SVK - FOU ENERGILAGER

Energilager i transmissionsnätet för ökad överföringskapacitet

Svenska kraftnät

Rapport nr.: 10336447, Rev. 04
Dokument nr.: 10336447-R04
Datum: 2022-12-02

Projektnamn:	Svk - FoU Energilager	DNV Energy Systems
Rapporttitel:	Energilager i transmissionsnätet för ökad överföringskapacitet	Power System Planning DNV Sweden AB,
Uppdragsgivare:	Svenska kraftnät, Avdelning Kraftsystem P.O. Box 1200, SE-172 24 Sundbyberg, Sweden	Elektrogatan 10, 171 54 Solna Tel: +46-8-587 94 000
Kontaktperson:	Anna Guldbrand, anna.guldbrand@svk.se	556450-3836
Datum:	2022-12-02	
Projekt nr.:	10336447	
Rapport nr.:	10336447, Rev. 04	
Dokument nr.:	10336447-R04	

Uppdragsbeskrivning:

Svenska kraftnät har startat två forsknings- och utvecklingsprojekt (FoU-projekt) för att identifiera och utreda realiserbara tekniska lösningar som kan öka överföringsförmågan i det svenska tranmissionsnätet. Det ena FoU-projektet, som dokumenteras i föreliggande rapport, syftar till att undersöka nyttan av energilager för att öka överföringskapaciteten i transmissionsnätet.

Utfört av:	Verifierat av:	Godkänt av:
Arvid Björemark Engineer	Daniel Karlsson Senior Principal Engineer	Lucas Thomée Team Lead

Copyright © DNV 2022. All rights reserved. Unless otherwise agreed in writing: (i) This publication or parts thereof may not be copied, reproduced or transmitted in any form, or by any means, whether digitally or otherwise; (ii) The content of this publication shall be kept confidential by the customer; (iii) No third party may rely on its contents; and (iv) DNV undertakes no duty of care toward any third party. Reference to part of this publication which may lead to misinterpretation is prohibited.

DNV distribution:

☐ ÖPPEN. Fri distribution, internt och externt.

☐ INTERN. Fri distribution internt i DNV.

☒ Enligt KOMMERSIELLA villkor / kontrakt.

☐ KONFIDENTIELL. Distribution inom DNV enligt villkor / kontrakt.

☐ HEMLIG. Endast auktoriserad tillgång.

*Distributionslista:

Nyckelord:

Energilager, överföringskapacitet, litium-jon

Rev.nr.	Datum	Anledning för utgåva	Utfört av	Verifierat av	Godkänt av
01	2022-04-26	Nytt dokument, första utkast	Arvid Björemark	Daniel Karlsson	Lucas Thomée
02	2022-07-01	Uppdaterad efter kommentarer, andra utkast	Arvid Björemark	Daniel Karlsson	Lucas Thomée
02B	2022-07-07	Fysisk storlek adderat, generell uppdatering	Arvid Björemark	Daniel Karlsson	Lucas Thomée
03	2022-10-31	Slutgiltigt utkast	Arvid Björemark	Daniel Karlsson	Lucas Thomée
04	2022-12-02	Slutgiltig rapport	Arvid Björemark	Daniel Karlsson	Lucas Thomée

Innehållsförteckning

FÖRKORTNINGAR III

SAMMANFATTNING 1
1.1 Omvärldsanalys 1
1.2 PSS/E simuleringar och analys 3

2 BAKGRUND OCH FÖRUTSÄTTNINGAR 5
2.1 Avgränsningar 5
2.2 Allmänt om överföringskapacitet och flaskhalsar 5
2.3 Två principiella energilager 7
2.4 Praktisk tillämpning av energilager under störning 12

3 OMVÄRLDSANALYS AV ENERGILAGER 15
3.1 Projekt i omvärlden 15
3.2 Olika tekniker för energilager 19
3.3 Uppbyggnad av energilager och databeroenden 25

4 REGULATORISKA ASPEKTER 27
4.1 DNVs tolkning 27

5 SLUTSATS OMVÄRLDSANALYS 28

6 ANGREPPSÄTT OCH ANALYSMETODIK – PSS/E ANALYS 29
6.1 Bakgrund 29
6.2 Fokus och syfte 31
6.3 Simuleringsmetodik 31

7 SIMULERINGSRESULTAT SPECIFIKA DRIFTFALL 35
7.1 Estimat 1 35
7.2 Estimat 3 37
7.3 Estimat 4 39
7.4 Estimat 7 43
7.5 Estimat 8 45
7.6 Sammanvägt resultat 53

8 SIMULERINGSRESULTAT SPÄNNINGSREGLERING 60
8.1 Jämförelse av ledningsbaserad placering 60
8.2 Jämförelse av områdesbaserade placeringar 61

9 ÖKAD ÖVERFÖRING I TRANSMISSIONSNÄTET 63
9.1 Simulerad storlek på energilager för ökad överföring 64

10 SLUTSATS PSS/E ANALYS 66
10.1 Slutsats – Vad betyder det i verkligheten? 67

11 FORTSATT ARBETE 70

APPENDIX 71

FÖRKORTNINGAR

AI	Artificiell Intelligens
BMS	Batterihanteringssystem (efter engelska: Battery Management System)
EMS	Energihanteringssystem (efter engelska: Energy Management System)
Li-jon	Litium-jon
LMP	Litiummetallpolymer
NaS	Natrium-svavel
OT	Driftteknik (efter engelska: Operational Technology)
PFK	Produktionsbortkopplingsautomatik
PHS	Pumpkraftverk (efter engelska: Pumped Hydro Storage)
PPC	Parkkontroller (efter engelska Power Park Controller)
TRL	Teknisk mognadsnivå (efter engelska: Technical Readiness Level)
TSO	Systemansvarig transmissionsnätet (efter engelska: Transmission system operator)
UPHS	Underjordisk pumpkraft (efter engelska: Underground Pumped Hydro Storage)
VPL	Virtuella kraftledningar (efter engelska: Virtual Power Line)

SAMMANFATTNING

Effektflödet i det svenska transmissionsnätet varierar alltmer och från ett tydligt nord-sydligt flöde har överföringsmönstret i transmissionsnätet ändrats till att även variera i öst-västlig riktning. Detta ändrade effektflöde har gett upphov till oförutsedda flaskhalsar i transmissionsnätet med reducerad överföringskapacitet som följd. Således finns ett behov av att utreda hur nya tekniker, såsom energilager, kan bidra till att öka överföringskapaciteten och nyttjandegraden av det svenska transmissionsnätet.

Denna rapport består av två huvuddelar:

1. Omvärldsanalys – En sammanställning av olika tekniker och projekt för energilager. Denna huvuddel av rapporten sammanfattar även problematiken i ett svenskt perspektiv, ger en sammanfattning av olika koncept för energilager, och belyser regulatoriska aspekter.
2. PSS/E simuleringar och analys – En beskrivning av metodiken som används i den fortsatta analysen av hur energilager kan bidra till ökad överföringskapacitet i transmissionsnätet, genom simuleringar i verktyget PSS/E, samt resultat, analys och diskussion.

Den övergripande slutsatsen från omvärldsanalysen är att de energilager som lämpar sig bäst inom ramen för detta projekt är de energilager som är baserade på elektrokemiska tekniker. Inom detta teknikområde ses främst litium-jon som den mest framträdande lösningen med hög mognadsgrad och verkningsgrad, litet ytbehov, modulär uppbyggnad och det är en beprövad teknik inom liknande projekt världen över.

Utifrån analysen utförd i PSS/E visas det att energilager med hög verkningsgrad kan, beroende på placering, sänka belastningen på kritiska element. Analysen har även visat att för specifika driftfall kan energilager bidra till ökad överföringsförmåga i transmissionsnätet, dock finns ingen lösning med energilager som löser problemen i alla analyserade driftfall. En avvägning av Svenska kraftnät kommer att behövas för de driftfall som är mest kritiska och svårast att hantera med andra lösningar, om energilager ska tillämpas.

Inom ramen för detta projekt blir slutsatsen att energilager främst visar potential för de driftfall där termisk överlast efter ett N-1-fel är begränsande. Det beror dels på att energikapaciteten för energilagret kan dimensioneras efter en känd tidshorisont på 15-30 minuter, och dels på den snabba aktiveringstiden för ett batterilager, vilket kan tillåta en högre överföring in normaldrift då batteriet snabbt kopplas in och stöttar systemet vid felfall. Vid hantering av felfall är kravet på uthållighet begränsat, medan kravet på energikapacitet vid termisk överlast i normaldrift beror av belastningscyklernas karakteristik, som normalt inte är känd.

Då ett energilager i analysen visat sig vara effektiv på att avlasta kritiska ledningar skulle det kunna placeras och dimensioneras utefter kritiska ledningar i normaldrift, för att tillåta en högre överföring än normalt i transmissionsnätet. Potentialen för energilagret att öka överföringen beror dock på energilagrets förmåga att avlasta den kritiska ledningen under hela den tid det kritiska elementet annars skulle varit överbelastad. Överföringskapaciteten kan därmed enbart ökas under den tid som motsvarar energilagrets uthållighet. Med tillgång till lastprofiler och tidsbaserade data hade detta användningsområde också kunnat analyserats, vilket föreslås till framtida arbete.

Analysen visar även på möjligheten för energilager att bidra till ökad överföring då spänningskollaps är begränsande, men i brist på underlag för en kvantitativ analys av vilken nytta ett energilager skulle ge för ökad överföringsförmåga när risken för spänningskollaps är begränsande, har analysen av detta stannat på en principiell nivå. Detta föreslås till framtida arbete då det kan bidra till ökad användning och nytta av ett energilager.

1.1 Omvärldsanalys

Omvärldsanalysen fokuserar på projekt och tekniker av energilager som kan bidra till att öka överföringsförmågan i transmissionsnätet över begränsande flaskhalsar eller snitt, t.ex. mellan olika elområden.

Fokus för omvärldsanalysen är på energilager som tillämpas i elnät i främst Europa, men även storskaliga system utanför Europa. I Norden är de största projekten med energilager främst avsedda för att leverera frekvensregleringstjänster (FCR och FFR), och nästan alla projekt är baserade på litium-jonbatterier. Ett nämnvärt projekt där applikationen faller inom fokusområdet för detta projekt, som dessutom är ett av Nordens hittills största energilager, är den lösning som Vattenfall installerat i Uppsala med energilager på 5 MW och 20 MWh. Detta energilager är till för att förbättra elförsörjningen in till begränsade områden i regionnätet och har varit i drift sedan årsskiftet 2020/2021.

De främsta nämnvärda projekten i Europa är:

- Grid-Booster-koncept i Tyskland med energilager som introducerats för att hantera kapacitetsbrist i elnätet, eftersom elnätet närmar sig både sina termiska gränser och sina stabilitetsgränser. För att öka kapaciteten i transmissionsledningarna planeras stora batterier som kan reagera på millisekunder för att hålla kraftsystemet stabilt. För närvarande bygger Tysklands TSOer: Tennet och TransnetBW, tre stora Grid-Boosters tillsammans med en aggregerad Grid-Booster bestående av decentraliserade batterilager (BESS):
    - Audorf/Süd, med effekt på 100 MW. Planerad driftsättning 2023.
    - Ottenhofen, med effekt på 100 MW. Planerad driftsättning 2023.
    - Kupferzell, med effekt- och energinivå på 250 MW och 250 MWh. Planerad driftsättning 2025.
    - Decentraliserade BESS-tillgångar i regionen Bayerisch-Schwaben, med effekt- och energikapacitet på totalt 250 MW och 250 MWh. Planerade driftsättningar under 2025.
- RINGO, ett experimentellt projekt av Réseau de Transport d'Électricité (den franska TSOn) som planeras vara i drift under 2022. Med energilager på tre olika platser lättas kapacitetsbristen i nätet genom att energilager i de delar av nätet med överskott av förnybar energiproduktion absorberar effekt, samtidigt som ett energilager laddas ur på efterfrågesidan. Dessa tre energilager är:
    - Vingeanne (i Côte d'Or), med en effekt- och energikapacitet på 12 MW och 24 MWh med litium-jonbatterier (nickel, mangan, kobolt), levereras av Nidec ASI
    - Ventavon (i Hautes-Alpes), med en effektkapacitet på 10 MW med LMP-batterier (litium-metallpolymer) som producerats av Blue Solutions och ENGIE Solutions.
    - Bellac (i Haute-Vienne), med en effektkapacitet på 10 MW med en ny typ av litium-jonbatterier som levereras av Saft och Schneider Electric.

Utöver dessa projekt, pågår även andra nämnvärda projekt med mål att bidra till ökad överföringsförmåga i transmissionsnätet i Italien, Litauen och Skottland.

De tekniker av energilager som tas upp i rapporten är:

- Pumpkraftverk
- Litium-jonbatterier
- Natrium-svavelbatterier
- Vätgas
- Flödesbatterier
- Kalluftsenergilager
- Gravitationsenergilager

Från omvärldsanalysen ses litium-jonbatterier som den mest aktuella lösningen inom ramen för detta projekt. Litium-jonteknik har hög mognadsgrad, hög verkningsgrad, ett litet ytbehov relativt andra tekniker, modulär uppbyggnad, och det är en beprövad teknik genom flera olika liknande projekt världen över.

Slutligen gäller dock att den principiella nyttan av energilager som tas fram och redovisas i PSS/E simulerings- och analysdelen av rapporten till stora delar är generell och oberoende av vilken teknik som energilagret baseras på.

1.2 PSS/E simuleringar och analys

Analysen har utgått från givna driftfall där överföringen begränsas av att ett kritiskt element går i gräns eller blir överbelastat. Simuleringsverktyget PSS/E har använts för att finna den placering av energilager som har störst verkan genom minskad överlast på det kritiska elementet. Både energineutrala korresponderande energilager och icke-korresponderande (icke-energineutrala) energilager har analyserats. Det energineutrala korresponderande energilagret kan ses som en virtuell överföring av energi från ett energilager som laddas korresponderat med ett energilager som laddas ur. Det icke-korresponderande energilagret finns bara i en plats i nätet och laddas vid en tidpunkt för att sedan laddas ur vid behov.

Analysen har följt följande lösningsgång där analysen har utgått från ett kritiskt driftfall:

1. Överlast vid N-0 (intakt nät) – normaldriftsgränser överskrids
    a. Kör igenom energilager-kandidaterna av 100 MW storlek
    b. Kontrollera ”nyttan” av energilager-kandidaten i termer av MW ändrad överföring på kritiskt element
2. Ingen överlast vid N-0. Överlast efter aktivering av kritisk N-1 situation (bortfall av mest kritiska ledning) – reservdriftsgränser överskrids
    a. Kör igenom energilager-kandidaterna av 100 MW storlek
    b. Kontrollera ”nyttan” av energilager-kandidaten i termer av MW ändrad överföring på kritiskt element

Två olika strategier används vid val av kandidater för lokalisering av energilagret:

- Ledningsbaserat: Det överlastade elementet kompletteras med en (i stort sett) parallell HVDC-ledning (som representerar det korresponderande energilagret), vilket har stor effekt på den kritiska ledningen. För icke-korresponderande energilager modelleras batteriet i ändpunkten på den överlastade ledningen.
- Områdesbaserat: Var tror vi att en stärkande virtuell överföring av energi med hjälp av energilager skulle ha störst effekt för systemet som helhet; dels i nord-sydlig riktning, dels i en öst-västlig riktning. Förhoppningen var att finna ett alternativ med stor verkningsgrad på alla analyserade driftsituationer.

Resultaten visar att korresponderande energilager med ledningsbaserad metodik ger bäst verkningsgrad på varje enskilt driftfall, vilket är förväntat då det avlastar direkt över det kritiska elementet.

Resultaten för de områdesbaserade alternativen visar, för korresponderande energilager, att om alla analyserade driftfall viktas lika, erhålls högst sammanvägd verkningsgrad om energilagret sätts i 1349 och 1391/1392/1393 (samma station). Dock bidrar denna placering till att marginellt förvärra överlaster i 130 kV-nätet för ett analyserat driftfall. Om hänsyn tas till de ökade överlasterna i 130kV-nätet, d.v.s. om energilagret ej ska bidra till ökad överlast, är det alternativ med högst sammanvägd verkningsgrad istället placering av det korresponderande energilagret i 1349 och 1381.

Även för icke-korresponderande energilager erhålls högst sammanvägd verkningsgrad vid placering i 1391/1392/1393. Även här ser man marginellt förvärrad överlast i 130 kV-nätet för ett analyserat driftfall. Om hänsyn tas till 130 kV-nätet erhålls även för icke-korresponderande energilager bäst sammanvägd verkningsgrad med energilagret i 1381.

Resultaten visar dock att det inte finns någon placering som har hög verkningsgrad på alla analyserade driftfall. En avvägning kommer att behöva göras av Svenska kraftnät för att bestämma vilka driftfall som är mest kritiska och svårast att hantera med andra metoder. För vissa av de analyserade driftfallen behövs ett ledningsbaserat tillvägagångsätt för att erhålla en högre verkningsgrad. För estimat 8 har inget alternativ lokaliserats som har hög verkningsgrad på alla de fyra kritiska driftfallen som begränsar överföringen i estimatet, varför ett energilager ensamt har svårt att lösa alla begränsningar för estimat 8. Även estimat 4 har flera begränsande driftfall, men här finns kandidater för placering av energilager som sänker lasten på det kritiska elementet i de båda driftfallen.

Analysen har behandlat möjligheten till spänningsreglering, vilket ett energilager anslutet till nätet med en omriktare kan erbjuda genom större dimensionering av omriktaren. Resultaten visar på potentialen till högre verkningsgrad för energilagret för kritiskt element i flera av de analyserade fallen. Rent principiellt kan energilagret, om omriktaren dimensioneras för spänningsreglering, även bidra i situationer där spänningskollapsgränsen är begränsande, vilket föreslås som framtida arbete.

Genom beskrivningen av estimaten har analysen avhandlat nyttan med energilager för de specifika estimaten i förhållande till ökad överföring. De analyserade driftfallen begränsas antingen av termiska begränsningar i normaldrift eller under felfall samt av spänningskollaps. Då ett fulladdat energilager i laständen kan avlasta överföringen vid en störning och omriktaren kan dimensioneras för att tillhandahålla reaktiv effekt, kan även ett energilager påverka spänningskollapsgränsen. Dock saknas underlag för en kvantitativ analys av vilken nytta ett energilager skulle göra för ökad överföringsförmåga när risken för spänningskollaps är begränsande.

Analysen har visat att energilager med hög verkningsgrad, beroende på placering, kan avlasta termiska överlaster. Principiellt begränsas dock nyttan av energikapaciteten i energilagret, d.v.s. hur lång urladdningstid energilagret kan erbjuda. Då analysen har utgått från driftfall som är ögonblicksbilder och lastprofiler saknats för att analysera kravet på energikapacitet för termiska begränsningar i normaldrift, har analysen begränsats till att presentera resultat för de fall där termiska begränsningar under felfall är begränsande.

2 BAKGRUND OCH FÖRUTSÄTTNINGAR

Effektflödet i det svenska transmissionsnätet varierar alltmer som följd av större marknadsintegration genom fler utlandsförbindelser, mer förnybar produktion, samt utfasningen av Ringhals 1 och 2. Från ett tydligt nord-sydligt flöde har överföringsmönstret i transmissionsnätet ändrats till att även variera i öst-västlig riktning. Detta har gett upphov till flaskhalsar i transmissionsnätet med reducerad överföringskapacitet som följd.

Dagens möjligheter att styra effektflödet är relativt begränsade. Genom att exempelvis förbikoppla seriekompensering kan effektflödet styras, dock ofta i alltför stora steg. Således finns ett behov av att utreda hur nya tekniker, såsom styrbart effektflöde och energilager, kan bidra till att öka överföringskapaciteten och nyttjandegraden av det svenska transmissionsnätet. Svenska kraftnät har därför startat två forsknings- och utvecklingsprojekt (FoU-projekt) för att utreda nyttan av nya lösningar. Det övergripande syftet med FoU-projekten är att identifiera realiserbara tekniska lösningar som kan öka överföringsförmågan i det svenska tranmissionsnätet.

Det ena FoU-projektet, som dokumenteras i föreliggande rapport, syftar till att undersöka nyttan av energilager för att öka överföringskapaciteten i transmissionsnätet.

2.1 Avgränsningar

Med energilager i föreliggande rapport menas ett reversibelt energilager, som kan laddas upp med ett elektriskt energiflöde, och som vid urladdning åter ger ett elektriskt energiflöde. Energilager i form av biomassa, fossila bränslen, kärnbränsle, eller vatten i vattenmagasin, som inte pumpats upp, berörs inte i denna rapport. Däremot ingår pumpvattenkraftverk där vatten i magasin pumpats upp (med hjälp av elektricitet) och som åter kan användas för att generera elektricitet vid behov. Andra energilager som baseras på tekniker med svänghjul, superkondensatorer, magnetiska energilager, och liknande berörs inte då mognadsgraden och energiinnehållet anses vara för lågt.

Syftet med energilagret är att öka överföringsförmågan i transmissionsnätet över begränsande flaskhalsar (eller snitt), exempelvis mellan olika elområden, och lösningarna ska vara implementerbara inom en 3-5 årsperiod. Därmed begränsas den fortsatta analysen till energilager som kan implementeras i befintliga Svk-stationer.

Följande applikationer kommer inte att beröras, även om vissa kan anses ge extra nytta, speciellt i affärsfall då Svk inte äger energilagret:

1) Energilager för förbättrad elförsörjning in till begränsade områden i lokal- eller regionnätet.
2) Energilager för att jämna ut intermittent produktion, såsom sol- och vindkraft.
3) Energilager för att tillhandahålla traditionella systemdrifttjänster, såsom FCR-N/D, aFRR, och mFFR.
4) Energilager för att tillhandahålla dödnätsstart.
5) Energilager för att hantera effekttoppar, jfr effektreserven.
6) Energilager för att förbättra elkvalitet, exempelvis för att begränsa spänningsdippar.
7) Energilager för att tillhandahålla snabb frekvensreglering (FFR), för att minska frekvensderivatan vid stora produktionsbortfall i samband med låg rotationsenergi i kraftsystemet.

2.2 Allmänt om överföringskapacitet och flaskhalsar

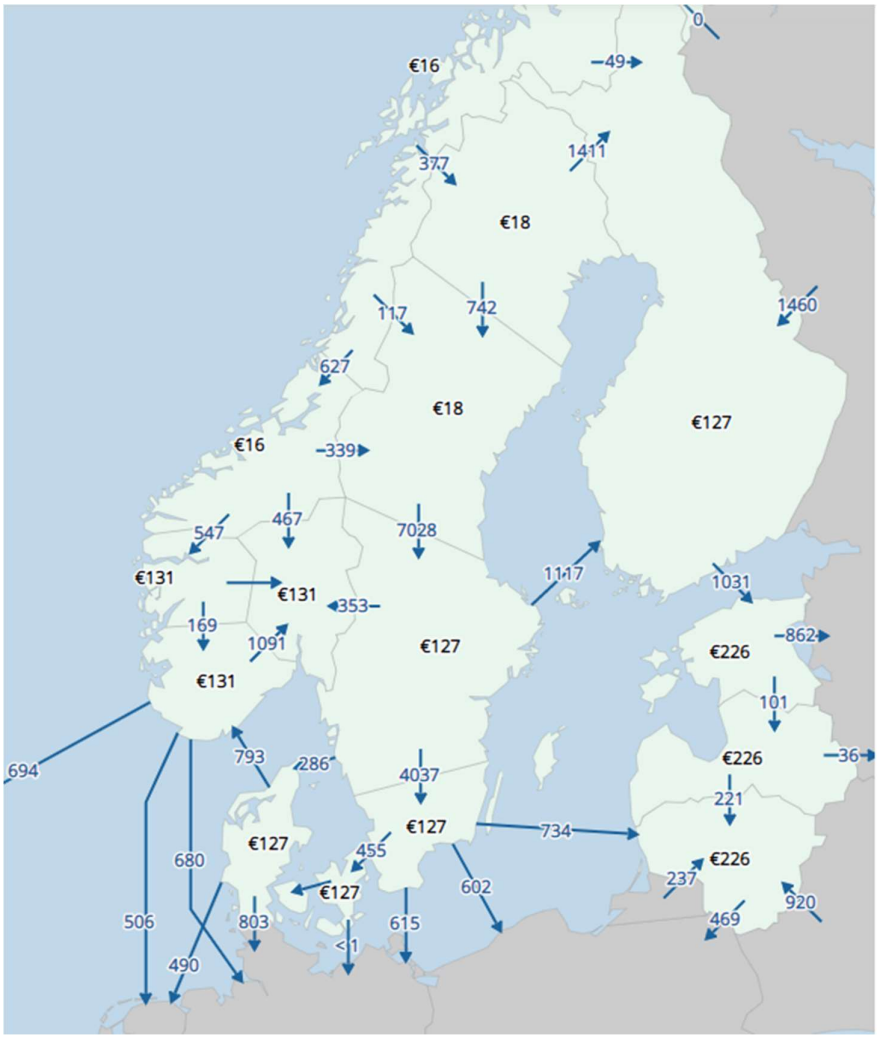
En förutsättning för att studera nyttan med energilager för att öka överföringskapaciteten i transmissionssystemet är att överföringskapaciteten på vissa fysiska förbindelser, korridorer eller snitt är begränsad. Dessa *effekt*-begränsningar för de *fysiska komponenterna* sätts av andra förhållanden i nätet, såsom termisk gräns eller stabilitetsgräns, och kan, i princip, inte ändras med hjälp av energilager. Om en specifik ledning har en viss termisk överföringsförmåga, så kan denna termiska gräns inte ändras med hjälp av ett energilager. Däremot kan inmatnings- och uttagskapaciteten i ledningens båda ändpunkter, ”systemets” överföringsförmåga, ändras med hjälp av lämpligt utformade energilager. Ett

energilager måste för utbytet av energi mellan energilagret och nätet innehålla en roterande maskin (företrädesvis en synkronmaskin) eller en omriktare.

Eventuella förändringar i transmissionsnätets momentana effektöverföringsförmåga beroende på energilagrets dimensionering och driftförhållande bortses ifrån i föreliggande projekt. Det skulle till exempel kunna handla om spänningsreglerförmåga, som kan ha påverkan på snittöverföringskapaciteten när risken för spänningsinstabilitet är begränsande. För sådana ändamål används normalt annan utrustning, exempelvis STATCOM. Dock skulle energilagrets omriktare (eller synkronmaskin) kunna användas för spänningsreglering. Då det inte är det primära syftet med detta projekt och på grund av sekretessklassning av information om elnätet, kommer inga detaljerade studier att göras inom spänningsreglerområdet, men det skulle kunna ses som en extra nytta i jämförelsen mellan olika affärsfall.

Fokus i föreliggande rapport ligger istället på överföringskapacitet i fråga om *energi*, det vill säga tidsintegralen av den momentana effekten. Ökad energiöverföring över ett begränsande snitt kan då ske under tider när effektöverföringen annars skulle varit lägre än begränsningen.

