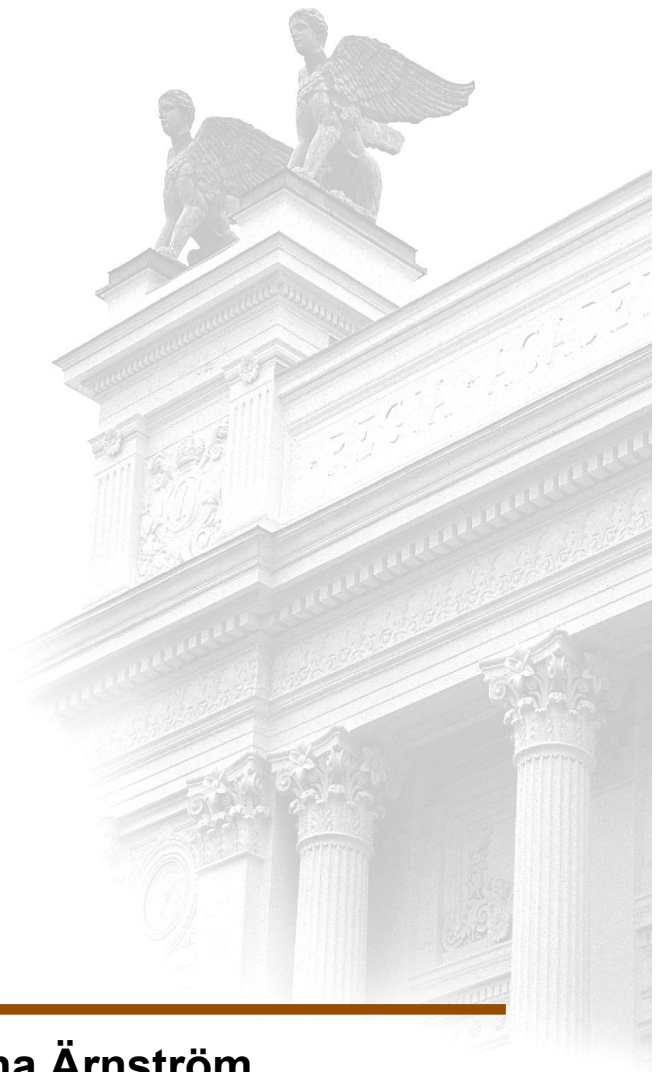


# **Energilager vs. nätförstärkning**

**En fallstudie om lönsamhet av energilager vid  
nätanslutning av intermittent elproduktion**



---

**Anna Roslund och Anna Ärnström**

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



**LUNDS UNIVERSITET**  
Lunds Tekniska Högskola

Civilingenjör Ekosystemteknik  
Avdelningen för industriell elektroteknik och automation

## **Energilager vs. nätförstärkning**

En fallstudie om lönsamhet av energilager vid nätanslutning av  
intermittent elproduktion

Examensarbete av  
Anna Roslund & Anna Ärnröm

Lund, Sverige  
9 juni 2016

## ABSTRACT

Today energy supply is moving towards more renewable, which brings challenges to the power grid. Intermittent power is difficult to predict and cannot be regulated in the same way as conventional power. If the grid is not dimensioned to handle the power peaks, the intermittent power can cause overload on the grid. Overload causes larger losses, can damage electrical components in the grid and/or a reduced lifespan of these components. If a producer of renewable power wants to connect to a weak grid today, the normally chosen solution is to reinforce the existing grid. Since batteries are on a fast growing market and the prices are falling rapidly. This study aimed to investigate whether batteries as energy storage can be a cost-effective alternative to grid reinforcement when renewables are to be connected to the grid. This has been investigated with battery prices today (2016) and by forecasts of battery prices by 2030.

A case study was made on one part of E.ON's grids in Småland, on which there were plans to connect wind power a few years ago. Since the grid is weak, grid planners at E.ON came to the conclusion that it was necessary to install a new 12 km long cable to the nearest distribution station, which made the investment cost too expensive for the wind power producer and therefore the plans were abandoned. Three different cases were selected for the study to investigate how a battery in a grid with different types of production would work and if a mix of intermittent power have any effects on the battery size. A case with 7 MW wind power, one with a 7 MW solar cell system and one with 3.5 MW wind + 3.5 MW solar power. Simulations of the grid were made by the help of a software for power modelling called PSS/E. Different sizes of batteries were simulated and a cost comparison to the grid reinforcement was made by investment calculation with net present value.

The results show that it is more profitable to use energy storage than grid enhancement 2030, but to the cost of a certain amount of curtailment of the production is required. In 2030, energy storage with a capacity of 1 MWh is profitable compared to grid enhancement. In 2016 the batteries are too expensive to be an option.

The study assumes that a grid company owns the energy storage and use it to avoid overload on the grid. An important discussion is how the profitability would be if the energy storage was owned by the producer or an electricity trading company that can optimize income by taking advantage of price differences between high and low energy prices. Today, there are rules about grid companies owning energy storage, as they are not allowed to trade with electricity. If energy storage could come to the benefit of both grid and trading companies it would make it more profitable.

**Key words:** energy storage, grid reinforcement, intermittent energy, li-ion battery

## SAMMANFATTNING

Världens och Sveriges energiförsörjning går mot allt mer förnybar energi vilket skapar utmaningar för elnätet. Intermittent energi är svår att förutsäga och kan inte styras på samma sätt som konventionella kraftverk och effekttoppar kan ge upphov till överbelastning på elnätet. Överbelastning leder till ökade förluster, störningar i olika komponenter i nätet och/eller en minskad livstid på dessa. Om en producent vill ansluta sig till ett svagt nät är idag den vanligaste lösningen att förstärka nätet.

Eftersom batterier är en snabbt växande marknad, mycket på grund av framsteg på elbilsmarknaden, sker en stor teknikutveckling på området vilket gör att priserna sjunker alltmer. Den här studien syftade till att undersöka om batterier som energilager kan vara ett kostnadseffektivt alternativ mot nätförstärkning när förnybart ska anslutas till nätet. Detta undersöktes utifrån batteripriser idag (2016) och utifrån prognostiserade batteripriser 2030.

Det valdes att göra en fallstudie på ett av E.ON:s mellanspänningsnät i Småland, där det för några år sedan fanns planer på att ansluta vindkraft. Eftersom nätet var svagt kom nätplanerare på E.ON fram till att en lång kabel till närmsta fördelningsstation var nödvändig vilket blev en för hög kostnad för vindkraftsproducenten, och planerna lades ned. Fallet valdes ut då det bedömdes att det fanns potential till att energilager kunde vara ett konkurrenskraftigt alternativ. Tre case valdes ut till studien. Ett case med 7 MW vindkraft, ett med 7 MW solceller och ett med 3,5 MW vindkraft + 3,5 MW solceller. Simuleringar av elnätet gjordes i PSS/E, en programvara för elkraftsmodellering. Flera batteristorlekar simulerades och därefter gjordes en investeringsjämförelse mellan energilager och nätförstärkning med hjälp av nuvärdesmetoden.

Resultaten visar i denna studie att år 2030 är det i vissa fall lönsamt att välja batterier som energilager, detta gäller för batteristorlekar 1 MWh/1,8 MW eller mindre. Dock krävs en viss mängd nedstyrning av elproduktionen. År 2016 är ingen av de studerade batteristorlekarna lönsamma. Men om batteristorleken 0,5 MWh hade en lägre effekt än 1,8 MW skulle energilagret troligen vara lönsamt redan 2016.

Studien utgår från att ett nätbolag äger energilagret och använder det till att jämna ut effekttoppar för att inte överbelasta nätet. En intressant diskussion är hur lönsamheten skulle se ut om energilagret ägdes av ett elhandelsbolag eller av producenten, som kan få in intäkter genom att utnyttja prisdifferenser mellan höga och låga elpriser. Det finns idag regler om huruvida ett nätbolag får äga energilager, eftersom de inte får bedriva handel med el. Elnätsbolag och elhandelsbolag är idag genom lag skilda åt. Om ett energilager fick komma till nytta och ge intäkter till både elnätsbolag och elhandelsbolag kan energilager blir mer lönsamt.

**Nyckelord:** energilager, nätförstärkning, förnyelsebar energi, Li-jon batteri

## FÖRORD

Denna studie är ett examensarbete av två studenter vid civilingenjörsprogrammet Ekosystemteknik (Environmental Engineering) vid Lunds Tekniska Högskola. Examensarbetet har utförts i samarbete med E.ON Elnät i Malmö. Arbetet har handletts av Jörgen Svensson (LTH), Ingmar Leißer (E.ON Elnät) och Chaitanya Upadhyay (E.ON Elnät). Stort tack till er! Ett extra stort tack till Ingmar som varit ett oerhört stöd vid studiens simuleringar.

Vi vill också speciellt tacka Dr. Stuart A Norman, Dan Andersson, Kite Veljanovski och LES-projektgruppen på E.ON samt Olle Johansson på Power Circle. Sist men inte minst så vill vi också tacka personalen på E.ON Elnäts enhet Anläggning för en lärorik och utvecklande tid.

## INNEHÅLL

Abstract . . . . .	i
Sammanfattning . . . . .	ii
Förord . . . . .	iii
Innehåll . . . . .	iv
Nomenklatur . . . . .	vii
Kapitel 1: Introduktion . . . . .	1
1.1 Bakgrund . . . . .	1
1.2 Syfte . . . . .	2
1.3 Mål . . . . .	3
1.4 Frågeställningar . . . . .	3
1.5 Avgränsningar . . . . .	3
1.6 Disposition . . . . .	3
Kapitel 2: Elektriska begrepp . . . . .	6
2.1 Elektriskt motstånd . . . . .	6
2.2 Aktiv, reaktiv och skenbar effekt . . . . .	6
Kapitel 3: Kraftsystemet . . . . .	8
3.1 Elnätet . . . . .	8
3.1.1 Olika nätnivåer . . . . .	8
3.1.2 Växelström och likström . . . . .	9
3.1.3 Omvandlare . . . . .	9
3.1.4 Transformatorer . . . . .	9
3.1.5 Ställverk . . . . .	10
3.1.6 Radiella och maskade elnät . . . . .	10
3.2 Effektbalans . . . . .	11
3.3 Sveriges elproduktion . . . . .	11
3.4 Elmarknaden . . . . .	12
Kapitel 4: Intermittent energi . . . . .	14
4.1 Solel . . . . .	14
4.2 Vindkraft . . . . .	15
4.3 Nätanslutning och tröskeffekter . . . . .	16
Kapitel 5: Nätförstärkning . . . . .	17
5.1 Kraftledningar . . . . .	17
5.1.1 Förluster och ekonomisk dimensionering . . . . .	17
5.2 Leverans kvalitet och reglering . . . . .	18
5.3 Starka och svaga nät . . . . .	18
5.4 Åtgärder vid nätförstärkning . . . . .	19
Kapitel 6: Energilagring . . . . .	20
6.1 Användningsområden . . . . .	21
6.2 Batterier . . . . .	21

6.2.1	Teknisk förklaring . . . . .	21
6.2.2	Marknad och utveckling . . . . .	22
6.2.3	Batterityper . . . . .	23
6.2.4	Nätanslutning av batteri . . . . .	24
6.2.5	Drift av batterilager . . . . .	25
Kapitel 7:	Metodik . . . . .	26
7.1	Fallstudie . . . . .	26
7.2	Simulering . . . . .	26
7.3	Litteraturstudie . . . . .	28
7.4	Företagskompetens . . . . .	28
7.5	Studiebesök . . . . .	28
7.6	Ekonomisk analys . . . . .	28
Kapitel 8:	Simuleringsmetodik . . . . .	29
8.1	Val av elnät . . . . .	29
8.2	Indata . . . . .	31
8.2.1	Förbrukning . . . . .	31
8.2.2	Vindkraftsproduktion . . . . .	31
8.2.3	Solcellsproduktion . . . . .	31
8.3	Repetitiv simulering i Python . . . . .	32
8.4	Batteri . . . . .	33
8.4.1	Placering . . . . .	33
8.4.2	Val av batterityp och verkningsgrad . . . . .	33
8.4.3	Dimensionering . . . . .	33
8.4.4	Driftstrategi . . . . .	34
8.5	Spänningsreglering . . . . .	34
8.6	Överbelastning i nätet . . . . .	35
8.7	Nätmodell i PSS/E . . . . .	35
Kapitel 9:	Simuleringsresultat . . . . .	37
9.1	Case 1 - Vindkraft . . . . .	37
9.1.1	Överbelastning i nätet . . . . .	37
9.1.2	Nätförstärkning . . . . .	38
9.1.3	Energilager . . . . .	38
	Obegränsad kapacitet . . . . .	38
	Begränsad batterikapacitet . . . . .	42
9.2	Case 2 - Solcellspark . . . . .	43
9.2.1	Överbelastning i nätet . . . . .	43
9.2.2	Nätförstärkning . . . . .	44
9.2.3	Energilager . . . . .	44
	Obegränsad kapacitet . . . . .	44
	Begränsad kapacitet . . . . .	46
9.3	Case 3 - Vindkraft + solcellspark . . . . .	47
9.3.1	Överbelastning i nätet . . . . .	47
9.3.2	Nätförstärkning . . . . .	48
9.3.3	Energilager . . . . .	48
	Obegränsad kapacitet . . . . .	48

Begränsad kapacitet . . . . .	50
9.4 Nedstyrning . . . . .	50
Kapitel 10: Ekonomisk analys . . . . .	53
10.1 Avgränsningar . . . . .	53
10.2 Investeringskalkyl . . . . .	53
10.2.1 Olika livslängd . . . . .	54
10.2.2 Restvärde . . . . .	54
10.2.3 Nedstyrningskostnad . . . . .	54
10.3 Kostnader energilager . . . . .	55
10.4 Kostnader nätförstärkning . . . . .	57
10.5 NPV jämförelse . . . . .	57
10.5.1 Case 1 - Vindkraft . . . . .	58
10.5.2 Case 2 - Solcellspark . . . . .	59
10.5.3 Case 3 - Vindkraft + solcellspark . . . . .	59
10.6 Summering . . . . .	60
Kapitel 11: Miljöpåverkan . . . . .	61
11.1 Nätförstärkning . . . . .	61
11.2 Batterier . . . . .	62
11.3 Nollalternativet . . . . .	63
Kapitel 12: Diskussion och analys . . . . .	64
12.1 Resultatets betydelse . . . . .	64
12.2 Nedstyrningsavtal . . . . .	65
12.3 Studiens tillämpning på andra elnät . . . . .	66
12.4 Osäkerheter . . . . .	66
12.5 Metodik . . . . .	67
12.5.1 Spänningsreglering . . . . .	68
12.6 Andra nätnyttor med energilager . . . . .	68
12.7 Energilager på en framtida effektmarknad . . . . .	69
12.8 Hållbarhet . . . . .	69
Kapitel 13: Slutsatser . . . . .	70
13.1 Framtida studier . . . . .	72
Bilaga A: Överbelastning i nät PSS/E-bild . . . . .	75
Bilaga B: Kostnader och nettonuvärde . . . . .	78



## NOMENKLATUR

**AC.** Växelström.

**API.** Application Programming Interface.

**DC.** Likström.

**HVDC.** High Voltage Direct Current.

**LES.** Local Energy System.

**Li-jon batteri.** Litium-jonbatteri.

**NaS batteri.** Natriumsvavel-batteri.

**NPV.** Net Present Value.

**SMES.** Superconducting Magnetic Energy Storage.

## Kapitel 1

### INTRODUKTION

---

*I detta kapitel introduceras läsaren till de underliggande klimat- och energifrågorna som är bakgrunden till studiens syfte. Här presenteras även studiens mål, frågeställningar samt avgränsningar.*

---

#### 1.1 Bakgrund

Elproduktionen runt om i världen utgör en stor del av den klimatpåverkan som höjer jordens medeltemperatur. Det krävs en energiomställning från koldioxidintensiva fossila bränslen till förnybara alternativ utan växthusgasutsläpp för att begränsa den globala uppvärmningen. Därför har internationella och nationella beslut tagits som ska främja en ökning av förnyelsebara energikällor.

Nu fasas delar av de fossila energikällorna ut, framförallt kolkraft och naturgaskraft. Kärnkraften möter en oviss framtid då frågor kring säkerhet, slutförvaring och spridning av kärnvapen ännu inte är lösta. Dessa kraftslag ersätts av förnyelsebara energikällor såsom vindkraft, solceller och vågkraft. 2014 utgjorde vindkraft 8 % av Sveriges totala elproduktion (Energimyndigheten, 2015). I framtiden kommer andelen förnyelsebar el från vind och sol öka vilket innebär nya utmaningar för elsystemet i Sverige.

För att behålla leveranssäkerhet på elnätet krävs det en momentan effektbalans mellan elproduktion och elförbrukning. Eftersom både vindkraft och solceller är beroende av väderförhållanden går det inte att förutse exakt när och hur mycket effekt som kan produceras, det kan endast prognostiseras. I framtiden kommer produktion och förbrukning av el alltså vara svårare att matcha. Det kommer uppstå problem med att upprätthålla effektbalansen i nätet och allt oftare kommer över- och underskott av effekt att uppstå. Ett annat problem som kommer att bli större är så kallade flaskhalsar som uppstår när överföringskapaciteten på elnätet inte är tillräcklig. Flaskhalsar gör att nätet blir överbelastat vilket ger ökade förluster och bör därför undvikas.

Idag löses problemet med flaskhalsar genom förstärkning och utbyggnad av elnätet. Ibland tvingas även elproduktionen styras ned för att inte elnätet ska belastas för hårt. Ett scenario som i framtiden kan bli problematiskt är en blåsig dag med låg elförbrukning. I ett nät med mycket vindkraft måste produktionen då regleras ner för att inte elnätet ska överbelastas. Nedstyrning (eng: *curtailment*) kommer att bli ett ökande problem allt eftersom mer förnyelsebar produktion ansluts till nätet. I Tyskland tvingades vindkraftsproducenter att under 2014 styra ner sin elproduktion från sol- och

vindkraft med 1581 GWh där den största delen bestod av nedstyrning av vindkraft (Bundesnetzagentur, 2015).

En alternativ lösning till att använda nätförstärkning för att hantera intermittent energi på elnätet, är möjligheten att lagra energi. Lagring kan kapa effekttoppar och ge en jämnare effektbalans på nätet, vilket tar bort problemet med överbelastning. Energilagring är idag inget som tillämpas i stor skala på grund av höga investeringskostnader men det finns flera pågående pilotprojekt med batterier i stora energilagarsystem. I Sverige har Falbygdens Energi legat i framkant och driftsatte 2011 ett 75 kWh batterilager för att lagra lokalt producerad vindkraft på ett lågspänningsnät. Allt eftersom priset för batterier sjunker blir energilagring mer konkurrenskraftigt jämfört med den traditionellt använda nätförstärkningen, speciellt på lokala elnät där lager av mindre storlek kan användas.

När en elproduktionsanläggning vill ansluta sig till nätet är det producenten som får betala nätnanslutningskostnaden samt kostnader för nätförstärkning. Om dessa kostnader blir för höga läggs planerna ner då det inte längre är lönsamt för producenten.

Denna studie är baserad på ett verkligt fall där förnybar elproduktion i form av vindkraft för några år sedan planerades att anslutas till ett av EONs elnät i Småland. På begäran av vindkraftsproducenten gjordes 2012 en utredning på E.ON Elnät om ett vindkraftverk på 3,2 MW kunde ansluta till nätet. E.ON gjorde bedömningen att det befintliga nätet inte skulle klara av de spänningsvariationer som skulle uppstå och föreslog istället att en kabel skulle dras från vindkraftverket till närmsta fördelningsstation. Detta skulle göras med en 12,3 km 10 kV, 240 mm<sup>2</sup> kabel. Kostnaden för nätförstärkningen övergick 7 miljoner kronor och producenten la ner byggplanerna.

Mot bakgrund av dessa problem vill den här studien undersöka om energilagring kan vara en lönsam lösning för att integrera förnyelsebar elproduktion till nätet. Då priset för batteriet just nu minskar i snabbt takt, undersöks lönsamhet i både nutid (år 2016) och framtid, år 2030.

## 1.2 Syfte

Syftet med studien är att undersöka om batterier kan vara ett lönsamt alternativ till nätförstärkning, idag och i framtiden (2030), när förnyelsebar energi ska anslutas till ett elnät. Studien vill hitta scenarier där lönsamhet finns och väljer därför att se på elnät på lägre spänningsnivåer där batterilager av mindre storlek är aktuella.

Resultatet ska analyseras ur ett ekonomiskt perspektiv och ur ett miljöperspektiv. För att hela systemet ska vara hållbart, inte bara själva elproduktionen, anser vi det viktigt att ta med denna aspekt.

Detta hoppas vi kan leda till ett ökat intresse hos E.ON Elnät, andra nätbolag och elproducenter att se över möjligheten att använda energilagring vid anslutning av förnyelsebar elproduktion.

### 1.3 Mål

Målet är att göra ekonomiska jämförelser mellan energilagring och nätförstärkning för att hitta scenarier där energilager är mer lönsamt än nätförstärkning för att med detta optimera nätplanering. Ett delmål med studien är att undersöka skillnaden i miljöpåverkan mellan energilager och nätförstärkning.

### 1.4 Frågeställningar

- Finns lönsamhet i att använda energilager i det undersökta fallet? Under vilka omständigheter? Vad blir skillnaden mellan 2016- och 2030-scenariot?
- Vilken metod kan användas för att dimensionera kapacitet och effekt på ett energilager?
- På vilket sätt påverkas dimensioneringen av energilagret av vilken typ av elproduktion som förekommer? Vad är skillnaden på ett fall med solceller och ett fall med vindkraft?
- Hur påverkas energilagrets storlek av att både solceller och vindkraft lagras i samma lager? Uppstår synergieffekter?
- Kan resultatet för detta specifika fall användas som vägledning i andra fall, och hur?
- Är energilager ett hållbart alternativ till nätförstärkning?

### 1.5 Avgränsningar

- I den här studien är batteri den enda energilagringmetod som undersöks.
- I studiens ekonomiska kalkyl utreds inte intäkter från nätförstärkning och energilager och således har inte möjligheten för batteriet att ingå på elmarknaden studerats. Istället diskuteras denna affärsmöjlighet senare i rapporten.
- Hur energilagret kan minska överföringsförluster har inte utretts i denna studie. Detta beror på att förluster är avancerade att kvantifiera. Studiens fokus ligger i hur energilager kan optimera nätinvesteringskostnader.
- För att studien ska vara möjlig har det inte tagits hänsyn till bestämmelser i Ellagen kring huruvida nätbolag får äga energilager.

### 1.6 Disposition

- **Kapitel 1: Introduktion** - I detta kapitel introduceras läsaren till de underliggande klimat- och energifrågorna som är bakgrunden till studiens syfte. Här presenteras även studiens mål, frågeställningar samt avgränsningar.

- **Kapitel 2: Elektriska begrepp** - Kapitlet innehåller förklaringar till grundläggande elektriska begrepp som förekommer senare i rapporten.
- **Kapitel 3: Kraftsystemet** - Här beskrivs hur Sveriges elnät är uppbyggt och en teknisk förklaring över viktiga komponenter såsom transformatorer och omvandlare. I kapitlet beskrivs också hur Sveriges elproduktion och elmarknad ser ut och begreppet effektbalans införs, varför det är viktigt och hur det kan uppnås.
- **Kapitel 4: Intermittent energi** - I kapitlet förklaras tekniken bakom de intermittenta produktionsslagen solceller och vindkraftverk för att ge en grundläggande teknisk förståelse till läsaren. Sedan förklaras det hur intermittent energi skapar utmaningar för dagens elnät och detta leder till tröskeeffekter för utbyggnad av denna elproduktion.
- **Kapitel 5: Nätförstärkning** - I det här kapitlet förklaras vad begreppet nätförstärkning innebär och varför det är viktigt att ha ett starkt elnät. Här beskrivs också olika typer av kraftledningar och hur kablar dimensioneras.
- **Kapitel 6: Energilagring** - Olika energilagringstekniker presenteras i avsnittet och det förklaras specifikt hur batterier fungerar och hur marknad och prisutveckling för batterier ser ut. Det ges också en inblick i hur ett batteri som energilager kan implementeras i ett elnät och hur olika driftstrategier kan se ut.
- **Kapitel 7: Metodik** - I detta metodikkapitel presenteras den metodik som använts i studien. Det beskrivs hur den huvudsakliga metoden fallstudie har använts och varför den valdes som metod. Sedan förklaras hur simulering, litteraturstudie, företagskompetens, studiebesök tillsammans med den ekonomiska analysmetoden har bidragit till studiens resultat.
- **Kapitel 8: Simuleringsmetodik** - I det här kapitlet ges läsaren en förklaring till hur valet av elnät och case gick till. Det beskrivs också vilken slags data som inhämtats och hur de använts i simuleringarna. En utförlig beskrivning av elnätmodellen ges tillsammans med en ingående simuleringsmetod.
- **Kapitel 9: Simuleringsresultat** - Här presenteras resultaten från simuleringarna uppdelat i Case 1, 2 och 3. Först visas vilken överbelastning som uppstår på nätet när inget batteri används med hjälp av varaktighetsdiagram. Sedan visas hur stort batteriet måste vara för att ta hand om all överbelastning och hur olika storlekar på batterier ger upphov till olika mängder nedstyrning. I slutet av kapitlet visas en jämförelse mellan alla case när det kommer till nedstyrning

- **Kapitel 10: Ekonomisk analys** - I kapitel 10 redogörs kostnader för energilager respektive nätförstärkning samt vilka avgränsningar och antaganden som gjorts. Sedan presenteras resultaten från investeringsanalysen som genomfördes med nuvärdesmetoden.
- **Kapitel 11: Miljöpåverkan** - Miljöpåverkan för energilager respektive nätförstärkning analyseras i detta kapitel på ett övergripande sätt. För att hela elsystemet ska vara hållbart, inte bara själva elproduktionen, är denna aspekt viktig. I det här kapitlet diskuteras också vad alternativet till energilager och nätförstärkning är, vilket gör att frågan sätts i ett större hållbarhetsperspektiv.
- **Kapitel 12: Diskussion och analys** - Här diskuteras studiens val av metod och vad resultaten innebär. Andra områden som diskuteras är osäkerheter vid val av data, hållbarhet, energilagrets framtid på en effektmarknad samt hur applicerbar denna studie är på andra elnät.
- **Kapitel 13: Slutsatser** - I studiens sista kapitel sammanfattas vilka slutsatser som kan dras ur studien. Det introduceras även förslag på framtida studier.

## Kapitel 2

### ELEKTRISKA BEGREPP

---

*Det här kapitlet innehåller förklaringar till grundläggande elektriska begrepp som förekommer senare i rapporten.*

---

#### 2.1 Elektriskt motstånd

**Resistans** är ett mått på motstånd mot ström i en elektrisk krets. Resistans mäts i ohm ( $\Omega$ ) och beror på **resistiviteten** ( $\rho$ ) i materialet i den elektriska ledningen, dess längd ( $L$ ) samt tvärsnittsarea ( $A$ ).

$$R = \frac{\rho L}{A} \quad (2.1)$$

En hög ledningsförmåga betyder låg resistivitet och detsamma gäller omvänt, låg ledningsförmåga betyder hög resistivitet.

**Reaktans** ( $X$ ) är en ett frekvensberoende elektriskt motstånd. Reaktans kan vara kapacitiv  $X_C$  eller induktiv  $X_L$ .

**Induktans** ( $L$ ) är en krets förmåga att bilda magnetfält när ström går genom ledare. När växelström går genom en ledare kommer detta magnetfält motverka ändringen av strömmen. Det uppstår då en fasskillnad mellan spänning och ström som gör att strömmen tidsmässigt ligger efter spänningen. Denna fasskillnad betecknas  $\varphi$  och blir positiv. Induktans uppstår i alla ledningar och kablar.

**Kapacitans** ( $C$ ) är en komponents förmåga att lagra elektrisk laddning och mäts i Farad, (F). Kapacitans kan uppstå i en kabel då det blir en potentialskillnad mellan ledaren och den yttre isoleringen. Detta skapar en färförskjutning  $\varphi$  då strömmen ligger före spänningen.

