



CHALMERS
UNIVERSITY OF TECHNOLOGY



Lagringsbehov i form av vätgas/batteri/annat-lager för ett 100 % förnybart elsystem för Sverige

Kandidatarbete inom Elkraftteknik, Elektroteknik

Elin Ekstedt, Joel Gyllenstedt, Alexander Hjalmarsson Vangebo & Ebba Wolfbrandt

INSTITUTIONEN FÖR ELEKTROTEKNIK

CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA

Göteborg, Sverige 2026

www.chalmers.se

KANDIDATARBETE 2026

**Lagringsbehov i form av
vätgas/batteri/annat-lager för ett 100 %
förnybart elsystem för Sverige**

ELIN EKSTEDT, JOEL GYLLENSTEDT, ALEXANDER
HJALMARSSON VANGEBO & EBBA WOLFBRANDT



CHALMERS
UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

Institutionen för elektroteknik
Elkraftsteknik
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg, Sverige 2026

Lagringsbehov i form av vätgas/batteri/annat-lager för ett 100 % förnybart elsystem för Sverige

ELIN EKSTEDT, JOEL GYLLENSTEDT, ALEXANDER HJALMARSSON VANGEBO & EBBA WOLFBRANDT

© ELIN EKSTEDT, JOEL GYLLENSTEDT, ALEXANDER HJALMARSSON VANGEBO & EBBA WOLFBRANDT, 2026.

Handledare: Torbjörn Thiringer, Elkraftsteknik & Meryem Ahouad, Elkraftsteknik
Examinator: Jimmy Ehnberg, Elkraftsteknik

Kandidatarbete 2026
Institutionen för Elektroteknik
Elkraftsteknik
Chalmers Tekniska Högskola
SE-412 96 Göteborg
Telefon +46 31 772 1000

Försättsblad: En representation av energilagring tillsammans med vatten- och vindkraft (Skapad av ChatGPT, 2026)

Formaterad i L^AT_EX
Tryckt av Chalmers Digitaltryck
Göteborg, Sverige 2026

Lagringsbehov i form av vätgas/batteri/annat-lager för ett 100 % förnybart elsystem för Sverige

ELIN EKSTEDT, JOEL GYLLENSTEDT, ALEXANDER HJALMARSSON VANGEB
BO & EBBA WOLFBRANDT

Institutionen för Elektroteknik

Chalmers Tekniska Högskola

Abstract

In the pursuit of a 100% renewable electricity system in the SE3 area in Sweden, a possible solution could be energy storages systems. Data such as todays production, consumption, costs and environmental impact were researched to be used in a linear optimisation model. By setting limitations, the model could compute an estimate of the total price for production and investment cost for different scenarios. This resulted in information of how a change in, for example, how the price of batteries could impact the investment in energy storage. By analyzing these scenarios a couple of assumptions could be made regarding to what approach would be most cost effective and achievable in terms of reaching a 100% renewable energy system in the SE3 area.

The results show that a solution using a combination of batteries, hydrogen energy storage and pumped hydropower could be a good option for minimizing cost and environmental impact while stabilizing the grid and maximizing energy efficiency. By only using a single source of storage the results showed that batteries and pumped hydro would each cost more than 900 billion SEK compared to a combination which would cost less than 300 billion SEK. The model further showed that the price of pumped hydropower and batteries highly influences the optimal investment. A small price reduction would greatly increase the investment in these storages.

Nyckelord: energilagring, förnyelsebar energi, variationshantering, bränslecell, vätecell, batteri, pumpad vattenkraft, elnät, teknoekonomisk analys.

Förord

Detta kandidatarbete presenterar resultaten av undersökningen om huruvida det är möjligt att göra elområdet SE3 i Sverige helt förnybart genom energilagring. Arbetet utfördes på Chalmers Tekniska Högskola under vårterminen 2026 vid Institutionen för Elektroteknik och genomfördes av Elin Ekstedt, Joel Gyllenstedt, Alexander Hjalmarsson Vangebo och Ebba Wolfbrandt där författarna själva ansvarar för eventuella fel och brister.

Vi vill rikta ett stort tack till våra handledare Torbjörn Thiringer och Meryem Ahouad samt vår examinator Jimmy Ehnberg för deras stöd och vägledning i detta arbete.

Lista av Förkortningar

Nedan är en lista av förkortningar som har använts i detta kandidatarbete, listade i alfabetisk ordning:

BMS	Battery Managment System
LRC	Lined Rock Cavern

Nomenklatur

Nedan följer nomenklaturen för dataset, parametrar och variabler som har använts genom hela detta kandidatarbete.

Mängder

p	Produktionsteknologier
l	Lagringsteknologier
t	Timmar under ett år

Parametrar

c_p	Elkostnad för kraftverk p [kr/MWh]
CAP_p	Maxeffekt för produktionsteknologi p [MW]
D_t	Elbehov under timme t [MWh]
WP_t	Andel av maxeffekten som är tillgänglig hos vindkraftverk vid timme t [%]
SP_t	Andel av maxeffekten som är tillgänglig hos solceller vid timme t [%]
FLH_v	Fullasttimmar för vattenkraft [h]
i_p	Investeringskostnad för produktionsteknologi p [kr/MW]
i_l^P	Investeringskostnad för effekt hos lagringsteknologi l [kr/MW]
i_l^E	Investeringskostnad för energi hos lagringsteknologi l [kr/MWh]
η_l^{in}	Laddningsverkningsgrad hos lagringsteknologi l [%]
η_l^{out}	Urladdningsverkningsgrad hos lagringsteknologi l [%]
λ_l	Andel energi som förloras per timme i lager l [%/h]

Variabler

$x_{p,t}$	Mängd genererad el av kraftverk p under timme t [MWh]
X_p	Total investering i maxeffekt för kraftverk p [MW]
$charge_{l,t}$	Mängden energi som lagras i lagerteknologi l vid timme t [MWh]
$discharge_{l,t}$	Uttagen energi ur lagerteknologi l vid timme t [MWh]
$E_{l,t}$	Energimängd i lagerteknologi l vid slutet av timme t [MWh]
X_l^E	Investering i energikapacitet för lagerteknologi l [MWh]
X_l^P	Investering i maxeffekt för lagerteknologi l [MW]

Innehåll

Lista av Förkortningar	ix
Nomenklatur	xi
1 Inledning	1
1.1 SE elområde	1
1.2 Energilagring	2
1.3 Syfte	2
1.3.1 Avgränsningar	3
1.4 Forskningsöversikt	3
2 Teori	5
2.1 Sveriges elnät	5
2.2 Energilagringens roll i elnätet	6
2.3 Elproduktionens olika slag	6
2.3.1 Vattenkraft	7
2.3.2 Kärnkraft	8
2.3.3 Solkraft	8
2.3.4 Vindkraft	9
2.4 Lagringsmetodernas funktion	10
2.4.1 Batterilagring	10
2.4.2 Vätelagring	11
2.4.3 Pumpad vattenkraft	13
3 Metod	15
3.1 Modellering	15
3.1.1 Mängder	15
3.1.2 Variabler	16
3.1.3 Parametrar	16
3.1.4 Valutaväxling och inflationsjustering	18
3.1.5 Målfunktion och bivillkor	18
3.2 Scenarion	20
3.2.1 Scenario 1 - Huvudscenario	20
3.2.2 Scenario 2 - Lägre lagringspriser	21
3.2.3 Scenario 3 - Vattenkraftens eliminering	21
3.2.4 Scenario 4 - Investering om enbart en lagringstyp används	21
3.2.5 Scenario 5 - Lägre investeringskostnad för pumpad vattenkraft	21

3.2.6	Scenario 6 - lägre investeringskostnad för batterilagring samt pumpad vattenkraft	22
4	Resultat	23
4.1	Huvudscenario	23
4.2	Lägre lagringspriser	24
4.3	Vattenkraftens eliminering	25
4.4	Investering om enbart en lagringstyp används	26
4.5	Lägre investeringskostnad för pumpad vattenkraft	26
4.6	Lägre investeringskostnad för batterilagring samt pumpad vattenkraft	28
5	Diskussion	31
5.1	Huvudscenario	31
5.2	Lägre lagringspriser	32
5.3	Utan vattenkraft	33
5.4	Begränsning till enbart ett av lagringsalternativen	33
5.5	Lägre investeringskostnad för pumpad vattenkraft	34
5.6	Billigare investeringskostnad för batterilagring samt pumpad vattenkraft	35
5.7	Metod och felkällor	36
6	Slutsats	39
A	Appendix 1	I
A.1	Beräkning av i_1^P och i_1^E	I
A.2	Beräkning av η_i^{in} och η_i^{out} från η_i^{RTE}	I
A.3	Prispunkter för elektrolysör och bränslecell	II

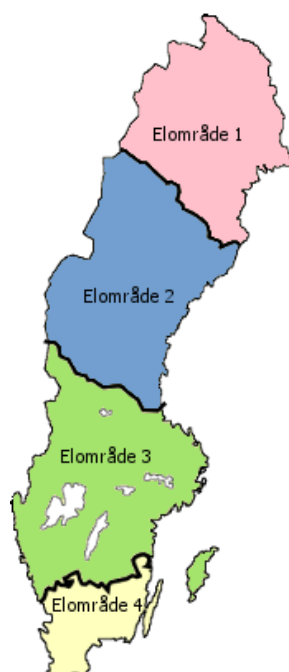
1

Inledning

I strävan efter ett mer miljövänligt sätt att leva har länder runtom i världen tagit sig ann utmaningen av att elektrifiera vardagen. Sverige är inget undantag och teknologin utvecklas ständigt för att nå målet om nettonollutsläpp till 2045 [1]. En av dessa teknologier är förnyelsebara energikällor och elektriska lagringsmetoder vilket är fokuset i denna rapport.

1.1 SE elområde

Självklart kommer elektrifieringen med egna utmaningar där till exempel produktion och konsumtion konstant måste balanseras mot varandra. Varför just detta är en utmaning är att produktionen och konsumtionen inte är jämnt fördelade i landet. Befolkningsmängden i södra Sverige bidrar till högre konsumtion där den egna produktionen inte alltid täcker behovet. I norra Sverige kan en större mängd el produceras i förhållande till områdets konsumtion varpå en stor andel av elproduktionen transporteras söderut. Man har delat in Sverige i fyra olika områden, så kallade elområden eller SE-områden, se figur 1.1.



Figur 1.1: Uppdelning av Sveriges elområden. [2]. Återgiven med tillstånd.

Uppdelningen av dessa fyra elområden finns för att man på ett lätt sätt ska kunna effektivisera och bevaka produktion, förbrukning och kostnader kopplat till el. SE1 börjar längst upp i norr och sträcker sig ungefär till Skellefteå. Därefter tar SE2 vid som sträcker sig till Gävle där SE3 börjar. Sist börjar SE4 vid Oskarshamn och täcker resten av södra Sverige.

De olika elområdena har olika förutsättningar när det kommer till produktion eftersom Sveriges landskap är väldigt annorlunda i alla områdena. I SE1 och SE2 finns det mycket vattendrag som är lämpligt för vattenkraft vilket också är den främsta produktionen i dessa områden. Produktionen i dessa områden står för cirka 45% av Sveriges totala produktion [3]. SE3 har Sveriges alla tre kärnkraftverk vilket resulterar i totalt sex reaktorer som är i drift vilket står för ungefär 30% av den totala elproduktionen i Sverige [4]. Trots att kärnkraften är en väsentlig producent så finns det också en del vindkraft i SE3. Slutligen kommer SE4 där den främsta elproduktionen består av vindkraft [5]. Problematiken som uppstår är kopplad till var den högsta elförbrukningen i Sverige sker. Majoriteten av Sveriges befolkning bor söder om Gävle, cirka nio av tio miljoner människor, [6] vilket betyder att den högsta elkonsumentionen sker i de södra elområdena.

1.2 Energilagring

Intresset för energilagring har ökat kraftigt och har sin plats i framtiden som ett sätt att förverkliga målen om miljövänlig energi. Några lagringsalternativ med god potential att implementeras till en större grad i elsystemet är batterier, vätgaslagring samt pumpad vattenkraft. Eftersom många av de fossilfria alternativen varierar mycket i hur mycket el de kan producera och vid vilka tillfällen möjliggör lagringsalternativen ett sätt att maximera deras användning över tid och hantera variationen i elproduktionen. I övrigt gynnas säkerheten och tillförlitligheten i systemet med mer redundans. Elektriska apparater som är känsliga för avbrott eller fluktuerande frekvens får en säkrare matning vilket ökar tillförlitligheten och i många fall deras livslängd.

1.3 Syfte

Rapportens syfte är att undersöka huruvida elproduktionen i prisområdet SE3 kan göras 100% förnybart med hjälp av kombinationer av förnyelsebar el och olika energilagringmöjligheter samtidigt som energibalanseringskravet och efterfrågan möts. Målet är att rapporten ska ge en objektiv insikt i hur ett sådant system påverkar kostnader, samhället och miljön.

Vidare kommer lagringsalternativen undersökas ur ett ekonomiskt och socialt perspektiv för att därefter jämföras. Detta för att förstå hur olika val av lagring och energigenerering kommer att påverka det slutliga resultatet. Undersökningarna kommer bland annat presentera lagringsmetodernas samspel med varandra och med produktionsteknologierna i systemet, samt hur känsliga de är för framtida kostnads-

reduceringar. Slutligen kommer resultatet analyseras för att skapa en klar bild av vilka fördelar samt nackdelar denna teknologi kommer att medföra ur ett tekniskt, ekonomiskt och miljömässigt aspekt. Rapporten ska kunna agera som hjälp för att förbättra energisektorn SE3, vilket innebär en lägre kostnad, mindre miljöpåverkan och högre energikapacitet.

1.3.1 Avgränsningar

Projektet kommer att begränsa sig till solkraft, vindkraft och vattenkraft som elproducenter. Valet av elproducenter baseras på vilka förnyelsebara energikällor som har potential att försörja el i elområdet SE3. Vattenkraften antas användas i samma utsträckning som dagens användning, eftersom nuvarande regelverk, främst vattendirektivets implementering i Sverige, begränsar utbyggnaden av vattenkraft [7]. För att avgränsa projektet, då det finns begränsat med tid och resurser, så kommer import och export av el inte undersökas. Istället kommer SE3 undersökas som ett självförsörjande område.

Lagringsmöjligheterna som kommer att användas är pumpad vattenkraft, vätgas och batterier, då vätgas är en bra kandidat för långtidslagring och batterier för korttidslagring av energi [8]. Pumpad vattenkraft kommer även att användas då teknologin är en väl beprövad lagringsmöjlighet på elnätsskala [9]. För vätgas- och batterilösningen kommer generaliserade värden att användas för att fokusera på ett 100 % förnyelsebart energisystem ens är möjligt till ett rimligt pris, snarare än att utvärdera vilken typ av vätgas- eller batteriteknik som är mest lämplig.

Energibehovet kommer att antas vara likvärdigt med dagens behov även i det scenario som gäller 2055 då ett antagande görs att ökad effektivitet i elsystemet kompenserar för en ökad elkonsumtion. Alla investeringar som görs i ytterligare produktion eller lagring av energi har antagits vara utbyggda och redo att implementeras direkt. Investeringskostnaderna skrivs inte av, utan totala investeringskostnaderna räknades med i totalsumman för ett år.