Figur 1 visar tydligt hur överföringsbegränsningen mellan elområde 2 och elområde 3 (snitt 2) har en markant påverkan på elpriset (här en faktor 7, men den kan vara större).



Figur 1: Snittbegränsningarnas inverkan på elpriset ([1]; 2022-01-26 kl. 11:24)

[1] https://www.svk.se/om-kraftsystemet/kontrollrummet/ [Senast besökt 2022-11-02]

2.3 Två principiella energilager

I den följande framställningen betraktas dels effektneutrala korresponderande energilager och dels icke-korresponderande energilager. Energilagren kan användas dels för ökad (fiktiv) energiöverföring i normaldrift, dels för en uppgradering av driften från N-1 till N-0, och användas för störningshantering med bibehållen driftsäkerhet. På samma sätt som TSOn idag är ansvarig för att handla upp FCR-D för att hantera störningar på produktionssidan (i framtiden även på lastsidan), kan det vara rimligt att TSOn handlar upp systemdrifttjänster, såsom ett energilager med viss kapacitet och uthållighet, för att hantera störningar i överföringssystemet.

1) Effektneutrala korresponderande energilager

    a. Normaldrift
    - Energilagrens uppgift på ömse sidor om överföringsbegränsningen är att skapa en fiktiv kapacitetsökning över det begränsande snittet eller ledningselementet under toppar på lastsidan.

    b. Störningshantering
    - Energilagrens uppgift på ömse sidor om överföringsbegränsningen är att vara redo för bortfall av transmissionskapacitet och därmed skapa en fiktiv ökning av överföringsförmågan från N-1 till N-0 genom att, på motsvarande sätt som produktionsbortkopplingsautomatik (PFK), vidta åtgärd vid ledningsbortfall.

2) Icke-korresponderande energilager

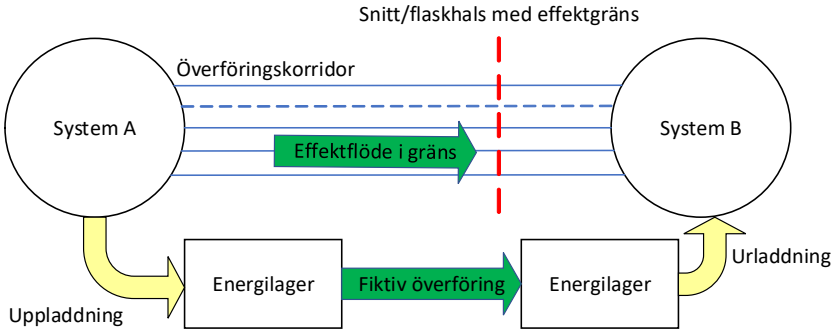
    a. Normaldrift
    - Energilagrets uppgift på lastsidan om överföringsbegränsningen är att tillföra energi på lastsidan om överföringsbegränsningen. Energilagret laddas vid tider då det finns ledig kapacitet i överföringen.

    b. Störningshantering
    - Energilagrets uppgift på lastsidan om överföringsbegränsningen är att tillföra energi på lastsidan, motsvarande kapaciteten av en bortfallen transmissionsledning. Energilagret laddas vid tider då det finns ledig kapacitet i överföringen.

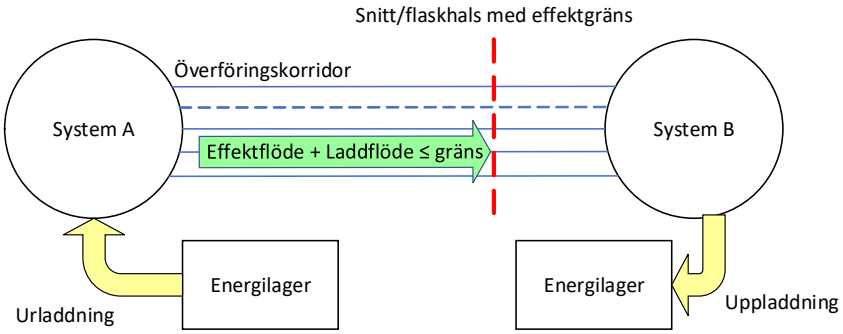
Se avsnitt 2.4 för Praktisk tillämpning av energilager under störning.

2.3.1 Effektneutrala korresponderande energilager – Normaldrift

Med korresponderande energilager, menas energilager på ömse sidor om flaskhalsen som drivs koordinerat, så att när det ena lagret laddas upp, laddas det andra lagret ur. På så sätt blir energilagren ”energineutrala” gentemot systemet i varje ögonblick, och har därmed ingen marknadspåverkan. Man skulle även kunna säga att energilagren blir ”effektneutrala” ur ett systemperspektiv. Figur 2 och Figur 3 visar förhållandena för urladdning av energilagret i laständen vid överföring i gräns, respektive uppladdning av energilagret då ledig kapacitet finns i överföringen. Denna princip kallas i vissa sammanhang på engelska Virtual Power Lines (VPL). Beroende på energilagrens storlek och lastvariationernas profil i System B lämpar sig konceptet med effektneutrala korresponderande energilager även som ersättare för mothandel över snittbegränsningar.



Figur 2: Effektneutralt korresponderande energilager när effektöverföringen i nätet ligger på överföringsgränsen.

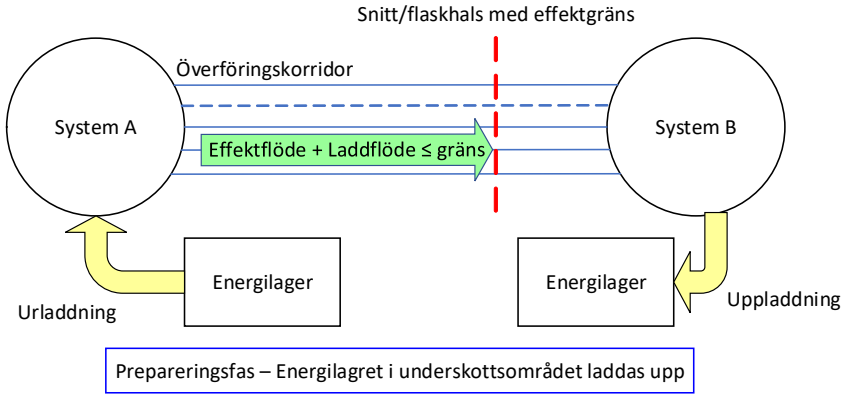


Figur 3: Effektneutralt korresponderande energilager när effektöverföringen i nätet ligger under överföringsgränsen.

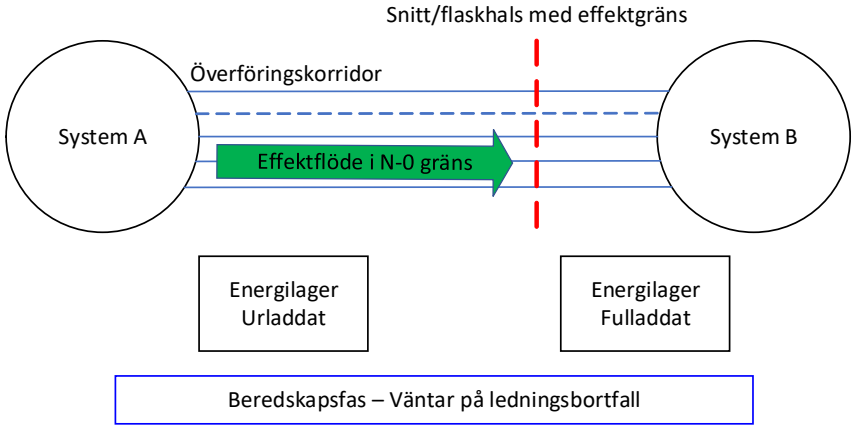
2.3.2 Effektneutrala korresponderande energilager – Störningshantering

Det kanske mest effektiva sättet att utnyttja korresponderande energilager på ömse sidor om en överföringsbegränsning, är att ändra överföringskriteriet från N-1 till N-0. Med ett lämpligt dimensionerat energilager kan då överföringen ökas med motsvarande ”kraftfullaste överföringselementet”. Vid bortfall av det kraftfullaste överföringselementet träder energilagret på mottagarsidan in och tar över energiinmatningen. Se Figur 4, Figur 5 och Figur 6 för *prepareringsfas* – uppladdning av energilagret, *beredskapsfas* – invänta störning, respektive *supportfas* – energilagret övertar inmatningen till mottagarområdet från det bortfallna överföringselementet. Metoden kan jämföras med produktionsfrånkopplingsautomatik (PFK[2]) för automatisk händelsestyrd bortkoppling av produktion i händelse av försvagad överföring.

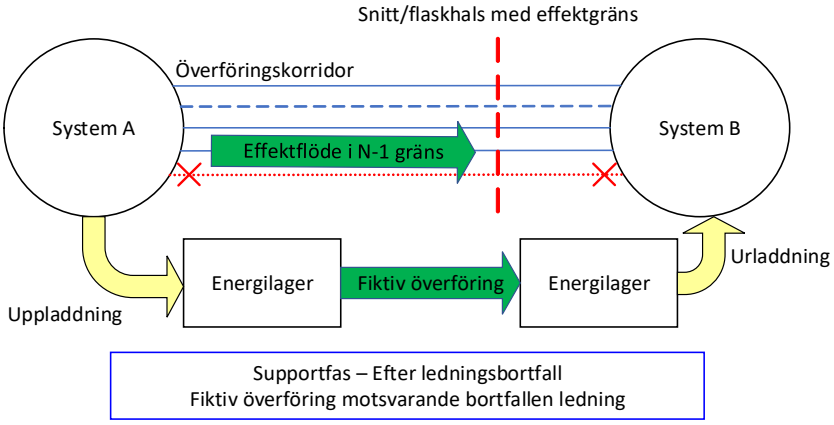
[2] Se TR02-05-11-01 https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/entreprenorer-i-elnatet/tekniska-riktlinjer/tr02/tr02-05-11-01-4-2019-09-19.pdf [Senast besökt 2022-11-02]



Figur 4: Effektneutrala korresponderande energilager för störningshantering i prepareringsfas.



Figur 5: Effektneutrala korresponderande energilager för störningshantering i beredskapsfas.

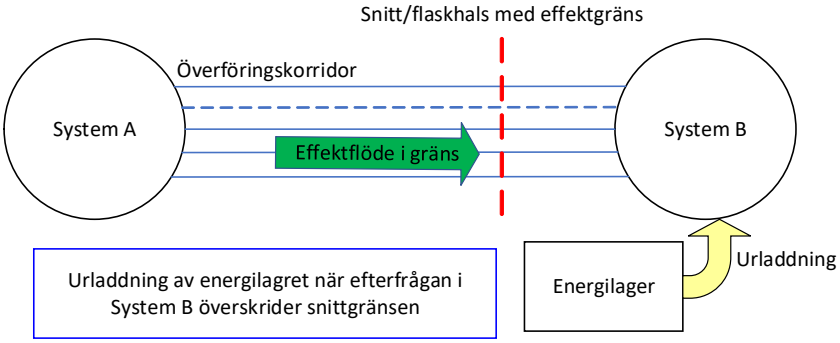


Figur 6: Effektneutrala korresponderande energilager för störningshantering i supportfas.

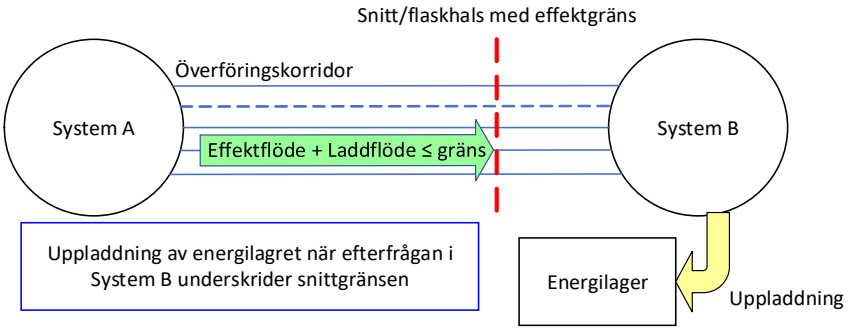
För störningshantering behöver energilagrets energikapacitet inte vara lika stort som vid normaldrift. Detta då uthålligheten enbart behöver täcka upp till andra åtgärder hunnit vidtas, t.ex. uppstart av gasturbiner. Detta ska ske inom 15 minuter, men för att erhålla marginal ser Svk helst en uthållighet på 30 minuter. Notera att Figur 4 till Figur 6 visar en förenkling av ett elnät med begränsad överföring. Ofta är transmissionsnätet mer komplicerat än vad som visas i Figur 4 till Figur 6 och begränsande överföringselement kan finnas djupare in i nätet.

2.3.3 Icke korresponderande energilager - Normaldrift

Ett enklare sätt att jämna ut effektöverföringen över ett begränsande snitt är att ha ett energilager enbart i laständen, som laddas upp när det finns ledig kapacitet på överföringen, och som laddas ur när effektflödet går i gräns och man önskar ett högre uttag i laständen. Se Figur 7 och Figur 8, som visar urladdning, respektive uppladdning av ett sådant asymmetrisk energilager.



Figur 7: Icke-korresponderande energilager i laständen vid urladdning



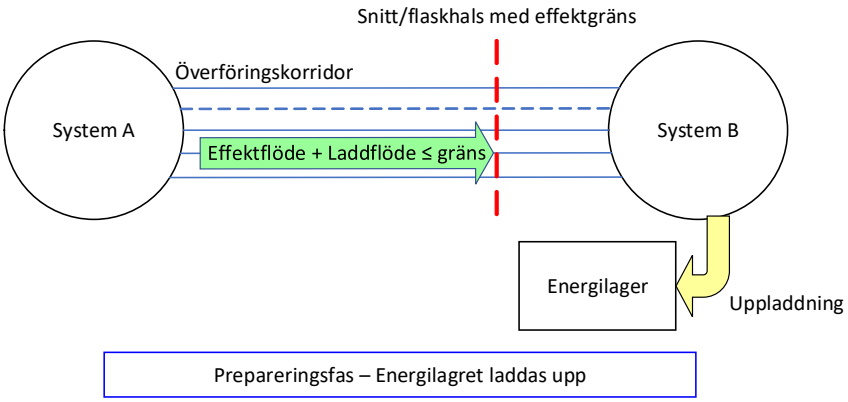
Figur 8: Icke-korresponderande energilager i laständen under uppladdning.

Eftersom uppladdning och urladdning sker på olika tider kommer ett sådant energilager att påverka produktionen i systemet, så att produktionen ökar vid låg överföring i det betraktade snittet och minskar vid överföring i gräns i det betraktade snittet. En sådan flytt av energiuttag i tiden kan ha en utjämnande marknadspåverkan och det kan därmed bli svårare för en TSO att äga eller driva ett sådant energilager. Däremot borde TSOn kunna träffa avtal med en tredjepartsägare av en sådan energikälla om en specifik systemdrifttjänst, alternativt om energilagret deltar på mFRR-marknaden och aktiveras för mothandel, för att öka flexibiliteten och utnyttjningsgraden av transmissionsnätet.

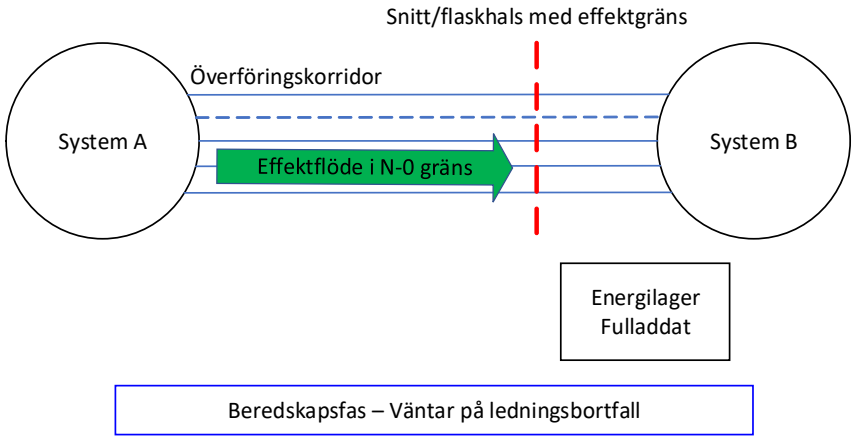
Även icke korresponderande energilager skulle således kunna ersätta mothandel. Det blir då upp till exempelvis Svenska kraftnät att på lämpligt sätt upphandla energi för energilagret och att reglera ned produktionen när energilagret urladdas. Upphandling av energi kan ske på samma sätt som för stamnätsförlusterna och nedregleringen bör kunna hanteras inom balanstjänsten alternativt inom frekvensreglerreserven.

2.3.4 Icke korresponderande energilager - Störningshantering

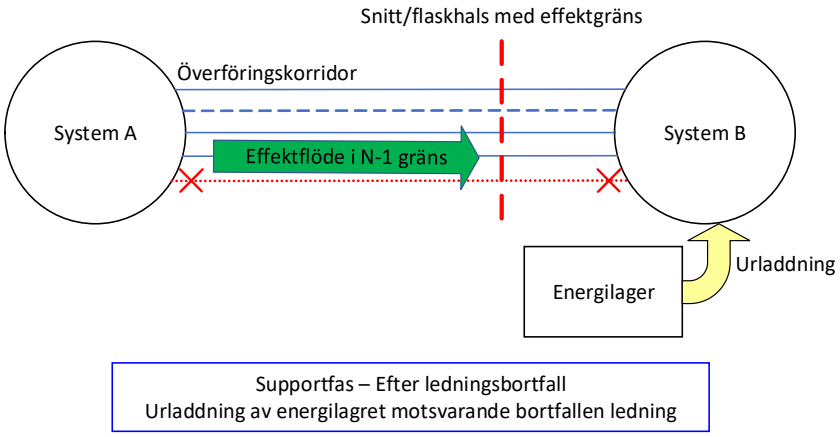
På samma sätt, som det energineutrala korresponderande energilagret, skulle även det asymmetriska energilagret enligt Figur 7 och Figur 8 kunna användas i störningssituationer och därmed öka den faktiska överföringen från N-1 till N-0, beroende på dimensionering, se Figur 9, Figur 10 och Figur 11.



Figur 9: Icke-korresponderande energilager i laständen i prepareringsfas.



Figur 10: Icke-korresponderande energilager i laständen i beredskapsfas.

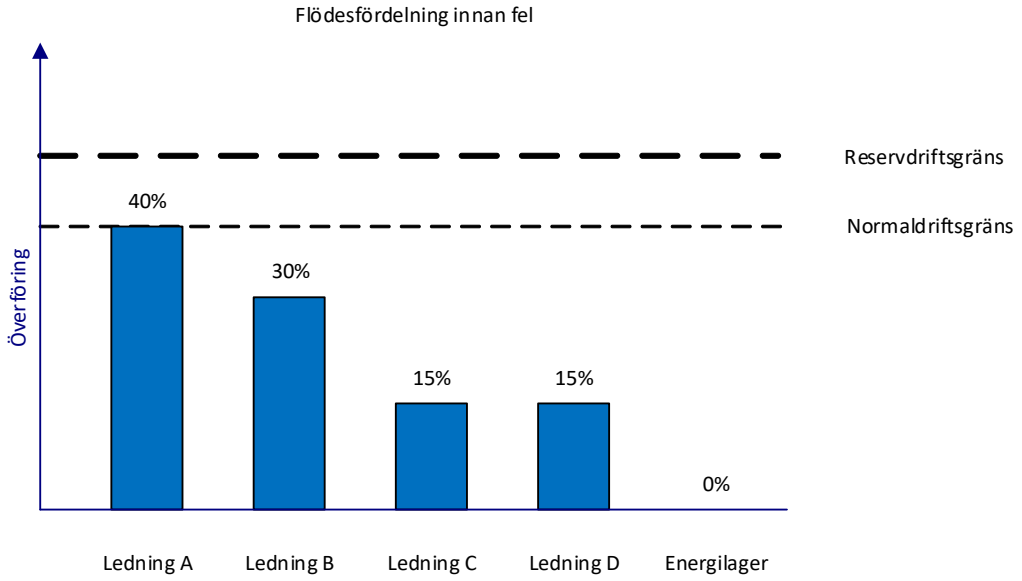


Figur 11: Icke-korresponderande energilager i laständen i supportfas.

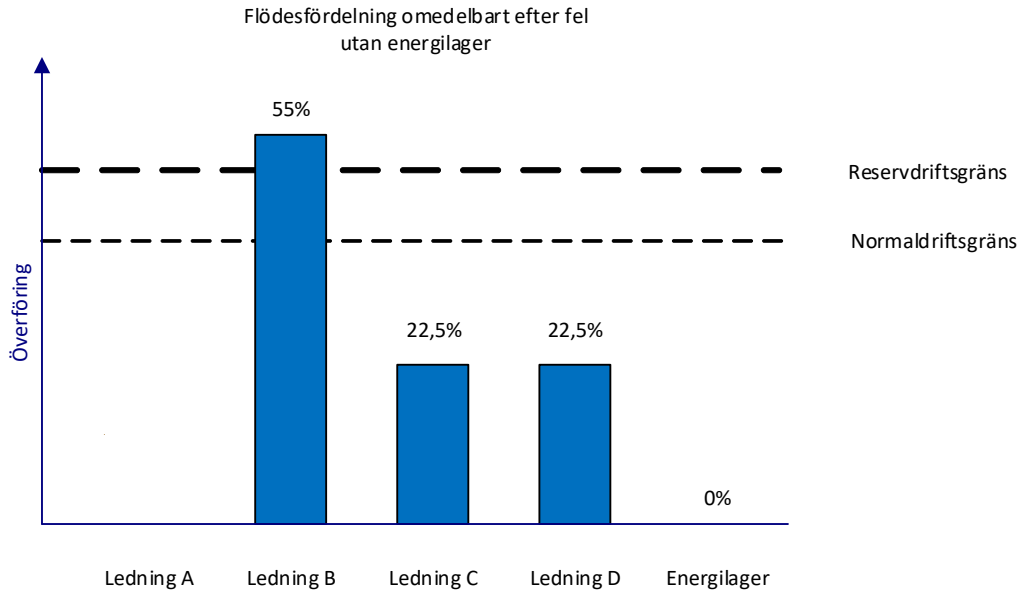
2.4 Praktisk tillämpning av energilager under störning

I praktisk tillämpning av energilager för störningshantering såsom beskrivet i avsnitt 2.3 behöver inte energilagret dimensioneras efter det överföringselement med störst effekt, utan energilagret kan istället dimensioneras med hänsyn till reservdriftsgränser och flödesfördelningen över de berörda ledningarna i överföringssnittet. Konceptet visualiseras i följande figurer:

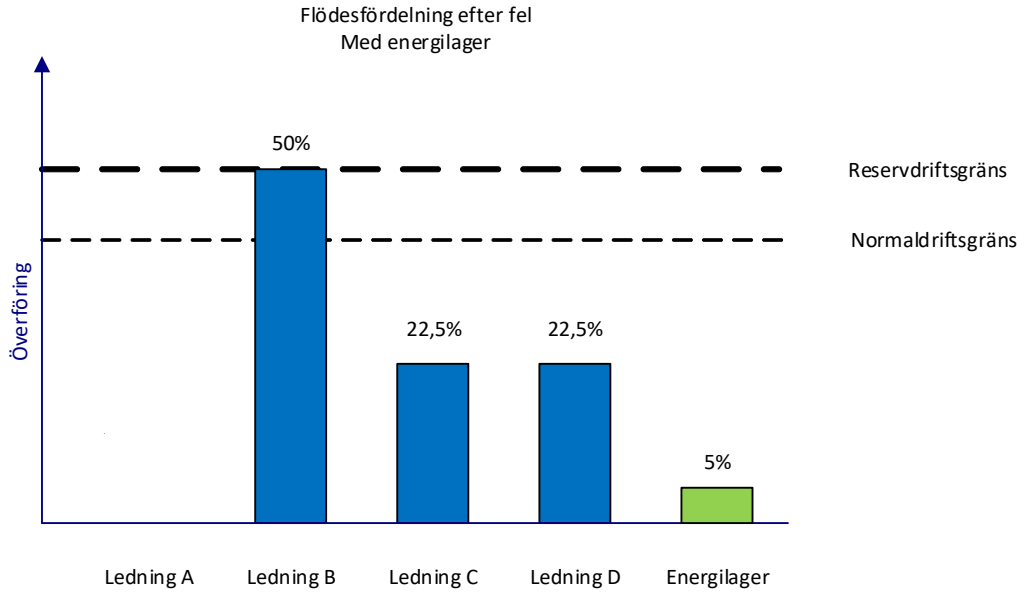
- Figur 12 för driftsituation innan fel,
- Figur 13 efter fel utan energilager (dvs den bråkdel av en sekund som förflyter innan batteriet matar in effekt),
- Figur 14 efter fel med energilager, och;
- Figur 15 efter fel med aktiverad störningsreserv (15 minuter efter fel).



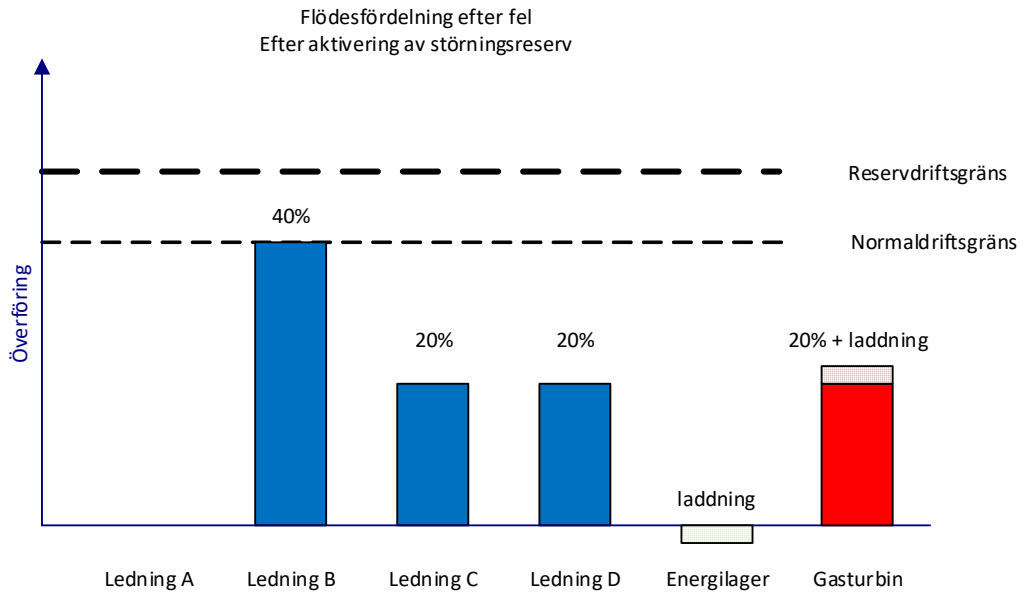
Figur 12: Principbild över flödesfördelningen på varje ledning över ett snitt, där en ledning och därmed snittet är i gräns (visat i %) för normaldrift med energilager installerat.



