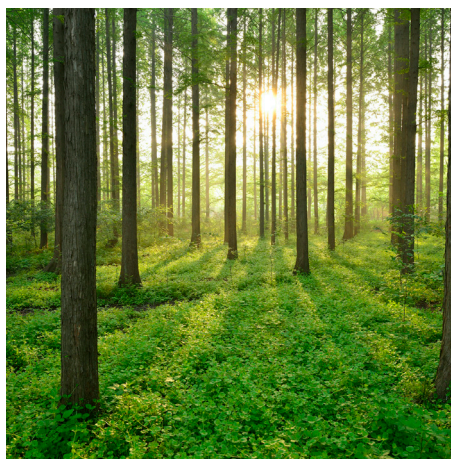


BATTERILAGER OCH FLEXIBILITET

RAPPORT 2025:1072



RISK- OCH
TILLFÖRLITLIGHETSANALYS



Batterilager och flexibilitet

AMNA ABDULRAHIM, FINN JONUNG,
NICLAS KRANTZ, FILIPPA STRÖM

ISBN 978-91-89919-72-3 | © Energiforsk januari 2025

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

Förord

Programmet Risk- och tillförlitlighetsanalys har initierat projektet Batterier och flexibilitet. Projektet beskriver kring kravställning, anslutning och drift av flexibla resurser. Både stora batterilager och mindre aggregerade batterier har beaktats.

Flera försök runt flexibilitet initieras nu för att lokalt balansera elproduktion mot elanvändning genom ändrade mönster i elnätet. Aktiveringsscheman av flexibla resurser för flexmarknader och elnätbolagen designas för att optimera elkvalitet och robustheten. Projektet har genomförts av Amna Abdulrahim, Finn Jonung, Niclas Krantz och Filippa Ström på Rejlers.

Stort tack till programstyrelsen för deras engagemang i projektet:

- Jenny Paulinder, Göteborg Energi Nät (ordförande)
- Emil Welin, Vattenfall Eldistribution
- Linus Hansson, Ellevio
- Geoffrey Jordaan, Svenska kraftnät
- Fredrik Andersson, Elinorr
- Magnus Brodin, Skellefteå Kraft Elnät
- Mattias Jonsson, Umeå Energi
- Hampus Halvarsson, Jämtkraft Elnät
- Stefan Undén, Öresundskraft
- Henric Johansson, Jönköping Energi Nät
- Fredrik Byström Sjödin, Installatörsföretagen
- Carl Johan Wallnerström, Ei (adj)

Tack även till referensgruppen som stöttat projektet och bidragit med erfarenheter; Arne Berlin, Vattenfall Eldistribution, Anders Einarsen Mälarenergi, Linus Hansson, Ellevio, Julius Lundqvist, Jönköping Energi, Mohammad Sabbouh, Göteborg Energi, Lars Skoglund, Ntricity, och Filippa Ström, Rejlers.

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

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

Stockholm i december 2024

Susanne Stjernfeldt

Energiforsk AB
Forskningsområde Elnät Vindkraft och Solel

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

Sammanfattning

Denna rapport har skrivits för att klarställa hur integration av energilager med batterier, även kallat batterilager, i elnätet kan hanteras gällande kravställning, anslutning och drift.

En farhåga gällande anslutning av batterilager är ofta hur spänningen påverkas vid snabba förändringar av batterilagrets ut/inmatning.

- De krav på spänningspåverkan som lämpligen tillämpas på batterilager bör vara samma som för distribuerad generering som behandlas i AMP. AMP föreskriver max 3% spänningsvariation vid anslutningspunkt som delas med andra kunder, och max 5% vid egen anslutningspunkt vid kabel och transformator.
- Studien visar på måttliga spänningsvariationer kring 1-2% såväl med stora batterilager på mellanspänningsnivå som distribuerade batterilager på lågspänningsnivå. Det som begränsar möjlig storlek på ett batterilager är snarare tillgänglig överföringseffekt, och inte spänningsvariationer.
- Vid behov av att hålla spänningsvariationerna särskilt låga är möjligheten mycket god att nyttja batterilagrens förmåga till reaktiveffekt reglering och på sätt spänningsreglera i anslutningspunkten. Även om växelriktare har generellt hög kapacitet för reaktiv effekt, är det fortfarande relativt ovanligt att batterilager används för detta ändamål idag.
- Förutom spänningens amplitud ändras även spänningsvinkeln snabbt i anslutningspunkten vid snabba inkopplingar av batterilagret och detta fenomen går inte att kompensera bort. Sådana vinkelskift kan orsaka elektromekaniska pendlingar av varierande amplitud hos synkronmaskiner (framförallt generatorer) beroende på vinkeln mot överliggande nät, närheten till generatorer och dess utmatade effekt. Detta bör tas hänsyn till i placeringen av batterilager och i anpassning av driften för att undvika driftproblem i kraftverken.
- Batterier är känsliga för kyla och deras kapacitet begränsas väsentligt av låga temperaturer. Denna begränsning kan dock helt reduceras om batteriutrymmena tempereras med kyla/värme efter behov. Dialoger med aktörer verksamma på marknaden indikerar på att det är standard att utrusta batterilager med klimatanläggningar. I förlängningen innebär det att kyla inte bör vara ett problem för kapaciteten i batterilagret.
- Batterilager kan vara en värdefull resurs för kraftsystemets stabilitet och utnyttjande och möjliggör både lagring och tillförsel av energi. Rätt designat är batterilager även en värdefull resurs för ödrift.

Nyckelord

batterilager, AMP, spänningsvariationer, reaktiva kompensering, simulering

Summary

This report has been written to clarify how integrating battery energy storage systems (BESS) in the power grid can be managed regarding requirements, connection, and operation.

A common concern regarding the connection of battery storage is how voltage is affected by rapid changes in the battery system's power input/output.

- The voltage impact requirements that should preferably be applied to battery storage systems are the same as those for distributed generation, as addressed in AMP. AMP specifies a maximum voltage variation of 3% at the connection point shared with other customers and a maximum of 5% at dedicated connection points with cables and transformers.
- The study shows moderate voltage variations of around 1–2%, both for large battery storage systems at medium voltage levels and for distributed battery storage at low voltage levels. The limiting factor for the size of a battery storage system is, instead, the available transfer capacity, not the voltage variations.
- When particularly low voltage variations are required, battery storage systems' capability for reactive power control can be effectively utilized to regulate the voltage at the connection point. Although inverters have a high capacity for reactive power, it is still relatively uncommon for battery storage systems to be used for this purpose today.
- In addition to voltage amplitude, the voltage angle at the connection point also changes rapidly during sudden activations of the battery storage system, and this phenomenon cannot be compensated for. Such angular shifts can cause electromechanical oscillations of varying amplitudes in synchronous machines (especially generators) depending on the angle relative to the upstream grid, the proximity to generators, and their output power. This should be considered in the placement of battery storage systems and operational adjustments to avoid operational issues in power plants.
- Batteries are sensitive to cold, and their capacity is significantly limited at low temperatures. However, this limitation can be entirely mitigated if battery storage facilities are temperature-controlled as needed. Discussions with market participants indicate that it is standard practice to equip battery storage systems with climate control systems. Consequently, cold temperatures should not pose a problem for battery storage capacity.
- Battery storage systems can be a valuable resource for power system stability and utilization, enabling both energy storage and supply. When properly designed, battery storage systems are also a valuable resource for islanded operation.

