



UPPSALA
UNIVERSITET

UPTEC ES 24004

Examensarbete 30 hp

Januari 2024

Analys av lönsamhetstrategier för elnätsanslutet batterilager i en kommersiell fastighet

En fallstudie med fokus på effekttoppskapning, låglastutnyttjande
och anslutning till balansmarknaden.

Ellinor Lernstål



UPPSALA
UNIVERSITET

Analysis of profitability strategies for a grid-connected battery storage system in a commercial property

Ellinor Lernstål

Abstract

This master thesis examines the economical profitability of integrating a battery storage system with the commercial property Pyramiden 19. The model is developed in Matlab and analyses three different profitability strategies for utilizing the battery storage: peak shaving, time of use arbitrage and the grid supporting service FCR-D up. The modeling of these scenarios involves numerous parameters, with uncertainties surrounding factors such as battery price and characteristics, electricity prices, and the actual activation of grid-supporting services. Results indicate that only minor savings can be modeled through the electricity contracts, leading to both peak shaving and time-of-use arbitrage generating additional costs than previously when factoring in battery investment expenses. Although peak shaving and time of use arbitrage are innovating strategies to redistribute consumption with, they are not suitable to reduce costs with all types of electricity contracts and cannot cover largely added investment costs. Looking at the third strategy, the flexibility market appears to hold a significant potential for economical profitability. The model shows that the grid supporting service FCR-D up, with a 2000 kW battery, reduces the initial annual electricity costs by 36%. This can mainly be explained by the fact that, in the model, the battery is activated for only 2% of the total hours in a year, and the fact that the service is compensated based on called bids rather than activated bids. Connection to the balance market would therefore not only generate revenues for the property but would also result in relief for the local electricity grid. Due to the uncertain future regarding compensation levels in the flexibility market, an early connection is recommended to ensure timely reimbursement for the battery.

Teknisk-naturvetenskapliga fakulteten

Uppsala universitet, Utgivningsort Uppsala/Visby

Handledare: Eric Olsson Ämnesgranskare: Joakim Munkhammar

Examinator: Carla Puglia

Populärvetenskaplig sammanfattning

Med stigande osäkerheter, både geopolitiskt och i elproduktionsavseende, har många fått uppleva höga elkostnader. Samtidigt växer både medvetenheten för hållbarhet och utvecklingen av teknik. Batterilager används alltmer för avlastning och för att minska påfrestningar av både hushåll och elnät och i detta examensarbete utvärderas den ekonomiska lönsamheten av att installera ett batterilager i en kommersiell fastighet. Batterilagret undersöks sett ur tre olika användningsområden: kapade effekttoppar, ökad användning under låglast och anslutning till stödtjänsten FCR-D upp.

Det mest ekonomiskt försvarbara användningsområdet för batterilagret, som genererar årliga besparingar för fastigheten, visar sig vara anslutning till balansmarknaden och stödtjänsten FCR-D upp. Elproduktionen måste ständigt möta efterfrågan och balansen mäts med den aktuella frekvensen i elnätet, där den optimalt bör vara 50 Hz. Att bibehålla balansen är en utmaning, påverkad av faktorer som låg transmission i nätet, kallt väder som ökar konsumtionen och intermittenta produktionslag beroende av väderförhållanden. Till följd av detta finns det idag flertalet stödtjänster som stabiliserar frekvensen i elnätet. Frekvenshållningsreserven FCR-D upp är en av dessa och tillför elnätet energi vid behov. Batteriet urladdas på så vis till nätet och ersätts av Svenska kraftnät för dess tillgänglighet.

I arbetets modell, som skapats i programmet Matlab och bygger på data från 2022, genererar lösningen med FCR-D upp nästan 9 miljoner SEK i ersättningar under ett år med ett batterisystem på 2000 kW. Inkluderas utgifter för batterisystemet och fastighetens elkostnader blir nettoresultatet 5,2 miljoner SEK och de årliga utgifterna reduceras således från 14 311 428 SEK till 9 113 300 SEK.