1.4 Forskningsöversikt

Forskningen om framtidens elsystem visar att behovet av resurser som kan bidra till kontinuerlig balansering, såsom vätgas, batterilagring och andra flexibilitetsresurser, ökar med en förväntad högre andel elproduktion från vind- och solkraft [10]. Studier av det svenska energisystemet mot år 2045 visar dessutom att vätgaslager och andra lagringsformer ökar möjligheten att integrera vindkraft genom att förbättra elsystemets flexibilitet [11]. Tidigare analyser av det svenska elsystemet visar tydliga skillnader mellan områdena angående produktion, produktionsmix och konsumtion [12]. Sammantaget visar tidigare forskning att flera energilagringstekniker behöver analyseras i samspel [11]. Samtidigt finns ett behov av mer samlade studier av SE3 som ett självförsörjande förnybart elsystem med fokus på balans och lagringsbehov, vilket detta kandidatarbete kommer att behandla.

2

Teori

2.1 Sveriges elnät

Sveriges elnät är ett system som förenklat består av produktionsanläggningar, transportnät och förbrukare. El produceras för att sedan transporteras till den förbrukare som behöver den. Nätet i sig består av ett så kallat transmissionsnät och ett distributionsnät som har olika uppgifter. Transmissionsnätets uppgift är att transportera el främst från norra Sverige där det råder elöverskott till södra delarna där förbrukningen är högre. I figur 2.1 kan man se hur nordens transmissionsnät är uppbyggt och kopplat i olika variationer. För att minska energiförlusterna i dessa transportledningar så transformeras spänningen till ca $400kV$. Distributionsnätet likt namnet har till uppgift att distribuera elen till regions- och lokalnäten och har därför en lägre spänning [13], [14].



Figur 2.1: Karta över transmissionsnätet. [15]. Återgiven med tillstånd.

Det finns en teknisk begränsning för hur mycket el som kan överföras i nuvarande elnät, som är beroende av en rad olika faktorer. Exempelvis om det sker underhåll på någon ingående del, vilken temperatur som råder, riktningen på elflödet samt balansen mellan konsumtion och produktion. Allt detta påverkar till sist priserna för respektive elområde [13].

Sveriges elanvändning förväntas att öka med omställningen till ett fossilfritt samhälle och att elektrifieringen ökar, främst inom industri- och transportsektorn [16]. I takt med elektrifieringen av samhället ökar kraven på elsystemet, men energieffektivisering och flexibel elanvändning kan minska behovet av utbyggnad av elnät och elproduktion [17]. Detta tillsammans med underhåll av existerande delar av elnätet kan dryga ut tiden det tar att få en fungerande infrastruktur som kan möta dagens men också morgondagens behov.

2.2 Energilagringens roll i elnätet

Energilagring är ett sätt för Sverige att kunna möjliggöra 100% förnybar el genom att lagra samt använda elen när det är fördelaktigt. Genom att lagra elen när det finns ett överskott och den är billig gör så att man kan använda den när priserna är höga då ett underskott råder [18]. Detta kan eliminera behovet av att producera el via fossila källor vid tillfällena då tillgängligheten på fossilfria alternativ är begränsad, till exempel när det är vindstilla eller mörkt. Både kvalitén och stabiliteten förbättras eftersom möjligheten då finns att komplettera energin från icke-planerbar kraft så att elkonsumtionen alltid tillses.

Det finns olika typer av lagringssystem och för att göra ett bra val är det viktigt att undersöka ifall systemens egenskaper är adekvata för ändamålet. Svenska kraftnät skriver bland annat att det är av vikt att veta hur lång tid som krävs för att systemen ska laddas upp och hur lång tid det tar att laddas ur. Även hur laddningen hålls under lång tid och de eventuella förlusterna som sker är väsentliga att känna till. En annan viktig egenskap är svarstiden, vilket är tiden det tar för ett system att ställas om från laddning eller tomgång till att leverera el. För att möta Sveriges förutsättningar påtalar Svenska kraftnät att de energilagringssystem som är av relevans är vätgaslagring och batterilagring [18].

2.3 Elproduktionens olika slag

Varje form av elgenerering har sina fördelar respektive nackdelar och det är viktigt att ha dessa i åtanke för att kunna utforma ett så fördelaktigt system som möjligt. Beaktar man svagheter och kompenserar dessa så har man förutsättningarna att skapa ett system som är stabilt, tillförlitligt och okänsligt för störningar. Vilket skapar ett säkrare och stabilare elnät.

2.3.1 Vattenkraft

Vattenkraft är idag den största förnyelsebara energikällan då den står för ca 45 % av Sveriges elproduktion, en verkningsgrad på runt 90 % och har en nyckelroll i balanshållningen av nätet [19], [20]. Potentialen att bygga ut vattenkraften i Sverige är begränsad av naturliga förhållanden och lagstiftning. Idag byggs få nya vattenkraftverk, istället moderniseras äldre vattenkraftverk genom att befintliga aggregat byts ut eller uppgraderas [21].

Vattenkraft innebär processen där elektricitet genereras genom att energin från flödande eller fallande vatten omvandlas. I moderna vattenkraftverk använder man turbiner för att omvandla vattnets potentiella energi till kinetisk energi, som sedan via en generator omvandlas till elektrisk energi. Storleken på vattenkraftverken kan variera kraftigt, från stora dammar med massiva reservoarer till små lokala vattenkraftverk [22].

Som energikälla producerar vattenkraft försumbara mängder växthusgaser, kan lagra stora mängder elektricitet till låg kostnad och kan justeras för att möta kundernas efterfrågan [23]. Justeringen för att möta kundernas efterfrågan utnyttjar kraftverkets driftsflexibilitet genom snabbstart, stopp och belastningsvariationer. Vilket även hjälper till att förbättra elsystemets stabilitet, då vattenkraft kan användas under varierande belastning- och flödesförhållanden [24]. Vattenkraftens reglering av vattenflödet påverkar vattendragets hydrologiska regim [25], vilket beskriver vattenflödet och förändringar i vattenståndet hos vattendrag och sjöar [26]. Sådana förändringar kan i sin tur påverka sedimentens dynamik och vattendragets naturliga ekosystem. Förmågan att reglera vattenflödet kan även fungera som översvämningsskontroll då vattenresurserna varierar beroende på årstid [25].

Förutom regleringen av vattenflödet påverkar vattendammarna och reservoarerna miljön och faunan i området. Vattendammarna och reservoarerna är benägna att drabbas av skadliga växter som alger, vilka kan vara giftiga. När algblomning bryter ut påverkas vattenkvaliteten, vilket gör det svårt för fiskar och organismer att leva i vattnet och olämpligt för konsumtion. Algblomningen kan även läcka ut giftiga metaller som kvicksilver i vattensystemet, vilket tar sig upp i näringskedjan [25]. Byggnationen av vattenkraftverk och dess infrastruktur kan även leda till förorening av grundvattnet, utarmning, avskogning och vara ett hot mot organismers överlevnad i närområdet [25].

2.3.2 Kärnkraft

Som tidigare nämnt står kärnkraften i Sverige för ca 30% av den totala elproduktionen samt alla reaktorerna i SE3-området [4]. Det är en stabil elproducent eftersom man kan producera på kommando och styra mängden el som ska genereras. Ett kärnkraftverk har två olika utformningar som båda bygger på samma princip. Man klyver uran för att frigöra energi i en reaktortank som sedan hettar upp vatten för att driva en turbin som då genererar elektricitet. Skillnaderna ligger i att de använder antingen ångan från reaktorvattnet direkt eller att man låter vattnet bygga upp ett tryck som överförs till turbinen. Dessa benämns som kokvattenreaktor respektive tryckvattenreaktor [27], [28].

Själva anläggningarna är beroende av stora mängder vatten för att effektivt kunna kyla reaktorerna, vilket har resulterat i att de flesta anläggningar är placerade vid havet. Vidare så skapar klyvningen av uran kärnavfall som är mycket radioaktivt. Detta måste då förvaras i slutförvar för att radioaktiviteten ska avta till hanterbara nivåer [29]. Det är detta tillsammans med risken av haveri som ofta är omtalat i dagens samhälle då konsekvenserna vid en olycka ofta är förödande, se Chernobyl och Fukushima [30].

2.3.3 Solkraft

Det finns flera typer av solkraft men i Sverige används nästan uteslutande solceller [31]. Funktionen hos solceller är relativt enkel, de består av halvledarmaterial där principen är att det finns två typer av kiselplattor i cellen. En med fler elektroner, n-dopad, och en med färre, p-dopad. När fotoner från solen med en energimängd som är större än eller lika med halvledarmaterialets bandgap träffar plattorna frigörs elektroner från plattan med ett överskott som sedan rör sig mot plattan med underskott. Dessa leder man sedan genom ledningar för att skapa ström. Därefter omvandlas den genererade likströmmen till växelström genom en omformare för att kunna förse nätet det är kopplat till med el [32]. Dagens kiselceller har vanligtvis en verkningsgrad på ungefär 25%, vilket är nära Shockley-Queisser gränsen på ungefär 33%, vilket beskriver den högsta möjliga teoretiska verkningsgraden [33].

El genererad av solceller fluktuerar mycket eftersom ljus måste inkomma för att de ska fungera. Detta gör solkraft till en väldigt varierande energikälla och svår att räkna med tillförlitligt. Inte nog med det, så påverkar geografisk position produktiviteten då solen lyser mer på vissa platser i världen än på andra. Trots det så blir det alltmer populärt att installera solceller på hustak både för företag och privatpersoner. Genom att generera egen el sänker man kostnaderna och dessutom kan överflödiga el lagras i batterier som senare kan användas vid behov.

2.3.4 Vindkraft

Under den senaste åren har vindkraft fått ett uppsving i strävan efter förnyelsebar elproduktion. Det finns många platser i landet som är lämpliga baserat på geografisk position och verkens påverkan på miljön. Inte minst möjligheten att bygga ut havsbaserade vindparker. Likt solkraft genererar bara vindkraftverk el när väderförhållandena är gynnsamma, alltså när det blåser. Vilket gör vindkraft oförutsägbar och bidrar potentiellt till balanseringsproblem i nätet.

Ett vindkraftverk består av rotorblad som är kopplade till en generator via axlar samt en växellåda som omvandlar mekanisk rörelseenergi till elektrisk energi som slutligen går igenom en omriktare till nätet. Genom att justera rotorbladens vinkel samt riktningen vindkraftverket vetter åt kan man maximera dess generering [34]. Vindkraftverk skiljer sig mycket åt i höjd, storlek, rotorblad och effekt beroende på modell, vilket gör att valet av vindkraftverk kan beslutas beroende på förutsättningarna som råder. Verken har olika klassningar beroende på modell för hur mycket effekt de kan generera där medeleffekten av ett vindkraftverk i SE3-området är ca 2,5 MW. Hur mycket energi ett vindkraftverk kan producera beror på flera faktorer, effekten kan beräknas som

$$W_p = 0,5 * A * C_p * \rho * v^3 \quad (2.1)$$

Där W_p är den producerade effekten, A är sveparean av vindkraftverkets rotorblad, C_p är effektivitetskoefficienten, ρ är luftens densitet och v är vindens hastighet. I Ekvation 2.1 visas att den faktor med absolut störst påverkan på ett vindkrafts elproduktion är vindhastigheten, vilken tenderar att vara större på högre höjder samt ute till havs.

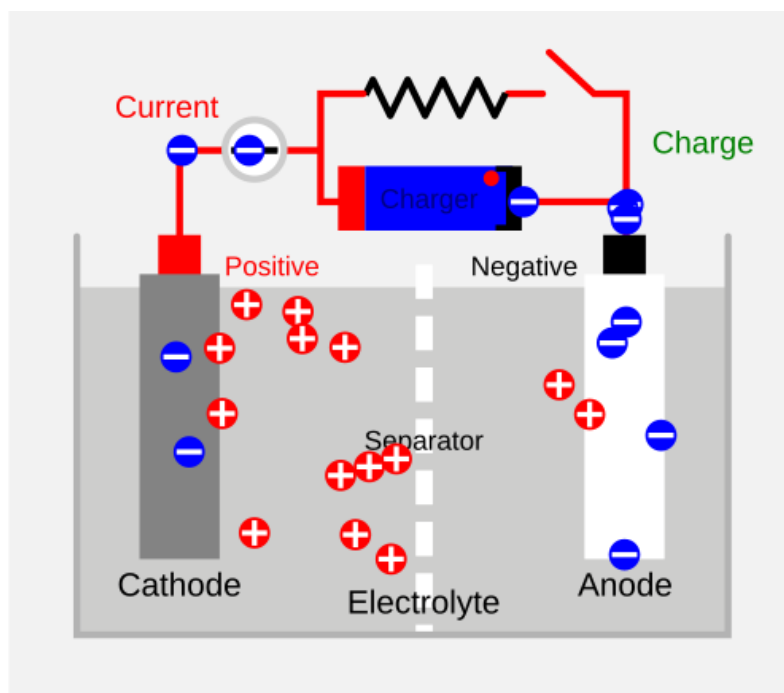
I övrigt har vindkraftverk en relativt låg påverkan på sin omgivning i många aspekter. Buller uppkommer i form av ljud från de mekaniska delarna samt när bladen skär luften men tas ofta hänsyn till när man planerar byggnationer nära människor eller boskap [35]. Risken att skadas av att vistas under ett vindkraftverk är väldigt låg då iskast är den främsta skaderisken [36]. Fåglar och fladdermöss löper störst risk att skadas av vindkraftverken där det dör mellan fem till tio fåglar och tio till femton fladdermöss per kraftverk och år. För att minska dessa siffror gör man åtgärder i form av planerade avbrott som stannar turbinen, och vid nybyggnationer uppför man verken på ett avstånd som inte stör skyddade djurarter [37].

2.4 Lagringsmetodernas funktion

Lagringsmetoder har en central roll i detta arbete just för att motverka problematiken med många av de förnyelsebara energikällorna, däribland oförutsägbarheten och variationen i producerad el. Genom att lagra energin när den inte behövs och använda den när behovet uppstår skapar man förutsättningar att bättre utnyttja förnyelsebar el.

2.4.1 Batterilagring

Batterier har under en lång tid varit en del av samhället, men det är på senaste tiden som nästa uppsving kommit med den elektrifierade fordonssektorn, implementeringen i industrier, batterireserver i hem och så vidare. Det finns många typer av batterier med olika egenskaper som är lämpliga för olika applikationer. Ett exempel är blybatterier som har funnits under lång tid men nu börjar fasas ut. Ett annat är litiumbatterier som fått stor uppmärksamhet tack vare god prestanda trots att de är betydligt lättare i vikt. Batterier fungerar genom att omvandla kemisk energi till elektrisk energi som då vid ett senare tillfälle kan nyttjas. Tekniken bakom detta är en redoxreaktion där man har en anod och en katod avskilda från varandra i olika material. Man låter då joner färdas från en sida till en annan beroende på om man laddar batteriet eller brukar det. [38]. Detta förevisas i figur 2.2.



Figur 2.2: Litiumbatteriers uppbyggnad och funktion. [39]. CC BY-SA 3.0

Batteriers livslängd anges i antalet cykler av urladdning och uppladdning de klarar innan deras effekt försämras märkbart. Hur många cykler ett batteri klarar av beror bland annat på typ av batteri, hur batteriet används och dess material. Till exempel har nickel-kadmium batterier en livslängd på 1500 cykler innan dess att deras kapacitet försämrats med 80% [40]. Olika batterier påverkas olika mycket av stressfaktorer som inverkar direkt på batteriets livslängd. Ofta kan man minimera effekterna av dessa faktorer genom att använda ett battery-management-system (BMS) som då manövrerar både laddning och urladdning för att hålla batteriet hälsosamt. För ett blybatteri är de största stressfaktorerna långa perioder av låg batterinivå, kort uppladdning vid låg batterinivå, förhöjda temperaturer och till sist att batteriet sällan laddas fullt [41]. När batteriet används upprepade gånger påverkas dess interna delar på så vis att den interna resistansen ökar och kapaciteten minskar. Enligt [42] som undersökte litiumbatterier så ökar resistansen på grund av uppbyggnaden av den fasta jonledande fasen, även benämnd solid electrolyte interphase på engelska. Vilket är ett isolerande lager som skapas om anoden eller katoden ligger utanför elektrolytens stabilitetsfönster och bildas under några inledande formateringscykler efter att batteriet tillverkats. Detta lager skyddar elektolyten från att brytas ner, men bidrar också till en ökad resistans i battericellen.