Innehåll

1	Inledning	9
2	Litteraturgenomgång – vilken spänningspåverkan är acceptabel?	10
2.1	AMP	10
2.1.1	Toleranser för batterier i lokalnät	11
2.1.2	Beräkningsformel enligt AMP	11
2.2	EN 50160	13
2.3	eifs 2023:3	13
2.3.1	Långsamma spänningsändringar	13
2.3.2	Kortvariga spänningssänkningar	13
2.3.3	Snabba spänningsändringar och kortvariga spänningssänkningar	14
2.4	Summering av kravbild	14
3	Stora batterilager	16
3.1	Spänningsvariationer i elnät	16
3.2	Förenklad beräkningsmetod	17
3.2.1	AMP-metod	17
3.2.2	Simulering	19
3.3	Reglering av spänning	21
3.3.1	Reaktiv kompensering	21
3.3.2	Lindningskopplare	21
3.4	Dynamisk simulering för stora batterilager	23
3.4.1	Inverkan av vinkelskift på närliggande generatorer.	23
3.5	Temperaturens påverkan på kapacitetsprognosen	25
4	Distribuerade batterilager	27
4.1	Beräkning av spänningsfall vid reaktiv kompensering	29
5	Rekommendationer	30
6	Referenslista	32

1 Inledning

En stor mängd initiativ kring flexibilitet pågår i Sverige med syfte att lokalt balansera elproduktion och elanvändning genom justeringar i elnätets konsumtions- och produktionsmönster och reducera påverkan från flaskhalsar och begränsningar i överliggande nät. En aktuell fråga, både för aktörer inom flexibilitetsmarknad och för elnätsbolagen är hur aktivering av flexibla resurser kan utformas för att optimera elkvaliteten och stärka nätets robusthet.

Med detta följer frågeställningen hur batterier kommer att påverka elnätet där de installeras. Rejlers/Solvina har fått förtroendet att utreda frågeställningar kring batterilager som flexibel resurs med ovanstående som bakgrund. Projektets syfte är att klargöra osäkerheter kring kravställning, anslutningsförfaranden och drift av flexibla resurser. Följande frågeställningar ska besvaras i studien:

- **Stora batterilager (>10 MW):** Vilken spänningspåverkan kan stora batterilager tillåtas orsaka? Hur påverkar snabba spänningsvariationer elkvaliteten för andra kunder? Hur påverkas kapacitetsprognos och leveranssäkerhet av kyla?
- **Mindre, aggregerade batterisystem:** Hur påverkas spänningsnivåer och risken för överbelastning beroende på kundsammansättning och styrsignalens typ?
- **Batterier i lokalnätet:** Kan batterilager användas för att hantera situationer där spänningen riskerar att överskrida gränsen på ± 3 % och därigenom bidra till elnätets stabilitet?

För att besvara dessa frågeställningar kommer projektet att genomföras i huvudsak enligt följande faser:

- Analys av krav på nätanslutningar samt specifikt batterilager.
- Intervju med aktörer verksamma på batterimarknaden.
- Modellering och simulering statiskt och dynamiskt av batterilagets påverkan på elnäten.
- Analys och rekommendationer till dimensionerande beräkning och tumregler.

2 Litteraturgenomgång – vilken spänningspåverkan är acceptabel?

Kraven på spänningsvariationer och hur olika objekt får påverka spänningen i anslutningspunkten till elnätet bestäms av både internationella och nationella standarder, branschrekommendationer och föreskrifter. Dessa dokument styr nivån på spänningsvariationer och specificerar gränser för spänningssänkningar och spänningshöjningar.

2.1 AMP

AMP (Anslutning av produktionsanläggningar till mellanspänningsnätet – Utgåva 5, oktober 2020) är en teknisk riktlinje från Energiföretagen som beskriver kraven och villkoren för att ansluta produktionsanläggningar till mellanspänningsnätet. Den innehåller praktiska råd och tekniska krav som både nätägare och ägare av produktionsanläggningar behöver följa. Riktlinjen tar även upp viktiga aspekter som skyddssystem, spänningskvalitet och beräkningsmetoder samt tar hänsyn till den ökande andelen förnybar energiproduktion. AMP är ett bra verktyg för att främja en effektiv integration av nya produktionskällor såsom solceller och vindkraftsparker.¹

Enligt AMP gäller att spänningsvariationerna orsakade av en enskild producent normalt inte får överstiga $\pm 3\%$ av den nominella spänningen vid anslutningspunkten för produktionsanläggning om anslutningen delas med andra kunder, och max 5% om anslutningen är enbart för den aktuella producenten. Detta innebär att nätägaren förväntas se till att produktionsanläggningen bidrar till en stabil drift, där spänningshöjningar och spänningssänkningar hålls inom dessa gränser. Kravet gäller under normala driftförhållanden och tar hänsyn till både kortvariga och långvariga spänningsvariationer.¹

AMP beskriver att enstaka snabba spänningsvariationer kan uppstå vid kopplingsåtgärder i elnätet, vid frånkoppling av produktion eller vid in- och urkoppling av last. Återkommande snabba spänningsvariationer kan också förekomma till följd av effektpulsationer som orsakas exempelvis av tornskugga från ett vindkraftverk. Det kan också inträffa vid otillräcklig styrning av energilagringssystem.

Utöver dessa snabba variationer är långsamma spänningsvariationer i elnätet en viktig aspekt att beakta, eftersom de uppstår som en följd av förändringar i lasten, vilket kan påverkas av årstid och tid på dygnet. Samma krav ställs på långsamma såväl som på snabba spänningsvariationer.¹

¹ AMP, Anslutning av produktionsanläggningar till mellanspänningsnätet – Utgåva 5, oktober 2020.

2.1.1 Toleranser för batterier i lokalnät

Rekommendationen är att till/frånkoppling av en produktionsanläggningens maximala effekt inte ska medföra större spänningsvariationer i nätet än de som anges i Tabell 1.¹

Tabell 1 Tillåtna spänningsvariationer vid frånkoppling av produktionsanläggningens maximala effekt (AMP - Utgåva 5, oktober 2020)

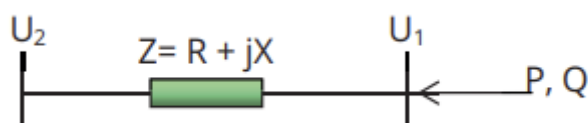
Maximal spänningsändring vid in- och urkoppling		Motsvarande förhållande mellan kortslutningseffekt och anslutningseffekt
I anslutningspunkten för den aktuella produktionsanläggningen	5 %	20 ggr
I sammankopplingspunkt med andra kunder	3 %	34 ggr

Kopplat till dessa toleranser anges vilken anslutningseffekt som kan godtas i relation till kortslutningseffekten i anslutningspunkten. Denna rekommendation är mycket grov och bortser helt från impedansernas resistiva och induktiva förhållande, X/R-kvot. Kvoten beräknas alltså baserat på lastimpedansens och nätimpedansens absolutbelopp och en spänningsdelning dem emellan.

Användning av denna rekommendation ger alltså felaktiga resultat, speciellt med rent aktiv effektproduktion i ett nät där kortslutningsimpedansen i huvudsak är induktiv. Därför behöver en bättre tumregel för detta ändamål eller mer detaljerade beräkningar, med hänsyn till fasvinklar.

2.1.2 Beräkningsformel enligt AMP

Figuren 1 nedan visar en impedansmodell för beräkning av snabba och långsamma spänningsvariationer.



Figur 1 Impedansmodell för beräkning av snabba och långsamma spänningsvariationer

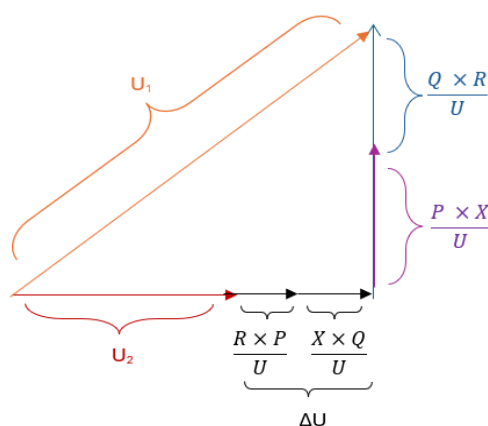
Spänningsnivåändringar beräknas enligt AMP med följande ekvation

$$\frac{\Delta U}{U_1} = \frac{R \times P + X \times Q}{U_1^2} \times 100\% \quad [\text{Ekv 1}]$$

- ΔU representerar skillnaden i spänning före och efter frånkoppling.
- Z Kortslutningsimpedansen i nätet utgörs av resistansen R och reaktansen X .
- Vid beräkningen beaktas den inmatade aktiva effekten (P) och den inmatade reaktiva effekten (Q).