Figur 13: Principbild över flödesfördelningen på varje ledning över ett snitt (visat i %) direkt efter fel innan energilagret aktiverats, där Ledning B överskrider reservdriftsgränsen.



Figur 14: Principbild över flödesfördelningen på varje ledning över ett snitt (visat i %) efter fel med energilagret aktiverat, där belastningen för alla ledningar ligger under reservdriftsgräns. Energilagret avlastar ledning B, så att den inte överskrider reservdriftsgränsen.



Figur 15: Principbild över flödesfördelningen på varje ledning över ett snitt (visat i %) efter fel med aktiverad störningsreserv i form av gasturbin, där belastningen för alla ledningar ligger under normaldriftsgräns. Laddningen av energilagret är visualiserat med streckat område och kan också placeras i tid efter återgång till normaldrift med alla ledningar inkopplade.

Från det principiella exemplet i Figur 12 till Figur 15 ses att energilagret i det fallet enbart behöver dimensioneras för 5% av den totala överföringen för att sänka belastningen på kritisk ledning (Ledning B) till en nivå under reservdriftsgränsen tills den normala snabba störningsreserven, i form av t.ex. gasturbiner, tar över inom 15 minuter för att sänka belastningen under normaldriftsgränsen.

Den främsta vinsten med ett energilager baserat på elektrokemisk-teknik (exempelvis Li-jon) är den snabba svarstiden, vilket gör att den driftsituation som illustreras i Figur 13, kan minimeras till bråkdelar av en sekund. Detta är inte möjligt med andra lösningar, exempelvis mothandel, på grund av längre svarstid. Om ett energilager ej tillämpas behöver belastningsnivån på Ledning A i Figur 12 sänkas så att ingen ledning överskrider reservdriftsgränsen vid felfall på ledning A. Notera att exemplet ovan enbart baseras på fiktiva värden och inte är representativt för dimensionering av ett verkligt energilager.

3 OMVÄRLDSANALYS AV ENERGILAGER

I detta avsnitt görs en omvärldsanalys av vilka former av energilager som tillämpas i olika projekt för applikationer i elnät runt om i världen. Olika tekniker och principer listas och deras respektive egenskaper och tillämpningsområden redovisas. Referenser till särskilt intressanta anläggningar anges.

3.1 Projekt i omvärlden

Omvärldsanalysen har fokuserats på energilager som tillämpas i kraftsystemet i främst Europa, men även storskaliga system utanför Europa omnämns. Användningsområdena varierar från säsongslagring till samlokaliseringslagring för att minska variationerna i intermittent produktion. Projekt som är till för att öka överföringsförmågan i nätet och tillämpar konceptet med virtuella kraftledningar med korresponderande energilager, (beskrivet i avsnitt 2.3.1) är av särskilt intresse.

3.1.1 Projekt i Norden

Utvecklingen i form av antalet projekt, installerad effekt och installerad energimängd för energilager i det nordiska elnätet har gått väldigt fort framåt de senaste 5-10 åren. Tabell 1 nedan ger en överblick över ett antal större projekt i Norden som installerats sedan 2017 med plats, ansvarigt elbolag, effektkapacitet och energimängd, samt referenser.

Tabell 1: Energilager i det nordiska elnätet.

År	Plats	Ansvarigt elbolag	Effektkapacitet & energikapacitet
2017	Järvenpää, Finland[3]. Då Nordens största energilager	Fortum Finland	2 MW & 1 MWh
2019	Forshuvud vattenkraftverk, Sverige[4]	Fortum Sverige	5 MW & 6.2 MWh
2019 / 2020	Norra Finland[5]	Fingrid / TuuliWatti	5,6 MW & 6,6 MWh
2020 / 2021	Yllikkälä i Lappeenranta, Finland[6]	Fingrid	30 MW & 30 MWh
2022	Svalbard, Norge[7]	Longyearbyen Energiverk	6 MW & 7 MWh
2022	Uppsala*, Sverige[8]	Vattenfall	5 MW & 20 MWh
2023	Grums, Sverige[9]	Ellevio	10 MW & 11,9 MWh
2022/2023	Olkiluoto, Finland[10]	Teollisuuden Voima (TVO)	90 MW & - MWh
2023	SE4, Sverige[11]	E.ON	43,5 MW & 43,5 MWh
2024	Karlshamn, Sverige[12]	E.ON	70 MW & 70 MWh

Det noteras från analysen av de nordiska projekten att de flesta energilager syftar till att leverera frekvensregleringstjänster FCR och FFR, och nästan alla projekt är baserade på litium-jonbatterier (Li-jon).

Ett nämnvärt projekt, som även är ett av Nordens nuvarande största energilager, är den lösning som Vattenfall installerat i Uppsala med ett energilager med effektkapacitet på 5 MW och energikapacitet på 20 MWh[8]. Detta innovationsprojekt syftar till att förbättra elförsörjningen in till begränsade områden i regionnätet, samt att bygga upp kunskap och skaffa underlag inför framtida investeringar. Installationen sattes i drift vid årsskiftet 2020-2021 och innovationsprojektet är ett samarbete mellan Vattenfall Eldistribution och Vattenfall Network Solutions, som äger och förvaltar batteriet.

[3] https://www.fortum.com/about-us/our-company/our-energy-production/our-power-plants/suomenoja-chp-plant [Senast besökt 2022-10-13]
[4] https://www.fortum.se/om-oss/hallbarhet/investeringar-i-vattenkraft/innovation-forshuvuds-kraftverk [Senast besökt 2022-10-13]
[5] https://renewablesnow.com/news/saft-to-supply-batteries-for-21-mw-wind-park-in-finland-677076/ [Senast besökt 2022-10-13]
[6] https://www.pv-magazine.com/2020/06/10/finland-to-stabilize-grid-with-30-mw-30-mwh-battery/ [Senast besökt 2022-10-13]
[7] https://renewablesnow.com/news/totalenergies-saft-to-install-6-mw7-mwh-battery-in-the-arctic-776222/ [Senast besökt 2022-10-13]
[8] Unikt batterilager i Uppsala - Vattenfall Services [Senast besökt 2022-10-13]
[9] https://www.energy-storage.news/alfen-to-deliver-swedens-biggest-grid-scale-battery-system-so-far/ [Senast besökt 2022-10-13]
[10] https://www.smart-energy.com/storage/teollisuuden-voima-to-deploy-90mw-battery-energy-storage-system/ [Senast besökt 2022-10-13]
[11] *Konfidentiellt.*
[12] https://www.energi.se/artiklar/2022/september-2022/sveriges-storsta-batterilager-ska-byggas-i-karlshamn/ [Senast besökt 2022-10-13]

Nedan listas ett antal utmaningar och lärdomar som pekas ut av Arne Berlin, affärsstrateg på Vattenfall Eldistribution, från tiden projektet varit i drift[13]:

- Utmaningar i att informera och utbilda underhållsentreprenörer i batteriets skötsel och tillsyn.
- Driftstopp med begränsad kapacitet under kritisk drift under december 2021 till februari 2022 på grund av obalans i battericeller.
- Batteriet har medverkat på flexibilitetsmarknaden CoordiNet och på frekvensmarknaden FCR-D.
- Det är för tidigt att säga om batterier är en bra lösning för att hantera kapacitetsbrist i överföring i elnätet.

3.1.2 Projekt i Europa

För närvarande projekteras och drivs flera storskaliga lagringsprojekt i övriga Europa. Nedan listas ett antal exempel på batterilager för att undvika nedreglering av produktion, samt koncept med virtuella kraftledningar:

- I Tyskland har Grid Booster-konceptet introducerats för att hantera kapacitetsbrist i elnätet, då driften av elnätet närmar sig termiska gränser och stabilitetsgränser[14]. I norra Tyskland byggs fler vindkraftsparker, medan kärnkraft- och kolkraftverken avvecklas i södra Tyskland. Nya överföringsledningar för transmissionsnätet byggs från norr till söder, men överföringen begränsas av N-1 kriteriet. För att öka kapaciteten i transmissionsnätet planeras batterier att installeras. Grid Booster-batterierna kommer att agera som (N-1) redundans för överföringsledningarna. Konceptet kan liknas vid förfarandet som beskrivs in avsnitt 2.3.4: Icke korresponderande energilager - Störningshantering. Tysklands TSOer: Tennet och TransnetBW bygger tre stora Grid Booster-batterilager och ett antal mindre decentraliserade energilager[15,16,17]:
    - Audorf/Süd, med effekt på 100 MW. Planerad driftsättning 2023.
    - Ottenhofen, med effekt på 100 MW. Planerad driftsättning 2023.
    - Kupferzell, med effekt- och energinivå på 250 MW och 250 MWh. Planerad driftsättning 2025.
    - Decentraliserade batterilager i regionen Bayerisch-Schwaben, med total effekt- och energinivå på 250 MW och 250 MWh. Planerad driftsättning 2025.
- RINGO, ett innovationsprojekt av Réseau de Transport d'Électricité (den franska TSOn) som planeras vara i drift 2022/2023. Total kostnad uppskattas till 80 miljoner euro[18]. Med batterilager på tre olika platser förväntas kapacitetsbristen lättas i nätet. Principiellt fungerar det likt det effektneutrala korresponderande energilager som beskrivs i avsnitt 2.3.1, medan ett batteri absorberar överskott på produktionssidan kommer de andra två batterierna samtidigt att laddas ur på efterfrågesidan. Fastställandet av driften och samspelet mellan batterierna på utbuds- och efterfrågesidan kommer att ske genom styrsystem enligt beräknad överbelastning av transmissionsnätet, produktion och lastmönster. De tre aktuella platserna är:
    - Vingeanne (i Côte d'Or), med en kapacitet på 12 MW och 37 MWh, med Li-jonbatterier (nickel, mangan, kobolt) som levereras av Nidec ASI[19].
    - Ventavon (i Hautes-Alpes), med en kapacitet på 10 MW och 30 MWh, med LMP-batterier (litium-metallpolymer) som producerats av Blue Solutions och ENGIE Solutions[20].

[13] https://www.elinstallatoren.se/2022/10/hur-bra-ar-batterier-i-elnatet/ [Senast besökt 2022-10-13]
[14] https://www.transnetbw.de/de/presse/presseinformationen/presseinformation/projektstart-fuer-hydrogreenboost [Senast besökt 2022-10-13]
[15] https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2035_V2021_2_Entwurf_Teil1.pdf [Senast besökt 2022-10-13]
[16] https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2035_V2021_2_Entwurf_Teil2.pdf [Senast besökt 2022-10-13]
[17] https://www.energy-storage.news/fluence-building-250mw-grid-booster-battery-storage-system-for-german-tso-transnetbw/ [Senast besökt 2022-10-13]
[18] https://www.rte-france.com/projets/stockage-electricite-ringo [Senast besökt 2022-10-13]
[19] https://www.rte-france.com/projets/nos-projets/stocker-lelectricite-lexperimentation-ringo-vingeanne#Leprojet [Senast besökt 2022-10-13]
[20] https://www.rte-france.com/projets/nos-projets/stocker-lelectricite-lexperimentation-ringo-ventavon#Leprojet [Senast besökt 2022-10-13]

- Bellac (i Haute-Vienne), med en kapacitet på 10 MW och 30 MWh, med en ny typ av - Li-jonbatterisystem som levereras av Saft och Schneider Electric[21].

- Terna, Italiens TSO, installerade tre BESS-anläggningar i regionen Kampanien år 2015 för att lagra energi från vindkraft, som annars riskerades begränsas på grund av överbelastning i nätet. Projektet, som kallas SANC-projektet, bygger på Natrium-svavelbatterier (NaS) med total kapacitet på 34,8 MW och 232 MWh. Batterierna styrs och övervakas från Terna:s driftcentral. Förutom att begränsa överbelastningar i nätet bidrar dessa energilager också till att bibehålla stabilitet genom frekvensreglering[22].

- Litauens TSO Litgrid arbetar med batteriföretaget Fluence med ett projekt som liknar Grid Booster-projektet i Tyskland, med total kapacitet på 200 MW och 200 MWh fördelat på fyra energilager med kapacitet på 50 MW och 50 MWh i fyra olika områden. Detta anses vara ett alternativ till att bygga tranmissionsnätsinfrastruktur och förväntas vara i drift i slutet av 2022[23].

3.1.3 Relevanta projekt utanför Europa:

- Chile, likt Tyskland, har stora solenergianläggningar i norra delen av landet, medan den stora andelen av förbrukningen ligger i söder, ca 150 mil bort. Chiles nationella samordnare för överföringssystemet Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) har presenterat ett förslag att använda två 500 MW och 125 MWh energilager som alternativ till transmissionsledningar[24]. Dessa potentiella energilager planeras att fungera i samordning för att stötta effektflödet och för att tillhandahålla (N-1) systemavlastning för transmissionsledningar som förbinder solenergianläggningarna i norr med förbrukningen i söder, vilket totalt sett bidrar till minskad kapacitetsbrist[25]. Förslaget kan liknas med principen beskriven i avsnitt 2.3.1 och 2.3.2 med Effektneutrala korresponderande energilager.

- Ett exempel på korresponderande energilager föreslogs i Australien där det australiensiska elnätet upplever stora variationer i belastningen av transmissionsledningar och säsongsbetonad kapacitetsbrist på grund av höga sommartemperaturer[26]. Fluence tog fram ett förslag på två separata energilager med kapacitet på 250 MW och 125 MWh baserat på Li-jonbatterier på var sin sida av New South Wales-Victoria snittet, en överföringskorridor med begränsad kapacitet. Lösningen ses som ett alternativ till att bygga ytterligare transmissionsledningar, fast med signifikant kortare installationstid [27].

- I hamnstaden Dalian i Kina, har världens hittills största flödesbatteri (vanadin-flödesbatteri) installerats under andra halvan av 2022. Energilagret har en maximal effekt på 100 MW och 400 MWh lagringskapacitet. Huvudsyftet är att kapa effekttoppar och flytta energi från höglasttimmar till låglasttimmar, och det förväntas också kunna användas för att lagra energi i upp till flera månader. Batteriet planeras skalas upp ytterligare till 200 MW och 800 MWh[28]. I norra Kina har även nyligen ett av världens hittills största kalluftenergilager på 100 MW och 400 MWh installerats. Det är ett steg i ledet att bryta beroendet av lösningar helt baserade på Li-jonbatterier[29].

[21] https://www.rte-france.com/projets/nos-projets/stocker-lelectricite-renouvelable-lexperimentation-ringo-bellac-haute-vienne [Senast besökt 2022-10-13]
[22] https://www.terna.it/en/electric-system/system-innovation/pilot-storage-projects [Senast besökt 2022-10-13]
[23] https://www.energy-storage.news/lithuania-connects-first-battery-system-to-transmission-network-ahead-of-200mw-rollout/ [Senast besökt 2022-10-13]
[24] https://www.bnamericas.com/en/news/chile-watch-aes-andes-gives-decarbonization-push-overview-energy-commission-outlines-storage-benefits [Senast besökt 2022-10-13]
[25] https://blog.fluenceenergy.com/tso-challenge-one-energy-storage-for-intermittency-congestion [Senast besökt 2022-10-13]
[26] https://reneweconomy.com.au/why-networks-think-battery-storage-may-be-smarter-choice-than-more-poles-and-wires-16241/ [Senast besökt 2022-10-13]
[27] https://www.energy-storage.news/australian-energy-market-operator-publishes-fluences-250mwh-virtual-tranmission-line-proposal/ [Senast besökt 2022-10-13]
[28] https://www.nyteknik.se/premium/storsta-flodesbatteriet-har-kopplats-till-elnatet-7038854 [Senast besökt 2022-10-13]
[29] https://newatlas.com/energy/china-100mw-compressed-air/ [Senast besökt 2022-10-13]

3.1.4 Översikt projekt - DOE:s globala databas för energilager

Tabell 2 visar de största projekten i drift inom Europa och Tabell 3 visar de största projekten utanför Europa som är dokumenterade i DOE:s globala databas för energilager[30], och där den primära applikationen är att öka överföringskapaciteten i transmissionsnätet. Notera att den installerade effektnivån på befintliga energilager som nämns i denna databas är relativt låg, men storleken på energilager växer med tiden.

Tabell 2: De största projekten i drift som tillhandahåller tjänster för att öka överföringskapaciteten i transmissionsnätet inom Europa, från DOE:s globala databas för energilager.

Namn	Effekt (MW)	Kapacitet (MWh)	Plats	Färdigställt	Teknik	Övriga tjänster
Terna SANC-projekt (1)	12	96	Italien	2015	Elektrokemiskt batteri och kemisk lagring: Natriumbaserat flödesbatteri	Spänningsreglering, frekvensreglering
Terna SANC-projekt (2)	12	96	Italien	2015		
Terna SANC-projekt (3)	10,8	86,4	Italien	2015		
Energiepark Mainz[31]	6	25,98	Tyskland	2018	Elektrokemiskt batteri och kemisk lagring: Lagring av vätgas	Effektutjämning av förnybar energi, driftreserv
Highview Power Storage[32]	5	15	Storbritannien	2018	Termiskt energilager: Kalluftsenergilager	Spänningsreglering, frekvensreglering, störningsreserv, oscillationsdämpning
Orkney Storage Park[33]	2	0.5	Storbritannien	2013	Elektrokemiskt batteri och kemisk lagring: Litium-jonbatteri	
Bosch Braderup ES Anläggning: Li-jonbatteri[34]	2	2	Tyskland	2014	Elektrokemiskt batteri och kemisk lagring: Litium-jonbatteri	Effektutjämning av förnybar energi, frekvensreglering
Bosch Braderup ES Anläggning: Flödesbatteri[35]	0,325	1,235	Tyskland	2014	Elektrokemiskt batteri och kemisk lagring: Flödesbatteri	Effektutjämning av förnybar energi, frekvensreglering
WPD Falcon-projektet, GE Durathon[36]	0,25	0,5	Storbritannien	2013	Elektrokemiskt batteri och kemisk lagring: Natriumbaserat batteri	Spänningsreglering, störningsreserv

[30] https://sandia.gov/ess-ssl/gesdb/public/projects.html [Senast besökt 2022-10-18]
[31] https://sandia.gov/ess-ssl/gesdb/public/projects.html#653 [Senast besökt 2022-10-18]
[32] https://sandia.gov/ess-ssl/gesdb/public/projects.html#1342 [Senast besökt 2022-10-18]
[33] https://sandia.gov/ess-ssl/gesdb/public/projects.html#460 [Senast besökt 2022-10-18]
[34] https://sandia.gov/ess-ssl/gesdb/public/projects.html#603 [Senast besökt 2022-10-18]
[35] https://sandia.gov/ess-ssl/gesdb/public/projects.html#827 [Senast besökt 2022-10-18]
[36] https://sandia.gov/ess-ssl/gesdb/public/projects.html#1194 [Senast besökt 2022-10-18]

Tabell 3: De största projekten i drift som tillhandahåller tjänster för att öka överföringskapaciteten i transmissionsnätet utanför Europa, från DOE:s globala databas för energilager.

Namn	Effekt (MW)	Kapacitet (MWh)	Plats	Färdigställt	Teknik	Övriga tjänster
Wivenhoe Power Station[37]	500	5 000	Australien	1984	Elektromekanisk energilagring: Pumpkraftverk	Effektutjämning av förnybar energi, dödnätstart, störningsreserv
Vistra Moss Landing Energy Storage[38]	400	1 600	USA	2021	Elektrokemiskt batteri och kemisk lagring: Litium-jonbatteri	Oscillationsdämpning
West-Ansung (Seo-Anseong) Substation ESS Pilot Project[39]	28	89,6	Sydkorea	2015	Elektrokemiskt batteri och kemisk lagring: Litium-jonbatteri	Spänningsreglering, frekvensreglering
Shin-Yongin Substation ESS Pilot project[40]	24	12	Sydkorea	2015	Elektrokemiskt batteri och kemisk lagring: Litium-jonbatteri	Spänningsreglering, frekvensreglering
Uiryeong Substation ESS[41]	24	6	Sydkorea	2015	Elektrokemiskt batteri och kemisk lagring: Litium-jonbatteri	Spänningsreglering, frekvensreglering
Shin-Gimje Substation ESS[42]	24	8,88	Sydkorea	2015	Elektrokemiskt batteri och kemisk lagring: Litium-jonbatteri	Spänningsreglering, frekvensreglering
Tehachapi Wind Energy Storage Project[43]	8	32	USA	2013	Elektrokemiskt batteri och kemisk lagring: Litium-jonbatteri	Effektutjämning av förnybar energi, spänningsreglering

3.2 Olika tekniker för energilager

Energilager för ökad överföringskapacitet i transmissionsnätet kräver nästan omedelbar respons och relativt stor effektkapacitet. Effektbehovet för dessa applikationer är vanligtvis på flera hundra MW och en svarstid på delar av en sekund krävs. Av dessa skäl är främst kemiska batterier och SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage) vanligt förekommande tekniker inom området, men även flödesbatterier anses lovande[44]. I Tabell 2 och Tabell 3 kan man se att nästan alla ESS-anläggningar tillgängliga i DOEs databas, som är i drift och som används för att öka överföringsförmågan i transmissionsnätet, består av elektrokemiska batterier. Principiellt finns dock flera alternativa tekniker för energilager.

Följande kapitel ger en översikt över lämpliga ESS-tekniker för ökad överföringsförmåga i transmissionsnätet, med fokus på mognadsgrad, lagringstid, svarstid, ytbehov, effektkapacitet, energikapacitet och kostnad.

De tekniska mognadsnivåerna kategoriseras enligt Horisont 2020-indikerade teknikmognadsnivåer (TRL efter engelska: Technical Readiness Level)[45]:

- TRL 1 – Grundläggande principer är observerade
- TRL 2 – Teknikkoncept är formulerade
- TRL 3 – Experimentellt bevis på koncept (proof of concept)

[37] https://sandia.gov/ess-ssl/gesdb/public/projects.html#153 [Senast besökt 2022-10-18]

[38] https://investor.vistracorp.com/2021-08-19-Vistra-Completes-Expansion-of-Battery-Energy-Storage-System-at-its-Flagship-California-Facility [Senast besökt 2022-10-18]

[39] https://sandia.gov/ess-ssl/gesdb/public/projects.html#676 [Senast besökt 2022-10-18]

[40] https://sandia.gov/ess-ssl/gesdb/public/projects.html#635 [Senast besökt 2022-10-18]

[41] https://sandia.gov/ess-ssl/gesdb/public/projects.html#702 [Senast besökt 2022-10-18]

[42] https://sandia.gov/ess-ssl/gesdb/public/projects.html#722 [Senast besökt 2022-10-18]

[43] https://sandia.gov/ess-ssl/gesdb/public/projects.html#564 [Senast besökt 2022-10-18]

[44] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, J. Clarke:" Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation ", 2015. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081

[45] https://ec.europa.eu/research/participants/data/ref/h2020/wp/2014_2015/annexes/h2020-wp1415-annex-g-trl_en.pdf [Senast besökt 2022-10-18]

- TRL 4 – Teknik validerad i labb-/testmiljö
- TRL 5 – Teknik som validerats i relevant omgivning (industriellt relevant omgivning när det gäller nyckelteknik)
- TRL 6 – Teknik som demonstreras i relevant omgivning (industriellt relevant omgivning när det gäller möjliggörande nyckeltekniker)
- TRL 7 – Demonstration av systemprototyp i driftmiljö
- TRL 8 – Systemet är komplett och kvalificerat för kommersiellt syfte
- TRL 9 –Systemet är bevisat i driftmiljö (konkurrenskraftig tillverkning när det gäller möjliggörande nyckeltekniker)

Tabell 4 och Tabell 5 visar olika tekniska och ekonomiska egenskaper hos ESS-teknikerna och är användbart för att göra en snabb jämförelse mellan olika tekniker. Överblicken bygger på allmänt tillgängliga uppgifter [44,46], diskussioner med ESS-tillverkare och DNVs interna kunskap och expertis.

Tabell 4: Jämförelse av olika tekniker i fråga om mognad, lämplig lagringstid och svarstid.

Teknik	Mognad	Lämplig lagringstid	Svarstid	Fysisk storlek (m^2/MW)
Pumpkraftverk	9	Timmar-långvarig	Sekunder-minuter	160-300
Li-jon	9	Minuter-dagar	<Millisekunder	4-20
NaS	8-9	Sekunder-dagar	<Millisekunder	30-60
Flödesbatterier	7-8	Minuter-timmar	Sekunder-minuter	100-300
Vätgas	3-4	Timmar-månader	Sekunder	50-100
Kalluftsenergilager	7-8	Timmar-långvarig	Minuter	50-100
Gravitationsenergilager	6-7	Timmar-långvarig	Minuter	200-700

Tabell 5: Jämförelse av olika lagringstekniker

Teknik	Effektkapacitet (MW)	Energikapacitet (MWh)	Verkningsgrad [%]	Förväntad livslängd (år)	CAPEX (MSEK/MWh)[47]
Pumpkraftverk	100-5 000	500-8 000	70-87	30+	1-45
Li-jon	<400	<1 600	85-97	10-15	2-33
NaS	<50	<300	75-90	10-20	2-33
Flödesbatterier	<100	<400	60-85	5-20	1-28
Vätgas	<100+	<1 000+	20-50	5-20	5-33
Kalluftsenergilager	<100	<400	42-55	20-40	4-21
Gravitationsenergilager	50-200	<1 000+	65-90	25+	3-10

3.2.1 Pumpkraftverk

Pumpkraftverk (PHS, förkortning av engelska Pumped Hydro Storage) är en väletablerad teknik som utgör huvuddelen av den globala lagringskapaciteten. Det är en beprövad teknik med prestanda och egenskaper som är lämpliga för applikationer för att hantera nätbegränsningar. Som framgår av Tabell 5 har PHS hög effekt och energikapacitet, lång lagringstid och hög mognadsgrad.

Ett typiskt pumpkraftverk använder två vattenreservoarer med höjdskillnad. När lagret laddas, pumpas vatten från den nedre reservoaren till den övre, och när energilagret laddas ur flödar vatten från den övre reservoaren till den nedre, vilket ger kraft till turbinen som driver generatorn. Pumpkraftverk kan brett kategoriseras som antingen ”open-loop” eller ”closed-loop”. Den förstnämnda, open-loop, innebär att externt vattenflöde tillåts komma till reservoarerna. Mängden energi beror på höjdskillnaden mellan reservoarerna och volymen av det lagrade vattnet, medan den nominella effekten beror på vattentrycket och flödeshastigheten.

[46] https://www.energihandbok.se/lagring-av-elektrisk-energi [Senast besökt 2022-10-18]

[47] Det stora spannet i kostnaden tar hänsyn till osäkerheten i siffrorna från olika källor. Det uppskattas att vissa källor endast redovisar kostnad för batterisystemet, medan andra redovisar den totala kostnaden för hela projektet inklusive all kringutrustning och projektrelaterade kostnader.

