



UPPSALA
UNIVERSITET

UPTEC STS 26034

Examensarbete 30 hp

Juni 2026

Hantering av reaktiv effekt och framtida nätanslutningar i ett industriellt distributionsnät

En fallstudie för Västerbergslagens Energi AB

Tova Holmström



Abstract

The electrification of several big sectors of society and the increasing share of renewable energy production also means greater demands on the electricity grid. The ability to control and regulate power flow is becoming critical to maintain a stable electricity supply that meets the requirements in place. Large industrial loads are particularly important to manage because they can significantly affect the surrounding grid. The purpose of the report is to analyze the current capacity for reactive power regulation in a small distribution grid and to identify how that capacity can be improved with new regulation capability. The report also aims to analyze how future connections to the grid may affect the need for regulation.

To carry out the analyses, the studied network was modelled in the software DigSILENT PowerFactory. Data for the model was obtained from the software dpPower, which the company uses for grid operation. The model consists of two network branches connected to an upstream grid via separate busbars. The model includes three loads, of which two are heavy industries at voltage levels of 130 kV and 10 kV respectively. The third is a smaller residential area at 10 kV. The new connections analyzed consist of a solar park with battery storage and a data center, all at a voltage level of 130 kV.

To achieve the purpose of the report, four cases were simulated: the base case, regulation using existing resources, regulation using an SVC, and the impact of new connections on the grid. The results show that there is currently no capability to regulate the large fluctuating reactive power flows primarily caused by the industry connected at 130 kV. An SVC connected directly at the industrial load would enable full compensation of the reactive power. This would provide financial benefits compared to the base case, as the network currently faces additional charges when reactive power flows exceed the contracted limits according to current tariffs. The results also show that a future connection of the data center requires the solar park and battery system to be capable of supplying active power. Otherwise, the connection would result in active power demand from the upstream network exceeding the contracted capacity.

Teknisk-naturvetenskapliga fakulteten

Uppsala universitet, Uppsala

Handledare: Ibrahim Malik Ämnesgranskare: Karin Thomas

Examinator: Elísabet Andrésdóttir

Sammanfattning

Just nu ökar efterfrågan på el i samhället. Till exempel så ställer fler industrier om och börjar använda mer el, andelen elbilar ökar och en ökad användning av AI medför efterfrågan på energi till datacenter. Samtidigt så ökar andelen el som kommer från förnybara energikällor så som sol- eller vindkraft. De nya energikällorna i kombination med större efterfrågan på el påverkar hur nätet beter sig i olika förhållanden och hur nätet klarar att hantera störningar. Det finns krav på att elen i nätet måste hållas stabil inom utsatta gränser.

Industrier i elnätet, liksom andra laster i nätet, förbrukar aktiv effekt. Aktiv effekt kan beskrivas som den el som används för att utföra arbete, till exempel för att driva maskiner, belysning eller uppvärmning. Förutom aktiv effekt förbrukar industrin även reaktiv effekt. Till skillnad från aktiv effekt utför reaktiv effekt inget direkt arbete, men är nödvändig för att skapa och upprätthålla de elektriska och magnetiska fält som krävs för att komponenter i industrin och annan elektrisk utrustning ska fungera. Reaktiv effekt är nära sammankopplat med spänningen i nätet. Om mer reaktiv effekt tillförs i ett område stiger spänningen, medan ökad förbrukning av reaktiv effekt leder till att spänningen sjunker. Industrin som är aktuell i den här rapporten är en tung stålindustri som använder en smältugn i sin dagliga drift. Smältugnen orsakar stora variationer på spänningen i nätet vilket kan medföra störningar i omkringliggande nät som tex märks av genom blinkande lampor.

Industrin i den här rapporten förbrukar aktiv och reaktiv effekt och den producerar också reaktiv effekt. Förbrukning av effekt innebär flöde till industrin och produktion av effekt innebär flöde från industrin. Det innebär att riktningen på flödet av effekt varierar och speciellt för industrin i det här projektet är att det varierar mycket snabbt och mycket stort. På grund av sambandet mellan spänning och reaktiv effekt innebär de stora fluktuationerna av reaktiv effekt att spänningen i omkringliggande nät också fluktuerar mycket och utanför de krav som finns för vad en stabil elförsörjning är. Det är alltså mycket viktigt att kunna hantera stora laster så som tunga industrier som har stor påverkan på omkringliggande elnät.

Kombinationen av den tunga industrin och dess kraftiga variationer, tillsammans med ökad efterfrågan på el i samhället och den ökade andelen förnybar energi, ställer höga krav på effektiv hantering av effektflöden och minimering av eventuella störningar. Det hanteras till exempel genom reglering och kompensering av reaktiv effekt. För detta finns flera olika tekniker. I den här rapporten har tre tekniker använts, OLTC, SVC och växelriktare. OLTC (on load tap changer) justerar spänningen ut från en transformator och kan då reglera det reaktiva effektflödet genom att öka eller sänka spänningen. En SVC (Static Var Compensator) är en egen anläggning som mycket snabbt kan konsumera eller tillföra reaktiv effekt och på så sätt balansera ut den reaktiva effekten i nätet. Växelriktare finns i anslutningspunkten mellan solceller och elnätet. Genom att justera den så kallade effektfaktorn så kan man justera förhållandet mellan hur mycket aktiv och reaktiv effekt som

solcellerna matar ut i nätet. Då är det även möjligt att kompensera den reaktiva effekten i nätet.

Resultatet visar att det i dagsläget inte finns förmåga för att reglera de stora fluktuerande flödena av reaktiv effekt som främst orsakas av industrin. En SVC ansluten vid industrin hade möjliggjort full kompensering av den reaktiva effekten. Det innebär ekonomiska fördelar då man idag behöver betala för överuttag och överinmatning av effekt enligt gällande tariffer. Resultatet visar också att det nyanslutna datacentret ställer krav på att solcellsparken med batteri kan leverera effekt då det annars kan leda till stora överuttag och ge stora betalningskrav enligt tarifferna. Datacentret ställer även krav på att solcellsparken ska kunna kompensera reaktiv effekt med hjälp av växelriktarna för att på så sätt undvika överinmatning.

Innehållsförteckning

1. Inledning	2
1.1 Syfte	3
1.1.1 Frågeställning	3
1.2 Avgränsningar	3
1.3 Västerbergslagens Energi AB	4
2. Teori.....	4
2.1 Spänning	5
2.2 Effekt	5
2.3 Q och V	7
2.4 Fel i nätet	8
2.4.1 N-1-kriteriet.....	8
2.4.2 Felström.....	8
2.5 Tariffer	9
2.6 Industrilaster.....	9
2.7 Datacenter som last	10
2.8 Solkraft.....	10
2.8.1 Anslutning av solkraft till nätet.....	11
2.8.2 Batteri	11
2.9 Reglering och kraftelektronik	12
2.9.1 Lindningskopplare	12
2.9.2 Static VAR Compensator	13
2.9.3 Växelriktare i produktionen.....	14
3. Metod.....	14
3.1 Data.....	15
3.1.1 dpPower	15
3.1.2 Övriga data	15
3.2 Modellering.....	16
3.2.1 Befintligt nät.....	16
3.2.2 Utbyggt nät	17
3.2.3 Program för modellering och simulering	18
3.2.4 Verifiering av modellen.....	18
3.3 Simulering av fall.....	19
3.3.1 Bortfallsanalys	20

4. Resultat och diskussion	20
4.1 Verifiering av modell	20
4.2 Fall 0	22
4.2.1 Nuvarande flöde av reaktiv effekt.....	22
4.2.2 Bortfallsanalys	25
4.3 Fall 1-Reglering med befintliga OLTC	25
4.4 Fall 2 - Reglering med SVC	26
4.4.1 Fall med ihopkopplingar	28
4.5 Fall 3 - Nyanslutningar	31
4.5.1 Fall utan kraftelektronik	31
4.5.2 Fall med SVC	31
4.5.3 Fall med noll inmatning från solcellsparken	32
4.5.4 Bortfallsanalys	32
4.6 Sammanfattning av resultat	33
5. Slutsatser	37
6. Framtida arbete	38
Referenser	39
Appendix	41

1. Inledning

Det svenska elnätet står inför stora förändringar till följd av den ökade elektrifieringen i samhället och omställningen till förnybara energikällor. Elektrifieringen av ett flertal sektorer, t.ex. transportsektorn, nya industrier och en ökande AI-användning, gör att efterfrågan på elektrisk effekt ökar (Svenska Kraftnät, 2025.a) Samtidigt byggs allt fler anläggningar för förnybar elproduktion, såsom solcellsparker och vindkraftverk, vilket förändrar förutsättningar för drift av nätet och gör det mer komplext. Genereringen av el är inte längre så planerbar och förutsägbar som tidigare och möjligheten att överföra tillräcklig effekt till där den efterfrågas är inte längre garanterad i och med flaskhalsar i nätet. Flaskhalsarna kan bero på fysiska begränsningar i ledningarna som kan leda till begränsningar i hur mycket effekt som kan överföras mellan två platser. Flaskhalsar kan även bero på instabilitet och uppstå om någon del i nätet råkar ut för spänningskollaps (Svenska Kraftnät, 2025.a).

Andelen förnybar elproduktion ökar vilket innebär att en större andel av elen produceras av anläggningar med andra tekniska egenskaper än traditionella generatorer i vatten- eller kärnkraftverken. Sol- och vindkraftsanläggningar är ofta kopplade till nätet via kraftelektronik och det påverkar framförallt nätets dynamik när det gäller störningstålighet samt frekvens- och spänningsreglering (Energiforsk, 2024). En del förmågor från traditionella generatorers stabilitet kan fortfarande ersättas med förmågor från omriktarna som finns i anslutningen av förnybara elkraftsanläggningar till nätet, men behöver oftast kompletteras med andra reglertekniker. Kompletteringarna är inte ett tekniskt komplicerat problem, men det ökar kostnaderna för nätdriften (Energiforsk, 2024; Energiforsk, 2021). Som en följd av detta blir upprätthållandet av stabil spänning och hanteringen av reaktiva effektföden i allt högre grad beroende av särskilda reglerförmågor och kompenserande anläggningar snarare än av produktionens inneboende egenskaper (Svenska Kraftnät, 2025.b).

Hög andel förnybara energikällor i nätet alternativt brist på reglerförmåga i nätet ökar risken för olika typer av elkvalitetsproblem. God elkvalitet är ett krav som elföretag i Sverige måste uppfylla enligt ellagen (SFS 1997:857). Det innefattar både hög leveranssäkerhet och kontinuitet i elförsörjningen samt en stabil spänningskvalitet utan spänningsdippar, flimmer eller andra störningar. (Mayer 2022, s68). Bristande elkvalitet kan leda till driftstörningar, skador på utrustning och produktionsbortfall. Samhällskritisk infrastruktur och stora industrier är särskilt känsliga för spänningsvariationer och avbrott då det kan ge ekonomiska förluster och allvarliga konsekvenser (Energiforsk, 2022).

För att hantera spänningsförändringar i nätet finns ett flertal tekniker varav många använder produktion av reaktiv effekt för att höja spänningen. Distributionsnät med stora industrilaster ställer höga krav på spänningshållning och effektiv hantering av reaktiv effekt. När industrier är anslutna radiellt, där kunderna är anslutna via en enda

matningsväg, blir spänningsvariationer mer kännbara och lokal förbrukning eller generering av reaktiv effekt får direkt påverkan på matningsvägens stabilitet.

Reaktiv effekt bör inte transporteras över långa avstånd eftersom det orsakar ytterligare spänningsfall och ökade förluster. Reaktiv effekt tar också upp plats i ledningen och minskar den totala mängden effekt som går att överföra mellan två noder. Det innebär att lokala resurser för reaktiv effekt spelar en avgörande roll för att upprätthålla nödvändiga spänningsförhållanden i hela nätet. Effektiv reglering av reaktiv effekt är därför inte bara en fråga om elkvalitet utan är också viktigt för att säkerställa möjligheten till överföring av aktiv effekt i nätet.

1.1 Syfte

Den ökade komplexiteten innebär att nätägaren måste säkerställa att nätet har tillräckliga spänningsregleringsresurser som kan hantera och reglera befintliga driftfall samt kan hantera möjliga framtida driftfall. Det krävs en tydlig förståelse för hur dagens resurser används för att kunna ställa krav på regleringsmöjligheter och för att kunna tillse att rätt åtgärder genomförs för att klara framtida utbyggnader av elnätet.

Projektets syfte är att analysera den nuvarande förmågan till reglering av reaktiv effekt i ett mindre radiellt distributionsnät samt hur nuvarande förmåga kan kompletteras med ny reglerförmåga. Projektet syftar också till att analysera hur nyanslutningar i nätet kan komma att påverka behovet av reglering.

1.1.1 Frågeställning

För att uppnå syftet med arbetet kommer följande frågeställningar besvaras:

- Vilken förmåga har det befintliga nätet att reglera reaktiv effekt under maximal belastning?
- Hur påverkar framtida anslutningar i nätet förmågan att reglera spänning och reaktiv effekt?
- Vilka tekniska åtgärder ger störst förbättring av elkvalitet och reaktiva effektfloeden i det industriella distributionsnätet?

1.2 Avgränsningar

Arbetet kommer endast undersöka en avgränsad del i ett nät med ett fåtal laster. Flöden till och från andra delar av nätet och deras påverkan på överliggande nät inkluderas inte.

Arbetet kommer inte undersöka möjlig fysisk placering av nyanslutningarna och kraftelektronikanläggningar, endast schematisk inkoppling.

Lasternas förbrukning och konsumtion av effekt baseras på maximala värden registrerade från oktober 2025 till och med mars 2026. Använt maximalt värde i rapporten och verkligt maximalt värde i nätet kan därför skilja om verkligt maximalt värde förekommit utanför den valda tidsperioden.

De nya anslutningarna i form av solcellsparken och batterisystemet modelleras som en gemensam enhet som antingen tillför maximal effekt (150 MW) eller ingen effekt alls (0 MW). Den väderberoende variationen i faktisk solelproduktion inkluderas inte. Den nya industrianslutningen antas kontinuerligt arbeta vid maximal förbrukning, 150 MW aktiv effekt och 15 MVar reaktiv effekt. Variationer i den verkliga lastprofilen beaktas inte.

1.3 Västerbergslagens Energi AB

Västerbergslagens Energi AB, hädanefter kallat VB Energi, sträcker sig över Ludvika kommun, Smedjebackens kommun, dock inte Smedjebackens tätort, samt Fagersta kommun. VB Energi är uppdelat i två dotterbolag: VB Elförsäljning som har ansvar över elhandeln i nätet och VB Elnät med ansvar över driften av nätet. Det här arbetet skrivs under VB Elnät (VB Energi, u.å). VB Elnät har ungefär 28 000 kunder varav 73 elintensiva anläggningar så som industri och kraftparker (VB Elnät, 2024). VB Energi är kopplat till ovanliggande nät via två huvudmatningar på spänningsnivån 130 kV, samt till ett antal andra sidonät via olika punkter.