- U_1 avser spänningen innan produktionsbortkopplingen, medan U_2 är spänningen efter produktionsbortkopplingen, det vill säga när P och Q är lika med noll.

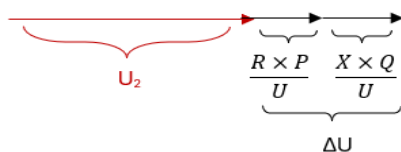
Denna formel tar bara hänsyn till den del av spänningsändringen som ligger i fas med spänningen U_1 och bortser från den komponent som är 90 grader fasförskjuten (tvärspanningsfall). Formeln är dock en god approximation för överslagsberäkning.



Figur 2 Visardiagram som visar hur den aktiva och reaktiva effekten påverkar spänningsfallet. Den förenklade formeln tar enbart hänsyn till den komponent som ligger i fas med U_2 , och försummar den 90 grader förskjutna delen.

Visardiagrammet som redovisas i Figur 2 används för att tydliggöra hur olika faktorer påverkar spänningsfallet och förstå sambandet mellan aktiva och reaktiva effekten. Det visas längre fram hur väl den förenklade formeln stämmer med verkligheten.

Figur 3 nedan illustrerar AMP-ekvationen i form av visardiagram som visar sambandet mellan de ingående parametrarna och hur dessa påverkar spänningen i nätet.



Figur 3 Visardiagram som redovisar AMP-ekvationen.

2.2 EN 50160

EN 50160 är en europeisk standard som beskriver de grundläggande egenskaperna hos spänningen i elnät för allmän distribution. Standarden definierar de kvalitetskrav som nätägare måste följa för att säkerställa att den levererade spänningen till slutkonsumenter håller en viss nivå och kvalitet. Den omfattar parametrar som spänningsnivåer, frekvens, spänningsvariationer, övertoner och andra faktorer som påverkar spänningskvaliteten.

Enligt EN 50160 orsakas spänningsändringar i matningsspänningen huvudsakligen av laständringar i elnätsanvändarnas installationer, av kopplingar i nätet eller av fel. Om spänningsnivån vid en förändring överstiger tröskelvärden för antingen spänningssänkning, spänningshöjning eller båda klassificeras det som en kortvarig spänningssänkning eller spänningshöjning snarare än en snabb spänningsändring.

Standarden anger att spänningsvariationerna i ett distributionsnät normalt ska hållas inom $\pm 10\%$ av den nominella spänningen U_n , med undantag för perioder av elavbrott.²

2.3 EIFS 2023:3

EIFS 2023:3 är en föreskrift från Energimarknadsinspektionen som reglerar de tekniska krav och driftsförhållanden som gäller för nätägare inom det svenska elnätet. Föreskriften innehåller regler och riktlinjer som säkerställer att överföringen av el håller en hög kvalitet. Den omfattar även tekniska krav och goda driftförhållanden som säkrar en stabil och pålitlig elförsörjning.

EIFS 2023:3 kategoriserar kortvariga spänningssänkningar och spänningshöjningar beroende på spänningsnivån och varaktighet i millisekunder. Tabellerna i föreskriften är uppdelade i två huvudkategorier, "God kvalitet" och "Inte god kvalitet", vilket avgör spänningskvaliteten vid olika spänningsfall och tider.³

2.3.1 Långsamma spänningsändringar

För långsamma spänningsvariationer ska effektivvärdet av spänningen mätt över tio minuters intervall ligga inom ett spann på 90–110% av den nominella spänningen, enligt bestämmelserna i EIFS 2023:3

2.3.2 Kortvariga spänningssänkningar

Tabell 2 nedan enligt EIFS 2023:3 gäller specifikt för referensspänningar upp till och med 45 kV i samband med kortvariga spänningssänkningar.

² SVENSK STANDARD, SS-EN 50160: Spänningens egenskaper i elnät för allmän distribution – Utgåva 5, 2023.

³ Energimarknadsinspektionen, EIFS 2023:3 – Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om krav som ska vara uppfyllda för att överföringen av el ska vara av god kvalitet, utgivare: Morén, G. (chefsjurist), 2023.

Tabell 2 Tillåtna spänningssänkningar vid referensspänningar upp till 45 kV (EIFS 2023:3)

Spänning, U [%]	Varaktighet, t [ms]					
	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$	$60000 < t$
$80 \leq U < 90$	God kvalitet					
$70 \leq U < 80$	God kvalitet					
$40 \leq U < 70$						
$5 \leq U < 40$					Inte god kvalitet	
$U < 5$					Inte god kvalitet	

- **Område för god kvalitet:**

Spänningssänkningar som ligger inom intervallet 70 – 90% av referensspänningen får vara upp till 500 ms för att betraktas som god kvalitet.

Om varaktigheten eller spänningsnivån överskrider dessa gränser klassificeras spänningssänkningen som inte god kvalitet. Drifhändelser hos olika anläggningar, inklusive batterilager, varar betydligt längre än 500 ms, varför det måste ses som att 90-110% spänning är det intervall som kan accepteras vid tillkoppling och frånkoppling.

2.3.3 Snabba spänningsändringar och kortvariga spänningssänkningar

För referensspänningar upp till och 45 kV gäller följande:

Det totala antalet spänningsförändringar, där den stationära spänningsändringen är $\geq 3\%$ av referensspänningen, samt antalet kortvariga spänningssänkningar som uppfyller krav för God kvalitet enligt Tabell 2 får inte överstiga 24 per dygn.

Det totala antalet spänningsförändringar, där den maximala spänningsändringen är $\geq 5\%$ av referensspänningen, tillsammans med antalet kortvariga spänningssänkningar i enlighet med området för God kvalitet enligt Tabell 2 får inte heller överstiga 24 per dygn.

2.4 SUMMERING AV KRAVBILD

I denna sammanställning har krav på spänningspåverkan granskats enligt tre centrala standarder: AMP, EN 50160 och EIFS 2023:3 och utifrån dessa summerats vilket värde av spänningspåverkan som är acceptabelt för att säkerställa en stabil elförsörjning.

Både EN50160 och EIFS 2023:3 sätter kraven på långsamma spänningsvariationer till intervallet 90 – 100 % av nominell spänning, och detta anses vara generellt giltigt för alla typer av drifhändelser som sker i ett kraftsystem.

När det gäller påverkan från en enskild produktionsanläggning eller producent är det andra gränser som gäller då hela det tillåtna spannet ej kan tillåtas tas upp av en aktör i nätet. Enligt AMP bör spänningsvariationerna inte överstiga $\pm 3\%$ vid delad anslutningspunkt och 5% vid egen anslutningspunkt av den nominella spänningen vid anslutningspunkter för produktionsanläggningar.

Utifrån dessa tre föreskrifter kan vi dra slutsatsen att värdet för acceptabel spänningspåverkan i elnätet bör definieras med AMP krav på $\pm 3/5\%$ spänningsvariation som grund, i kombination med EIFS 2023:3 kvalitetsintervall för antal kortvariga sänkningar och höjningar över dessa nivåer.

3 Stora batterilager

Stora batterilager ansluts oftast till högspänningsnät från 10kV och uppåt. Vid 10kV-anslutningar sker anslutning oftast i nära anslutning till mottagningsstationer med matande regionnät, och/eller nära produktionsanläggningar. Till gruppen stora batterienergilagrar kan räknas storleken 10 MW anslutningseffekt och uppåt.