På grund av teknikens egenskaper används PHS främst för applikationer som tidsförskjutning av effekt, frekvensreglering, störningsreserv och effektreserv. PHS används också för att öka överföringsförmågan i transmissions- och distributionsnät. Två av de största anläggningarna av denna typ sett till effektkapacitet är Wivenhoe Power Station i Australien, 500 MW[37] och Gordon Butte Pumped Hydro station i USA, 400 MW[48].

Eftersom energi- och effektkapaciteten beror på PHS-anläggningens fysiska storlek och design är de geografiska begränsningarna fortfarande ett betydande hinder. Vidare påverkas utbyggnaden av PHS av långa ledtider, mycket höga CAPEX och planerings-/tillståndssvårigheter. Dessutom kan den fysiska storleken anses vara mycket stor i förhållande till andra lösningar. I större installationer, såsom Vattenfalls PHS Geesthacht i Hamburg, Tyskland, används en övre reservoar på 3 000 000 m^3 vatten för att erhålla ett system på 120 MW och 540 MWh[49]. Utöver storlekskraven behöver placeringen ha en höjdskillnad mellan den övre och nedre reservoaren. I Geesthacht är höjdskillnaden 80 meter.

Det pågår projekt och forskning för att använda övergivna gruvor och underjordiska grottor för att placera den nedre reservoaren under marknivå, vilket bör möjliggöra en utbyggnad av lämpliga pumpkraftverk till geografiska platser utan märkbar höjdskillnad över marknivå. Konceptet kallas underjordiska pumpkraftverk (UPHS, förkortning av engelska Underground Pumped Hydro Storage). Bland annat har en kolgruva i Tyskland gjorts om till ett pumpkraftverk på 200 MW[50]. Flera underjordiska pumpkraftverksprojekt pågår även i Norden. I en övergiven underjordisk gruva på Åland pågår ett forskningsprojekt sedan 2020, där syftet är att tillhandahålla frekvensregleringstjänster[51]. Ytterligare ett exempel är företaget Mine Storage som för närvarande undersöker lämpliga gruvor i närheten till Ellevios distributionsnät, och samtidigt leder ett internationellt konsortium för att bygga ett underjordiskt pumpkraftverk i Bergslagen.

Fördelen med UPHS är mindre påverkan på mark och djur, och potentiell återanvändning av övergivna gruvor. Nackdelarna är dock markens icke-ideala egenskaper, såsom risken för grundvattenutbyte som påverkar avståndet mellan den övre och nedre reservoaren, och därmed UPHS-anläggningens verkningsgrad.[52] UPHS anses ha en TRL på 6[53], medan konventionell PHS anses ha en TRL på 9[54].

3.2.2 Litium-jon

Litium-jonbatterier (Li-jon) är för tillfället den marknadsledande tekniken när det gäller projekt för nätanslutna energilager inom de senaste tre-fyra åren. Detta beror på flexibiliteten när det gäller systemstorlek, hög energitäthet, hög verkningsgrad och snabb svarstid. I stationära tillämpningar är Li-jon-system i allmänhet väl lämpade för tjänster som kräver hög effekt och kort till medellång utnyttjningstid (upp till 2-4 timmar). Det finns en rad olika Li-jon-batterier, där var och en har individuella prestanda- och säkerhetsegenskaper som gör dem lämpliga för olika tillämpningar.

Traditionellt har Li-jon-system designats för småskaliga installationer och utformats med en varaktighet på upp till fyra timmar. Under de senaste åren har det skett en kraftig utveckling och det blir allt vanligare att se mycket storskaliga (>100 MW) Li-jon-energilager. Det mest anmärkningsvärda av dessa storskaliga Li-jon-projekt som för närvarande är i drift, är det 400 MW och 1 600 MWh-system som utvecklats av Vistra Energy i Kalifornien. Ett antal andra stora Li-jon-projekt är för närvarande under utveckling över hela världen, till exempel InterGens 320 MW och 640 MWh för placering nära London[55]. Utvecklingen med Li-jon-system med allt längre lagringstid kan göra det möjligt för dem att konkurrera med andra tekniker med längre lagringstid.

[48] https://sandia.gov/ess-ssl/gesdb/public/projects.html#1300 [Senast besökt 2022-10-18]
[49] https://powerplants.vattenfall.com/geesthacht/ [Senast besökt 2022-10-18]
[50] https://www.mining.com/coal-mine-in-germany-turns-into-hydroelectric-battery/ [Senast besökt 2022-10-18]
[51] https://swedishcleantech.com/news/sustainable-construction/energy-storage-going-underground/ [Senast besökt 2022-10-18]
[52] https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.093 [Senast besökt 2022-10-18]
[53] https://assets-global.website-files.com/5f749e4b9399c80b5e421384/61432192836f8d346bc2928e_IFPSH%20-%20Innovative%20PSH%20Configurations%20%26%20Uses_%2015%20Sept.pdf [Senast besökt 2022-10-18]
[54] https://www.ESSi.org/articles/view/a-look-at-the-status-of-five-energy-storage-technologies [Senast besökt 2022-10-18]
[55] https://www.solarpowerportal.co.uk/news/intergen_unveil_uks_largest_battery_storage_project_with_320mw_essex_projec [Senast besökt 2022-10-18]

Den fysiska storleken för ett Li-jon batterilager har minskat och det vanligaste är att dessa kommer i container-lösningar. För en 40 fot container med måtten 12,19 x 2,44 x 2,59 m (L x B x H) erbjuds idag lösningar för 1 timmes system; 4,61 MW och 4,61 MWh, ungefär 6,45 m^2 per MW. För 30-minuter system; 7,37 MW och 3,69 MWh, ungefär 4,04 m^2 per MW[56]. Lösningen är modulär och flertalet containrar kan kopplas ihop för att skapa större system. Värt att notera är att ett säkerhetsavstånd på ca tre meter mellan containrarna vanligtvis tillämpas, samt ett större säkerhetsavstånd till byggnader, vägar och annan känslig utrustning. Det verkliga ytbehovet för hela energilager-systemet blir därmed större.

Li-jonbatterier påverkas av åldring och kapacitetsminskning vilket är ett större problem för Li-jon jämfört med andra tekniker för energilager. I allmänhet försämras lagringskapaciteten till cirka 60% - 70% på 8 - 15 år. När slutet av livslängden uppnås blir batterinedbrytningen oförutsägbar, prestandan försämras och systemet får högre risk för säkerhetsproblem. För att motverka allt för stor kapacitetsminskning mot slutet av livstiden behöver systemet antingen överdimensioneras eller utbyte av battericeller under dess livstid. Underhåll av systemet, djupet på urladdning och cykelhastigheten påverkar hastigheten på åldringen i battericellerna och viss motionering av systemet kan behövas för att undvika självurladdning. Livslängden på upp till 15 år gäller främst battericellerna då kringutrustning som exempelvis transformator och ställverk kan hålla betydligt längre tid, över 50 år.

Li-jon har flexibla prestandaegenskaper och är lämplig för ett brett utbud av olika applikationer. Li-jon-system kan tillhandahålla flera olika stödtjänster och sidotjänster, bortsett från dem som kräver en synkrongenerator. Några av de ledande leverantörerna av Li-jon-system är Fluence, Tesla, BYD, CATL, LG Chem och Samsung SDI, och utveckling sker snabbt även för NorthVolt. Tekniken anses ha en TRL på 9.

3.2.3 Natrium-svavelbatterier (NaS)

Natrium-svavelbatteriet (NaS) anses vara en av de mest lovande kandidaterna för energilager-applikationer med högt effektbehov. Som nämns i avsnitt 3.1.2 är alla tre installationer i Terna SANC-projektet i Italien för närvarande NaS-batterisystem[57].

NaS-batterier använder natrium och smält svavel som de två elektroderna, åtskilda av natriumaluminat, som också fungerar som elektrolyt och tillåter endast positivt laddade natriumjoner att passera igenom. För att en reaktion ska uppstå måste elektroderna uppnå temperaturer på 574-624 K för att vara i flytande tillstånd. Dessa batterier har hög energitäthet, mycket självurladdning och hög nominell kapacitet. Eftersom de kan lagra stora mängder energi för urladdning under långa perioder är de lämpliga för energiväxling av förnybara energikällor från låg-last till hög-last, hantering av överförings- och distributionsnät, samt lastutjämning. De har en kompakt design, systemet är lätt att expandera, snabbt att installera och kräver begränsat underhåll[58]. NaS-batterier har hög återvinningsbarhet eftersom de använder relativt billiga och icke giftiga material. Nackdelen är hög OPEX samt att energilagret kräver extra system för att säkerställa drifttemperaturen [44].

TRL för denna teknik anses vara 8-9[59]. Även för NaS-batterier tillämpas container-lösningar. För en 20-fot container med måtten 6 x 2,4 x 2,6 m (L x B x H) erbjuder BASF New Business GmbH en lösning på 250 kW och 1,45 MWh[60], vilket motsvarar ungefär 57,6 m^2 per MW.

3.2.4 Flödesbatterier

Flödesbatterier är en alternativ form av elektrokemisk lagring, där batteriets energikapacitet är en funktion av elektrolytvolymen. Systemets energikapacitet kan därför ökas eller minskas genom att ändra storlek på elektrolyttankarna.

[56] https://mpinarada.com/wp-content/uploads/2021/06/NESP-NWI-OA-Series-LFP-Battery-Energy-Storage-System-Specification-V1.1-20200804.pdf [Senast besökt 2022-10-18]

[57] https://www.terna.it/en/electric-system/system-innovation/pilot-storage-projects [Senast besökt 2022-10-18]

[58] https://www.energy-storage.news/ngks-nas-sodium-sulfur-grid-scale-batteries-in-depth/ [Senast besökt 2022-10-18]

[59] https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/07/f65/Storage%20Cost%20and%20Performance%20Characterization%20Report_Final.pdf [Senast besökt 2022-10-18]

[60] https://www.basf.com/global/en/who-we-are/organization/group-companies/BASF_New-Business-GmbH/nas-battery-systems.html [Senast besökt 2022-10-18]

Flödesbatteritekniken är mindre utvecklad än Li-jonbaserade batterier, men det finns många framgångsrika projekt i drift världen över. Medan de flesta av dessa är relativt småskaliga system (som exempelvis 1 MWh Bosch-flödesbatterier i Braderup, Tyskland som nämns i Tabell 2) finns det ett antal storskaliga projekt (>50 MW) som för närvarande är i drift eller under utveckling som bevisar flödesbatteriernas förmåga att användas i nätprojekt. I Dalian i Kina installerades nyligen ett 100 MW och 400 MWh flödesbatteri. En annan sådan anläggning är ett flödesbatterisystem på 100 MW och 500 MWh installerat vid en solcellsstation i Xiangyang, i Kinas Hubei-provins[61].

Förmågan att skala systemets energikapacitet oberoende av effektkapaciteten, till en relativt låg kostnad, är en viktig fördel med flödesbatterier, speciellt i de applikationer där lång varaktighet krävs. Dessutom kan flödesbatterier genomgå ett stort antal cykler på stort urladdningsdjup (DOD) utan att det påverkar nedbrytning, vilket i kombination med en lång livslängd och låg kostnad per cykel, gör att tekniken kan vara fördelaktig i vissa applikationer. En del företag som är involverade i flödesbatterier är Invinity, CellCube, Sumitomo, E22 och Lockheed Martin. Tekniken anses ha en TRL på 7-8.

Med egenskaper som snabb svarstid, relativt hög verkningsgrad och långvarig lagringstid kan flödesbatterier vara lämpliga för olika applikationer. Med stor energimängd och kort svarstid blir flödesbatterier lämpliga även för tillämpningar med en dynamisk belastningsprofil.

Likt Li-jon och NaS-batterier, kan flödesbatterier byggas i container-lösningar, men den fysiska storleken på ett flödesbatteri är betydligt större. Som exempel finns ett 50 kW och 200 kWh system som erbjuds av E22, vilket ryms i en 20-fot container med måtten 6 x 2,4 x 2,6 m (L x B x H). Detta ger en fysisk storlek på 288 m^2 per MW[62].

3.2.5 Vätgas

Elektricitet kan användas för att generera vätgas från vatten genom elektrolys, varefter vätgasen sedan kan komprimeras och lagras i tankar eller i underjordiska utrymmen (akvifärer, saltgrottor, uttömda gasfält). Vätgas kan också kondenseras, omvandlas till syntetiska bränslen som ammoniak och metanol, eller blandas med naturgas.

Vätgas kan användas för att generera el i bränsleceller, motorer eller gasturbiner. Bränsleceller har högre verkningsgrad än förbränningsprocesser, men har högre kapitalkostnad och lägre livslängd. Förbränningsprocesser för produktion av vätgas har lägre verkningsgrad än bränsleceller, men de kan använda synkron produktion och har därför ytterligare fördelar när det gäller tröghet och andra former av stabilitet. Det finns flera typer av elektrolysörer och bränsleceller beroende på vilken elektrolyt som används, exempelvis PEM (Polymer Electrolyte Membrane), alkalisk, fosforsyra, smält karbonat och fast oxid.

Den totala verkningsgraden för omvandlingen av elektrisk effekt till vätgas och sedan tillbaka till el igen är låg jämfört med annan teknik, cirka 20–40 %. Tekniken erbjuder dock möjligheten att lagra mycket stora mängder energi för exempelvis veckovis / månatlig balansering av förnybara energikällor.

Lagring av vätgas (för omvandling av el till vätgas till el) är relativt ovanligt på grund av den låga verkningsgraden. Detta leder till att vätgas är ett icke-konkurrenskraftig alternativ för många energilager-tjänster som kräver omedelbar omvandling av vätgas-el. Det finns däremot många alternativa tillämpningar för vätgas i de fall då vätgasen inte omedelbart omvandlas tillbaka till el. Det kan handla om lagring under långa tidsperioder för att balansera säsongsvariationen i efterfrågan, användning av vätgas som kemisk råvara för industriella processer och olika tillämpningar inom transport- och uppvärmningssektorerna.

Konkreta exempel på den fysiska storleken som krävs för ett el till vätgas till el system har inte identifierats, men det är rimligt att anta att systemet minst har liknande ytbehov som kalluftsenergilager (se avsnitt 3.2.6).

[61] China's largest solar-plus-flow battery project will be accompanied by VRFB 'gigafactory' - Energy Storage News (energy-storage.news) [Senast besökt 2022-10-18]

[62] https://energystoragesolutions.com/documents/Datasheet-E22-50kW.pdf [Senast besökt 2022-10-18]

Energilager i form av vätgas, där vätgas bildas i elektrolysörer och sedan återomvandlas till elektricitet i bränsleceller eller gasturbiner, anses i nuläget vara för omogna och ha för låg verkningsgrad för att vara tillämpbara inom ramen för detta projekt. Metoden med energilager i form av vätgas kan däremot ur teknisk synpunkt liknas vid pumpkraftverk, när det gäller ökad överföringsförmåga i transmissionsnät. Skillnaden är dock att för ett vätgasbaserat energilager krävs elektrolysör, vätgaslager, och gasturbin / bränslecell för hela kedjan från el till gas till el. För pumpkraftverk räcker det ofta med befintlig utrustning och befintligt magasin, förutsatt att turbinen kan arbeta som pump, och om inte får man bygga om aggregatet eller installera en dedikerad pump. Vattenmagasin och befintlig generator borde gå att använda. Dock är vattenkraften lokaliserad till specifika platser i naturen, medan vätgasbaserade lösningar, med begränsade lagerkapaciteter (cisterner) kan placeras mer fritt. Dock gäller det att den principiella nyttan av energilager som redovisas i rapporten till stora delar är generell och oberoende av vilken teknik som energilagret baseras på.

3.2.6 Kalluftsenergilager

Kalluftsenergilager (på engelska: Liquid/Compressed Air Energy Storage) är en form av termomekanisk energilagring. Dessa system lagrar energi genom att kondensera luft i tankar och genererar el genom att expandera den flytande luften i en turbin. Komponenterna som används för laddning, lagring av energi och kraftåtervinning kan skalas oberoende av varandra. Tekniken är särskilt lämpad för industriella platser där det finns tillgång till högkvalitativ spillvärme eller kyla som förbättrar kompressions- och expansionsprocesserna. Utan någon extern värme eller kalla källor är anläggningens verkningsgrad cirka 50-55 %. Med tillsats av högkvalitativ spillvärme (cirka 400 °C) kan denna siffra stiga till över 70 %, och potentiellt högre om den även är kopplad till en kall källa.

Det finns för närvarande endast ett fåtal anläggningar i tillräckligt stor skala för att användas i elnätet, en demonstrationsanläggning på 5 MW och 15 MWh utvecklad av Highview Power samt den anläggning på 100 MW och 400 MWh som installerats i Kina som omnämns i avsnitt 3.1.3. Highview Power har andra projekt under utveckling, såsom 50 MW och 250 MWh i Carrington och 50 MW och 400 MWh i Vermont. Utöver dessa projekt finns förslag på ett 2 GWh-lager i Spanien och 500 MWh i Chile. Tekniken kan klassas att ha en TRL på 7-8.

Data på fysisk storlek har noterats från Highview Powers principritning över hur ett 200 MW och 1,2 GWh system hade kunnat se ut[63]. Ytan som krävs för ett sådant energilager uppges vara 16 000 m^2, vilket innebär ett jämförelsevärde på 80 m^2 per MW. Siffran lämnar dock stor osäkerhet för system med andra urladdningstider. Kalluftsenergilager är mer lämpat för tillämpningar med lång varaktighet och stora mängder energi, vilket kan inkludera tjänster för att balansera intermittent produktion.

Kalluftsenergilager använder en synkrongenerator vilket kan ge tröghet, spänningsstöd och reaktiva effekttjänster till nätet. Lösningen erbjuder därför flera fördelar för nätoperatören och kan potentiellt fånga flera intäktsströmmar.

3.2.7 Gravitationsenergilager

Gravitationsenergilager lagrar energi i form av potentiell energi. Grundprincipen är att el används för att höja stora tyngder till en viss höjd under laddningscykeln. När tyngderna är upphöjda har de hög potentiell energi, som återvinns under urladdningscykeln när tyngderna sänks, vilket driver elektriska generatorer.

Effekt-energiförhållandet för gravitationsenergilager är tekniskt frikopplat, men tekniken är i allmänhet lämplig för lagring med längre lagringstid. Gravitationsenergilager består huvudsakligen av komponenter som är välutvecklade genom andra branscher med lång driftshistoria, och materialen som används i systemet är inerta och har låg miljöpåverkan.

Gravitationslagringssystem kan ha en lång livslängd, upp till 40-50 år, som kan förlängas genom förebyggande underhåll och komponentbyte av mekaniska delar. Denna teknik har hög kapitalkostnad (även om den resulterande kostnaden över lagrets livslängd, kan vara konkurrenskraftig) och låg energitäthet. Dess TRL anses vara cirka 6-8.

Två företag som presenterar demonstrationsanläggningar inkluderar Gravitricity och Energy Vault. Data på fysisk storlek finns primärt att hämta från tillverkarna. Exempelvis så erbjuder Energy Vault en lyftkranbaserad lösning med uteffekt på

[63] https://www.highviewpower.com/wp-content/uploads/2018/04/Highview-Brochure-November-2017-Online-A4-web.pdf [Senast besökt 2022-10-18]

4-8 MW och energikapacitet 20-80 MWh. Här beror variationen i energikapaciteten bland annat på lyftkranarnas höjd. För ett 100 meter högt torn med radie på 42 m (ca 5 600 m^2), erhålls ett 35 MWh system[64,65]. Om vi antar att lagret är i övre gränsen på vad tillverkaren anger (8 MW) erhålls ett jämförelsetal på 700 m^2 per MW. Principiellt kan ytbehovet jämföras med ytbehov för pumpkraftverk.

Gravitationsenergilager är mer lämpade för långvariga applikationer. Den långsamma svarstiden utesluter dock ett antal stödtjänster, men på grund av användningen av en synkrongenerator är det möjligt att tillhandahålla reaktivt effektstöd och tröghet (förutsatt att generatorn redan är aktiv och ej i inaktivt / standby-läge).

3.3 Uppbyggnad av energilager och databeroenden

För att elektrokemiska energilager ska anslutas till nätet behövs minst en växelriktare (DC till AC) som styrs av ett energihanteringssystem (EMS) och ett batterihanteringssystem (BMS) som bevakar de individuella battericellerna och modulerna. Beroende på batterisystemets spänningsnivå och det överliggande nätets spänningsnivå kan växelriktaren behöva kompletteras med en eller två transformatorer. Även ett övergripande kontrollsystem för hela anläggningen (PPC, efter engelska: Power Park Controller) kan tillämpas. Alla dessa kontrollsystem övervakas och styrs av systemägaren och systemoperatören.

BMS används främst för att skydda batteriet, till exempel genom att mäta och eventuellt styra systemtemperaturen. I kraftsystemapplikationer övervakar, styr och levererar BMS batteriets effekt och vid behov sköter BMS frånkoppling av moduler från systemet under onormala förhållanden. EMS utfärdar leveransinstruktioner som laddnings- och urladdningshastigheter. EMS hanterar en mängd olika data, till exempel marknadsdata, prognoser, nätverksdata och fattar beslut baserat på denna data. Kontrollalgoritmerna för EMS skiljer sig åt beroende på användningsområdet[66].

I de fall som observerats i omvärldsanalysen är energilagersystemen oberoende av molnlösningar och systemen är integrerade likt andra konventionella nätkomponenter med styrning från nätägarens kontrollrum. Decentraliseringen av produktionskällor och den ökande utbyggnaden av förnybara energikällor driver på behovet av att i större grad nyttja data (som efterfråge- och produktionsspårning samt väderprognoser) i energisystemens kontrollsystem. Detta kommer även att öka digitaliseringen och göra systemet med mjukvaruintensivt och digitalt anslutet. I längden innebär det ökade risker kring cybersäkerhet och hanteringen av hot inom informationsteknik (IT) och driftteknik (OT, efter engelska: Operational Technology) kommer att bli allt mer komplex. Elnätet riskerar att bli mer sårbart för cybersäkerhetsincidenter som i värsta fall kan sätta hela systemet ur spel. Ett exempel på en sedan incident är då strömbrytare löstes ut av främmande makt i Ukraina den 23e december 2015.

3.3.1 Artificiell Intelligens och Machine Learning

I takt med ökad digitalisering börjar även Artificiell Intelligens (AI), Machine Learning och Big Data bli intressanta att applicera inom energilagringsområdet för att hantera de problem som orsakas av integrering av förnyelsebar energi. Det skulle möjliggöra mer avancerad styrning av nätkomponenter och resurser baserat på olika aktörers behov, exempelvis konsumenter, producenter, systemansvariga och överföringsansvariga[67]. AI skulle kunna hjälpa till att driva energilagringssystem på ett effektivare sätt genom att fatta beslut om när man ska lagra eller ladda ur samtidigt som det är beroende av framtidsprognoser av efterfrågan, produktion, priser och överbelastning i nätet. Med AI kan förutseende logikalgoritmer tillämpas med laddnings- och urladdningsdata, och på så sätt minska påverkan av fel i produktionsprognoser.

Några relevanta exempelprojekt som använder AI och Machine Learning[68]:

[64] https://www.energyvault.com/ev1 [Senast besökt 2022-10-18]
[65] https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2542435119300418 [Senast besökt 2022-10-18]
[66] https://mdpi-res.com/d_attachment/technologies/technologies-09-00028/article_deploy/technologies-09-00028-v2.pdf?version=1618281255 [Senast besökt 2022-10-18]
[67] https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_AI_Big_Data_2019.pdf [Senast besökt 2022-10-18]
[68] https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_AI_Big_Data_2019.pdf [Senast besökt 2022-11-15]

- Ökning av överföringskapacitet är en av de applikationer som AI kan användas till. PrognoNetz-projektet vid Karlsruhe Institute of Technology, Tyskland använder stora mängder väderdata för att anpassa användningen av befintliga kraftledningar till väderförhållandena.
- Stem (företag baserat i Kalifornien) har utvecklat Athena, som använder AI för att kartlägga framtida energibehov och produktion och gör det möjligt för kunder att spåra variationer i energianvändandet för att mer effektivt använda sina energilager.
- Teslas Hornsdale-batteri i Australien använder AI med mångsidiga batterilagringssystem för att optimera möjligheterna att köpa el från nätet när priserna är låga och sedan sälja tillbaka till marknaden när priserna är höga.
- I november 2021 annonserades det att Tennet och be.storaged GmbH planerar att samarbeta i ett pilot projekt som med hjälp av AI testar hur kapacitetsbegränsningar kan undvikas[69]. För detta projekt utvecklar be.storaged ett decentraliserat energihanteringssystem för energilager där lokala aktörer ansluter enskilda energilagerssystem för att bilda en pool. Plattformen ”Equigy Crowd Balancing Platform”, utvecklat av TenneT och ett antal andra europeiska TSOer, planeras att nyttjas i projektet. Plattformen använder blockkedjor för att underlätta datautbyte mellan olika aktörer och göra det lättare för enskilda aktörer att aktivt erbjuda sin flexibilitet[70].

[69] https://www.tennet.eu/tinyurl-storage/detail/tennet-and-bestoraged-to-use-flexibility-of-battery-storage-to-support-stable-network-operation/ [Senast besökt 2022-10-18]

[70] https://electra.cigre.org/317-august-2021/global-connections/equigy-a-crowd-balancing-platform-based-on-blockchain-technology.html [Senast besökt 2022-10-18]

4 REGULATORISKA ASPEKTER

Detta kapitel tittar närmare på den övergripande frågeställningen huruvida Svenska kraftnät får äga och/eller driva energilager, och i så fall under vilka förutsättningar.

I Energimarknadsinspektionens rapport *Ren energi inom EU – Ett genomförande av fem rättsakter* (Ei 2020:02[71], Artikel 54, sid 229ff) föreskrivs följande:

> *Systemansvariga tillåts inte äga eller driva energilager, om det inte rör sig om helt integrerade nätkomponenter eller om marknaden misslyckats med att erbjuda tjänsten i fråga. Systemansvarigas möjlighet att bedriva annan verksamhet än nätverksamhet begränsas. Undantag ska godkännas av tillsynsmyndigheten eller ett stort antal villkor ska vara uppfyllda.*

Utifrån artikel 54 känns det inte omöjligt att Svk kan äga och drifta ”helt integrerade” batterier för att förbättra överföringsförmågan över kritiska snitt. Svk äger och driftar idag gasturbinanläggningar, som innehåller bränsle och således är energilager.