Ett ökat behov av överförd effekt väntas för de kommande åren, både till följd av nyanslutningar och ökad efterfrågan. Just anslutningarna till ovanliggande nät uppges vara en flaskhals när det gäller utvecklingen av framtida överföringskapacitet och att möta framtida överföringsbehov (VB Elnät, 2024).

Den delen av elnätet som kommer modelleras i det här arbetet är en mindre del av VB Energis elnät och består av två grenar som är kopplade till det överliggande 130kV-nätet. Speciellt för de utvalda grenarna är att de är industritunga samt att de har tunga industrier kopplat på två olika spänningsnivåer, 130 kV och 10 kV. Till den studerade nätdelen planeras också en nyanslutning vilket även den är industritunga, samt en ny planerad solkraftspark. Det studerade nätet beskrivs mer utförligt i avsnitt 3.2.

2. Teori

Teoriavsnittet beskriver den teori som ligger till grund för simuleringarna och analyserna i rapporten. Inledningsvis förklaras grundläggande begrepp kring spänning och effekt följt av en beskrivning av hur reaktiv effekt och spänning hänger samman. Därefter behandlas möjliga fel i nät och tariffer, de industri- och lasttyper som

förekommer i det studerade nätet, samt de tekniker för spänningsreglering som analyseras i rapporten.

2.1 Spänning

En central del av elnätets funktion är transmission, överföringen av elektrisk effekt, från där den genereras till där den konsumeras. Transmissionen går via ledningar och för att överföra effekten (S) krävs en ström (I) och en spänning (U) enligt ekvation 1.

$$S = U * I \quad (1)$$

När el överförs i en ledning sker ett spänningsfall över ledaren till följd av ledarens impedans (Z) och strömmen i ledningen. Spänningen på mottagande sida (U_R) beror på spänningen på den sändande sidan (U_S) och förlusterna i ledningen enligt ekvation 2

$$U_R = U_S - Z * I^2 \quad (2)$$

där förlusterna ökar kvadratisk med strömmen i ledningen. Därför är det önskvärt att överföra effekt med hög spänning och låg ström för att på så sätt minimera förlusterna. Förlusterna leder till spänningsfall i och med att spänningen minskar ju längre bort i ett nät man befinner sig från en matande station. Vid långa avstånd eller svagt dimensionerade distributionsnät kan detta leda till att spänningen hos slutkunder hamnar under tillåtna gränser, särskilt vid hög belastning. Kravet är att spänningen ska hållas inom $\pm 5\%$ av nominell spänning i hela nätet.

En del av god elkvalitet är stabil spänning i nätet (SFS 1997: 857). Spänningsstabilitet innebär att spänningen i nätet upprätthålls inom utsatta gränser, både under normaldrift och vid störningar, samt att nätet har förmågan att stabilisera och återställa spänningen efter större störningar (Svenska Kraftnät, 2025.b). För låg spänning kan leda till ökade överföringsförluster, eftersom högre ström krävs för att överföra samma effekt vid låg spänning. Låg spänning kan också orsaka spänningsinstabilitet, spänningskollaps eller strömavbrott. För hög spänning kan orsaka skador på anslutna anläggningar, elektrisk utrustning och komponenter i nätet, vilket kan försämra både driftsäkerheten och livslängden på utrustningen. Även detta kan medföra strömavbrott om överspänningen riskerar att utlösa skyddssystem som kopplar bort delar av nätet. Spänningsstabiliteten upprätthålls genom att styra generation och konsumtion av reaktiv effekt samt genom aktiv reglering av spänning och reaktiv effekt (Svenska Kraftnät, 2025.b).

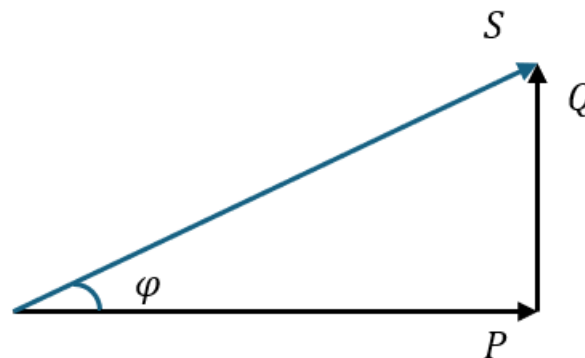
2.2 Effekt

Alla elektriska laster som är anslutna till elnätet kan beskrivas med en impedans (Z). Impedansen beskriver lastens inre motstånd och består av en resistiv del (R) och en reaktans (X) enligt sambandet: $Z = R + jX$. Beroende på typ av last förbrukas aktiv

effekt (P) och reaktiv effekt (Q) i olika proportioner. En rent resistiv last, t.ex. vattenkokare eller spis, förbrukar endast aktiv effekt. En kapacitiv last, vanligtvis kondensatorer, förbrukar aktiv effekt och genererar reaktiv effekt. En induktiv last, t.ex. motorer och typiska industrilaster, förbrukar både aktiv och reaktiv effekt (Mayer, 2022).

I den enklaste typen av nät finns en spänningskälla och ett resistivt motstånd. Verkliga nät består av både resistiva, induktiva och konduktiva laster vilket ger en förskjutning av strömmen i förhållande till spänningen. Det ger att den resulterande effekten består av både aktiv och reaktiv effekt. Kombinationen av aktiv och reaktiv effekt kallas för skenbar effekt (S). Den skenbara effekten kan beskrivas med ekvation 3 och illustreras med effekttriangeln i figur 1.

$$S^2 = P^2 + Q^2 \quad (3)$$



Figur 1: Effekttriangeln beskriver sambandet mellan skenbar effekt, aktiv effekt och reaktiv effekt

Vinkeln som bildas kallas fasvinkeln (φ). Fasvinkeln definierar effektfaktor enligt sambandet $\cos(\varphi)$ och är ett värde mellan 0 och 1 som beskriver förhållandet mellan aktiv och reaktiv effekt i ett nät.

Eftersom skenbar effekt kan ses som det totala effektförflödet i nätet innebär det att högre reaktiv effekt också resulterar i lägre aktiv effekt. Eftersom det är den aktiva effekten som kan användas och som efterfrågas av konsumenter i nätet är det eftersträvänsvärt att ha så lågt flöde av reaktiv effekt som möjligt, det vill säga en effektfaktor nära 1.

Att ha en effektfaktor nära 1 i nätet har många fördelar. Bland annat minskade förluster vid överföring av effekt och bättre utnyttjande av ledningar och transformatorer. För att skapa incitament att förbättra effektfaktorn så finns det tariffer, både mellan nätägare och anslutna konsumenter och mellan nätägare och överliggande nät. Tarifferna beskrivs i avsnitt 2.5. För att hantera den reaktiva effekten i nätet kan flera olika tekniker användas för reaktiv effektereglering vilket beskrivs i avsnitt 2.9.

Från ekvation 3 ser vi också att om den aktiva effekten och spänningen i nätet hålls konstant medan den reaktiva effekten ökar, så ökar också den skenbara effekten.

Ökningen medför ett högre strömflöde i ledningarna, vilket i sin tur leder till ökade överföringsförluster och högre belastning på nätets komponenter. Detta är viktigt att ha i beaktande när man dimensionerar för spänningsreglering med hjälp av reaktiv effektproduktion.

2.3 Q och V

Spänning och reaktiv effekt är sammankopplade och för att hantera spänningen i ett nät används styrning av reaktiv effekt. Hög konsumtion av reaktiv effekt leder till lägre spänning och vice versa. Man kan alltså kontrollera spänningsnivåerna lokalt i nätet genom att styra den reaktiva effekten (Schavemaker, Van der Sluis, 2008).

I en ledning beräknas spänningen enligt ekvation 2 och den kan skrivas om för att inkludera både resistans (R) och reaktans (X) enligt ekvation 4.

$$U_R = U_S - Z * I^2 = U_S - (R + jX) * I \quad (4)$$

Vidare kan sambandet $I = \frac{S^*}{U}$ användas för att skriva om ekvationen enligt ekvation 5.

$$U_S - U_R = (R + X) * \left(\frac{S^*}{U}\right) \quad (5)$$

Antar man att det är små förändringar i vinklar för de olika värden kan ekvation 3 användas för att approximera ekvation 5 som spänningsskillnaden ΔU i ekvation 6

$$\Delta U \approx \frac{(P*R + Q*X)}{U} \quad (6)$$

som visar att både aktiv (P) och reaktiv effekt (Q) bidrar till spänningsfallet längs en ledning. I transmissionsnät med hög spänning och grova kablar är reaktansen mycket större än resistansen. Förhållandet mellan X och R kan beskrivas med X/R -kvoten. Det förklarar hur nätet beter sig under olika förhållanden. Då $X \gg R$ innebär det att ekvation 6 kan approximeras enligt

$$\Delta U \approx \frac{Q \cdot X}{U} \quad (7)$$

vilket innebär att det är den reaktiva effekten som har störst påverkan på spänningsnivån och då också kan användas för spänningsreglering. I distributionsnät är däremot X/R -kvoten lägre, vilket innebär att resistansen har större påverkan. Av detta följer också att när man reglerar den reaktiva effekten i nätet så kommer också spänningen att förändras.

2.4 Fel i nätet

2.4.1 N-1-kriteriet

Elnät dimensioneras enligt N-1-kriteriet, vilket innebär att systemet ska kunna hantera bortfall av en enskild viktig komponent, till exempel en ledning, transformator eller generator. Principen bygger på att elsystemet ska ha tillräcklig redundans för att kunna fortsätta fungera även vid fel eller fränkopplingar utan att felet leder till avbrott eller större störningar i nätet. För att uppfylla detta är elnät ofta byggda som maskade nät där effektfloeden kan ledas om ifall en komponent kopplas bort (Schavemaker, Van der Sluis, 2008). Nätstationer byggs också med flera skenor och brytare som gör det möjligt att isolera felaktiga delar utan att hela nätet behöver tas ur drift. Vid störningar kan nätet påverkas på flera sätt även om det inte går så långt att det blir avbrott. Till exempel kan spänningsnivåerna förändras i nätets noder, laster kan kopplas bort och ledningar kan få ökad belastning. Allt detta gör nätet mer sårbart för ytterligare störningar och det påverkar elkvaliteten och leveranssäkerheten (Svenska Kraftnät, 2025.c).

Vid utbyggnader i nätet är det viktigt att beakta N-1-kriteriet även i de nya delarna, samt att analysera hur utbyggnaden påverkar resterande nät för att kunna säkerställa att en god leveranssäkerhet kan upprätthållas även i framtiden.

2.4.2 Felström

Ett annat typ av fel är olika typer av kortslutningar vilket innebär att det uppstår en kontakt mellan en ledning och jord vilket gör att strömmen leds ner i jord istället för vidare i kretsen. Felströmmen eller kortslutningsströmmen är den uppmätta strömmen vid punkten där ett fel inträffar. Kortslutningströmmen enligt ekvation 8

$$I_{fel} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_{fel}} \quad (8)$$

kan bli mycket höga och exakt värde beror på typ av fel, spänningen i nätet (U) och nätets impedans mellan felet och spänningskällan (Z_{fel}). En symmetrisk kortslutning där alla tre faser kortsluter till jord ger högst felström och störst påfrestning på nätet (Glover. m.fl, 2017).

Kortslutningsströmmen används för att ställa in skyddsutrustning så som brytare. Eftersom kortslutningsströmmen beror på spänningen i nätet kommer den också påverkas av vädret i det fall som spänningen i nätet bestäms av väderberoende energikällor så som t.ex. solkraft. Lägre kortslutningsström skulle kunna innebära utebliven funktion av skyddsfunktioner i nätet och den risken ökar om andelen väderbaserad elproduktion i nätet ökar (Energiforsk, 2024).

2.5 Tariffer

Vattenfall AB äger det överliggande nätet till VB Energis nät. Utöver att ta betalt för aktiv effekt så tar de också ut en avgift för uttag och inmatning av reaktiv effekt utöver en fri uttag- och inmatningsrätt. Det fria flödet baseras på kundens tariffnivå vilket beror på hur kunden är ansluten. Om Vattenfall anser det möjligt att öka de abonnerade nivåerna kan kunden betala en avgift för det. Det gäller både för uttag och inmatning av reaktiv effekt. Om kundens faktiska uttag eller inmatning ändå överskrider den tillköpta ökade nivån, alternativt överskrider grundtariffnivån och kunden inte köpt till utökad nivå, så tar Vattenfall ut en avgift för effekten som överstiger (Vattenfall, 2026).

I det här fallet är kunden, VB Energi, ansluten på ett sådant sätt att de hamnar i tarifftyp T0. För tarifftyp T0 gäller fritt uttag och inmatning av reaktiv effekt upp till 15 MVar. Tillköp av reaktivt effekttuttag kostar 15 kr/kVAr och uttag som överskrider köpt nivå kostar 30 kr/kVAr. För inmatning av reaktiv effekt kostar tillköp utöver inmatningsrätt 25 kr/kVAr och inmatning utöver köpt nivå kostar 50 kr/kVAr (Vattenfall, 2026). VB Energis effekttariffer ses i tabell 1 där det framgår att maximalt uttag av reaktiv effekt är 15 MVar och maximal inmatning är 33 MVar.

Tabell 1: Effekttariffer för VB Energi gällande aktiv och reaktiv effekt

Tariff T0	Abonnerad årseffekt	Fri reaktiv årseffekt	Köp av reaktiv effekt
Uttag	187 000 kW	15 000 kVAr	0 kVAr
Inmatning	100 000 kW	15 000 kVAr	33 000 kVAr

2.6 Industrilaster

Energikrävande laster så som stora industrier påverkas av variationer i elkvaliteten. Energiforsk genomförde enkätundersökningar med stora energikrävande kunder där resultatet blev att det största problemet är avvikelser i spänningen. Undersökningen visade också att det var korta spänningsvariationer beroende på närliggande fel eller fel i överliggande nät som utgör det största problemet och kan leda till driftstörningar och påverka produktionsprocesser negativt. Bara ett fåtal hade problem med frekvensvariationer och övertoner. Studierna visar också att flera aktörer ser en risk för försämrad elkvalitet i framtiden till följd av den pågående energiomställningen och den ökande andelen förnybar elproduktion i elsystemet (Energiforsk, 2022).

Olika typer av tung industri, till exempel stålindustri och smältugnar har stor påverkan på omkringliggande nät och påverkar elkvaliteten på flera sätt. Utöver att ha en hög effektförbrukning kan de också ge upphov till höga flöden av reaktiv effekt, både till och från industrin. Det reaktiva effektförflödet minskar den totala mängd effekt som kan överföras i ledningarna vilket minskar mängden aktiv effekt som levereras (Grünbaum; Johansson, 1998).