Många batterilager installeras idag primärt för att erbjudas till SVKs stödtjänster. Detta innebär att de på en frekvensändring mycket hastigt kommer att mata ut eller konsumera effekt upp till sin maximala kapacitet.

Detta ger upphov till en höjning/sänkning av spänningens amplitud men också en ändring av spänningens vinkel. Frågan är hur stora dessa ändringar blir och vad som är acceptabelt. Slutligen, kan dessa anläggningar bidra till att förbättra situationen?

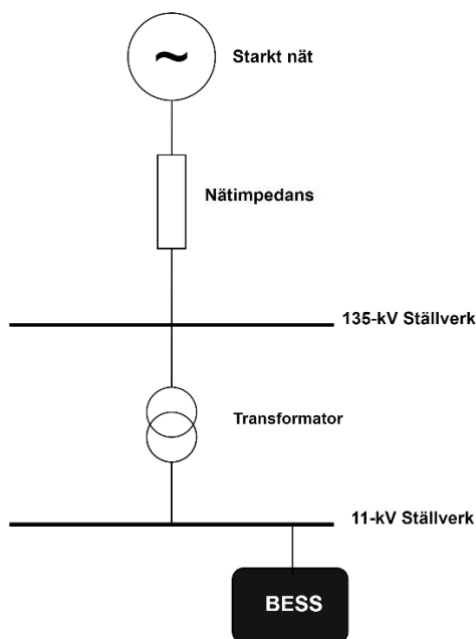
3.1 SPÄNNINGSVARIATIONER I ELNÄT

Spänningsvariationer i elnätet påverkas av både produktion och konsumtion. Ett batterilager beter sig endera som en producent vid utmatning eller som en last vid konsumtion (laddning). I ett scenario med batterilager kan två extremfall uppstå, liknande de som observeras vid förnybara energikällor som vindkraft. Till exempel:

- Maximal utmatning från batteriet och låg konsumtion i nätet, vilket kan orsaka en spänningshöjning i systemet.
- Laddning av batteriet och hög konsumtion i nätet, vilket ger ett spänningsfall.

Här fokuseras på fall där batterilagret antas mata ut maximal effekt från ett normalläge med nominell spänning i nätet. Vid tillämpning av Fast Frequency Response (FFR) tjänster blir batteriets respons på snabba frekvensändringar i elnätet extra viktig. Vid aktivering av FFR kan batteriet snabbt växla mellan att in- och utmatning vilket skapar spänningsvariationer. I denna studie har en jämförelse gjorts mellan den förenklade formeln för spänningsfall och simuleringar där nätets impedanser beaktas, för att visa på storleksordningen av spänningsvariation och utvärdera den förenklade formeln i AMP.

Resonemanget utgår från en förenklad modell av systemet för att möjliggöra en tydligare analys. Se Figur 4 för en illustration av elnätsmodellen, där nätets struktur och de spänningsnivåer som används i beräkningarna framgår.



Figur 4 Elnätsmodell för beräkningar

3.2 FÖRENKLAD BERÄKNINGSMETOD

Handberäkningen enligt formeln AMP används först för att få en översiktlig och snabb uppskattning av spännings-variationerna under olika driftfall. Med hjälp av [Ekv 1] kan man bedöma spänningens förändring utifrån kända parametrar såsom inmatad effekt, nätets kortslutningsimpedans, och den initiala spänningen. Detta ger en grundläggande förståelse för nätets beteende vid olika driftförhållanden.

3.2.1 AMP-metod

Tillvägagångsätt för beräkning av spänningsfall

- **Elnätsbeskrivning**

Systemet består av ett batteri som leverera en aktiv effekt på 10 MV, anslutet till ett 11 kV-nät via en 12 MVA transformator. Nätet matas från ett starkt 135 kV-nät, se Figur 4 för elnätsmodell

- **Nätimpedans**

Givet impedanserna för 135 kV-nätet motsvarande $S_k=2500$ MVA:

- $R_{k(135)}= 1,9 \text{ } (\Omega)$
- $X_{k(135)}= 11,7 \text{ } (\Omega)$

Dessa impedanser måste omvandlas till motsvarande impedanser på 11-kV sidan för att möjliggöra beräkningen av spänningsfallet. Omvandling utförs med följande formel

$$R_{k(11)} = R_{k(135)} \times \left(\frac{11}{135}\right)^2 = 0,013 \Omega \quad [\text{Ekv 2}]$$

$$X_{k(11)} = X_{k(135)} \times \left(\frac{11}{135}\right)^2 = 0,078 \Omega \quad [\text{Ekv 3}]$$

- **Transformatordata**

Transformatorns data används för att beräkna dess resistans och reaktans på 11-kV sidan. Den 12 MVA transformatorn har följande specifikationer:

- Spänning: 135/11 kV
- Resistans: $r_u = 0,01$ p.u.
- Reaktans: $x_u = 0,1$ p.u.

Resistansen i per-unit omvandlas till Ω enligt formeln:

$$R = r \times Z_k \quad [\text{Ekv 4}]$$

Där Z_k representerar den nominella impedansen och beräknas med hjälp av den nominella spänningen $U_n = 11$ kV och skenbara effekten $S_k = 12$ MVA

$$Z_k = \frac{U_n^2}{S_k} (\Omega) = 10,08 \Omega \quad [\text{Ekv 5}]$$

- **Total impedansberäkning**

Den totala resistansen R_{tot} och reaktansen X_{tot} beräknas genom att summera de omvandlande nätimpedanserna och transformatorimpedanserna:

$$R_{tot} = R_{11} + R_{transformator} = 0,013 + (10,08 * 0,01) = 0,11 \Omega \quad [\text{Ekv 6}]$$

$$X_{tot} = X_{11} + X_{transformator} = 0,077 + (10,08 * 0,1) = 1,09 \Omega \quad [\text{Ekv 7}]$$

- **Spänningsfall**

Spänningsfallet beräknas sedan utifrån den totala impedansen och den aktiva effekten ($P = 10$ MW) som levereras av batteriet. Reaktiv effekt Q antas vara noll. Med en spänning på 11 kV blir spänningsfallet ca. 1% enligt [Ekv 1] (AMP, 2015):

$$\Delta U = \frac{R_{tot} \times P + X \times Q}{U} \times 100\% = \frac{0,11 \times 10 \text{ MW} + X \times 0}{11 \text{ kV}} \times 100\% = 1\%$$

Observera att reaktansen X har försvunnit i denna beräkning enligt [Ekv 1], vilket beror på att den reaktiva effekten Q är noll.

3.2.2 Simulering

I mer komplexa nät blir spänningsvariationerna svåra att förutse med handberäkningar, särskilt när flera produktionskällor är anslutna och energilager, som batterier, används. I sådana fall krävs användning av mer avancerade verktyg. Simpov är ett program som är speciellt utvecklat för att simulera och analysera statiska och dynamiska förlopp i kraftsystem. Simpov gör det möjligt att göra detaljerade analyser av hur nätets stabilitet och spänningskvalitet påverkas av olika händelser, med hänsyn till nätets alla egenskaper, impedanser, kapacitanser, transformatorer med mera. Programvaran kan också hantera modelleringen av driftscenarier, vilket är nödvändigt för att säkra efterlevnad av reglerna, såsom EIFS 2023:3, så att spänningsvariationerna hålls inom acceptabla gränser.

De flesta beräkningsmoduler i dokumentations- och datainsamlingsystem, NIS-system (Network and Information Systems), har mycket begränsade möjligheter till korrekta systemsimuleringar, både av grundläggande belastningsfördelning och inte minst dynamik.

Statisk simulering för stora batterilager

Lastflödesberäkning används för att analysera hur eleffekten fördelas i ett nät under normala driftförhållanden och hur spänningens amplitud samt vinkel blir. Denna simulering är ett statiskt steg, vilket innebär att vi inte har beaktat tidsberoende förändringar eller dynamiska effekter såsom svängningar eller störningar i nätet.