I regeringens proposition 2021/22:153[72] till riksdagen om *Genomförande av elmarknadsdirektivet* (2019/944)[73] *när det gäller nätverksamhet* föreslås ett antal ändringar i ellagen. Regeringen föreslår bland annat:

> *”Ett nätföretag ska inte få äga, utveckla, förvalta eller driva en sådan anläggning i elsystemet som används för att i systemet skjuta upp den slutliga användningen av el till en senare tidpunkt än produktionstillfället eller för omvandling av elenergi till en form av energi som kan lagras, lagringen av den energin och den följande återomvandlingen av energin till el eller någon annan energibärare (energilagringsanläggning). Regeringen ska få meddela föreskrifter om att nätmyndigheten får bevilja dispens i enskilda fall från förbudet.”*

Med den korresponderande föreslagna lagtexten:

> ***Energilagring***
>
> *39 § Ett nätföretag får inte äga, utveckla, förvalta eller driva en energilagringsanläggning.*
>
> *40 § Regeringen får meddela föreskrifter om att nätmyndigheten får bevilja dispens i enskilda fall från förbudet i 39 §.*

4.1 DNVs tolkning

Det är tydligt att lagstiftaren tar fokus på energilagring för att flytta energianvändning i *tiden* och inte i *rummet*. Lagstiftaren har inte haft en tanke på att utnyttja korresponderande energilager som ledningsreserv, antingen för oväntat hög last eller för felfall, och därmed flytta energianvändning i rummet. Det torde därför vara en ganska smal sak att få dispens för batterier, såsom helt integrerade nätkomponenter, för användning uteslutande som ledningsreserv med det primära syftet att öka överföringsförmågan i befintligt nät med marginellt påverkad tillförlitlighet.

Korresponderande effektneutrala batterier borde således vara enkla att motivera och få dispens för. Batterier enbart i mottagaränden kan vara något knepigare men borde gå – exempelvis kan det jämföras med gasturbiner eller automatisk produktionsfrånkoppling.

- Köp av energi till uppladdning kan jämföras med köp av energi till överföringsförluster, balanskraft eller reglerkraft.
- Avhändande av energi från batterier borde kunna jämföras med aktiv effektproduktion i Svk:s gasturbiner och hanteras på samma sätt, alternativt hanteras inom frekvensreglerreserven eller balanstjänsten.

[71] Ren energi inom EU - Ett genomförande av fem rättsakter (ei.se) [Senast besökt 2022-10-18]

[72] Genomförande av elmarknadsdirektivet när det gäller nätverksamhet (riksdagen.se) [Senast besökt 2022-10-18]

[73] EUROPAPARLAMENTETS OCH RÅDETS DIREKTIV (EU) 2019/ 944 - av den 5 juni 2019 - om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om ändring av direktiv 2012/ 27/ EU [Senast besökt 2022-10-18]

5 SLUTSATS OMVÄRLDSANALYS

Omvärldsanalysen tar upp olika projekt och tekniker för energilager. Den här delen av rapporten sammanfattar även problematiken i ett svenskt perspektiv, redovisar olika koncept för energilager, samt belyser regulatoriska aspekter.

Den övergripande slutsatsen från omvärldsanalysen är att de energilager som lämpar sig bäst inom ramen för detta projekt, med en tidshorisont på 3-5 år med installation i befintlig stamnätstation, är de som är baserade på elektrokemiska tekniker. Inom detta teknikområde ses främst Li-jon som den mest framträdande lösningen med hög mognadsgrad och verkningsgrad, litet ytbehov, modulär uppbyggnad och det är en beprövad teknik inom liknande projekt världen över.

Elektrokemiska tekniker är att föredra före andra tekniker. Exempelvis för pumpkraftverk räcker det ofta med befintlig utrustning och befintligt magasin, förutsatt att turbinen kan arbeta som pump, och därmed bör vattenmagasin och befintlig generator gå att använda. Dock är vattenkraften lokaliserad till specifika platser i naturen, vilket signifikant reducerar tillämpningen av pumpkraftverk för att öka överföringskapaciteten i transmissionsnätet. Energilager i form av vätgas, där vätgas bildas i elektrolysörer och sedan återomvandlas till elektricitet i bränsleceller eller gasturbiner, kan däremot med begränsade lagerkapaciteter (cisterner) placeras mer fritt i jämförelse med pumpkraftverk. Metoden med energilager i form av vätgas kan ur teknisk synpunkt liknas vid pumpkraftverk, när det gäller ökad överföringsförmåga i transmissionsnät. Skillnaden är dock att för vätgasbaserat energilager krävs elektrolysör, vätgaslager, och gasturbin / bränslecell för hela kedjan från el till vätgas till el. Däremot anses vätgas-tekniken i nuläget vara för omogen och ha för låg verkningsgrad för att vara tillämpbar inom ramen för detta projekt. Detsamma gäller även gravitationsenergilager med avseende på mognadsgrad och kalluftsenergilager med avseende på verkningsgrad.

Slutligen gäller dock att den principiella nyttan av energilager som tas fram och redovisas i PSS/E simulerings- och analysdelarna av rapporten till stora delar är generell och oberoende av vilken teknik som energilagret baseras på.

6 ANGREPPSÄTT OCH ANALYSMETODIK – PSS/E ANALYS

Detta kapitel beskriver det angreppssätt och den analysmetodik som tillämpas för den vidare PSS/E-analysen.

6.1 Bakgrund

Analysen utgår från givna driftsituationer där överföringen begränsas på grund av att ett kritiskt element går i gräns eller blir överbelastat. Överföringen via ett specifikt snitt kan vara begränsad antingen av den termiska belastningen, och nås då när det mest kritiska elementet (givet ett visst driftläge) når sin termiska gräns, eller av stabilitetsskäl[74] och nås då när den sammanlagda effekten i snittet når den beräknade maxgränsen.

Eftersom uppdraget syftar till att presentera lösningar för flaskhalsar i det svenska överföringssystemet som är implementerbara inom en 3-5 årsperiod, begränsas den fortsatta analysen till energilager i befintliga Svk-stationer.

6.1.1 Kritiska effektriktningar

De problematiska effektriktningarna är från norr till söder och från öster till väster, varför den fortsatta analysen fokuseras på dessa effektriktningar. I Figur 16 har två kritiska effektflödesriktningar markerats, som ofta är behäftade med begränsning, Snitt 2 och det öst-västliga flödet.

[74] Det kan handla om spänningsstabilitet, rotorvinkelstabilitet (”first swing”), eller småsignalstabilitet (risken för otillräckligt dämpade effektpendlingar)

Figur 16: Några kritiska flaskhalsar i det svenska transmissionsnätet; Snitt 2 och begränsningen i öst-västlig riktning. Kartbild hämtad från ENTSO-E[75].

Ju närmare det begränsande överföringselementets ändpunkter energilagren placeras, desto effektivare kan de hantera bortfall av just det ledningselementet. Ju längre bort från det begränsande överföringselementets ändpunkter

[75] https://www.entsoe.eu/data/map/ [Senast besökt 2022-10-18]

energilagren placeras, ju generellare blir supporten från energilagret i händelse av bortfall av något ledningselement i det betraktade området, men ”verkningsgraden”, d.v.s. graden av ersättningsförmåga för det bortfallna elementet, blir också mindre.

Batterier kan, tack vara sin snabba svarstid, dimensioneras för att hantera den momentana obalansen i händelse av ledningsbortfall, d.v.s. för en effektnivå korresponderande på kritiskt ledningselement och med ett energiinnehåll som medger en utnyttjningstid om minst 15 minuter. För tiden efter 15 minuter bör, på liknande sätt som frekvenshållningsreserven för störning FCR-D ersätts med störningsreserv, gasturbiner kunna utnyttjas; i detta fallet dock som ledningsreserv. Alternativt skulle batterierna kunna dimensioneras för en längre drifttid, och avlösas av geografiskt riktade avrop på balansmarknaden.

I samråd med Svk har det resonerats kring storlek och kostnader för långvariga energilager och därmed har det beslutats att analysen fokuserar på batterilösningar tillämpbara för de första 15-30 minuterna innan störningsreserven aktiveras. Det anses vara den tillämpning inom ramen för detta projekt där energilager kan vara realiserbara.

6.2 Fokus och syfte

Analysen utgår ifrån fem anonymiserade estimat som har erhållits ifrån Svenska kraftnät. Estimaten representerar driftsituationer där öst-västlig flödesproblematik har observerats. För varje estimat har även begränsande ledningar samt begränsande felfall erhållits. Estimaten benämns enligt följande:

- Estimat 1
- Estimat 3
- Estimat 4
- Estimat 7
- Estimat 8

Det begränsande driftfallet i varje estimat skiljer sig åt. Estimat 1 och 3 begränsas av ett specifikt felfall, Estimat 4 har både överlast redan i normaldrift (N-0) och ett begränsande felfall (N-1), Estimat 7 begränsas enbart av grundfallet, N-0, medan estimat 8 har fyra begränsande N-1 fall. Totalt analyseras 9 olika driftfall som presenteras i kapitel 7 Simuleringsresultat specifika driftfall.

Analysens syfte är att finna lämpliga placeringar för energilager. Analysen begränsas till att undersöka de valda placeringarnas verkningsgrad med hänsyn till minskad last på kritiskt objekt i de tillhandahållna driftfallen.

I simuleringsdelen, då initialt enbart aktiv effekt i statiska lastflöden hanteras tas ingen hänsyn till teknik eller typ av energilager, således kan resultaten i sig representera alla typer av energilager. Även om det påverkar storlek och flexibilitet vid val av slutgiltig placering, spelar även energikapacitet och svarstid för vald teknologi in i det slutgiltiga valet. Ett antagande som görs i analys av spänningsreglering är att energilagret, förslagsvis ett batterilager, är kopplat till nätet genom en omriktare och att spänningsreglering således kan erbjudas genom att dimensionera för en större omriktare.

6.3 Simuleringsmetodik

Analysen behandlar både korresponderande och icke-korresponderande energilager med utgångspunkt i korresponderande energilager. Då ett korresponderande energilager från systemet sett agerar som en fiktiv överföring i rummet av effekt modelleras detta i PSS/E som en ideal VSC-HVDC-länk. Initialt modelleras enbart överföringsförmågan av aktiv effekt, men med ökad storlek på omriktare kan analysen utökas till att styra spänningen i anslutningspunkterna för energilagren. Icke-korresponderande batteri modelleras i PSS/E som en *”Infeed Machine”* men ändras till *”Conventional Machine”* för att analysera spänningsreglering i anslutningspunkten.

Analysens huvudsyfte är att finna det alternativ av placering som har störst verkan på det kritiska elementet (sänker överlasten på det kritiska elementet mest). Analysen följer följande lösningsgång:

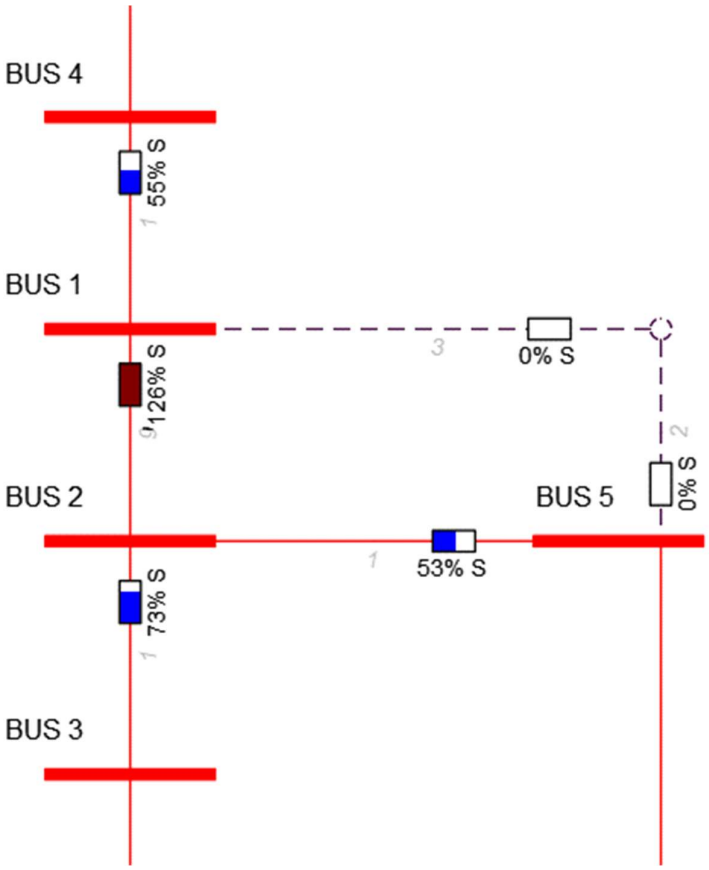
Utgå från ett kritiskt fall (de givna estimaten) och lastflödesberäkning genomförs:

1. Överlast vid N-0 (intakt nät) – normaldriftsgränser överskrids
    a. Kör igenom energilager-kandidaterna (olika placeringarna av energilager) av viss storlek (t.ex. 100 MW)
    b. Kontrollera ”nyttan” av energilager-kandidaten i termer av MW ändrad överföring på kritiskt element
2. Ingen överlast vid N-0. Överlast efter aktivering av kritisk N-1 situation (bortfall av mest kritisk ledning) – reservdriftsgränser överskrids
    a. Kör igenom energilager-kandidaterna av viss storlek (t.ex. 100 MW)
    b. Kontrollera ”nyttan” av energilager-kandidaten i termer av MW ändrad överföring på kritiskt element

Två analysmetoder och lösningsförslag tillämpas: ledningsbaserad och områdesbaserad analysmetodik med utgång i korresponderande energilager.

6.3.1 Ledningsbaserad analysmetodik

Ledningsbaserad analysmetodik baseras på att den överlastade kritiska ledningen i det kritiska driftfallet stöds lokalt av energilager genom att ledningen eller ledningarna kompletteras i modellen med en (i stort sett) parallell VSC-HVDC-länk. Utifrån löst lastflöde i PSS/E lokaliseras ändpunkterna på den överlastade delen av nätet, där VSC-HVDC-länken installeras. Även att installera energilager en nivå upp och ned med flödet analyseras för att täcka in kandidater till stationer som av Svk bedöms som mer passande (t.ex. undvika påstick etc.), vilket i de anonymiserade estimaten inte är möjligt att avgöra. Även att simulera med energilager i form av VSC-HVDC-länk över felbehäftad ledning tillämpas. I Figur 17 visas en principbild av driftfall med en felbehäftad ledningssträcka och en överbelastad ledning och i Tabell 6 beskrivs de olika ledningsbaserade placeringarna av energilager.



Figur 17: Principbild av ett driftfall med felbehäftad ledning, mellan Bus1 och Bus5, och en överbelastad ledningssträcka, mellan Bus1 och Bus2.

Tabell 6: Principiell beskrivning av de ledningsbaserade placeringarna av energilager utifrån Figur 17.

Beskrivning	Placering 1	Placering 2
”Ersätter” felbehäftad ledning	Bus 1	Bus 5
Över de överbelastade ledningarna	Bus 1	Bus 2
1 nivå ner med flödet	Bus 1	Bus 3
1 nivå upp med flödet	Bus 4	Bus 2
1 nivå upp och ner med flödet	Bus 4	Bus 3

6.3.2 Områdesbaserad analysmetodik

Områdesbaserad analysmetodik baseras på att lokalisera placeringsalternativ som hjälper systemet som helhet, inte bara lokalt vid det kritiska elementet för den specifika driftsituationen som de ledningsbaserade alternativen. Den områdesbaserade metodiken utnyttjar att avståndet mellan två energilager inte påverkar kostnaden för installationen. Detta då det inte finns någon ”kostnad” för HVDC-ledningen som sådan, eftersom den är ”fiktiv”, det finns bara en kostnad för stationerna. Grundprincipen är att ett område med stationer lokaliseras på båda sidor om en flaskhals. I varje område lokaliseras ett antal lämpliga kandidater, baserat på nättopologin, där alla kombinationer mellan områdena analyseras.

6.3.2.1 Lokalisering av energilagerinstallationer - Områdesbaserat

Energilagerinstallationerna begränsas, för att minimera behovet av ny infrastruktur till befintliga stamstationer. Lämpliga initiala kandidater har lokaliserats dels genom att betrakta ENTSO-E nät-kartan delvis representerad i Figur 16, dels

begränsningspilarnas ändpunkter utifrån given problembeskrivning och dels utifrån ”Investeringspaketet NordSyd”[76]. Dessa kandidater redovisas i Tabell 7. Ett sammanvägt resultat för varje placering och analyserat driftfall tas fram för att lokalisera bästa placeringen av energilager för att motverka flödesproblematiken i de givna estimaten.

Tabell 7: Kandidater för batteriplacering baserat på nättopologin

Flaskhals	Ände	Placeringsalternativ
Öst-väst	Öst	1360, 1363, 1349
Öst-väst	Väst	1336, 1388, 1389, 1379, 1326
Snitt 2	Norr	1310, 1306, 1303, 1297
Snitt 2	Söder	1336, 1348, 1391

6.3.3 Placering av icke-korresponderande energilager

För icke-korresponderande energilager modelleras batteriet på samma plats som den effektgivande sidan av det korresponderande energilagret. Notera att det i de givna estimaten endast finns en swing-bus som inte är kopplad bakom en befintlig utlandsförbindelse i form av en HVDC-länk. Detta leder till att även det icke-korresponderande alternativet kan, från ett systemperspektiv, ses som korresponderande med ett energilager som ger effekt och en swing-bus som reglerar ned för att kompensera, som en FCR-enhet. För att ge ett verklighetstroget beteende gällande FCR, flyttas swing-bus:en från södra/mellan-Sverige till norra Sverige (bus 2857) för att representera vattenkraften i norr.

[76] https://www.svk.se/contentassets/c174001439e04e6eb8485f1f16471e9f/svenska-kraftnats-investeringspaket-nordsyd.pdf [Senast besökt 2022-11-02]

7 SIMULERINGSRESULTAT SPECIFIKA DRIFTFALL

Nedan presenteras resultaten i form av ändrad MW på kritiskt element för de olika driftfall som analyserats då ett energilager med effektkapacitet på 100 MW tillämpas. Även ΔMW för icke-kritisk ledning presenteras i de fall där energilager skapar eller förvärrar överlast för icke-kritisk ledning.

Mer detaljerade resultat återfinns i appendix *Resultat_Specifika_Driftfall.xlsx* där effektändringen på alla ledningar lastade över 80% av aktuell driftsgräns finns med. För estimat 1, för att visa på skalbarheten, finns även resultat i appendix för ett energilager med 200 MW effektkapacitet.

7.1 Estimat 1

Kritiskt driftfall for estimat 1 är vid felfall på 400 kV-ledningen mellan de anonymiserade bussarna 1347-1350. I detta driftfall fås överlast på 400 kV-ledningssträckan 1349-1377-1350 (155,5% av reservdriftsgräns på kritiskt element 1349-1377). Ledningsbaserad analysmetodik har följande placeringar av energilager:

- 1347-1350 – ”Ersätter” felbehäftad ledning
- 1349-1350 – Över de överbelastade ledningarna
- 1349-1391 – 1 nivå ner med flödet
- 1360-1350 – 1 nivå upp med flödet
- 1360- 1391 – 1 nivå upp och ner med flödet

7.1.1 Korresponderande energilager – Resultat

I Tabell 8 till Tabell 10 presenteras resultaten av de olika placeringarna på korresponderande energilager som analyserats för estimat 1. Resultaten som presenteras är i termer av MW ändrad överföring på kritiskt element 1349-1377, ΔMW (skillnaden i överföring, i MW).

Tabell 8: ΔMW på kritiskt element 1349-1377, för ett 100 MW korresponderande energilager installerat på de olika ledningsbaserade placeringsalternativen. Högst verkningsgrad (ΔMW) markeras med fetstil och understrykning.

100 MW energilager	Lastsituation utan energilager	1347-1350 Över N-1 ledning	1349-1350 Över trånga ledningarna	1349-1391 En nivå ner med flödet	1360-1350 En nivå upp med flödet	1360-1391 En nivå upp och ned
1349-1377	2122,6 MW	-68,1	**-69,5**	-64,9	-63,7	*-59,1*
Belastning (Reservdrift)	*155,5%*	*149,4%*	*149,3%*	*149,5%*	*149,6%*	*149,8%*

Tabell 9: ΔMW på kritiskt element 1349-1377, för ett 100 MW korresponderande energilager installerat på de olika Öst-Väst områdesbaserade placeringsalternativen. Högst verkningsgrad (ΔMW) markeras med fetstil och understrykning.

	Västliga kandidater					
	100 MW	**1336**	**1388**	**1389**	**1379**	**1326**
Östliga Kandidater	**1360**	-52,5	-55,7	-55,8	-56,0	-54,5
	1363	-51,1	-54,2	-54,4	-54,5	-53,3
	1349	-58,4	-61,6	-61,7	**-61,9**	-60,4

Tabell 10: ΔMW på kritiskt element 1349-1377, för ett 100 MW korresponderande energilager installerat på de olika Nord-Syd områdesbaserade placeringsalternativen. Högst verkningsgrad (ΔMW) markeras med fetstil och understrykning.

	Nordliga Kandidater				
	100 MW	**1310**	**1306**	**1303**	**1297**
Sydliga Kandidater	**1336**	-35,8	-36,5	-39,2	-44,6
	1348	-27,4	-28,2	-30,8	-36,3
	1391	-42,4	-43,1	-45,8	**-51,2**

7.1.2 Icke-korresponderande energilager – Resultat

I Tabell 11 presenteras de olika placeringarna för icke-korresponderande energilager som analyserats för estimat 1. Resultaten som presenteras är i termer av MW ändrad överföring på kritiskt element 1349-1377, ΔMW (skillnaden i överföring, i MW).

Tabell 11: ΔMW på kritiskt element 1349-1377, för ett 100 MW icke-korresponderande energilager. Högst verkningsgrad (ΔMW) markeras med fetstil och understrykning.

Placering av energilager	Placeringsmetodik	ΔMW för kritiskt element
1350	Ledningsbaserad - över N-1 ledning och ändpunkt på trång ledning	**-51,7**
1391	Ledningsbaserad – ett steg ned i flödet och Områdesbaserad - Syd	-46,5
1336	Områdesbaserad – Väst och Syd	-37,7
1388	Områdesbaserad - Väst	-40,6
1389	Områdesbaserad - Väst	-40,8
1379	Områdesbaserad - Väst	-41,0
1326	Områdesbaserad - Väst	-41,3
1348	Områdesbaserad - Syd	-31,7

7.2 Estimat 3

Kritiskt driftfall for estimat 3 är vid felfall på 400 kV-ledningen mellan bussarna 1305-1307. I detta driftfall fås överlast på 220 kV-sträckan 1449-1492-1477 (120.5% av reservdriftsgräns på kritiskt element 1449-1492). Ledningsbaserad analysmetodik har följande placeringar av energilager:

- 1305-1307 – ”Ersätter” felbehäftad ledning
- 1449-1477 – Över de överbelastade ledningarna
- 1449-1308 – 1 nivå ner med flödet
- 1494-1477 – 1 nivå upp med flödet
- 1494-1308 – 1 nivå upp och ner med flödet

7.2.1 Korresponderande energilager – Resultat

I Tabell 12 till Tabell 14 presenteras resultaten av de olika placeringarna på korresponderande energilager som analyserats för estimat 3. Resultaten som presenteras är i termer av MW ändrad överföring på kritiskt element 1449-1492, ΔMW (skillnaden i överföring, i MW).

Tabell 12: ΔMW på kritiskt element 1449-1492, för ett 100 MW korresponderande energilager installerat på de olika ledningsbaserade placeringsalternativen. Notera att vissa placeringar (markerat i rött) leder till ökad belastning på anslutande ledning 1479-1490. Högst verkningsgrad (ΔMW) markeras med fetstil och understrykning.

100 MW energilager	Lastsituation utan energilager	1305-1307 Över N-1 ledning	1449-1477 Över ”trånga” ledningarna	1449-1308 En nivå ner med flödet	1494-1477 En nivå upp med flödet	1494-1308 En nivå upp och ned
1449-1492	*480,0 MW*	-25,6	**-77,9**	-77,2	-72,4	-71,7
Belastning (Reservdrift)	*120,5%*	*113,7%*	*101,5%*	*101,7%*	*102,6%*	*102,8%*
1479-1490	*236,1 MW*	-11,1	+8,8	+9,1	+10,7	+11,0
Belastning (Reservdrift)	*96,4%*	*91,8%*	*100,0%*	*100,2%*	*100,8%*	*100,9%*

Tabell 13: ΔMW på kritiskt element 1449-1492, för ett 100 MW korresponderande energilager installerat på de olika Öst-Väst områdesbaserade placeringsalternativen. Högst verkningsgrad (ΔMW) markeras med fetstil och understrykning.

	Västliga kandidater					
	100 MW	**1336**	**1388**	**1389**	**1379**	**1326**
Östliga Kandidater	**1360**	-14,8	-10,1	-9,8	-9,4	-6,4
	1363	**-14,9**	-10,3	-10,0	-9,6	-6,5
	1349	-14,0	-9,3	-9,0	-8,7	-5,6

Tabell 14: ΔMW på kritiskt element 1449-1492, för ett 100 MW korresponderande energilager installerat på de olika Nord-Syd områdesbaserade placeringsalternativen. Högst verkningsgrad (ΔMW) markeras med fetstil och understrykning.

	Nordliga Kandidater				
	100 MW	**1310**	**1306**	**1303**	**1297**
Sydliga Kandidater	**1336**	-13,6	-13,7	-14,4	**-15,4**
	1348	-3,5	-3,6	-4,3	-5,3
	1391	-2,9	-3,0	-3,7	-4,6

7.2.2 Icke-korresponderande energilager – Resultat

I Tabell 15 presenteras de olika placeringarna för icke-korresponderande energilager som analyserats för estimat 3. Resultaten som presenteras är i termer av MW ändrad överföring på kritiskt element 1449-1492, ΔMW (skillnaden i överföring, i MW).

Tabell 15: ΔMW på kritiskt element 1449-1492, för ett 100 MW icke-korresponderande energilager. Högst verkningsgrad (ΔMW) markeras med fetstil och understrykning.

Placering av energilager	Placeringsmetodik	ΔMW för kritiskt element
1307	Ledningsbaserad – över N-1 ledning	-28,0
1477	Ledningsbaserad - ändpunkt på trång ledning	**-38,9**
1308	Ledningsbaserad – ett steg ned i flödet	-38,2
1336	Områdesbaserad – Väst & Syd	-15,0
1388	Områdesbaserad - Väst	-10,3
1389	Områdesbaserad - Väst	-10,0
1379	Områdesbaserad - Väst	-9,6
1326	Områdesbaserad - Väst	-6,5
1348	Områdesbaserad - Syd	-4,9
1391	Områdesbaserad - Syd	-4,2

Notera att i det icke-korresponderande alternativet skapas ingen ny överlast i estimat 3 för de ledningsbaserade alternativen. Slutsatsen blir att det problemet skapas när ett effekttagande energilager placeras i aktuell del av 220 kV-nätet, då det agerar som en stor last i förhållande till ledningarnas kapacitet. Resultatet visar dock på en förhållandevis låg verkningsgrad på det icke-korresponderande energilagret jämfört med det korresponderande.