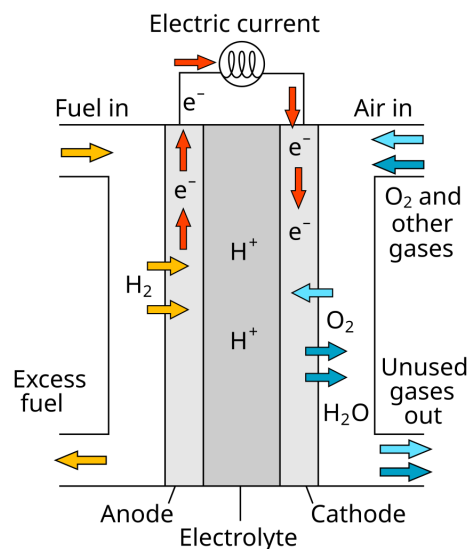
Materialiet litium är kritiskt för att producera batterier för energilagring på nät-nivå. Chile är en viktig källa för litiumhydroxid och litiumkarbonat från saltlösning [43]. Metoden för att extrahera litium konsumerar avsevärda mängder vatten, vilket kan leda till uttorkning av lokala vattenresurser. Vattenresurserna är viktiga för de lokala ekosystemens överlevnad. Bristen på vatten kan påverka bland annat Chiles flora och fauna. Som exempel kan våtmarker torka ut, vilket kan leda till förlust av livsmiljö för flera olika arter. Framtagningen av litium kan även leda till kontaminationer av skadliga kemikalier i vattenresurserna som påverkar miljön och de lokala samhällena. Dessutom finns det risk för överexploatering, vilket kan leda till resursutarmning. Det är därmed nödvändigt att hitta en balans mellan nuvarande utvinningsmetoder och framtida tillgänglighet [44].

2.4.2 Vätelagring

Det finns flera olika sätt att förvara vätgas som alla kräver olika förutsättningar. Ett sätt är att komprimera gasen och förvara den i trycksäkra tankar. Det är ett väletablerat sätt att lagra väte och används mycket inom industrin. Enligt forskning är en av svårigheterna av vätgaslagring att den har unik koppling mellan dess densitet och tryck vilket gör att tankarna som används för förvaring blir stora och otympliga. Istället för att komprimera vätgas kan man välja att kyla ned den till -253°C och då förvara väte som vätska istället för gas. Detta skapar högre energidensitet per volym men kräver mycket energi för att hålla temperaturen nere. Ett tredje sätt är att lagra väte genom att binda det i ett fast material. Vissa material tillåter extrahering av vätet när så behövs. Det är ett sätt där förvaringen varken kräver stort tryck eller extrema temperaturer, dock kan extraheringen vara energiintensiv [45]. Det sista sättet att lagra vätgas som analyseras är så kallat Lined Rock Cavern-teknik eller LRC. LRC är en typ av geologisk lagring som typiskt används för naturgas,

tekniken innebär att en gruva grävs och täcks med gastät metall. Berggrunden håller trycket och metallen förhindrar gasläckage. I liten skala är tekniken dyr men i stor skala, alltså en anläggning som är över 112,5GWh kan den nå 9720kr/MWh [46], [47]. Gemensamt för dessa förvaringsalternativ är att vätgasläckaget är minimalt och därmed ger att energiläckaget är lågt. Det gör att vätgas kan användas för att lagra energi under mycket långa tider [48].

För att omvandla vätgas till elenergi kan bränsleceller användas och är det som arbetet kommer använda för att modellera vätgaslagring. Bränsleceller omvandlar kemisk energi i form av vätgas till elektrisk energi genom oxidation med syre. Figur 2.3 visualiserar den kemiska processen vid alstrandet av elektricitet. Likt batterier så försämras cellernas prestanda med tiden där prestationen efter 3000 timmar kan tappa så mycket som 10% i utgående spänning. Det är då bränslecellens ingående delar som slits med tiden som påverkar mängden energi som kan utvinnas från gasen [49].



Figur 2.3: Bränslecellers uppbyggnad och funktion. [50]. Public Domain

I jakten på fossilfria energialternativ har vätgas varit ett hett samtalsämne, främst tack vare två egenskaper. Att produkten som bildas vid oxidation är vatten och att det finns flera etablerade metoder att framställa vätgas som gör att tillgängligheten är hög. Trots detta är vätgas inte etablerat som ett möjligt energilagringssätt i samhället och det kan bero på att det ännu inte är ekonomiskt hållbart med framställningen, särskilt i stora mängder [51], [52]. Det finns idag olika metoder för att framställa vätgas med mer eller mindre miljöpåverkan. Det mest miljövänliga alternativet, är elektrolys med fossilfri el som skapar vätgas från vatten, speciellt då denna metod inte genererar koldioxid. Utöver elektrolys kan reformering användas. Då blandas naturgas med vattenånga innan det förs genom en katalysator för att extrahera vätgasen. Till sist kan man framställa vätgas genom att utsätta kolhaltigt material för högt tryck samt värme [52].

En av bränslecellernas interna delar är dess elektroder som innehåller platina. [53]. Ökad användning av vätgas som lagringsmetod skulle innebära att platina som redan är en sällsynt metall riskeras att användas i större utsträckning än vad som är möjligt, vilket skulle på samma sätt som för batterier leda till resursutarmning [54].

2.4.3 Pumpad vattenkraft

Pumpad vattenkraft är en lagringsmetod som kan lagra energi genom att under perioder med låg förbrukning och perioder då mycket el produceras i förnyelsebara energikällor, så används billig el för att pumpa upp vattnet till en högre reservoar. Därmed lagras överskottselektriciteten i form av potentiell energi. När efterfrågan på el ökar frigörs det lagrade vattnet för att driva en turbin. Turbinen är sammankopplad med en generator som producerar el. Genom att flödet från den högre reservoaren kan justeras, så har det pumpade vattenkraftverket en justerbar uteffekt [55].

Även fast pumpad vattenkraft är ett gammalt system så används det flitigt än i dag då det inte kräver den senaste tekniken eller förbrukningsvaror, men presenterar en mogen teknik som möjliggör en hög grad av autonomi [56]. Vidare så har pumpad vattenkraft en livslängd på 100 år [57], en verkningsgrad på upp till 85 % och en kapacitet på några tusen megawatt [55]. Dess höga kapacitet och justerbara uteffekt gör det möjligt att förbättra nätstabiliteten och stödja utbyggnaden av förnyelsebara energikällor [58]

Miljöpåverkan från pumpade vattenkraftverk liknar i många avseenden den från konventionella vattenkraftverk. Därutöver kan pumpad vattenkraft medföra ytterligare risker för biologisk mångfald genom att vatten och arter förflyttas mellan olika områden. Det bör tas särskild hänsyn till miljöeffekter som kan uppstå till följd av varierande vattennivåer [59]. Även pumpade vattenkraftverk påverkas av tillgången på fritt vatten, topografiska utmaningar samt höga kapitalkostnader [55].

3

Metod

För att undersöka lagringsalternativ för SE3 i kombination med 100% förnybar elproduktion har en optimeringsmodell skapats och användes som underlag. Detta tillsammans med litteratur på området används för att göra en analys av vad det skulle innebära.

3.1 Modellering

Modelleringen av elsystemet i SE3 gjordes med hjälp av en linjär programmeringsmodell (LP-modell), med målfunktionen att minimera kostnaden av elproduktionen. Modellen hade en given mängd förnybara elproduktionsteknologier som motsvarar det som finns inom SE3-området idag, samt möjlighet att investera i ytterligare effekt hos solkraft och vindkraft för att täcka elbehovet. Modellen hade inte några redan existerande lagringsteknologier utan behövde investera i all lagring som krävdes för det givna scenariot. Modellinformation presenteras i avsnitten nedan.

3.1.1 Mängder

Produktionsteknologier, p

$$p \in \{1=\text{Vattenkraft}, 2=\text{Vindkraft}, 3=\text{Solkraft}\}$$

Lagringsteknologier, l

$$l \in \{1=\text{Batterier}, 2=\text{Vätgas}, 3=\text{Pumpad vattenkraft}\}$$

Timmar under ett år, t

$$t \in [1, \dots, 8760] \text{ [h]}$$

3.1.2 Variabler

$x_{p,t}$ = Mängd genererad el av kraftverk p under timme t [MWh].

X_p = Total investering i maxeffekt för kraftverk p [MW].

$charge_{l,t}$ = Mängden energi som lagras i lagerteknologi l vid timme t [MWh]

$discharge_{l,t}$ = Uttagen energi ur lagerteknologi l vid timme t [MWh]

$E_{l,t}$ = Energimängd i lagerteknologi l vid slutet av timme t [MWh]

X_l^E = Investering i energikapacitet för lagerteknologi l [MWh]

X_l^P = Investering i maxeffekt för lagerteknologi l [MW]

3.1.3 Parametrar

c_p = Elkostnad för kraftverk p [kr/MWh].

CAP_p = Maxeffekt för produktionsteknologi p [MW].

D_t = Elbehov under timme t [MWh]

WP_t = Andel av maxeffekten som är tillgänglig hos vindkraftverk vid timme t [%].

SP_t = Andel av maxeffekt som är tillgänglig hos solceller vid timme t [%].

FLH_v = Fullasttimmar för vattenkraft [h].

i_p = Investeringskostnad för produktionsteknologi p [kr/MW]

i_l^P = Investeringskostnad för effekt hos lagringsteknologi l [kr/MW]

i_l^E = Investeringskostnad för energi hos lagringsteknologi l [kr/MWh]

η_l^{in} = Laddningsverkningsgrad hos lagringsteknologi l [%]

η_l^{out} = Urladdningsverkningsgrad hos lagringsteknologi l [%]

λ_l = Andel energi som förloras per timme i lager l [%/h]

Nedan följer en förklaring till hur respektive parameter har tagits fram.

- c_p : Elkostnaden hämtades från en rapport av Energiforsk och baserades på de variabla O&M kostnaderna [21].
- CAP_p : Maxeffekten för solkraft och vattenkraft har hämtats från Svenska kraftnäts rapport *Kortsiktig marknadsanalys 2024* [60]. Datan hämtades från tabell 4 som redovisar planerad installerad effekt i MW för SE3-området 2025-2029, där kolumnen 2025 användes. För vindkraft hämtades data från Energi-myndighetens interaktiva databas *vindbrukskollen* [61].
- D_t : Svenska kraftnät producerar varje år en sammanställning av Sveriges produktion och förbrukning av el. Datan presenteras timme för timme under ett års tid. All data hämtades från Svenska kraftnäts fil *timvärden (2025-01-12)*, mer specifikt kolumnen timmätt förbrukning exklusive avkopplingsbar last [5].

- WP_t : Utöver timvärdesfilen så användes här också Energimyndighetens interaktiva databas *vindbrukskollen* [61] där samtliga installerade vindkraftverk och deras maxeffekt inom SE3-området kunde filtreras ut och användas. WP_t visar hur många procent av den maximala effekten som genereras under årets timmar.
- SP_t : Värden togs fram på samma sätt som för WP_t med skillnaden att den totala installerade effekten för solceller istället togs från SCBs databas *Bruttoproduktion, installerad effekt samt antal anläggningar fördelat på elområde. År 2015 - 2024* [62].
- FLH_v : I Energimyndighetens dokument *vindkraftens teknik- och kostnadsutveckling* [63] definieras fullasttimmar (eng. *full load hours*) som följande. "Effektivitetsfaktorn beräknas genom att jämföra turbinens verkliga produktion med den maximala produktionen och uttrycks i procent. Fullasttimmar uttrycker samma sak, men anges i antal timmar under året i stället för i procent." Därav har den producerade effekten dividerats med den installerade effekten resulterande i fullasttimmarna.
- i_p : Priset av landbaserad vindkraft i Sverige hämtades från [64]. Priset av solkraft i Sverige estimerades med priset i Tyskland vilket anges i [64].
- i_1^P : Investeringskostnaden av effekt för batterilagring beräknades med data från [64]. Priset i källan angavs att bero på lagringskapaciteten och urladdningstiden. För att göra kostnaden i enlighet med modellen gjordes ett variabelbyte så att kostnaden istället berodde på lagringskapacitet och maxeffekt. Se appendix A.1 för detaljer. Analysen gjordes för urladdningstider 2h och 4h
- i_2^P Investeringskostnaden av effekten för vätgaslagring approximerades som kostnaden av en elektrolysator kombinerat med en bränslecell. Priserna av respektive hämtades från [65], [66], [67] och de specifika prispunkter som valdes för elektrolysator samt bränslecell finns i appendix A.3.
- i_3^P Investeringskostnaden för effekten av pumpkraft hämtades från [68].
- i_1^E : Investeringskostnaden för lagringskapaciteten av batterilagringssystem beräknades med data från [64]. Priset i källan angavs att bero på lagringskapaciteten och urladdningstiden. För att göra kostnaden i enlighet med modellen gjordes ett variabelbyte så att kostnaden istället berodde på lagringskapacitet och maxeffekt. Se appendix A.1 för detaljer. Analysen gjordes för urladdningstider 2h och 4h
- i_2^E : För att hitta priset för lagringskapaciteten av väte antogs det att LRC användes. Priset för detta anges i [46].

- i_3^E : Investeringskostnaden för energikapaciteten för pumpad vattenkraft hämtades från [68].
- η_l^{in} : Laddningsverkningsgraden för batterilagring beräknades som $\eta_1^{in} = \sqrt{\eta_1^{RTE}}$ se appendix A.2. η_1^{RTE} är värdet för den cykelverkningsgraden av batterier anges i [69], [70], [71]. Laddningsverkningsgraden för vätgaslagring baserades på verkningsgraden för elektrolysörer [65], [72], [73], [74]. Laddningsverkningsgraden för pumpad vattenkraft beräknades som $\eta_3^{in} = \sqrt{\eta_3^{RTE}}$ se appendix A.2. η_3^{RTE} är värdet för den cykelverkningsgraden av pumpad vattenkraft och anges i [68].
- η_l^{out} : Urladdningsverkningsgraden för batterilagring beräknades som $\eta_1^{out} = \sqrt{\eta_1^{RTE}}$ se appendix A.2. η_1^{RTE} är värdet för den cykelverkningsgraden av batterier och anges i [69], [70], [71]. Urladdningsverkningsgraden för vätgaslagring baseras på verkningsgraden av en bränslecell [65], [73]. Urladdningsverkningsgraden för pumpad vattenkraft beräknades som $\eta_3^{out} = \sqrt{\eta_3^{RTE}}$ se appendix A.2. η_3^{RTE} är värdet för den cykelverkningsgraden av pumpad vattenkraft och anges i [68].
- λ_l : Data för andelen energi som förloras per timme för pumpad vattenkraft och batterier hämtades från rapporten *Optimisation of Pumped-Hydro Storage System for Hybrid Power System Using Power Pinch Analysis*. Andelen energi som förloras per timme är satt till 0 % för pumpad vattenkraft, då energiförlusterna består av avdunstning av vatten, vilket är försumbart jämfört med vattenmassans storlek [75]. Vätgas har ingen självurladdning vid långtidsförvaring [48] och därmed har andelen energi som förloras per timme satts till 0 %.