Kapacitans definieras som förhållande mellan mängd elektrisk laddning ( $Q$ ) och spänning ( $U$ ).

$$C = \frac{Q}{U} \quad (2.2)$$

**Impedans** är det totala komplexa motståndet vid växelström och består av en reaktiv del och en resistiv del.

#### 2.2 Aktiv, reaktiv och skenbar effekt

I samband med växelspanning förekommer både aktiv ( $P$ ) och reaktiv ( $Q$ ) effekt som tillsammans blir skenbar effekt enligt  $S = UI = \sqrt{P^2 + Q^2}$ . Skenbar effekt anges i VA. Aktiv effekt är den delen

av effekten som utför arbete och beräknas i samband med växelström från  $P = UI \cos\varphi$ . För rent resistiva kretsar ligger ström och spänning i fas och den aktiva effekten motsvarar värmeutvecklingen i en resistans som med hjälp av sambandet  $U = RI$  kan den aktiva effekten uttryckas som  $P = RI^2$ . Induktiva och kapacitiva delar i impedansen leder till fasförskjutningar mellan ström och spänning. När ström och spänning inte är fas uppstår reaktiv effekt som kan beräknas enligt  $Q = UI \sin\varphi$ . Enheten för reaktiv effekt är voltampere reaktiv *var*.

När en ledning belastas av effekt är det den skenbara effekten som måste beaktas. Den effekt som säljs till kunder är aktiv effekt och därför är det inte önskvärt att det går reaktiv effekt i ledningarna i elnätet, som då tar upp plats från den inkomstbringande aktiva effekten.



## Kapitel 3

### KRAFTSYSTEMET

---

*I det här kapitlet beskrivs hur Sveriges elnät är uppbyggt och en teknisk förklaring över viktiga komponenter såsom transformatorer och omvandlare. I kapitlet beskrivs också hur Sveriges elproduktion och elmarknad ser ut och begreppet effektbalans införs, varför det är viktigt och hur det kan uppnås.*

---

#### 3.1 Elnätet

För att kunna överföra elektrisk effekt från produktionen i kraftverken till konsumenterna behövs ett elnät. Generellt i Sverige sker produktion av el i norra Sverige och största delen av användningen sker i södra Sverige. Elnätet består av olika spänningsnivåer. Hög spänning ger hög överföringskapacitet och färre förluster men kräver stor och dyr utrustning, såsom transformatorer och kraftledningsstolpar. Därför överförs el över korta avstånd på lägre spänningsnivåer.

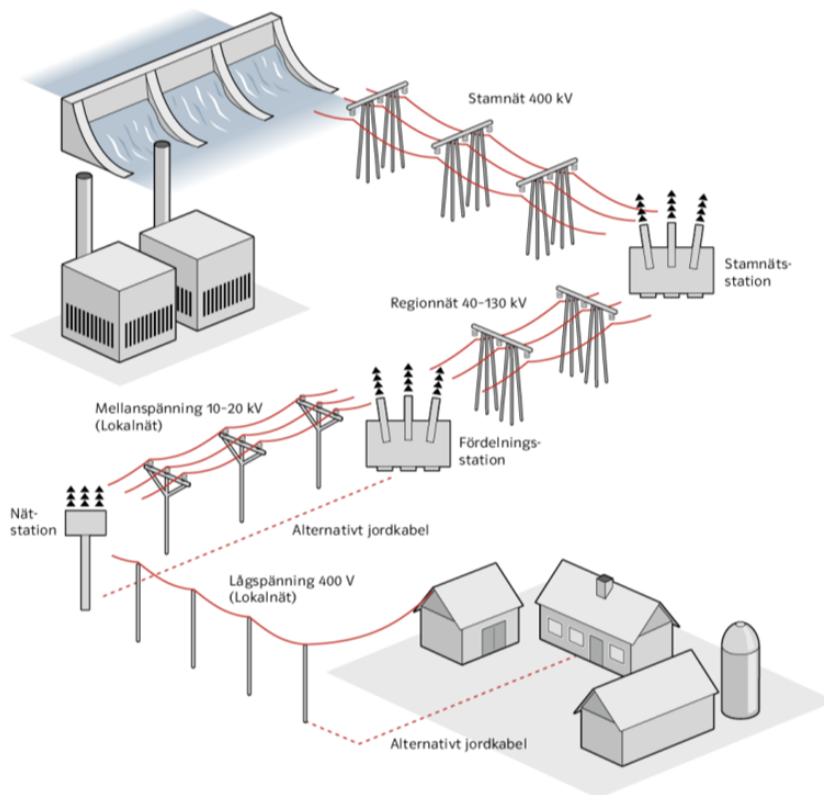
##### 3.1.1 Olika nätnivåer

**Transmissionsnätet**, eller stamnätet, är ett 220 kV till 400 kV högspänningsnät som finns över hela Sverige. Nätet är sammankopplat med flera grannländers nät för att kunna exportera och importera effekt, vilket ger ett starkare och mer robust nät med mindre flaskhalsar. Transmissionsnätet ägs av Svenska Kraftnät och överför effekt från de stora kraftverken till regionnäten.

**Regionnätet** har en spänningsnivå mellan 40 och 130 kV. Regionnätet matas från stamnätet. Regionnätet ägs av olika nätbolag. I Sverige är de tre största aktörerna E.ON, Vattenfall och Ellevio (tidigare Fortum). Större industrier och små nätbolag kan vara kunder på regionnätet, men oftast transporteras elen vidare till de lokala näten.

**Lokalnätet** består av mellanspännings- och lågspänningsnät. Mellanspänningsnätet har en spänning på 10 eller 20 kV och ägs ofta av mindre nätbolag. Lågspänningsnätet (400 V) distribuerar el ut till slutkunderna.

I Figur 3.1 ses uppbyggnaden av Sveriges elnät (E.ON, 2015) .



Figur 3.1: Uppbyggnaden av Sveriges elnät

### 3.1.2 Växelström och likström

I elnätet används växelström (AC, Alternating Current) eftersom den är lätt att transformera och därmed ger möjlighet att fritt välja spänningsnivå. Likström (DC, Direct Current) kan med fördel användas när stora mängder effekt ska överföras över långa sträckor med få ut- och inmatningspunkter längs vägen, eftersom det ger mindre förluster än växelströmsteknik. Detta görs i en HVDC (High Voltage Direct Current) förbindelse. (Alaküla, Gertmar och Samuelsson, 2011)

### 3.1.3 Omvandlare

En omvandlare kan ändra spänningsnivå och strömriktning. I en omvandlare ingår olika kraftelektroniska komponenter såsom kondensatorer, induktorer och transformatorer. Strömriktaren i omvandlaren kan skapa växelspanning av likspänning och tvärtom samt höja eller sänka spänningsnivån med likspänningsomvandling eller växelspanningsomvandling. (Alaküla, Gertmar och Samuelsson, 2011)

### 3.1.4 Transformatorer

Transformatorer används i elnätet för att höja eller sänka spänning. El produceras i kraftverkens generatorer med en spänning upp till ungefär 20 kV. Spänningen transformeras sedan direkt upp till

130-220 kV eller 400 kV innan elen ska transporteras på region- eller transmissionsnätet. För att komma ner till den spänning som kunderna behöver måste sedan spänningen transformeras ner på vägen ut till kunderna. (Alaküla, Gertmar och Samuelsson, 2011)

En enkel tvålindad transformator består av en primärlindning, sekundärlindning och en kärna som lindningarna sitter på. Lindningen på primärsidan tar emot ingående växelspanning och ger upphov till ett elektromagnetiskt fält i kärnan som i sin tur inducerar spänning i sekundärsidans lindning. Relationen mellan antalet lindningar på primär- och sekundärsidan avgör hur mycket spänningen transformeras upp eller ned. Detta kallas för spänningsomsättning. (Alaküla, Gertmar och Samuelsson, 2011)

### 3.1.5 Ställverk

För att fördela el behövs olika slags kraftstationer längs nätet, de kallas också för ställverk. Ett ställverk är en anläggning i en knutpunkt (nod) i elnätet som skickar vidare effekt från ingående ledningar till utgående ledningar. Detta sker genom att alla in- och utgående ledningar kopplas samman på en gemensam strömskena, också kallad samlingskena. I de punkter i nätet där spänningsnivån måste ändras sitter en transformator kopplad till ställverket. Till varje ledning och transformator sitter en brytare (ofta också en frånskiljare) kopplad för kunna bryta strömmen vid fel och på så sätt skydda nätet.

En **fördelningsstation** är en transformatorstation där transmissionsnätet ansluts och transformeras från 400 kV ner till 130 kV skickas vidare till distributionsnätet.

**Mottagningsstation** är en transformatorstation på regionnätet som tar emot 130 kV och transformerar ner till mellanspänning, d.v.s. 10 eller 20 kV.

**Nätstation** är en mindre variant där spänningen transformeras ner från mellanspänning till lågspänning.

**Fördelningscentraler** kan också kallas kabelskåp, elcentraler eller elskåp och är små fördelningscentraler som delar upp och skickar vidare ström på lågspänningsnivå. De innehåller ingen transformator utan bevarar samma spänningsnivå.

### 3.1.6 Radiella och maskade elnät

Elnät kan vara uppbyggda på olika sätt. Ett radiellt nät har bara en inmatningspunkt från överliggande nät och delar upp sig i en trädform. Det betyder att om ett fel uppstår, exempelvis om en ledning går sönder, får alla bakomliggande kunder strömavbrott. Radiellt nät är en vanlig struktur på landsbygden.

Ett maskat nät innehåller flera inmatningspunkter vilket gör att strömmen kan ta flera vägar om ett

fel uppstår. I städer är nätet ofta maskat. Ett mellanting är att ha ett nät som är maskat men som drivs radiellt då frånskiljarna är öppna.

### 3.2 Effektbalans

El måste förbrukas i samma ögonblick som den produceras. Denna effektbalans innebär att elproduktionen måste följa behovet av el, vilket ställer höga krav på elnätet. Effektbalans gör att nätets frekvens hålls konstant och krävs för att kunna ge elkunder leveranssäkerhet. I Sverige är den elektriska frekvensen 50,0 Hz. När produktion och konsumtion av effekt inte överensstämmer uppstår för hög eller för låg frekvens.

Effektbalans kan uppnås på flera sätt:

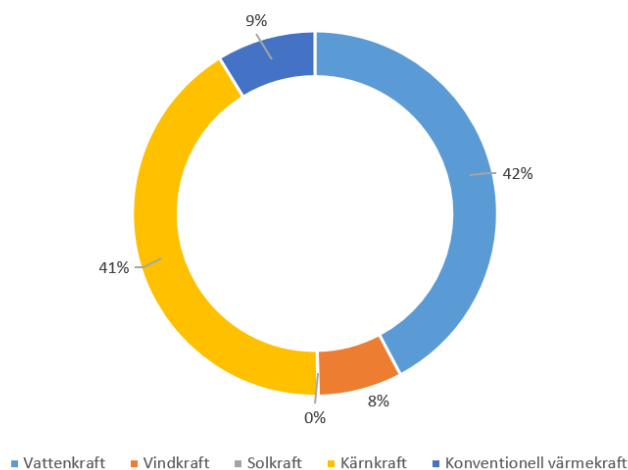
- Styrning av produktion
- Styrning av export/import
- Styrning av konsumtion
- Energilagring

Vanligtvis anpassar sig produktionen efter kundernas behov men laststyrning, (eng: *demand response*) blir allt vanligare. Laststyrning innebär att användarsidan anpassar sig efter tillgänglig produktion. Ett exempel är en industri som kan stänga av en av sina processer eller minska sitt uttag en kall vinterdag och som kompenseras ekonomiskt för detta, eller ett hushåll som väljer att minska sin uppvärmning när elpriset är högt. Elproduktionen styrs oftast genom reglerkraft. Den största reglerkraften i Sverige är vattenkraft. En annan reglerkraft som kommer att bli allt vanligare är nedstyrning av sol- och vindkraft. Det innebär att effektuttaget från vindturbiner och solpaneler kan minskas trots att det råder goda vind- eller solförhållanden.

### 3.3 Sveriges elproduktion

I Sverige består elproduktionen till största delen av vattenkraft och kärnkraft samt en mindre del vindkraft och värmekraftverk. I Figur 3.2 visas nettotillförseln (energiproduktion exklusive förluster) av el i Sverige under 2014 då import och export utelämnats (Statistiska centralbyrån, 2015). Sverige var under 2014 nettoexportör.

Elproduktion i Sverige 2014 netto (Totalt 150 GWh)



Figur 3.2: Nettotillförseln av el i Sverige 2014

### 3.4 Elmarknaden

Priset på el är konkurrensutsatt sedan 1996 och sätts på elbörsen Nord Pool Spot. Elpriset påverkas av vilka reserver som finns i vattenkraftens magasin, kärnkraftens driftstatus, dagens väderförhållande samt hur stort behovet av el är. Andra länders elpriser påverkar också, vilket beror på att ländernas elnät är sammankopplade (Energimarknadsbyrån, 2016). De viktigaste aktörerna på elmarknaden är:

- Elproducenter
- Elnätsbolag
- Elhandelsbolag
- Elanvändare
- Nord Pool Spot (elbörsen)
- Svenska Kraftnät

Elhandelsbolag har ansvar för att köpa in tillräckligt med el till sina kunders förbrukning och se till att förbrukning och produktion överensstämmer. Detta kallas för balansansvar. Elhandelsbolagen kan bara prognostisera förbrukning och produktion, vilket innebär att det ofta inte blir perfekt balans. Då går Svenska Kraftnät in och köper eller säljer el för att återupprätta balansen. Kostnaden för detta betalas av de bolag som inte hållit sin balans, det vill säga, prognostiserat fel (Svk, 2015).

Handeln på elmarknaden går till på följande sätt: Elproducenter och elhandlare lägger bud på hur mycket och till vilket pris de vill sälja respektive köpa el för. Klockan 12.00 ska alla bud ha kommit in till Nord Pool Spot. Då sätts elpriset för varje timme dagen efter. Detta justeras sedan dagen efter på den så kallade intra-day (innevarande dygn) marknaden. Då kan bolagen justera sina priser och mängder beroende på rådande utbud och efterfrågan (Energimarknadsinspektionen, 2015).

När en kund köper el betalar kunden för den faktiska elen, olika skatter samt en nättariff. En nättariff är en avgift som elnätsbolag tar ut för kundens anslutning till elnätet och överföringen av den förbrukade elen. När en producent använder nätet till att överföra el betalar också den en inmatningstariff. Nättariffen är alltså elnätsbolagens inkomst som används för att kunna upprätta elnät i god kvalitet. Kundernas betalning för den fysiska mängden el de använder går till elproducenterna.

## Kapitel 4

### INTERMITTENT ENERGI

---

*I kapitlet förklaras tekniken bakom de intermittenta produktionslagen solceller och vindkraftverk för att ge en grundläggande teknisk förståelse till läsaren. Sedan förklaras det hur intermittent energi skapar utmaningar för dagens elnät och detta leder till tröskeeffekter för utbyggnad av denna elproduktion.*

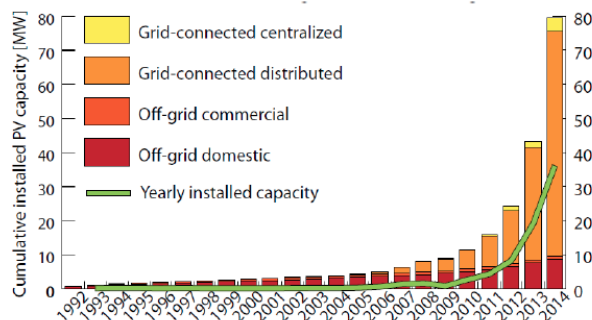
---

Intermittent energi är energi som varierar naturligt och är svårare att styra än traditionell elproduktion. Idag genereras alltmer el från de intermittenta energikällorna vind och sol.

#### 4.1 Solel

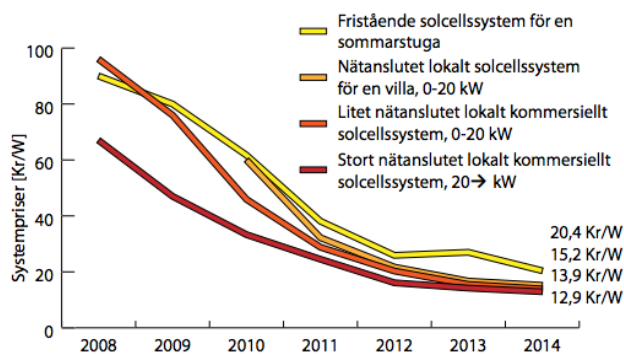
En solcell omvandlar solstrålning till likström genom en fotovoltaisk process som gör att fotoner skapar fria elektroner i solcellens material. De fria elektronerna dras till ett positivt laddat skikt i solcellen genom en elektrisk ledare. Detta ger likström som sedan med en växelriktare omvandlas till växelström. I en solpanel sitter flera solceller kopplade till varandra, oftast i serie för att öka spänningen ut från panelen. Det idag vanligaste materialet i solceller är kisel.

Marknaden för solceller växer i Sverige. I Figur 4.1 går det att se att den årliga installerade effekten har under de senaste åren fördubblats, och ett nytt rekord slogs 2014 då 36,2 MW installerades (Swedish Energy Agency, 2015). Den störst växande typen är nätanslutna solpaneler. Tillväxten beror på minskade priser på solpanelsmoduler, lägre installationskostnader och ett allmänt ökat intresse bland privatpersoner och företag. I Europa har framförallt Tyskland en stor solcellsmarknad. 2014 hade Tyskland kring 38 000 MW installerad effekt (Energimyndigheten, 2016).



Figur 4.1: Årlig och kumulativ installerad effekt av solpaneler i Sverige.

I Figur 4.2 ses prisutvecklingen mellan 2008 och 2014 för systempriser för färdiga solcellssystem i Sverige (Swedish Energy Agency, 2015). I slutet av 2014 kostade ett typiskt nyckelfärdigt solcellssystem för en villa strax över 15 kr/W.



Figur 4.2: Svenska installatörers systempriser för nyckelfärdiga solcellssystem (exklusive moms) i Sverige.

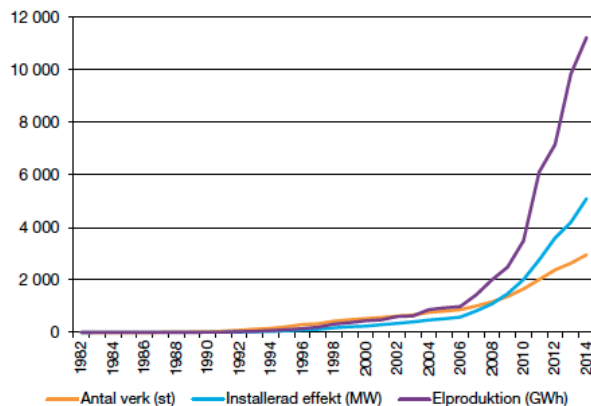
Trenden fortsätter peka nedåt. Kostnaden för solceller och hela solcellssystem förväntas sjunka även i de mest pessimistiska scenarier för teknikutveckling och effektivisering (Fraunhofer ISE, 2015). European Photovoltaic Industry Association gav 2014 ut en rapport som uppger att, om inte stora politiska förändringar sker, är det realistiskt att solceller kommer ge upphov till mellan 7% och 11% av den totala elanvändningen i Europa år 2030 (European Photovoltaic Industry Association, 2014, s. 35). Verkningsgraden för solceller blir allt bättre. En industristandardmodul av kristallint kisel antas kunna ha en verkningsgrad på 24% år 2050, jämfört med dagens 15 % (Fraunhofer ISE, 2015).

## 4.2 Vindkraft

Vindkraftverk utnyttjar vindens rörelseenergi som får turbinens rotorblad att snurra vilket gör att mekaniskt arbete utförs på rotern. I vindturbinens maskinhus sitter en generator som omvandlar mekanisk energi till växelström. Ibland sitter en växellåda inkopplad innan generatoren för att få upp varvtalet. Vindkraftverk kan styras genom att rotern vrids upp mot vindens riktning, för att utnyttja vinden på bästa sätt.

I Sverige och världen byggs vindkraft ut alltmer. I Figur 4.3 ses hur trenden pekar stadigt uppåt (Energimyndigheten, 2015). Utvecklingen går mot att bygga vindkraft till havs i stora vindkraftsparker. På land byggs vindkraftverk med allt högre tornhöjder i skogsområden, då de bästa platserna på land redan är etablerade.





Figur 4.3: Utbyggnad av vindkraft i Sverige och vindkraftsproduktionen över tid.

### 4.3 Nätanslutning och tröskeeffekter

Idag består den största delen av elproduktionen i Sverige av vattenkraft och kärnkraft, men allt större mängder el produceras från intermittenta energikällor. Detta ställer elnätet inför utmaningar då produktionen blir svårare att förutsäga och styra efter det elbehov som finns. Det kan leda till termisk överbelastning och också kan produktion som ansluts långt ut i nätet leda till spänningsproblem.

När en elproducent vill koppla in sig på nätet är det ägaren till anläggningen som står för anslutningskostnaden till nätet samt eventuell förstärkning av detta. Om till exempel ett vindkraftverk vill ansluta sig till ett nät som redan är på gränsen till att vara överbelastat måste ägaren till vindkraftverket stå för kostnaden för de kablar och transformatorer som måste anläggas även längre upp i nätet där överbelastning kommer ske.

Om flera producenter har användning av nätförstärkningen, ska kostnaden fördelas mellan dessa. Men oftast ligger planering av produktionsanläggningarna i olika tidsfaser och en gemensam nätförstärkningskostnad är därför svår att få till. De producenter som ansluter sig till ett redan väl utbyggt nät behöver endast betala sin egen anslutningskostnad. Detta leder till situationer där flera producenter avvaktar med sitt projekt, för att inte behöva vara först. Det uppstår en tröskeeffekt.

Ytterligare en tröskeeffekt uppstår när elnätsföretagen avvaktar med att förstärka nätet tills de vet att det kommer utnyttjas till fullo, då det är utnyttjandet av nätet som ger inkomster i form av nättariffer till nätbolagen. Ett överdimensionerat nät utan elproducenter är inte lönsamt för nätbolag. Den här tröskeeffekten leder alltså till ett dödläge där nätbolag avvaktar med att bygga ut nätet tills de vet att en producent vill ansluta sig, medan producenter avvaktar med att ansluta sig tills att nätet är väl utbyggt då de på så sätt undviker att själva behöva stå för en nätförstärkningskostnad. (Svk, 2009)

## Kapitel 5

# NÄTFÖRSTÄRKNING

---

*I det här kapitlet förklaras vad begreppet nätförstärkning innebär och varför det är viktigt att ha ett starkt elnät. Här beskrivs också olika typer av kraftledningar och hur kablar dimensioneras.*

---

### 5.1 Kraftledningar

Det finns olika typer av kraftledningar i elnätet. Dessa består av en elektrisk ledare med en eller flera trådar av koppar eller aluminium och ibland ett isolerande skikt av exempelvis plast eller gummi. En kabel är en välisolerad ledning med antingen en fasledare (enledarkabel) eller tre fasledare (trefaskabel) isolerade från varandra. (Ericsson, 2004)

**Luftledningar** används vid höga spänningsnivåer och/eller när överföringen sker över långa sträckor. Isolerade eller oisolerade (friledning) faslinor hängs, avskilda från varandra, upp på stolpar. Eller så används en så kallad hängkabel, en kabel som hängs upp i stolpar. Luftledning är den vanligaste typen av kraftledning på regionnätet eftersom det är en billig teknik som inte kräver dyra kostnader för nedgrävning. (Ericsson, 2004)

**Markkablar** används vid lägre spänningsnivåer när överföring sker på korta avstånd. Kablarna grävs ner i marken antingen som flera enledarkablar eller som en trefaskabel. I tätbebyggda områden används nästan bara markkablar. (Ericsson, 2004)

Det finns olika metoder för att lägga ner en markkabel. En vanlig variant är nedplöjning och förläggning i rör. Nedplöjning innebär att grävning, skyddsfyllning, kabelförläggning och återfyllning sker i samband med varandra. Ett kabeldike plöjs upp av en plogmaskin och förläggningen av kabeln görs genom att lägga ner kabeln i diket i samband med plogningen. Förläggning i rör innebär att kabel dras med draglina in i ett rör av plast eller betong. (Ericsson, 2004)

#### 5.1.1 Förluster och ekonomisk dimensionering

När en ledning belastas med ström utvecklas effekt i ledaren som blir till värmeförluster enligt följande samband mellan effekt, resistans och ström.

$$P = R \cdot I^2 \tag{5.1}$$

Eftersom resistansen i ledningarna inte går att påverka och förlusterna är kvadratisk beroende av strömmen hålls strömmen så låg som möjligt genom att istället hålla en hög spänning, eftersom  $P = U \cdot I$ . En ledning är dock dimensionerad för en viss spänning, så vid stor effektöverföring ökar strömmen vilket gör ledningen överbelastad. Detta innebär att ledningen blir överhettad, vilket i sin tur leder till slitage på ledningen samt ökade energiförluster.

När en ledning ska anläggas görs en dimensionering utifrån den effekt som ska överföras. En tjockare ledning har högre överföringskapacitet än en tunn ledning. En ekonomisk dimensionering tar hänsyn till förluster vid överbelastning, kostnad av kabel samt förläggingskostnader. En överdimensionerad kabel blir sällan överbelastad, men kostnaden av kabeln blir onödigt hög. En underdimensionerad kabel är billig, men ger stora förluster. En tumregel för ekonomisk dimensionering är 1 A/mm<sup>2</sup> för aluminiumkabel och 2 A/mm<sup>2</sup> för kopparkabel. (Ericsson, 2004)

## 5.2 Leverans kvalitet och reglering

För att kunna ha en leverans kvalitet i elnätet krävs det att frekvens och spänning hålls inom tillåtna gränser. Det finns normer (t ex EN50160) för hur stora spänningsavvikelse som kan tolereras. Spänningsvariationer kan leda till att lampor flimrar (eng. *flicker*) och att det uppstår slitage eller större fel på elektronisk utrustning. Frekvensavvikelse kan leda till störningar i generatorer, transformatorer och andra komponenter i elsystemet samt i anslutna apparater.

För att uppnå leverans kvalitet vid drift av ett kraftsystem måste spänning och frekvens hela tiden regleras. Frekvensreglering sker kontinuerligt genom att anpassa inmatningen av effekt från kraftverken i systemet. I Sverige sker detta i huvudsak genom att variera produktionen av vattenkraft.

Spänningsreglering sker med hjälp av generatorer och transformatorer. På distributionsnäten sker spänningsreglering automatiskt genom att spänningsomsättningen i transformatorerna ändras med lindningskopplare, som ändrar lindningsvarven på uppsidan av transformatorn. Spänningen kan också regleras manuellt vid större spänningsändring med kondensatorer och reaktorer som drar eller matar in reaktiv effekt.

## 5.3 Starka och svaga nät

Definitionen av ett starkt nät är ett nät vars spänning knappt påverkas av en ökad belastning. Spänningen i nätet påverkas genom att en ökad effekt ger en ökad ström vilket i ett nät med hög impedans (svagt nät) leder till spänningsfall. Ett mått för att beräkna styrkan på ett nät är kortslutningseffekt. En hög kortslutningseffekt tyder på ett starkt nät.

Kraftledningar och transformatorer som är konstruerade för hög effekt har låg impedans och spänningen påverkas därmed inte lika lätt av en ökad belastning. Detta är ett starkt nät. Ett svagt nät har hög impedans i sina komponenter och spänningen blir därför mer påverkad av en belastning.

Förutom förmågan att hålla en jämn spänningsnivå är ett starkt nät viktigt för att minimera förluster i ledningar och kablar som får för höga värmeförluster när de belastas för hårt.

När nya produktionsanläggningar ska anslutas till elnätet måste kablar dras från anläggningen till en station, så att elen kan distribueras ut till kunderna. För en solpanel på ett hustak handlar det om att dra en kort kabel från solpanelens växelriktare till husets elcentral, men för ett vindkraftverk dras kabeln en längre sträcka till närmsta nätstation. Avgörande för om en ny produktionsanläggning kan anslutas eller inte på ett visst ställe i nätet är om nätet är tillräckligt starkt eller inte.

Om elnätet inte har tillräcklig kapacitet måste anläggningen anslutas vid en starkare punkt längre bort eller så måste det befintliga nätet förstärkas. Area på ledningar och kablar och transformatorernas märkeffekt, den nominella effekt som transformatorn är konstruerad för, är de begränsande faktorerna. Ett svagt nät som denna studie baseras på har en låg kortslutningseffekt vilket innebär att nätets spänning varierar beroende på laster och elproduktion. Varför kortslutningseffekten är låg långt ut i elnätet beror på att impedansen i det överliggande nätet adderas och vilket medför att kortslutningsströmmen minskar och därmed också kortslutningseffekten.