I detta arbete utförs belastningsfördelningsberäkning på det enkla exemplet som används i handberäkningen av ett batterilager för att erhålla en jämförelse och utvärdering av den förenklade metoden i AMP.

Till skillnad från handberäkningen tar Simpov hänsyn till reaktansen X och spänningsfallet i "tvärled". Totalt genomfördes två simuleringar för varje resistansvärde i p.u. Den första simuleringen utfördes innan batterilagringssystemet (BESS) kopplades in, med $P = 0$ MW, medan den andra simuleringen utfördes efter inkoppling av batterilager, där $P = 10$ MW.

Samtliga resultat för spänningsfallet vid handberäkning och simulering redovisas i Tabell 3. Transformatorresistansen $r = 0,01$ p.u. resulterar i en spänningsökning på 1,4 %. Detta resultat är 40% högre än med den förenklade formeln och i detta fall har reaktansen som är en tiopotens högre än resistansen en betydande inverkan. I fall där skillnaden mellan reaktans och resistans är mindre blir också skillnaden mindre.

För att visa på skillnaden vid högre kvot R/X beräknas spänningshöjning vid transformatorresistansen $r = 0,03$ p.u. och då ökar spänningsfallet till 3%.

Tabell 3 Resultat för spänningsförändring vid handberäkning och simulering

Scenario	Transformatorresistans (p.u)	Spänningshöjning (%)	
		Handberäkning	Simpov
Med batterilager (P = 10 MW)	0,01	1%	1,4%
	0,03 (bara för jämförelse)	2,6%	3%

Med den högre resistansen skiljer simuleringsresultatet bara 15% mot den förenklade metoden vilket bekräftar orsaken till skillnaden.

Slutsatsen är att den förenklade metoden är bra som indikation, och om ett påslag på 50% görs är man i de flest fall på säkra sidan, även med hög R/X-kvot.

En ytterligare förenkling kan vara att bortse helt från överliggande nät och bara räkna med transformatorns resistans. I exemplet blir spänningshöjningen då 0,8% vilket också är ganska nära fallet med nätet. Det är alltså transformatorn som nästan helt avgör spänningshöjningens storlek, åtminstone vid anslutning till starka regionnät.

Ytterligare en observation är att trots att transformatorn i det enkla exemplet lastas nästan fullt av batterilagret blir spänningshöjningen bara hälften av vad AMP anger som godtagbart (3%).

Tumregeln i Tabell 1 som säger att $S_n/S_k < 34$ för att klara 3% spänningspåverkan hade medfört ett största batterilagret på 3,5 MW, som i verkligheten bara hade gett <0,6% spänningspåverkan. Denna regel är alltså inte vidare tillämplig. I nät med högre andel resistans blir den mindre fel men bör ändå omarbetas.

3.3 REGLERING AV SPÄNNING

Reglering av spänning i elnätet är avgörande för att säkerställa en effektiv drift. Spänningen hålls normalt av generatorer och transformatorers lindningskopplare. Av någon anledning tycks det inte vara vanligt att batterilager förväntas tillhandahålla förmågan att reglera spänningen, vilket är synd.

Detta kapitel analyseras två olika sätt för spänningsreglering, genom reaktiv kompensering med batterilagret självt och användning av lindningskopplare. Lindningskopplare hjälper till att hålla spänningen stabil i nätet vid långsamma spänningsvariationer orsakade av lastvariationer i näten.

3.3.1 Reaktiv kompensering

För att analysera spänningsfallet vid reaktiv kompensering har både handberäkning och simulering genomförts. Beräkningen av spänningsfallet baseras på [Ekv 1] enligt AMP:

$$\frac{\Delta U}{U_1} = \frac{R \times P + X \times Q}{U_1^2} \times 100\%$$

Där $R \times P$ representerar den resistiva delen av spänningsfallet och $X \times Q$ den reaktiva delen. Det kan här inses att om Q ges ett negativt värde kan spänningsfallet orsakat av P minskas eller helt elimineras. Det är detta som nyttjas vid användning av kondensatorbatterier genom att reaktiv effekt matas ut i nätet vid hög last/låg spänning och därmed motverkar spänningsfallet. Ett batterilager har utmärkta möjligheter att variera reaktiv effekt både induktivt och kapacitivt och kan därför reglera spänningen i sin anslutningspunkt.

I fallet med reaktiv kompensering där ett spänningsfall ΔU på noll eftersträvas blir $R \times P = -X \times Q$. Den reaktiva effekten Q beräknades genom omformulering av [Ekv 1] till:

$$Q = -\frac{R \times P}{X}$$

Detta gav en reaktiv effekt på 0,59 MVar förbrukning (induktivt).

För att verifiera handberäkningen genomfördes även en simulering i Simpow (se Kapitel 3.2), både före och efter inkoppling av batterilager (BESS). Vid en aktiv effekt $P = 10 \text{ MW}$ och en spänning $U = 11 \text{ kV}$ erhöles en reaktiv effekt Q på 1,01 MVar och ett spänningsfall på 0%.

En mycket måttlig reaktiv effekt på ca 1MVar krävs alltså för att kompensera bort ett spänningsfall orsakat av aktiv utmatning på 10MW. Det bör övervägas att kravställa spänningsreglering på stora batterilager för att minimera spänningsvariationerna.

3.3.2 Lindningskopplare

Lindningskopplare har till uppgift att hålla spänningen på sekundärsidan konstant oberoende på variationer i nätets effekttransport. Frågan är om dessa lindningskopplare kan nyttjas för att kompensera för spänningsvariationer orsakade av batterilager.

Vattenfall Eldistribution har tillfrågats om typiska inställningar för lindningskopplare och följande har erhållits:

- Lindningskopplare har ett normalt reglerområde på 8 steg upp eller 8 steg ned, där ett steg motsvarar cirka 1,67%. För att säkerställa stabil drift rekommenderas ett dödband som sätts till 1,5x1,67%.
- Tidsfördröjning för lindningskopplare är normalt en konstant tid och anges mellan 30 och 90 sekunder, beroende på spänningskedjans konfiguration. Den kortaste tiden tillämpas vid högsta spänning, med 30 sekunder för 130/49 kV och 60 sekunder. För konfiguration 130/10 kV är det preliminärt antaget att tidsfördröjning är 30 sekunder, men detta bör bekräftas i den specifika selektivplanen för det aktuella fallet.

Lindningskopplare är designade för att justera spänningen i nätet vid långsamma eller gradvisa förändringar, vilket gör dem mindre effektiva vid snabba förlopp såsom de som kan ses vid inkoppling eller urkoppling av ett batterilager (BESS). Tidsfördröjning på 30–90 sekunder gör att lindningskopplarna inte hinner reagera inom tidsramen för snabba spänningsförändringar som batterilager orsakar. Vid kortvariga variationer är det därför fördelaktigt att hålla lindningskopplare inaktiv för att undvika att omställningar fördröjer spänningens återställning.

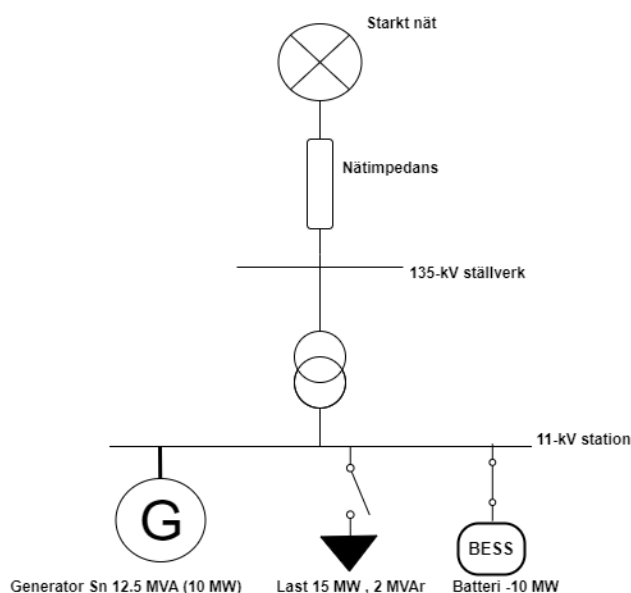
Vid ett eventuellt fel, till exempel om batterilager plötsligt kopplas ur, skulle spänningsfallet bli mer långvarigt och då kan lindningskopplaren behöva agera. I det här fallet om tidsfördröjning är rätt inställd, kan lindningskopplaren bidra till att återställa spänningen till en stabil nivå och minska risken för större störningar i nätet.