3.1.4 Valutaväxling och inflationsjustering

För källor som använder utländska valutor och för gamla källor har det behövts göras prisomvandling. Konsekvent har den utländska valutan växlats för året källan berör om det specificeras, annars används dess publicerings år. Källa [76] användes för att växla euro och källa [77] för amerikanska dollar. Medelkursen för året användes för båda källor. Efter det användes SCBs inflationskalkylator [78] för att hitta vad det historiska priset skulle bli nu. Ett årsmedelvärde från källans år till januari den 1:a år 2026 användes för beräkningen.

3.1.5 Målfunktion och bivillkor

Optimeringsmodellen formulerades med en målfunktion och ett antal bivillkor. Där modellens målfunktion syftar till att minimera de totala investerings- och driftkostnaderna för att försörja SE3s elbehov under ett helt år. Målfunktionen definieras enligt (3.1)

$$\min \sum_p X_p i_p + \sum_p \sum_t c_p x_{p,t} + \sum_l (i_l^E X_l^E + i_l^P X_l^P) \quad (3.1)$$

För att säkerställa att modellen uppfyller de tekniska begränsningarna och ger ett realistiskt resultat begränsades modellen med ett antal bivillkor, vilka presenteras nedan. Det första bivillkoret syftar att säkerställa att modellen inte producerar mer än maxeffekten för produktionsteknologin. Därmed sattes en begränsning på produktionsnivån enligt (3.2)

$$x_{p,t} \leq CAP_p + X_p, \quad \forall p, t \quad [\text{MW}] \quad (3.2)$$

Begränsningen innebär att elproduktionen inte kan producera mer el i någon timme än summan av produktionsteknologins maxeffekt CAP_p och den nyinvesterade effekten X_p . För produktionsteknologin vindkraft begränsas även vindkraftproduktionen av vindprofilen enligt (3.3)

$$x_{3,t} \leq (CAP_3 + X_3) \cdot WP_t, \quad \forall t \quad [\text{MW}] \quad (3.3)$$

där WP_t anger den tillgängliga andelen av den maximala vindkraftsproduktionen vid timme t . Begränsningen säkerställer att produktionen inte överstiger den möjliga produktionen givet aktuella vindförhållanden och maxeffekt. Även solkraftsproduktionen begränsas på motsvarande sätt av väderförhållanden enligt (3.4)

$$x_{3,t} \leq (CAP_3 + X_3) \cdot SP_t, \quad \forall t \quad [\text{MW}] \quad (3.4)$$

där SP_t anger den andel av maxeffekten hos solceller vid timme t . Medan vindkraft och solkraft begränsas av väderförhållanden begränsas vattenkraft av fullasttimmar enligt (3.5)

$$\sum_t x_{1,t} \leq CAP_1 \cdot FLH_v \quad [\text{MWh}] \quad (3.5)$$

där FLH_v motsvarar antalet fullasttimmar för vattenkraften. För varje tidssteg i modellen måste produktion, laddning och urladdning balansera efterfrågan. Energi-balansen formuleras därmed enligt (3.6)

$$\sum_p x_{p,t} - charge_{l,t} + discharge_{l,t} = D_t, \quad \forall t \quad [\text{MWh}] \quad (3.6)$$

där D_t motsvarar efterfrågan vid tidssteg t . När det kommer till den lagrade energin i alla lagringsalternativen så beskrivs den enligt (3.7)

$$E_{l,t} = (1 - \lambda_l) E_{l,t-1} + \eta_l^{in} charge_{l,t} - \frac{1}{\eta_l^{out}} discharge_{l,t}, \quad \forall l, t \quad (3.7)$$

där hänsyn tas till självurladdning samt laddnings- och urladdningsverkningsgrad. För att säkerställa att lagernivån ligger inom maxeffekten begränsas lagrad energikapacitet Ekvation (3.8)

$$0 \leq E_{l,t} \leq X_l^E, \quad \forall l, t \quad (3.8)$$

Laddnings- och urladdningseffekten begränsas även utav lagrets maxeffekt enligt (3.9)

$$0 \leq \text{charge}_{l,t} \leq X_l^P, \quad \forall l, t \quad (3.9)$$

och (3.10)

$$0 \leq \text{discharge}_{l,t} \leq X_l^P, \quad \forall l, t \quad (3.10)$$

Dessa begränsningar säkerställer att varken laddning eller urladdning överstiger lagrets maxeffekt. Laddningen begränsas även av tillgänglig energikapacitet enligt (3.11)

$$0 \leq \text{charge}_{l,t} \leq X_l^E - E_{l,t}, \quad \forall l, t \quad (3.11)$$

För att säkerställa att modellen inte laddar ut mer energi än vad som finns i lagrad begränsas urladdningen av lagrets aktuella energinivå enligt (3.12).

$$0 \leq \text{discharge}_{l,t} \leq E_{l,t}, \quad \forall l, t \quad (3.12)$$

Begränsningen innebär att urladdningen, $\text{discharge}_{l,t}$ inte kan överstiga den lagrade energin $E_{l,t}$ vid någon timme för någon av energilargingsteknikerna. Slutligen för att undvika att modellen tömmer energilagret i slutet av optimeringsperioden infördes även ett cykelvillkor enligt (3.13)

$$E_{l,8760} = E_{l,0} \quad (3.13)$$

Villkoret innebär att lagrets energinivå vid årets sista timme är densamma som den initiala lagernivån vid årets första timme. Detta möjliggör även att modellen kan inleda året med energi lagrad, så länge den avslutar året med samma lagrade energimängd.

3.2 Scenarion

En modells resultat kommer alltid starkt bero på den underliggande datan som den byggs ovanpå. Därav modelleras olika scenarier som beskriver utfallet av olika omständigheter. Om inget annat nämns används original värdena för parametrarna, dessa kan hittas i tabell A.1, A.2 och A.3.

3.2.1 Scenario 1 - Huvudscenario

Huvudscenariot utgår från dagens kostnader för investeringar i produktions- och lagringsteknologier. Alla typer av energilagring byggs upp från grunden utan att räkna med redan existerande infrastruktur för lagringsteknikerna, där både produktions- och investeringskostnader beräknas. För befintlig elproduktion beaktas endast produktionskostnaden för elen, medan investeringskostnaden för redan befintlig infrastruktur exkluderas. Vid ytterligare investering i en produktionsteknik inkluderas däremot både produktions- och investeringskostnader.

3.2.2 Scenario 2 - Lägre lagringspriser

Detta scenario utgår likt huvudscenariot från att alla nya investeringar byggs från grunden, men i detta scenario används projekterade priser för lagringsmetoder år 2055 för alla kostnadsparametrar kopplade till lagringsteknologierna. i_1^P samt i_1^E har minskats med 50% i scenariot vilket baseras på en projektion skriven av *National Renewable Energy Laboratory* [79]. i_2^P har minskats med 36% och baseras på den kombinerade prisminskningen i elektrolysörer och bränsleceller. Elektrolysörer har ansätts att minska i kostnad med 40% baserat på projekterade priset för elektrolysörer enligt [80]. Bränsleceller ansätts att minska i pris med 30% vilket dels baseras på större stordrifts fördelar vars dynamik beskrivs av [67]. Ytterligare antogs det att färre designkrav på teknologin används för ett stationärt ändamål gentemot vätgasbilar som angavs i original källan. Pumpad vattenkrafts pris har inte modifierats då den underliggande teknologin anses mogen och har inte stort utrymme att vidare utvecklas [68].

3.2.3 Scenario 3 - Vattenkraftens eliminering

Detta scenario är identiskt till huvudscenariot med avvikelsen att $FLH_v = 0$, i syfte att simulera vad som skulle hända utan vattenkraft. Dock kan modellen fortfarande investera i pumpad vattenkraft. Detta innebär att all elproduktion sker enbart via vind- och solkraft. Eftersom många elnät inte har tillgång till vattenkraft, så är det intressant att se vad för inverkan dess eliminering har på modellen.

3.2.4 Scenario 4 - Investering om enbart en lagringstyp används

För att bättre se hur de enskilda lagringsmetoderna påverkar resultatet undersöktes extremscenarier när modellen begränsades till endast en typ av lagringsteknik. Detta innebär att X_l^E samt X_l^P sattes till noll för alla lagringsteknologier förutom den som undersöktes, vilket upprepades för alla tre lagringsteknologier.

3.2.5 Scenario 5 - Lägre investeringskostnad för pumpad vattenkraft

Endast investeringskostnad för att konvertera vattenkraftverk till pumpad vattenkraft räknades med i detta scenario, då ett antagande gjordes att pumpad vattenkraft enbart implementeras i redan existerande vattenkraftverk. Detta begränsar maxlagringen och maxeffekten hos pumpad vattenkraft till den installerade lagrings- och effektkapaciteten hos vattenkraften. Modellen antar att den pumpade vattenkraften kan utnyttja 100% av vattenkraftverkets kapacitet. Därmed begränsades även investeringsmöjligheterna i pumpad vattenkraft enligt (3.14) och (3.15). Den första olikheten (3.14) begränsar energilagringen där

$$X_3^E \leq CAP_1 \cdot FLH_v \quad [\text{MWh}] \quad (3.14)$$

Den andra olikheten (3.15) begränsar effekten enligt

$$X_3^P \leq CAP_1 \quad [\text{MWh}] \quad (3.15)$$

Dessa begränsningar är baserade på den maximala effekten samt energin hos vattenkraften som är installerad i SE3.

3.2.6 Scenario 6 - lägre investeringskostnad för batterilagring samt pumpad vattenkraft

I detta scenario behålls alla förutsättningar för scenario 5, samt minskas investeringskostnaden för energilagring i batterier till ca 33% av den ursprungliga kostnaden i huvudscenariot, vilket baseras på projektioner av kostnaden för batterier år 2050 [79]. Detta gav en sänkning av investeringskostnaden för energikapacitet i batterilagring till 713934 kr/MWh, med samma antaganden för pumpad vattenkraft som i scenariot med lägre investeringskostnad för pumpad vattenkraft och övriga kostnader konstanta.

4

Resultat

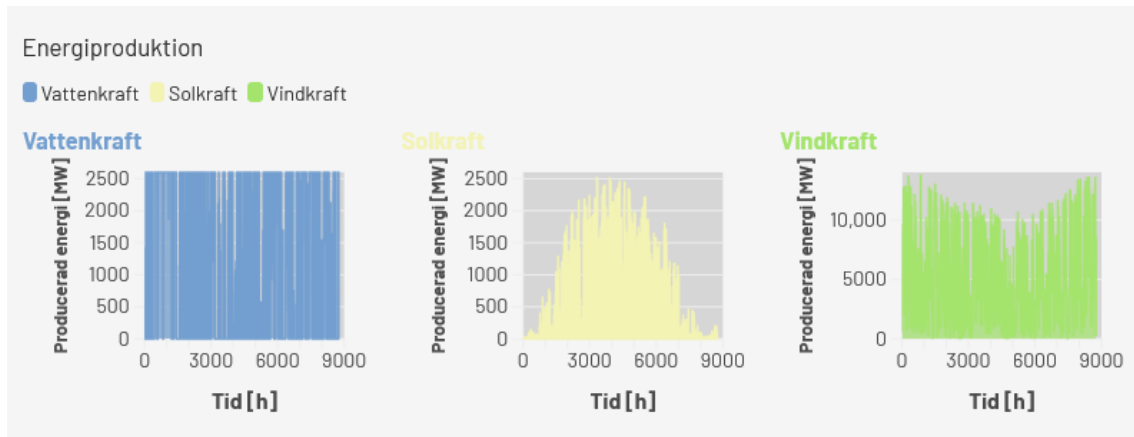
Lösningar för att tillfredsställa elbehovet i SE3 under år 2025 har modellerats. Modellen har gett kostnadsoptimala investeringar enligt de givna parametrarna. Resultatet från modellen beskriver den totala kostnaden, investering i energiproduktion X_p och investering i effekten X_l^P och lagringskapaciteten X_l^P av alla analyserade lagringsmetoder. Ytterligare har grafer producerats som visar hur den simulerade infrastrukturen har använts i modellen. Investeringar inkluderar endast ny infrastruktur som byggts ut i modellen och exkluderar det som byggts innan det simulerade året.

4.1 Huvudscenario

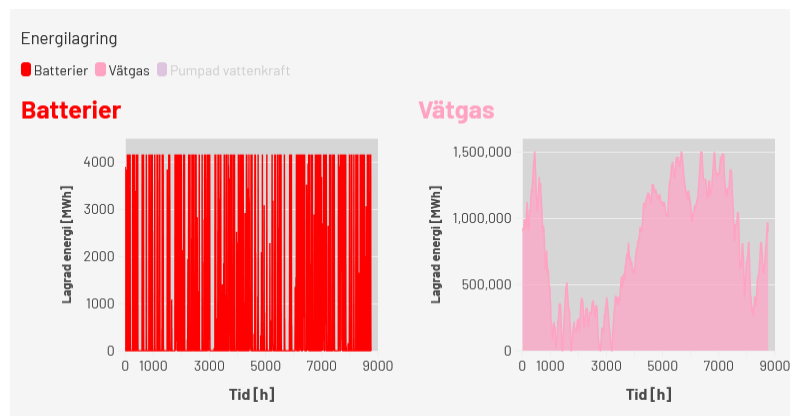
Den resulterande kostnaden och infrastrukturutbyggnaden kan läsas ur Tabell 4.1. Elnätets kraftproduktion genom tid kan läsas ut ur figur 4.1 och nätets lagrade energi kan läsas ur figur 4.2. Resultatet i huvudscenariot fungerade som referens för andra scenarion att jämföras med och ge eventuella insikter.

Tabell 4.1: Modellens utfall för huvudscenariot, alltså scenariot som utgått ifrån de originella parametrarna. Denna tabell visar hur mycket infrastruktur som modellen investerade i och hur mycket allt i simuleringen kostade. Investeringsområde beskriver vilken infrastruktur och resultat hur mycket av infrastrukturen.

Investeringsområde	Resultat
Batterilagring maxeffekt	766,2 MW
Vätgaslagring maxeffekt	4962 MW
Pumpad vattenkraft maxeffekt	0 MW
Batterilagring lagringskapacitet	4151 MWh
Vätgaslagring lagringskapacitet	1498 GWh
Pumpad vattenkraft lagringskapacitet	0 MWh
Vattenkraft maxeffekt	0 MW
Solkraft maxeffekt	0 MW
Vindkraft maxeffekt	15,43 GW
Totalkostnad	390 miljarder kr



Figur 4.1: Figuren visar den producerade energin över tid i huvudscenariot. Året har uppdelats timvis där varje datapunkt visar hur mycket energi som varje produktionsteknologi producerar varje timme. Runt timme 5000, vilket ligger i slutet av juli, når solkraft sin topp och vindkraften är märkbart reducerad.



Figur 4.2: Figuren visar den lagrade energin över tid i huvudscenariot. Året har uppdelats timvis där varje data punkt visar hur mycket energi som finns i lagringsmetoden vid den timmen. Pumpad vattenkraft har exkluderats från figuren med anledning av att dess lagringskapacitet är noll. Batteriernas roll att kompensera den dagliga variabiliteten av vindkraft och solkraft syns i figuren från det högfrekventa grafen som visas. Vätgaslagringens roll att kompensera för säsongsvisa variationer syns i hur vätgasen laddar upp mellan timmar 4000 och 5000 vilka ligger i juni och juli respektive och därefter urladdar runt timma 8000 vilket är i december.

4.2 Lägre lagringspriser

Resultaten från scenario 2 visas i Tabell 4.2. Effekten och lagringskapaciteten av batterilagring är det enda som ökat jämfört med huvudscenariot. Det noteras att det är en stor ökning som har gjort investeringarna ungefärligt tre gånger så stora som i huvudscenariot. Allt annat som var icke-noll har endast minskat lite.