#### **5.4 Åtgärder vid nätförstärkning**

För att förstärka nätet finns olika åtgärder att vidta:

- Byta ut eller lägga till nya ledningar/kablar och transformatorer.
- Använda utrustning för reaktiv effektkompensering vid transformatorer för att hålla rätt spänningsnivå.
- Öka antalet lindningskopplare i transformatorer för att klara av spänningsavvikelser.

(Elforsk, 2012)

## Kapitel 6

### ENERGILAGRING

---

*I det här kapitlet presenteras olika energilagringstekniker och det förklaras specifikt hur batterier fungerar och hur marknad och prisutveckling för batterier ser ut. Det ges också en inblick i hur ett batteri som energilager kan implementeras i ett elnät och hur olika driftstrategier kan se ut.*

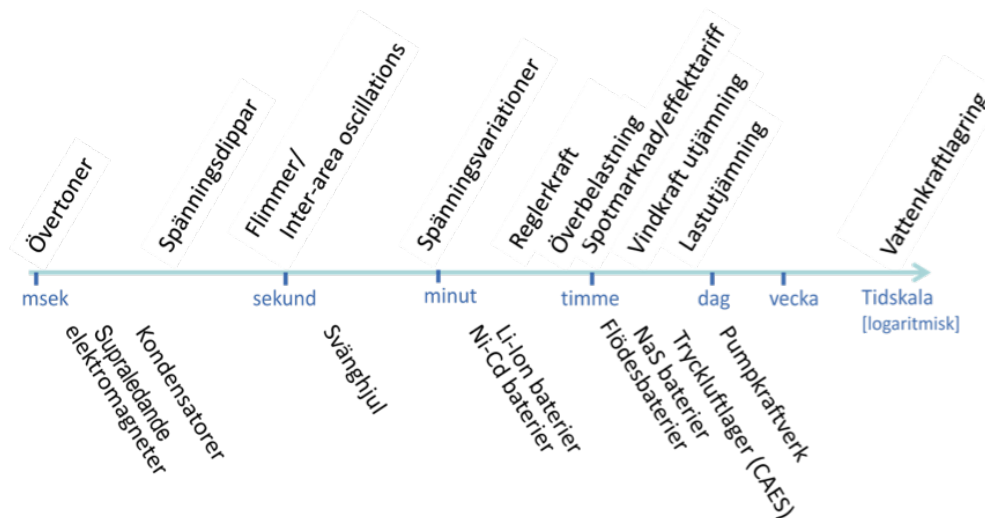
---

Det finns olika typer av energilager som kan användas på olika sätt. Då alltmer elproduktionen går mot alltmer förnyelsebart kommer energilagringens roll öka. Frågan är inte om energilager kommer användas i stor skala, utan när. Möjligheten att lagra elektrisk energi är en lösning för att hantera intermittent energi i elnätet. Ett energilager kan tillföra effekt till nätet när det är ett effektunderskott, och lagra energi vid överskott.

Marknaden för energilager är på uppgång, men i dagsläget finns begränsad kapacitet. Redan på 70-talet byggdes stora energilager i form av vattenpumpkraft ut i samband med oljekrisen, för att få en mindre sårbar energiförsörjning. Idag består den installerade och planerade energilagringen till huvudsak av mekaniska lager i form av pumpkraft och tryckluft. Detta är stora mekaniska lager som används för att kunna hantera säsong/vecko/dygnsvariationer i energibalansen.

På en mindre skala finns energilager såsom superkondensatorer och supraledande lager (SMES) som lagrar energi i små mängder, har en urladdningstid på ett fåtal millisekunder och som oftast används för att förbättra elkvaliteten och minska spänningsvariationer i elnätet.

Däremellan ligger batterier som är den form av energilager som är lämplig när energi ska lagras på minut- och tidskala. I Figur 6.1 nedan ses karakteristisk tidsskala för nätbegränsningar och lagringstekniker (Elforsk, 2012). Det ses att batterier är lämpliga att använda till att jämna ut intermittent elproduktion och minska överbelastning på nätet.



Figur 6.1: Karakteristisk tidskala för tekniska nätbegränsningar och lagringstekniker.

## 6.1 Användningsområden

Att använda energilager i elnätet har många användningsområden. Energilager kan jämna ut effektlödet och minska överbelastning på nätet. Det finns fler användningsområden, några av dessa är:

- Nätstabilisering och förbättrad elkvalitet. Spännings- och frekvensreglering.
- Återstart av nät efter strömavbrott, så kallad "black start".
- Lokal energioptimering för industrier eller fastigheter genom att lagra billig el till att använda senare när det är högre förbrukning.
- Skjuta upp eller optimera nätinvesteringar.
- Reservkraft, exempelvis vid ö-drift.

I den här studien ligger fokus på hur energilagret kan undvika nätinvesteringar genom att minska överbelastning på befintligt nät.

## 6.2 Batterier

### 6.2.1 Teknisk förklaring

Batterier är ett elektrokemiskt lager som består av en eller flera celler. Dessa celler innehåller två elektroder varav den ena är negativ (anod) och den andra positiv (katod). Detta är batteriets poler.

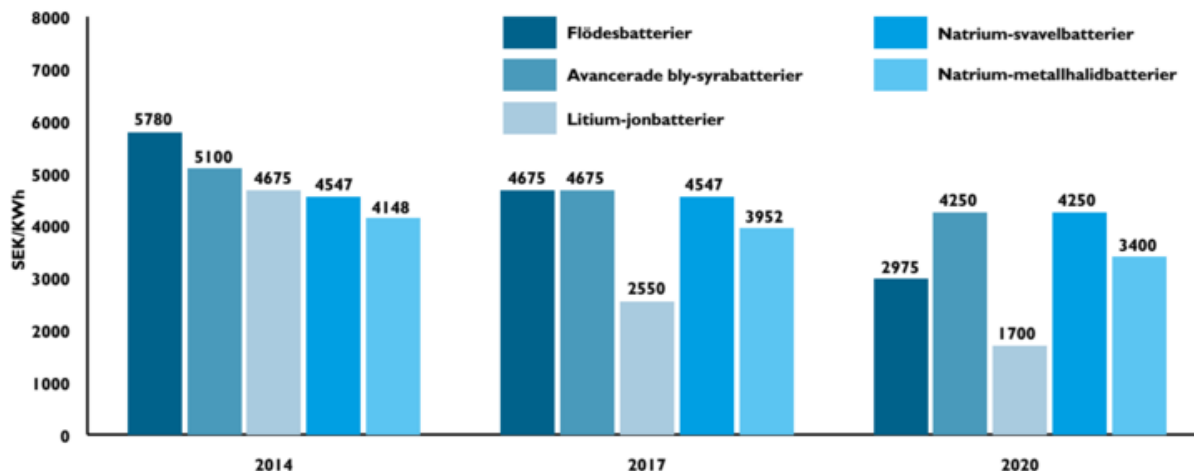
Elektroden består av metall respektive metalloxid och är separerade av en elektrolyt som består av ett material som har en förmåga att leda joner. När anoden och katoden kopplas samman med en strömledare gör potentialskillnaden att elektroner börjar vandra från anoden till katoden, vilket med en belastning inkopplad ger elektrisk effekt. När det inte längre finns någon potentialskillnad har batteriet laddat ur och kan återigen laddas upp genom att koppla en extern spänningskälla till polerna. När polerna är helt återställda är batteriet fulladdat. Dessa slags laddningsbara batterier kallas också för ackumulatorer.

### 6.2.2 Marknad och utveckling

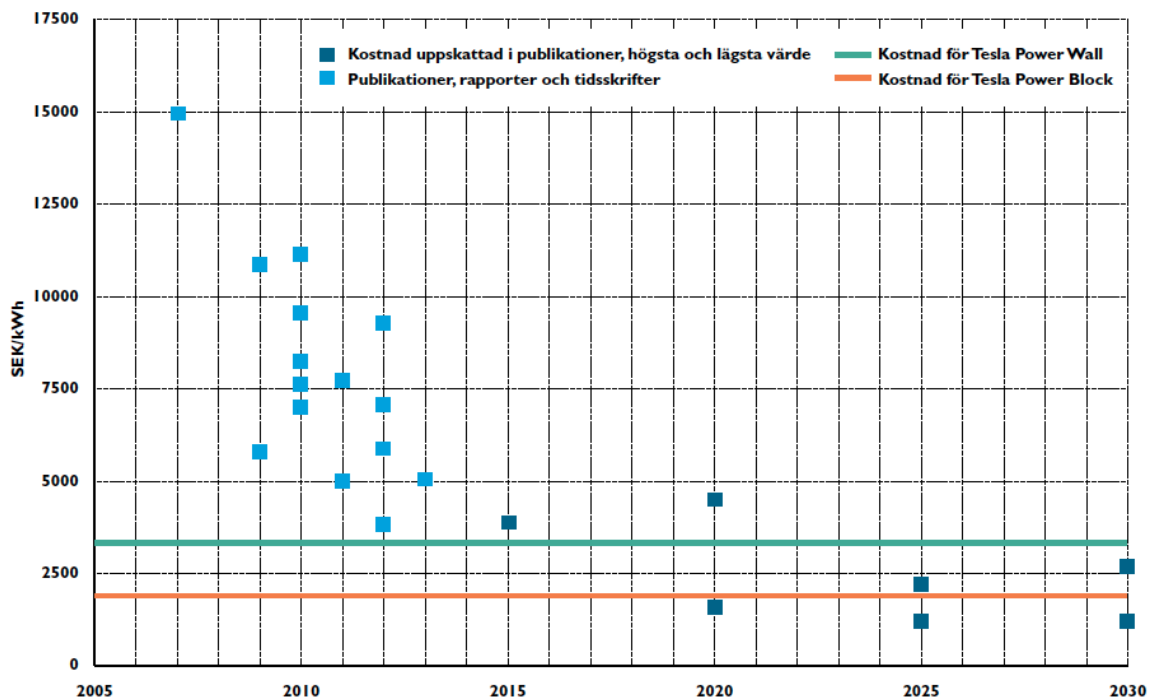
De batteritekniker som väntas dominera marknaden 2030 är flödesbatterier, Natriumsvavel-batterier (NaS) och Litium-jonbatterier (Li-jon) (Nordling m. fl., 2015). Användningen av batterier i elnät väntas accelerera i takt med utbyggnad av intermittenta kraftslag och 2030 väntas batterier stå för ungefär hälften av all lagring av energi (Nordling m. fl., 2015).

Ett annat stort användningsområde för batterier är i fordonsindustrin vilket driver på prisminskningen och effektiviseringen av främst Li-jon batterier, som är batterier med hög energitäthet, alltså små och lätta i förhållande till den mängd energi som kan lagras i batteriet (Larsson och Ståhl, 2012a). Li-jon batterier är den teknik som tros stå för den största tillväxten på batterimarknaden den närmsta framtiden (Larsson och Ståhl, 2012b). Många företag satsar på utveckling av litiumjonbatterier just nu. Tesla Motors har lanserat batterier för hemmabruk Tesla Power Wall som är till för hus med solceller på taket som ska använda batteriet till att ladda upp batteri på dagen och använda elen på kvällar och morgnar (Tesla Motors, 2016). Bosch ska tillsammans med GS Yuasa skapa elbilsbatterier med fördubblad prestanda med halvering av produktionskostnaden (NyTeknik, 2013). I Japan planeras en 20 MWh anläggning för att balansera variationer i vind- och solelsproduktion med litiumjonbatterier (NyTeknik, 2014). Då intresset och forskningen är stor inom området och användningsområdena för litiumjonbatterier är många kommer därför troligen mycket att hända för litiumjonbatterier i framtiden.

I Figur 6.2 nedan visas nuvarande pris och förväntad prisutveckling för olika typer av batterier . I Figur 6.3 visas kostnadsutveckling för Li-jon batterier i eldrivna bilar. I grafen visas även kostnad för de nyligen lanserade batterierna Tesla Powerwall och Tesla Powerpack. I verkligheten kommer inte priserna för Teslas batterier ligga på en konstant nivå som det ser ut i bilden, linjerna visar dagens prisnivå. Priser för Tesla Powerpack kommer användas senare i studiens ekonomiska analys. (Nordling m. fl., 2015)



Figur 6.2: Förväntad kostnadsutveckling för batterier.



Figur 6.3: Olika kostnadsutvecklingar fram till 2030 ifrån olika prognoser och publikationer samt pris för Tesla Power Wall och Tesla Power Block.

### 6.2.3 Batterityper

Det finns flera parametrar som spelar in vid valet av batteriteknologi. Olika batterityper har olika livslängd, energitäthet och responstid. Responstid är ett mått på batteriets förmåga att komma upp



i önskad effekt.

Livslängden mäts i antalet laddningscykler och/eller i kalenderår. Batteriet anses ha nått slutet av sin livslängd när kapaciteten har gått ner till 80 % av ursprunglig kapacitet (Moseley och Garche, 2015).

Generellt har batterier en verkningsgrad på 80-90 % men detta beror mycket på hur de används. Verkningsgraden för ett batteri sjunker ju högre effekt det laddas upp eller laddas ur med och är inte konstant under urladdning och uppladdning (Alaküla, Gertmar och Samuelsson, 2011). När hela energilagarsystemets verkningsgrad avses talas det om Round-trip efficiency (RTE) som inkluderar kylning, omvandlare, styr-, kontroll- och säkerhetsutrustning.

Nedan beskrivs några av de vanligaste batteriteknikerna. Data för verkningsgrad och livslängd är hämtade ur rapporter från Larsson och Ståhl.

### **Natriumsvavel (NaS)**

Består av smält salt och svavel. En mogen teknik med RTE 75-85%. Har en livslängd på 15 år eller 4500 cykler.

### **Blybaserade batterier**

Består av bly och svavelsyra. Också en mogen teknik och RTE varierar mellan 75-80 %. Problemet med blybatterier är att de har ett lågt urladdningsdjup (hur djupt batteriet kan laddas ur) och en kort livslängd på 3-4 år eller 500 cykler. Ett annat problem är låg energitäthet, alltså batteriet är stort och tungt i förhållande till hur mycket energi det kan lagra.

### **Flödesbatterier**

Består av flytande elektroder vilket ger batteriet lång livslängd och RTE är 65-75%. Batteritypen har dock låg energitäthet och är för stor för att användas i mobila applikationer, exempelvis elbilar.

### **Litium-jonbatterier**

Finns i olika utföranden med olika kemiska sammansättningar, exempelvis Litiumkoltioxid (LKO) och Litiumjärnfosfat (LJF). Har hög energitäthet och hög RTE på 85-95 %. Batteriet har även lång livslängd. Problemet med Li-jon batterier är det höga priset som till stor del beror på höga kostnader för säkerhetsåtgärder till följd av att batteriet innehåller lättantändligt material.

## **6.2.4 Nätanslutning av batteri**

Ett batteri ger ut likström vilket gör att det krävs en omvandlare för att ansluta batteriet till ett AC-nät. Eftersom effekt kan gå åt båda hållen, beroende på om batteriet laddas upp eller laddas ur, och eftersom batteriet har en lägre spänningsnivå än nätet behövs en omvandlare med omriktare kopplas mellan batteriet och elnätet.

För att kunna integrera ett batteri till nätet krävs att batteriet kan styras. För ett storskaligt batteri kopplas därför ett styrsystem in som kan styra laddning och urladdning och bland annat kontrollera batteriets temperatur.

### 6.2.5 Drift av batterilager

Beroende på vad batteriet ska användas till kan det drivas med olika strategier. I *Förstudie Energi-lager anslutet till vindkraft* har två strategier utretts men det finns också andra strategier (Elforsk, 2012).

- *Snabb urladdning* innebär att batteriet laddas upp så fort nätet blir överbelastat. När nätet inte är överbelastat laddar batteriet ur så snabbt som möjligt för att ha kapacitet nästa gång nätet blir överbelastat.
- *Förlustminimering* innebär att batteriet drivs på så sätt att de allra högsta belastningarna undviks. Detta kräver att de närmsta timmarnas produktion och konsumtion ska så gott det går förutsägas för att kunna ha kapacitet kvar att ladda upp batteriet när de högsta belastningarna inträffar. Detta för att minska förlusterna i nätet så mycket som möjligt.

## Kapitel 7

### METODIK

---

*Det här kapitlet presenterar den metodik som använts i studien. Det beskrivs hur den huvudsakliga metoden fallstudie har använts och varför den valdes som metod. Sedan förklaras hur simulering, litteraturstudie, företagskompetens, studiebesök tillsammans med den ekonomiska analysmetoden har bidragit till studiens resultat.*

---

#### 7.1 Fallstudie

Studiens syfte är att undersöka scenarier där det finns lönsamhet i att använda energilager istället för att förstärka nätet när förnyelsebar energi ska anslutas till nätet. En fallstudie valdes som metod för att angripa frågeställningen på ett konkret sätt, genom att undersöka ett verkligt elnät. Eftersom studien görs i samarbete med E.ON Elnät valdes ett nät i företagets ägo för att kunna använda E.ON:s datamodeller över elnätet och för att resultatet skulle vara av intresse och ha anknytning till E.ON Elnäts verksamhet. Ett lämpligt elnät valdes ut i samråd med elnätskunniga personer på E.ON Elnät, vilket förklaras närmre i kapitel 8 Simuleringsmetodik där även val av fallstudier beskrivs.

#### 7.2 Simulering

Figur 7.1 visar en schematisk bild framtagen av författarna som visar övergripande simuleringsmetod och som sammanfattar hur dimensionering av energilager leder fram till en ekonomisk analys och tillslut resultat.

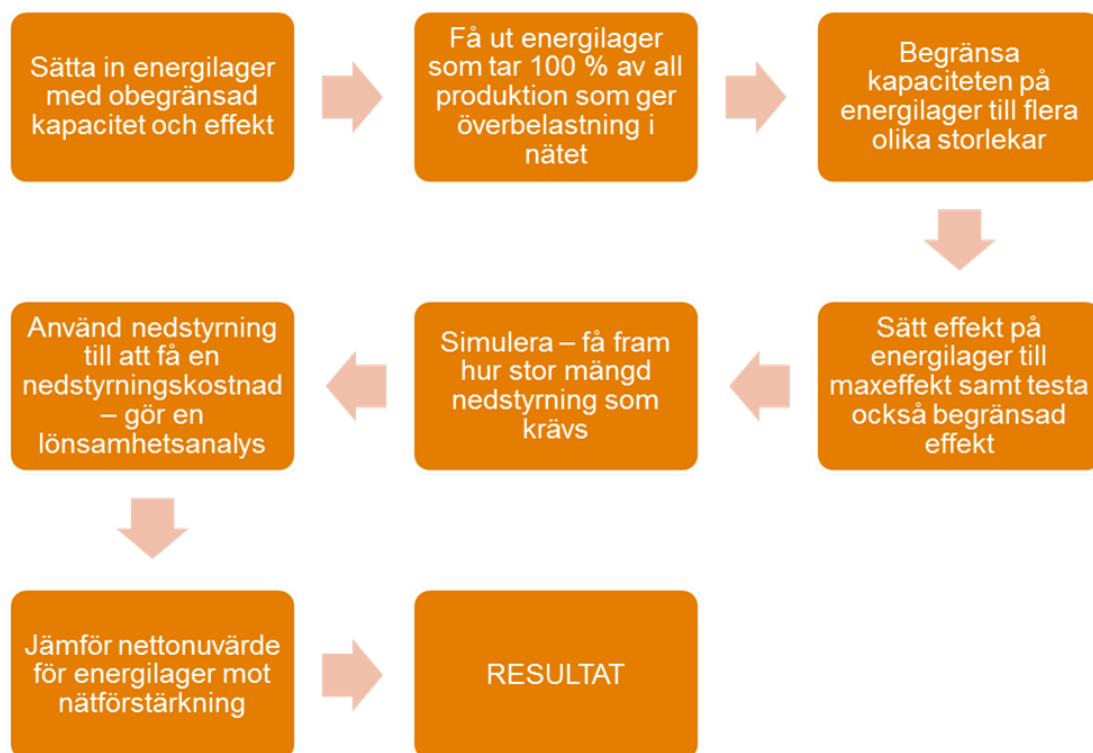
En översikt över elnätet finns i dpPower, som är en GIS-programvara<sup>1</sup> för elnät. Modellen överfördes till simuleringsprogramvaran PSS/E (Power System Simulator for Engineering). PSS/E beräknar effektflöden för aktiv och reaktiv effekt samt spänningsnivåer i nätet.

Först behövdes elnätet simuleras utan batteri för att hitta vilken slags nätförstärkning som behövdes med den nya produktionen. För att ta reda på om ett batterilager är lönsamt behövdes sedan flera storlekar på batterier undersökas för att sedan göra en kostnadsjämförelse med nätförstärkningskostnaden och utefter det hitta en optimal storlek.

Som simuleringsverktyg användes PSS/E. Det är en mjukvara från Siemens som används för att

---

<sup>1</sup>GIS - Geografiskt informationssystem



Figur 7.1: Dimensioneringsmetod för energilager.

analysera och planera överföring av elkraft (Siemens, 2016). I programmet bygger först användaren upp ett elnät grafiskt. I denna studie användes nätmodellen från dpPower som mall. Sedan definieras komponenterna, exempelvis generatorer, samlingskenor, transformatorer, laster, kablar och mycket annat. Därefter beräknar programmet hur effekt flödar i elnätet. På så sätt kan överbelastningar i olika komponenter samt andra fel upptäckas. För att effektproduktion och uttag ska stämma överens vid varje ögonblick används en numerisk beräkningsmetod t ex Newton-Raphsons metod som använts i denna studie. Detta är en numerisk metod för att hitta lösningar till ekvationer. Metoden gissar först en lösning och med hjälp av detta beräknas ett nytt värde som är mer rätt än den tidigare lösningen. Detta återupprepas till det att ett värde mycket nära lösningen hittats. I PSS/E används i studiens simulering först Newton-Raphsons metod men ifall den inte hittar en lösning använder PSS/E sig av andra matematiska beräkningsmetoder. För att automatisera simuleringarna har programmeringsspråket Python använts tillsammans med ett API (Application Programming Interface).<sup>2</sup> Mer om detta i avsnitt 8.3.

<sup>2</sup>Ett API är en samling funktioner som kan anropas från Python (i denna studie) och till exempel läsa och/eller hämta variabler ur ett annat program, PSS/E i detta examensarbete. API:t gör det möjligt för Python och PSS/E att kommunicera.

### 7.3 Litteraturstudie

Vetenskapliga rapporter från myndigheter och forskningsinstitut användes för informationssökning till teoriavsnitten. En rapport som använts för att hitta information om hur batterier kan implementeras i elnät är *Förstudie Energilager anslutet till vindkraft* från Elforsk. Rapporten är en förstudie till ett utvecklingsprojekt på Falbygdens Energi AB som har implementerat ett Li-jon batteri på lågspänningsnät, det första i sitt slag i Norden.

### 7.4 Företagskompetens

Valet av elnät för fallstudien gjordes i samråd med handledare på E.ON Elnät och LTH, Dan Andersson, senior specialist på elnät samt Jan-Åke Dahlberg, projektledare för anslutning av högspännings- och regionnät på E.ON Elnät i Nässjö.

Dan Andersson har också bistått med kunskap vid frågor om kablar och dimensionering av dessa.

En grundläggande utbildning i kraftsystem har getts av handledare Ingmar Leibe som också undervisar vid institutionen för Industriell elektroteknik och automation vid LTH.

I den ekonomiska analysen har Kite Veljanovski, ekonom på E.ON Elnät, varit till stor hjälp.

### 7.5 Studiebesök

Under två studiebesök besöktes olika stationer i Malmö med omnejd från 400 kV-nivå ner till 10 kV. Detta gav en praktisk inblick i hur distributionsnäten är uppbyggda.

### 7.6 Ekonomisk analys

Kostnad av energilager ställdes mot kostnaden för nätförstärkning genom att använda nuvärdesmetoden som en form av investeringsanalys. Jämförelsen gjordes i både ett nutidsscenario (år 2016) och framtidsscenario (år 2030).

Nuvärdesmetoden är ett sätt att beräkna lönsamheten hos en investering. Metoden går ut på att beräkna nuvärdet av en investering där framtida inbetalningar och utbetalningar beräknas om med hjälp av kalkylränta  $r$  och livslängd  $n$  till hur mycket betalningarna är värda idag. Detta är det så kallade nettonuvärdet och visas i Ekvation (7.1) (eng: *NPV (Net Present Value)*).

$$NPV = -G + \sum_{i=1}^n \frac{I_i}{(1+r)^i} - \sum_{i=1}^n \frac{U_i}{(1+r)^i} \quad (7.1)$$

Om NPV blir positivt, är investeringen lönsam. I den här studien jämfördes två alternativ mot varandra för att se vilket alternativ som är mest lönsamt. Inga intäkter  $I$  togs med i beräkningarna utan endast grundinvesteringskostnad  $G$  och utbetalningar  $U$  användes i kalkylen. Därför kan inte NPV i denna studie bli positivt vilket innebär att det mest lönsamma alternativet är det som är minst negativt.

## Kapitel 8

### SIMULERINGSMETODIK

---

*I det här kapitlet ges läsaren en förklaring till hur valet av elnät och case gick till. Det beskrivs också vilken slags data som inhämtats och hur de använts i simuleringarna. En utförlig beskrivning av elnätmodellen ges tillsammans med en ingående simuleringsmetod.*

---

#### 8.1 Val av elnät

Syftet med studien är att hitta scenarier där energilager är mer lönsamt än nätförstärkning. Innan ett elnät valdes ut sattes några kriterier för vilket slags nät som önskades:

- Det ska finnas en potentiell plats till att bygga ut vindkraft, där det antas att det också kan anläggas en solcellspark.
- Nätet ska inte vara alltför svagt eftersom det ska gå att ansluta produktion till befintligt nät utan att det orsakar orimligt stora spännings- och kapacitetsproblem.
- Nätet ska inte heller vara för starkt eftersom det då skulle behövas en omöjligt stor produktion, vilket skulle resultera i ett behov av alltför stora och dyra energilager.
- Platsen där vindkraften kan byggas ut ska ligga långt från närmsta fördelningsstation. Detta för att nätförstärkningen ska bli kostsam.

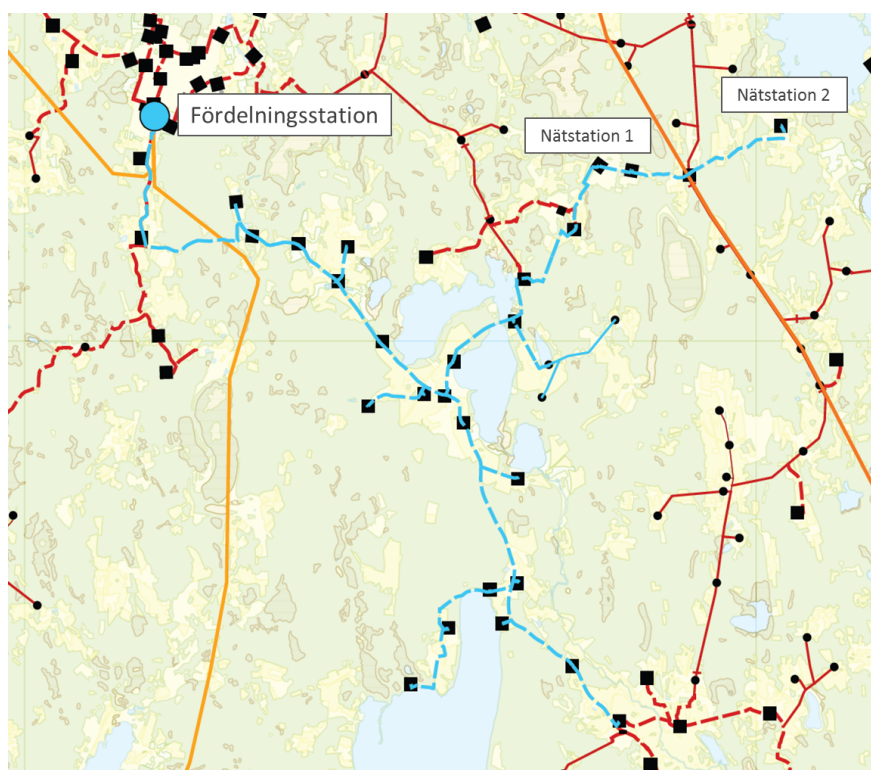
För att hitta ett lämpligt elnät kontaktades Jan-Åke Dahlberg (projektledare på E.ON Elnät i Nässjö) som pekade ut ett intressant fall. Elnätet är ett 10 kV mellanspänningsnät och ligger i Småland. Det har tidigare funnits planer på att ansluta 3,2 MW vindkraft till nätet, men de lämpliga platserna för vindkraft ligger långt ut i nätet vilket gör att en anslutning av produktion skulle innebära spänningsproblem och stora omkostnader för nätförstärkning. Planerna lades ner på grund av de höga nätförstärkningskostnaderna.