3.4 DYNAMISK SIMULERING FÖR STORA BATTERILAGER

3.4.1 Inverkan av vinkelskift på närliggande generatorer.

I det fall där ett batterilager installeras nära ett kraftverk med synkrona kraftproduktionsmoduler så kommer det vinkelsskift som en hastig utmatning eller konsumtion att orsaka pendlingar hos de anslutna generatorerna. Speciellt stödtjänsten FFR ger ett nästan momentant vinkelsskift.

Om tidigare använd modell kompletteras med en synkrogenerator och en dynamisk simulering görs av en stegvis utmatning av effekt så framgår vad som händer. Det bör tillses att given störning kan hanteras, att synkronmaskiner och turbiner tål det, och att skydd inte löser obefogat. Se Figur 5 för elnätmodellen som används vid den dynamiska simuleringen.



Figur 5 Elnätmodell som används vid dynamisk simulering

Två huvudfall undersöka i simuleringen:

1. Stegvis effektförändring

Här kopplas en mekanisk maskin, i detta fall en generator på 10 MW och 12,5 MVA in samtidigt som ett batteri momentant går från 0 MW till 10 MW. Detta scenario simuleras både med och utan en last på 15 MW och 2 MVAr.

2. Verklighetsbaserat fall - ramp

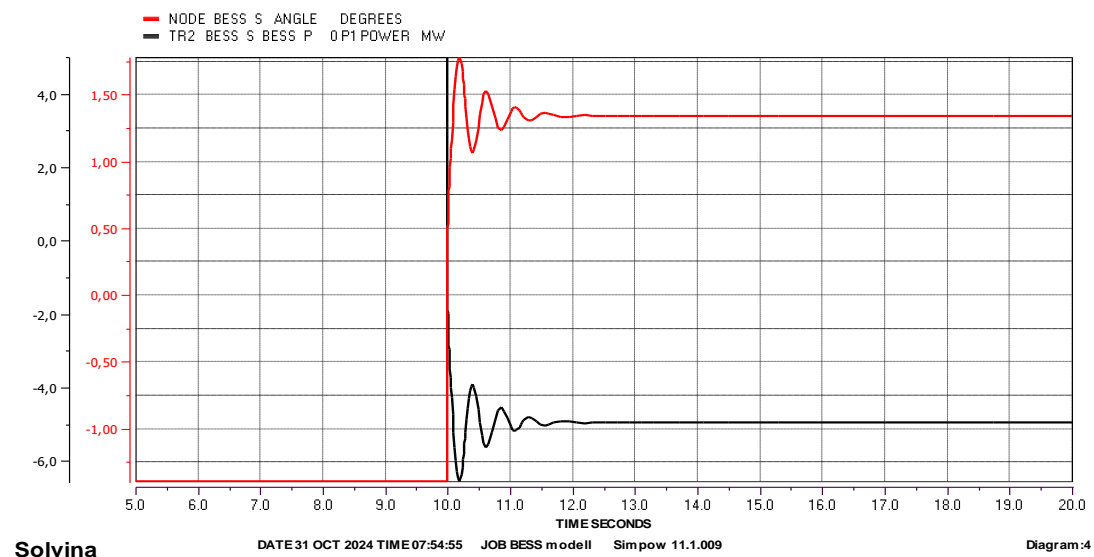
Detta scenario speglar hur stödtjänsten FFR fungerar i praktiken, där effekten ökar gradvis under 0,7 sekunder från 0 till 10 MW (motsvarande 0,07 s per MW). Simuleringen kommer att undersökas både med och utan last.

Grafen i Figur 6 visar resultatet för stegvis effektändring, där fasvinkeln (i grader) för batterilager förändras momentant vid en inkoppling av batterilager

Analys av fasvinkeln förändring visar en total fasvinkelförändring (Δ vinkel) på 2,74 grader. Denna förändring speglar hur mycket systemet har behövt justera sig för att återfå en stabil fas efter den plötsliga effektändringen.

Efter inkoppling syns tydliga pendlingar i fasvinkeln som ganska snabbt dämpas och systemet stabiliseras. Vinkelpendlingarna beror i sin tur på att synkrogeneratorn genom vinkelskift kommer i obalans och därefter ställer in sig efter den nya vinkeln. Detta startar en elektromekanisk pendling hos generatorm när den justerar in sig på nytt, och pendlingen dämpas sedan ut.

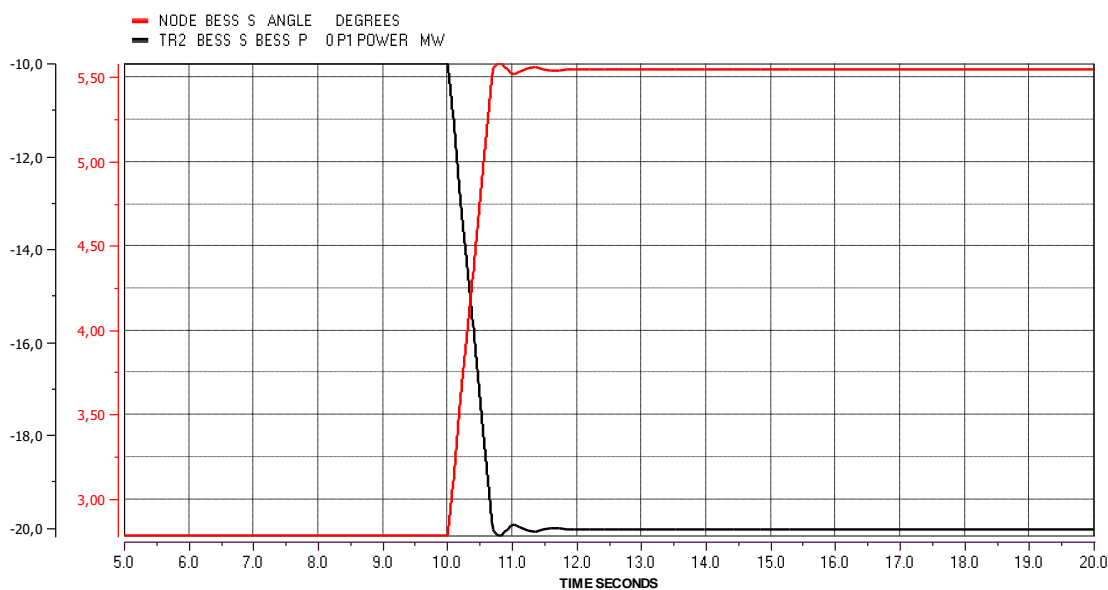
Det kan konstateras att effekten hos synkrogeneratorn erhåller en effektpendling topp-topp på 3 MW. Vilket utgör ca. 30% av generatorns märkeffekt.



Figur 6 Simulering för stegvis effektändring med last

I verkligheten ändras normalt inte effekten momentant, utom vid tripp. Den snabbaste av stödtjänsterna kräver en ramp på ca. 0,7 s som lägst och det är då intressant att se hur en sådan ramp påverkar systemet.