Tabell 4.2: Modellens utfall för scenario 2, ett scenario där priser för lagringsteknologi projekteras till 2055. Tabellen visar infrastruktur investeringar för scenariot. Investeringsområde beskriver vad det har investerats i och resultat hur mycket. Även visas totalkostnaden för scenariot. Det noteras att det har skett en stor investeringsökning i batteriteknologi jämfört med Tabell 4.1. Allt annat som var icke-noll har minskat minimalt.

Investeringsområde	Resultat
Batterilagring maxeffekt	2138 MW
Vätgaslagring maxeffekt	4536 MW
Pumpad vattenkraft maxeffekt	0 MW
Batterilagring lagringskapacitet	14,78 GWh
Vätgaslagring lagringskapacitet	1483 GWh
Pumpad vattenkraft lagringskapacitet	0 MWh
Vattenkraft maxeffekt	0 MW
Solkraft maxeffekt	0 MW
Vindkraft maxeffekt	14,94 GW
Totalkostnad	357 miljarder kr

4.3 Vattenkraftens eliminering

Resultatet för detta scenario detaljeras i Tabell 4.3. Jämfört med huvudscenariot kostar detta scenario mycket mer. Vindkraften har ökat avsevärt, solkraften har fått betydlig investering och vätgas har fått en ännu större investering i både effekt och lagringskapacitet. Det enda som har minskat är effekten och energikapaciteten för batterilagring.

Tabell 4.3: Modellens utfall för scenario 3, ett scenario där vattenkraft är exkluderad från elproduktionen. Tabellen visar infrastrukturen som modellen investerade i. Investeringsområde beskriver vad som investerats och resultat beskriver hur mycket. Även visas totalkostnaden av scenariot. I jämförelse med Tabell 4.1 så syns det att allting förutom pumpad vattenkraft och batterilagring ökar. Pumpad vattenkraft har förblivit noll och batterilagringens effekt och lagringskapacitet har minskat.

Investeringsområde	Resultat
Batterilagring maxeffekt	401,6 MW
Vätgaslagring maxeffekt	8302 MW
Pumpad vattenkraft maxeffekt	0 MW
Batterilagring lagringskapacitet	1517 MWh
Vätgaslagring lagringskapacitet	3201 GWh
Pumpad vattenkraft lagringskapacitet	0 MWh
Vattenkraft maxeffekt	0 MW
Solkraft maxeffekt	1832 MW
Vindkraft maxeffekt	23,96 GW
Totalkostnad	623 miljarder kr

4.4 Investering om enbart en lagringstyp används

Tre olika scenarion genomfördes med enbart en typ av lagring av de lagringstyper som används i modellen: batterilagring, vätgas, samt pumpad vattenkraft. Resultaten från dessa scenarion redovisas i Tabell 4.4. I tabellen visas att ett system med enbart batterilagring eller enbart pumpad vattenkraft som lagringsmetoder blir mer än dubbelt så dyrt som huvudscenariot medans scenariot med enbart vätgaslagring blir ca 10 miljarder dyrare än huvudscenariot, se tabell 4.1.

Värt att notera är också att investeringen i energilagring är betydligt högre för scenariot med enbart vätgaslagring, där den är 723,3 GWh. Medans scenariona med batterilagring och pumpad vattenkraft resulterade i 263,4 GWh respektive 261,9 GWh energilagring, se Tabell 4.4.

Tabell 4.4: Investeringar i effekt, energilagring och total kostnad för scenarion med enbart batterilagring, vätgas, eller pumpad vattenkraft som lagringsmetoder.

Investeringsområde	Batterilagring	Vätgas	Pumpad vattenkraft
Batterilagring maxeffekt	6588 MW	0 MW	0 MW
Vätgaslagring maxeffekt	0 MW	6536 MW	0 MW
Pumpad vattenkraft maxeffekt	0 MW	0 MW	5537 MW
Batterilagring energi	263,4 GWh	0 MWh	0 MWh
Vätgaslagring energi	0 MWh	723,3 GWh	0 MWh
Pumpad vattenkraft energi	0 MWh	0 MWh	261,9 GWh
Vattenkraft	0 MW	0 MW	0 MW
Solkraft	0 MW	0 MW	0 MW
Vindkraft	18,91 GW	15,69 GW	19,56 GW
Total kostnad	947 miljarder kr	401 miljarder kr	939 miljarder kr

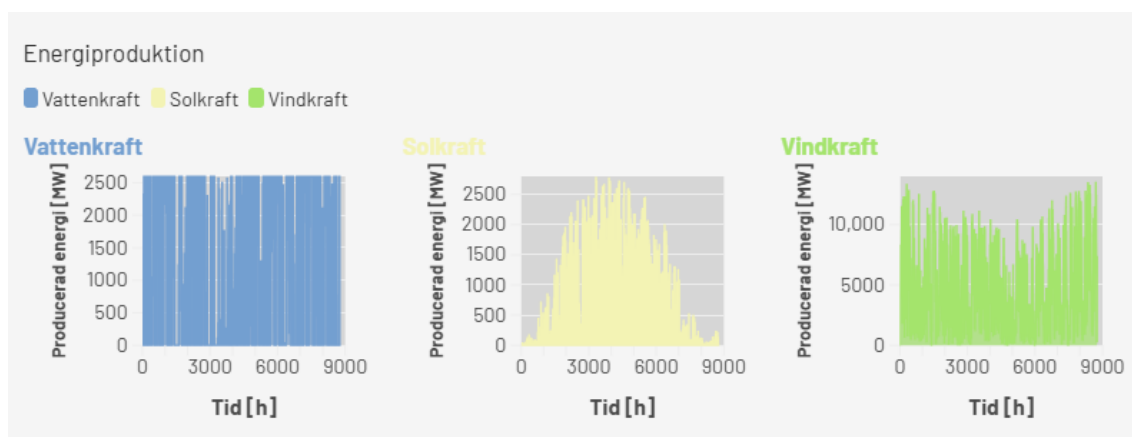
4.5 Lägre investeringskostnad för pumpad vattenkraft

Detta scenario gav ett resultat där modellen investerar maximalt i pumpad vattenkraft, se Tabell 4.5. Investeringen i energilagring hos batterier har nästan halverats jämfört med huvudscenariot, se Tabell 4.1. Vätgaslagringen har minskat med nästan 1300 GWh jämfört med huvudscenariot då mycket pumpad vattenkraft har kommit in i systemet, då modellen investerar i maximala tillåtna mängden pumpad vattenkraft.

Tabell 4.5: Investeringar i de olika lagrings- och produktionsteknologierna samt totalkostnad för ett scenario med lägre investeringskostnad för pumpad vattenkraft relativt grundscenariot.

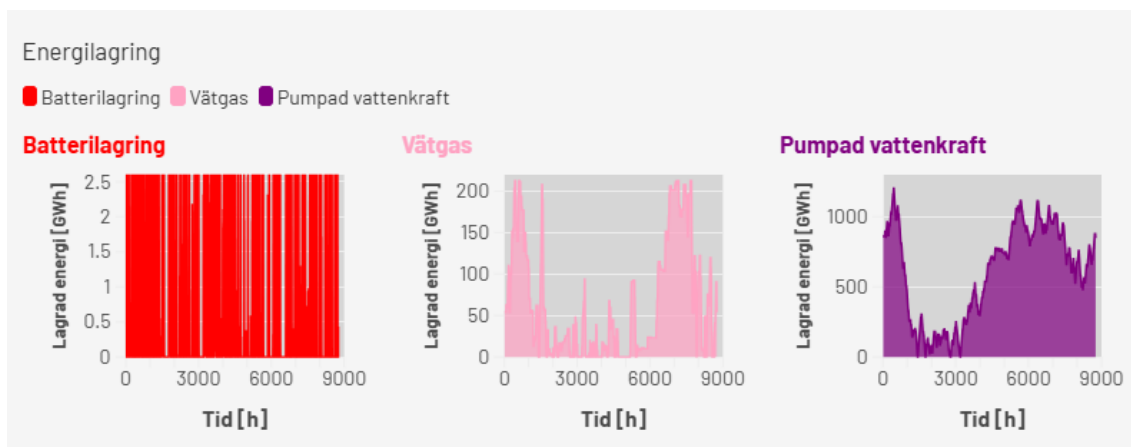
Investeringsområde	Resultat
Batterilagring maxeffekt	453,4 MW
Vätgaslagring maxeffekt	2603 MW
Pumpad vattenkraft maxeffekt	2595 MW
Batterilagring energi	2590 MWh
Vätgaslagring energi	212,7 GWh
Pumpad vattenkraft energi	10,21 TWh
Vattenkraft	0 MW
Solkraft	429,1 MW
Vindkraft	12,72 GW
Total kostnad	308 miljarder kr

Modellen investerar i 429,1 MW solkraft samt 12720 MW vindkraft, vilket resulterar i en energiproduktion som redovisas i Figur 4.3.



Figur 4.3: Energiproduktion i ett scenario där utbyggnad av pumpad vattenkraft sker genom konvertering av vattenkraft till pumpad vattenkraft

Energien lagrad i detta scenario redovisas i Figur 4.4, som visar att batterierna ofta varierar mellan max- och minladdning med en hög frekvens medans vätgaslagringen och den pumpade vattenkraften lagrar en större mängd energi under en längre tid.



Figur 4.4: Energilagring i ett scenario där utbyggnad av pumpad vattenkraft sker genom konvertering av vattenkraft till pumpad vattenkraft

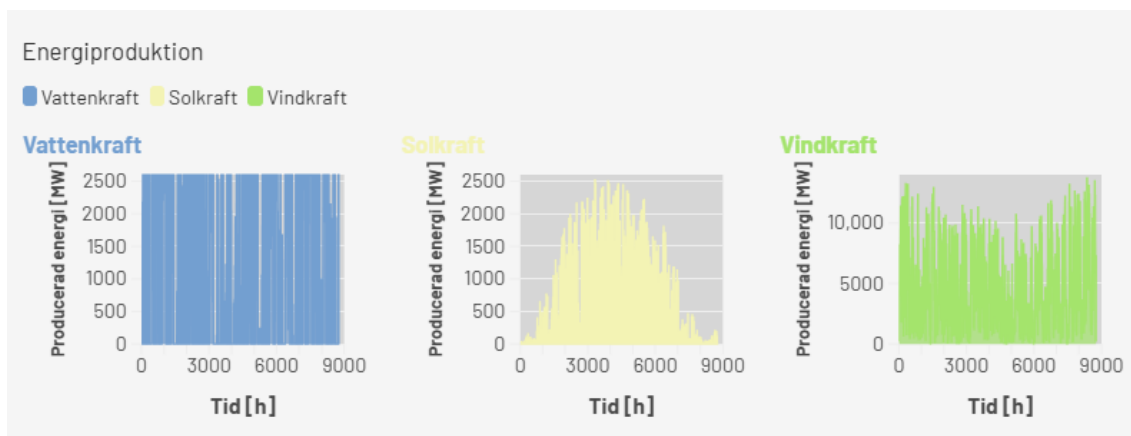
4.6 Lägre investeringskostnad för batterilagring samt pumpad vattenkraft

I detta scenario genererade modellen ett resultat där investeringar gjordes i samtliga lagringsteknologier i hög utsträckning, se Tabell 4.6. Modellen investerar likt föregående scenario maximalt i pumpad vattenkraft. Investeringen i effekt hos batteri- och vätelagring är i detta scenario nästan lika stora, men investeringen i energilagring är betydligt större hos vätagasen, Tabell 4.6.

Tabell 4.6: Investering i de olika produktions- samt lagringsteknologierna i ett scenario med sänkt investeringskostnad för pumpad vattenkraft och batterilagring.

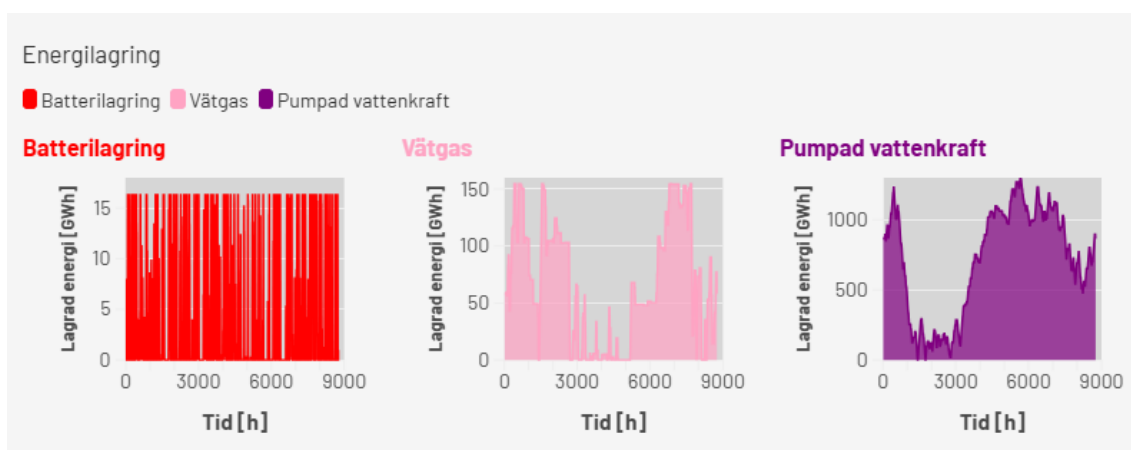
Investeringsområde	Resultat
Batterilagring maxeffekt	1594 MW
Vätgaslagring maxeffekt	1784 MW
Pumpad vattenkraft maxeffekt	2595 MW
Batterilagring energi	16,31 GWh
Vätgaslagring energi	154,8 GWh
Pumpad vattenkraft energi	10,21 TWh
Vattenkraft	0 MW
Solkraft	0 MW
Vindkraft	12,58 GW
Total kostnad	297 miljarder kr

Modellen investerar i 12580 MW vindkraft, vilket är den minsta investeringen i produktionsteknologier av alla scenarion som kördes, resultatet av den totala energiproduktionen visas i Figur 4.5.



Figur 4.5: Elproduktion i ett scenario med sänkt investeringskostnad för pumpad vattenkraft och batterilagring.

I detta scenario investerade modellen i mycket lagringsteknologier, vilket resulterade i en energilagring enligt Figur 4.6.



Figur 4.6: Energilagring i ett scenario med sänkt investeringskostnad för pumpad vattenkraft och batterilagring.

5

Diskussion

För att få en bra bild av hur varje scenario påverkar faktorer som ekonomi, energi och samhälle så kommenteras resultaten ur varje scenario i detta kapitel.

5.1 Huvudscenario

I huvudscenariot kan vi se att modellen investerar i både vätgas och batterier men ingen pumpad vattenkraft, då pumpad vattenkraft inte är ekonomisk gynnsamt i detta scenario. Från Figur 4.2 kan vi se att batterilagringen och vätgaslagringen fyller olika funktioner då batterierna sällan lagrar energi under någon längre tid, utan varierar frekvent mellan att vara fulladdade eller helt urladdade. Vätgasen å andra sidan lagrar en stor mängd energi under lång tid. En rimlig förklaring till detta är att batterier har mycket hög laddnings- och urladdningseffektivitet, men något högre självurladdning jämfört med vätgaslagringen. Detta gör batterier lämpliga för att hantera snabba variationer som sker under ett eller några dygn, medans vätgaslagring är bättre för säsongslagring.