Potentialen för att bygga ut förnybart och de indikerade höga nätförstärkningskostnaderna gjorde det intressant att undersöka om ett batteri i detta fall skulle kunna vara ett lönsamt alternativ.

Kortslutningseffekten undersöktes för att försäkra oss om att spänningsproblem fanns i elnätet vilket det gjorde. Eftersom spänningshållning är en viktig fråga för elnätsbolag valdes det att lösa

spänningsproblemet genom att låta vindkraftverken dra reaktiv effekt, vilket är en vanlig funktion hos vindkraftverk idag. Genom detta minskar spänningen och storleken på vindkraftverken kunde ökas från tidigare 3,2 MW till 7 MW. Med 7 MW vindkraftsproduktion kunde kapaciteten på nätet sättas på prov och lösningar till kapacitetsproblematik kunde då utredas.

I Figur 8.1 visas en karta över elnätet. Elnätet ligger på landsbygden och lasten i nätet består mest av hushåll och ett fåtal kommunala verksamheter och mindre industrier. Nätet matas från fördelningsstationen och den tidigare planerade vindkraftsproduktionen var tänkt att placeras i närheten av nätstation 2. I Figur 8.1 visas i blått det 10 kV-nät som valde ut. Nätstationer ses som svarta fyrkanter.



Figur 8.1: Karta över den del av elnätet i Småland som ingår i studiens simulering.

Tre olika fallstudier valdes ut för simulering.

### Case 1 - Vindkraft

Två stycken 3,5 MW vindkraftverk ansluts till nätet i nätstation 1. Det ena vindkraftverket placeras på samma koordinater som tidigare planer anger och det andra 500 meter längre bort med en kabel emellan.

### Case 2 - Solcellspark

En solcellspark maximal uteffekt på 7 MW placeras på samma koordinater som vindkraftverken

och ansluts i samma anslutningspunkt, alltså nätstation 1.

### **Case 3 - Vindkraft + solcellspark**

3,5 MW vindkraft och 3,5 MW solceller ansluts till nätet på samma sätt som Case 1.

## **8.2 Indata**

För att kunna simulera elnätet över ett år behövdes data över lasterna i nätet samt data för vind- och solkraftsproduktion. Simuleringen är baserad på minutvärden för att få med de snabba effektvariationerna i vind respektive solkraft, vilket ger en mer realistisk batteriladdning.

### **8.2.1 Förbrukning**

Vid simuleringarna behövdes förbrukningen för alla kundanslutningar i nätet, så kallade laster. Eftersom mätdata för varje kund inte finns på timbasis hämtades istället effekttimvärden från 2014 från fördelningsstationen som nätet matas från. Dessa timvärden gjordes om till en lastprofil som visar effekt från en skala 0 till 1, där 0 är ingen last och 1 är den högst uppmätta lasteffekten. Denna lastprofil applicerades sedan på varje nätstation utifrån dess maxeffekt.

Eftersom minutdata från transformatorstationen inte sparas under en längre tid valdes det som fanns tillgängligt, timvärden. För att kunna köra simuleringar på minutnivå (för att matcha vindproduktionsdata) har därför timvärdena interpolerats linjärt till minutvärden.

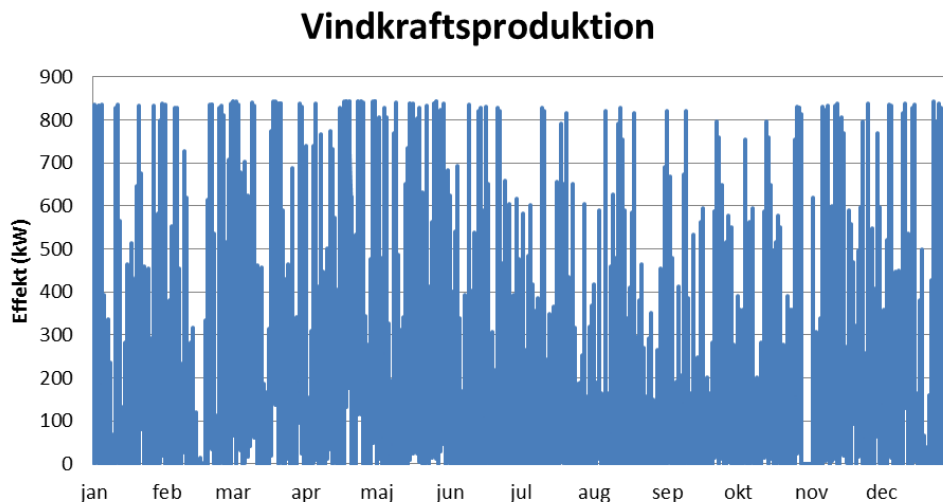
### **8.2.2 Vindkraftsproduktion**

För de fiktiva vindkraftverken användes data från ett existerande vindkraftverk i Småland. Detta vindkraftverk valdes ut då den geografiska placeringen överensstämmer med elnätets samt att det fanns uppmätta värden för produktion på minutnivå tillgängligt på E.ON Elnät för detta vindkraftverk. Data är insamlat under 2013 och produktionskurvan visas i Figur 8.2. Från denna data skapades en produktionsprofil på samma sätt som för lastprofilen. Samtliga uppmätta vindkraftseffekter dividerades med den största uppmätta effekten, för att få en produktionsprofil med värden mellan 0 och 1. Värdet 0 betyder att vindkraftverket inte genererar någon effekt och 1 motsvarar maxproduktion. Denna profil multiplicerades sedan under simuleringarna med de två vindkraftverkens maxeffekt för att på så sätt få realistiska effektvariationer för vindkraftverken. I Figur 8.2 ses vindkraftproduktionen från den anläggning som använts som bas för vindkraftssimuleringarna.

### **8.2.3 Solcellsproduktion**

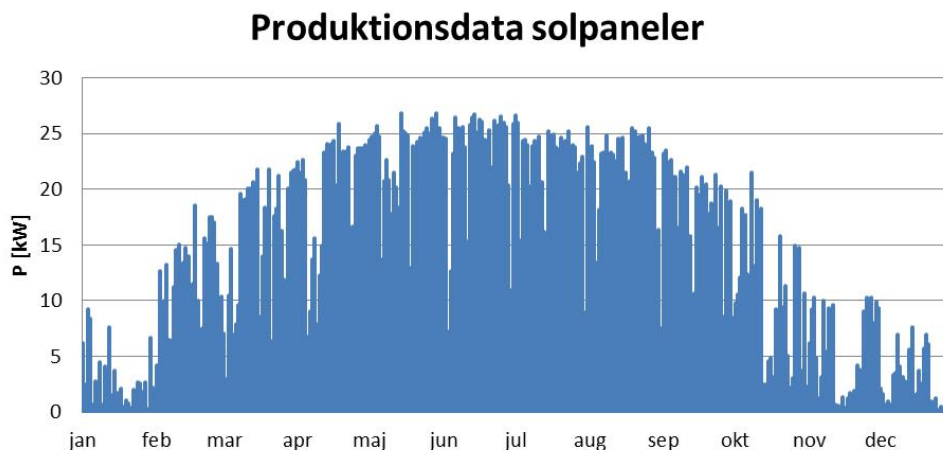
Data hämtades från solpaneler som sitter på en byggnad i Malmö. Ett års insamlat data under 2014 i 15-minutersintervaller fanns tillgängliga. I Figur 8.3 ses elproduktionen från anläggningen under 2014. Maxeffekt för hela anläggningen kom upp i 26,8 kW under mätperioden. Interpolering till minutvärden gjordes för matcha last- och vindproduktionsdata. Dessa minutvärden gjordes sedan





Figur 8.2: Vindkraftsproduktion för 2013 i ett 800 kW vindkraftverk i Småland.

om till en profil på samma sätt som tidigare.



Figur 8.3: Produktionsdata från 2014 för en solcellsanläggning på en byggnad i Malmö.

### 8.3 Repetitiv simulering i Python

För att kunna simulera varierande last- och produktion i minutvärden över ett år behövde en Python-kod skrivas för att automatisera simuleringen. I koden lades minutprofiler för laster och produktion in. Dessa profiler applicerades med maxlast respektive maxproduktion och nya minutspecifika värden för laster och produktion beräknas i Python för att sedan skicka dessa värden till PSS/E där den beräkningen av effekt och spänning utförs. Koden hämtar sedan beräknade värden ur PSS/E. I detta fall hämtas effekt i kablar och transformatorer samt spänning i samlingsckenor. Detta görs för varje minut under ett år, vilket gör att PSS/E körs 525600 gånger per simulering. Värdena sparas i

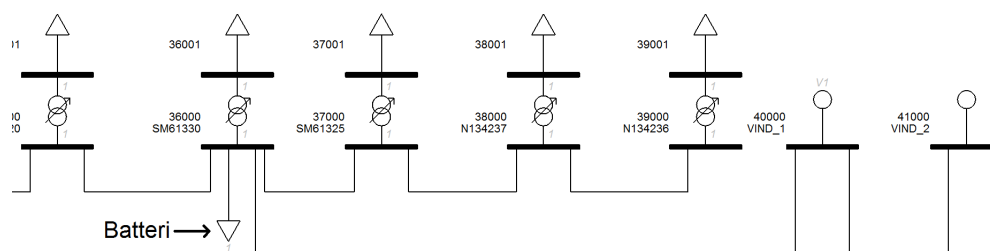
matriser för att resultaten ska kunna utvärderas grafiskt.

## 8.4 Batteri

När ett energilagret ska implementeras i elnätet måste placering, storlek, batterityp och driftsstrategi väljas. Energilagret ska användas till att jämna ut effektflödet i nätet och batterier är den lagringsteknik som är aktuell att använda, se Figur 6.1, och därför baseras studien på att batterier används som energilagrar.

### 8.4.1 Placering

Batteriet placeras i samma nätstation som produktionen kopplas in i nätstation 1. Ledningarna mellan nätstation 2, där produktionen kommer befinna sig, och nätstation 1 har inte tillräcklig kapacitet för produktion på 7 MW, därför ansluts produktionen direkt i nätstation 1. Anslutningen sker på 10 kV sidan av transformatorn. I Figur 8.4 nedan ses var batteriet ansluts till nätet i PSS/E.



Figur 8.4: Inkoppling av batteri på 10 kV sidan av nätstation 1.

### 8.4.2 Val av batterityp och verkningsgrad

Vilken typ av batteri som avses har inte varit viktigt vid själva simuleringen. Den enda parameter som används i simuleringarna är batteriets verkningsgrad som har förenklats till 90 % för både nutids- och framtidsscenario. En viktig sak att påpeka är att verkningsgraden för batterier vid andra studier visat sig ha en väldigt liten påverkan på dimensioneringen av batterier, därför var en exakt prognos för batteriers verkningsgrad inte nödvändig (Elforsk, 2012). Verkningsgraden är i verkligheten inte lika för urladdning och uppladdning och är inte heller konstant för en eller uppladdningscykel men i simuleringarna har den förenklats till att hållas konstant under både laddning och urladdning.

### 8.4.3 Dimensionering

I denna studie ska batteriet användas för att undvika överbelastning av nätet. Utifrån detta kan lagret dimensioneras från olika angreppssätt.

- Energilagret ska laddas så fort nätet blir överbelastat. Den strategin kräver ett stort lager med låg utnyttjandegrad.
- Energilagret ska ta emot det mesta av all överproduktion men några gånger per år måste produktionen styras ned eller så tillåts nätet överbelastas under dessa perioder med vissa nätförluster som följd.

För att ett batteri skulle kunna bli ekonomiskt lönsamt och få en realistisk storlek användes den senare metoden. Den effekt som batteriet inte kan ta tillvara ses som nedstyrning av produktionen.

Efter att ett energilager med överdrivet stor kapacitet och effekt simulerats, bestämdes det utifrån resultatet vilka storlekar som skulle testas. Kapaciteten begränsades i flera steg för att få ut fler batteristorlekar. Effekten på omvandlaren bestämdes till att stanna kvar på den maxeffekt som krävdes vid den högsta effekttoppen. Det gjordes dock en begränsning av effekten på omvandlaren för en av batteristorlekarna i varje case för att se hur en lägre effekt påverkar resultatet.

#### 8.4.4 Driftstrategi

Driftstrategier för ett batteri beskrivs i kapitel 6. Den enklaste strategin för att driva ett batterilager i ett elnät är *snabb urladdning*. Metoden *förlustminimering* är komplex och innehåller ett visst mått av osäkerheter av framtida effektlödesprognoser och förlustminimering behandlas inte i denna studie.

I PSS/E och Python drivs batteriet på följande sätt:

Om batteriet har kapacitet att ladda hela effekten från elproduktionen under en minut laddas det med denna mängd. Ifall det endast finns kapacitet till en del av effekten laddas den delen in. Resten av effekten elimineras genom att produktionen styrs ner. Vid minuter utan överbelastning laddas batteriet ur för att ha kapacitet till nästa effekttopp. Detta görs på ett sådant sätt att nätet inte överbelastas samt att överspänning inte uppkommer i batteriets inkopplingspunkt. Därefter körs PSS/E igen och skillnaden i belastning på kabeln kan undersökas och ifall batteriet är tillräckligt stort sker ingen överbelastning. För den förutbestämda batterikapaciteten och upp- och urladdningshastigheten beräknas kabelns belastning före och efter batteriets införande samt nedstyrning av elproduktion.

#### 8.5 Spänningsreglering

I elnätet upptäcktes spänningsproblematik i samband med inkoppling av 7 MW produktion, vilket inte var oväntat då spänningsproblem var orsaken till att 3,2 MW vindkraft inte kunde anslutas till nätet vid tidigare planer. Spänningsvariationer är vanliga långt ut i elnätet. I vår nätmodell sker spänningsvariationer främst i samlingskenan där elproduktionen ansluts. Gränsen för hur

mycket spänningen får förändras när en produktionsanläggning ansluts är  $\pm 2,5 \%$ . Den gränsen gäller för anslutning av mindre produktionsanläggningar till mellanspänningsnät (10/20 kV) och lågspänningsnät (0,4 kV) (Energi, 2002).

För att hantera spänningsproblemen infördes två åtgärder.

1. För att kompensera spänningsvariationer tillåts vindkraftverken och solpanelerna dra reaktiv effekt. Produktionen simulerades med en effektfaktor på -0,9. Det vill säga, vid 7 MW elproduktion ska produktionsanläggningen totalt dra 3,5 Mvar, vilket antagits som en rimlig gräns för att undvika för stora spänningsvariationer. Att simulera med en större effektfaktor än så är inte rimligt då det hade resulterat i onödigt hög reaktiv effekt vilket gett överbelastning och förluster i kablar.

2. Batteriet styrs på ett sådant sätt att det inte får ladda ur när spänningen redan nått sin övre gräns. Batteriet kommer därmed inte skapa mer spänningsproblem än de som redan finns i nätet.

## 8.6 Överbelastning i nätet

I nätdimensioneringssammanhang är rate A den effektgräns befintliga kablar bör hålla sig under. Rate A är den effekt som får kabeln att bli 65 grader varm. Då kabeln ligger nedgrävd i marken antas inte utetemperaturen påverka denna rate märkbart. Men all effektöverföring innebär förluster och därför så även effekter strax under rate A. Gränsen är alltså ingen definitiv gräns för överbelastning, utan en måttstock vid nätplanering.

Den kapacitet som valdes som måttstock till att se om nätet blir överbelastat eller inte var *rate A*. När kabeln går över denna rate minskar kabelns livslängd. Sedan finns också en rate B som är den effekt som gör att kabeln blir 90 grader varm, vilket är den temperatur kabeln klarar under kortare tider utan att livslängden påverkas avsevärt.

## 8.7 Nätmodell i PSS/E

Modeller över elnäten hämtades från dpPower och lades sedan manuellt in i PSS/E. Alla driftsatta kablar, transformatorer och laster i elnätet togs med i modellen. I dpPower gjordes en ”nätberäkning” på alla driftsatta 10 kV nätstationer och kablar. Resultatet blev en Excel-fil med information om elnätet. Från detta dokument hämtas information om följande komponenter i elnätet:

### Laster

Från dpPower hämtades information om aktiv och reaktiv effekt i varje transformator på nätet och lades in i PSS/E som en last. Detta är lastens maxeffekt.

### Transformatorer

Information om transformatorernas storlek i kVA hämtades från dpPower. Följande parametrar togs sedan fram från provningsprotokoll för transformatorer och lades in i PSS/E:

- Skenbar effekt  $S$  (MVA)
- Impedans  $Z$  (pu)
- Belastningsförluster  $P_{loss}$  (W) (*Load loss* i PSS/E)
- Tomgångsförluster  $P_{loss}$ (W) (*No load loss* i PSS/E)
- Tomgångsström  $I$  (pu) (*Exciting current* i PSS/E)

### **Generatorer**

I nätet finns redan ett antal mindre generatorer, bland annat ett litet vattenkraftverk. Eftersom de var så små och för att förenkla modellen valdes det att inte ta med dessa.

Produktionen bestämdes till 2 X 3,5 MW eller 7 MW och lades sedan in i PSS/E. De anslöts till nätstation 1. Det finns nätstationer närmre belägna vindkraftverken men till dessa går kablar som inte klarar produktion av denna storleksordning.

### **Kablar**

Kablarnas impedans beräknades från impedansskillnaden mellan de två samlingsskenor som varje kabel ligger mellan. För varje kabel lades sedan längd och impedans in i PSS/E.

I PSS/E lades kablarnas överföringskapacitet (eng: *rate*) in. Eftersom det inte fanns några kablar ut till vindkraftverken har längden och impedansen för dessa behövts tas fram på egen hand. Kabelns längd från vindkraftverk 1 till nätstation 1 mättes ut i dpPower till 2500 m. Längden mellan vindkraftverk 1 och 2 är 500 m. Arealen på kabeln valdes ut till 2 st 240 mm<sup>2</sup> genom ekonomisk dimensionering, en 500 mm<sup>2</sup> kunde tekniskt sett också använts men storleken 240 mm<sup>2</sup> används oftare. Impedansen för en 240 mm<sup>2</sup> ledning beräknades fram från redan befintliga kablar av samma kabeltyp för att få fram ett impedansmått i  $\Omega$  /m, vilka togs ur tabeller i en kraftkabelhandbok (Ericsson, 2004). Dessa impedansmått i  $\Omega$  /m multiplicerades sedan med kabellängden 500 m för att få kabelns specifika impedans.

### **Batteri**

Batteriet lades in i PSS/E som en last. När batteriet laddas ur har lasten negativa värden, när den laddas upp är lasten positiv. För att ta med att batteriet har en verkningsgrad, RTE(Round-Trip-Efficiency) på 90 % multipliceras både effekten in och ut ur batteriet med 0,95.

## Kapitel 9

### SIMULERINGSRESULTAT

---

*I det här kapitlet presenteras resultaten från simuleringarna uppdelat i Case 1, 2 och 3. Först visas vilken överbelastning som uppstår på nätet när inget batteri används med hjälp av varaktighetsdiagram. Sedan visas hur stort batteriet måste vara för att ta hand om all överbelastning och hur olika storlekar på batterier ger upphov till olika mängder nedstyrning. I slutet av kapitlet visas en jämförelse mellan alla case när det kommer till nedstyrning.*

---

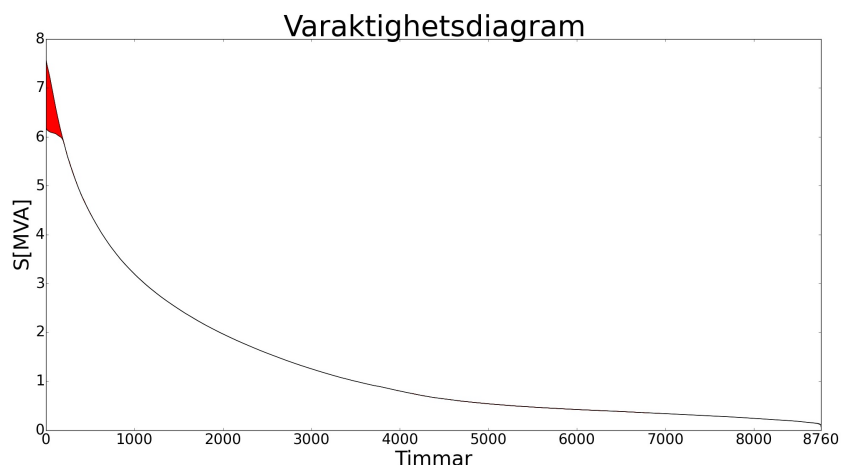
#### 9.1 Case 1 - Vindkraft

Först simulerades nätet med 7 MW vindkraft utan batteri. Detta för att hitta var och hur mycket nätet blir överbelastat.

##### 9.1.1 Överbelastning i nätet

I Figur A.1 i Bilaga A visas en bild över elnätsmodellen i PSS/E från en tidpunkt då nätet är som mest överbelastat, kablar i orange färg är överbelastade. Som det går att se bli samtliga kablar mellan fördelningsstationen och anslutningspunkten överbelastade. Mest överbelastad blir kabeln i direkt anslutning till nätstation 1. Laster tar sedan upp effekt längs vägen vilket gör att kabeln i anslutning till fördelningsstationen har minst överbelastning.

I Figur 9.1 visas ett varaktighetsdiagram för inkommande kabel till den nätstation produktionen är ansluten till, alltså nätstation 1. Kabeln är den mest intressanta då den utsätts för mest belastning från produktionen. Den röda ytan visar hur mycket kabeln kommer överbelastas i energi, MWh. På ett år blir överbelastningen totalt 146 MWh vilket blir den produktion som måste styras ned för att inte överbelasta nätet. Den röda ytan i varaktighetsdiagrammet motsvarar alltså 146 MWh. Den totala produktionen på ett år är 11177 MWh, vilket medför att nedstyrningen motsvarar 1,3% av den totala produktionen. Den största effekten genom kabeln är 7,7 MVA, vilket är 1,6 MVA över kabelns kapacitet. Från varaktighetsdiagrammet ser det ut som att effekten på ett batterilager i detta case borde vara 1,6 MVA men på grund av att vindkraftverket drar reaktiv effekt kommer dessa 1,6 MVA inte vara tillräckligt, detta förklaras mer ingående senare i det här kapitlet.



Figur 9.1: Varaktighetsdiagram för den mest överbelastade kabeln i nätet. Diagrammet gäller för Case 1.

### 9.1.2 Nätförstärkning

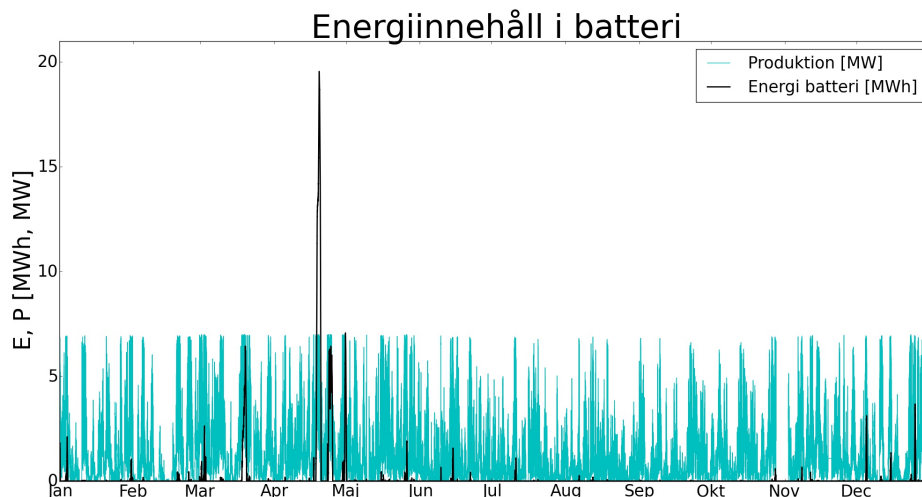
Om nätet skulle förstärkas skulle två stycken  $3 \times 240 \text{ mm}^2$  10 kV kablar behövas läggas direkt från vindkraftverken in till fördelningsstationen. Sträckan är 12,3 km vilket betyder att total kabelsträcka blir 24,6 km. Dimensioneringen på kabeln utgår från en ekonomisk dimensionering. Ett alternativ hade varit att lägga en  $500 \text{ mm}^2$  kabel men detta är ovanligt för E.ON att göra, och hade dessutom kostat mer. Ytterligare ett alternativ hade varit att byta ut alla kablar, men detta är ett betydligt mer kostsamt sätt att förstärka nätet på.

### 9.1.3 Energilager

I det här steget simulerades nätet först med ett mycket stort batteri med en hög effekt, för att se hur batteriet används när det är obegränsat. I nästa steg begränsades batterikapaciteten för att hitta en optimal batteristorlek.

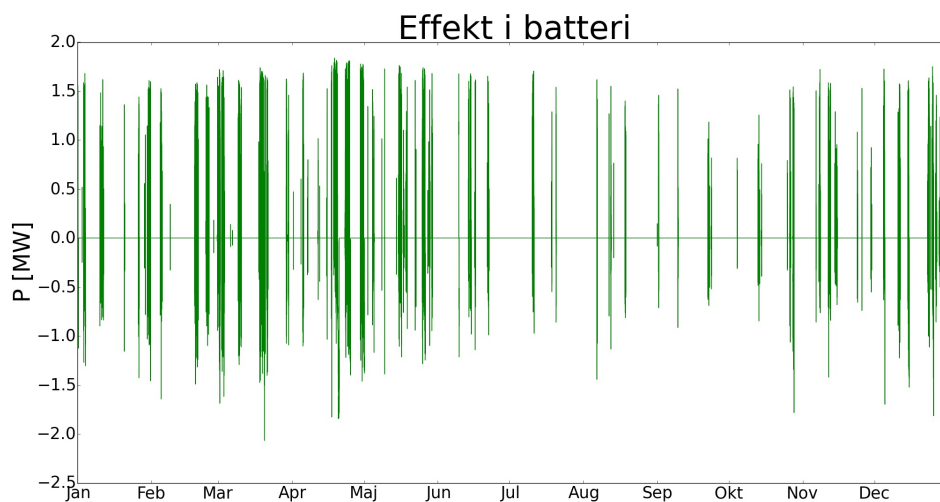
### Obegränsad kapacitet

Resultatet från en första simulering med obegränsad storlek på batteriet samt obegränsad effekt ses i Figur 9.2 och Figur 9.3. I Figur 9.2 visas energiinnehåll i batteriet. När den svarta kurvan stiger laddas batteriet och när kurvan minskar laddas batteriet ur. I figuren ses det hur stort batteriet måste vara för att ta tillvara alla effekttoppar. Batteriet måste då vara 19,5 MWh. Effekttoppen i maj beror på att batteriet laddas konstant under drygt 30 timmar på grund av höga vindhastigheter. Det ses också att batteriet sällan behöver vara större än 5 MWh, därför gjordes en godtycklig bedömning att batteriet i nästa steg dimensioneras till 5 MWh i en första simulering för att sedan minskas successivt.



Figur 9.2: Energiinnehåll i batteri när storlek och effekt på batteri är obegränsad i Case 1.

I Figur 9.3 visas effekten i batteriet. Positiva värden betyder att batteriet laddas upp och negativa att det laddas ur. Maxeffekten för uppladdning blev 1,8 MW och för urladdning 2,1 MW. Detta skiljer sig alltså från den effekt som sågs i varaktighetsdiagrammet i Figur 9.1, där det såg ut som att 1,6 MVA skulle vara tillräcklig batteriladdningseffekt.



Figur 9.3: Effekt i batteri när kapacitet och effekt på batteri är obegränsad i Case 1.

I Figur 9.4 ses skillnaden i fasvinkel mellan kabelbelastningarna med och utan batteri för kompensering. Överbelastningen med 1,6 MVA som presenterades i Figur 9.1 har en annan vinkel än den för batteriet som bara drar aktiv effekt. Batteriets laddning ger därför en horisontal linje där den



reaktiva effekten i kabeln hålls konstant. Vinkeln skiljer sig mellan linjerna för den maximala batteriladdningen och mellan den maximala överbelastningen i kabeln vilket medför att den maximala batteriladdningen blir 1,8 MW och inte 1,6 MW.