Stålindustri som använder smältugnar har en hög konsumtion av reaktiv effekt men det sker på ett mycket oregelbundet och stokastiskt sätt till följd av ugnens funktion och teknik. Snabb förändring av flödet av reaktiv effekt ger upphov till spänningsvariationer vilket skapar problem i form av flimmer, övertoner och obalans i faserna vilket samtliga försämrar elkvaliteten i nätet. Störningarna är inte lokala till fabriken utan sprids i nätet och påverkar övriga anslutningar om de inte hindras (Grünbaum; Johansson, 1998). För att hantera fluktuationerna i spänning och reaktiv effekt orsakat av tung industri krävs en mycket snabb kompensering, vilket till exempel kan uppnås med en kraftelektronikbaserad kompensering så som en SVC-anläggning (Mohan B.S m.fl. 2025).

2.7 Datacenter som last

Antalet datacenter anslutna till elnätet ökar både globalt och i Sverige. År 2023 uppskattades det att datacenter stod för 2 % av den globala energianvändningen och andelen förväntas öka till mellan 4% och 7% år 2026 (Gyang m.fl., 2026). Variationer i effektbehovet styrs till stor del av extern efterfrågan på datacentrets tjänster och är inte internt styrbar fullt ut. I och med ökningen av antal anslutna datacenter samt den ökade energianvändningen från datacenter så ställs det högre krav på elnätet att kunna tillhandahålla den energi som krävs. Datacenter har en generellt plan lastkurva sett över en dags tid (Lahon m.fl. 2020). Men det finns variationer i energikonsumtionen orsakat av de olika systemen i datacentret så som aktuell efterfrågan på centrets tjänster eller kylning av interna system (Gyang m.fl. 2026). Sett till att datacenter generellt har en plan energikonsumtion och låg flexibilitet i sin dagliga drift kan de orsaka hög belastning på redan ansträngda höglastperioder i nätet och förvärpa läget i nätet i dessa tidpunkter (Lahon m.fl. 2020). En lösning är att sätta upp krav på datacentret vid anslutning för att de inte ska påverka nätet negativt. Kraven kan handla om krav på flexibilitet i energikonsumtionen, effektfaktor för anläggningen och drift vid fel i nätet. Genom kraven kan datacentret ha en stabiliserande påverkan på nätet genom att de tillhandahåller flexibilitet som kan liknas vid stödtjänster för nätet (Gyang m.fl. 2026). Datacenter med tillhörande batteri har generellt möjlighet att bidra med stödtjänster till nätet enligt Energiforsk rapport *Datacenter som flexibilitetskapacitet* från 2025. Med ett batteri kan uttaget från nätet regleras utifrån nätets behov utan att datacentret påverkas. Möjligheten till att bidra med stödtjänster skiljer sig mellan typ av datacenter enligt rapporten men generellt är det en möjlighet som också skulle hjälpa omkringliggande nät (Energiforsk, 2025.b).

2.8 Solkraft

Solkraft från solpaneler använder energi från solen för att skapa en ström. Mängden ström från solcellen är direkt beroende av mängden solinstrålning på solpanelen vilket både beror på moln och solens vinkel mot panelens yta. Solens position och vinkel är

förutsägbar och solpaneler producerar högst effekt under sommaren och på mitten av dagen då solen är som högst. Det är också möjligt att vinkla solpanelen för att ändra solens infallsvinkel mot solpanelens yta och öka strömproduktionen. Även vid en molntäckt himmel kan solceller producera el då molntäcket fungerar som en reflekterande yta och bidrar till indirekt strålning (Bollen, 2011. S35). Variationer i molntäcket är svåra att förutsäga och kan orsaka stora spänningsvariationer i den producerade elen med korta tidsintervall, minuter eller några sekunder (Castillo m.fl, 2023). Den största typen av spänningsändringar i solpanelsproduktionen sker när himlen nästan är molnfri men det finns ett fåtal moln som till och från skuggar panelerna helt. Om det samtidigt inte finns andra moln som ger en indirekt solstrålning kan den totala produktionen sjunka mycket och snabbt. (Bollen, 2011. S46). Hur stor solparken är påverkar hur stor förändringen av effektproduktionen blir. Ju större area som täcks av solpaneler, desto mindre blir påverkan av enstaka moln (Bollen, 2011. S48). Eftersom elproduktionen från solcellsparker kan variera snabbt och är svår att förutse ställer det krav på att anläggningen anpassas efter nätets förutsättningar och att det finns tillräcklig reglerförmåga i nätet (Vaziri m.fl, 2012).

2.8.1 Anslutning av solkraft till nätet

För att ansluta solcellsparken till elnätet används ofta växelriktare för att göra om likströmmen från solpanelerna till växelström som krävs i nätet. Man kan också använda olika typer av kraftelektronik i anslutningspunkten för att förbättra kvaliteten på effekten från solkraften. Kraftelektronik i anslutningspunkten kan vara nödvändig för att produktionen ska uppnå kraven som finns för inkoppling av kraftkällor till nätet. Det kan vara krav gällande fortsatt produktion vid störningar i nätet, möjlighet att klara av större störningar under en begränsad tid eller att det inte är för hög variation i mängden levererad effekt över tid (Bollen, 2011, s96).

Att ansluta solkraft via växelriktare möjliggör kontroll över både den aktiva- och reaktiva effekten man tillför nätet. Det innebär att man har möjlighet att även reglera spänningen i nätet med hjälp av tekniken vilket beskrivs mer i avsnitt 2.9.3.

2.8.2 Batteri

Genom att använda ett batterilager tillsammans med solkraft kan man få en jämnare och mer kontrollerad effektinmatning till elnätet. En solcellspark i kombination med ett batterilager gör det möjligt att ta vara på överskottsproduktion när solinstrålningen är hög och produktionen överstiger behovet i nätet. Istället för att begränsa produktionen kan energin lagras i batteriet och användas vid senare tillfällen när efterfrågan är högre eller när solkraftsproduktionen är låg. Batteriet har fördelen att det är enklare att bygga än många andra energilagringstekniker och kan byggas på de flesta platser och intill själva produktionen (Castillo m.fl, 2023).

Batterilager kan också användas för olika typer av stödtjänster, till exempel frekvensreglering, minskning av effekttoppar, hjälp vid dödstart av nätet och

spänningsreglering. Genom att snabbt mata in energi i nätet när det uppstår effekttoppar i nätet balanserar batteriet nätet och stabiliteten, frekvensen och spänningen förbättras. Upp- eller urladdningen av batteriet kan börja på mycket kort tid vilket gör att batteriet kan hjälpa nätet snabbt när det behövs (Castillo m.fl, 2023). På så sätt kan elkvaliteten i nätet förbättras genom att använda ett batteri. En viktig aspekt är att batterilager som är kopplat till en fristående solcellspark måste vara dimensionerade utifrån solcellsparkens maximala produktion för att kunna maximera nyttan med batteriet (Castillo m.fl, 2023).

2.9 Reglering och kraftelektronik

Det finns ett flertal tekniker för att reglera spänningen, flertalet handlar om att reglera den reaktiva effekten i nätet. Enligt ekvation 7 hänger spänning och reaktiv effekt ihop och genom att reglera den ena ändras även den andra. Spänningsreglering görs ofta lokalt för att undvika överföring av reaktiv effekt i nätet under längre sträckor. Det är alltså möjligt att lokalt höja spänningen i de delar av nätet som har för låg spänning.

På motsvarande sätt kan den reaktiva effekten kompenseras lokalt för att minska nödvändig överförd effekt via ledningar. Mindre reaktiv effekt lämnar plats åt mer aktiv effekt. Eftersom reaktiv effektoverföring också påverkar spänningen kan kompensering av reaktiv effekt leda till över- eller underspänning lokalt.

Kraftelektroniska komponenter är tekniska komponenter som används för att reglera och styra elnätet. De innefattar bland annat lindningskopplare, kondensatorbankar, spänningsreglering vid generatoren eller olika FACTS-komponenter (*eng. Flexible Alternating Current Transmission Systems*) så som SVC eller STATCOM. De tekniker för reglering av reaktiv effekt som kommer tas upp i det här arbetet presenteras nedan och urvalet baseras på vilka tekniker som är aktuella för VB Energi i det studerade fallet.

2.9.1 Lindningskopplare

I en transformator höjs eller sänks spänningen på sekundärsidan. Spänningen på sekundärsidan (V_s) är proportionell mot spänningen på transformatorns primärsida (V_p) och antal varv på spolen på transformatorns sekundärsida (N_s), samt invers proportionell mot antal varv på spolen på primärsidan (N_p) enligt ekvation 9 (Schavemaker, Van der Sluis, 2008).

$$\frac{V_p}{V_s} = \frac{N_p}{N_s} \quad \rightarrow \quad V_s = V_p * \frac{N_s}{N_p} \quad (9)$$

En traditionell transformator har fasta varvinställningar på varvtalet i spolen. Genom att använda en transformator med On Load Tap Changer (OLTC) så kan varvförhållandet

mellan lindningarna på transformatorns primär- och sekundärsida förändras under drift och utan att man behöver stoppa strömförsörjningen (Mayer, 2022).

Genom att använda lindningsvarv (*eng. taps*) är antal varv förinställt med jämna steg. Genom att ändra läge på lindningskopplaren blir ett visst antal varv tillgängliga på spolen vilket då ändrar varvförhållandet och därmed också spänningen på sekundärsidan. Genom att använda en lindningskopplare kan man ändra spänningen ut från en transformator för att reglera spänningen i nätet (Bollen 2011, Mayer 2022). Om man höjer spänningen ut från transformatorn höjs spänningen i underliggande nät och man kan uppnå godkända spänningsnivåer i slutet av matningen trots spänningsfall. Det finns dock en risk för överspänning hos kunder i början av matningen om spänningen höjs för mycket. När spänningen sjunker minskar även den reaktiva effekten ut från transformatorn. En begränsning i hur mycket man kan minska den reaktiva effekten är därför hur låg spänning som är acceptabelt i den berörda noden (Energiforsk, 2021).

Inställt läge på lindningsvarven i en OLTC kan förändras relativt snabbt, från 4 sekunder (Mayer, 2022, s.53) och reglering av reaktiv effekt med hjälp av en OLTC passar därför vid lite långsammare variationer.

2.9.2 Static VAR Compensator

En Static Var Compensator, (SVC) kan både generera och konsumera reaktiv effekt. Den kan bestå av en kondensator och styrd reaktor eller endast genom en styrd kondensator för att reglera reaktiv effekt, både genom konsumtion och generation. Kondensatorn tillför kapacitiv reaktans och reaktorn kan tillföra induktiv reaktans vilket används för att balansera ut det som ger upphov till reaktiv effekt i nätet. (Schavemaker; Van der Sluis, 2008). Om nätet till exempel har ett för högt flöde av reaktiv effekt orsakat av en induktiv last används kondensatorn i SVC:n för att balansera ut reaktansen vilket minskar det totala reaktiva effektlödet. Genom att mäta den reaktiva effekten i nätet kan SVC-anläggningen styra sin kondensator eller reaktor och kompensera med motsvarande mängd egen konsumtion eller produktion. Vad som SVC-anläggningen innefattar och om den har både en styrbar kondensator och/eller reaktor skiljer sig mellan olika anläggningar (Grünbaum; Johansson, 1998).

En SVC-anläggning kan mycket snabbt reglera den reaktiva effekten för att stabilisera spänningen eftersom den både har förmågan att konsumera och generera reaktiv effekt (Mayer 2022, s61). En SVC passar därför bra i ett nät med snabba förändringar mellan behov av att tillföra eller konsumera reaktiv effekt (Mohan m.fl. 2025).

2.9.3 Växeloriktare i produktionen

Växeloriktare vid nätanslutningspunkten för solcellsanläggningar kan styra både aktiv och reaktiv effekt med hjälp av kraftelektronik. Genom att reglera effektfaktorn kan växeloriktaren antingen mata in eller absorbera reaktiv effekt lokalt vilket ger möjlighet till lokal spänningsreglering. Genom att använda växeloriktarna i anslutningspunkten kan man kompensera den reaktiva effekten lokalt. Detta möjliggör också att det aktiva effektföflödet i hela nätet kan ökas eftersom mindre reaktiv effekt måste överföras från överliggande nät. Dock så minskar utrymmet för aktiv effekttutmatning i den specifika omriktaren som används för reglering i och med att den reaktiva effekten tar upp plats lokalt (Energiforsk, 2021).

Många nätanslutna sol- och vindkraftsanläggningar drivs med en effektfaktor nära 1 vilket innebär att de endast levererar aktiv effekt och inte bidrar till nätets behov av reaktiv effekt. Genom att istället reglera effektfaktorn kan växeloriktarna användas som lokala resurser för spänningsreglering och förbättrad elkvalitet. Då kan anläggningarna till viss del kan efterlikna egenskaper hos synkrogeneratorer, exempelvis genom förmågan att bidra med snabb kompenserig av reaktiv effekt vilket förbättrar elkvaliteten lokalt (Vaziri m.fl., 2012).

Samtidigt krävs samordnad reglering för att undvika negativa effekter i nätet. Om många solcellsanläggningar samtidigt matar in reaktiv effekt kan spänningen lokalt bli för hög, särskilt vid hög produktion och låg belastning. Detta kan leda till överbelastning av kablar och transformatorer eller aktivering av överspänningsskydd (Energiforsk, 2021). Ju mer aktiv effekt man producerar desto mindre reaktiv effekt kan tillföras utan att den skenbara effekten överstiger 1 p.u. För hög skenbar effekt skulle kunna lösa ut brytare till följd av det ökade strömföflödet (Bollen, 2011, s 211). Ett annat problem med omriktare är att de ger upphov till övertoner vilket kan bli ett problem i nätet och försämra elkvaliteten (Energiforsk, 2024).

3. Metod

För att kunna uppnå syftet med projektet och kunna svara på frågeställningarna har metoden bestått av två steg: ett modelleringssteg och ett simuleringssteg. Först utvecklades en modell som representerar det studerade nätet vilket beskrivs i avsnitt 4.2. Modellen användes sedan för olika simuleringar utifrån de fall som beskrivs ingående i avsnitt 4.3. För båda stegen har olika data behövts samlas in vilket skett från olika program som VB Energi använder vilket beskrivs i avsnitt 4.1.