När det kommer till produktionen av energi så fokuseras investeringen endast på vindkraft. Varför modellen endast investerar i vindkraft kan bero på att solkraften är mindre gynnsam än vindkraft i SE3 på grund av det låga antalet soltimmar under året. För att understryka påståendet kan man se att om man jämför hur mycket ett vindkraftverk med en maxeffekt av $1MW$ kan totalt producera med ett solkraftverk av samma storlek så finner man att vindkraftverket producerar mer energi över ett år. Denna skillnad i energi är tillräckligt stor för att göra solkraften dyrare per MWh än vindkraft, trots att $i_3 < i_2$.

I resultatet är det synligt att året inleds med en relativt stor mängd lagrad vätgas som inledningsvis ökar innan lagerna snabbt töms. Detta innebär att det i början av året produceras mer el än den efterfrågan som finns, trots att början av året är under vintern då elkonsumtionen i snitt är hög jämfört med resten av året. En förklaring till detta kan vara att en period med låg produktion av vindkraft sammanfaller med en period med hög efterfrågan. Från Figur 4.1 kan vi se att vi har en dipp i elproduktionen från vindkraften mot slutet av vintern, vilket också är en period under året då elkonsumtionen är hög. Detta gör då så att investeringen i vindkraft behöver dimensioneras så att vi har en överproduktion i början av året för att kunna lagra energi inför den här perioden med hög efterfrågan och låg produktion. Detta är alltså sannolikt en artefakt specifikt från 2025, det år som datan över elförbrukning

samt vind- och solprofilerna är från. Med data från andra år eller ett medelvärde av data från flera år skulle kunna ge annorlunda resultat då detta beror starkt på hur profilerna över elkonsumtion samt väderförhållanden ser ut. Att modellen kan dimensionera investeringarna samt planera produktionen på detta vis är något som kan ske i modellen då den perfekt kan förutse hur förhållandena kommer att se ut framöver och dimensionerar investeringarna för att precis täcka elbehovet. Detta är inte något som är möjligt i verkligheten och därmed behöver ett verkligt system dimensioneras med mer marginal.

5.2 Lägre lagringspriser

Man kan se att investeringen i batterilagring har ökat markant och att en halverad batterikostnad ökar dess investering med en ungefärlig faktor på tre. Det skulle kunna tyda på att batterilagring blir mer gynnsam som en lösning för ett förnyelsebart elnät om dess pris går ner. Fortsatt kan man se att vätelagringen har minskat jämfört med tidigare med fördel för ökningen av batterier. Varför batterierna inte blir enväldiga kan ha att göra med att batterier och vätgas har olika nischer där batterier är bra för lagring under en kort stund men vid längre tid så blir vätgaslagring mer lämpat. Batterilagring ens roll som korttidslagring kan ha att göra med dess höga in- och uteffektivitet, även så är $i_1^P < i_2^P$ vilket gör det billigt att öka effekten till och täcka plötsliga energibehovsspikar. Kontra med vätgas där $i_2^E \ll i_1^E$ vilket gör det billigt att bygga stora lager av vätgas för att täcka energibehov under en längre tid. Ytterligare har vätgas inget energiläckage i modellen olikt batterier, så vätet har inte problemet att det laddas ur givet en tillräckligt lång tid. Vindkraften har också minskat i förhållande till tidigare scenarion. En förklaring skulle kunna vara att energilagringen har en högre cykeffektivitet eftersom mindre energi går till spillo genom att omvandlas till vätgas och att batterier har delvis ersatt vätgas som lagringsmetod. En annan anledning till att detta sker när mer batterilagring implementeras i systemet är sannolikt att deras höga in- och uteffektivitet gör det mer gynnsamt att ladda och ladda ur batterierna ofta för att hantera snabba variationer i systemet. Medans i ett system med mer vätgas skulle det kunna vara mer fördelaktigt att ha en högre medelproduktion för att täcka basbehovet av el och där överskottet sedan lagras för att tillfredsställa höga konsumtionstoppar. Även i detta scenario är investeringen i solkraft obefintlig med samma argument som tidigare.

Det är också viktigt att poängtera att trots att scenariot bygger på ett framtidsperspektiv så har inte produktionen eller konsumtionen ändrats från dagens siffror. Det är högst troligt att framtiden kommer ändra både energiproduktion och konsumtion vilket påverkar hur lagringssystemet är utformat och ger en stor felmarginal till hur det faktiskt kommer se ut. Man kan inte heller helt utesluta att kostnadsminskningen i scenariot är endast ett resultat av lagringen är billigare istället för att det finns någon synergistisk effekt som tillåter nätverket att byggas på ett mer ekonomiskt sätt.

5.3 Utan vattenkraft

Ett direkt problem som uppstår med ett elnät där vattenkraften är obefintlig är att det kommer vara svårt att bibehålla en konstant och tillförlitlig frekvens. När nätet i stora drag förlitar sig på energikällor som använder omformare så skapar det problem för nätstabiliteten som kräver en viss mängd roterande massa för att hållas stabil. Detta är dock inte något som utvärderas av modellen. Den dramatiska prisökningen gentemot huvudscenariot tyder på att detta alternativ är orealistiskt för SE3-området men det kan även vara grundat på faktumet att nätet kräver mer total investering i elproduktion för att kompensera för förlusten av vattenkraft. Att vätelagringen ökade mycket kan bero på både ökningen av vindkraft och därmed en ökning av infrastruktur för att hantera dess variationer. Men även kan det bero på att den reglerande kraft som vattenkraft har haft är borta.

Att detta scenario har investerat i solkraft istället för vindkraft antyder att det har en ny nisch som inte fanns i de andra scenarierna. Eftersom huvudscenariot redan etablerat att vindkraft är mer kostnads effektivt än solkraft under ett år så måste det vara en annan nisch. En förklaring är att solkraften ersätter ytterligare lagring vilket skulle kunna vara för att även när det inte blåser så kan solen fortfarande skina. En annan är att det minskar den lagrade energin som behövs inför sommaren vilket är när vindkraft är som svagast. Vi kan se denna relation från energiproduktionsdatan i Figur 4.1 där vindkraftens svaghet under högsommaren tydligt visas. Detta scenario har liknande dynamik när det kommer till energiproduktion över tid som huvudscenariot så det är en giltig jämförelse. En sista anledning är att det kanske behöver lagras energi inför december och att vindkraften inte kan möta behovet för att ladda upp lagringen när det behövs. Pumpad vattenkraft är fortfarande obefintlig eftersom den pumpade vattenkraften fortsatt är för dyr för att vara nyttosam i detta scenario och det som tyder på att det inte finns en nisch för den att fylla.

5.4 Begränsning till enbart ett av lagringsalternativen

I sig själv är det inte hållbart att bygga ett lagringssystem av enbart ett lagringsalternativ, men det är intressant att se hur siffrorna förhåller sig mot varandra. För batterier kan man se att det är den dyraste totalkostnaden av alla scenarion samt att utvinningen av sällsynta jordartsmetaller gör detta till ett högst osannolikt scenario. Energilagringsskapaciteten är bättre och anledningen kan vara att det blir mer gynnsamt att ladda i och ur oftare. Det tyder på att batterier är ett bra komplement till existerande lagringssystem. Att systemet fortfarande enbart investerar i vindkraft är likt tidigare argument, att det är billigast för den mängd energi man får ut.

Vid användandet av enbart vätelagring så skiljer sig inte siffrorna mycket från huvudscenariot. Det är i själva verket väldigt snarlikt eftersom investeringskostnaderna för väte fortfarande är mer gynnsamma än för batterier samt att den pumpade vattenkraften är begränsad ur ett samhälls- och miljöperspektiv. Därav blir de väldigt lika. Totalkostnaden är inte mycket högre än huvudscenariot vilket tyder på att vätelagring är välanpassad till SE3-området och kan vara ett bra val ekonomiskt sett.

Till sist analyseras den pumpade vattenkraften och för att göra de nödvändiga utbyggnaderna som detta scenario kräver vill det till att man får tillstånd utifrån gällande lagstiftning. Detta är högst osannolikt eftersom vi idag har begränsat byggnationen av nya vattenverk till förmån för miljön och samhället. Pumpad vattenkraft är långsammare på att leverera el än till exempel ett batteri då det tar tid att släppa genom vatten till turbinen för att börja generera elektricitet. Ett batteri har momentan tillförsel av el när man aktiverar det. Trots att denna lagringsmetod ger stabil energitillförsel så kan tidsåtgången i vissa fall vara problematiskt för systemet. I andra scenarion har modellen inte investerat mycket i pumpad vattenkraft, vilket antagligen beror på att batterier tillsammans med vätelagringen har fyllt behoven och eftersom pumpad vattenkraft är rätt dyrt så har modellen prioriterat de andra alternativen över pumpad vattenkraft. Det syns tydligt på totalkostnaden att pumpade vattenkraften är ett av de dyraste alternativen.

5.5 Lägre investeringskostnad för pumpad vattenkraft

Genom antagandet av att enbart räkna med investeringskostnaderna för att konvertera existerande vattenkraftverk till pumpade vattenkraftverk sänktes kostnaderna för den pumpade vattenkraften. Den minskade vindkraften beror sannolikt på att den pumpade vattenkraften har bättre verkningsgrad än vätelagringen vilket leder till mer utvunnen energi. Det gör att den pumpade vattenkraften ersätter mycket väte samtidigt som batterierna är fortsatt dyra. Sammanlagt ledde detta till att modellen valde att investera upp till maxeffekten innan övriga lagringsmetoder var aktuella. Att modellen maximerar den pumpade vattenkraften tyder på att den antagligen hade fortsatt med det om det inte fanns någon begränsning. Värt att notera är antagandet av att 100% av vattenkraftverkets FLH_v kan utnyttjas av pumpade vattenkraften antagligen inte är realistiskt. Dels för att vattendraget som matar vattenkraftverket redan kommer att fylla dammen och därmed ge mindre utrymme för ytterligare energi att lagras, men också att FLH_v bestäms av hur mycket vatten som flödar genom vattenkraftverket snarare än lagringskapaciteten som dammen har. Så det är rimligt att vattenkraftverket kan lagra mycket mindre energi än vad FLH_v skulle antyda.

Resultatet tyder på att denna utformning är gynnsam ur ett ekonomiskt perspektiv men frågan kvarstår hur många utbyggnader man kommer tillåtas göra utav de redan existerande vattenkraftverken. Det är sannolikt att statens begränsning på vattenkraftverk även kommer att göra det svårt att göra nödvändiga utbyggnader för att realisera detta scenario. Den totala kostnaden tyder på att en blandning av alla lagringsmetoderna kan vara ett bra alternativ för att effektivt täcka energibehovet samtidigt som kostnaderna hålls nere. Om den negativa effekten på miljön är större av att inte använda 100% förnybar el än att bygga ut pumpade vattenkraftverken så blir detta scenario ännu mer trovärdigt.

5.6 Billigare investeringskostnad för batterilagring samt pumpad vattenkraft

I och med den sänkta kostnaden för batterierna i det här scenariot så ökar investeringen i dem i modellen. Trots ökningen av batterier och pumpad vattenkraft så väljer modellen fortfarande att investera i vätelagring. Detta är antagligen tack vare den fortsatt konkurrenskraftiga investeringskostnaden hos vätelagring, samt ett fortsatt behov av långtidslagring med hög effektivitet, då investeringsmöjligheterna i den pumpade vattenkraften är begränsad. Den totala kostnaden för detta scenario är det lägsta av resultaten och beror på de minskade kostnaderna på både batterier och pumpad vattenkraft.

Resultatet visar på att investeringen i mer effektkapacitet hos vindkraft även i detta scenario som är det med lägst totalkostnad ligger på ungefär det dubbla av den installerade effekten hos kärnkraften vi idag har i SE3. Det tyder på att vi trots billigare lagringsmetoder som är betydligt billigare än dagens kostnader fortfarande behöver mer installerad effekt hos vindkraft jämfört med kärnkraft om den ska kunna fasas ut. Detta är rimligt då vindkraft är en varierbar elproduktionsteknologi och hur mycket av sin maxeffekt den kan generera är beroende på väderförhållandena.

Att modellen investerar mycket i de olika lagringsteknologierna skulle även kunna påvisa att kombinationen av de olika lagringsalternativen har en positiv effekt på kostnaden men det krävs mer undersökning för att fastställa detta påstående. I sin helhet är det inte orimligt att kombinationen av alla tre lagringsalternativ är bra val då deras tekniska specifikationer komplementerar varandra bra, där batterilagring kan användas för att hantera korta och snabba variationer, medans vätgaslagring och pumpad vattenkraft lämpar sig väl för längre säsongslagring. På så sätt bidrar det till att skapa ett stabilt system som klarar snabba in- och urladdningar lika väl som lagring under längre tid. Baserat på tidigare scenarier, särskilt huvudscenariot i Figur 4.1 jämfört med scenarierna med enbart en lagringsmetod i Figur 4.4, kan det observeras att en kombination av flera lagringstekniker ger lägre systemkostnader när samma kostnadsantaganden används. Detta indikerar att olika lagringstekniker kompletterar varandra och kan hantera olika typer av variationer i energisystemet mer kostnadseffektivt än en enskild lagringsmetod. för alla kostnadsparametrar så Balanseringen av elnätet skulle vara lättare att hantera med tanke på lagringsme-

todernas olika funktioner. Systemet utarmar inte heller naturliga resurser i lika stor utsträckning jämfört med om man skulle investera mycket i en lagringsmetod, då man fördelar bördan på flera håll med olika påverkan på natur och samhälle.

5.7 Metod och felkällor

För att avgränsa arbetet så har flertalet förenklingar och antaganden gjorts som påverkar resultatet och i sin tur slutsatserna som dragits från arbetet. Resultaten är endast giltiga i den kontext som definierats och slutsatser som sträcker sig utanför den kontexten bör göras varsamt. Datan som använts som grund till arbetet är baserat på värden från 2025 då det är året närmast nutid med fullständig data, att enbart ett års data har använts är en begränsning då produktion och konsumtion då blir känsliga för extrema händelser och omständigheter som inte nödvändigtvis är representativt för ett genomsnittligt år. Det innebär även att ett år med mer extrema värden inte nödvändigtvis skulle klara av att täcka elkonsumtionen med de investeringar som lyfts fram i resultatet.

Vid insamling av parametrar för produktionsteknologierna samt lagringsteknologierna har flera antaganden gjorts för att aggregera variationer inom teknikerna till en representativ teknologi med parametervärden som ska vara representativt för någon form av genomsnittlig produktions- eller lagringsteknologi av de olika kategorierna som användes i modellen. Detta innebär att nyanser och variationer inom de olika kategorierna inte inkluderats i arbetet, vilket kan påverka utfallet. En felkälla kan även vara att datan för vindkraftens produktionsprofil kan ha utsatts för temporära avbrott vid till exempel underhåll eller vid överproduktion som då troligtvis påverkat värdena över tid. Vilket resulterar i att vindkraftens maximala möjliga produktion antagligen är högre än vad som presenterats.

Parametrar som beskriver priser är ej exakta på det sätt som fysikaliska parametrar är. Pris har många faktorer och har sin grund i hur mycket något värderas. Detta gör det problematiskt att analysera priserna linjärt så som har antagits i modellerna. I en mer realistisk analys skulle inverkan av investeringar påverka priset på ett icke-linjärt sätt. Exempel på icke-linjär prissättning är stordriftsfördelar. Många investeringar i denna modell skulle kunnat påverkats av det där ett konkret fall är priset för vätagaslagring där det implicit antagits att LRC anläggningen som byggs för varje scenario är minst 125 GWh, eftersom prissättningen som använts kräver det [46].