Den skenbara effekten som går i kabeln när varken nätförstärkning eller energilager finns är 7,7 MVA, där även lasten i nätet ingår. Kabeln är dimensionerad för maximalt 6,1 MVA vilket betyder att 1,6 MVA överbelastar kabeln. I Ekvation (9.1) ges definitionen av skenbar effekt.

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (9.1)$$

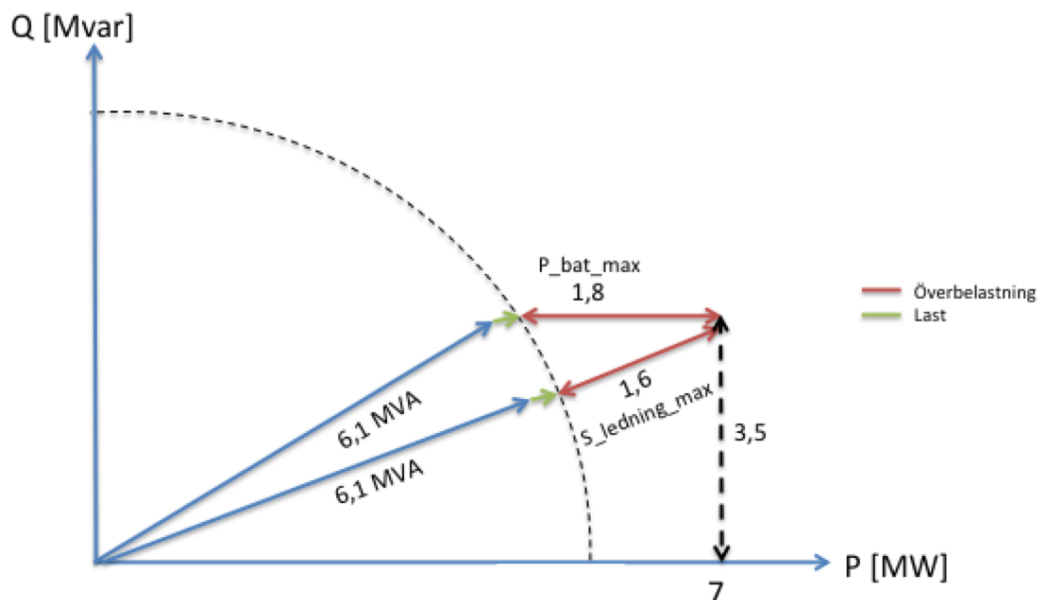
När den skenbara effekten ska beräknas för kabeln efter att batteriet satts in måste även lasten ingå för att ge den skenbara effekten. I Ekvation (9.2) förtydligas detta.

$$S = \sqrt{(P - P_{bat} - P_{last})^2 + (Q^2 - Q_{last})^2} = 7,7 \quad (9.2)$$

För att beräkna den effekt som batteriet maximalt kan laddas med ( $P_{bat}$ ) subtraheras den aktiva effekt som kan gå i kabeln ( $S = 6,1$  MVA,  $Q = 3,5$  Mvar) från den maximala vindkraftsproduktionen på 7 MW. I Ekvation (9.3) ses att batteriet laddas med 2,0 MW.

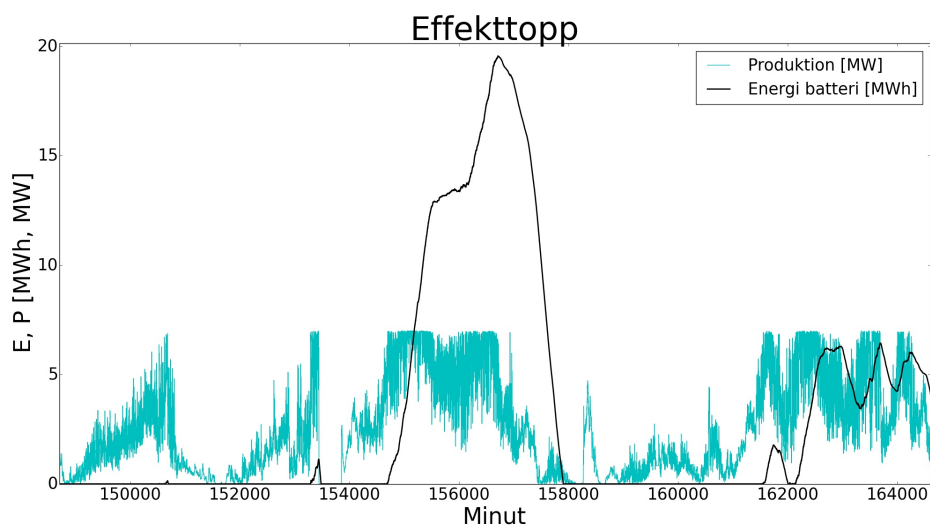
$$P_{bat} = 7 - \sqrt{6,1^2 - 3,5^2} = 2,0 \quad (9.3)$$

De 0,2 MW som 2,0 MW skiljer sig från 1,8 MW som batteriet verkligen laddas med motsvarar lasten i inkopplingspunkten. I Figur 9.4 ses två gröna pilar vilka motsvarar lasten i inkopplingspunkten, därför är det riktade åt höger. Skulle lasten dras ifrån ledningen där överbelastningen sker skulle pilarna istället peka åt vänster.



Figur 9.4: Diagrammet visar förhållandet mellan reaktiv och aktiv effekt för den skenbara effekt som går i den mest överbelastade kabeln.

Effekttoppen som laddar upp batteriet med 19,5 MWh sker vid ett tillfälle i april, se Figur 9.5. Under effekttoppen laddas batteriet konstant under drygt 30 timmar på grund av långvarig hög vindkraftsproduktion.



Figur 9.5: Effekttopp som ger en uppladdning med 19,5 MWh i Case 1.

### Begränsad batterikapacitet

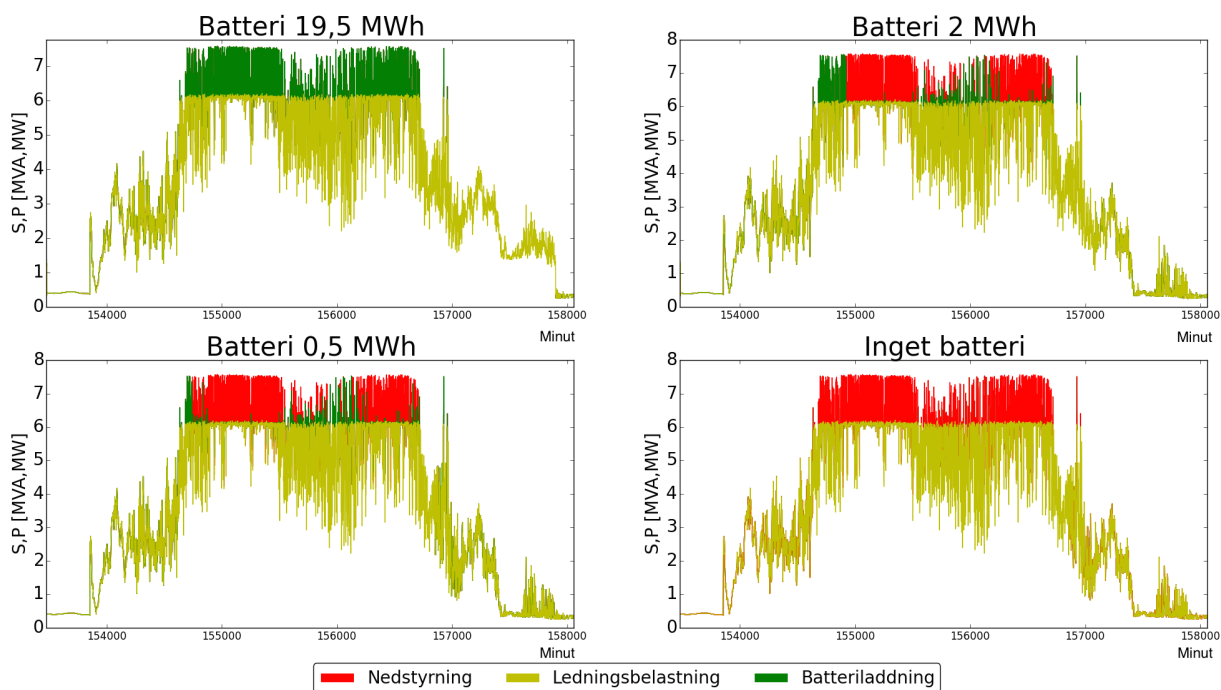
De batteristorlekar som valdes ut för simulering är 5, 3, 2, 1 och 0,5 MWh. När kapaciteten på batteriet begränsas kommer den energi som inte kan tas tillvara av batteriet behöva styras ned av vindkraftverken. Effekten på omvandlaren sattes till 1,8 MW för alla batteristorlekar, vilket är den effekt som batteriet maximalt laddades upp med. En lägre effekt skulle orsaka onödigt många och snabba antal nedstyrningar. Dock gjordes en simulering för en omvandlare med en lägre effekt för att se hur det skulle påverka nedstyrning och kostnadskalkylen.

I Tabell 9.6 nedan visas kapacitet och effekt på batterierna som simulerades samt hur mycket nedstyrning som krävs vid dessa storlekar. Ju mindre batteriet är desto mer nedstyrning krävs för att inte överbelasta nätet. 1 MWh-batteriet simulerades också med effekten 0,5 MW vilket resulterade i att mer nedstyrning behövdes än när effekten var 1,8 MW.

Tabell 9.6: Simulerade batteristorlekar, nedstyrning och årlig produktion för Case 1.

Kapacitet (MWh)	Effekt (MW)	Nedstyrning (MWh/år)	Nedstyrning (% av årl.prod)
19,5	1,8	0,0	0,00%
5,0	1,8	21,2	0,19%
3,0	1,8	32,6	0,29%
2,0	1,8	41,6	0,37%
1,0	1,8	57,1	0,51%
1,0	0,5	88,1	0,79%
0,5	1,8	69,3	0,62%
0,0	0,0	145,8	1,30%

I Figur 9.7 ses det hur batterier med olika kapaciteter tillsammans med respektive nedstyrning jämnar ut effekten i den mest överbelastade kabeln. I grafen visas årets längsta effekttopp. Effekten i kabeln visas i gult, batteriladdning i grön och nedstyrning i rött. Vid effekter som överstiger 6,1 MVA laddas batteriet tills det är fullt, sedan styrs produktionen ned. Allt eftersom batteristorlekarna minskar ökar nedstyrningsdelen.



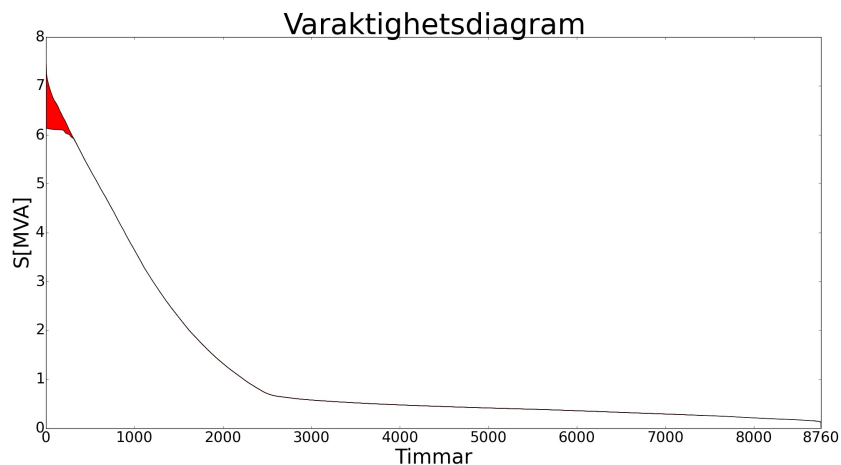
Figur 9.7: Årets längsta effekttopp i Case 1 blir utjämnad med hjälp av batteri och/eller nedstyrning. Batteriladdning och nedstyrning har enheten MW och kabeln har MVA.

## 9.2 Case 2 - Solcellspark

### 9.2.1 Överbelastning i nätet

Solcellsparken ger mindre överbelastning i nätet än Case 1. Färre kablar överstiger den undersökta maximala överföringskapaciteten, se Figur A.2 i Bilaga A. Detta tros bero på att den största produktionen sker dagtid på sommaren, då solstrålningen är som starkast. Under dessa tider finns det en viss last i nätet, vilket gör att effekt tas upp av dessa laster längs vägen. I Case 1 kan hög produktion också inträffa under nattetid, då det är väldigt lite last i nätet.

I solcellsparken produceras 8361 MWh under ett år. Av dessa orsakar 153 MWh överbelastning, vilket är 1,8 % av årlig produktion. Varaktighetsdiagram visas i Figur 9.8. Den högsta effekten i kabeln är 7,6 MVA, vilket är 1,5 MVA mer än kablarnas maxkapacitet.



Figur 9.8: Varaktighetsdiagram för den mest överbelastade kabeln i nätet. Diagrammet gäller för Case 2.

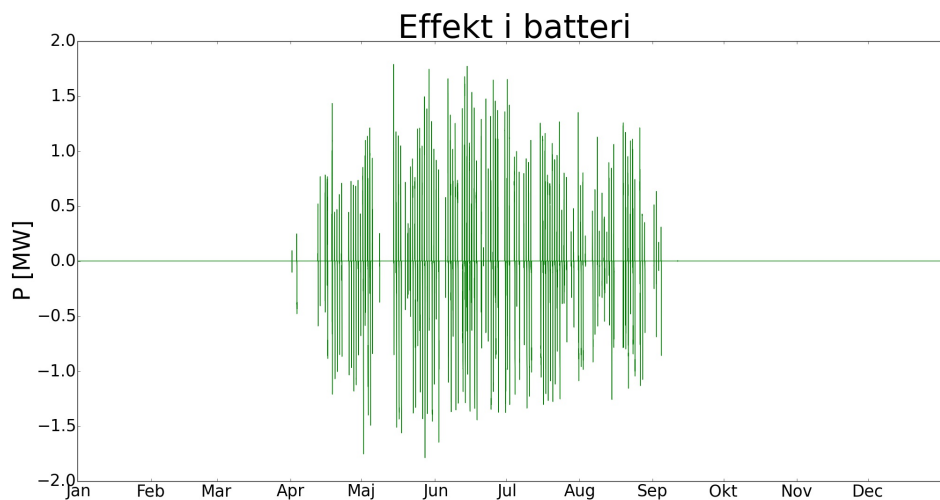
### 9.2.2 Nätförstärkning

Case 2 kräver likadan nätförstärkning som Case 1. Vid nätplanering dimensioneras kablar hellre i överkant än underkant, och då detta är en simulering med data för endast ett år av produktion och last lutar det åt att fler kablar kan komma att överbelastas.

### 9.2.3 Energilager

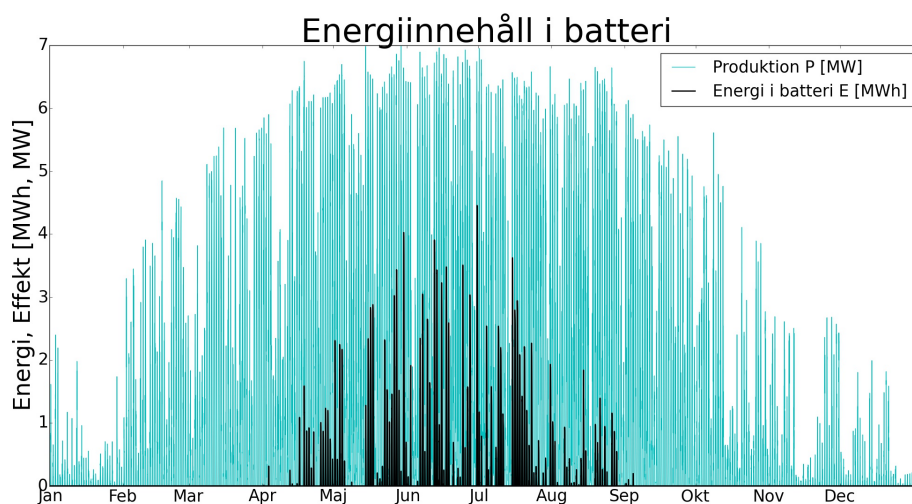
#### Obegränsad kapacitet

I Figur 9.9 visas effekten i batteriet när effekt och storlek på batteri har obegränsad kapacitet. Som går att se används batteriet endast från april till september. Effekten in till och ut från batteriet pendlar mellan 1,8 MW och -1,8 MW.

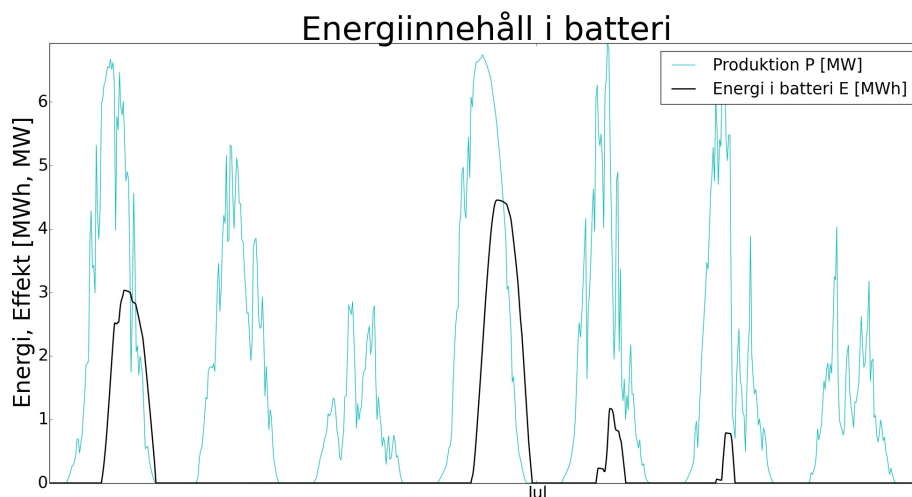


Figur 9.9: Effekt i batteri när storlek och effekt på batteri är obegränsad i Case 2.

I Figur 9.10 ses hur mycket ett batteri med obegränsad kapacitet laddas över ett år. Den största toppen når 4,5 MWh, vilket är betydligt mindre än 19,5 MWh för Case 1. Detta beror på att solcellsanläggningen har, till skillnad från vindkraftverken, en regelbunden produktionskurva med laddning dagtid och urladdning nattetid vilket gör att batteriet inte fylls upp lika mycket som i Case 1. I fallet med vindkraft finns inte samma möjlighet till urladdning ett visst antal timmar per dygn. Vindkraftverken kan producera hög effekt flera dagar i rad vid blåsigt väder. I Figur 9.11 visas en vecka i juli. Under veckan inträffar den längsta effekttoppen på hela året som gör att batteriet laddas med 4,5 MWh. Som ses i figuren hinner batteriet ladda ur helt under natten innan nästa dag börjar



Figur 9.10: Energiinnehåll i batteri när storlek och effekt på batteri är obegränsad i Case 2.



Figur 9.11: Batteriuppladdning och produktion en vecka i juli för Case 2. Den största effekttoppen på hela året sker under dygn nummer fyra.

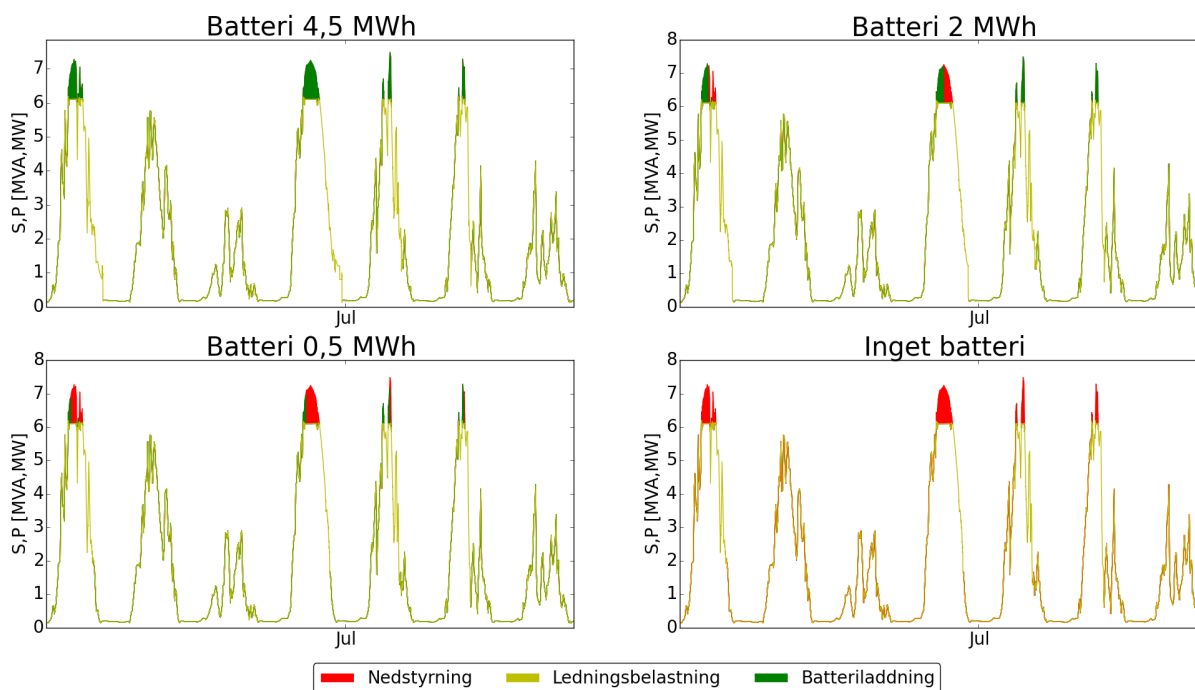
### Begränsad kapacitet

I Tabell 9.12 visas storlek och effekt på batterierna som simulerades samt hur mycket nedstyrning som krävs vid dessa storlekar. Case 1 styrs ner mer än Case 2 när nedstyrning räknas i MWh. Procentuellt sett är skillnaden mindre. Det beror på att solcellerna producerar mindre energi över året, jämfört med vindkraftverken. Case 1 producerar 34 % mer energi per år än Case 2.

Tabell 9.12: Simulerade batteristorlekar, nedstyrning och årlig produktion för Case 2.

Kapacitet (MWh)	Effekt (MW)	Nedstyrning (MWh/år)	Nedstyrning (% av årl.prod)
4,5	1,8	0,0	0,00%
3,0	1,8	6,5	0,08%
2,0	1,8	27,8	0,33%
1,0	1,8	68,7	0,82%
1,0	0,5	75,8	0,91%
0,5	1,8	102,6	1,23%
0,0	0,0	153,4	1,83%

I Figur 9.13 visas hur årets längsta effekttopp jämnas ut med batteriladdning och nedstyrning.



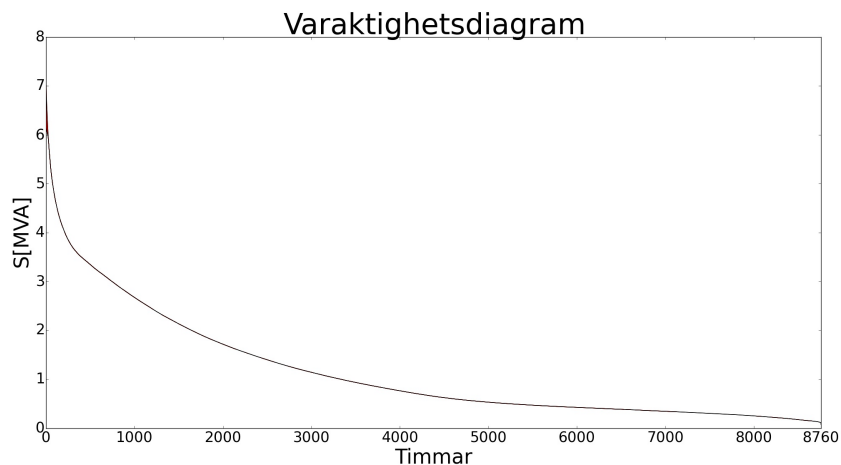
Figur 9.13: Årets längsta effekttopp i Case 2 blir utjämnad med hjälp av batteri och/eller nedstyrning. Batteriladdning och nedstyrning har enheten MW och kabeln har MVA.

### 9.3 Case 3 - Vindkraft + solcellspark

#### 9.3.1 Överbelastning i nätet

I nätet i Case 3 överbelastas samma kablar som i Case 2, se Figur A.3 i Bilaga A. I Case 3 produceras 9769 MWh på ett år. Överbelastning på nätet blir endast 11 MWh per år, vilket utgör 0,11 % av total årlig produktion. Detta tros bero på den utjämnade produktionskurvan som ses i Figur 9.16. Varaktighetsdiagram visas i Figur 9.8 där den röda ytan är knappt synlig, på grund av den minimala överbelastningen. Den högsta effekten i kabeln är 7,6 MVA, vilket är 1,5 MVA mer än kablarnas maxkapacitet.





Figur 9.14: Varaktighetsdiagram för den mest överbelastade kabeln i nätet. Diagrammet gäller för Case 3.

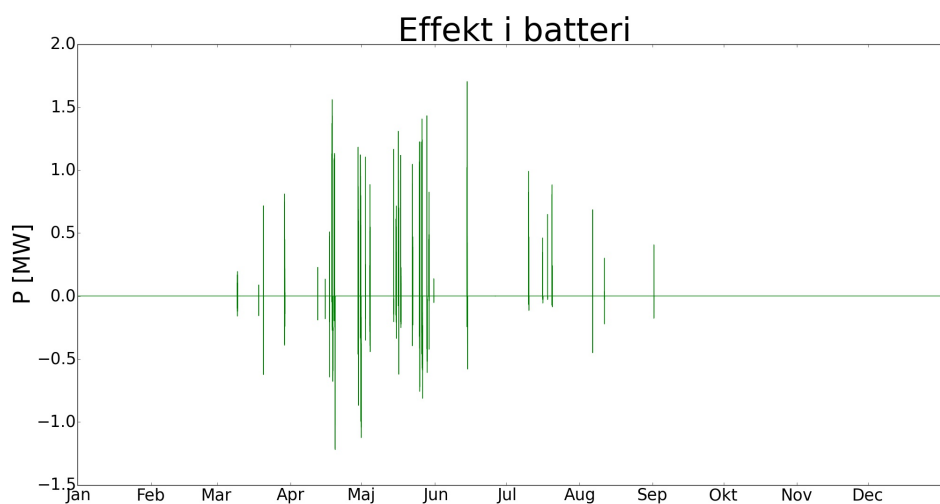
### 9.3.2 Nätförstärkning

Även i detta case måste nätet förstärkas på samma sätt som för Case 1 och 2.

### 9.3.3 Energilager

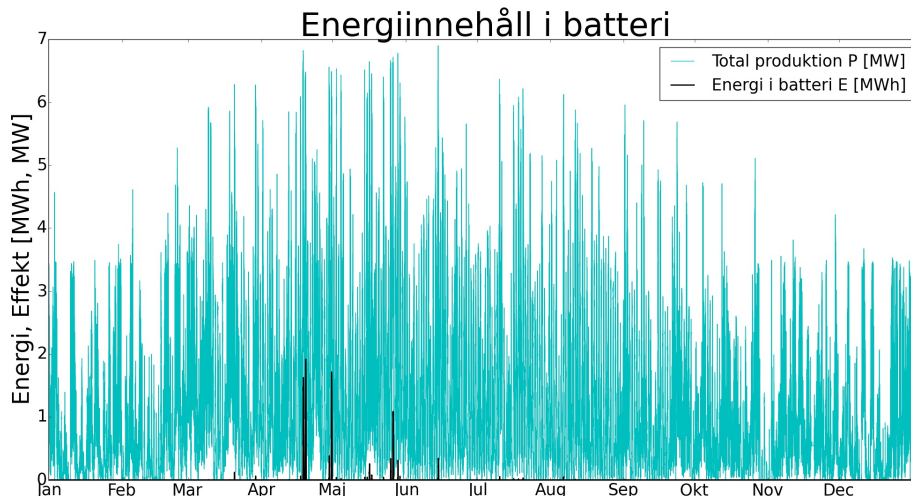
#### Obegränsad kapacitet

I Figur 9.15 visas effekten i batteriet från simuleringen med obegränsat stort batteri. Maximal laddningseffekt är 1,7 MW. Liksom för Case 2 med solceller ses det att batteriet endast används under mitten på året. I detta case sträcker sig batterisäsongen från mars till september.