3.1 Data

3.1.1 dpPower

Programmet dpPower är utvecklat av Digpro för att hantera elnät och kan användas för att bygga upp en modell över nätet både geografiskt och schematiskt. Modellerna i dpPower byggs upp genom att nätets olika komponenter läggs in tillsammans med tillhörande tekniska data. Dessa specifikationer kan exempelvis omfatta kapacitet, resistans, spänning, belastningsgränser och material. På så sätt kan programmet modellera hur det verkliga elnätet fungerar i praktiken. Utöver nätets fysiska struktur kan även drift- och förbrukningsdata lagras i modellen. Värden som elförbrukning, belastningsprofiler och effektuttag kopplat till olika laster och kunder baseras på verkliga mätdata (Digpro, u.å).

Programmet används av VB elnät för att överblicka, projektera och analysera elnätet. För projektet har data från dpPower använts gällande struktur på nätet och komponentspecifika värden som påverkar spänningen och effektlödet i den valda nätleden. I programmet har det också genomförts kortslutningsberäkningar för att ta fram kortslutningsström och kortslutningsspänning vilket använts för att verifiera modellen med.

3.1.2 Övriga data

Övriga data gällande konsumtion från lasterna i det befintliga nätet har hämtats från företagets mätdataprogram. Dessa data har använts för att hitta historisk max- och minförbrukning vilket sedan använts till de olika simuleringarna. Perioden som använts för att hitta historisk förbrukning sträcker sig från första oktober 2025 till sista mars 2026. Det är alltså en mycket begränsad tidsperiod som använts vilket kommer av att en del av den data som uppmäts gällande konsumtion endast sparas en begränsad tidsperiod i företagets dataprogram. Perioden oktober 2025 till mars 2026 motsvarar hösten och vintermånaderna vilket typiskt sett är den period med högst belastning för ett elnät och inkluderar vinterhalvårets typiskt höga förbrukningstoppar. Därför ger den tillgängliga tidsperioden ändå användbara och representativa data för historisk max- och minförbrukning. Den tillgängliga dataperioden fångar de fluktuationer av reaktiv effekt som finns i nätet och är en central del av problematiken som finns i nätet.

För den nyanslutna industrin och solcellsparken med tillhörande batteri har värden tagits från respektive nyanslutningsförfrågan. Det är en mycket begränsad information som endast rör maxförbrukning. Därför har övriga värden som baserats på teorin alternativt modellerats som den enklaste möjliga.

Den nyanslutna industrin antas alltid använda max konsumtion, 150 MW, och ha en effektfaktor på 0,9 vilket ger en reaktiv effektkonsumtion på 15 MVAR. Den antas också ha en plan effektförbrukning utan större fluktuationer. Solparken och batteriet modelleras som en gemensam enhet. Den är antingen max produktion, 150 MW eller

noll produktion. I verkligheten är produktionen mycket väderberoende även om batteriet kan hjälpa till att jämna ut värdena under en begränsad tid.

3.2 Modellering

Modelleringen av nätet har skett i två steg. Det första steget består av modellering av den utvalda delen av det befintliga nätet. Steget innefattar också att jämföra och verifiera modellen med värden från dpPower. Steg två innefattar modellering av det befintliga nätet i kombination med de tänkta nyanslutningarna. De två olika näten som modelleras ses i figur 2 och 3.

3.2.1 Befintligt nät

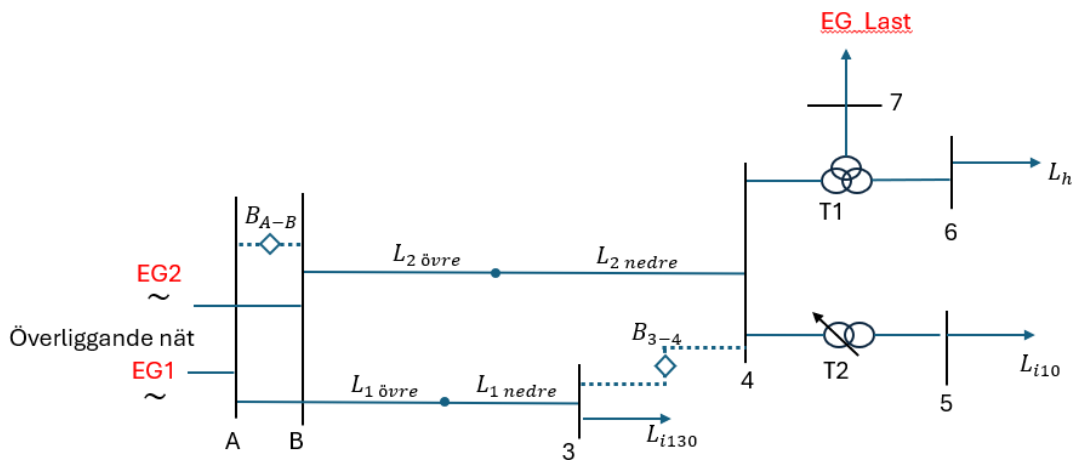
För att identifiera relevanta komponenter i VB:s elnät som ska ingå i modellen identifierades de centrala delarna i elnätet: generation, transmission och transformation samt laster. Generationen i modellen representeras av ett överliggande nät i form av två identiska nätekvivalenter, EG1 och EG2. De är kopplade till två separata skenor, nod A och nod B, som i normalfallet är fränkopplade varandra men som har möjlighet att kopplas ihop via en brytare för att leda om strömmen vid eventuella fel i nätet. I normalfallet är alltså benen som är kopplade till nod A respektive nod B separerade och påverkar inte varandra. Det överliggande nätet är den enda formen av generation i den studerade nätdelen då projektet bortser från eventuell mikroproduktion i form av solceller som kan finnas på de hus som finns i nätet. Att bortse från mikroproduktion motiveras med att studien främst simulerar extremfall och att mikroproduktionen inte bidrar med någon effekt under tänkta extremfall.

Transmissionen i modellen utgörs huvudsakligen av två ledningar, L1 och L2. Båda ledningarna är 130 kV luftledningar som utgår från nod A till Nod 3 respektive från nod B till nod 4. Ledning 1 delas upp i två delar, den övre av typen FeAl454 och den undre av typen FeAl234. Ledning 2 har också två olika delar, den övre av typen Al59910 och den undre delen är FeAl234. Från nod 6 är ledningarna som går ut till hushåll och övriga laster modellerade som en del av lasten för att förenkla modellen. Övriga korta ledningar och serviskablar är inte modellerade då de har mindre påverkan på spänningsfall än L1 och L2 samt att data delvis saknas. I modellen finns även två reservbrytare inritade i form av pickade linjer. Dessa går mellan nod A och B, B_{A-B} , samt mellan nod 3 och 4, B_{3-4} . De är fränkopplade i normalfallet men har möjligheten att användas vid omledning av strömmen.

Transformationen i den studerade nätdelen består av två transformatorer som ansluter på nod 4. Transformatorn till nod 6 och 7 (T1) är en trelindad transformator med spänningsnivåerna 130/ 50/10 kV. Transformatorn till nod 5 (T2) är en 130/10 kV transformator som har en lindningsomkopplare (OLTC) på högspänningssidan med 19

steg med 1,67% förändring per steg. Normalläget för OLTC-transformatorn är läge 10, vilket innebär 0% förändring från nominell spänning på respektive sida.

Lasterna som modelleras är L_{130} vilket är en tung industriell last som är direkt ansluten till nod 3 och då matas från nod A. I normalfall är L_{130} den enda lasten som matas från nod A och EG1. Till nod 5 är L_{10} ansluten vilket också är en tung industriell last men ansluten till den lägre spänningen 10 kV. Lasten vid nod 6, L_h , består huvudsakligen av hushåll och har också nominell spänning 10 kV. Nod 7 fungerar som en reservmatning till sidonät vid behov, till exempel vid bortfall av den ordinarie matningen. I normalfallet finns ingen last vid nod 7 och genom hela arbetet modelleras den att ha noll förbrukning och produktion.



Figur 2: Befintligt nät

3.2.2 Utbyggt nät

Det utbyggda nätet visas i figur 3. I den streckade rutan finns nyanslutningarna bestående av en ny station med dubbla skenor till vilka en ny industri och en solcellspark med tillhörande batteri ska anslutas. Till den nya stationen går två ledningar, L3 och L4, dock så är enbart en i drift och den andra kan kopplas in vid behov, t.ex. vid fel eller bortfall. Båda ledningarna har en nominell spänning på 145 kV. För att modellera L3 och L4 användes ledningstyp FeAl454 vilket är samma som L2_övre och L1_övre. Typen har nominell spänning 145 kV och nominell ström 665 A. Längden på båda ledningarna sattes till 2,3 km utifrån beskrivning i samrådsunderlaget för projektet (VB Energi, 2025).

3.3 Simulering av fall

För att uppnå syftet med arbetet har ett flertal fall simulerats och analyserat för de två modelleringsstegen. Alla fall som simuleras är extremfall där data över maximal förbrukning respektive produktion har används. För samtliga fall fås värdena genom att göra lastflödesanalyser i PowerFactory. Lastflödesanalys ger effekt- och strömflöden i ledningar och spänningsnivåerna i noderna och därmed också spänningsförlusterna mellan varje nod. Syftet med lastflödesanalysen är att få en överblick över spänning och effekt i nätet under stationär drift så att de är inom godkända nivåer och att nätet inte är överbelastat i någon del eller komponent.

Fall 0: Basfall

Modell 1 används vid simulering. Lindningskopplaren på transformatorerna i nätet är i nominellt driftläge, läge 10. Lastvärdena är inställda på maximal förbrukning av aktiv och reaktiv effekt och maximal produktion av reaktiv effekt. Fall 0 etablerar en referens mot vilken alla andra fall jämförs.

Fall 1: Reglering med befintliga resurser

Modell 1 används vid simulering. Lindningskopplaren (OLTC) på transformator 2 justeras från läge 1 till läge 19. Syftet är att utvärdera hur dagens nät klarar av att reglera reaktiv effekt och spänning med hjälp av de metoder som finns tillgängliga i nätet för närvarande.

Fall 2: Reaktiv effektkompensering med SVC

Modell 1 används. En SVC- anläggning simuleras ansluten på olika platser i nätet för att identifiera optimal placering för reaktiv effektkompensering. För varje placering utvärderas effekten på spänningsnivåer, reaktivt effektförbrukning och totalt effektförbrukning i nätverket. I fall 2 simuleras också vad en ihopkoppling av A och B-skenan skulle få för följder för nätets förmåga att reglera reaktiv effekt.

Fall 3: Utökat nätverk med nya anslutningar

Modell 2 används vid simulering. Här simuleras nyanslutningen av industri och solcellsparken med tillhörande batteri och vad det skulle få för följder på spänningen och den reaktiva effekten i resterande nät. Fall 3 inkluderar tre olika scenarion: endast reglering genom befintliga reglermöjligheter, reglering med SVC och fallet då solcellsparken inte bidrar med någon elproduktion.

3.3.1 Bortfallsanalys

För att analysera robustheten i nätet efter störningar av storleken n-1 har bortfallsanalyser genomförts. Industrielaster ställer höga krav på en tillförlitlig elförsörjning. Genom en bortfallsanalys kan man simulera nätets svar på ett större bortfall och använda detta för att designa nyanslutningarna bättre. Funktionen *Contingency analysis* i PowerFactory simulerar lastflöden för N-1-fel i hela det modellerade nätet och presenterar möjliga överbelastningar och konsekvenser av respektive bortfallscenario. Från resultatet kan kritiska punkter i nätet analyseras och genom att stärka dessa fås ett robustare nät. Bortfallsanalysen kommer att genomföras på fall 0 och fall 3 för att kunna jämföra hur befintligt nät och utbyggt nät agerar under N-1-fel.

4. Resultat och diskussion

Resultat och diskussionsavsnittet beskriver resultatet av verifieringen av modelleringen samt de olika fallen som simulerats. I avsnittet diskuteras också de olika resultaten och genomförandet av projektet. Det är också värt att nämna att även modellen i dpPower är en modellering av ett verkligt nät och kan också skilja sig från verkliga värden. I slutet av avsnittet presenteras en sammanfattning och jämförelse av de olika simuleringarnas resultat.

4.1 Verifiering av modell

För att verifiera modellen genomfördes kortslutningsanalyser på samtliga noder i nätet i PowerFactory. Värdena för kortslutningsströmmen samt X/R-kvoten jämfördes sedan med motsvarande värden från dpPower. Resultatet ses i tabell 2.

Tabell 2: värden för verifiering av modell, värden i dpPower och PowerFactory

Nod	I_{fel} (A), dp	I_{fel} (A), PF	X/R, dp	X/R, PF
Nod A	8555,2	8271,0	7,70	7,69
Nod 3	7615,5	7006,5	6,99	6,71
Nod B	9098,1	9098,1	7,75	7,69
Nod 4	6951,2	6836,2	7,81	7,81
Nod 5	9595,9	9312,1	32,26	58,82
Nod 6	12 984,6	11 044	16,95	15,87
Nod 7	1503,0	1400,0	20,00	18,87

Det finns en del skillnader mellan värdena som anses godtagbara för att ändå ha en representativ modell av nätet. De skillnader som observerats bedöms bero på tre huvudsakliga orsaker. För det första är den beräkningsmetod som används i dpPower inte dokumenterad och kan därför skilja sig från IEC 60909-metoden som används i

PowerFactory. För det andra skiljer sig de referensspänningar som ligger till grund för beräkningarna mellan programmen. Programmet dpPower använder momentan driftspänning från tidpunkten referensberäkningen genomförs i stället för nominell spänning, vilket i vissa fall innebär betydande avvikelser. Exempelvis används driftspänning 138,25 kV medan den nominella spänningen är satt till 130 kV. För att säkerställa jämförbara resultat justerades därför den nominella spänningen i PowerFactory så att den motsvarar de driftspänningar som används i dpPower i större utsträckning än tidigare. Fortsatta skillnader finns de den momentana driftspänningen i dpPower inte alltid motsvarar den registrerade driftspänningen som använts i PowerFactory. Driftspänning och nominell spänning för de olika noderna presenteras i tabell 3. Enheten *per unit* (p.u) används för att jämföra olika värden på ett enhetligt sätt. 1 p.u motsvarar önskvärt värde medan värden över eller under 1 p.u. anger avvikelser från detta värde. Exempelvis motsvarar 1,05 p.u. en avvikelse på +5 % och 0,95 p.u. en avvikelse på -5 %.