Samma system som innan studerades med en simulerad ramp från batterilager på 0,7s enligt Figur 7. Det kan då noteras att samma vinkelskift sker men då den inte ändras momentant blir påverkan på synkrogeneratorn mindre och efterföljande pendling blir mycket mindre än vid en momentan effektändring.



Figur 7 Simulering för verklighetsbaserad fall - ramp utan last

Under rampperioden, mellan ungefär 10 och 10,7 sekunder sker en gradvis ökning av effekten. Fasvinkeln justeras i samband med effektförändring, men eftersom förändringen sker över tid snarare än momentant, blir fasvinkelförskjutningen mer dämpad. Detta betyder att påverkan på synkrogeneratorerna minimeras eftersom fasvinkeln inte ändras abrupt.

Effektpendlingarna som normalt orsakas av snabba effektförändringar är också betydligt reducerade i detta fall. Det syns tydligt i svarta kurvan där pendlingarna efter rampökningen är mindre uttalade än de skulle vara vid en plötslig effektförändring. Den mjuka rampen minskar därmed belastningen på synkrogeneratorerna och bidrar till ökad stabilitet i systemet.

Vid installation av stora batterilager intill synkrona produktionsanläggningar bör det säkerställas att pendlingar inte orsakar problem för generatorerna. Vid hög överföringsvinkel mot elnätet och snabb och frekvent effektvariation från batterilagret uppstår pendlingar som kan vara bekymmersamma. En enskild pendling behöver inte vara något problem men om de kommer ofta kan det medföra mekanisk utnötning av ingående maskiner, växlar och dylikt.

3.5 TEMPERATURENS PÅVERKAN PÅ KAPACITETSPROGNOSEN

Temperaturens påverkan på kapacitetsprognosen och leveranssäkerheten grundas i dialoger med aktörer på den svenska marknaden. Kyla har en betydande inverkan på batteriets kapacitet och prestanda, främst genom att reducera effektiviteten i de kemiska reaktionerna i batteriet. Vid låga temperaturer ökar elektrolytens viskositet, vilket innebär att de elektriska laddningarna rör sig långsammare. Detta resulterar i lägre kapacitet och minskad laddningsförmåga, samt en snabbare urladdning som en konsekvens av den ökade inre resistensen.

För att motverka kapacitetsminskning orsakade av för låga temperaturer har många batterisystem ett isolerat batteriskal med värme-, kylnings-, eller ventilationssystem som hjälper till att hålla temperaturen inom ett optimalt intervall, oftast runt 20°C, vilket även minimerar degradering. Om temperaturen sjunker för mycket har vissa batterier säkerhetsfunktioner som begränsar urladdning för att i förlängningen skydda systemet. Det finns emellertid lösningar som möjliggör drift vid ännu lägre temperaturer, däribland "cold packages".

Eftersom prestandan på batteriet varierar med temperaturen, blir det svårare att exakt förutsäga hur mycket energi ett batteri kan leverera under kalla förhållanden. Detta gör att kapacitetsprognosen påverkas negativt och komplicerar planeringen av energiförsörjningen. Flexibiliteten minskar eftersom systemet måste ta hänsyn till temperaturberoende prestanda och eventuella begränsningar på både in- och urladdning i mycket kalla miljöer.

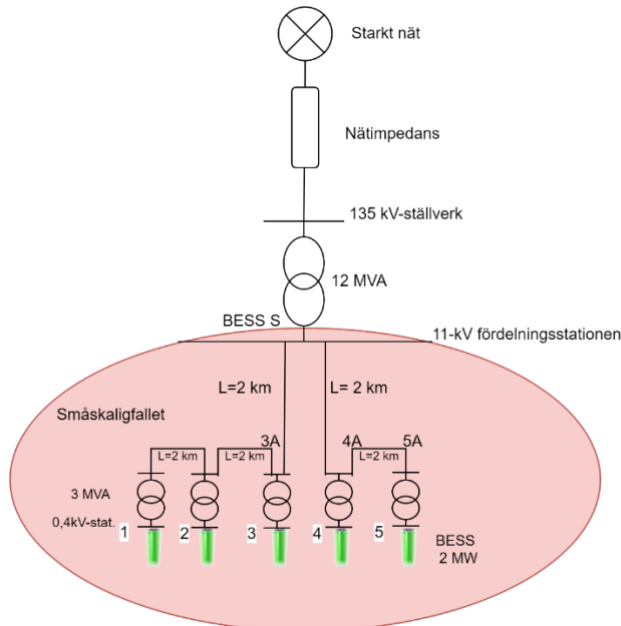
För att säkerställa leveranssäkerhet under kalla förhållanden måste batterisystemen vara utrustade med uppvärmningssystem eller andra åtgärder för att bibehålla effektiviteten. Om systemet inte är rätt utrustat för att hantera låga temperaturer, riskeras en reducerad kapacitet, vilket kan leda till oförutsedda energibortfall. Med korrekt designade batterisystem kan leveranssäkerheten dock bibehållas trots de kalla förhållandena.

Sammanfattningsvis påverkar kyla stora fristående batteriers utan klimatanläggning kapacitet genom att minska deras energileverans på grund av ökande viskositet och inre resistens. Detta gör det svårt att förutsäga hur batterierna presterar under kalla förhållanden, vilket påverkar både kapacitetsprognoser och systemets flexibilitet. Leveranssäkerheten kan dock säkerställas genom användning av isolerade system, värmehantering och eventuella tillägg för att hantera extrema temperaturer.

4 Distribuerade batterilager

I detta avsnitt studeras ett distributionsnät för att besvara frågan hur aggregerade små batterilager påverkar spänningen i nätet jämfört med ett stort som ligger längre upp i nätet. Fokus ligger på att utvärdera dessa effekter beroende på kundsammansättning och typen av styrsignal.

Tidigare enkla nät utökat med kabelnät och transformatorer till 0,4 kV studeras. Nätet består av en 11 kV fördelningsstation som förser 5 lokala stationer med 0,4 kV. Varje station är utrustad med en transformator på 3 MVA, med en resistans på $r_u=0,01$ p.u. och en reaktans $x_u=0,1$ p.u., samt batterilager med en kapacitet på 2 MW, vilket ger en total kapacitet på 10 MW för alla 5 stationer. Den ena matningen i nätet har en total kabellängd på 6 km, där varje station är placerad med 2 km mellanrum, medan den andra matningen har en total längd på 4 km, även här med 2 km mellan stationerna. Kablarna i nätet är av typen 22 kV-mv-XLPE-Aluminium 3-Core Type 3 A, med ledarresistans $R=0,130$ ohm/km och Reaktans $X=0,095$ ohm/km. Se Figur 8 för elnätmodellen som används i simuleringen. De distribuerade batterilagren, som ändå är att betrakta som relativt stora, representerar en sammanlagring av exempelvis 200st 10kW villabatterier på 0,4kV-nivån. Alla batterilagren antas starta utmatning momentant på en gemensam signal om aktivering av FFR.



Figur 8 Elnätsmodell för ett distributionsnät

För att analysera spänningsfallet ΔU för stationerna batterilager 1 till batterilager 5 samt batterilager S kan vi titta på de värden som presenteras i Tabell 4 enligt resultatet från simuleringen.

Tabell 4 Resultat för samtliga stationer enligt simuleringen

Station	Spänning (U_{kv})	Aktiv effekt (P_{MW})	Reaktiv effekt (Q_{Var})	Spänningsfall (ΔU)
Bess 1	0,4	2	0	2,67%
Bess 2	0,4	2	0	2,27%
Bess 3	0,4	2	0	1,48%
Bess 4	0,4	2	0	1,09%
Bess 5	0,4	2	0	1,49%
Bess S	11	10	-1,56	-0,2%

Beräkningar i Simpow är utförda för att bestämma spänningen före och efter inkoppling av samtliga batterilager samtidigt. Dessa simuleringar tar hänsyn till dimensionering och hur spänningen påverkas av att flera batterilager samverkar i nätet. På sekundärsidan av fördelningsstationens 11 kV transformator tas den sammanlagda effekten från de fem batterilagren in med en total effekt på 10 MW. Noterbart att den reaktiva effekten vid stationen Bess S är negativ eftersom reaktiv effekt förbrukas i underliggande nät. Detta leder till en spänningsminskning till skillnad från de övriga underliggande stationer där den reaktiva effekten är noll.