Ett ytterligare antagande som gjorts är att kostnaden av effekten från ett batteri är oberoende av dess lagringskapacitet. Detta är inte sant för ett riktigt batterisystem, då det är prissatt efter dess urladdningstid t och dess lagringskapacitet samtidigt se [64], [81]. I appendix A.1 har en linjärisering för batteripris utförts där det antagits att batterier där $t = 2h$ och $t = 4h$ används för att överensstämna med de typer av batterier som angavs i källorna. Denna linjärisering har bristen av att vara blind till vad som händer när ett batterisystem med låg t är tomt före ett batteri med hög t . Utöver det så kan den inte estimera vad priset skulle vara för batterilagringssystem med t som inte är $2h \leq t \leq 4h$. Med ekvationen $t = X_1^E/X_1^P$ kan vi se att det effektiva t värdet för alla scenarion utom 3 är utanför det givna området. Konsekvent är t värdet för högt, det noteras också att det enda scenariot där fallet inte var sådant var för det utan vattenkraft vilket verkar implicera att den roll som vattenkraft har haft i att reglera plötsliga elbehovs ökning har ersatts av batterilagring.

6

Slutsats

En 100% förnyelsebar energisektor är som tidigare nämnts en utmaning som är värd att lösa. Resultatet från undersökningen i denna rapport tyder på att lagringsmetoder kan spela en stor roll i att uppnå målet, särskilt i framtiden när teknologierna troligen har utvecklats. Batterier är i dagsläget dyrt i förhållande till den inverkan de har på målet jämfört med till exempel väte som lagringsmetod. Samtidigt måste infrastrukturen för väte utvecklas för att det ska bli konventionellt tillgängligt och användas till sitt yttersta. Den pumpade vattenkraften påvisar också potential som en värdefull lagringsmetod, särskilt om man lyckas hålla ned kostnaderna genom att antingen teknologin utvecklas eller att den implementeras i existerande vattenkraftverk.

Fortsatt så visade resultatet att en kombination av alla lagringsmetoderna skulle vara mest gynnsamt då vederbörandes påverkan på miljön minimeras samtidigt som lagringsmetodernas egenskaper synergerar väl med varandra för att skapa ett stabilt och säkert nät. Troligtvis blir kombinationen också billigare än ett system med enbart en lagringsmetod givet resultaten i denna rapporten.

Denna rapport har etablerat att lagring av el har en plats i framtiden och är gynnsamt för samhället. Genom att undersöka vidare kan framtida forskning etablera hur samspelet mellan lagringarna behöver se ut för att förverkliga idén. Dessutom kan ytterligare undersökningar på hur varje lagringsmetod praktiskt behöver implementeras skapa en väg framåt för att realisera konceptet om ett integrerat lagringssystem i det svenska elnätet.

Litteratur

- [1] Regeringskansliet. “Regeringens prioritering: Klimat och energi,” . [Online]. Tillgänglig: <https://www.regeringen.se/regeringens-politik/regeringens-prioriteringar/klimat-och-energi/> (hämtad: 2026-05-08).
- [2] Elområden.se. “Elområden,” 2026. [Online]. Tillgänglig: <https://elomraden.se/> (hämtad: 2026-03-30).
- [3] Energimyndigheten. “Vattenkraft,” 2024. [Online]. Tillgänglig: <https://www.energimyndigheten.se/forskning-och-innovation/forskning/elsystem/vattenkraft> (hämtad: 2026-03-25).
- [4] Strålsäkerhetsmyndigheten. “Kärnkraft,” . [Online]. Tillgänglig: <https://www.stralsakerhetsmyndigheten.se/omraden/karnkraft/> (hämtad: 2026-04-16).
- [5] Svenska kraftnät, Jan. 2026, “Statistik per elområde och timme 2025,” Svenska kraftnät. [Online]. Tillgänglig: <https://www.svk.se/494b20/siteassets/1.om-kraftsystemet/kraftsystemdata/statistik/elomrade-och-timme/arkiverade/timvarden-2025-01-12.xls>.
- [6] Statistikmyndigheten SCB. “Befolkningstäthet i Sverige,” 2026. [Online]. Tillgänglig: <https://www.scb.se/hitta-statistik/sverige-i-siffror/manniskorna-i-sverige/befolkningstathet-i-sverige/> (hämtad: 2026-03-25).
- [7] H. Svidén, “Rapport: Så kan vattenkraften byggas ut,” Svenskt Näringsliv, Sundbyberg, Sverige, 2023. [Online]. Tillgänglig: https://www.svensktnaringsliv.se/sakomraden/hallbarhet-miljo-och-energi/rapport-sa-kan-vattenkraften-byggas-ut__1202071.html, Hämtad: 2026-02-12.
- [8] P. Marocco, R. Novo, A. Lanzini, G. Mattiazzo och M. Santarelli, “Towards 100% renewable energy systems: The role of hydrogen and batteries,” *Journal of Energy Storage*, vol. 74, Dec. 2023, DOI: 10.1016/j.est.2022.106306.
- [9] J. Nasir, A. Javed, M. Ali, K. Ullah och S. A. A. Kazmi, “Sustainable and cost-effective hybrid energy solution for arid regions: Floating solar photovoltaic with integrated pumped storage and conventional hydropower,” *Journal of Energy Storage*, vol. 74, Dec. 2023, DOI: 10.1016/j.est.2023.109417.
- [10] H. Nordström m. fl., “Strategies for Continuous Balancing in Future Power Systems with High Wind and Solar Shares,” *Energies*, vol. 16, nr. 5249, Jul. 2023, DOI: 10.3390/en16145249.
- [11] P. Sundarrajan, J. Thakur och D. Meha, “Harnessing hydrogen and thermal energy storage: Sweden’s path to a 100 % renewable energy system by 2045,”

- Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 210, ss. 115041, Dec. 2025, DOI: 10.1016/j.rser.2024.115041.
- [12] "Sweden's electricity and natural gas market, 2024," Energimarknadsinspektionen, Eskilstuna, Sverige, 2025. [Online]. Tillgänglig: <https://ei.se/download/18.6fe475b619b356781735d3/1766159092506/Swedens-electricity-and-natural-gas-market-2024-Ei-R2025-19.pdf?>, Hämtad: 2026-04-23.
- [13] Energimyndigheten. "Elsystemet och elmarknaden." 2026. [Online]. Tillgänglig: <https://www.energimyndigheten.se/energisystem-och-analys/nulaget-i-energisystemet/om-det-svenska-elsystemet/> (hämtad: 2026-04-15).
- [14] Svenska Kraftnät. "Sveriges elnät," 2024. [Online]. Tillgänglig: <https://www.svk.se/omkraftsystemet/oversikt-av-kraftsystemet/sveriges-elnat/> (hämtad: 2026-04-15).
- [15] Svenska Kraftnät. "Karta över transmissionsnätet," 2025. [Online]. Tillgänglig: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-transmissionsnätet/transmissionsnatskarta/s> (hämtad: 2026-04-15).
- [16] Energimyndigheten. "Vägen mot ett fossilfritt samhälle," 2024. [Online]. Tillgänglig: <https://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2024/vagen-mot-ett-fossilfritt-samhalle//> (hämtad: 2026-05-12).
- [17] Energimyndigheten. "Framtidens elektrifiering kräver energieffektivisering och smart energianvändning," 2024. [Online]. Tillgänglig: <https://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2024/framtidens-elektrifiering-kraver-energieffektivisering-och-smart-energianvandning/> (hämtad: 2026-05-11).
- [18] Svenska Kraftnät. "Energilagring med batterier och vätgas," 2025. [Online]. Tillgänglig: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/energilagring-med-batterier-och-vatgas/> (hämtad: 2026-04-15).
- [19] Å. Killingtveit, "Hydroelectric power," i *Future Energy: Improved, Sustainable and Clean Options for Our Planet*, Elsevier, 2020, kap. 15, ss. 315–330. [Online]. Tillgänglig: <https://www.sciencedirect.com/science/chapter/edited-volume/pii/B9780081028865000153?via%3Dihub>, Hämtad: 2026-04-22.
- [20] Energimyndigheten. "Vattenkraft," 2024. [Online]. Tillgänglig: <https://www.energimyndigheten.se/forskning-och-innovation/forskning/elsystem/vattenkraft/#:~:text=Vattenkraften%20svarar%20i%20dag%20f%C3%B6r,nyckelroll%20f%C3%B6r%20balansh%C3%A5llningen%20i%20kraftsystemet> (hämtad: 2026-04-22).
- [21] Energiforsk, "El från nya anläggningar," 2021. [Online]. Tillgänglig: <https://energiforsk.se/media/30970/el-fra-n-nya-anla-ggningar-energiforskrappport-2021-714.pdf>, Hämtad: 2026-03-13.
- [22] D. Arora och R. K. Arora, "Hydro Power Generation-Growth Story, Challenges Solutions," *Water and Energy International*, vol. 67r, nr. 4, ss. 28–32, Maj. 2024. [Online]. Tillgänglig:

- <https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-85209173954&partnerID=40&md5=9416a9cce0d6fe748f27840bca744601>, Hämtad: 2026-04-15.
- [23] J. Luis, L. M. Sidek, M. N. M. Desa och P. Y. Julien, "Sustainability of hydropower as source of renewable and clean energy," i *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, Putrajaya, Malaysia, 2023. [Online]. Tillgänglig: <https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-84881087237&doi=10.1088%2f1755-1315%2f16%2f1%2f012050&partnerID=40&md5=64e98d91280cd8f3b75179189c4dccc>, Hämtad 2026-04-16.
- [24] A. Kumar, K. Govil, G. Dwivedi och M. Chhabra, "Problems Associated with Hydraulic Turbines," i *Harmony Search and Nature Inspired Optimization Algorithms*, Gurgaon, Singapore, 2019, ss. 621–632. [Online]. Tillgänglig: https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-981-13-0761-4_60?utm_source=getftr&utm_medium=getftr&utm_campaign=getftr_pilot&getft_integrator=scopus#Sec1, Hämtad: 2026-04-16.
- [25] J. M. Ndayiragije och A. Nkuzimana, "Socio-environmental impacts of hydropower construction in Burundi," *Heliyon*, vol. 19, nr. 21, 2024. DOI: 10.1016/j.heliyon.2024.e40084.
- [26] Vattenmyndigheterna. "H," . [Online]. Tillgänglig: <https://www.vattenmyndigheterna.se/om-vattenmyndigheterna/ordlista/h.html#h-Hydrologiskregim> (hämtad: 2026-05-11).
- [27] Strålsäkerhetsmyndigheten. "Så fungerar en kokvattenreaktor," 2017. [Online]. Tillgänglig: <https://www.stralsakerhetsmyndigheten.se/omraden/karnkraft/sa-fungerar-ett-karnkraftverk/sa-fungerar-en-kokvattenreaktor/> (hämtad: 2026-04-16).
- [28] Strålsäkerhetsmyndigheten. "Så fungerar en tryckvattenreaktor," 2024. [Online]. Tillgänglig: <https://www.stralsakerhetsmyndigheten.se/omraden/karnkraft/sa-fungerar-ett-karnkraftverk/sa-fungerar-en-tryckvattenreaktor/> (hämtad: 2026-04-16).
- [29] Strålsäkerhetsmyndigheten. "Slutförvar för radioaktivt avfall och använt kärnbränsle," 2025. [Online]. Tillgänglig: <https://www.stralsakerhetsmyndigheten.se/omraden/radioaktivt-avfall/slutforvar/> (hämtad: 2026-04-16).
- [30] Strålsäkerhetsmyndigheten. "Kärnkraftsolyckor i världen," 2026. [Online]. Tillgänglig: <https://www.stralsakerhetsmyndigheten.se/omraden/karnkraft/karnkraftsolyckor-i-varlden/> (hämtad: 2026-04-16).
- [31] Svensk Solenergi. "Installerad solkraft," . [Online]. Tillgänglig: <https://svensksolenergi.se/statistik/solkraft/> (hämtad: 2026-05-12).
- [32] Sunpower. "How Do Solar Panels Actually Work?," [Online]. Tillgänglig: <https://us.sunpower.com/blog/how-do-solar-panels-actually-work?s> (hämtad: 2026-04-17).
- [33] A. R. Zanatta, "The Shockley–Queisser limit and the conversion efficiency of silicon-based solar cells," *Results in Optics*, vol. 9, nr. 100320, Dec. 2024, DOI: 10.1016/j.rio.2022.100320.

- [34] Vestas American Wind Technology. "How wind works," [Online]. Tillgänglig: <https://us.vestas.com/en-us/wind-basics/how-onshore-wind-works> (hämtad: 2026-04-17).
- [35] Energimyndigheten. "Ljud från vindkraftverk," 2021. [Online]. Tillgänglig: <https://energimyndigheten.a-w2m.se/System/TemplateView.aspx?p=Arkitektkopia&id=1d80a5ef86914867a096466d28dd71c6&q=ljud%20fr%C3%A5n%20vindkraftverk&lstqty=1> (hämtad: 2026-04-16).
- [36] Energimyndigheten. "Vindkraft i landskapets," 2021. [Online]. Tillgänglig: <https://energimyndigheten.a-w2m.se/System/TemplateView.aspx?p=Arkitektkopia&id=e386db3b45c54b3e95770d6d7b798b98&q=vindkraft%20i%20landskapet&lstqty=1> (hämtad: 2026-04-16).
- [37] Energimyndigheten. "Vindkraftens påverkan på fåglar och fladdermöss," 2021. [Online]. Tillgänglig: <https://energimyndigheten.a-w2m.se/System/TemplateView.aspx?p=Arkitektkopia&id=c156c9fa240e4b588817254908abd949&q=fladderm%C3%B6ss&lstqty=1> (hämtad: 2026-04-16).
- [38] "Technology Data – Energy Storage," Danish Energy Agency, Köpenhamn, Danmark, 2018. [Online]. Tillgänglig: <https://ens.dk/en/analyses-and-statistics/technology-data-energy-storage>, Hämtad: 2026-04-03.
- [39] B. Lawson. "Secondary Cell Diagram.svg," 2007. Hämtad: 8 Maj, 2026. [Digital bild]. Tillgänglig: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Secondary_Cell_Diagram.svg. CC-BY-SA-3.0.
- [40] M. N. Razali, R. M.N., M. S. Mahmud, S. S. Mohd Tarmizi och M. K. N. Mohd Zuhan, "Synergistic Effect of Electrolyte and Electrode in Nickel Cadmium Aging Battery Performances," i *Springer Proceedings in Materials*, Springer, Pekan, Malaysia, 2024, kap. 40, ss. 339-349. [Online]. Tillgänglig: https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-981-99-9848-7_31, Hämtad: 2026-04-23.
- [41] R. Kaiser, "Optimized battery-management system to improve storage lifetime in renewable energy systems," *Journal of Power Sources*, vol. 168, nr. 1, ss. 58–65, Maj. 2007, DOI: 10.1016/j.jpowsour.2006.12.024.
- [42] N. Karami, H. El-sheikh och N. Moubayed, "Evaluation study of different useful life estimation techniques of lithium-ion battery," i *2016 3rd International Conference on Electrical, Electronics, Computer Engineering and their Applications, EECEA 2016*, Beirut, Libanon, 2016, ss. 77–82. [Online]. Tillgänglig: <https://www.scopus.com/pages/publications/84978173765?>, Hämtad: 2026-04-27.
- [43] L. Roche, A. Link, S. Marinova, V. Coroama och M. Finkbeiner, "S-LCA of lithium mining in Chile and its potential impacts on water and the local community," *International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 30, nr. 6, ss. 1201–1228, Jun. 2025, DOI: 10.1007/s11367-024-02378-8.