Tabell 3: Modellerad spänning respektive nominell spänning för nätets noder i PowerFactory

	Nod A	Nod B	Nod 3	Nod 4	Nod 5	Nod 6	Nod 7
PF 1 p.u	138 250	138 250	137 837	138 180	10 981	11 493	57 768
Nominell spänning (V)	130 000	130 000	130 000	130 000	10 000	10 000	50 000

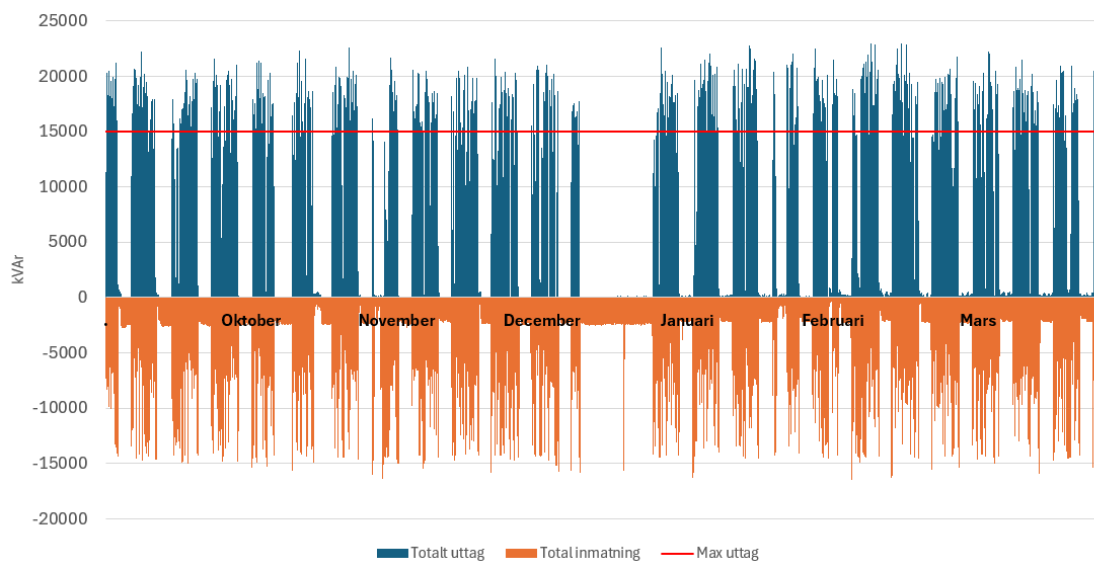
Sista orsaken är att de impedanser som finns i det verkliga nätet kan ha missats i modellen i PowerFactory då till exempel ledningar till och från laster eller transformatorerna inte är modellerade och dessa kan påverka både kortslutningsströmmen och X/R-kvoten. Det kan vara speciellt aktuellt för nod 5, 6 och 7 som har lägre spänning och där inverkan från kablar kan påverka X/R-kvoten till större grad.

4.2 Fall 0

Fall 0 syftar till att representera nuvarande läge i nätet. Det kan ses som ett grundfall och värden från fall 0 kommer användas för att jämföra de andra fallen med. Det befintliga nätets struktur och komponenter beskrivs i avsnitt 4.2.1.

4.2.1 Nuvarande flöde av reaktiv effekt

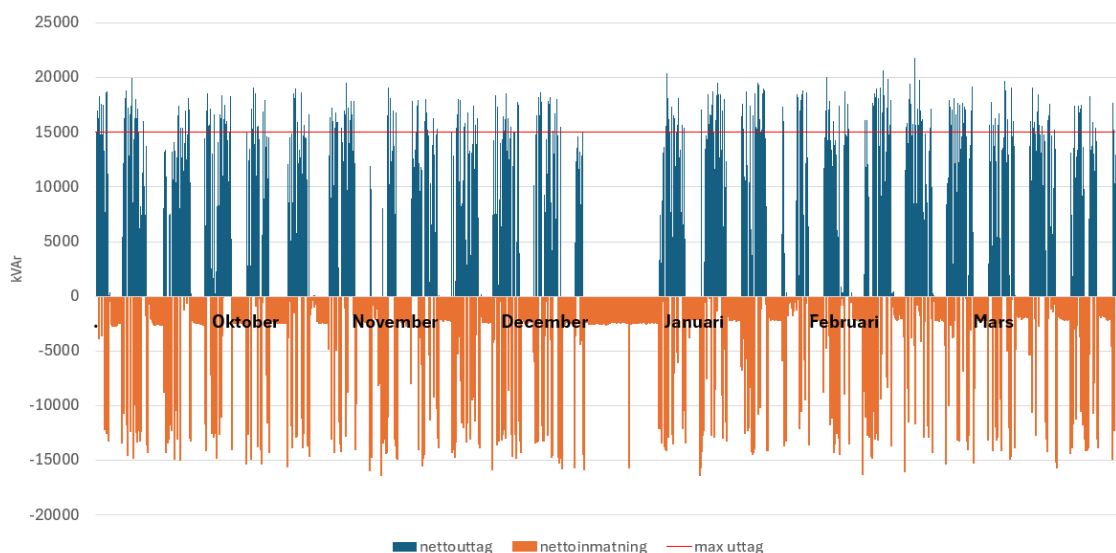
Det nuvarande flödet av reaktiv effekt i nätet för perioden första oktober 2025 till 24:e mars 2026 presenteras i figur 4. Positiva värden representerar uttag av reaktiv effekt från ovanliggande nät, alltså konsumtion av reaktiv effekt i VB energis elnät. Negativa värden representerar den inmatning av reaktiv effekt som sker till ovanliggande nät orsakat av produktion av reaktiv effekt i nätet. I figur 4 finns också den maximala abonnerade nivån för uttag, 15 MVar. Den maximala inmatningen av reaktiv effekt, 33 MVar, ligger utanför figurens skala. De värden som ligger till grund för figur 4 är de uppmätta totala flödena av reaktiv effekt per timme. Under en timme kan mätaren registrera både flöde till och från lasten vilket möjliggör att samma timme kan ha både ett positivt och ett negativt värde registrerat.



Figur 4: Totalt uppmätt uttag och inmatning av reaktiv effekt timvis i nätet. Varje timme kan ha både positivt och negativt värde registrerat.

Genom att anta att positiva och negativa värden kan ta ut varandra i nätet kan ett nettoflöde av reaktiv effekt beräknas. Figur 5 visar det beräknade nettoflödet för reaktiv effekt i den studerade nätdelen. Figur 5 visar att nettovärdena för maximala flöden är något lägre än de maximalt uppmätta värdena. Det är dock viktigt att komma ihåg att detta motsvarar ett möjligt resultat. I verkligheten behöver det inte vara möjligt att en

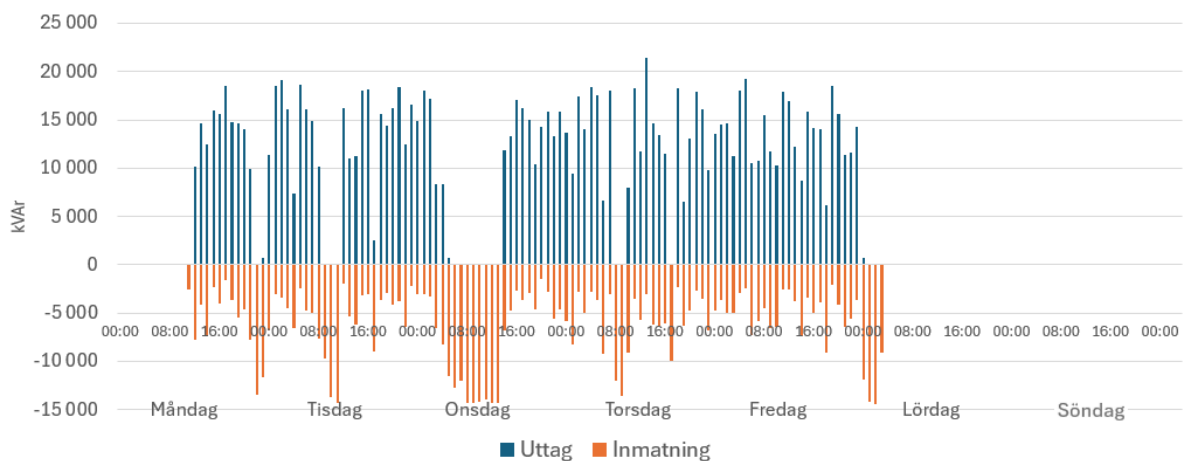
last kan kompensera sig själv då konsumtion och produktion av reaktiv effekt kan ske vid olika tider under timmen. Det är alltså ingen garanti att nätet kan kompensera sig själv. Figur 5 tas ändå med i resultatet då timvärden är normen för olika mätningar i nätet. Det innebär att om ovanliggande nät baserar sina mätningar på netto-timmflöde så är värdena som t.ex. används för att bestämma tariffer lägre än de faktiskt uppmätta värdena i nätet.



Figur 5: Beräknat nettoflöde av reaktiv effekt i nätet. Varje timme har antingen ett positivt värde för uttag eller negativt värde för inmatning.

Totalt sett är den analyserade tidsperioden 4200 h mellan första oktober 2025 till 24:e mars 2026. Utifrån figur 4 registrerades överuttag av reaktiv effekt under 1022 h den perioden. Den totala kostnaden för detta blev 108 554 940 kr enligt gällande tariffer. Om man tar hänsyn till inmatningen av reaktiv effekt under samma timmar och beräknar nettoflödet registrerades istället endast 468 h överuttag och den totala kostnaden är 34 694 910 kr. Alltså 32 % av tidigare kostnader. Ingen överinmatning av reaktiv effekt har uppmätts och inte heller överuttag av aktiv effekt för den studerade nätdelen i nuläget. Viktigt att notera är att figurerna 4 och 5 endast summerar en del av VB Energis totala elnät och bara visar en del av nätets totala effektlöde. De abonnerade nivåerna gäller för hela nätet.

Från figur 4 och 5 är det tydlig att det sker stora fluktuationer av reaktiv effekt i nätet och att det finns stora skillnader mellan vardag och helger. För att tydligare synliggöra fluktuationerna mellan olika timmar visas en typisk vecka i figur 6. Mönstret som syns i figur 6 är representativt för den studerade perioden som helhet och representerar den typiska variationen som sker under en vecka. Här är det tydligt att det för de flesta timmar både är positiva och negativa värden registrerade vilket tyder på fluktuationer i nätet. Det syns också att konsumtion och produktion av reaktiv effekt sker under veckodagarna medan det inte finns något flöde till eller från industrin under helgen.



Figur 6: Totalt uppmätt uttag och inmatning av reaktiv effekt timvis från L_{130} en typisk vecka.

Lasternas värden i samtliga fall modelleras med maxvärden hämtade från historisk data. Grafer över uppdelningen av konsumtion och produktion av aktiv och reaktiv effekt finns i appendix. För att uppnå de olika extremfallen har värdena i tabell 4 används för maximal konsumtion för P, Q och maximal produktion för Q. Inget värde för produktion av P finns för berörda laster i nätet. Den last med störst påverkan på flödet av effekt i nätet är den tunga stålindustrin som motsvaras av L_{130} . Det är också den lasten vars reaktiva effektflyde till och från lasten fluktuerar som störst och snabbast vilket också kan ses i graferna i appendix.

För att analysera högsta möjliga flöde av reaktiv effekt mot överliggande nät har konsumtionen av reaktiv effekt, Q_{kon_max} , satts till 0. För att kunna analysera maximalt uttag av reaktiv effekt från ovanliggande nät har konsumtion av reaktiv effekt i lasterna använts och värdena för Q_{prod_max} satts till 0. Det totala uttaget respektive inmatningen från ovanliggande nät skiljer sig något från lasternas värde till följd av ledningarna som tar upp en liten mängd reaktiv effekt i överföringen mellan noderna. Det totala uttaget av reaktiv effekt från ovanliggande nät är därför lite högre än lasternas konsumtion och den totala inmatningen är något lägre.

Tabell 4: Maximala värden för respektive last hämtat från historisk data

Last	P kon max, MW	Q kon max, MVar	Q prod max, MVar
L 130	60,280	23,290	14,560
L 10	10,603	2,272	2,532
L h10	2,200	0,542	0,300
Summa	73,083	26,104	17,392

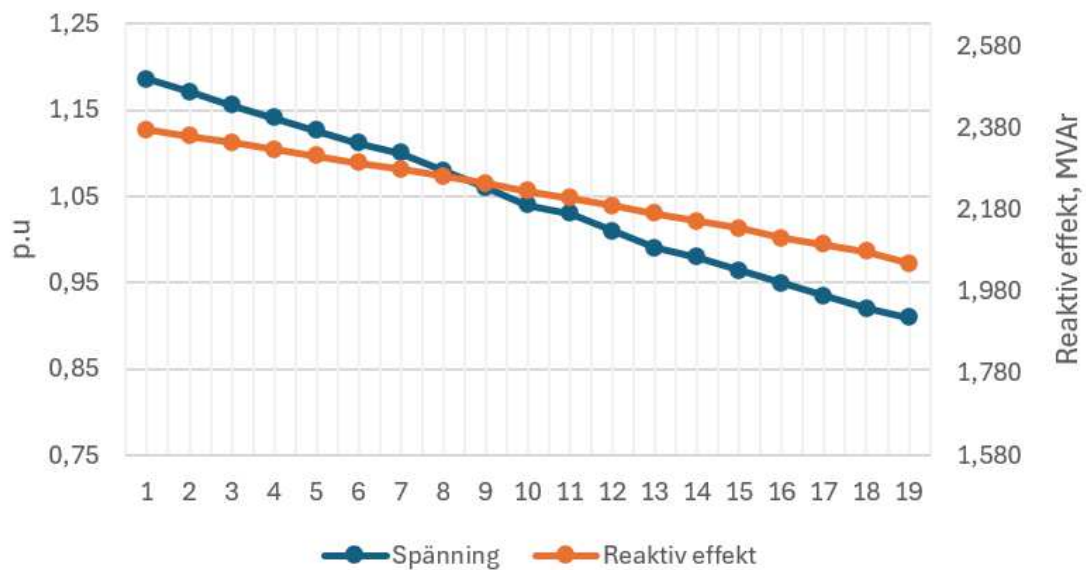
4.2.2 Bortfallsanalys

Bortfallsanalysen för fall 0 visar att nätet i nuläget klarar av fel av storleken N-1 utan att överbelastas. Ett möjligt robusthetsproblem är om L1 löser ut och L_{130} behöver strömförsörjning via L2 samt brytaren B_{3-4} . I nuläget är konsumtionen i L_{130} 60,28 MW och 14,56 MVar vilket ger en belastning på L1_nedre på 89,4%. Om effektlödet ökar så riskerar L1_nedre att överbelastas.

4.3 Fall 1-Reglering med befintliga OLTC

För att analysera hur det befintliga nätet klarar att reglera flöden av reaktiv effekt genomfördes lastflödesanalyser med olika inställning på OLTC-transformatorn som finns i nätet.