Scenariot där samma effekt (10 MW) levereras från ett enda stort batterilager ökade spänningen med 1,4% på grund av den höga aktiva effekten och. Med distribuerade batterilager uppstår i stället en reaktiv förbrukning vilket resulterar i en spänningsminskning motsvarande reaktiv kompensering på -0,2%, där reaktiv kompensering erhålls "på köpet". Spänningsvariationerna i 0,4kV-nätet håller sig inom kravet på 3% spänningsvariation trots avsaknad reaktiv kompensering och trots en hög koordinerad utmatning.

4.1 BERÄKNING AV SPÄNNINGSFALL VID REAKTIV KOMPENSERING

Vid tillämpning av spänningsreglering med reaktiv kompensering på batterilagren som visas i Tabell 5, erhålls inget spänningsfall för stationerna batterilager 1 till batterilager 5.

Tabell 5 Resultat för samtliga stationer vid reaktiv kompensation enligt simuleringen

Station	Spänning (U_{kv})	Aktiv effekt (P_{MW})	Reaktiv effekt (Q_{VAR})	Spänningsfall (ΔU)
Bess 1	0,4	2	-0,56	0
Bess 2	0,4	2	-0,45	0
Bess 3	0,4	2	-0,25	0
Bess 4	0,4	2	-0,16	0
Bess 5	0,4	2	-0,28	0
Bess S	11	10	-2,66	-1,13

På samlingsskenan vid transformatorns sekundärsida erhålls nu en större spänningssänkning än utan reglering men fortfarande väl inom 3%-gränsen.

Det kan konstateras att påverkan på samlingsskenan blir lite omvänd vid distribuerade batterilager jämfört med ett stort på samlingsskenan, men spänningsvariationerna är mycket begränsade även med höga batterieffekter.

Spänningsreglering kan med fördel användas, men då total kompensering på en nivå i nätet ger större påverkan längre upp kan det övervägas att implementera reglering med någon statik, eller anpassad Q/U-kurva.

Dessa enkla exempel täcker naturligtvis inte in alla tillämpningar som kan förekomma, men ger indikationen att påverkan på spänningen troligen inte blir det begränsande, utan snarare kapaciteten på kablar och transformatorer.

5 Rekommendationer

Detta avsnitt ger sammanfattande rekommendationer kring tre viktiga aspekter: bedöma spänningspåverkan enligt AMP, resonera hur batterilager-placering nära synkrongenerator kan påverka nätets stabilitet samt att optimera reglering av både spänning och reaktiveffekt.

1. AMP och kravbild

- Förenklade metoden (AMP ekvation) för beräkning av spänningspåverkan är effektiv för att ge en snabb indikation om spänningsförändringar.
- Ett påslag på 50% till det beräknade värdet fungerar som en tumregel för att säkerställa att spänningsvariationer hålls inom säkra gränser, även vid hög R/X-kvot
- AMP-kravet på $\pm 3/5\%$ definierar acceptabla nivåer för spänningsvariationer.
- Vid starka regionnät kan förenklingar görs genom att endast ta hänsyn till transformatorns resistans och bortse från det överliggande nätet, då transformatorn i dessa fall är avgörande för spänningshöjnings storlek.

2. Påverkan på spänning vid aktivering av batterilager

Analysen av batterilager, oavsett om det är enstaka stora eller många mindre som aggregeras visar att spänningen påverkas mycket måttligt. Det är snarare maximal ström som sätter gränsen för batterilagers storlek.

3. Möjlighet till spänningsreglering

Inställda tidsfördröjningar på 30–90 sekunder gör att lindningskopplare inte reagerar tillräckligt snabbt på de kortvariga spänningsvariationer som batterilager kan orsaka. Vid kortvariga variationer är det fördelaktigt att hålla lindningskopplare inaktiv för att undvika fördröja omställningar.

Spänningsreglering med batterilager är en utmärkt möjlighet att minimera påverkan på nätet och dess kunder. Nätbolag rekommenderas därför att kravställa den funktionen vid anslutningar av nya batterilager.

Spänningsreglering rekommenderas även för distribuerade mindre anläggningar, men det bör övervägas en avvägd Q/U-kurva snarare än ren spänningsreglering med hänsyn till påverkan högre upp i systemet.

Lindningskopplare har små möjligheter att hantera spänningsvariationer orsakade av batterilager. Inställda tidsfördröjningar på 30-90 sekunder gör att lindningskopplare inte reagerar tillräckligt snabbt på de kortvariga spänningsvariationer som batterilager kan orsaka. Vid kortvariga variationer är det fördelaktigt att hålla lindningskopplare inaktiva för att undvika upprepade kopplingar upp och ner.

4. Placering av stora batterilager i förhållande till synkrongeneratorer

När batterilager placeras nära ett kraftverk med synkrongeneratorer påverkas den dynamiska stabiliteten i nätet. Vid hastiga effektförändringar, särskilt när stödtjänster som FFR aktiveras, uppstår snabba vinkelskift. Detta kan leda till pendlingar i anslutna generatorer.

Det rekommenderas att påverkan på spänningsvinkeln analyseras vid placering av batterilager elektriskt nära befintliga produktionsanläggningar.

Det bör säkerställas att drifhändelser och trippar hos batterilagret inte påverkar skyddsinställningar och slitage hos kraftverkets roterande maskiner.

6 Referenslista

- [1] AMP. 2020. *Anslutning av produktionsanläggningar till mellanspänningsnätet – Utgåva 5*. Oktober
- [2] SVENSK STANDARD. SS-EN 50160, *utgåva 5:2023 Spänningens egenskaper i elnät för allmän distribution*.
- [3] Energimarknadsinspektionens. 2023. EIFS 2023:3 – *Energimarknadsinspektionen föreskrifter och allmänna råd om krav som ska vara uppfyllda för att överföringen av el ska vara av god kvalitet*. Utgivare: Morén, G. (chefsjurist).

BATTERILAGER OCH FLEXIBILITET

Rapporten beskriver hur stora och små batterilager påverkar spänningen vid effektutmatning. En maximal spänningsförändring på 3 % eller 5 % från ett batterilager bör enligt Energiföretagens dokument AMP utgöra gränsen för acceptabel påverkan på spänningen. De tumregler som presenteras i AMP kan dock ge en missvisande bild av nätets förmåga att hantera installationen av batterilager och bör därför användas med försiktighet. I de flesta fall är det inte spänningsförändringar som är begränsande utan ledningsnätets överföringskapacitet.

Vid placering av batterilager nära en synkron produktionsanläggning kan effektpendlingar uppstå på grund av vinkelskift som genereras vid snabb effektutmatning. Detta fenomen bör beaktas vid sådana installationer. Vid behov av särskilt små spänningsvariationer kan batterilagrets förmåga till reaktiv effektkompensering användas som ett effektivt verktyg för spänningsreglering.

Slutsatserna och metoderna som presenteras i denna rapport har studerats med liknande resultat både för stora batterilager och för många små distribuerade batterilager i lokalnät. Dessutom har studier utförts kring temperaturens påverkan på batterilagrens effektutmatningsförmåga. Batterier är känsliga för temperaturvariationer, särskilt vid låga temperaturer där deras kapacitet kan bli begränsad. I praktiken är dock de flesta batterilager installerade i tempererade miljöer, vilket innebär att variationer i utomhustemperatur normalt inte påverkar batterilagrets prestanda.

Ett nytt steg i energiforskningen

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