads = DSSCircuit.Loads;
22     % ...
23
24     % Set regulator reference voltage
25     regCtrl = 'RegControl.reg';
26     DSSCircuit.SetActiveElement(regCtrl);
27     Regulator = DSSCircuit.ActiveDSSElement;
28     Regulator.Properties('Vreg').val = '230';
29
30     % Solve in chosen mode, save results for each timestep, send commands to
31     % OpenDSS etc.
32     DSSText.Command = simMode;
33     DSSText.Command = 'set hour=0';
34     DSSText.Command = 'set sec=0';
35     for i=1:1440
36         DSSSolution.Solve;
37         % ...
38     end
39
40     % Plot and display results
41 end
```