Transformator 2 är placerad mellan nod 4 och nod 5 och kan då reglera den reaktiva effekten till och från nod 5 där industrilasten L_{10} är placerad. I figur 7 syns förändringen av spänningen och reaktiv effekt för olika lägen på OLTC. Läge 8 är det lägsta läget innan spänningen överstiger riktvärden på max 1,05 p.u. På samma sätt är läge 16 det högsta godkända läget innan spänningen blir för låg i nod 5. I läge 16 är flödet av reaktiv effekt 2,111 MVar mot ovanliggande nät vilket är en sänkning med 5 % eller 0,115 MVar mot basfallet, Fall 0. På grund av att sänkningen är så liten så påverkar den inte den totala inmatningen av reaktiv effekt mot ovanliggande nät i någon större utsträckning och ger ingen ekonomisk besparing.



Figur 7: Förändring av spänning och reaktiv effekt i nod 4 vid ändring av läget på lindningskopplaren i transformator 2.

På motsvarande sätt simulerades möjligheten till reglering av reaktiv effekt med OLTC vid maximal konsumtion av reaktiv effekt i lasterna. L_{10} har maximal konsumtion på 2,272 MVar. Genom att sänka läget på lindningskopplaren är det möjligt att ta ut mindre reaktiv effekt från ovanliggande nät och istället höja spänningen och därmed också den reaktiva effekten ut från transformatorn. Maximal minskning av uttaget fås vid läge 6. Då är spänningen i nod 5 1,05 p.u och behovet av reaktiv effekt har minskat med endast 2 %.

Resultatet för fall 1 visar att OLTC:n i det befintliga nätverket har en mycket begränsad kapacitet att reglera den totala reaktiva effekten i nätet. Den största anledningen är att transformator 2 endast påverkar L_{10} , vilket bidrar med en relativt liten andel av det totala reaktiva effektlödet. Den dominerande lasten, L_{130} , är direkt ansluten vid 130kV och påverkas inte av OLTCn. De befintliga reglerresurserna är därför otillräckliga för att hantera de reaktiva effektlödena i nätverket.

4.4 Fall 2 - Reglering med SVC

För att analysera hur inmatningen av reaktiv effekt till ovanliggande nät påverkas av en SVC simulerades en SVC vid de olika noderna. Då simuleringen sker för stationära driftförhållanden så sattes ett konstant värde på hur mycket reaktiv effekt SVC:n skulle tillföra i nätet för respektive placering. Värdet på kompenseringen valdes till lika

mycket effekt som L_{130} , L_{10} och L_h matar in respektive konsumerar från nätet under extremfall.

Då den största konsumtionen och produktionen av reaktiv effekt sker från industrin L_{130} ger också kompensering av L_{130} störst resultat på det totala flödet av reaktiv effekt till eller från ovanliggande nät. Med en SVC är den bästa placeringen vid nod 3, alltså i direkt anslutning till industrin. Då kan man kompensera all den reaktiva effekten från industrin innan den behöver "ta plats" i ledningen L1 till ovanliggande nät. Det innebär också att den enda reaktiva effekten som krävs från ovanliggande nät är vad som konsumeras internt i ledning L1, vilket innebär ett uttag på 0,093 MVar. Näst bäst kompensering fås om SVC:n istället placeras på A-skenan. I det fallet är det också möjligt att kompensera för L_{130} innan den reaktiva effekten matas till eller från ovanliggande nät. I tabell 5 presenteras jämförelsen mellan placering av SVC på nod 3 eller på A-skenan. För båda placeringarna gäller att det inte sker något större utbyte av reaktiv effekt med ovanliggande nät. Den stora skillnaden mellan placeringarna är behovet av överföring av reaktiv effekt från nod 3 till A-skenan via ledning L1. Belastningen på ledningarna presenteras som procent av maximal överföringskapacitet i ledningen i tabell 5. För simuleringar med max inmatning av reaktiv effekt är behovet av överföring i ledning L1: 0,093 respektive 14,450 MVar. För extremfallet med maximal konsumtion av reaktiv effekt är motsvarande värden 0,093 respektive 23,43 MVar.

Tabell 5. Jämförelse av placering av SVC på nod A och nod. Negativa värden innebär uttag eller konsumtion av reaktiv effekt och positiva värden innebär inmatning eller produktion av reaktiv effekt.

Flöde	Plats	SVC kompensering, MVar	Flöde nod A, MVar	Totalt flöde, MVar	Flöde i L1, MVar	Belastning L1, %
Inmatning	Nod A	14,56	-0,110	2,288	14,450	74,0
Inmatning	Nod 3	14,56	-0,093	2,305	0,093	72,0
Uttag	Nod A	-23,29	-0,142	-3,414	23,43	77,4
Uttag	Nod 3	-23,29	-0,093	-3,365	0,093	72,0

Jämfört med motsvarande värden från fall 0 så är det en betydande sänkning av inmatad reaktiv effekt till ovanliggande nät. Totala inmatningen av reaktiv effekt från hela det studerade nätet är i Fall 0 17,392 MVar och i Fall 2 är det 2,288 MVar respektive 2,305 MVar. All reaktiv effekt i nätet kompenseras inte av SVC:n då de olika lasterna är kopplade på varsin ledning, L1 respektive L2, som inte är ihopkopplade. SVC:n kompenserar endast ledning L1 med L_{130} och påverkar inte den reaktiva effektinmatningen från de andra lasterna. För uttag från ovanliggande nät är sänkningen ännu större då det totala uttaget i fall 0 är 26,704 MVar och för fall 2 är det 3,414 respektive 3,265 MVar. Totalt sett ger SVC:n en betydande minskning av reaktiv effekt i nätet och skulle kunna innebära att den reaktiva effekten inte överstiger abonnerad

nivå vilket ger ekonomiska besparingar. Då SVC:n antas vara dimensionerad för att kompensera allt flöde av reaktiv effekt till eller från L_{130} är den ekonomiska besparingen lika stor som överuttaget av reaktiv effekt i fall 0.

4.4.1 Fall med ihopkopplingar

I nuläget finns inte möjlighet att koppla in en SVC vid någon av de stationer där det skulle ge mest direkt compensation, det vill säga vid nod 3 eller nod A. I verkligheten finns det endast möjlighet att installera en SVC vid nod 6 då det på övriga noder inte finns lediga fack om inte stationerna byggs om. Att sätta SVC:n där skulle innebära att den behöver fjärrstyras och fortfarande mäta den reaktiva effekten vid nod 3 men kompensera från nod 6. Det innebär också att den reaktiva effekten måste transporteras i ledningarna vilket ökar ledningarnas belastning.

I dagsläget är nod 5 och nod 3 placerade på olika ben och är inte sammankopplade. För att komma runt det problemet har ett underfall till Fall 2 analyserats där de brytare som finns i nätet används för att koppla ihop de två benen. Idag används brytarna som redundans vid fel eller bortfall i nätet som innebär att strömmen behöver ledas om. Två exempel på sådana brytare är mellan nod A och B, B_{A-B} , samt mellan nod 3 och 4, B_{3-4} .

Då den största inmatningen av reaktiv effekt sker vid L_{130} och är 14,56 MVar användes det som första värde på compensation från SVC:n vid nod 6. I det här fallet är transformator T1 inställd på läge 10 vilket är normalinställningen. Det orsakade då en spänning på 0,93 p.u vilket är en för låg spänning vid noden. För att komma upp i godkänd spänningsnivå är den högsta möjliga compensationen från SVC vid noden 12,0 MVar. Det gäller oavsett om det är brytaren B_{A-B} eller B_{3-4} som används för ihopkoppling. Detta är inte en full kompensering av L_{130} reaktiva effekt då det för full kompensering skulle krävas 14,56 MVar enligt historiska data.

Aktivering av respektive brytare var för sig ger de resulterande värdena i tabell 6. I båda fallen fås liknande resultat på den totala inmatningen av reaktiv effekt mot ovanliggande nät. Vid ihopkoppling via B_{A-B} är den högsta belastningen i ledning L1_nedre med 74,0 %. Då är den totala inmatningen till överliggande nät då 4,150 MVar. Vid ihopkoppling via B_{3-4} fås en hög belastning på ledning L2_nedre på 87,7%. Den totala inmatningen till övre nät är då 3,950 MVar.

För kompensering av konsumtion av reaktiv effekt som sker vid L_{130} är det högsta möjliga värdet som går att kompensera 13,3 MVar i form av konsumtion av SVC:n. Högre compensation innebär att spänningen överstiger 1,05 p.u i nod 6. Det gäller oavsett om det är brytaren B_{A-B} eller B_{3-4} som används för ihopkoppling. Vid ihopkoppling via B_{A-B} är den totala inmatningen till överliggande nät 14,056 MVar. Vid ihopkoppling via B_{3-4} är den totala inmatningen till övre nät 14,244 MVar.

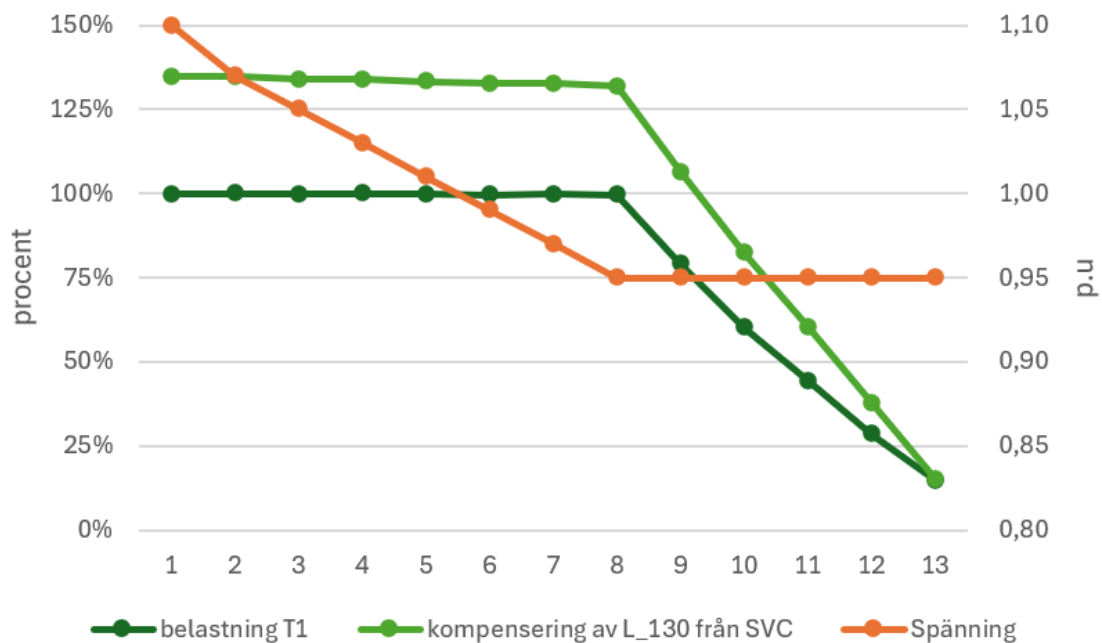
Om det är möjligt att fjärrstyra SVC:n vid nod 6 fås en betydande minskning av reaktiv effekt som skulle kunna ge ekonomiska besparingar. Dock så belastas ledningarna i nätet mer vilket innebär sämre möjlighet att öka den aktiva effektöverföringen vid behov. Det gör också att nod 6 utsätts för stora spänningsvariationer till följd av kompenseringen som påverkar elkvaliteten.

Tabell 6: Jämförelse av SVC placerad på nod 6 med olika kompensationsnivåer och olika brytare aktiverade. Kolumn 5 beskriver inmatningen till ovanliggande nät vilket innebär att negativa värden motsvarar uttag av effekt.

Kompensering av:	Ihopkoppling via	SVC, MVar	Spänning i nod 6, p.u	Total inmatning, MVar	Högsta Belastning i ledning, %
Total inmatning	B_{A-B}	12	0,95	4,150	L1n: 74,0
	B_{3-4}	12	0,95	3,950	L2n: 87,7
Totalt uttag	B_{A-B}	-13,3	1,05	-14,056	L1n: 77,4
	B_{3-4}	-13,3	1,05	-14,244	L2n: 87,4

För att kunna kompensera fullt kan inställningen på transformator T1 justeras, se figur 8 för jämförelse mellan olika steg. Genom att sänka OLTC till steg 9 blir det möjligt att kompensera för all produktion av reaktiv effekt i L_{130} utan att spänningen i nod 6 understiger 0,95 p.u. Vid denna inställning är transformatorn inte heller överbelastad. Den maximala möjliga kompenseringen är då 19,2 MVar, vilket motsvarar cirka 132 % av L_{130} :s historiska maxvärde. Resultatet visar alltså att det är möjligt att använda SVC:n för att kompensera även större nivåer än vad historisk data visar. Dock så minskar kompensationsmöjligheten om effektflödet ökar vilket till exempel sker vid max konsumtion av reaktiv effekt. Det innebär att det praktiskt går att ta upp större andel reaktiv effekt än det är möjligt att mata ut från SVC:n.

Vilken faktor som begränsar kompenseringen varierar beroende på valt OLTC-steg. Upp till steg 4 är spänningen i nod 6 den begränsande faktorn då spänningen överstiger 1,05 p.u. Från steg 4 till steg 8 är istället belastningen på transformator T1 begränsande eftersom det ej går att belasta transformatorn över 100%. Efter steg 8 är spänningen i nod 6 begränsande igen, men nu eftersom spänningen riskerar att understiga 0,95 p.u. Vid steg 9 uppnås full kompensering av L_{130} samtidigt som både spänningskraven och transformatorns belastningsgräns hålls inom tillåtna nivåer. I transformatorns normalläge, steg 10, är den maximala möjliga kompenseringen istället begränsad till 10,5 MVar enligt tidigare resultat.



Figur 8: Figuren visar jämförelse för olika steg på OLTC. Belastningen på transformator T1 och kompenseringsnivå på SVC:n som procent av L_{130} -maxvärde visas med skalan på vänster sida i figuren. Spänningen på nod 6 har en skala på höger sida med p.u.-värden.

Här är det viktigt att poängtera att för att kunna använda SVC:n för kompensation av L_{130} så måste läget på OLTC vara inställt så att det redan från början finns utrymme för kompensation. Att ställa om lindningskopplaren hinns inte med vid de snabba fluktuationer i reaktiv effekt som behöver kompenseras. Att ha OLTC:n på T1 inställd på neutralt läge, det vill säga läge 10, innebär största kompensationsmöjlighet för både konsumtion och produktion av reaktiv effekt och då är maximala värde som går att kompensera 10,5 MVar vardera. Det är 72% av max konsumtion av reaktiv effekt i L_{130} men endast 45 % av max produktion av reaktiv effekt i L_{130} . Att ha transformatorn på steg 8 för att möjliggöra större kompensation över tid utan att kompensera inmatningen av reaktiv effekt ger spänningen 1,04 p.u i nod 6 vilket är strax under det övre gränsvärdet för spänningsnivåer. Det här gäller också enbart vid kompensation av inmatning till ovanliggande nät, när SVC:n konsumerar reaktiv effekt. Om industrin L_{130} plötsligt övergår till att producera reaktiv effekt så måste SVC:n kompensera genom att förbruka reaktiv effekt. Då kommer spänningen i nod 6 gå över tillåten spänningsnivå om inte OLTC:n ändrar läge, vilket den inte hinner på den korta tiden som fluktuationerna sker. Resultatet visar därför att det inte ger några fördelar att använda OLTC:n vid transformator T1 för att öka möjligheten att använda en SVC vid nod 6.