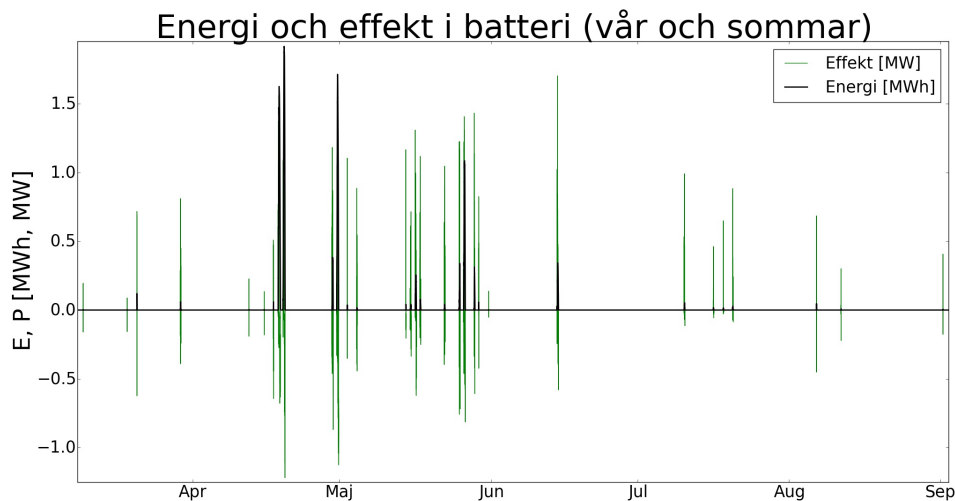
Figur 9.15: Effekt i batteri när kapacitet och effekt är obegränsad i Case 3.

I Figur 9.16 ses effekten för produktionen och batteriets laddning. Den största laddningen går upp till 1,9 MWh. Denna storlek är mindre än både Case 1 och 2 och beror på den utjämnade produktionen, vilket gör att färre och kortare effekttoppar inträffar.



Figur 9.16: Energiinnehåll i batteri när storlek och effekt på batteri är obegränsad i Case 3.

Eftersom batteriets laddning knappt är synligt i Figur 9.16 visas batteriets effekt och energiinnehåll för vår- och sommarmånader i Figur 9.17. Det ses att batteriet sällan används och att den största laddningen sker i slutet av april månad.



Figur 9.17: Batteriets effekt och energiinnehåll under vår- och sommarmånaderna för Case 3. Den största effekttoppen sker i slutet av april.

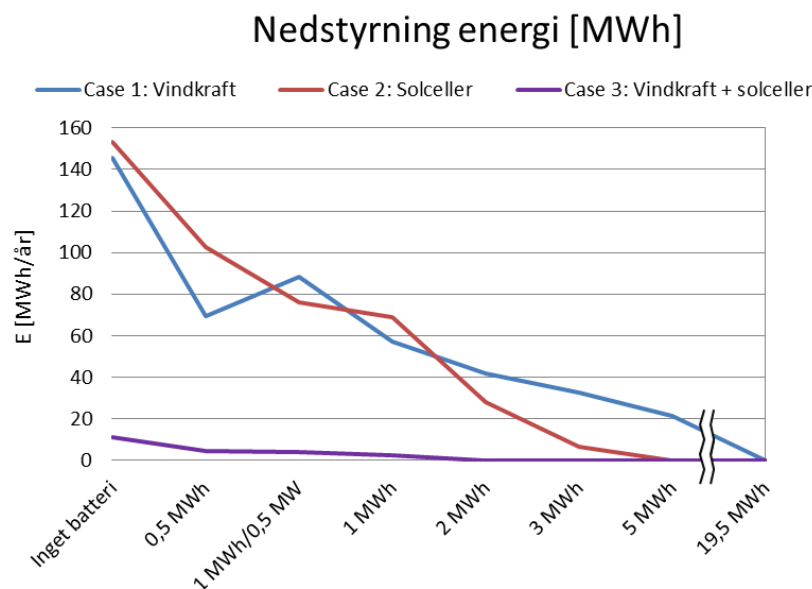
## Begränsad kapacitet

Tabell 9.18: Simulerade batteristorlekar, nedstyrning och årlig produktion för Case 3.

Kapacitet (MWh)	Effekt (MW)	Nedstyrning (MWh/år)	Nedstyrning (% av årl.prod)
1,9	1,7	0,0	0,00%
1,0	1,7	2,5	0,03%
1,0	0,5	3,8	0,04%
0,5	1,7	4,6	0,05%
0,0	0	11,0	0,11%

### 9.4 Nedstyrning

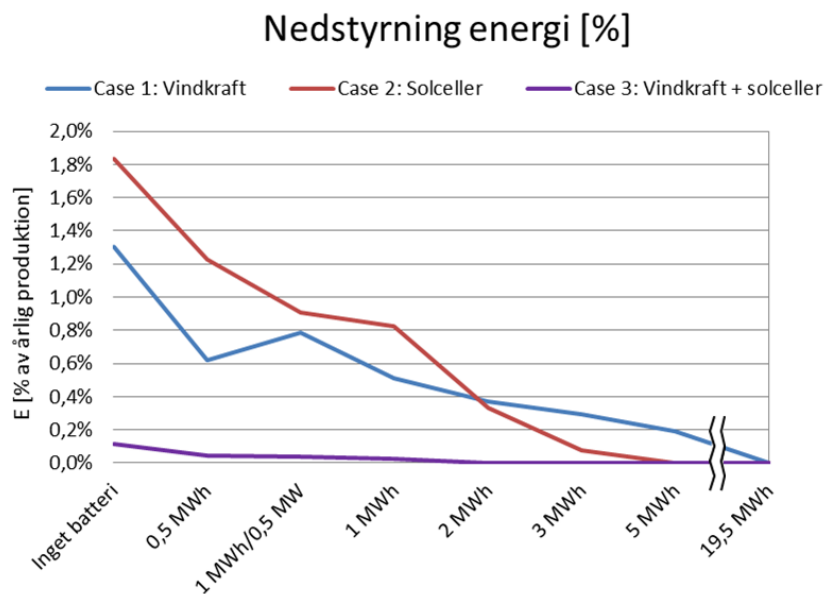
I Figur 9.19 visas hur mycket nedstyrning i MWh olika case ger upphov till vid olika batteristorlekar. Det ses att för mindre batteristorlekar följer kurvorna för Case 1 och 2 varandra. Skillnaden är att nedstyrningen i Case 2 går ner till noll när batteriet är 4,5 MWh, medan Case 1 vindkraft behöver ett mycket större batteri för att komma ner i samma nivå. Case 3 ger upphov till mycket lite nedstyrning. Detta beror på att en blandning av solceller och vindkraft gör att produktionen jämfört med Case 2 blir mer utspridd över året samtidigt som produktionen får en dygnsvariation. Det gör att batteriet hinner laddas ur på natten samtidigt som problemet i Case 2 med enbart solceller minskar. D.v.s. problemet med att det är hög solesproduktion under sommarhalvåret då lasten är låg.



Figur 9.19: Årlig nedstyrning i energimängd angett i MWh, för olika storlekar på batteri.

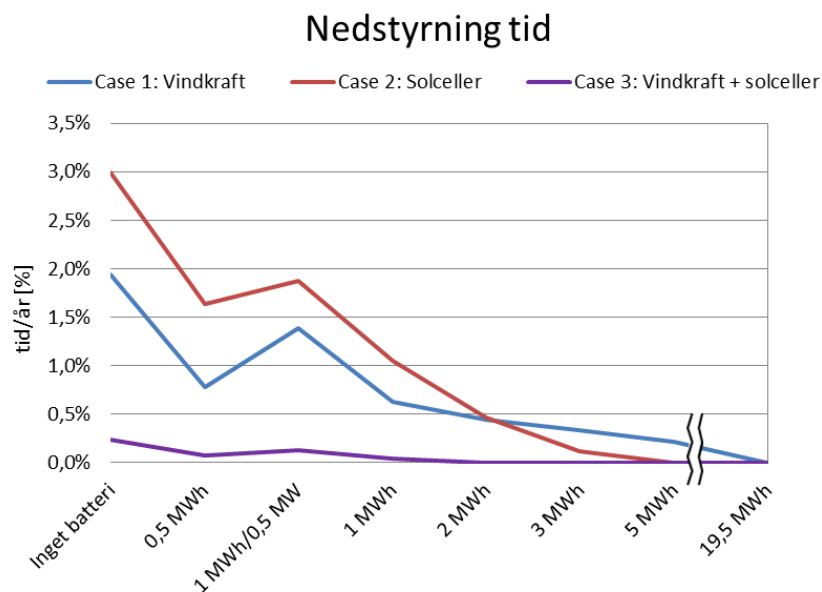
Eftersom de tre casen skiljer sig i årlig elproduktion är det på sin plats att visa samma diagram i

procentuell nedstyrning för att få en mer rättvis bild. Detta visas i Figur 9.20 där det ses att Case 2 har mer nedstyrning jämfört med Case 1, procentuellt sett. Detta beror på att Case 2 har mindre total produktion. Det ses också att Case 3 ger en knappt märkbar överbelastning på nätet när inget batteri alls används, endast 0,1% av den årliga produktionen styrs ner. För att minska nedstyrningen till hälften räcker det med ett 0,5 MWh batteri för Case 1. Case 2 behöver ett 1 MWh batteri. För att komma ner i försumbara nivåer av nedstyrning behöver Case 1 ett väldigt stort batteri. I Case 2 kan ett 3 MWh batteri göra så att nedstyrningen kommer under 0,1 % per år. För Case 3 behövs inget batteri alls för att hålla sig under den nivån.



Figur 9.20: Årlig nedstyrning i energi per årlig produktion, för olika case och storlekar på batteri.

I Figur 9.21 ses hur stor del över året nedstyrning måste ske.



Figur 9.21: Årlig nedstyrning i tid/år för olika case och storlekar på batteri.

En sak som blir tydlig i dessa diagram är att energilagret med en låg effekt på omvandlaren påverkar nedstyrningen olika mycket för olika case. För Case 1 med vindkraft påverkar omvandlareffekten mer än i Case 2 med solceller vilket betyder att ett energilager för vindkraft behöver högre effekt än ett energilager för solel. Detta kan bero på att vind kan vara ojämn och byig jämfört med solstrålning som är oföränderlig (förutom moln som drar förbi), och därmed sker större och snabbare effektändringar i vindkraftsproduktionen. Dock är solkraftens indata baserad på 15-minutersvärden, hade dessa varit i minutvärden skulle solproduktionen eventuellt varierat snabbare.

*Kapitel 10*

## EKONOMISK ANALYS

---

*I det här kapitlet redogörs kostnader för energilager respektive nätförstärkning samt vilka avgränsningar och antaganden som gjorts. Sedan presenteras resultaten från investeringsanalysen som genomfördes med nuvärdesmetoden.*

---

**10.1 Avgränsningar**

- I analysen har inte kostnader för förluster i batteri eller kabel tagits med i beräkningen.
- Batteriet antas ha full kapacitet under hela sin livstid.
- I energipriset för nedstyrning har hänsyn inte tagits till att elpriset kan sjunka vid de tillfällen då nedstyrning sker. Alltså, när det blåser mycket producerar vindkraftverken på max, men eftersom det blåser mycket produceras också mer energi i andra vindkraftverket, vilket gör att elpriset sjunker. Det är inte fastställt hur mycket den effekten påverkar elpriset för vindkraftsproduktionen i detta fall och det är också svårt att säga hur stor den effekten är i framtiden, därför valdes det att inte ta med detta i beräkningarna.
- Eventuell prisutveckling för omvandlare har inte tagits med i scenariot för 2030.
- Kostnaden för kabeln mellan vindkraftverk 1 och vindkraftverk 2 tas inte med i kostnaderna då den utgör en obetydlig del av totala kostnaden och för att undvika kostnadesskillnader mellan de olika casen.

**10.2 Investeringskalkyl**

I investeringskalkylen används nuvärdesmetoden med kalkylränta  $r$  6 %. I nuvärdesberäkningarna jämförs två alternativ mot varandra utifrån deras kostnader. Inga intäkter räknas med, därför blir resultaten negativa nettonuvärden. I fortsättningen används NPV (Net Present Value) som beteckning för nettonuvärde. Formeln för att beräkna NPV finns i avsnitt 7.6.

För att beräkna värdet av framtida kostnader till idag för exempelvis kablar kan formeln nedan användas. Inflation  $i$  är satt till 2 % och  $n$  är antal år.  $K$  står för kostnad.

$$K_{2030} = K_{2016} * (1 + i)^n$$

### 10.2.1 Olika livslängd

Nätförstärkning har en ekonomisk livstid på 40 år<sup>1</sup> och batteri har 15 år (Sandia National Laboratories, 2013; Samsung, 2016). För att kunna använda nuvärdemetoden kommer därför ett nytt batteri köpas in efter att det första batteriet nått slutet av sin livstid.

År 2030 tros batteriet ha en högre livslängd än vad det har idag, ett värde på 20 år antas. Detta gör att två batterier får ungefär lika lång livslängd som för nätförstärkning. I 2016-analyserna antas nätförstärkningen därför ha livslängden 35 år för att göra jämförelserna likvärdiga. I 2030-analysen har energilagret totalt 20 + 20 år livslängd vilket ger samma livslängd som för nätförstärkning.

### 10.2.2 Restvärde

För batteriet antas det finnas ett restvärde  $R$  när batterierna har nått slutet av sin ekonomiska livslängd. Per definition finns 80 % kapacitet kvar i batterier när de når slutet på sin ekonomiska livslängd (Moseley och Garce, 2015). Det går att tänka sig en värdekedja där batteriet används för olika användningsområden. En skulle kunna vara; mobilt batteri i elbil → stationärt energilager för sol-/vindproduktion → reservkraft → återvinning<sup>2</sup>. Dessa batterier antas kunna användas till reservkraft och har därför ett restvärde utifrån vilken kapacitet som finns kvar i batteriet. Restvärdet beräknades därför genom att ta priset för batteri vid tidpunkten för batteribytet och sedan multiplicera priset med 80 %.

### 10.2.3 Nedstyrningskostnad

Nedstyrning av produktion är en förlorad intäkt för elproducenten och för att göra en rättvis jämförelse mellan olika batteristorlekar tas denna förlorade intäkt med som en kostnad. För att beräkna kostnaden hämtades årsmedelvärdet av elpriset för 2015 från Nord Pool:s historiska data, vilket var 0,22 kr/kWh (Nord Pool Spot, 2016). Sedan användes ett medelvärde av två olika scenarier för elprisutveckling för att hitta framtida elpriser (Energikommissionen, 2016). Enligt medelvärdet av scenarierna är spotpriset år 2030 0,4 kr/kWh, år 2050 0,55 kr/kWh (prognosen sträcker sig egentligen till 2045 så ett eget antagande var nödvändigt). En linjär interpolering gjordes för att få fram årsmedelvärden på elpriser mellan 2016 till 2030, och sedan 2030 till 2050. I 2030-scenariot sträcker sig investeringsanalysen fram till 2070 (batteribyte år 2050) vilket krävde ett eget antagande för elprisets utveckling mellan 2050 och 2070. Om elpriset har samma ökning som mellan 2030 och 2050, vilket antas, blir elpriset år 2070 0,7 kr/kWh.

För perioden 2016-2030 tas också elcertifikatspriset med i elpriset. Elcertifikatpriset för 2015 var 0,15 kr/kWh (Energikommissionen, 2016). Efter 2030 antas elcertifikatmarknaden vara nedlagd,

<sup>1</sup>Kite Veljanovski ekonom på E.ON Elnät, muntligt samtal den 25 april 2016

<sup>2</sup>Olle Johansson VD Power Circle, mailkontakt den 25 april 2016

då förnyelsebara energikällor inte längre kommer behöva statligt stöd <sup>3</sup>.

Tabell 10.1: Prognostiserat elpris (i kr/kWh) som används i den ekonomiska analysen.

År	2016	2030	2050	2070
<b>Elpris</b>	0,370	0,400	0,55	0,7

### 10.3 Kostnader energilagrar

I Tabell 10.2 visas data som använts till den investeringskalkylen för energilagret och från vilka källor de är hämtade. Den största kostnaden för energilagrar (om kabeln mellan vindkraftverken och nätstationen exkluderas) är själva batteriet och omvandlaren. Pris för batteri, omvandlare och kringutrustning har hämtats från Tesla Motors hemsida där det går att beställa batterilagarsystem i olika storlekar (Tesla Motors, 2016). Ett Powerpack-paket är 100 kWh och innehåller 16 batterilådor och det går att skala upp sitt lager genom att köpa önskat antal Powerpacks. Den kringutrustning som ingår är kontrollutrustning, kablar, mjukvarusystem och support. Till batteripriset antas det tillkomma 20 % extrakostnader för installation och transport. <sup>4</sup> Procentsats för kostnader för drift och underhåll är hämtade från ett pågående LES-projekt på E.ON Elnät (LES = Local Energy System).

Tabell 10.2: Data för kostnads-kalkyl av energilagrar (Tesla Motors, 2016; Bloomberg New Energy Finance, 2016; Deutsche Bank, 2015; Moseley och Garche, 2015; World Nuclear Association, 2016; valuta.se, 2016).

Beskrivning	Enhet	2016	2030
Tesla Powerpack	USD/kWh	470	190
Omvandlare	USD/250 kW	65000	87 481
Övrig utrustning	% av batterikostnad	1%	1%
Inst&transport	% av batterikostnad	20%	20%
Batteripris vid byte	USD/kWh	190	282
DoU (% av invest.kost/år)	%	1,3%	1,3%
Kalkylränta	%	6,0%	6,0%
Inflation	%	2,0%	2,0%
Livstid (80% kapacitet kvar)	år	15	20
Växelkurs	kr/USD	8,1	8,1
Restvärde (a)	USD/kWh	152	204

(a) Beräknad utifrån batteripris och batterikapacitet vid tiden för end-of-life.

<sup>3</sup>Petter Lindelöw-Marsden EON Strategi&Analys, mailkontakt den 14 april 2016

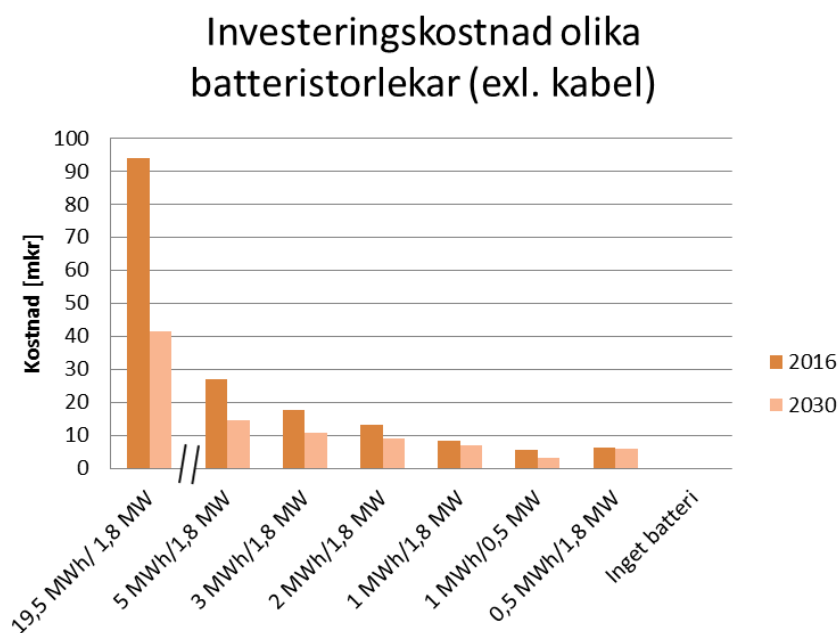
<sup>4</sup>Dr. Stuart A Norman Storage Technologies Consultant på E.ON System Solutions Department, mailkontakt den 6 maj 2016



För att hitta ett värde på batterikostnad år 2030 har fyra olika prognoser använts där ett medelvärde på en 70 %-minskning mellan 2016 och 2030 har uträknats (World Nuclear Association, 2016; Deutsche Bank, 2015; Moseley och Garche, 2015; Bloomberg New Energy Finance, 2016). Denna minskning tillsammans med inflation har använts för att få fram ett batteripris år 2030. I framtidsperspektivet där batteriet ska bytas år 2050 har batteripriset beräknats endast med inflation eftersom ytterligare prisminskning kan antas vara minimal efter 2030 (Deutsche Bank, 2015).

Till investeringskostnaden för energilagret tillkommer en kostnad för en 2,5 km lång kabel som måste dras från producenten till nätstationen samt omkostnader för nedgrävning.

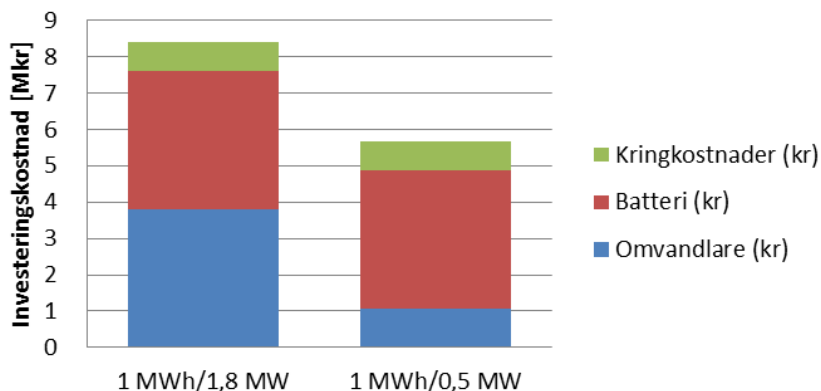
I Figur 10.3 visas investeringskostnad för energilager för olika batteristorlekar exklusive kabelkostnad. Tilläggas bör att kostnaderna inte helt stämmer överens med Case 3 där en 1,7 MW omvandlare används och alltså har en något lägre kostnad för omvandlaren. Figuren baseras på Tabell B.1 i Bilaga B där alla delkostnader visas. I Figur 10.3 ses att från 2016 till 2030 halveras investeringskostnaden för större energilager sedan blir skillnaden mindre med minskad batteristorlek. Detta beror på att ju mindre batteriet är, desto större del av investeringskostnaden består av omvandlare och övrig utrustning, som det inte antagits någon framtida prisutveckling för eftersom det varit svårt att hitta information om detta.



Figur 10.3: Investeringskostnad för olika batteristorlekar för Case 1 2016 och 2030.

I Figur 10.4 visas investeringskostnad uppdelad i delkostnader för två batterier med samma kapacitet men olika effekt på omvandlaren, detta exklusive kabelkostnad. Det ses att omvandlaren utgör nästan hälften av den totala investeringskostnaden när batteriet är i den här storleksordningen.

## Olika effekt på omvandlare



Figur 10.4: Här ses hur stor del av den totala investeringskostnaden (exklusive kabelkostnader) som omvandlaren utgör för två lika stora batterier med olika stora omvandlare.

### 10.4 Kostnader nätförstärkning

I Tabell 10.5 visas kostnader för nätförstärkning. Kabelns ekonomiska livslängd är 40 år. Detta beror på att efter 40 år minskar intäktsramen från en kabel till nätbolagen och efter 50 år fås ingen intäkt. Kostnaderna i tabellen är totalkostnader och är baserade på E.ONs egna priser och är framtagna tillsammans med Dan Andersson på E.ON Elnät<sup>5</sup>.

Tabell 10.5: Data till kostnads kalkyl för nätförstärkning.

Beskrivning	Enhet	2016	2030
Kabel PEX 3x240 12 kV	Mkr	10, 0	
12-24 kV transformatorfack	Mkr	0,318	
Plöjning	Mkr	0,793	
Avdrag för samförläggning	Mkr	-2, 55	
Total investeringskostnad	Mkr	8, 67	11, 7
Kalkylänta	%	6,0%	6,0%
Inflation	%	2,0%	2,0%
Livstid	år	35 (a)	40

(a) Egentligen 40 år, men för att passa livstiden för två batterier satt till 35

### 10.5 NPV jämförelse

Om en investering av nätförstärkning sker 2016 är investeringskostnaden 8,6 miljoner kronor och år 2030 11,6 miljoner kronor. Eftersom inga årliga kostnader för drift och underhåll tillkommer, utgörs NPV endast av investeringskostnaden.

<sup>5</sup>Dan Andersson, senior specialist på nätplanering på E.ON Elnät, möte den 12 april 2016

Tabell 10.6: NPV för investering av nätförstärkning år 2016 och 2030.

Nätförstärkning 2016		Nätförstärkning 2030	
Grundinvestering Mkr år 0	<b>8,67</b>	Grundinvestering Mkr år 0	11,7
Kalkylränta	6,0%	Kalkylränta	6,0%
Antal år	35 (a)	Antal år	40
Årliga inbetalningar/utbetalningar	-	Årliga inbetalningar/utbetalningar	-
<b>NPV</b>	<b>-8,67</b>	<b>NPV</b>	<b>-11,7</b>

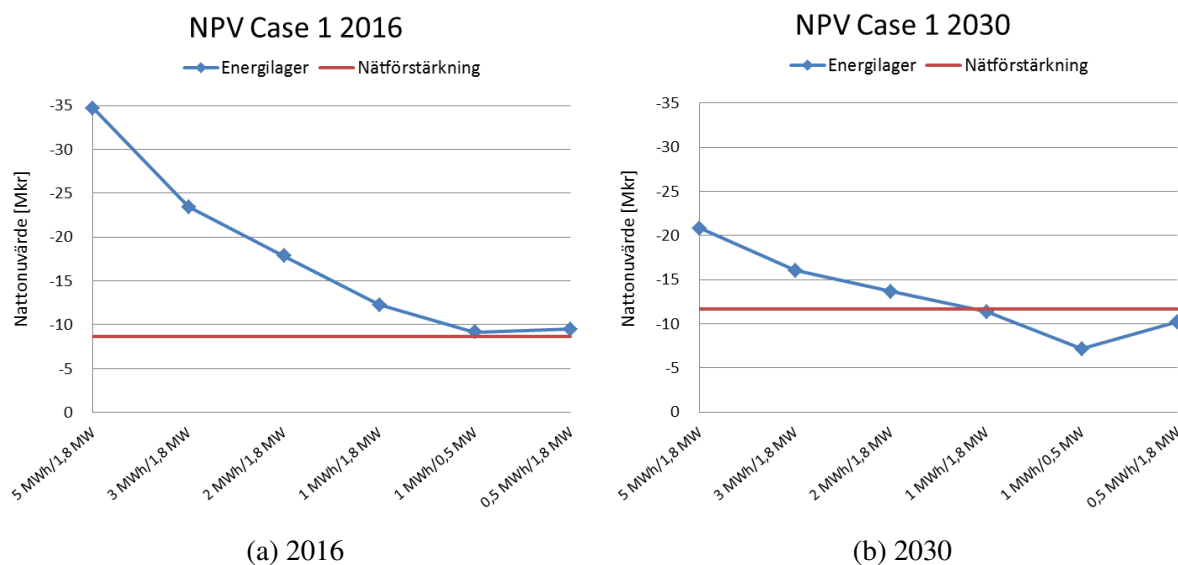
(a) Egentligen 40 år, men för att passa livstiden för två batterier satt till 35

I följande delar visas resultaten från nettonuvärdesanalysen för energilager i Case 1, 2 och 3.

### 10.5.1 Case 1 - Vindkraft

I Figur 10.7 visas NPV för olika batteristorlekar jämfört med nätförstärkning. Det ses att ett energilager i dagsläget inte är ett lönsamt alternativ till nätförstärkning.