7.3 Estimat 4

Estimat 4 har både begränsande fall i normaldrift och ett begränsande felfall. I normaldrift begränsas estimatet av överlast på 400 kV-ledningssträckan 1331-1305 (104,5% av normaldriftsgräns på kritisk ledningsdel 1305-1332). Det kritiska felfallet för estimat 4 är fel på 400 kV-ledningen 1350-1381 och det kritiska nätelementet blir 1350-1393 (123,2% av reservdriftsgräns för kritisk 400 kV-element 1350-1392).

7.3.1 Estimat 4 N-1

De ledningsbaserade placeringsalternativen för situationen med begränsande felfall i estimat 4 blir:

- 1350 – 1381 – ”Ersätter” felbehäftad ledning
- 1350 – 1393 – Över överbelastade ledningarna
- 1350 – 1369 – 1 nivå ner med flödet
- 1377 – 1393 – 1 nivå upp med flödet
- 1377 – 1369 – 1 nivå upp och ner med flödet

7.3.1.1 Korresponderande energilager – Resultat

I Tabell 16 till Tabell 18 presenteras resultaten av de olika placeringarna på korresponderande energilager som analyserats för estimat 4 N-1. Resultaten som presenteras är i termer av MW ändrad överföring på kritiskt element 1350-1392, ΔMW (skillnaden i överföring, i MW).

Tabell 16: ΔMW på kritiskt element 1350-1392, och två stycken 130 kV-ledningar (2429-2472 & 2430-2472) för ett 100 MW korresponderande energilager installerat på de olika ledningsbaserade placeringsalternativen. Notera att vissa placeringar (markerat i rött) leder till marginellt ökad belastning på ledningar i 130 kV-nätet. Högst verkningsgrad (ΔMW) markeras med fetstil och understrykning.

100 MW energilager	Lastsituation utan energilager	1350-1381 Över N-1 ledning	1350-1393 Över ”trånga” ledningarna	1350-1369 En nivå ner med flödet	1377-1393 En nivå upp med flödet	1377–1369 En nivå upp och ned
1350-1392	1788 MW	-74,5	**-85,5**	-78,7	-78,4	-71,6
Belastning (Reservdrift)	*123,2%*	*117,4%*	*117,0%*	*117,3%*	*117,3%*	*117,6%*
2429-2472	224,8 MW	-12,4	+1,1	-0,8	+1,5	-0,4
Belastning (Reservdrift)	*103,5%*	*97,1%*	*103,8%*	*102,8%*	*103,9%*	*102,9%*
2430-2472	244,7 MW	-12,3	+1,1	-0,8	+1,5	-0,3
Belastning (Reservdrift)	*113,1%*	*106,6%*	*113,4%*	*112,3%*	*113,5%*	*112,4%*

Tabell 17: ΔMW på kritiskt element 1350-1392, för ett 100 MW korresponderande energilager installerat på de olika Öst-Väst områdesbaserade placeringsalternativen. Högst verkningsgrad (ΔMW) markeras med fetstil och understrykning.

	Västliga kandidater					
	100 MW	**1336**	**1388**	**1389**	**1379**	**1326**
Östliga Kandidater	**1360**	-48,0	-53,8	-54,4	-54,9	-54,4
	1363	-46,0	-52,8	-53,3	-53,8	-53,4
	1349	-52,3	-58,3	-58,8	**-59,3**	-58,9

Tabell 18: ΔMW på kritiskt element 1350-1392, för ett 100 MW korresponderande energilager installerat på de olika Nord-Syd områdesbaserade placeringsalternativen. Notera att för de områdesbaserade kandidaterna bidrar 1391 som effektgivande placering till ökade överlaster i 130 kV-nätet (ΔMW mellan +2,4 och +2,8 för ett 100 MW energilager). Högst verkningsgrad (ΔMW) markeras med fetstil och understrykning.

Nordliga Kandidater					
	100 MW	**1310**	**1306**	**1303**	**1297**
Sydliga Kandidater	**1336**	-34,2	-34,7	-36,8	-40,9
	1348	-30,6	-31,1	-33,2	-38,4
	1391	-52,3	-52,8	-54,9	**-60,3**

Notera att 1393, 1392 och 1391 tillhör samma station och är i PSS/E ihopkopplade med *"zero-impedence branches"*. Slutsats dras att för estimat 4 N-1 så är inte denna station lämplig som placering för det effektgivande energilagret om 130 kV-nätets överlaster beaktas.

7.3.1.2 Icke-korresponderande energilager – Resultat

I Tabell 19 presenteras de olika placeringarna för icke-korresponderande energilager som analyserats för estimat 4 N-1. Resultaten som presenteras är i termer av MW ändrad överföring på kritiskt element 1350-1392, ΔMW (skillnaden i överföring, i MW).

Tabell 19: ΔMW på kritiskt element 1350-1392, för ett 100 MW icke-korresponderande energilager. Högst verkningsgrad (ΔMW) markeras med fetstil och understrykning.

Placering av energilager	Placeringsmetodik	ΔMW för kritiskt element	ΔMW för 130 kV-ledningar som bidrar till ökad överlast
1381	Ledningsbaserad - över N-1 ledning	-45,0	
1393	Ledningsbaserad -ändpunkt på trång ledning	**-57,9**	+2,6 (2429-2472) +2,6 (34033-2472)
1369	Ledningsbaserad – ett steg ned i flödet	-50,4	+0,7 (2429-2472) +0,7 (34033-2472)
1336	Områdesbaserad – Väst & Syd	-37,5	
1388	Områdesbaserad - Väst	-43,3	
1389	Områdesbaserad - Väst	-43,9	
1379	Områdesbaserad - Väst	-44,3	
1326	Områdesbaserad - Väst	-44,8	
1348	Områdesbaserad - Syd	-35,6	
1391	Områdesbaserad – Syd. OBS samma station som 1393	**-57.9**	+2,6 (2429-2472) +2,6 (34033-2472)

7.3.2 Estimat 4 N-0

De ledningsbaserade placeringsalternativen följer samma princip för överlast i normaldrift, med undantaget att det nu inte finns något alternativ för att ersätta felbehäftad ledning. De ledningsbaserade alternativen blir:

- 1305-1331 – Över de överbelastade ledningarna
- 1305-1348 – 1 nivå ner med flödet
- 1310-1331 – 1 nivå upp med flödet
- 1310-1348 – 1 nivå upp och ner med flödet

7.3.2.1 Korresponderande energilager – Resultat

I Tabell 20 till Tabell 22 presenteras resultaten av de olika placeringarna på korresponderande energilager som analyserats för estimat 4 N-0. Resultaten som presenteras är i termer av MW ändrad överföring på kritiskt element 1305-1332, ΔMW (skillnaden i överföring, i MW).

Tabell 20: ΔMW på kritiskt element 1305-1332, för ett 100 MW korresponderande energilager installerat på de olika ledningsbaserade placeringsalternativen. Högst verkningsgrad (ΔMW) markeras med fetstil och understrykning.

100 MW energilager	Lastsituation utan energilager	1305-1331 Över ”trånga” ledningarna	1305-1348 En nivå ner med flödet	1310-1331 En nivå upp med flödet	1310-1348 En nivå upp och ned
1305-1332	1314,8 MW	**-51,6**	-44,5	-43,6	-36,4
Belastning (Normaldrift)	*104,5%*	*100,3%*	*100,7%*	*100,9%*	*101,4%*

Tabell 21: ΔMW på kritiskt element 1305-1332, för ett 100 MW korresponderande energilager installerat på de olika Öst-Väst områdesbaserade placeringsalternativen. Högst verkningsgrad (ΔMW) markeras med fetstil och understrykning.

Västliga kandidater						
	100 MW	**1336**	**1388**	**1389**	**1379**	**1326**
Östliga Kandidater	**1360**	-3,4	-9,9	-10,1	-10,3	-13,3
	1363	-4,2	-10,8	-11,0	-11,2	**-14,2**
	1349	+0,1	-6,3	-6,5	-6,8	-9,7

Tabell 22: ΔMW på kritiskt element 1305-1332, för ett 100 MW korresponderande energilager installerat på de olika Nord-Syd områdesbaserade placeringsalternativen. Högst verkningsgrad (ΔMW) markeras med fetstil och understrykning.

Nordliga Kandidater					
	100 MW	**1310**	**1306**	**1303**	**1297**
Sydliga Kandidater	**1336**	-20,6	-19,5	-14,4	-10,0
	1348	**-36,4**	-35,3	-30,3	-25,8
	1391	-28,8	-27,7	-22,7	-18,3

7.3.2.2 Icke-korresponderande energilager – Resultat

I Tabell 23 presenteras de olika placeringarna för icke-korresponderande energilager som analyserats för estimat 4 N-0. Resultaten som presenteras är i termer av MW ändrad överföring på kritiskt element 1305-1332, ΔMW (skillnaden i överföring, i MW).

Tabell 23: ΔMW på kritiskt element 1305-1332, för ett 100 MW icke-korresponderande energilager. Högst verkningsgrad (ΔMW) markeras med fetstil och understrykning.

Placering av energilager	Placeringsmetodik	ΔMW för kritiskt element
1331	Ledningsbaserad - ändpunkt på trång ledning	**-37,8**
1348	Ledningsbaserad – ett steg ned i flödet	-29,9
1336	Områdesbaserad – Väst & Syd	-14,9
1388	Områdesbaserad - Väst	-21,9
1389	Områdesbaserad - Väst	-22,1
1379	Områdesbaserad - Väst	-22,3
1326	Områdesbaserad - Väst	-24,5
1348	Områdesbaserad - Syd	-29,9
1391	Områdesbaserad - Syd	-22,1

7.4 Estimat 7

Det kritiska driftfallet för estimat 7 uppstår redan i normaldrift där 400 kV-ledningssträckan 1336-1354-1355-1305 ligger nära gräns (99,7% av normaldriftsgräns för seriekondensator 1354-1355). Ledningsbaserad analysmetodik har följande placeringar av energilager:

- 1305-1336 – Över ledningarna som ligger i gräns
- 1305-1359 – 1 nivå ner med flödet
- 1310-1336 – 1 nivå upp med flödet
- 1310-1359 – 1 nivå upp och ner med flödet

7.4.1 Korresponderande energilager – Resultat

I Tabell 24 till Tabell 26 presenteras resultaten av de olika placeringarna på korresponderande energilager som analyserats för estimat 7. Resultaten som presenteras är i termer av MW ändrad överföring på kritiskt element 1354-1355, ΔMW (skillnaden i överföring, i MW).

Tabell 24: ΔMW på kritiskt element 1354-1355, för ett 100 MW korresponderande energilager installerat på de olika ledningsbaserade placeringsalternativen. Högst verkningsgrad (ΔMW) markeras med fetstil och understrykning.

100 MW energilager	Lastsituation utan energilager	1305-1336 Över "trånga" ledningarna	1305-1359 En nivå ner med flödet	1310-1336 En nivå upp med flödet	1310-1359 En nivå upp och ned
1354-1355	904,6 MW	**-31,3**	-25,6	-28,9	-23,2
Belastning (Normaldrift)	*99,7%*	*95,6%*	*96,3%*	*95,9%*	*96,5%*

Tabell 25: ΔMW på kritiskt element 1354-1355, för ett 100 MW korresponderande energilager installerat på de olika Öst-Väst områdesbaserade placeringsalternativen. Högst verkningsgrad (ΔMW) markeras med fetstil och understrykning.

	Västliga kandidater					
	100 MW	**1336**	**1388**	**1389**	**1379**	**1326**
Östliga Kandidater	**1360**	-24,9	-16,3	-16,0	-15,6	-7,3
	1363	**-25,1**	-16,5	-16,2	-15,9	-7,5
	1349	-23,7	-15,1	-14,8	-14,5	-6,3

Tabell 26: ΔMW på kritiskt element 1354-1355, för ett 100 MW korresponderande energilager installerat på de olika Nord-Syd områdesbaserade placeringsalternativen. Högst verkningsgrad (ΔMW) markeras med fetstil och understrykning.

	Nordliga Kandidater				
	100 MW	**1310**	**1306**	**1303**	**1297**
Sydliga Kandidater	**1336**	**-28,9**	-28,8	-27,7	-26,6
	1348	-8,4	-8,1	-7,1	-6,1
	1391	-8,6	-8,5	-7,5	-6,5

7.4.2 Icke-korresponderande energilager – Resultat

I Tabell 27 presenteras de olika placeringarna för icke-korresponderande energilager som analyserats för estimat 7. Resultaten som presenteras är i termer av MW ändrad överföring på kritiskt element 1354-1355, ΔMW (skillnaden i överföring, i MW).

Tabell 27: ΔMW på kritiskt element 1354-1355, för ett 100 MW icke-korresponderande energilager. Högst verkningsgrad (ΔMW) markeras med fetstil och understrykning.

Placering av energilager	Placeringsmetodik	ΔMW för kritiskt element
1336	Ledningsbaserad - ändpunkt på trång ledning och Områdesbaserad Väst & Syd	**-27,8**
1359	Ledningsbaserad – ett steg ned i flödet	-21,5
1388	Områdesbaserad - Väst	-18,5
1389	Områdesbaserad - Väst	-18,3
1379	Områdesbaserad - Väst	-17,9
1326	Områdesbaserad - Väst	-10,2
1348	Områdesbaserad - Syd	-7,0
1391	Områdesbaserad - Syd	-7,4

7.5 Estimat 8

Estimat 8 har fyra driftsituationer med olika kritiska felfall. Dessa driftfall benämns vidare som estimat 8 –"*kritiskt felfall*". Dessa fyra driftfall är:

1. Felfall på 400 kV-ledningen 1305-1307
2. Felfall på 400 kV-ledningen 1347-1350
3. Felfall på 400 kV-ledningen 1352-1393
4. Felfall på 400 kV-ledningen 1350-1393

7.5.1 Estimat 8 - 1305-1307

Vid felfall på 1305-1307 fås överlast på 220 kV-ledningen 1479-1490 (103,1% av reservdriftsgräns). De ledningsbaserade placeringskandidaterna blir:

- 1305-1307 – "Ersätter" felbehäftad ledning
- 1479-1490 – Över den överbelastade ledningen
- 1479-1486 – 1 nivå ner med flödet
- 1481-1490 – 1 nivå upp med flödet
- 1481-1486 – 1 nivå upp och ner med flödet

7.5.1.1 Korresponderande energilager – Resultat

I Tabell 28 till Tabell 30 presenteras resultaten av de olika placeringarna på korresponderande energilager som analyserats för estimat 8, vid felfall på 1305-1307. Resultaten som presenteras är i termer av MW ändrad överföring på kritiskt element 1479-1490, ΔMW (skillnaden i överföring, i MW).

Tabell 28: ΔMW på kritiskt element 1479-1490, för ett 100 MW korresponderande energilager installerat på de olika ledningsbaserade placeringsalternativen. Högst verkningsgrad (ΔMW) markeras med fetstil och understrykning.

100 MW energilager	Lastsituation utan energilager	1305-1307 Över N-1 ledning	1479-1490 Över "trånga" ledningarna	1479-1486 En nivå ner med flödet	1481-1490 En nivå upp med flödet	1481-1486 En nivå upp och ned
1479-1490	246,4 MW	-22,1	**-57,5**	-50,9	-56,7	-50,1
Belastning (Reservdrift)	*103,1%*	*93,6%*	*79,0%*	*81,7%*	*79,3%*	*82,0%*

Tabell 29: ΔMW på kritiskt element 1479-1490, för ett 100 MW korresponderande energilager installerat på de olika Öst-Väst områdesbaserade placeringsalternativen. Högst verkningsgrad (ΔMW) markeras med fetstil och understrykning.

	Västliga kandidater					
	100 MW	**1336**	**1388**	**1389**	**1379**	**1326**
Östliga Kandidater	**1360**	**-3,9**	-2,3	-2,3	-2,1	-1,3
	1363	**-3,9**	-2,4	-2,3	-2,2	-1,3
	1349	-3,8	-2,2	-2,2	-2,0	-1,1

Tabell 30: ΔMW på kritiskt element 1479-1490, för ett 100 MW korresponderande energilager installerat på de olika Nord-Syd områdesbaserade placeringsalternativen. Högst verkningsgrad (ΔMW) markeras med fetstil och understrykning.

	Nordliga Kandidater				
	100 MW	**1310**	**1306**	**1303**	**1297**
Sydliga Kandidater	**1336**	-5,3	-5,3	**-5,4**	-5,2
	1348	-1,9	-1,9	-2,0	-1,8
	1391	-2,1	-2,1	-2,2	-2,0

7.5.1.2 Icke-korresponderande energilager – Resultat

I Tabell 31 presenteras de olika placeringarna för icke-korresponderande energilager som analyserats för estimat 8 - 1305-1307. Resultaten som presenteras är i termer av MW ändrad överföring på kritiskt element 1479-1490, ΔMW (skillnaden i överföring, i MW).

Tabell 31: ΔMW på kritiskt element 1479-1490, för ett 100 MW icke-korresponderande energilager. Högst verkningsgrad (ΔMW) markeras med fetstil och understrykning.

Placering av energilager	Placeringsmetodik	ΔMW för kritiskt element
1307	Ledningsbaserad – över N-1 ledning	-22,6
1490	Ledningsbaserad - ändpunkt på trång ledning	**-49,5**
1486	Ledningsbaserad – ett steg ned i flödet	-43,0
1336	Områdesbaserad – Väst & Syd	-6,0
1388	Områdesbaserad - Väst	-4,6
1389	Områdesbaserad - Väst	-4,5
1379	Områdesbaserad - Väst	-4,4
1326	Områdesbaserad - Väst	-3,3
1348	Områdesbaserad - Syd	-2,4
1391	Områdesbaserad - Syd	-2,6

7.5.2 Estimat 8 - 1347-1350

För felfall på 400 kV-ledningen 1347-1350 begränsas driftfallet av att 400 kV-ledningen 1349–1377 går i gräns (98,6% av reservdriftsgräns i givet driftfall). De ledningsbaserade alternativen blir:

- 1347-1350 – ”Ersätter” felbehäftad ledning
- 1349-1377 – Över de överbelastade ledningarna
- 1349-1350 – 1 nivå ner med flödet
- 1360-1377 – 1 nivå upp med flödet
- 1360-1350 – 1 nivå upp och ner med flödet

7.5.2.1 Korresponderande energilager – Resultat

I Tabell 32 till Tabell 34 presenteras resultaten av de olika placeringarna på korresponderande energilager som analyserats för estimat 8 - 1347-1350. Resultaten som presenteras är i termer av MW ändrad överföring på kritiskt element 1349–1377, ΔMW (skillnaden i överföring, i MW).

Tabell 32: ΔMW på kritiskt element 1349–1377, för ett 100 MW korresponderande energilager installerat på de olika ledningsbaserade placeringsalternativen. Högst verkningsgrad (ΔMW) markeras med fetstil och understrykning.

100 MW energilager	Lastsituation utan energilager	1347-1350 Över N-1 ledning	1349-1377 Över ”trånga” ledningarna	1349-1350 En nivå ner med flödet	1360-1377 En nivå upp med flödet	1360-1350 En nivå upp och ned
1349–1377	2032,1 MW	-62,0	**-78,5**	-63,5	-71,6	-56,5
Belastning (Reservdrift)	*98,6%*	*95,2%*	*94,5%*	*95,1%*	*94,8%*	*95,4%*

Tabell 33: ΔMW på kritiskt element 1349–1377, för ett 100 MW korresponderande energilager installerat på de olika Öst-Väst områdesbaserade placeringsalternativen. Högst verkningsgrad (ΔMW) markeras med fetstil och understrykning.

Västliga kandidater						
	100 MW	**1336**	**1388**	**1389**	**1379**	**1326**
Östliga Kandidater	**1360**	-36,7	-39,4	-39,8	-40,3	-42,9
	1363	-35,1	-37,8	-38,2	-38,7	-41,3
	1349	-43,7	-46,4	-46,8	-47,2	**-49,9**

Tabell 34: ΔMW på kritiskt element 1349–1377, för ett 100 MW korresponderande energilager installerat på de olika Nord-Syd områdesbaserade placeringsalternativen. Högst verkningsgrad (ΔMW) markeras med fetstil och understrykning.

Nordliga Kandidater					
	100 MW	**1310**	**1306**	**1303**	**1297**
Sydliga Kandidater	**1336**	-17,1	-17,7	-19,6	-24,3
	1348	-16,7	-17,3	-19,2	-23,9
	1391	-30,9	-31,5	-33,4	**-38,1**

7.5.2.2 Icke-korresponderande energilager – Resultat

I Tabell 35 presenteras de olika placeringarna för icke-korresponderande energilager som analyserats för estimat 8 - 1347-1350. Resultaten som presenteras är i termer av MW ändrad överföring på kritiskt element 1349–1377, ΔMW (skillnaden i överföring, i MW).

Tabell 35: ΔMW på kritiskt element 1349–1377, för ett 100 MW icke-korresponderande energilager. Högst verkningsgrad (ΔMW) markeras med fetstil och understrykning.

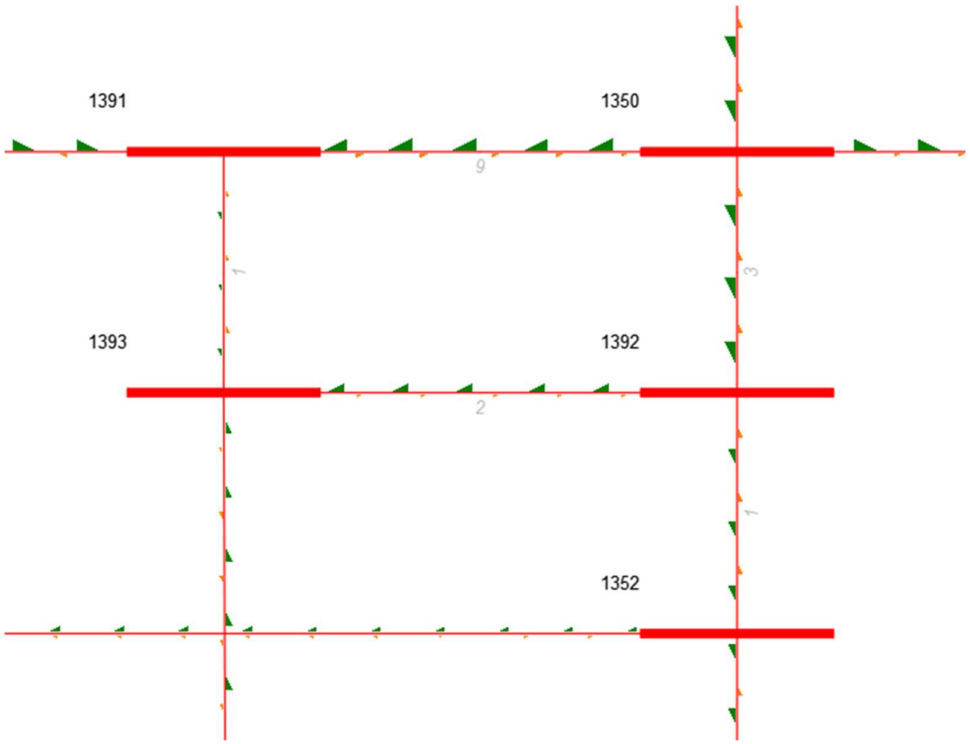
Placering av energilager	Placeringsmetodik	ΔMW för kritiskt element
1350	Ledningsbaserad – över N-1 ledning och ett steg ned med flödet	-48,1
1377	Ledningsbaserad - ändpunkt på trång ledning	**-61.7**
1336	Områdesbaserad – Väst & Syd	-31,0
1388	Områdesbaserad - Väst	-34,0
1389	Områdesbaserad - Väst	-34,3
1379	Områdesbaserad - Väst	-34,7
1326	Områdesbaserad - Väst	-36,4
1348	Områdesbaserad - Syd	-28,3
1391	Områdesbaserad - Syd	-42,8

7.5.3 Estimat 8 - 1352-1393

För felfall på 400 kV-ledningen 1352-1393 begränsas driftfallet av att 400 kV-ledningen 1350–1391 blir överbelastad (100,5% av reservdriftsgräns i givet driftfall). Även överlast i 130 kV-nätet fås (116,4% för ledning 2399-2437). 130 kV ledningen tas ej hänsyn till gällande placering av energilager. De ledningsbaserade alternativen blir:

- 1350-1352– ”Ersätter” felbehäftad ledning
- 1350-1391 – Över de överbelastade ledningarna
- 1350-1381 – 1 nivå ner med flödet
- 1377-1391 – 1 nivå upp med flödet
- 1377-1381 – 1 nivå upp och ner med flödet

Notera att alternativet 1350-1352 som ersätter felbehäftad ledning inte direkt ersätter den tappade ledningen (i detta driftfall 1352-1393). Placering av det korresponderande energilagret i 1350-1352 har valts eftersom felfallets verkan på flödet primärt förhindrar effektflödet mellan 1350-1352, vilket illustreras i Figur 18.



Figur 18: Illustration av flödet i estimat 8 utan felfall, där de gröna pilarna symboliserar flödesriktningen av aktiv effekt. Vid felfall på ledningarna 1352-1392-1393 påverkas primärt flödet mellan 1350-1392-1352.

7.5.3.1 Korresponderande energilager – Resultat

I Tabell 36 till Tabell 38 presenteras resultaten av de olika placeringarna på korresponderande energilager som analyserats för estimat 8 - 1352-1393. Resultaten som presenteras är i termer av MW ändrad överföring på kritiskt element 1350–1391, ΔMW (skillnaden i överföring, i MW).

Tabell 36: ΔMW på kritiskt element 1350–1391, för ett 100 MW korresponderande energilager installerat på de olika ledningsbaserade placeringsalternativen. Högst verkningsgrad (ΔMW) markeras med fetstil och understrykning.

100 MW energilager	Lastsituation utan energilager	1350-1352 Över N-1 ledning	1350-1391 Över "trånga" ledningarna	1350-1381 En nivå ner med flödet	1377-1391 En nivå upp med flödet	1377-1381 En nivå upp och ned
1350-1391	1745,1 MW	-57,5	**-81,7**	-71,2	-73,5	-63,1
Belastning (Reservdrift)	*100,5%*	*97,0%*	*95,6%*	*96,2%*	*96,0%*	*96,5%*

Tabell 37: ΔMW på kritiskt element 1350–1391, för ett 100 MW korresponderande energilager installerat på de olika Öst-Väst områdesbaserade placeringsalternativen. Högst verkningsgrad (ΔMW) markeras med fetstil och understrykning.

	Västliga kandidater					
	100 MW	**1336**	**1388**	**1389**	**1379**	**1326**
Östliga Kandidater	**1360**	-32,6	-35,8	-36,4	-37,2	-42,4
	1363	-31,4	-34,6	-35,2	-36,2	-41,2
	1349	-37,6	-40,8	-41,4	-42,2	**-47,2**

Tabell 38: ΔMW på kritiskt element 1350–1391, för ett 100 MW korresponderande energilager installerat på de olika Nord-Syd områdesbaserade placeringsalternativen. Högst verkningsgrad (ΔMW) markeras med fetstil och understrykning.