4.5 Fall 3 - Nyanslutningar

Fall 3 simulerar de nya anslutningarna enligt modell 2. Den nya industrin har en effektförbrukning på 150 MW respektive 15 MVar. Solcellsparken med tillhörande batteri har motsvarande kapacitet på 150 MW och 15MVar. Solcellsparken och batteriet modelleras som en gemensam komponent vilket ger en representativ bild vid simulering av stationär drift.

4.5.1 Fall utan kraftelektronik

Initialt simuleras endast den nya stationen, nod 8, för sig utan ihopkoppling med befintligt nät. Simuleringen visar att konsumtion och produktion av aktiv effekt i den nya stationen balanserar varandra vilket är väntat. Genom att använda växelriktarna i solcellsparkens anslutningspunkt kan man även leverera reaktiv effekt motsvarande industrins behov så att även det reaktiva effektlödet är balanserat i noden.

Vid anslutning till det övriga nätet antas att växelriktaren vid solcellsparkens anslutningspunkt kan justeras för att kompensera för övriga nätet. Då visar simuleringen att datacentret även klarar av att absorbera den reaktiva effekten som produceras från L_{10} och L_h under stationär drift.

Den nya industrin kan även absorbera en del av den reaktiva effekten från L1-grenen under stationära driftförhållanden. Det är viktigt att komma ihåg att simuleringen visar stationär drift och att de snabba fluktuationerna som finns i L_{130} troligtvis inte kan absorberas av datacentrets normala drift. Växelriktaren i solcellsparken kan istället användas för att kompensera den reaktiva effekten som inte fluktuerar utan är konstant eller har långsammare variationer. Det totala utbytet av reaktiv effekt med ovanliggande borde därför vara i samma storlek som för fall 0.

4.5.2 Fall med SVC

För att hantera fluktuationerna från L_{130} testades det att koppla in en SVC vid nod 8. Genom att koppla in en SVC på nod 8 regleras inmatningen av reaktiv effekt till ovanliggande nät på samma nivå som i fall 2 men med lägre belastning på ledning L2 eftersom L2 inte används för att överföra den reaktiva effekten som SVC:n bidrar med. Istället belastas L3 eller L4. För dessa nybyggda ledningar blir belastningen fortsatt låg även med SVC på nod 8 då det inte flödar någon annan effekt i ledningarna till följd av att solcellsparken levererar all effekt som datacentret förbrukar. Det totala utbytet med ovanliggande nät borde därför motsvara resultatet för fall 2. Simuleringarna i PowerFactory visar att den totala inmatningen är 2,513 MVar och uttaget beräknas vara 3,138 MVar.

4.5.3 Fall med noll inmatning från solcellsparken

Om solcellsparken genererar 0 MW och batteriet inte kan generera behövd effekt (t.ex. är urladdat) så kommer det totala effektbehovet vara 228 MW i de studerade delarna av VBs elnät. Det överstiger abonnerad effekt som är 187 MW. Alltså behövs solcellsparken för att kunna förse datacentret med effekt om datacentret körs på max kapacitet. Samma sak gäller för reaktiv effekt då historiska data visar att max konsumtion av reaktiv effekt i L_{130} -anslutning är 23,29 MVar. Det är högre än abonnerad reaktiv effekt som är 15 MVar. Om de befintliga lasterna vid något tillfälle konsumerar 26 MVar samtidigt som datacentret konsumerar 15 MVar blir totala behovet i nätet 41 MVar. Den abonnerade nivån ligger på 15 MVar överuttaget blir då 26 MVar vilket medför en kostnad på 780 000 kr enligt gällande tariffer. Gällande inmatningen blir det maximala flödet ca 30 MVar vilket är inom de godkända nivåerna för inmatning enligt tarifferna.

Resultatet visar tydligt att reglering av reaktiv effekt krävs när nyanslutningarna tas i drift. Beroende på storleken på SVC kan en del eller all reaktiv effekt kompenseras vilket ger en klar ekonomisk fördel.

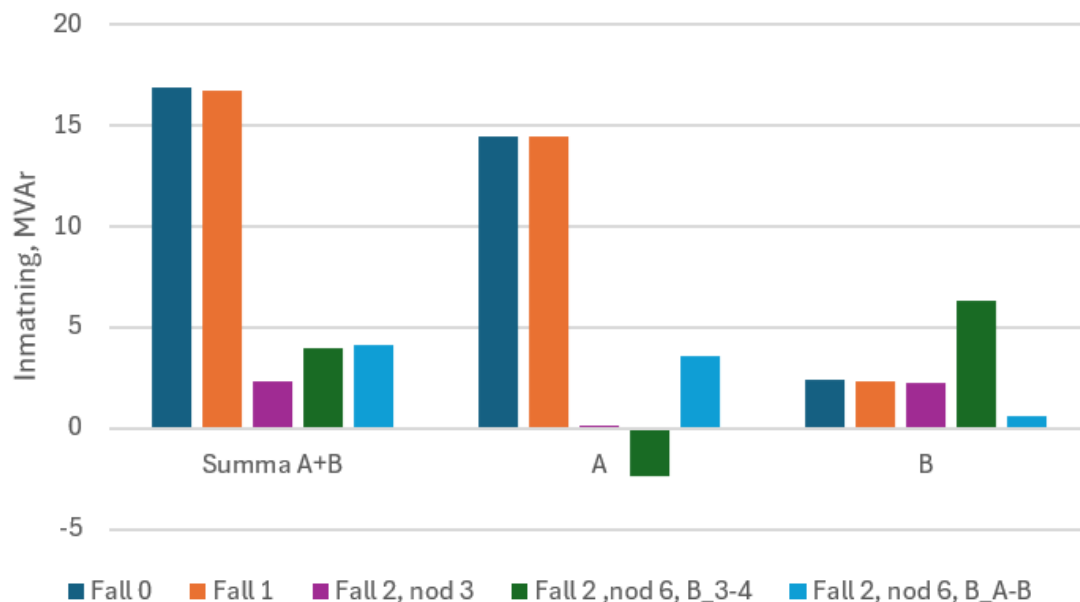
4.5.4 Bortfallsanalys

Bortfallsanalysen visar problem om solcellsparken inte levererar någon el och endast en ledning är i drift till nod 8, alltså enbart L3 eller L4. Om så är fallet är belastningen på den ledning som används 97 %. Problemet kan förhindras om båda ledningarna används och delar på effektöverföringen. I övrigt påverkar inte nyanslutningarna nätet ur ett robusthetsperspektiv.

4.6 Sammanfattning av resultat

I figur 9 jämförs Fall 0, 1 och 2. Staplarna visar reaktiva effektlöden till och från överliggande nät från nod A och B samt som en total från nod A och B summerat. För fall 1 sker en minimal förbättring jämfört med fall 0. För fall 2 med SVC direkt vid L_{130} fås den största minskningen där den kvarvarande inmatningen är den som kommer från L_{10} och L_h . Fall 2 där en fjärrstyrd SVC används och B_{A-B} respektive B_{3-4} används får liknande minskningar men då de ej kan kompensera fullt är de summan högre än för fall 2, nod 3. Att använda B_{3-4} i fall 2 ger en lite större minskning än att använda B_{A-B} .

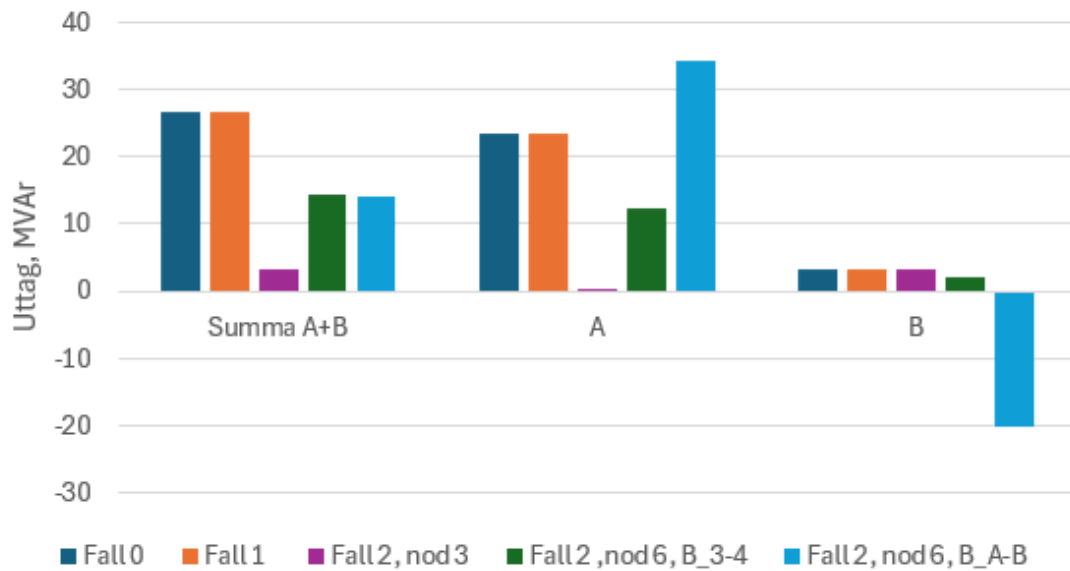
Då abonnerad maxnivå för inmatning av reaktiv effekt till ovanliggande nät är 33 MVar enligt gällande tariffer fås igen ekonomisk besparing då samtliga fall ligger under det värdet. Dock så innebär en SVC enligt fall 2, nod 3 att inmatningen minskar så pass mycket att det är möjligt att frånga den tillköpta nivån av abonnerad effekt och istället sänka den abonnerade nivån till standardvärdet 15 MVar och spara pengar på så sätt.



Figur 9. jämförelse av inmatning av reaktivt effektlöde i de olika noderna för fallen som simulerats. Negativa värden innebär uttag av reaktiv effekt

Figur 10 jämför uttaget av reaktiv effekt för fall 0, 1 och 2. Staplarna visar reaktiva effektföden till och från överliggande nät från nod A och B samt som en total från nod A och B summerat. Liksom i figur 9 ger fall 1 en minimal minskning av det totala uttaget från ovanliggande nät. Fall 2 med SVC direkt vid nod 3 och L_{130} ger den största minskningen av uttag av reaktiv effekt. Fall 2 där en fjärrstyrd SVC används och B_{A-B} respektive B_{3-4} används ger liknande minskningar men med tydligt stora skillnader på hur nod A och B påverkas. Att använda B_{A-B} i fall 2 ger en lite större minskning än att använda B_{3-4} .

Den abonnerade maxnivå för uttag av reaktiv effekt är 15 MVar, Figur 10 visar att de tre olika varianterna av fall 2 kan minska det totala uttaget av reaktiv effekt från ovanliggande nät till under den abonnerade gränsen. Avgifter för överuttag kan då undvikas vilket ger en ekonomisk besparing jämfört med nuläget.



Figur 10. jämförelse av uttag av reaktivt effektföde i de olika noderna för fallen som simulerats. Negativa värden innebär inmatning av reaktiv effekt.

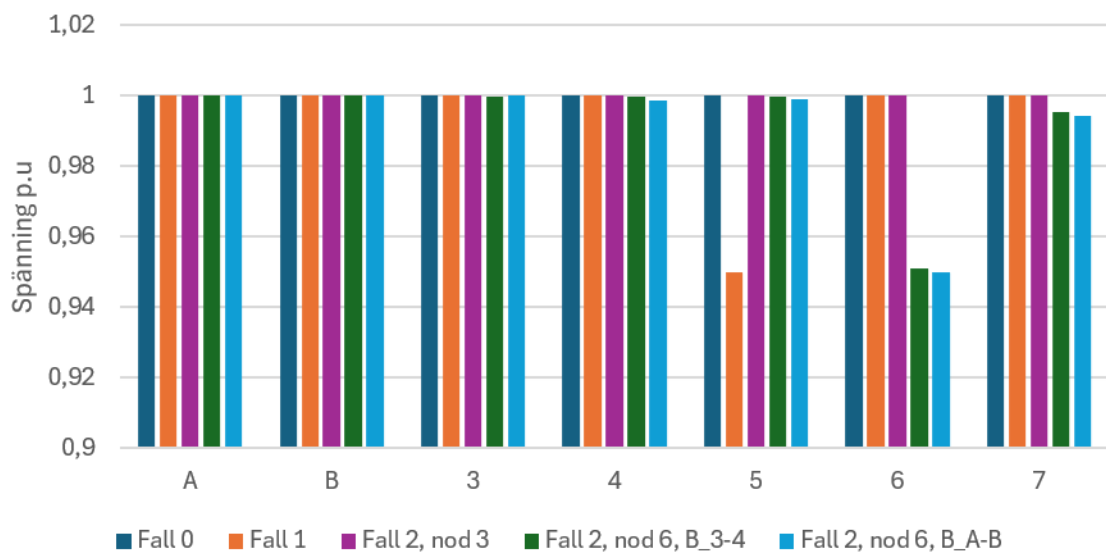
Tabell 7 visar de värden som simuleringarna i PowerFactory gett för de olika fallen. Även hur stor del av basfallet, fall 0, som de olika simulerade fallen resulterar i presenteras. För fall 3 är värdena tagna från PowerFactory men anses approximerade då de är baserade på de antaganden som gjorts för rapporten och kan komma att skilja från verkligheten.

Tabell 7: Jämförelse av uttag och inmatning av reaktiv effekt mellan de olika fallen samt förbättring jämfört med nuvarande läge.