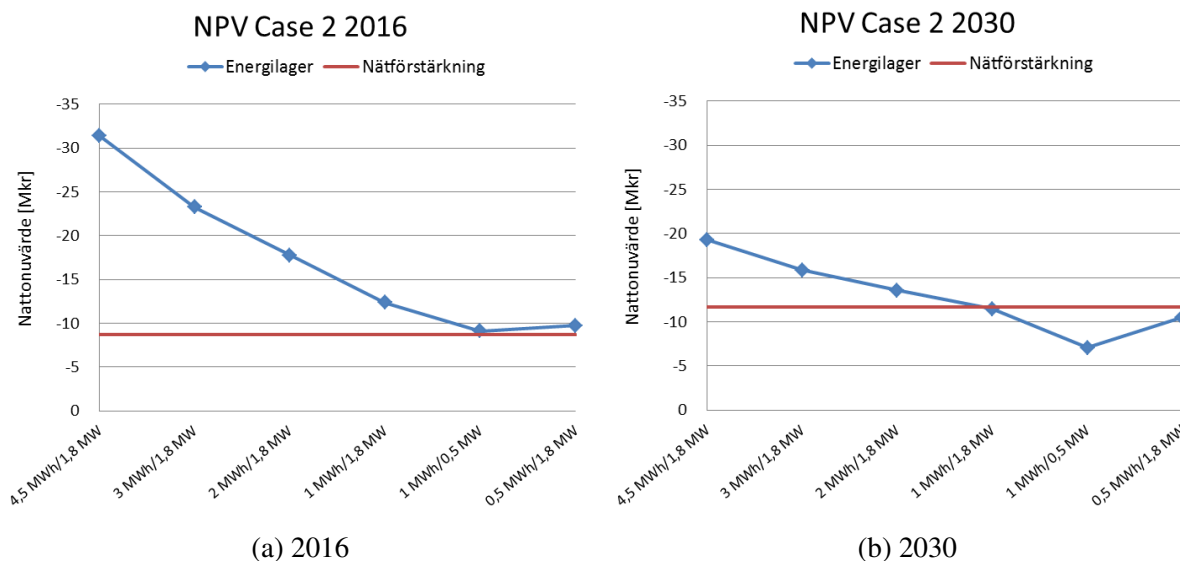
På grund av lägre batteripriser i 2030-scenariot blir energilagret här mer lönsamt än nätförstärkning. Batteriet måste dock vara 1 MWh eller mindre. Det ses också att 1 MWh-batteriet med lägre effekt på omvandlaren är betydligt mer lönsamt än batteriet med högre effekt. År 2030 utgör omvandlaren en större del av den totala investeringskostnaden än i 2016-scenariot eftersom det inte antagits någon framtida prisutveckling som det har gjorts för batterierna.



Figur 10.7: NPV för olika batteristorlekar jämfört med NPV för nätförstärkning för Case 1.

### 10.5.2 Case 2 - Solcellspark

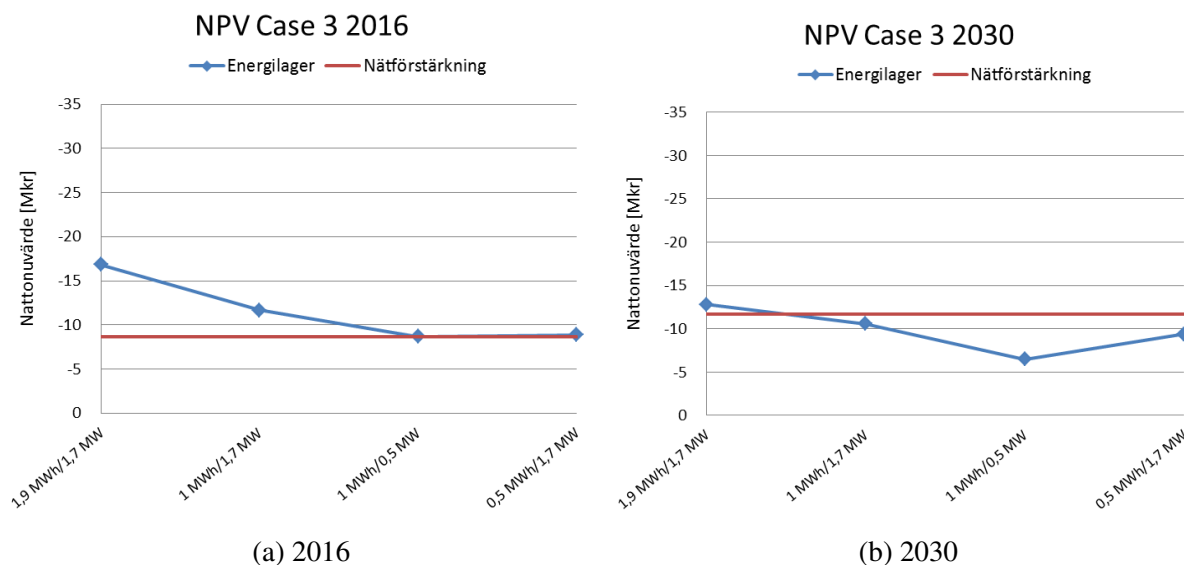
NPV-analysen i Figur 10.8 visar nästan identiska kurvor som för Case 1. Detta eftersom nedstyrningskostnaden inte skiljer fallen åt nämnvärt, samt att omvandlaren också har effekten 1,8 MW, vilket ger liknande investeringskostnader som för energilagren i Case 1.



Figur 10.8: NPV för olika batteristorlekar jämfört med NPV för nätförstärkning för Case 2.

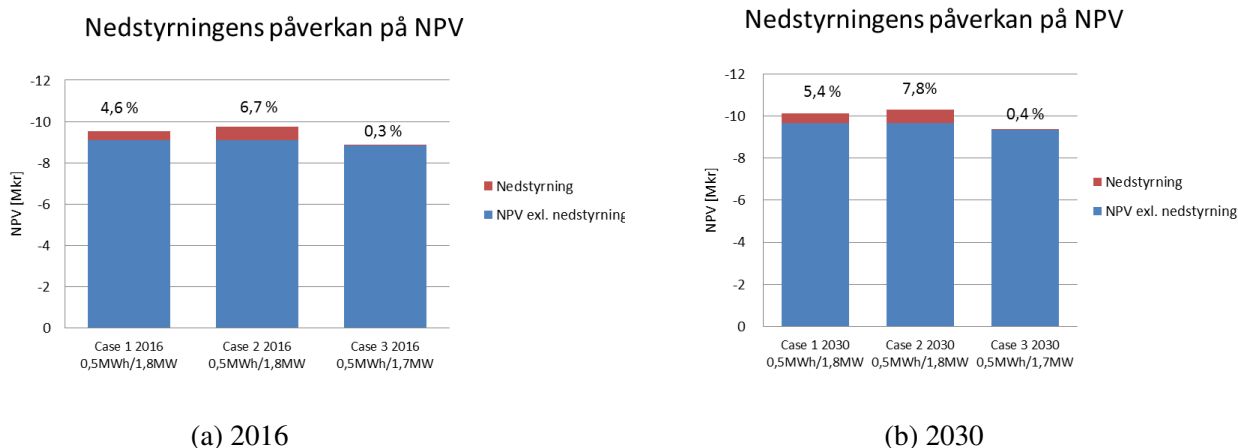
### 10.5.3 Case 3 - Vindkraft + solcellspark

I Figur 10.9 ses en skillnad mot resultaten i Case 1 och 2. Detta beror på de lägre nedstyrningskostnaderna samt till en viss del lägre kostnad för omvandlare som är drygt 250 000 kr billigare.



Figur 10.9: NPV för olika batteristorlekar jämfört med NPV för nätförstärkning för Case 3.

I Figur 10.10 ses att nedstyrningskostnaden för Case 1 och 2 är betydligt större än nedstyrningskostnaden för Case 3 som knappt är synlig. Skillnaden mellan 2016 och 2030 är att i framtidsscenariot utgör nedstyrningen en större kostnad. Detta på grund av ett ökat elpris.



Figur 10.10: Jämförelse mellan nedstyrningskostnadens påverkan på NPV för Case 1, 2 och 3 när batteriet är 0,5 MWh/1,8 MW. Procenttalet på staplarna beskriver procentuellt hur mycket nedstyrningen utgör av det totala nuvärdet.

## 10.6 Summering

Batteri som energilagring är idag inte mer lönsamt än nätförstärkning. Men i framtidsscenariot kan ett 1 MWh eller mindre batteri användas och vara billigare än nätförstärkning, detta på grund av lägre batteripriser och längre livslängd på batteriet i detta scenario.

När batterierna begränsas i storlek behövs en viss mängd nedstyrning för att inte överbelasta nätet. Skillnaden mellan casen för energilagrets NPV är liten men beror på att casen ger upphov till olika mängder nedstyrning, vilket har en viss kostnad, se Figur 10.10.

För att ett batteri ska bli lönsamt 2030 måste dimensioneringen ske på ett sätt som gör att batteriet kan ta det mesta av överproduktionen, men inte allt. Nedstyrningen påverkas inte bara av batteriets kapacitet utan också av omvandlarens effekt, samtidigt som en omvandlare utgör en stor del av investeringskostnaden för mindre batterier. För ett 1 MWh/1,8MW-batteri utgör omvandlaren hälften av investeringskostnaden. Om istället en 0,5 MW-omvandlare använts hade den totala investeringskostnaden minskat med ca 30%. Och det kan också antas att ett 0,5 MWh batteri hade blivit lönsamt i 2016-scenariot om omvandlaren varit mindre.

För att optimera omvandlaren måste priset för större effekt ställas mot kostnaden för den minskade nedstyrningen. En modell som optimerar både kapacitet och effekt för lagret skulle krävas. Beroende på vad energilagret ska användas till sker dimensioneringen på olika sätt eftersom ett energilagring kan ge olika nätnyttor.

## Kapitel 11

# MILJÖPÅVERKAN

---

*I detta kapitel analyseras miljöpåverkan för energilager respektive nätförstärkning på ett övergripande sätt. För att hela elsystemet ska vara hållbart, inte bara själva elproduktionen, är denna aspekt viktig. I det här kapitlet diskuteras också vad alternativet till energilager och nätförstärkning är, vilket gör att frågan sätts i ett större hållbarhetsperspektiv.*

---

Denna studie har inte som fokus att kvantifiera miljöpåverkan, istället beskrivs olika miljöpåverkanskategorier och hur olika komponenter framställts. I avsnitt 13.1 *Framtida studier* finns områden som är intressanta för ytterligare studier men som inte tagits med i denna studie.

### 11.1 Nätförstärkning

I den här studien består nätförstärkningen utav två stycken 12 km långa 10 kV 3·240 mm<sup>2</sup>-kablar. För att ta reda på miljöpåverkan från kabeln studeras framställning av dess ingående material samt vilken påverkan nedgrävningen har.

En kabel består av en ledare i koppar eller aluminium samt isolering- och mantelmaterial av vanligtvis plast. För kablar tjockare än 50 mm<sup>2</sup> används till största del aluminium som ledare (Ericsson, 2004). Framställning av aluminium sker i flera steg.

1. Brytning av bauxit
2. Framställning av aluminiumoxid
3. Aluminiumframställning
4. Produktframställning

Metallframställning är energiintensiv och kräver stora mängder el och värme. En stor del av miljöpåverkan som uppkommer vid framställning av metall kommer därmed från förbränning av fossila energikällor. Aluminiumproduktion gör upphov till miljöpåverkan på flera sätt, dessa är; klimatpåverkan, försurning, övergödning och marknära ozon (European Aluminium Association, 2013).

För att skydda ledaren finns även isolering- och mantelmaterial i en kabel. De är vanligen gjorda av en speciellt hållbar plast, PEX. PEX består av tvärbunden polyeten som med hjälp av tillsatta kol-

eller kiselatomer i polyetenkedjor blivit mycket stark. Plasten är tålig för mekaniska påfrestningar och klarar av stora temperaturvariationer utan att påverka kabelns livslängd (Ericsson, 2004). Plast framställs ur fossil råolja. Råoljan raffinerar till olika fraktioner med olika användningsområden. När en eftersökt monomer erhållits (eten för PEX) genomgår den polymerisation och långa kedjor av polyeten bildas. Därefter adderas kol- eller kiselatomer för att ge PEX-plasten sina speciella egenskaper (Ericsson, 2004). Både plast och metall tillverkas av icke-förnyelsebara material. Isolerplasten PEX kan inte återvinnas då det är en hårdplast. I en återvinningsfas går den till förbränning. Aluminiumet däremot kan materialåtervinnas många gånger.

Miljöpåverkan från nedgrävning av kablar anses vara minimal. Kabeln kan läggas bredvid en väg vilket medför att ingen värdefull flora eller fauna skadas. En möjlighet som skulle kunna medföra negativ påverkan på närmiljön skulle vara om förorenad mark påträffas under grävarbetet. Denna mark skulle i så fall behöva saneras innan grävarbetet kan fortsätta.

## 11.2 Batterier

Litium-jonbatterier har valts som batterimodell i denna studie. Ett litiumjonbatteri består av två elektroder, en elektrolyt, en separator och ett strömförande material. Litium ingår både i anod och katod. När litiumjonbatterier tillverkas utgår tillverkningen ofta ifrån litiumkarbonat. Från detta ämne kan litiumjärnfosfat framställas som sedan används till katoden. Det finns även andra litiumföreningar som kan användas och alla har olika fördelar och nackdelar. En är  $\text{LiAl}[\text{Si}_2\text{O}_6]$ , 8 %  $\text{Li}_2\text{O}$  och används kommersiellt för framställning av litiumföreningar.

Litium finns på många platser på jorden och reserverna beräknas till 46 miljoner ton enligt US Geologiska Undersökning. Litium kan antingen utvinnas ur saltlösningar eller ur berggrund. I bland annat Bolivia, Kina, Chile och Tibet finns naturliga akvifärer med höga salthalter som innehåller litiumföreningar. Det finns även saltsjöar under jorden med litiumfyndigheter. För att ta vara på litiumsalterna pumpas vattnet till en evaporationdamm där koncentrationen av saltet ökar då vattnet avdunstar. Vissa salter kristalliserar innan andra och på detta sätt kan olika salter sorteras ut. Med hjälp av kalk kan oönskade föreningar fällas ut och slutligen fås en saltlösning med litiumföreningar ur vilken man i ett senare skede utvinnet litiumkarbonat  $\text{Li}_2\text{CO}_3$ . Litium kan också utvinnas ur berggrund. Berggrunden sprängs och mals ner till ett pulver för att möjliggöra separation av olika erhållna mineraler. Genom olika processer fås slutligen ett litiummineral som kan användas som råvara. Att få ut litiummineral ur berggrund är långt mer energikrävande än att utvinna litiumsalt ur saltfyndigheter.

De miljöpåverkanskategorier som litiumutvinning medför är klimatpåverkan, human- och ekotoxicitet samt ozonnedbrytande utsläpp.

För all gruvdrift finns risker att mineraler läcker ut i naturen och skadar närmiljö och vattendrag.

Gruvdrift skapar stora mängder avfall då oftast endast ett fåtal mineraler eftersöks. Hur detta avfall hanteras regleras enligt lag och ska minimera risker för olika slags läckage

I Belgien finns företaget Umicore som återvinner litiumjonbatter. Den ingående processen är hemlig men först monteras batterierna isär och sedan smälts de ner för att sedan genomgå separationsprocesser där olika ingående metaller särskiljs. Nickel, kobolt, litium och koppar är exempel på ämnen som skiljs ut (Umicore, 2016) .

### **11.3 Nollalternativet**

För att kunna diskutera olika alternativs miljöpåverkan är det också viktigt att undersöka nollalternativet. I den här studien är ett alternativ till energilager och nätförstärkning att producenterna använder sig av ren nedstyrning så fort nätet blir överbelastat. Ur ett hållbarhetsperspektiv är nedstyrning ett slöseri med energiresurser och det går att tänka sig hur denna förlorade energi måste ersättas med något annat kraftslag, exempelvis kolkraft, vilket ger en negativ klimatpåverkan. I Sverige används inte kolkraft, men vi exporterar vår gröna el till andra länder som gör det. Ett annat alternativ är att den förnybara produktionen inte anläggs överhuvudtaget vilket i långa loppet gör att elsystemet inte utvecklas i en hållbar riktning.

Sveriges regering har miljömål där det tydligt framgår att Sverige ska öka sin andel förnyelsebara energikällor. Alltså är det inte rimligt att välja nollalternativet utan att hitta lösningar för att kunna ansluta så mycket förnyelsebar energi som möjligt till elnätet.



## Kapitel 12

### DISKUSSION OCH ANALYS

---

*I det här kapitlet diskuteras studiens val av metod och vad resultaten innebär. Andra områden som diskuteras är osäkerheter vid val av data, hållbarhet, energilagrets framtid på en effektmarknad samt hur applicerbar denna studie är på andra elnät.*

---

#### 12.1 Resultatets betydelse

Resultaten från simuleringarna visar att det år 2030 finns lönsamhet i att använda energilager vid anslutning av förnybar energi till nätet, istället för att förstärka nätet. Dock behöver kapaciteten på batteriet begränsas. Det leder till att all överproduktion inte kan lagras, utan istället måste produktionen styras ned vissa tillfällen under året. Denna kostnad har tagits med i investeringskalkylen och resultatet blir trots detta att mindre energilager (storlek: 1 MWh och mindre) är mer lönsamt än nätförstärkning för en investering 2030. Det ska tilläggas att simuleringar endast gjorts för ett år och därför blir resultaten i denna studie inte en definitiv sanning, utan mer en uppskattning.

Resultatet är intressant då det oftast diskuteras om hur energilager kan vara lönsamt ur ett elhandelsperspektiv på grund av möjligheten att lagra billig energi, och att sedan sälja den till ett dyrare pris. Våra resultat visar att ett energilager också kan vara av ekonomisk nytta för en elnätsägare eller producent när dessa ska ta ställning till hur en framtida produktionsanläggning ska kunna anslutas till elnätet.

Ett viktigt resultat från lönsamhetsanalysen är att ren nedstyrning är mer lönsamt än både nätförstärkning och energilager, i alla olika case och även i framtidsscenarioet. Då det inte varit studiens avsikt att undersöka detta som ett alternativ till att ansluta förnybart tas inte detta alternativ med i NPV-diagrammen i Figur 10.7 till 10.9. Att nedstyrning är det billigaste alternativet beror mycket på de låga elpriserna som råder och förhoppningsvis kan en förändring ske i framtiden så att energilager blir mer lönsamt i jämförelse. Nedstyrning av elproduktion kräver dock speciella avtal mellan elnätsbolag och elproducent. Mer om detta under avsnitt 12.2.

Utnyttjandegraden av de olika kraftslagen skiljer sig åt. För två produktionsanläggningar med 7 MW, producerar vindkraft 34% mer energi per år än en solcellsanläggning med samma maximala uteffekt eftersom solceller framförallt producerar el under sommarhalvåret. Det kan alltså hävdas att ett batteri i en viss storlek kommer till större nytta för Case 1 än Case 2 och 3, då det används

mer.

För Case 3 gör de två olika elproduktionskurvorna att batteriet kan vara litet och fortfarande ha en liten mängd nedstyrning. Resultatet visar alltså att en blandning av intermittenta produktionstyper är att föredra när ett batteri ska integreras i ett elnät. Detta kan vara en viktig insikt för både elnätsbolag och producenter, eftersom kostnader för anslutning till nätet blir mindre i detta case.

I studiens resultat kan man i Figur 10.3 se hur stor del av investeringskostnaden för energilagret som omvandlaren står för. I studien har fokus legat på dimensionering av batteriets kapacitet och inte optimering av in- och urladdningseffekt. Det kan också konstateras att ett 0,5 MWh batteri hade blivit lönsamt i 2016-scenariot om effekten på omvandlaren hade begränsats. Om denna studie tas vidare för att undersöka batterilösningar närmre bör även storleken på omvandlaren optimeras och jämföras med nedstyrning för en mer grundlig analys.

## 12.2 Nedstyrningsavtal

Resultaten visar inte bara skillnaden mellan lönsamhet av nätförstärkning och energilager, utan också vad ren nedstyrning skulle kosta. Nedstyrning är ju också ett sätt att jämna ut effekttoppar och på så sätt kunna ansluta förnybar energi till nätet och om mindre energilager ska köpas in år 2030 måste även en viss mängd nedstyrning ske. Dock kräver detta speciella avtal mellan producent och elnätsbolag eftersom all nedstyrning ger förlorade intäkter till producenten. Det går också att diskutera hur hållbart detta alternativ är.

Det finns olika alternativ för hur avtal kring nedstyrning skulle kunna se ut.

1. Producenten får ersättning för den nedstyrning som enligt nätbolaget krävs för att undvika överbelastning.
2. Ett avtal där nätägare tillåts styra ned produktionen en viss procentsats per år, exempelvis 1 % eller 0,5 %, och producenten får ingen ersättning.

I Case 1 skulle alternativ 1 innebära nästan 1,3 % nedstyrning per år. Det alternativet skulle kunna göra så att vindkraftsägaren skulle lägga ned investeringsplaner på att ansluta sig i detta elnät eftersom 1,3% av intäkterna skulle gå bort. Detta är också en simulering för ett år, och säger alltså inget om hur det skulle kunna se ut på längre sikt. Detta alternativ innebär alltså också ett risktagande från producentens sida. Alternativ 2 hade i kombination med ett energilager på 0,5 MWh eller större inneburit ett nedstyrningsavtal på mindre än 1 % per år vilket skulle kunna vara ett mer rimligt alternativ med en mindre risk för producenten.

I Case 2 hade avtalsalternativ 1 gjort att producenten tvingas styra ned produktionen med nästan 2 % per år, och det hade även här kunnat göra att solcellsparkägaren valt att inte investera. Alternativ 2

hade krävt att ett energilager på 1 MWh eller större hade köpts in för att hålla nedstyrningen under 1 % per år. Detta blir alltså dyrare än i Case 1, men är billigare än nätförstärkning år 2030.

I Case 3, som ju ger mindre överbelastning på nätet, hade istället avtalsalternativ 1 i kombination med ett litet batteri på 0,5 MWh troligen varit mest aktuellt, då det behövs väldigt lite nedstyrning.

I Figur 10.10 ses hur stor del av NPV som utgörs av nedstyrning. 2030 utgör nedstyrning en större del av NPV än 2016, detta beror både på att batteripriset är lägre 2030 än idag och att elpriserna antas öka.

### 12.3 Studiens tillämpning på andra elnät

En viktig fråga är hur denna studie kan appliceras på andra fall i framtiden. Eftersom det handlar om en fallstudie är resultatet direkt kopplat till just detta elnät, men det kan användas som en vägvisare till andra liknande fall. Fallet består av ett 10 kV nät och en potentiell anslutning av förnyelsebar elproduktion långt ut i nätet där nätet är svagt. Dessa förutsättningar leder till både spännings- och effektöverbelastning av nätet vilket i sin tur skulle kräva långa kablar för att förstärka nätet. Det finns många elnät där denna situation skulle kunna uppstå. Även om situationen är specifik så går det att konstatera att det finns fall där ett energilager är mer lönsamt än nätförstärkning när förnybar energi ska anslutas.

Dock ska det tilläggas att en kostnad för en 2,5 km kabel ingår i batteripriset då det krävs för att ansluta elproduktion till nätstationen. Denna kabelkostnad utgör 20 % av batterilösningens totala kostnad för 1 MWh/1,8 MW batteri, och ännu större procentsats för mindre batterier. Hade istället produktionen kunnat ligga närmre nätstationen hade investeringskostnaden kunnat minska rejält. Därför blir investeringskostnaderna i den här studien inte direkt jämförbara med andra elnät.

I denna studie undersöktes hur en solcellspark överbelastar nätet och hur ett batteri kan ta bort överbelastningen. Om solcellsanläggningarna istället var utspridda i nätet, exempelvis på villatak, hade energilagret vid nätstationen förmodligen kunnat vara mindre utan att nedstyrning behövts. Detta eftersom laster på lägre spänningsnivåer hade tagit upp effekten innan den nått nätstationen där batteriet sitter. En undersökning av skillnaden mellan ett fall med stora produktionsanläggningar på 10 kV-nivå och ett fall med spridd produktion på 400 V-nivå hade varit intressant att göra, men på grund av tidsbrist har detta inte varit möjligt i den här studien.

### 12.4 Osäkerheter

Depth of discharge, alltså hur långt batteriet kan ladda ur, har inte använts utan batteriet tillåts ladda ur till 0 %. I verkligheten sker inte detta. Nedstyrningen hade på grund av detta blivit något större och därmed något dyrare än beräknat i denna studie. I en mer ingående simulering än denna skulle detta behöva tas med. Även livslängd och restvärde på batterier är svårt att prognostisera. En

intressant analys hade varit att göra en riskanalys av hur mycket dessa faktorer påverkar resultatet.

Last-, solcellproduktions- och vindkraftproduktionsdata är uppmätta under olika år. Data för last och solcellsproduktion är från 2014 och vindkraftproduktionsdata från 2013. Detta anses inte vara något som påverkat studien nämnvärt. Studien är en uppskattning på hur energilagring kan användas i elnätet för att optimera nätinvesteringar och data som tagits fram har typiska variationer som laster och elproduktion har. De maximala storlekarna på batteriet samt nedstyrningens skulle kunnat blivit annorlunda. Detta skulle kunnat påverka resultatet något. Dock anses detta antagande vara rimligt med tanke på studiens syfte.

Elpriset som nedstyrningskostnaden baserades på är ett medelvärde av två prognoser. Prognoser är inga sanningar, vilket gör elpriset till en variabel som skulle kunna förändra studiens resultat. Om det blåser mycket på en plats brukar det även blåsa över större områden vilket skulle kunna innebära att elpriset sjunker när mycket el produceras samtidigt. Detta skulle innebära att elpriset för nedstyrning hade minskat.

Det har varit svårt att få fram data med tillräckligt hög tidsupplösning. Förutom för vindkraftproduktionsdata, som var i minutvärden, var lastdata i timvärden och solcellproduktionsdata i 15-minutersvärden. Då laddning av batteriet skulle simuleras med hög upplösning, för att det skulle kunna ladda effekttoppar, interpolerades all data linjärt till minutvärden. En studie där verkliga minutvärden fanns hade gjort studien något mer rättvisande men då data med så hög upplösning inte kunnat hittas anses interpolation vara den bästa lösningen för att kunna genomföra studien.

Det valdes att bortse från eventuell prisutveckling av omvandlare. Således kan denna variabel vara en osäkerhetsfaktor då det finns möjlighet att en prisutveckling sker i verkligheten.

## 12.5 Metodik

Nuvärdesmetoden användes för att kunna ta reda på vilken lönsamhet nätförstärkning och energilagring hade. För att inte göra den ekonomiska kalkylen allt för komplex jämfördes endast utgifter och grundinvesteringskostnad. I en mer verklighetstrogen investeringsanalys skulle självklart intäkter så som nättariffer, avskrivning av kabelinvestering och möjliga intäkter från energilagret tas med i beräkningen.

Idag då batterier på elnätet fortfarande är en teknik som inte används i stor skala finns inga utarbetade regler kring intäkter från batterier. Diskussioner om ägande kommer in eftersom ett nätbolag skulle lagra el vid låga elpriser och sedan vid högre elpris låta batteriet mata ut effekt till nätet. Ska då denna urladdning definieras som produktion? Enligt dagens regler får inte ett nätbolag äga produktion, vilket försvårar investeringar då den intäktsmöjlighet som är till batteriets stora fördel försvinner. För att energilagring som en del i ett elnät ska kunna bli till större ekonomisk nytta behöver

nya regler utarbetas. Detta skulle leda till en större användning av batterier och därmed skynda på teknikutveckling i området och således kunna ansluta mer förnybar energi till nätet.

Vid placering av energilagret diskuterades olika alternativ. En alternativ placering hade varit i direkt anslutning till vindkraftverken. Men eftersom det inte sker några effektuttag från laster på kabeln mellan vindkraftverken och nätstationen hade det inte blivit någon skillnad jämfört med att sätta batteriet vid nätstationen. En nackdel med att sätta batteriet ute vid vindkraftverken är att batteriet kopplas bort från nätet om det uppstår fel i kabeln. Det är därför bättre för leveranssäkerheten att sätta batteriet vid nätstationen. Ytterligare en möjlig placering hade varit i fördelningsstationen 12 km bort från vindkraftverken. Detta hade kunnat vara en bra idé om storleken på transformatorerna i den nätstationen hade varit begränsande, och inte tjockleken på kablarna. Nu är detta inte fallet och därför hade ett batteri som placerats där inte gjorts tilltänkt nytta.

### 12.5.1 Spänningsreglering

Två åtgärder användes för att hantera problemet med överspänning i nätet. Den ena åtgärden var att produktionsanläggningarna tilläts dra reaktiv effekt, vilket ledde till att spänningen sjönk och att mer skenbar effekt gick i den mest överbelastade kabeln i nätet. Den andra åtgärden var att batteriet inte fick ladda ur när spänningen redan hade nått sin övre gräns för att inte orsaka ytterligare spänningsproblem.

Spänningen höll sig till  $\pm 2,5\%$  gränsen. I den här typen av nät är det realistiskt att spänningsproblematik uppstår och det är en aspekt som är viktig för ett elnätsbolag att ständigt ha koll på. Överspänningen hade kunnat lösas på andra sätt också. Batteriet hade kunnat agera som spänningsreglerare och laddats vid överspänning. En annan idé hade varit att styra ner produktionen. Samtliga alternativ ger, för en bestämd storlek på batteriet, ett ökat behov av nedstyrning. Om batteriet skulle ladda upp under överspänningssituationer hade det oftare blivit fulladdat, vilket skulle leda till mer nedstyrning. Nu när effektfaktorn reglerats i produktionen går mer skenbar effekt i den mest överbelastade överliggande kabeln, vilket också leder till mer batteriladdning och därmed också mer nedstyrning när batteriet laddats fullt. Detta betyder att den valda lösningen innebär mer nedstyrning, vilket också alternativa lösningar hade inneburit. Således anses den valda metoden vara bra.