- [44] R. Karacan och E. Y. Kayacan, "How environmentally friendly are electric cars? The relationship between lithium usage and water resources, Chile example," *Managerial and Decision Economics*, vol. 45, nr. 8, ss. 5346–5358, Dec. 2024, DOI: 10.1002/mde.4324.
- [45] E. Kalihonda, E. Igbineweka och Chowdhury, "Integrating Hydrogen as an Energy Storage for Renewable Energy Systems: A Comprehensive Review," i *Proceedings of the 32nd Southern African Universities Power Engineering Conference, SAUPEC 2024*, Stellenbosch, Sydafrika, 2024. [Online]. Tillgänglig: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10445099>, Hämtad: 2026-04-22.
- [46] K. Marnate och S. Grönkvist, "Looking beyond compressed hydrogen storage for Sweden: Opportunities and barriers for chemical hydrides," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 77, ss. 667–694, Feb. 2024, DOI: 10.1016/j.ijhydene.2024.06.106.
- [47] National Research Council and National Academy of Engineering, *The Hydrogen Economy: Opportunities, Costs, Barriers, and RD Needs*, Washington, DC, USA: The National Academies Press, 2024. [Online]. Tillgänglig: <https://nap.nationalacademies.org/catalog/10922/the-hydrogen-economy-opportunities-costs-barriers-and-rd-needs>, Hämtad: 2026-04-30.
- [48] D. Parra, G. S. Walker och M. Gillott, "Modeling of PV generation, battery and hydrogen storage to investigate the benefits of energy storage for single dwelling," *Sustainable Cities and Society*, årg. 10, vol. 10, ss. 1–10, Feb. 2014, DOI: 10.1016/j.scs.2013.04.006.
- [49] H. Liu, L. Gao, F. Cheng, C. Chen och S. Hua, "Lifetime evaluation and material failure analysis of a PEMFC prepared using commercial materials," *International Journal of Green Energy*, vol. 22, nr. 1, ss. 22–34, Sep. 2024. [Online]. Tillgänglig: <https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/15435075.2024.2401961>, Hämtad: 2026-04-22.
- [50] R. Dervisoglu. "Solid oxide fuel cell protonic.svg," 2020. Hämtad: 8 Maj, 2026. [Digital bild]. Tillgänglig: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Solid_oxide_fuel_cell_protonic.svg.
- [51] A. Hurtig och J. Eriksson, "Elektrokemisk undersökning av katalysatorlagret i PEM-bränsleceller," Examensarbete, Institutionen för kemi och kemiteknik, Chalmers tekniska högskola, Göteborg, Sverige, 2022. [Online]. Tillgänglig: <https://hdl.handle.net/20.500.12380/304608>.
- [52] Vätgas Sverige. "Hur tillverkas vätgas?," 2026. [Online]. Tillgänglig: <https://vatgas.se/fakta/hurtillverkas-vatgas/> (hämtad: 2026-03-31).
- [53] R. J. Spiegel, "Platinum and fuel cells," *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, vol. 9, nr. 5, ss. 357–371, Sep. 2004, DOI: 10.1016/j.trd.2004.07.001.
- [54] The Elemental Group. "The global platinum supply stands at a critical juncture," 2025. [Online]. Tillgänglig: <https://www.elemental.biz/the-global-platinum-supply-stands-at-a-critical-juncture/5793/> (hämtad: 2026-02-12).
- [55] A. Arabkoohsar och H. Namib, "Pumped hydropower storage," i *Mechanical Energy Storage Technologies*, Elsevier, 2020, kap. 4, ss. 73–100. [Online].

- Tillgänglig: <https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-85176840727&doi=10.1016%2fB978-0-443-14154-6.00014-4&partnerID=40&md5=3c68c0864d329d3dcf8fd822e88f37fc>, Hämtad 2026-04-15.
- [56] A. P. Alonso, “Pumped hydro energy storage systems for sustainable energy planning,” i *Sustainable Energy Planning in Smart Grids*, Elsevier, 2023, kap. 5, ss. 71–89. [Online]. Tillgänglig: <https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-85176840727&doi=10.1016%2fB978-0-443-14154-6.00014-4&partnerID=40&md5=3c68c0864d329d3dcf8fd822e88f37fc>, Hämtad: 2026-04-15.
- [57] E. Muljadi, R. M. Nelms, E. Chartan, R. Robichaud, L. George och H. Obermeyer, “Electrical Systems of Pumped Storage Hydropower Plants,” National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, TP-5000-74721, 2021. [Online]. Tillgänglig: <https://docs.nrel.gov/docs/fy21osti/74721.pdf?>, Hämtad: 2026-05-11.
- [58] S. Rehman, L. M. Al-Hadhrami och M. M. Alam, “Pumped hydro energy storage system: A technological review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 44, ss. 586–598, Apr. 2015, DOI: 10.1016/j.rser.2014.12.040.
- [59] A. Harby, J. Sauterleute, M. Korpås, Å. Killingveit, E. Solvang och T. Nielsen, “Pumped Storage Hydropower,” i *In Transition to Renewable Energy Systems*, John Wiley Sons, Ltd, 2013, kap. 29, ss. 597–618. [Online]. Tillgänglig: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/9783527673872.ch29>, Hämtad: 2026-04-27.
- [60] “Kortsiktig marknadsanalys 2024,” Svenska kraftnät, Sundbyberg, Sverige, 2025. [Online]. Tillgänglig: https://www.svk.se/4959a4/siteassets/om-oss/rapporter/2025/kma-2024_20250324.pdf, Hämtad: 2026-02-25.
- [61] Länsstyrelserna. “LST Vindbrukskollen 11.0,” . [Online]. Tillgänglig: <https://ext-webbgis.lansstyrelsen.se/vbk/> (hämtad: 2026-02-03).
- [62] Statistikmyndigheten SCB. “Bruttoproduktion, installerad effekt samt antal anläggningar fördelat på elområde. År 2015 - 2024. PxWeb,” 2024. [Online]. Tillgänglig: https://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START__EN__EN0105__EN0105A/AnlInstEffBrProd/ (hämtad: 2026-03-03).
- [63] “Tema: Vindkraftens teknik- och kostnadsutveckling i Sverige,” Energimyndigheten, Eskilstuna, Sverige, 2019. [Online]. Tillgänglig: <https://www.energimyndigheten.se/globalassets/om-oss/lagesrapporter/elmarknaden/2019/vindkraftens-teknik--och-kostnadsutveckling.pdf>, Hämtad: 2026-03-20.
- [64] International Renewable Energy Agency, “Renewable Power Generation Costs in 2024,” 2025. [Online]. Tillgänglig: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA_TEC_RPGC_in_2024_2025.pdf, Hämtad: 2026-03-02.
- [65] C. Martínez de León, C. Ríos, P. Molina och J. J. Brey, “Levelized Cost of Storage (LCOS) for a hydrogen system,” *International Journal of Hydrogen*

- Energy*, vol. 52, ss. 1274–1284, Jan. 2024, DOI: 10.1016/j.ijhydene.2023.07.239.
- [66] European Hydrogen Observatory. “Electrolyser cost,” . [Online]. Tillgänglig: <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/production-trade-and-cost/electrolyser-cost> (hämtad: 2026-03-02).
- [67] A. Kampker m. fl., “Fuel cell system production cost modeling and analysis,” *Energy Reports*, vol. 9, ss. 248–255, Mars. 2023, DOI: 10.1016/j.egyr.2022.10.364.
- [68] K. Mongird m. fl., “Energy Storage Technology and Cost Characterization Report,” Pacific Northwest National Laboratory, Richland, WA, USA, PNNL-28866, 2019. [Online]. Tillgänglig: <https://www.osti.gov/biblio/1573487>, Hämtad: 2026-03-18.
- [69] N. K. Noyanbayev, A. J. Forsyth och T. Feehally, “Efficiency analysis for a grid-connected battery energy storage system,” *Materials Today: Proceedings*, vol. 5, nr. 11, del 1, ss. 22811–22818, 2018, DOI: 10.1016/j.matpr.2018.07.095.
- [70] S. H. Khan, “Energy storage systems for deep decarbonization: A critical review,” *Journal of Energy Storage*, vol. 150, nr. 120485, Mars. 2026, DOI: 10.1016/j.est.2026.120485.
- [71] N. Ketjoy m. fl., “Technical viability of 136 MWh PV-biogas-battery energy storage power plant: Policy guidelines for BESS based-VRE integration deployment in Thailand,” *Journal of Energy Storage*, vol. 114, del B, nr. 115851, Apr. 2025, DOI: 10.1016/j.est.2025.115851.
- [72] International Energy Agency. “Electrolysers,” . [Online]. Tillgänglig: <https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/electrolysers> (hämtad: 2026-03-11).
- [73] S. Park, J. Park och I. Lee, “Comparative analysis of hydrogen and methanol energy storage systems for large-scale applications: Thermodynamic and economic perspectives,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 119, ss. 467–481, Apr. 2025, DOI: 10.1016/j.ijhydene.2025.03.248.
- [74] D. Pashchenko, “Green hydrogen as a power plant fuel: What is energy efficiency from production to utilization?,” *Renewable Energy*, vol. 223, nr. 120033, Mars. 2024, DOI: 10.1016/j.renene.2024.120033.
- [75] N. Erniza m. fl., “Optimisation of Pumped-Hydro Storage System for Hybrid Power System Using Power Pinch Analysis,” *Chemical Engineering Transactions*, vol. 35, 2013, DOI: 10.3303/CET1335014.
- [76] European Central Bank. “Swedish krona (SEK),” . [Online]. Tillgänglig: https://www.ecb.europa.eu/stats/policy_and_exchange_rates/euro_reference_exchange_rates/html/eurofxref-graph-sek.en.html (hämtad: 2026-03-02).
- [77] Sveriges Riksbank. “Sök räntor och valutakurser,” . [Online]. Tillgänglig: <https://www.riksbank.se/sv/statistik/rantor-och-valutakurser/sok-rantor-och-valutakurser/?s=g130-SEKUSDPMI&a=Y&from=2025-01-02&to=2025-12-30&fs=3#result-section> (hämtad: 2026-03-18).
- [78] Statistikmyndigheten SCB. “Prisomräknaren,” . [Online]. Tillgänglig: <https://www.scb.se/hitta-statistik/sverige-i-siffror/prisomraknaren/> (hämtad: 2026-03-02).

- [79] “Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2025 Update,” National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, TP-6A40-93281, 2025. [Online]. Tillgänglig: <https://docs.nrel.gov/docs/fy25osti/93281.pdf>, Hämtad: 2026-03-18.
- [80] “The Future of Hydrogen,” International Energy Agency, Paris, Frankrike, 2019. [Online]. Tillgänglig: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen#overview>, Hämtad: 2026-04-18.
- [81] Ember. “How cheap is battery storage?,” 2025. [Online]. Tillgänglig: <https://ember-energy.org/latest-insights/how-cheap-is-battery-storage/> (hämtad: 2026-03-04).

A

Appendix 1

A.1 Beräkning av i_1^P och i_1^E

Källan [64] prissätter batterilagring med en faktor i_t [USD/kwh] som beror av urladdningstiden t . Den totala kostnaden I för ett specifikt batterisystem med en given lagringskapacitet E fås av $I = i_t E$. Modellen är inte designad för detta så en metod för att istället prissätta batterisystem efter dess lagringskapacitet E och maxeffekt P hittades. Först användes det att maxeffekten för ett batteri med en viss urladdningstid fås som $P = E/t$. Sedan ansattes det att priset för ett batterisystem är $I = i_t E = i_1^E E + i_1^P P$. Med den föregående relationen kan funktionen $i_1(t) = i_1^E + i_1^P/t$ bildas. Därefter med en linjär regression kan vi sedan hitta i_1^E och i_1^P . [64] har värden av i_t för Europa vid $t = 2\text{h}$ och $t = 4\text{h}$. De resulterade priserna för i_1^E och i_1^P var därefter normaliserat så att ett batteri med en urladdningstid av 4h kostade 2250000kr/MW.

Den fysikaliska tolkningen av detta är att modellen tillåts välja andelen batterier med urladdningstid på 2h gentemot 4h. Mellan de föregående punkterna kan priset för batterisystem av mellanliggande urladdningstider utformas. Detta har konsekvensen att införa begränsningen $X_1^E/4\text{h} \leq X_1^P \leq X_1^E/2\text{h}$ eftersom X_1^P utanför detta område implicerar att den sammanlagda urladdningstiden är mindre än 2h eller större än 4h vilket är omöjligt.

A.2 Beräkning av η_i^{in} och η_i^{out} från η_i^{RTE}

Den cykelverkningsgraden η_i^{RTE} definieras som $\eta_i^{RTE} = \eta_i^{in} \eta_i^{out}$ och beskriver den totala energiförlusten. Den engelska termen för detta ord är *Round Trip Efficiency* och beskriver hur mycket av den energi som ett system laddats med som faktiskt kan utvinnas vid urladdning. Definitionen medför att för ett fixt η_i^{RTE} så påverkas inte effektiviteten av ett lagringssystem av variationer i η_i^{in} och η_i^{out} . Variation i η_i^{out} påverkar dock hur mycket energi ett lagringssystem effektivt lagrar då den utvinnbara energin E_{ut} i ett givet fullagrat system är $E_{ut} = X_1^E \eta_i^{out}$ och kan påverka modell resultat. Denna variation är stor i system med låga η_i^{RTE} men inte i system med höga η_i^{RTE} . Varför är för att η_i^{in} och η_i^{out} är begränsade att vara mellan η_i^{RTE} och 100%. Om vi då har en hög η_i^{RTE} kommer vi se att $\eta_i^{in} \approx \eta_i^{out}$. Antagandet $\eta_i^{in} = \eta_i^{out}$ blir då mycket rimligt vilket vidare tillåter $\eta_i^{RTE} = \eta_i^{in^2} = \eta_i^{out^2}$ och till sist $\eta_i^{in} = \eta_i^{out} = \sqrt{\eta_i^{RTE}}$.

Tabell A.1: Parametrar för olika elproduktionsmetoder där p beskriver vilken produktionsmetod som används. Metod delen beskriver vilken siffra korresponderar till vilken produktionsmetod.

	$p = 1$	$p = 2$	$p = 3$
c_p [kr/MWh]	0	40	10
CAP_p [MW]	2595	4535,86	4135

Tabell A.2: Parametrar för de olika lagringsmetoderna där l beskriver vilken metod som analyseras. Metod delen beskriver vilken siffra korresponderar till vilken lagringsmetod.

	$l = 1$	$l = 2$	$l = 3$
η_l^{in} [%]	95,29	80,00	89,44
η_l^{ut} [%]	95,29	48,80	89,44
λ_l [%/h]	0,004	0	0

A.3 Prispunkter för elektrolysör och bränslecell

Priset för elektrolysören valdes att vara 10000000kr/MW, denna prispunkt baseras på källorna [65], [66] Sett till prisspannet så är den prispunkten optimistisk. Priset för bränslecellen valdes att vara 4724200kr/MW. Denna prispunkt baseras på [67].

Tabell A.3: Detta är en tabell över parametrar som ändras mellan scenarion. Scenario 1 till 6 specificeras i denna tabell, vad dessa innebär finns i Metod. Scenario 1 utgör de originella parametrarna för simulering och är de värden som hittades via litteratur studier.

Scenario	1	2	3	4	5	6
FLH_v [h]	3936	3936	0	3936	3936	3936
i_1^P [kr/MW]	873000	436500	873000	873000	873000	873000
i_2^P [kr/MW]	14724200	9423488	14724200	14724200	14724200	14724200
i_3^P [kr/MW]	25902786	25902786	25902786	25902786	25902786	25902786
i_1^E [kr/MWh]	2031750	1015875	2031750	2031750	2031750	713934
i_2^E [kr/MWh]	9720	9720	9720	9720	9720	9720
i_3^E [kr/MWh]	1620152	1620152	1620152	1620152	0	0

INSTITUTIONEN FÖR ELEKTROTEKNIK
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg, Sverige
www.chalmers.se



CHALMERS
UNIVERSITY OF TECHNOLOGY