Fall	Total inmatning, MVar	Del av fall 0, %	Totalt uttag, MVar	Del av fall 0, %
Fall 0	16,848	-	26,704	-
Fall 1	16,792	99,7	26,627	99,7
Fall 2, nod 3	2,305	13,7	3,365	12,6
Fall 2, nod A	2,288	13,6	3,414	12,8
Fall 2, nod 6, B_{A-B}	4,150	24,6	14,056	52,6
Fall 2, nod 6, B_{3-4}	3,950	23,4	14,244	53,3
Fall 3, utan SVC, med sol	$\approx 16,848$	≈ 100	$\approx 26,704$	≈ 100
Fall 3, SVC nod 8, med sol	$\approx 2,513$	$\approx 15,0$	$\approx 3,138$	$\approx 11,7$
Fall 3, utan sol, utan SVC	≈ 30	$\approx 178,0$	$\approx 42,778$	$\approx 160,2$

Fall 2, nod 3 är det fall som ger störst förbättring av både inmatning och uttag av reaktiv effekt från ovanliggande nät. Då det i nuläget inte är möjligt att placera en SVC där är de två andra varianterna på fall 2 att föredra. Om det är möjligt att fjärrstyra SVC:n kan man kompensera för en betydande del av inmatning och uttag av reaktiva effekt från L_{130} . Kompensering med SVC vid nod 6 ökar flödet av reaktiv effekt i nätet men leder inte till överbelastning av någon ledning utifrån de simuleringar som genomförts. Nackdelen med att placera SVC:n vid nod 6 är att nätets olika ben kopplas ihop och att spänningsvariationerna orsakade av L_{130} även kommer påverka de laster som tidigare varit separerade från fluktuationerna. Genom ihopkopplingen är det möjligt att sänka inmatningen och uttaget av reaktiv effekt under stationär drift, men störningarna i nätet och de fluktuationer som tillkommer L_{10} och L_h har inte analyserats här och kräver uppföljning för att ge en rättvis bild av vad hopkopplingen får för fler följder på övriga laster i nätet.

Figur 11 visar att spänningen i de olika noderna är stabil i de olika fallen som simulerats och ligger inom godkända nivåer av nominell spänning. Spänningen vid nod 5 är 0,95 p.u i fall 1 eftersom det är den lägsta tillåtna nivån som ger störst sänkning av reaktiv effekt. Spänningen är också 0.95 p.u vid nod 6 i *fall 2, nod 6* med de två olika brytarna eftersom det är den lägsta nivån tillåten, det motsvarar att SVC:n kompenserar 12 respektive 13,3 MVar. Inget av fallen ger spänningsproblem vid någon annan nod vid stationär drift. Figur 11 tar inte hänsyn till spänningsproblem som kan uppkomma till följd av kraftiga fluktuationer i det reaktiva effektförloppet i nätet.



Figur 11: Spänning i noderna för de olika fallen

5. Slutsatser

Syftet med arbetet var att analysera den nuvarande förmågan till reglering av reaktiv effekt i ett mindre radiellt distributionsnät, hur nuvarande förmåga kan kompletteras med ny reglerförmåga och analysera hur nyanslutningar i nätet kan komma att påverka behovet av reglering. För att sammanfatta resultatet besvaras frågeställningarna nedan.

- Vilken förmåga har det befintliga nätet att reglera reaktiv effekt under maximal belastning?

Med omkopplarna på transformatorerna kan man sänka det reaktiva effektlödet men det har minimal påverkan på totala inmatningen eftersom det är en sänkning på knappt 0,1 MVar innan spänningen i nod 5 blir för låg. OLTC-transformatorn kan bara reglera den reaktiva effekten från L_{10} -anslutningen och den är väldigt låg jämfört med L_{130} -industrin. I det befintliga nätet finns ingen reglermöjlighet för L_{130} .

- Hur påverkar nyanslutningarna nätets förmåga att reglera spänning och reaktiv effekt?

Om inkoppling av den nya stationen kommer gå via nod A kommer den kopplas ihop med L_{130} vilket isåfall kräver någon form av kompensering av L_{130} -industrin. De stora fluktuationerna från L_{130} kommer ge mycket dålig elkvalitet i andra delar av nätet med spänningsdippar och flimmar. Datacentret kommer inte kunna användas för att reglera L_{130} . Det kan verka så vid statiska värden då datacentret konsumerar 15 MVar och L_{130} producerar 14,56 MVar. Den avgörande skillnaden är att datacentret har en stabil förbrukning medan smältugnen i L_{130} gör att effekten fluktuerar mycket snabbt.

- Vilka tekniska åtgärder ger störst förbättring av elkvalitet och reaktiva effektlöden i det industriella distributionsnätet?

En SVC hade gett bäst resultat om den anslutits direkt vid industrin L_{130} på nod 3. Då hade den reaktiva effekten kunnat kompenseras utan att den behöver transporteras i ledningar. Man hade också kunnat undvika möjliga elkvalitetsproblem som kommer av att koppla ihop L_{130} med resterande nät med en SVC direkt vid industrin. Att använda en SVC på en annan nod försämrar reglermöjligheten och om man sätter den på andra sidan en transformator, så som på nod 6, försvinner reglermöjligheten via fjärrstyrning.

Kompenseringsbehovet av datacentrets möjliga reaktiva effektinmatning mot ovanliggande nät kan troligtvis mötas om man ställer krav på batteriet och solcellsparken att det ska kunna reglera $\pm 10\%$. Genom att använda batteriet tillsammans med växelriktarna i solcellsparkens anslutningspunkt bör det vara möjligt att uppnå en tillräckligt stabil och följsam reglering för datacentrets driftförhållanden.

6. Framtida arbete

Framtida arbeten skulle kunna ge ett djupare och mer verklighetsnära resultat genom att genomföra simulering av Fall 3 med värden baserade på korrekt data för de olika anläggningarna i nyanslutningarna. Med korrekta värden gällande konsumtion av aktiv och reaktiv effekt, effektfaktor samt variation i förbrukningen kan simuleringarna ge en mer rättvis bild över vad nyanslutningarna innebär för resterande nät.

En ytterligare fördjupning av arbetet kan vara att genomföra dynamiska simuleringar på de olika fallen. En dynamisk analys simulerar hur olika variabler förändras över tid till följd av olika event. Eventen kan exempelvis vara kortslutningar, förändrad last eller bortfall av produktion. Från resultatet kan man sen analysera exempelvis hur frekvensen i nätet förändras, hur snabbt olika värden återhämtar sig alternativt om något värde kollapsar. Genom att simulera olika event under olika lång tid kan man hitta kritiska punkter i nätet kopplat till stabilitet vid störningar.

Referenser

- Bollen M. H. J., (2011). *Integration of distributed generation in the power system*. Hoboken, John Wiley & Sons Ltd.
- Castillo M, Liang X, Faried S. O, (2023). Battery Energy Storage and Their Ancillary Services with Renewable Energy: A Review. *IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering 2023*, s.153-158.
doi:10.1109/CCECE58730.2023.10289032
- Digpro, u.å, *dppower*, Tillgänglig online, <https://digpro.com/sv/produkter/dppower/> (hämtad 2026-05-14)
- Energiforsk (2021). *Koordinerad spänningsreglering i nät med distribuerad produktion, Elnätens digitalisering och IT-säkerhet*, Energiforsk, ISBN 978-91-7673-808-5
- Energiforsk (2022), *Slutkundens störningstålighet, Elkvalitet och dess påverkan på energikrävande verksamheter*, Risk- och tillförlitlighetsanalys, Energiforsk ISBN 978-91-7673-852-8
- Energiforsk (2024). *Störningstålighet, Påverkan på slutkunder i samband med energiomställningen och vid fel i yttre nät*, Risk- och tillförlitlighetsanalys, Energiforsk, ISBN 978-91-89919-58-7
- Energiforsk (2025.b) *Datacenter som flexibilitetskapacitet, Elnätens hållbara teknikutveckling och digitalisering*, Energiforsk, februari 2025, ISBN 978-91-89919-89-1
- Grünbaum R, Johansson T, Olsson U. (1998). New technology sheds light on power quality control. *Modern Power Systems*, 18(4), p. 49–53.
- Gyang P. P, Chakraborty P, Meegahapola L, Yu X, (2026). Dynamic Modeling of a Data Center for Power System Stability Studies. *IEEE Transactions on Power Systems*, 41(3), s. 2317-2332, doi: 10.1109/TPWRS.2025.3639163
- Lahon R, Stanley S, O'Dwyer C, Devine M, Flynn D, (2020), Impact of Wide-Scale Data Centre Growth on Power System Operation with Large Share of Renewables. *IEEE 17th Int. Conf. Eur. Energy Market, Stockholm, Sweden, 2020*, s. 1–6. doi: 10.1109/EEM49802.2020.9221876
- Mayer, K. (2022). *Elkraftnät: uppbyggnad, funktion, hjälp- och kringsystem*. 3:e uppl. kemaKonsult AB. Västerås, ISBN: 978-91-527-1453-9
- Mohan B S, Pushpanjali N, Raghuram T S, Saleem Khan, Srinivasa R, Roshan Naika S. (2025). Impact of Reactive Power Generation and Absorption on Voltage Regulator, A Case Study in an Industrial Power System. *IJRASET*, Volume 13

Schavemaker & Van der Sluis, (2008), *Electrical power system essentials*. Hoboken, John Wiley & Sons Ltd.

SFS 1997:857 *Ellag*, Stockholm: Klimat- och näringslivsdepartementet RSE,

Svenska Kraftnät (2025.a), *Nätutvecklingsplan 2026-2035*, Tillgänglig online, <https://www.svk.se/om-oss/rapporter-och-remissvar/natutvecklingsplan/> (åtkomst 2026-05-14)

Svenska Kraftnät (2025.b). *Spänningsstabilitet*, Tillgänglig online, <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/kraftsystemstabilitet/spanningsstabilitet/> (åtkomst 2026-02-09)

Svenska Kraftnät (2025.c) *Kraftsystemstabilitet*, Tillgänglig online, <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/kraftsystemstabilitet/> (åtkomst 2026-05-14)

Vattenfall (2026). *Tillämpningsbestämmelser och nättariffer för Vattenfall Eldistributions regionnät. Gällande från 2026-01-01*. Vattenfall, (åtkomst 2026-04-08)

Vaziri M Y, Vadhva S, Tavatli F, Vaziri S, (2012), Volt/VAr regulation and issues with high penetration of renewables on distribution systems, *2012 IEEE 13th International Conference on Information Reuse and Integration*, augusti 2012 IEEE. pp. 519–524.

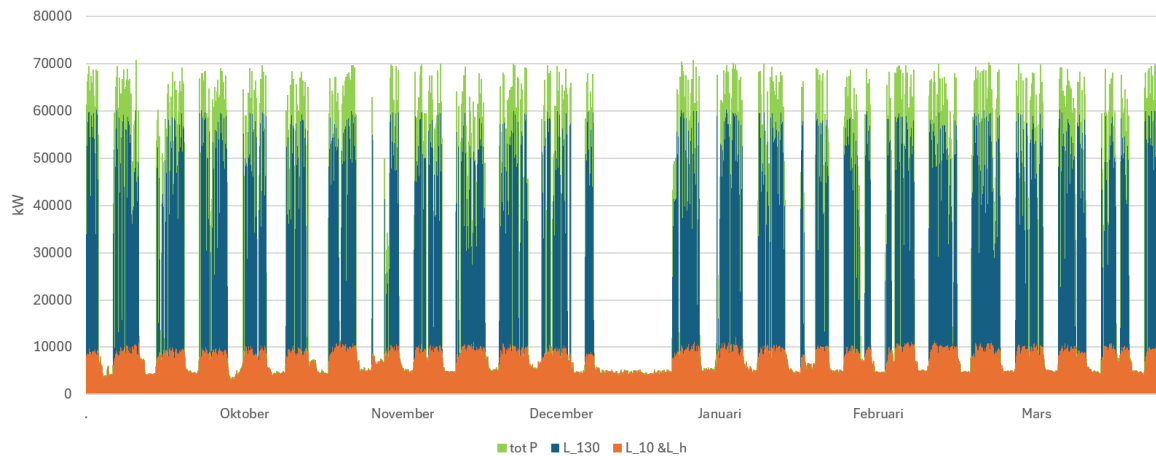
VB Elnät (2024). *Nätutvecklingsplan 2025–2034*, (åtkomst 2026-02-09)

VB Energi, (2025), *Samrådsunderlag ny kraftledning Lövgrödan, september 2025*. (åtkomst 2026-04-14)

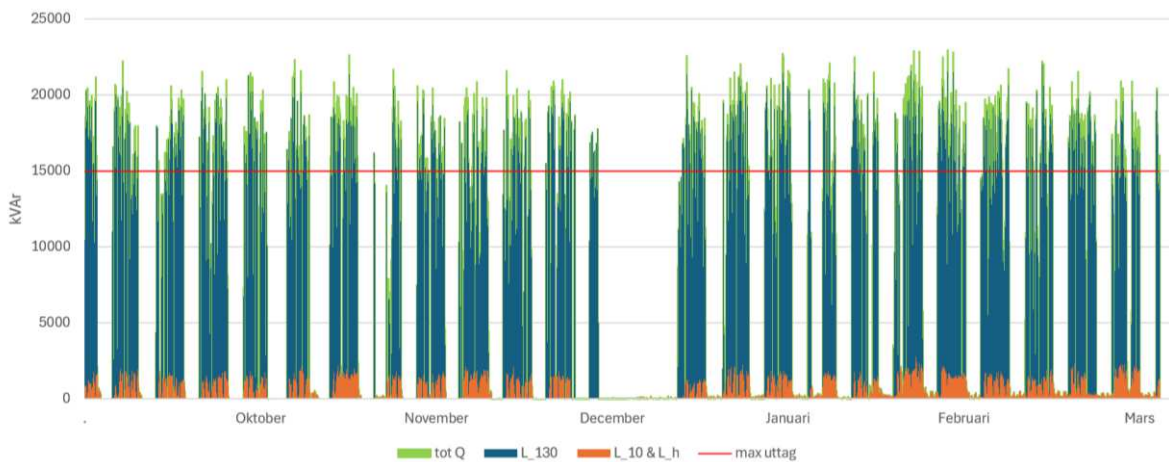
VB Energi (u.å). *Om oss*, Tillgänglig online, <https://www.vbenergi.se/om-oss/> (åtkomst 2026-05-14)

.

Appendix



Figur A1: visar uppdelningen av aktiv effekt, P , från de olika grenarna i det studerade nätet. Blå data representerar konsumtion av aktiv effekt i L_{130} , orange data motsvarar konsumtion av aktiv effekt summerat från L_{10} och L_h . Grön data är det totala uttaget av aktiv effekt från ovanliggande nät. Här är det tydligt att L_{130} bidrar med störst konsumtion av aktiv effekt i nätet.



Figur A2: Total konsumtion och uppdelningen av reaktiv effekt, Q , i det studerade nätet. Blå data representerar konsumtion av reaktiv effekt i L_{130} , orange data motsvarar konsumtion av reaktiv effekt summerat från L_{10} och L_h . Grön data är det totala uttaget av reaktiv effekt från ovanliggande nät. Även här är det tydligt att L_{130} står för majoriteten av konsumtionen.



Figur A3: Total produktion och uppdelningen av reaktiv effekt, Q , i det studerade nätet. Blå data representerar produktion av reaktiv effekt i L_{130} , orange data motsvarar produktion av reaktiv effekt summerat från L_{10} och L_h . Grön data är den totala inmatningen av reaktiv effekt till ovanliggande nät. Figuren visar också att L_{10} och L_h har en mycket lägre och också mer stabil produktion av reaktiv effekt.