### 12.6 Andra nätnyttor med energilager

Förutom att minska överbelastning och spänningsvariationer finns andra nyttor för en nätägare med att använda ett energilager. Ett energilager kan öka leveranssäkerheten i nätet genom att vid avbrott fungera som reservkraft, istället för att ha ett reservkraftverk.

En annan nytta för en nätägare kan vara att använda lagret till att minska överföringskostnaderna

mot regionnätet. Under dagar då batteriet inte måste användas till att minska överbelastning i nätet, kan det istället köras så att batteriet laddar upp under låg förbrukning och laddar ur under hög förbrukning. Därmed minskas nättarifferna till det överliggande nätet. Detta skulle också kunna appliceras på producenter som med ett energilagret kan i sin tur minska sina inmatningstariffer till regionnätet.

Ett energilagret kan dessutom drivas så att det minskar förluster i nätet. Dock innehåller batteriet i sig vissa förluster samt att kringutrustning och omvandlare som också har förluster som måste beaktas. Användning av energilagret för att minska nätförluster är därför inte helt självklar. Om det inte är lönsamt kan istället en minskning av nätförluster bli en positiv bouseffekt när batteriet används primärt till ett annat syfte. En fördel med energilagret är att det är lätt att lägga till mer kapacitet om en producent väljer att utöka sin produktion. Ett energilagret kan också göra att tröskeeffekter minskar. Producenter slipper problematiken med att dela upp nätförstärkningskostnaden mellan flera potentiella producenter vilket kan göra så att producenter avvaktar eller lägger ned sina planer.

### **12.7 Energilagret på en framtida effektmarknad**

Studien utgår från att energilagret ägs av en nätägare. Om affärsmodellen istället består av att lagret skulle ägas av ett elhandelsbolag eller producent blir nyttan med lagret en annan. Då skulle lagret köpa och sälja el på spotmarknaden och utnyttja att elpriset varierar och därmed bli en slags balanskraft. I dagsläget är spotpriset lågt och prisdifferentieringen blir därför inte så stor, men detta kommer antagligen förändras framöver när mer och mer förnybart byggs in i energisystemet och elpriset blir således alltmer beroende på väderförhållanden, vilket gör att spotpriset varierar mer över dygnet. Å andra sidan, om fler elhandelsbolag köper in energilagret och använder dessa som balanskraft och den fortsatta utvecklingen på elbilsmarknaden med laddning under natten fortsätter skulle prisdifferentieringen minska.

### **12.8 Hållbarhet**

Både nätförstärkning och energilagret är till för att integrera förnybar energi, vilket är en positiv klimatåtgärd. I Sverige har elmixen redan låga koldioxidutsläpp per kWh så i detta avseende gör inte förnybar energi lika stor skillnad som det gjort i andra länder där kolkraft utgör en del av elmixen. Men med den export och import av el som sker idag mot Tyskland, Danmark och de baltiska länderna, där elmixen har ett högre koldioxidutsläpp, finns stora klimatvinster att göra när förnybart byggs ut i Sverige. Elanvändningen i Europa och världen ser ut att öka då industrin blir alltmer elektrifierad, vilket medför att mer elproduktion behövs. I de elnät där energilagret är mer lönsamt än nätförstärkning skulle ny produktion som inte tidigare var ekonomiskt lönsamt kunna byggas. Ett exempel är en plats med potentiell utbyggnad av förnybart långt ut i elnätet, som i denna studie, men detta verkar mer vara ett rimligt alternativ i framtiden än i dagsläget

## Kapitel 13

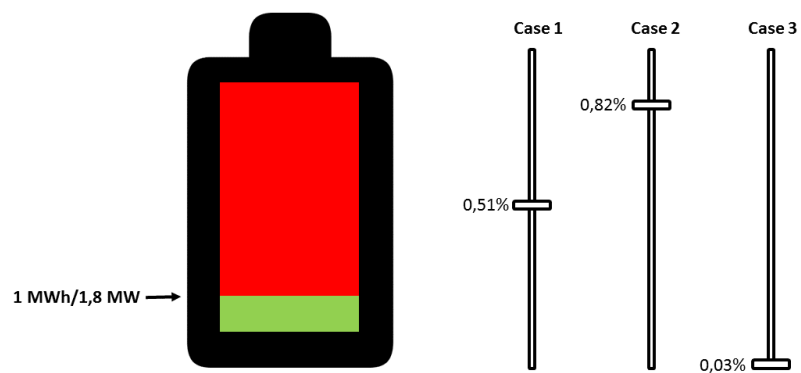
### SLUTSATSER

---

*I det här kapitlet sammanfattas vilka slutsatser som kan dras ur studien. Det introduceras även förslag på framtida studier*

---

- År 2016 finns inte lönsamhet i att använda ett batteri som energilager för något av studiens case.
- År 2030 blir energilager mer lönsamt än nätförstärkning om batteriet har en kapacitet på 1 MWh eller mindre, vilket gäller för samtliga case. Den begränsade batteristorleken kräver nedstyrning av produktion och mängden nedstyrning skiljer sig åt mellan de tre casen. I Figur 13.1 visas detta grafiskt.
- En annan sak som skiljer casen åt är hur stort batteri som krävs för att klara av att lagra alla effekttoppar. Case 1 behöver 19,5 MWh, Case 2 behöver 4,5 MWh och Case 3 1,9 MWh.
- Energilagret har dimensionerats genom att simulera olika storlekar i energikapacitet, men för att göra en mer korrekt bedömning borde även optimering av effekt på omvandlare göras eftersom denna utgör en betydande del av kostnaden för de mindre batteristorlekarna. Troligtvis hade ett 0,5 MWh batteri med en lägre effekt än 1,8 MW kunnat vara lönsam redan idag, 2016.
- Case 3 med en kombination av solceller och vindkraft ger en jämnare effektkurva och mindre överbelastning. Således kan en slutsats dras att ett sådant case är att föredra när förnybar energi ska anslutas till ett svagt nät. Dock produceras det mindre energi över året jämfört med fallet med endast vindkraft.
- Frågan om energilagret är ett hållbart alternativ jämfört med nätförstärkning är komplex, en jämförande livscykelanalys av båda alternativen skulle behövas för att kunna dra en kvantitativ slutsats av skillnaden mellan deras miljöpåverkan. Båda fallen medför dock ökad hållbarhet när de möjliggör anslutning av ny förnyelsebar elproduktion.



Figur 13.1: Batteriet visar den största batteristorlek som är lönsam (gäller för samtliga case). Nedstyrningen däremot skiljer sig åt. Här presenteras den i procent av total produktion år 2030.



### 13.1 Framtida studier

Under undersökningens gång har närliggande ämnesområden påträffats. Områdena presenteras här som förslag till intressanta studier i framtiden.

- En analys av batteriets energy pay-back time där energiåtgång vid batteriets framställning jämförs med hur mycket energi som batteriet under sin livstid kan bidra till minskade nätförluster eller nedstyrning.
- I norra Tyskland finns stora problem med nedstyrning av vindkraft. Kommer nedstyrning bli ett allt vanligare scenario även i Sverige när mer förnybar intermittent produktion integreras? Hur kan det undvikas? Vilka marknadsmässiga problem kan uppstå såsom negativa elpriser?
- Hur kan energilager komma att användas på elmarknaden i framtiden? Hur påverkas lönsamheten av ett energilager när affärsmodellen förändras på grund av en förändrad intäktsbild? Vilka regelverk måste förändras och vilka kan vinna/förlora på det?
- Vad blir skillnaden mellan att sätta ett batteri vid en nätstation i ett fall med en stor solcellspark på 10 kV/20 kV-nivå och ett fall med solpaneler på villatak på 400 V-nivå? Behövs ett mindre energilager när produktion och last tar ut varandra på en lägre spänningsnivå? Kan energilager på så sätt bli lönsamt även idag?
- En studie som denna skulle kunna kompletteras med en optimering av effekt på omvandlare. Det visade sig i resultatet att omvandlaren utgjorde en betydande del av energilagerkostnaden, vilket betyder att den liksom batteriet också borde dimensioneras för att hitta en optimal kostnadsmässig storlek.

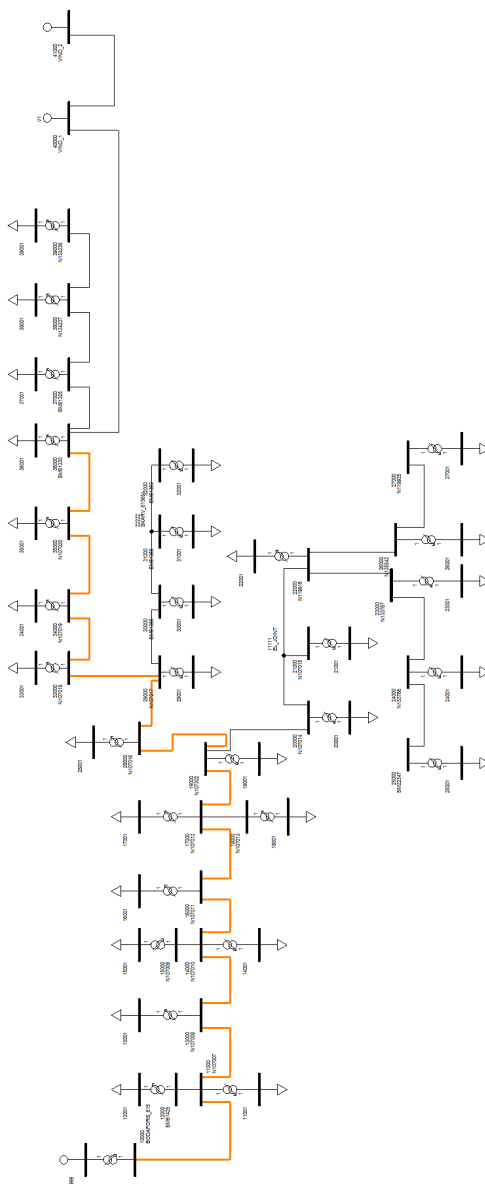
## LITTERATUR

- Alaküla, Mats, Lars Gertmar och Olof Samuelsson (2011). *Elenergiteknik*. Lund: KFS AB.
- Bloomberg New Energy Finance (2016). *Electric vehicles to be 35 percent of global new car sales by 2040*. [2016-04-20]. URL: <http://about.bnef.com/press-releases/electric-vehicles-to-be-35-of-global-new-car-sales-by-2040/>.
- Bundesnetzagentur (2015). *EEG in Zahlen 2014*.
- Deutsche Bank (2015). *Solar Grid Parity in a Low Oil Price Era*. [2016-04-20]. URL: [https://www.db.com/cr/en/docs/solar\\_report\\_full\\_length.pdf](https://www.db.com/cr/en/docs/solar_report_full_length.pdf).
- Elforsk (2012). *Förstudie Energilager anslutet till vindkraft*.
- Energi, Svensk (2002). *Anslutning av mindre produktionsanläggningar till elnätet*.
- Energikommissionen (2016). *Promemoria om de ekonomiska förutsättningarna för befintlig svensk elproduktion*.
- Energimarknadsbyrån (2016). *Så här fungerar elmarknaden*. [2016-03-01]. Energimarknadsbyrån. URL: <http://www.energimarknadsbyran.se/El/Elmarknaden/Elmarknaden/>.
- Energimarknadsinspektionen (2015). *Handel med el*. [2016-03-15]. Energimarknadsinspektionen. URL: <http://www.energimarknadsinspektionen.se/sv/el/elmarknader-och-elhandel/handel-med-el/>.
- Energimyndigheten (2015). *Vindkraftsstatistik 2014*.
- (2016). *Utvärdering av solexproduktion från Sveriges första MW-solcellspark*. [2016-05-17]. URL: <https://www.energimyndigheten.se/forskning-och-innovation/forskning/projektdatabas/sokresultat/GetDocument/?id=103749&documentName=MW-parken%20Sammanfattning%20av%20slutrapport%20rev3%2020160122.pdf>.
- E.ON (2015). *Elnätets uppbyggnad*.
- Ericsson (2004). *Kraftkabelhandboken*.
- European Aluminium Association (2013). *Environmental Profile Report for the European Aluminium Industry*. European Aluminium Association. URL: <http://european-aluminium.eu/media/1329/environmental-profile-report-for-the-european-aluminium-industry.pdf>.
- European Photovoltaic Industry Association (2014). *Global Market Outlook For Photovoltaics 2014-2018*.
- Fraunhofer ISE (2015). *Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems*.
- Larsson, Örjan och Benjamin Ståhl (2012a). *Lösningar på lager - Energilagringstekniken och framtidens hållbara energiförsörjning*. VINNOVA.

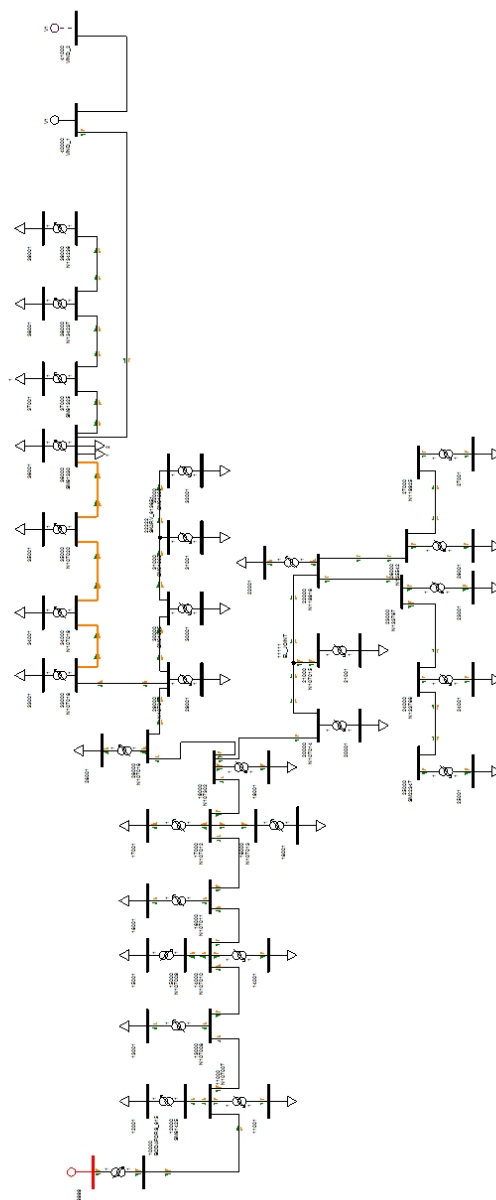
- Larsson, Örjan och Benjamin Ståhl (2012b). *Utan nät - Batterimarknadens utvecklingsmöjligheter och framtida tillväxt*. VINNOVA.
- Moseley, Patrick T. och Jurgen Garche (2015). *Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing*. Elsevier B.V.
- Nord Pool Spot (2016). *Historical Market Data*. [2016-04-15]. Nord Pool Spot. URL: <http://www.nordpoolspot.com/historical-market-data/>.
- Nordling, Anna m. fl. (2015). *Energilagring. Teknik för lagring av el*. Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA).
- NyTeknik (2013). *Bosch och GS Yuasa ska halvera batteripris*. [2013-12-09]. URL: <http://www.nyteknik.se/fordon/bosch-och-gs-yuasa-ska-halvera-batteripris-6401046>.
- (2014). *Testar energilagring i jättebatterier*. [2014-06-13]. URL: <http://www.nyteknik.se/energi/testar-energilagring-i-jattebatterier-6344636>.
- Samsung (2016). *Smart Battery Systems for Energy Storage*. [2016-04-20]. URL: [http://www.samsungdi.com/upload/ess\\_brochure/Samsung%20SDI%20brochure\\_EN.pdf](http://www.samsungdi.com/upload/ess_brochure/Samsung%20SDI%20brochure_EN.pdf).
- Sandia National Laboratories (2013). *DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA*.
- Siemens (2016). *Power Transmission System Planning Software*. [2016-04-11]. Siemens. URL: <http://w3.siemens.com/smartgrid/global/en/products-systems-solutions/software-solutions/planning-data-management-software/planning-simulation/pages/pss-e.aspx>.
- Statistiska centralbyrån (2015). *Tillförsel och användning av el 2001-2014 (GWh)*. [2016-03-01]. Statistiska centralbyrån. URL: [http://www.scb.se/sv\\_/Hitta-statistik/Statistik-efter-amne/Energi/Tillforsel-och-anvandning-av-energi/Arlig-energistatistik-el-gas-och-fjarrvarme/6314/6321/24270/](http://www.scb.se/sv_/Hitta-statistik/Statistik-efter-amne/Energi/Tillforsel-och-anvandning-av-energi/Arlig-energistatistik-el-gas-och-fjarrvarme/6314/6321/24270/).
- Swedish Energy Agency (2015). *National Survey techreport of PV Power Applications in Sweden 2014*.
- Svk (2009). *Tröskeleffekter och förnybar energi*. Svenska Kraftnät.
- (2015). *Balansansvar*. [2016-03-15]. Svk. URL: <http://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/balansansvar/>.
- Tesla Motors (2016). *Design Your Powerpack System*. [2016-04-27]. URL: [www.teslamotors.com/powerpack/design#/](http://www.teslamotors.com/powerpack/design#/).
- Umicore (2016). *Process*. [2016-05-08]. URL: <http://www.batteryrecycling.unicore.com/UBR/process/>.
- valuta.se (2016). *Valutaomvandlare*. [2016-04-20]. URL: [www.valuta.se](http://www.valuta.se).
- World Nuclear Association (2016). *Renewable Energy and Electricity*. [2016-04-20]. URL: <http://www.world-nuclear.org/information-library/energy-and-the-environment/renewable-energy-and-electricity.aspx>.

*Bilaga A*

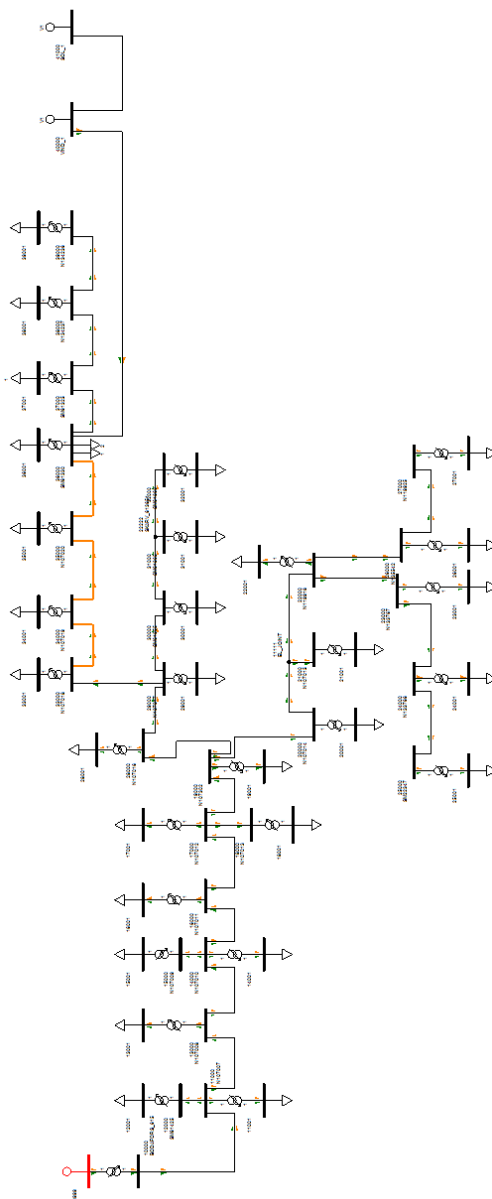
## ÖVERBELASTNING I NÄT PSS/E-BILD



Figur A.1: Resultat från simulering utan batteri. Ledningar i orange är överbelastade.



Figur A.2: Resultat från solsimulering utan batteri. Ledningar i orange är överbelastade.



Figur A.3: Resultat från sol+vind-simulering utan batteri. Ledningar i orange är överbelastade.

## Bilaga B

## KOSTNADER OCH NETTONUVÄRDE

Tabell B.1: Kapacitet i MWh, effekt är omvandlarens effekt i MW, nedstyrning i MWh/år. Kostnader angivna i svenska kronor, Dou i kr/år. Kabel 2,5 km (ingår i NPV men ej inv.kostnad): 2016 - 1,7 Mkr och 2030 - 2,3 Mkr.

## Case 1 2016

Kapacitet	Effekt	Nedstyrning	Batteri	Omvandlare	Kringkostnader	Total inv.kostnad	Batteribyte	DoU	Restvärde	NPV	Varav nedstyrning
19,5	1,8	0	74 411 622	3 790 800	15 626 441	<b>93 828 863</b>	30 044 474	1 219 775	24 035 579	<b>-116 937 274</b>	0
5	1,8	21	19 035 000	3 790 800	3 997 350	<b>26 823 150</b>	7 685 581	348 701	6 148 465	<b>-34 699 523</b>	-134 002
3	1,8	33	11 421 000	3 790 800	2 398 410	<b>17 610 210</b>	4 611 349	228 933	3 689 079	<b>-23 445 562</b>	-205 733
2	1,8	42	7 614 000	3 790 800	1 598 940	<b>13 003 740</b>	3 074 232	169 049	2 459 386	<b>-17 839 505</b>	-262 521
1	1,8	57	3 807 000	3 790 800	799 470	<b>8 397 270</b>	1 537 116	109 165	1 229 693	<b>-12 274 405</b>	-360 267
1	0,5	88	3 807 000	1 053 000	799 470	<b>5 659 470</b>	1 537 116	73 573	1 229 693	<b>-9 180 972</b>	-556 239
0,5	1,8	69	1 903 500	3 790 800	399 735	<b>6 094 035</b>	768 558	79 222	614 846	<b>-9 520 559</b>	-437 844
0	0,0	146	0	0	0	<b>0</b>	0	0	0	<b>-2 616 957</b>	-920 225

## Case 1 2030

Kapacitet	Effekt	Nedstyrning	Batteri	Omvandlare	Kringkostnader	Total inv.kostnad	Batteribyte	DoU	Restvärde	NPV	Varav nedstyrning
19,5	1,8	0	30 044 474	5 101 918	6 309 340	<b>41 455 731</b>	44 644 508	538 925	32 348 725	<b>-56 220 935</b>	0
5	1,8	21	7 685 581	5 101 918	1 613 972	<b>14 401 471</b>	11 420 369	187 219	8 275 024	<b>-20 838 179</b>	-168 222
3	1,8	33	4 611 349	5 101 918	968 383	<b>10 681 650</b>	6 852 222	138 861	4 965 015	<b>-16 040 150</b>	-258 270
2	1,8	42	3 074 232	5 101 918	645 589	<b>8 821 739</b>	4 568 148	114 683	3 310 010	<b>-13 667 403</b>	-329 561
1	1,8	57	1 537 116	5 101 918	322 794	<b>6 961 828</b>	2 284 074	90 504	1 655 005	<b>-11 346 072</b>	-452 268
1	0,5	88	1 537 116	1 417 199	322 794	<b>3 277 110</b>	2 284 074	42 602	1 655 005	<b>-7 138 731</b>	-698 284
0,5	1,8	69	768 558	5 101 918	161 397	<b>6 031 873</b>	1 142 037	78 414	827 502	<b>-10 221 440</b>	-549 655
0	0,0	146	0	0	0	<b>0</b>	0	0	0	<b>-3 438 799</b>	-1 155 221

## Case 2 2016

Kapacitet	Effekt	Nedstyrning	Batteri	Omvandlare	Kringkostnader	Total inv.kostnad	Batteribyte	DoU	Restvärde	NPV	Varav nedstyrning
4,5	1,8	0,0	16 941 150	3 769 740	3 557 642	<b>24 268 532</b>	6 840 167	315 491	5 472 134	<b>-31 425 652</b>	0
3	1,8	6,5	4 611 349	3 790 800	2 398 410	<b>17 610 210</b>	4 611 349	228 933	3 689 079	<b>-23 280 844</b>	-41 015
2	1,8	27,8	7 614 000	3 790 800	1 598 940	<b>13 003 740</b>	3 074 232	169 049	2 459 386	<b>-17 752 366</b>	-175 383
1	1,8	68,7	3 807 000	3 790 800	799 470	<b>8 397 270</b>	1 537 116	109 165	1 229 693	<b>-12 347 771</b>	-433 633
1	0,5	75,8	3 807 000	1 053 000	799 470	<b>5 659 470</b>	1 537 116	73 573	1 229 693	<b>-9 103 528</b>	-478 795
0,5	1,8	102,6	1 903 500	3 790 800	399 735	<b>6 094 035</b>	768 558	79 222	614 846	<b>-9 730 724</b>	-648 009
0	0	153,4	0	0	0	<b>0</b>	0	0	0	<b>-2 665 087</b>	-968 354

## Case 2 2030

Kapacitet	Effekt	Nedstyrning	Batteri	Omvandlare	Kringkostnader	Total inv.kostnad	Batteribyte	DoU	Restvärde	NPV	Varav nedstyrning
4,5	1,8	0,0	6 840 167	5 073 574	1 436 435	<b>13 350 176</b>	10 164 129	173 552	7 364 772	<b>-19 291 479</b>	0
3	1,8	6,5	4 611 349	5 101 918	968 383	<b>10 681 650</b>	6 852 222	138 861	4 965 015	<b>-15 833 369</b>	-51 488
2	1,8	27,8	3 074 232	5 101 918	645 589	<b>8 821 739</b>	4 568 148	114 683	3 310 010	<b>-13 558 012</b>	-220 170
1	1,8	68,7	1 537 116	5 101 918	322 794	<b>6 961 828</b>	2 284 074	90 504	1 655 005	<b>-11 438 172</b>	-544 369
1	0,5	75,8	1 537 116	1 417 199	322 794	<b>3 277 110</b>	2 284 074	42 602	1 655 005	<b>-7 041 510</b>	-601 063
0,5	1,8	102,6	768 558	5 101 918	161 397	<b>6 031 873</b>	1 142 037	78 414	827 502	<b>-10 485 274</b>	-813 489
0	0	153,4	0	0	0	<b>0</b>	0	0	0	<b>-3 499 219</b>	-1 215 641

## Case 3 2016

Kapacitet	Effekt	Nedstyrning	Batteri	Omvandlare	Kringkostnader	Total inv.kostnad	Batteribyte	DoU	Restvärde	NPV	Varav nedstyrning
1,9	1,7	0,0	7 294 212	3 580 200	1 531 785	<b>12 406 197</b>	2 945 115	161 281	2 356 092	<b>-16 848 274</b>	0
1	1,7	2,5	3 807 000	3 580 200	799 470	<b>8 186 670</b>	1 537 116	106 427	1 229 693	<b>-11 676 685</b>	-15 578
1	0,5	3,8	3 807 000	1 053 000	799 470	<b>5 659 470</b>	1 537 116	73 573	1 229 693	<b>-8 649 028</b>	-24 294
0,5	1,7	4,6	1 903 500	3 580 200	399 735	<b>5 883 435</b>	768 558	76 485	614 846	<b>-8 858 555</b>	-28 871
0	0	11,0	0	0	0	<b>0</b>	0	0	0	<b>-1 766 332</b>	-69 599

## Case 3 2030

Kapacitet	Effekt	Nedstyrning	Batteri	Omvandlare	Kringkostnader	Total inv.kostnad	Batteribyte	DoU	Restvärde	NPV	Varav nedstyrning
1,9	1,7	0,0	2 945 115	4 818 478	618 474	<b>8 382 067</b>	4 376 286	108 967	3 170 989	<b>-12 789 977</b>	0
1	1,7	2,5	1 537 116	4 818 478	322 794	<b>6 678 388</b>	2 284 074	86 819	1 655 005	<b>-10 570 795</b>	-19 557
1	0,5	3,8	1 537 116	1 417 199	322 794	<b>3 277 110</b>	2 284 074	42 602	1 655 005	<b>-6 470 944</b>	-30 498
0,5	1,7	4,6	768 558	4 818 478	161 397	<b>5 748 433</b>	1 142 037	74 730	827 502	<b>-9 365 462</b>	-36 243
0	0	11,0	0	0	0	<b>0</b>	0	0	0	<b>-2 370 951</b>	-87 373