	Nordliga Kandidater				
	100 MW	**1310**	**1306**	**1303**	**1297**
Sydliga Kandidater	**1336**	-16,8	-17,2	-18,7	-22,5
	1348	-13,7	-14,1	-15,6	-19,4
	1391	-45,3	-45,8	-47,3	**-51,2**

7.5.3.2 Icke-korresponderande energilager – Resultat

I Tabell 39 presenteras de olika placeringarna för icke-korresponderande energilager som analyserats för estimat 8 - 1352-1393. Resultaten som presenteras är i termer av MW ändrad överföring på kritiskt element 1350–1391, ΔMW (skillnaden i överföring, i MW).

Tabell 39: ΔMW på kritiskt element 1350–1391, för ett 100 MW icke-korresponderande energilager. Högst verkningsgrad (ΔMW) markeras med fetstil och understrykning.

Placering av energilager	Placeringsmetodik	ΔMW för kritiskt element
1352	Ledningsbaserad – över N-1 ledning	-30,9
1391	Ledningsbaserad - ändpunkt på trång ledning och Områdesbaserad Syd	**-54,5**
1381	Ledningsbaserad – ett steg ned i flödet	-44,8
1336	Områdesbaserad – Väst & Syd	-28,4
1388	Områdesbaserad - Väst	-31,9
1389	Områdesbaserad - Väst	-32,4
1379	Områdesbaserad - Väst	-33,1
1326	Områdesbaserad - Väst	-37,2
1348	Områdesbaserad - Syd	-23,0

7.5.4 Estimat 8 - 1350-1393

För felfall på 400 kV-ledningen 1350-1393 begränsas driftfallet av att 400 kV-ledningen 1350–1391 blir överbelastad (100,6% av reservdriftsgräns i givet driftfall). Även överlast i 130 kV-nätet fås (116,5% för ledning 2399-2437). Denna ledning tas ej hänsyn till gällande placering av energilager. De ledningsbaserade alternativen blir:

- 1350-1393 – ”Ersätter” felbehäftad ledning
- 1350-1391 – Över de överbelastade ledningarna
- 1350-1381 – 1 nivå ner med flödet
- 1377-1391 – 1 nivå upp med flödet
- 1377-1381 – 1 nivå upp och ner med flödet

7.5.4.1 Korresponderande energilager – Resultat

I Tabell 40 till Tabell 42 presenteras de olika placeringarna för korresponderande energilager som analyserats för estimat 8 - 1350-1393. Resultaten som presenteras är i termer av MW ändrad överföring på kritiskt element 1350–1391, ΔMW (skillnaden i överföring, i MW).

Tabell 40: ΔMW på kritiskt element 1350–1391, för ett 100 MW korresponderande energilager installerat på de olika ledningsbaserade placeringsalternativen. Högst verkningsgrad (ΔMW) markeras med fetstil och understrykning.

100 MW energilager	Lastsituation utan energilager	1350-1393 Över N-1 ledning	1350-1391 Över ”trånga” ledningarna	1350-1381 En nivå ner med flödet	1377-1391 En nivå upp med flödet	1377-1381 En nivå upp och ned
1350–1391	1742,9 MW	-81,6	**-81,6**	-71,2	-73,6	-63,1
Belastning (Reservdrift)	*100,6%*	*95,7%*	*95,7%*	*96,3%*	*96,1%*	*96,6%*

Tabell 41: ΔMW på kritiskt element 1350–1391, för ett 100 MW korresponderande energilager installerat på de olika Öst-Väst områdesbaserade placeringsalternativen. Högst verkningsgrad (ΔMW) markeras med fetstil och understrykning.

	Västliga kandidater					
	100 MW	**1336**	**1388**	**1389**	**1379**	**1326**
Östliga Kandidater	**1360**	-32,5	-35,8	-36,4	-37,1	-42,2
	1363	-31,4	-34,6	-35,2	-36,0	-41,0
	1349	-37,6	-40,8	-41,4	-42,1	**-47,1**

Tabell 42: ΔMW på kritiskt element 1350–1391, för ett 100 MW korresponderande energilager installerat på de olika Nord-Syd områdesbaserade placeringsalternativen. Högst verkningsgrad (ΔMW) markeras med fetstil och understrykning.

	Nordliga Kandidater				
	100 MW	**1310**	**1306**	**1303**	**1297**
Sydliga Kandidater	**1336**	-16,8	-17,2	-18,7	-22,5
	1348	-13,6	-14,1	-15,6	-19,3
	1391	-45,3	-45,7	-47,2	**-51,0**

7.5.4.2 Icke-korresponderande energilager – Resultat

I Tabell 43 presenteras de olika placeringarna för icke-korresponderande energilager som analyserats för estimat 8 - 1350-1393. Resultaten som presenteras är i termer av MW ändrad överföring på kritiskt element 1350–1391, ΔMW (skillnaden i överföring, i MW).

Tabell 43: ΔMW på kritiskt element 1350–1391, för ett 100 MW icke-korresponderande energilager. Högst verkningsgrad (ΔMW) markeras med fetstil och understrykning.

Placering av energilager	Placeringsmetodik	ΔMW för kritiskt element
1393	Ledningsbaserad – över N-1 ledning OBS samma station som 1391	**-54,4**
1391	Ledningsbaserad - ändpunkt på trång ledning och Områdesbaserad - Syd	**-54,4**
1381	Ledningsbaserad – ett steg ned i flödet	-44,7
1336	Områdesbaserad – Väst & Syd	-28,4
1388	Områdesbaserad - Väst	-31,8
1389	Områdesbaserad - Väst	-32,4
1379	Områdesbaserad - Väst	-33,1
1326	Områdesbaserad - Väst	-37,1
1348	Områdesbaserad - Syd	-22,9

7.6 Sammanvägt resultat

Utifrån de presenterade resultaten i avsnitten 7.1 till 7.5 noteras att bäst verkningsgrad för varje specifikt driftfall fås vid ledningsbaserade placeringar, vilket är förväntat. Fördelen med områdesbaserade placeringar ses först vid en överblicksbild över flera driftfall. Resultaten av de Öst-Västliga och Nord-Sydliga områdesbaserade placeringskandidaterna för de analyserade driftfallen presenteras i följande avsnitt. ΔMW för varje driftfall summeras och de olika placeringsalternativen sorteras efter högst sammanvägd förändring i effekt.

Det sammanvägda och sorterade resultatet för korresponderande energilager visas i Tabell 44. Då de tillhandahållna estimaten visar situationer med Öst-Västlig flödesproblematik, så är det förväntat att de Öst-Västliga områdesbaserade kandidaterna visar på bäst sammanvägd verkningsgrad, även om ett Nord-Syd alternativ visar potential med tredje bästa sammanvägda resultat. Det sammanvägda och sorterade resultatet för de olika placeringarna av icke-korresponderande energilager visas i Tabell 45.

Tabell 44: Sammanvägt resultat av ΔMW för de Öst-Västliga och Nord-Sydliga områdesbaserade placeringskandidaterna med korresponderande energilager. De fem främsta kandidaterna har markerats med fetstil och understrykning.

Typ	Från	Till	Totalt	Estimat 1	Estimat 3	Estimat 4 N-0	Estimat 4 N-1	Estimat 7	Estimat 8 1347-1350	Estimat 8 1352-1393	Estimat 8 1350-1393	Estimat 8 1305-1307
Öst-Väst	1349	1326	**-286,2**	-60,4	-5,6	-9,7	-58,9	-6,3	-49,9	-47,2	-47,1	-1,1
Öst-Väst	1349	1379	**-284,6**	-61,9	-8,7	-6,8	-59,3	-14,5	-47,2	-42,2	-42,1	-2,0
Nord-Syd	1297	1391	**-283,3**	-51,2	-4,6	-18,3	-60,3	-6,5	-38,1	-51,2	-51,0	-2,0
Öst-Väst	1349	1389	**-282,6**	-61,7	-9,0	-6,5	-58,8	-14,8	-46,8	-41,4	-41,4	-2,2
Öst-Väst	1349	1388	**-280,9**	-61,6	-9,3	-6,3	-58,3	-15,1	-46,4	-40,8	-40,8	-2,2
Öst-Väst	1349	1336	-271,0	-58,4	-14,0	0,1	-52,3	-23,7	-43,7	-37,6	-37,6	-3,8
Nord-Syd	1303	1391	-264,7	-45,8	-3,7	-22,7	-54,9	-7,5	-33,4	-47,3	-47,2	-2,2
Öst-Väst	1360	1326	-264,6	-54,5	-6,4	-13,3	-54,4	-7,3	-42,9	-42,4	-42,2	-1,3
Öst-Väst	1360	1379	-263,0	-56,0	-9,4	-10,3	-54,9	-15,6	-40,3	-37,2	-37,1	-2,1
Öst-Väst	1360	1389	-260,9	-55,8	-9,8	-10,1	-54,4	-16,0	-39,8	-36,4	-36,4	-2,3
Nord-Syd	1306	1391	-260,3	-43,1	-3,0	-27,7	-52,8	-8,5	-31,5	-45,8	-45,7	-2,1
Öst-Väst	1363	1326	-259,7	-53,3	-6,5	-14,2	-53,4	-7,5	-41,3	-41,2	-41,0	-1,3
Öst-Väst	1360	1388	-259,1	-55,7	-10,1	-9,9	-53,8	-16,3	-39,4	-35,8	-35,8	-2,3
Nord-Syd	1310	1391	-258,6	-42,4	-2,9	-28,8	-52,3	-8,6	-30,9	-45,3	-45,3	-2,1
Öst-Väst	1363	1379	-258,0	-54,5	-9,6	-11,2	-53,8	-15,9	-38,7	-36,2	-36,0	-2,2
Öst-Väst	1363	1389	-255,7	-54,4	-10,0	-11,0	-53,3	-16,2	-38,2	-35,2	-35,2	-2,3
Öst-Väst	1363	1388	-253,9	-54,2	-10,3	-10,8	-52,8	-16,5	-37,8	-34,6	-34,6	-2,4
Öst-Väst	1360	1336	-249,3	-52,5	-14,8	-3,4	-48,0	-24,9	-36,7	-32,6	-32,5	-3,9
Öst-Väst	1363	1336	-243,3	-51,1	-14,9	-4,2	-46,0	-25,1	-35,1	-31,4	-31,4	-3,9
Nord-Syd	1297	1336	-212,1	-44,6	-15,4	-10,0	-40,9	-26,6	-24,3	-22,5	-22,5	-5,2
Nord-Syd	1303	1336	-194,9	-39,2	-14,4	-14,4	-36,8	-27,7	-19,6	-18,7	-18,7	-5,4
Nord-Syd	1306	1336	-190,5	-36,5	-13,7	-19,5	-34,7	-28,8	-17,7	-17,2	-17,2	-5,3
Nord-Syd	1310	1336	-188,9	-35,8	-13,6	-20,6	-34,2	-28,9	-17,1	-16,8	-16,8	-5,3
Nord-Syd	1297	1348	-176,4	-36,2	-5,3	-25,8	-38,4	-6,1	-23,9	-19,4	-19,3	-1,8
Nord-Syd	1303	1348	-158,2	-30,8	-4,3	-30,3	-33,2	-7,1	-19,2	-15,6	-15,6	-2,0

Typ	Från	Till	Totalt	Estimat 1	Estimat 3	Estimat 4 N-0	Estimat 4 N-1	Estimat 7	Estimat 8 1347-1350	Estimat 8 1352-1393	Estimat 8 1350-1393	Estimat 8 1305-1307
Nord-Syd	1306	1348	-153,8	-28,2	-3,6	-35,3	-31,1	-8,1	-17,3	-14,1	-14,1	-1,9
Nord-Syd	1310	1348	-152,2	-27,4	-3,5	-36,4	-30,6	-8,4	-16,7	-13,7	-13,6	-1,9

Tabell 45: Sammanvägt resultat av ΔMW för de områdesbaserade placeringskandidaterna med icke-korresponderande energilager. De fem främsta kandidaterna har markerats med fetstil och understrykning.

Typ	Placering	Totalt	Estimat 1	Estimat 3	Estimat 4 N-0	Estimat 4 N-1	Estimat 7	Estimat 8 1347-1350	Estimat 8 1352-1393	Estimat 8 1350-1393	Estimat 8 1305-1307
Syd	1391	**-292,3**	-46,5	-4,2	-22,1	-57,9	-7,4	-42,8	-54,5	-54,4	-2,6
Väst	1326	**-241,3**	-41,3	-6,5	-24,5	-44,8	-10,2	-36,4	-37,2	-37,1	-3,3
Väst	1379	**-240,4**	-41,0	-9,6	-22,3	-44,3	-17,9	-34,7	-33,1	-33,1	-4,4
Väst	1389	**-238,7**	-40,8	-10,0	-22,1	-43,9	-18,3	-34,3	-32,4	-32,4	-4,5
Väst	1388	**-236,8**	-40,6	-10,3	-21,9	-43,3	-18,5	-34,0	-31,9	-31,8	-4,6
Väst+ Syd	1336	-226,8	-37,7	-15,0	-14,9	-37,5	-27,8	-31,0	-28,4	-28,4	-6,0
Syd	1348	-185,7	-31,7	-4,9	-29,9	-35,6	-7,0	-28,3	-23,0	-22,9	-2,4

Resultaten från de initiala placeringarna visar att områdesbaserad metodik har svårt att avlasta de driftfall som har överlast i 220 kV-nätet. Efter analys av hur effektflödet fördelas dras slutsatsen att överföringsnätet från 400 kV till aktuell ledning i 220 kV-nätet fördelar flödet vilket påverkar energilagrens verkningsgrad på aktuellt problem. För att komma åt problemet behövs ett ledningsbaserat tillvägagångsätt men resultaten för estimat 3 (avsnitt 7.2) visar på att för vissa placeringar bidrar det till överlast på anslutande ledningar i det korresponderande fallet.

Analysen fördjupas för de fem främsta kandidaterna, visualiserade med fetstil i Tabell 44, där den effekttagande placeringen (energilagret som laddas) är samma för fyra av de fem alternativen, bus 1349. Nya kombinationer av kandidater testas utifrån topp-5-kandidaterna där de effekttagande placeringarna blir:

- 1349
- 1297

Och de effektgivande placeringarna (energilager som laddas ur) blir:

- 1326
- 1379
- 1391
- 1389
- 1388

De initiala resultaten visar att placering av det effektgivande energilagret i *1391* ökar överlasten på två ledningar i 130 kV-nätet för estimat 4 N-1, med en ΔMW på dessa ledningar mellan +1,9 till +2,5 för ett 100 MW energilager. För att undvika denna påverkan på 130 kV-nätet analyseras även placering av det effektgivande energilagret en station ned med flödet, i 1381 respektive 1352.

För icke-korresponderande energilager ses från resultatet i Tabell 45 ovan att de fem främsta kandidaterna är samma som i det korresponderande fallet, dock med annan inbördes ordning. Även här bidrar placering av energilager i 1391, vilket får bäst sammanvägd verkningsgrad, till ökade överlaster i 130 kV-nätet. Analysen fördjupas därför till att inkludera de närliggande stationerna 1381 samt 1352.

7.6.1 Sammanvägt resultat av nya områdesbaserade kandidater

Det sammanvägda resultatet av ΔMW på kritiskt objekt för alla analyserade driftfall med nya områdesbaserade kandidater presenteras i Tabell 46 för korresponderande energilager och i Tabell 47 för icke-korresponderande energilager. Fullständiga resultat presenteras i appendix *Resultat_Nya_Omraden.xlsx*.

Tabell 46: Sammanvägt resultat av ΔMW för de nya områdesbaserade placeringskandidaterna med korresponderande energilager. Rödmarkerade värden visar på att energilagret bidrar till ökade överlaster i 130 kV-nätet. Även högst verkningsgrad (ΔMW) för varje driftfall markeras med fetstil och understrykning.

Typ	Från	Till	Totalt	Estimat 1	Estimat 3	Estimat 4 N-0	Estimat 4 N-1	Estimat 7	Estimat 8 1347-1350	Estimat 8 1352-1393	Estimat 8 1350-1393	Estimat 8 1305-1307
Öst-Syd	1349	1391	-341,2	**-64,9**	-3,3	-8,0	**-71,3**	-3,6	**-57,4**	**-66,0**	**-66,0**	-0,6
Öst-Syd	1349	1381	-305,2	-62,4	-4,4	-9,0	-59,0	-4,9	-53,4	-55,6	-55,5	-0,8
Öst-Väst	1349	1326	-286,2	-60,4	-5,6	-9,7	-58,9	-6,3	-49,9	-47,2	-47,1	-1,1
Öst-Väst	1349	1379	-284,6	-61,9	-8,7	-6,8	-59,3	-14,5	-47,2	-42,2	-42,1	-2,0
Öst-Syd	1349	1352	-283,5	-61,9	-3,7	-9,6	-66,1	-3,9	-54,1	-41,8	-41,8	-0,6
Nord-Syd	1297	1391	-283,3	-51,2	-4,6	-18,3	-60,3	-6,5	-38,1	-51,2	-51,0	-2,0
Öst-Väst	1349	1389	-282,6	-61,7	-9,0	-6,5	-58,8	-14,8	-46,8	-41,4	-41,4	-2,2
Öst-Väst	1349	1388	-280,9	-61,6	-9,3	-6,3	-58,3	-15,1	-46,4	-40,8	-40,8	-2,2
Nord-Syd	1297	1381	-246,8	-48,6	-5,8	-19,3	-47,9	-7,6	-34,1	-40,7	-40,5	-2,3
Nord-Väst	1297	1326	-229,0	-47,1	-7,0	**-20,0**	-48,4	-9,0	-30,6	-32,3	-32,1	-2,6
Nord-Väst	1297	1379	-226,4	-48,0	-10,1	-17,0	-48,2	-17,3	-27,9	-27,3	-27,1	-3,5
Nord-Syd	1297	1352	-225,2	-48,3	-5,0	-19,9	-54,9	-6,7	-34,9	-26,8	-26,7	-2,1
Nord-Väst	1297	1389	-224,3	-47,9	-10,5	-16,8	-47,6	-17,7	-27,4	-26,5	-26,3	-3,6
Nord-Väst	1297	1388	-222,4	-47,7	**-10,7**	-16,6	-47,1	**-18,0**	-27,0	-25,9	-25,7	**-3,7**

Tabell 47: Sammanvägt resultat av ΔMW för de nya områdesbaserade placeringskandidaterna med icke-korresponderande energilager. Rödmarkerade värden visar på att energilagret bidrar till ökade överlaster i 130 kV-nätet. Även högst verkningsgrad (ΔMW) för varje driftfall markeras med fetstil och understrykning.

Typ	Placering	Totalt	Estimat 1	Estimat 3	Estimat 4 N-0	Estimat 4 N-1	Estimat 7	Estimat 8 1347-1350	Estimat 8 1352-1393	Estimat 8 1350-1393	Estimat 8 1305-1307
Syd	1391	-292,3	**-46,5**	-4,2	-22,1	-57,9	-7,4	**-42,8**	**-54,5**	**-54,4**	-2,6
Syd	1381	-258,1	-43,8	-5,3	-23,5	-45,0	-8,7	-39,3	-44,8	-44,7	-3,0
Väst	1326	-241,3	-41,3	-6,5	**-24,5**	-44,8	-10,2	-36,4	-37,2	-37,1	-3,3
Väst	1379	-240,4	-41,0	-9,6	-22,3	-44,3	-17,9	-34,7	-33,1	-33,1	-4,4
Väst	1389	-238,7	-40,8	-10,0	-22,1	-43,9	-18,3	-34,3	-32,4	-32,4	-4,5
Väst	1388	-236,8	-40,6	**-10,3**	-21,9	-43,3	**-18,5**	-34,0	-31,9	-31,8	**-4,6**
Syd	1352	-236,1	-43,4	-4,6	-23,8	-52,4	-7,7	-39,6	-30,9	-31,0	-2,6

Resultaten visar att placering av effektgivande energilager i 1352 bidrar, likt stationen 1391/1392/1393, till ökad överlast på redan överbelastade ledningar i 130 kV-nätet för driftfallet med estimat 4 i N-1 läge. Däremot visar resultaten att denna påverkan kan undvikas om energilagret flyttas till 1381, vilket är en anslutande station till 1391.

För korresponderande energilager kan det ses att tre av de nya alternativen har ett sammanvägt resultat som hamnar bland de fem främsta, vilket inkluderar de två främsta alternativen. Det bör noteras att två av dessa tre alternativ är alternativ som ökar överlaster för 130 kV-ledningar i estimat 4 N-1. En anledning till varför dessa nya alternativ (1349 som effekttagande energilager och 1391/1381/1352 som effektgivande energilager) presterar så bra i jämförelsen är att dessa energilager flyttas närmare varandra och i princip är placerade som de ledningsbaserade alternativen för flera av de analyserade driftfallen.

Resultaten visar att om 130 kV-nätets överlaster beaktas så är alternativet med effekttagande energilager i 1349 och effektgivande lager i 1381 det bästa alternativet. Om det bortses från den lilla påverkan med ΔMW <+2,5 MW som ett 100 MW energilager har på de två redan överbelastade 130 kV-ledningarna i estimat 4 N-1, så visar alternativet med 1349 som effekttagande energilager och 1391 som effektgivande energilager bäst sammanvägt resultat (notera att 1391 är samma station som 1393 och 1392).

För icke-korresponderande energilager är de fyra främsta alternativen samma som för det korresponderande fallet. Även i det icke-korresponderande fallet ger placering av energilager i 1391 bäst sammanvägt resultat, men som tidigare nämnt ökar det överlasten på två redan överbelastade ledningar i 130 kV-nätet (ΔMW <+2,6 MW för ett 100 MW energilager). Om hänsyn tas till dessa överlaster fås bäst sammanvägt resultat, likt det korresponderande fallet, med placering av energilagret i 1381.

Det bör observeras att det sammanvägda resultatet värderar alla analyserade driftfall lika. Ett annat resultat hade kunnat fås om sammanvägningen viktats, exempelvis genom att vissa av driftfallen, som är mer sannolika att inträffa, eller driftfall som är svårare att hantera med andra resurser värderas högre. Denna viktning är något som måste göras av Svk, som har det nödvändiga underlaget för att utföra en sådan analys. Om analysen hade genomförts med tillgång till fler estimat och driftfall hade även det kunnat påverka resultatet, speciellt då resultaten visar att ju längre ifrån kritiskt objekt energilagret placeras, desto sämre verkningsgrad för det specifika objektet. Dock kan ett sådant energilager hjälpa till att stötta upp fler situationer vilket hade kunnat skapa större systemnytta än det som kunnat analyseras i denna studie.

8 SIMULERINGSRESULTAT SPÄNNINGSREGLERING

För ett energilager kopplat till nätet via en omriktare är spänningsreglering möjlig i de fall då omriktaren är dimensionerad även för reaktiv effekt. I följande analys har omriktaren dimensionerats till 150 % av aktiv effekt (för P = 100 MW blir S = 150 MVA, vilket ger Q ≈ ± 111 Mvar). För att visa på nyttan av att tillåta energilagret att styra spänningen genom reaktivt effektutbyte, i termer av sänkt last på betraktat överföringselement, har analys utförts av att både höja och sänka spänningen.

Spänningsbörvärdet för energilagret har satts till spänningsnivån med energilager utan reaktivt effektutbyte ± 0,02 p.u. Notera att erhållen spänning inte alltid blir ± 0,02 p.u då den reaktiva effekt-förmågan i vissa fall inte räcker till för att styra spänningen till önskad nivå. När spänningen regleras ändras hela systemets förluster, vilket gör att effekten som flödar genom alla ledningar ändras mot basfallet. Av denna anledning blir det inte representativt att jämföra ΔMW på kritiskt element med energilager utan spänningsreglering mot energilager med spänningsreglering. Med förändrade flöden i nätet måste dessa jämföras mot en konstant. Således görs jämförelsen mellan dessa driftfall mot det kritiska elementets belastningsnivå med aktuell driftgräns (reservdriftsgräns för drift med felbehäftad ledning, N-1, och normaldriftgräns för normaldrift, N-0).

Då tidigare analys har visat att de mest lovande kandidaterna för placering av energilager är antingen ledningsbaserad placering över trång ledningsträcka eller områdesbaserad placering vid 1349-1391/1392/1393 eller 1349-1381, presenteras enbart resultat för dessa placeringar, där målet är att ge en indikation av nyttan, i form av sänkt belastning på kritiskt element, av att dimensionera omriktaren för spänningsreglering med därtill kopplat reaktivt effektutbyte.

I avsnitt 8.1 presenteras belastningsnivån på kritiskt element för de ledningsbaserade resultaten och i avsnitt 8.2 presenteras belastningsnivån på kritiskt element för de områdesbaserade placeringarna. Fullständiga resultat återfinns i appendix *Resultat_Vcontrol.xlsx*.

8.1 Jämförelse av ledningsbaserad placering

I Tabell 48 och Tabell 49 presenteras resultaten med spänningsreglering för det ledningsbaserade alternativet där energilagret placeras över den överbelastade ledningssträckan för det korresponderande fallet och vid änden på den överlastade ledningssträckan för det icke-korresponderande fallet.

Tabell 48: Belastningsnivå på kritiskt element i förhållande till aktuell driftgräns för de olika analyserade driftfallen för korresponderande energilager, med och utan spänningsreglering av energilagret för ledningsbaserad placering (över överbelastad ledningssträcka). Det bästa alternativet för varje driftfall markeras med fetstil och understrykning.

Placering	Driftfall	Utan spänningsreglering	V setpoint +0,02 p.u	V setpoint -0,02 p.u
1349-1350	Estimat 1	149,3%	**147,5%**	150,1%
1449-1477	Estimat 3	101,5%	101,6%	**101,4%**
1305-1331	Estimat 4 N-0	100,3%	**99,9%**	101,1%
1350-1393	Estimat 4 N-1	117,0%	**115,2%**	118,6%
1305-1336	Estimat 7	95,6%	**95,5%**	95,9%
1349-1377	Estimat 8 1347-1350	94,5%	**93,7%**	95,5%
1350-1391	Estimat 8 1352-1393	95,6%	**95,0%**	96,6%
1350-1391	Estimat 8 1350-1393	95,7%	**95,0%**	96,6%
1479-1490	Estimat 8 1305-1307	*79,0%*	79,3%	**78,9%**

Tabell 49: Belastningsnivå på kritiskt element i förhållande till aktuell driftgräns för de olika analyserade driftfallen för icke-korresponderande energilager, med och utan spänningsreglering av energilagret för ledningsbaserad placering (över överbelastad ledningssträcka). Det bästa alternativet för varje driftfall markeras med fetstil och understrykning.

Placering	Driftfall	Utan spänningsreglering	V setpoint +0,02 p.u	V setpoint -0,02 p.u
1350	Estimat 1	150,3%	**148,6%**	150,7%
1477	Estimat 3	110,2%	111,9%	**109,3%**
1331	Estimat 4 N-0	**101,1%**	102,5%	102,3%
1393	Estimat 4 N-1	118,2%	**116,8%**	118,3%
1336	Estimat 7	**95,9%**	96,7%	96,5%
1377	Estimat 8 1347-1350	**95,2%**	97,0%	98,0%
1391	Estimat 8 1352-1393	**96,8%**	98,9%	99,6%
1391	Estimat 8 1350-1393	**96,9%**	99,0%	99,7%
1490	Estimat 8 1305-1307	**82,2%**	85,0%	84,9%

Resultaten visar fördelen med att även tillåta energilagret att bidra med spänningsreglering i det korresponderande fallet, där överlasten sänks i alla analyserade driftfall och för de flesta med höjd spänning, vilket är förväntat. De två driftfall där det är fördelaktigt att sänka spänningen är vid placering av energilagret i 220 kV-nätet. För icke-korresponderande energilager visar resultaten att det är fördelaktigt med spänningsreglering i vissa driftfall, medan för andra fall ger inte spänningsreglering från energilager ytterligare nytta.

8.2 Jämförelse av områdesbaserade placeringar

I Tabell 50 och Tabell 51 presenteras belastningsnivå för kritiskt element i förhållande till aktuell driftgräns, för alla analyserade driftfall med och utan spänningsreglering.

Tabell 50: Belastningsnivå på kritiskt element i förhållande till aktuell driftgräns för de olika analyserade driftfallen för korresponderande energilager, med och utan spänningsreglering av energilagret för de två främsta områdesbaserade alternativen. Det bästa alternativet för varje driftfall markeras med fetstil och understrykning.

	Estimat 1	Estimat 3	Estimat 4 N-0	Estimat 4 N-1	Estimat 7	Estimat 8 1347-1350	Estimat 8 1352-1393	Estimat 8 1350-1393	Estimat 8 1305-1307
Placering	***1349-1391***								
Utan spänningsreglering	149,5%	119,5%	103,7%	117,6%	99,1%	95,3%	96,3%	96,4%	102,7%
V setpoint +0,02 p.u.	**147,7%**	**119,0%**	**103,2%**	**116,5%**	**98,7%**	**94,8%**	**96,2%**	**96,2%**	**102,3%**
V setpoint -0,02 p.u.	150,1%	120,5%	103,6%	118,5%	99,6%	96,0%	96,9%	97,0%	103,4%
Placering	***1349-1381***								
Utan spänningsreglering	149,5%	119,2%	103,6%	118,1%	99,0%	95,5%	96,8%	96,9%	102,6%
V setpoint +0,02 p.u.	**148,0%**	**118,7%**	**103,1%**	**117,4%**	**98,5%**	**95,0%**	**96,8%**	**96,7%**	**102,1%**
V setpoint -0,02 p.u.	150,4%	120,1%	103,7%	118,6%	99,4%	96,0%	97,3%	97,4%	103,3%

Tabell 51: Belastningsnivå på kritiskt element i förhållande till aktuell driftgräns för de olika analyserade driftfallen för icke-korresponderande energilager, med och utan spänningsreglering av energilagret för de två främsta områdesbaserade alternativen. Det bästa alternativet för varje driftfall markeras med fetstil och understrykning.

	Estimat 1	Estimat 3	Estimat 4 N-0	Estimat 4 N-1	Estimat 7	Estimat 8 1347-1350	Estimat 8 1352-1393	Estimat 8 1350-1393	Estimat 8 1305-1307
Placering	***1391***								
Utan spänningsreglering	150,5%	119,2%	102,3%	118,2%	**98,5%**	**95,9%**	**96,8%**	**96,9%**	**101,7%**
V setpoint +0,02 p.u	**148,5%**	**118,9%**	**103,4%**	**116,8%**	98,9%	97,9%	98,9%	99,0%	103,5%
V setpoint -0,02 p.u	150,7%	120,0%	103,9%	118,3%	99,4%	98,7%	99,6%	99,7%	104,1%
Placering	***1381***								
Utan spänningsreglering	150,6%	118,9%	102,1%	118,8%	**98,3%**	**96,0%**	**97,3%**	**97,4%**	**101,6%**
V setpoint +0,02 p.u	**148,6%**	**118,6%**	**103,4%**	**117,7%**	98,7%	98,1%	99,6%	99,7%	103,4%
V setpoint -0,02 p.u	150,7%	119,7%	103,7%	118,4%	99,2%	98,7%	99,9%	100,0%	103,9%

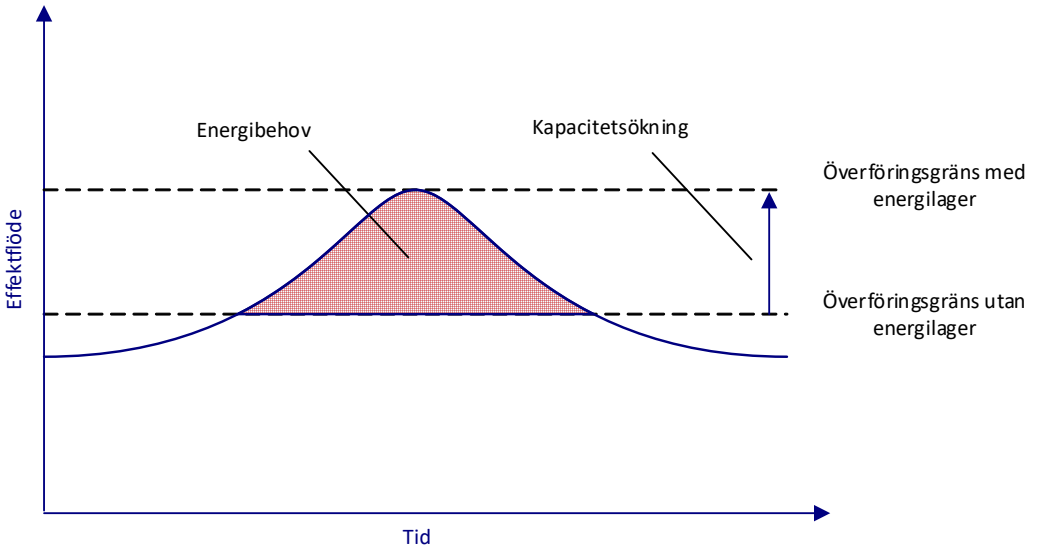
Även resultatet för områdesbaserade placeringar av energilagret visar fördelen med att även tillåta energilagret att bidra med spänningsreglering i det korresponderande fallet, där överlasten sänks för alla driftfall och placeringar med höjd spänning. För icke-korresponderande energilager, likt de ledningsbaserade placeringarna, är spänningsreglering fördelaktig i vissa driftfall, medan för andra fall ger spänningsreglering från energilager ingen ytterligare nytta.

Att låta energilagret bidra med spänningsreglering kan bidra med andra nyttor än att bara användas i vissa specifika driftfall, t.ex. kan energilagret placeras i lämplig punkt där reaktivt effektstöd behövs i nätet. Vidare studier kring optimal reglering av spänning föreslås då det även påverkar spänningskollapsgräns och överföringsgränser.

9 ÖKAD ÖVERFÖRING I TRANSMISSIONSNÄTET

En förutsättning för att kunna öka överföringen är att energilagret har den effektkapacitet och energikapacitet som krävs för att avlasta kritiska element. Det tilltänkta energilagrets energikapacitet på 30 minuter har dimensionerats för att hantera överlaster uppkomna av felfall, då är behov av stor energikapacitet mindre viktigt. Dessutom behöver energilagret endast leverera effekt ifall det begränsande felfallet inträffar, vilket kan anses vara osannolikt. Ett energilager med betydligt större energikapacitet behövs för att hantera överlaster uppkomna under normaldrift. Det bör dock tilläggas att överlasten inte är konstant. Med större kunskap om lastprofil och längden på det specifika driftfallet där överlasten i normaldrift uppstår hade ett batterilager eventuellt kunnat dimensioneras för att avhjälpa situationen och resultera i ökad överföringsförmåga.

En principiell bild av energibehovet för ett energilager, med hänsyn till lastprofilen, under normaldrift för att öka överföringsförmågan visas i Figur 19. Även tiden för uppladdning av energilagret, beroende på belastningsprofilen, påverkar energilagrets tillgänglighet och nytta under normaldrift. Vidare studier av energilager under normaldrift föreslås.



Figur 19: Principiell bild som visualiserar energibehovet hos ett energilager för att bidra till ökad överföringskapacitet under normaldrift med hänsyn tagen till effektflödesprofilen.

Utöver den tänkta energikapaciteten med upp till 30 minuters urladdningstid har batterilagret även en nytta på spänningskollapsgränsen, vilken är begränsande i vissa estimat. Som visats i kapitel 8 kan omriktaren till batteriet dimensioneras för att tillhandahålla reaktiv effekt och således stötta systemet när spänningskollaps är begränsande. Dock är detta beroende på val av dimensionering och utan större insikt i nätet och vad som är begränsande kan ingen slutsats dras gällande att avhjälpa dessa situationer. Principiellt kan även ett fulladdat batteri i mottagaränden påverka spänningskollapsgränsen positivt, eftersom effektöverföringsförmågan är kraftigt begränsad när man närmar sig spänningskollapsgränsen och urladdning av batteriet hade minskat överföringsbehovet och gett tid för andra åtgärder för att undvika en systemkollaps.

Utifrån Svk:s beskrivning av vad som begränsar varje tillhandahållet estimat sammanfattas följande gällande hur mycket överföringen i varje estimat hade kunnat ökas, om begränsningarna avlastas:

- Estimat 1: I driftsituationen med seriekondensatorerna förbikopplade (vilket är fallet i det givna estimatet), begränsas överföringen inte enbart av det kritiska felfallet. För att öka överföringen krävs att energilagret avlastar ledningar på flera nivåer i nätet (400 kV och 220 kV). Spänningskollapsgränsen är också begränsande och batterilagret skulle behöva placeras nära bus 1393 och även dimensioneras för reaktivt effektutbyte, där verkan på den begränsande 220 kV-ledningen (1492-1494) kan antas vara låg, vilket har visats i de initiala

resultaten i andra estimat. Om däremot de två seriekondensatorerna som varit förbikopplade tas i drift och överlasterna på de ledningarna i snitt 2 elimineras hade överföringen kunnat ökats. Dock har detta driftfall överlast i normaldrift varför det tänkta batteriets energikapacitet inte räcker till.

- Estimat 3: I estimat 3 är seriekondensatorerna ej förbikopplade och överföringen i estimatet begränsas enbart av överlaster som uppstår efter felfall. Om det kritiska elementet kan avlastas med hjälp av energilager så att det från ett systemperspektiv sett ut som att det kritiska elementet hade klarat av en överlast på 100 MW (ekvivalent med en belastningsnivå på 89% av nuvarande reservdriftsgräns), så hade överföringen i transmissionsnätet kunnat ökas över snitt 2 med 350 MW, över DK1-SE3 + NO1-SE3 med 235 MW och över snitt 4 med 400 MW. Om överföringen ökas ännu mer skulle andra felfall vara begränsande.
- Estimat 4: I estimat 4 är seriekondensatorerna förbikopplade i och i detta driftfall är ledningar överlastade i normaldrift. Om seriekondensatorerna tas i drift fås överlast på 1336-1354-1355-1305 och 1336-1362-1365-1305 samtidigt som driftfallet begränsas av felfall på 1350-1392. Ett energilager har svårt att bidra till ökad överföring i detta estimat på grund av batteriets begränsade uthållighet.
- Estimat 7: Estimatet har överlast i normaldrift med en överlastad seriekondensator. Liksom för estimat 1 blir det svårt för det tänkta batterilagret att avlasta den överlastade seriekondensatorn, på grund av batteriets begränsade uthållighet.
- Estimat 8: Estimatet begränsas förutom av de fyra driftfall som har analyserats även av spänningskollaps i snitt 2, vilket i kombination med att ingen placering av energilager kunnat identifieras som avlastar det kritiska elementet i alla de fyra driftfallen, gör att ett energilager ensamt har svårt att bidra till ökad överföring i detta estimat. Om seriekondensatorerna som är förbikopplade i estimatet kopplas in hade överföringen över snitt 2 kunnat ökas med ca 900 MW om överlasten som uppkommer i normaldrift på 1362-1365 (115,3% av normaldriftsgräns) hade kunnat avlastas.

9.1 Simulerad storlek på energilager för ökad överföring

I förestående kapitel presenteras resultatet av den analys som genomförts för att identifiera hur stort energilager som hade krävts för att öka överföringen. Notera att resultat enbart presenteras för estimat 3 då detta estimat påvisar potential till att kunna öka överföringen med ett energilager. Detta genom att estimatet begränsas av överlaster uppkomna vid N-1 samt att estimatet inte begränsas av andra felfall upp till den angivna nivån av ökad överföring.

För att identifiera storleken på det batterilager som krävs för ökad överföring har följande ansats gjorts:

1. Ta fram gällande driftfall där ett energilager kan öka överföringen
2. Storleken på batterilagret har ökats till dess att belastningsnivån på kritiskt element hamnar under, från Svk, given nivå för att överföringen ska kunna ökas (även en mindre batteristorlek torde ha positiv inverkan på överföringen). Batterilagrets placering har valts efter ledningsbaserad metodik över den överbelastade ledningssträckan, då det visat sig i de initiala resultaten ha högst verkningsgrad.
3. Finn den storlek på energilagret som krävs om omriktaren dimensioneras för spänningsreglering enligt kapitel 8 med en ändring av spänningsreferensen på 0,02 p.u (för estimat 3 en sänkning enligt resultaten i kapitel 8).

Notera att de värden som redovisas i kapitel 9 på hur mycket överföringen kan ökas är framtagna av Svk. Förutsättningen för deras beräkningar har varit att kritisk ledning klarar en 100 MW ökad belastning med hänsyn tagen till andra begränsningar, d.v.s. att batterilagret avlastar begränsande ledning med 100 MW. Även om belastningen på begränsande element inte sänks till angiven nivå torde överföringen kunna ökas i jämförelse med driftfall utan energilager. Dock saknas data för att i denna rapport kvantifiera denna ökning.

Skalbarheten för energilager har genom estimat 1 visat sig vara i stort sett linjär (minus förändringen av förluster) mot verkningsgraden för sänkt överlast på kritiskt element (ΔMW), vilket presenterats i appendix

Resultat_Specifika_Driftfall.xlsx. Detta gör att resultaten i kapitel 7 kan användas utan nya simuleringar för en grov överblick över kravet på effektkapacitet för att sänka belastningen på ett visst element.

För att överföringen ska kunna ökas i estimat 3 över snitt 2 med 350 MW, över DK1-SE3 + NO1-SE3 med 235 MW och över snitt 4 med 400 MW behöver det kritiska elementet avlastas med 100 MW, vilket är ekvivalent med att belastningen sänks till 89 % av nuvarande reservdriftsgräns (d.v.s. energilagret behöver dimensioneras med hänsyn till verkningsgrad för 100 MW sänkt belastning på kritiskt element). De initiala resultaten (i kapitel 7) visar att ett korresponderande energilager inte kan ökas i storlek utan att orsaka nya överlaster i 220 kV-nätet, vilket hade behövts för att avlasta det kritiska elementet till 89 % belastningsnivå. Däremot visar de initiala resultaten att det icke-korresponderande energilagret inte skapar samma överlaster, varpå analysen utgår från ett icke-korresponderande energilager.

Resultaten visar att för att sänka det kritiska elementets belastningsnivå till 89 % av reservdriftsgränsen behöver det icke-korresponderande batterilagret (placerat i 1477) vara dimensionerat för 310 MW. Om omriktaren för energilagret dimensioneras för spänningsreglering minskar kravet på effektkapacitet för energilagret till 295 MW. Fullständiga resultat presenteras i appendix *Resultat_Okad_Overforing.xlsx*

10 SLUTSATS PSS/E ANALYS

PSS/E analysen har behandlat de fem tillhandahållna estimat där öst-västligt flöde har begränsat överföringen i det svenska transmissionsnätet. Av dessa fem estimat har totalt nio driftfall analyserats, där varje driftfall representerar ett kritiskt lastflöde med ett begränsande element. Estimat 4 har två begränsande driftfall, estimat 8 har fyra begränsande driftfall, medan resterande estimat har ett begränsande driftfall var.

Resultaten visar på att energilager kan, beroende på placering, användas till att avlasta transmissionsnätet och öka överföringskapacitet då energilagret, beroende på driftfall, effektivt kan avlasta det kritiska elementet. Resultaten visar att högst verkningsgrad från energilager fås av ledningsbaserad metodik med korresponderande energilager verkande över det kritiska elementet. Verkningsgraden för icke-korresponderande energilager med ledningsbaserad metodik är lägre då swing-bus:en som agerar FCR-resurs är placerad i norra Sverige och situationen kan principiellt liknas vid ett områdesbaserat korresponderande energilager, med ett energilager som laddas ur och en swing-bus (liknande ett energilager) långt ifrån som reglerar ned. Med samma resonemang kan även de områdesbaserade alternativen för icke-korresponderande energilager ses som korresponderande med områden norr till söder/väster.

Nackdelen med ledningsbaserade alternativen, trots högst verkningsgrad, är att de är anpassade för ett specifikt driftfall och de är beroende på sannolikheten att det specifika driftfallet inträffar. I övriga driftfall bidrar dessa alternativ endast med begränsad nytta för överföringen. De områdesbaserade alternativen visar däremot potential att vara till nytta i flera olika driftfall, men då flera av de givna estimaten och deras begränsande felfall uppvisar liknande flödesproblematik erhålls högst sammanvägd verkningsgrad när avståndet mellan energilagren reduceras till att mer representera ett ledningsbaserat tillvägagångssätt.

Då estimat 4 och 8 har flera driftfall som begränsar estimaten vore det önskvärt att lokalisera ett placeringsalternativ som avlastar alla de kritiska elementen i de olika driftsituationerna för det specifika estimatet. För estimat 8 har dock ingen placering identifierats med bra verkningsgrad för alla de fyra kritiska driftfallen. Den största anledningen är att det kritiska elementen i tre av de fyra driftfallen är lokaliserade nära varandra medan det begränsande elementet i det fjärde driftfallet har överlast i 220 kV-nätet, långt ifrån de övriga kritiska elementen.

För estimat 4, där ett begränsande driftfall är norr-söder problematik i normaldrift och ett begränsande driftfall är öst-väst problematik under felfall, finns alternativ för placering med acceptabel verkningsgrad för båda driftfallen (ΔMW ≈ 20 MW för N-0 driftfallet och ≈ 50 MW för N-1 driftfallet). För korresponderande energilager hamnar dock det alternativet för placering utanför de fem främsta alternativen i det slutgiltiga sammanvägda resultatet, där verkningsgraden för de fem främsta alternativen är högre för N-1 driftfallet (ΔMW ≈ 60-70 MW) men lägre för N-0 driftfallet (ΔMW ≈ 7-10 MW).

Då nyttan av ett energilager i normaldrift till stor del beror på lastprofilen på kritiskt element och energikapaciteten hos energilagret, som för Li-jonbatterier är jämförelsevis begränsad, lämnas rekommendationen att i en framtida analys vikta resultaten för att spegla denna begränsning, som även finns i estimat 7.

Analysen har behandlat möjligheten till spänningsreglering vilket ett energilager anslutet till nätet med en omriktare, kan erbjuda genom större dimensionering av omriktaren. Resultaten visar en potential för högre verkningsgrad för energilagret på kritiskt element i flera av de analyserade fallen. Rent principiellt kan energilagret, om omriktaren dimensioneras för spänningsreglering, även bidra i situationer där spänningskollapsgränsen är begränsande, vilket föreslås som framtida arbete.

Genom beskrivningen av estimaten har analysen avhandlat nyttan med energilager för de specifika estimaten i förhållande till ökad överföring. De analyserade driftfallen begränsas antingen av termiska begränsningar i normaldrift eller under felfall samt av spänningskollaps. Då ett fulladdat energilager i laständen kan avlasta överföringen vid en störning och omriktaren kan dimensioneras för att tillhandahålla reaktiv effekt, kan även ett energilager påverka spänningskollapsgränsen. Dock saknas underlag för en kvantitativ analys av vilken nytta ett energilager skulle göra för ökad överföringsförmåga när risken för spänningskollaps är begränsande.

Analysen har visat att energilager med hög verkningsgrad, beroende på placering, kan avlasta termiska överlaster. Principiellt begränsas dock nyttan från energilagret av dess energikapacitet, d.v.s. hur lång urladdningstid energilagret kan erbjuda för ett givet effektbehov. För att analysera kravet på energikapacitet för termiska begränsningar i normaldrift krävs data för lastprofiler, vilket har saknats i projektet. För termiska begräsningar under felfall är däremot tidshorisonten känd och av den anledningen presenterar analysen endast resultat för de driftfall där termiska överlaster under felfall är begränsande. I dessa situationer ses även batterier, tack vare sin snabba svarstid, vara lovande för att hantera den momentana obalansen i händelse av ledningsbortfall. På så vis tillåts en högre överföring i normaldrift de timmar där det specifika felfallet är begränsande, utan att bidra till överlast vid felfall. Detta beskrivs principiellt i avsnitt 2.4.

För estimat 3 kan ett icke-korresponderande energilager dimensionerat för 310 MW (utan spänningsreglering) eller 295 MW (med spänningsreglering) öka överföringen över snitt 2 med 350 MW, över DK1-SE3 + NO1-SE3 med 235 MW och över snitt 4 med 400 MW. Även ett energilager med mindre effektkapacitet torde ha positiv påverkan på överföringen, dock saknas data för att kvantifiera detta.

10.1 Slutsats – Vad betyder det i verkligheten?

PSS/E analysen har utgått ifrån energilager med Li-jonteknik med en effektkapacitet på 100 MW och en energikapacitet på 50 MWh. För att koppla detta till ett verkligt scenario redovisar detta kapitel kortfattat motsvarande kostnad, ytbehov och installationstid för en sådan lösning. Notera att ytbehovet och kostnaden uppskattas vara i stort sett linjärt skalbara mot effekt- och energikapaciteten hos energilagret.

Installationstid: ca 1-2 år för att få installationen på plats (ej inräknat tillståndsperiod), baserat på erfarenheter redovisade genom flera olika projekt världen över.

Ytbehov: ca 14 x 40-fots containers + säkerhetsavstånd (3+ meter mellan varje container) + nya ställverksfack + transformator/er, vilket motsvarar en yta på ca 60 x 30 meter per installation, 1 800 m^2.

Principiella bilder för ytbehovet och uppsättning visas i Figur 20 och Figur 21.

Kostnad: ca 1 000 MSEK för ett energilager med effekt- och energikapacitet på 100 MW och 50 MWh.

För dubbel uppsättning med två energilager (d.v.s. ett korresponderande energilager), vardera med effekt- och energikapacitet på 100 MW och 50 MWh uppskattas den totala projektkostnaden till 2 000 MSEK.

Denna totala kostnad är inklusive all kapitalkostnad och kringkostnad med utrustning, installation, transformator, projektering, o.s.v. Kostnaden kan jämföras med projektet RINGO, det innovationsprojekt som leds av Réseau de Transport d'Électricité (den franska TSOn), där den totala kostnaden uppskattas till 80 miljoner euro för energilagersystem med total effekt- och energikapacitet på 32 MW och 97 MWh.

Figur 20: Principiell bild av ytbehov för ett 60 x 30 m energilager, bild från[77].

[77] http://maps.google.com/ [senast besökt 2022-10-18]

Figur 21: Principiell bild av uppsättning av flera 20-fot containers, bild från Vattenfalls energilager i Uppsala[78].

[78] https://energyplaza.vattenfall.se/blogg/sveriges-storsta-batterilager-tas-i-drift-i-uppsala [Senast besökt 2022-10-18]

11 FORTSATT ARBETE

DNV ser potentialen med att använda energilager för att öka överföringen i det svenska transmissionsnätet, men förslår följande framtida studier för att få en helhetsbild av nyttan:

1. Undersöka fler estimat; Att erhålla ett större urval av driftfall för att finna placering av energilager som bidrar med större systemnytta, alternativt vikta de olika driftfallen. En stor nytta med ett korresponderande energilager är att avståndet mellan lagren inte har en tillhörande kostnad, till skillnad från en ledning. Utifrån de givna estimaten fås bäst sammanvägd verkningsgrad för placering av de korresponderande energilagren nära varandra. Om fler estimat och driftfall hade beaktats hade eventuellt nyttan varit störst med ett mer områdesbaserat tillvägagångssätt då fler ledningar hade avlastats.
2. Beräkna nyttan av placering av energilager; Kräver kunskap om hur frekvent driftfallet uppkommer, hur belastningsprofilen ser ut och kvantifiering av nyttan av ökad överföringskapacitet.
3. Energilager som mothandelsresurs över ett snitt och/eller för att sänka överlaster i normaldrift; Kräver tidsbaserade data/ lastprofil för nätet och snitten. Eventuella överlaster på kritiska ledningar i normaldrift (till exempel snitt 2 ledningar) följer en specifik lastprofil och ett energilager hade kunnat dimensioneras med energikapacitet till den tekniska gränsen och nyttan i ökad överföring hade då kunnat kvantifieras utifrån dimensionering av energikapaciteten.
4. Spänningskollapsgräns, undersökning av hur ett energilager kan bidra till att öka överföringen när spänningskollaps är begränsande; Då ett energilager kan dimensioneras för utbyte av både aktiv och reaktiv effekt, borde ett energilager kunna bidra positivt till att påverka spänningskollapsgränsen. För att avgöra om detta är applicerbart och nyttan av applikationen behövs ytterligare studier.
5. Ej anonymiserade data; Med kunskap om specifika stationer och hur tillgång till mark ser ut hade mer specifika slutsatser gällande dimensionering av energilager kopplade till tillgänglig yta kunnat presenteras. Även mer detaljerade studier där överföringen ökats över snittet hade kunnat utföras.
6. Undersöka olika kombinationer av teknik; exempelvis tillämpning av energilager för störningshantering i kombination med tekniker för styrbart effektflöde i normaldrift. Nyttan av en kombination av tekniker bör jämföras mot att enbart använda flödesstyrning.

APPENDIX

Nedanstående Excel-dokument innehåller de fullständiga resultaten från simuleringsdelen av projektet:

Resultat_Specifika_Driftfall.xlsx

Resultat_Nya_Omraden.xlsx

Resultat_Vcontrol.xlsx

Resultat_Okad_Overforing.xlsx

DNV

Om DNV

DNV är en ledande global leverantör av tekniska och kommersiella rådgivningstjänster inom energisektorn. Företaget arbetar med aktörer längs hela värdekedjan med projekt inom bland annat produktion, transmission, distribution, lagring och förbrukning. DNV har med sina mer än 4000 globala energiexperter, en världsledande kompetens inom flertalet områden, däribland inom kraftsystem. Företaget anlitas regelbundet av bland annat myndigheter, nätbolag och teknikleverantörer för att lösa de mest utmanande frågeställningarna inom detta område.