Effekttoppskapning och låglastutnyttjande är båda innovativa lösningar för att omfördela elanvändningen men är båda beroende och starkt kopplade till elhandeln och elnätets debiteringsmodell. För fastigheten i fråga genererar de två lösningarna inte tillräckligt stora besparingar för att täcka dagens relativt höga investeringskostnader i batterisystem. Batterilagring är således för närvarande inte en ekonomiskt lönsam investering i samverkan med dessa användningsområden. Inom en snar framtid förmodas batteripriserna sjunka till följd utav bland annat en ökad materialutvinning och att marknaden når en ökad mognadsgrad. Om debiteringsmodellerna även förändras finns möjligheten att lösningarna blir ekonomiskt försvarbara.

Arbetet har analyserat konsumtionsdata från fastigheten Pyramiden 19 under 2022 och tillsammans med upphandlad solcellsproduktion och energikartläggning på en byggnad har en simuleringsmodell skapats i Matlab. Utöver detta har fakturor från 2022 och modeller över elhandel och elnät inkluderats för kostnadsberäkningar.

Exekutiv sammanfattning

Examensarbetet har utvärderat den ekonomiska lönsamheten av ett batterilager för Samhällsbyggnadsbolagets (SBB) fastighet Pyramiden 19 genom tre olika lönsamhetsstrategier: effekttoppskapning, låglastutnyttjande samt uppkoppling mot balansmarknaden och specifikt stödtjänsten FCR-D upp. För arbetet har en modell skapats i Matlab där de olika strategierna analyserats och resultaten indikerar att varken effekttoppskapning eller låglastutnyttjandet är ekonomiskt försvarbara användningsområden för batterilagret i fastigheten i dagsläget. Detta beror främst på begränsningar i debiteringsmodellerna för elkostnaderna, som i dagsläget inte lämpar sig för den typen av besparingar, i samverkan med dagens höga investeringskostnader för just batterier.

Däremot visar resultatet att uppkoppling mot balansmarknaden och specifikt stödtjänsten FCR-D upp är ekonomiskt lönsamt, där Pyramiden 19:s initiala årskostnader för el, med tillagda investeringskostnader för ett 2000 kW batteri, kan reduceras med 36%. Detta kopplas främst till att den faktiskt aktiverade volymen är såpass låg i jämförelse mot de avropade och ersatta buden. För uppkoppling mot balansmarknaden krävs en aggregator och vidare utvärdering och diskussion med en sådan rekommenderas, exempelvis CheckWatt. Anslutning till balansmarknaden rekommenderas särskilt inom en snar framtid, med tanke på osäkerheterna kopplat till ersättningsnivåerna. För vidare akademiska analyser och studier föreslås därmed att analysera flexibilitetsmarknadens framtida förutsättningar och möjligheter.

Nyckelord: Kommersiell fastighet, batterilagring, litium-jonbatterier, batterianvändning, effekttoppskapning, låglastutnyttjande, flexibilitetsmarknaden, stödtjänster, FCR-D upp, elhandel.

Förord

Det är med stor glädje och tacksamhet jag presenterar mitt examensarbete, som markerar avslutningen på min utbildning inom civilingenjörsprogrammet i energisystem på Uppsala universitet och Sveriges lantbruksuniversitet. Arbetet har genomförts hos Aktea i Stockholm i samarbete med Samhällsbyggnadsbolaget i Norden och jag vill rikta ett varmt tack till organisationerna för det välkomnande samarbetet och de möjligheter de skapat för mig att fördjupa mig i ämnet.

Jag vill rikta ett särskilt tack till min handledare Eric Olsson och alla medarbetare på Stockholmskontoret för ert varma välkomnande och intresse av att diskutera tankar och idéer igenom arbetet. Ett stort tack går även till min ämnesgranskare Joakim Munkhammar som delat med sig av värdefulla insikter och vägledning. Jag vill tacka mina vänner och familj som stöttat mig genom de senaste åren och slutligen vill jag tacka alla fina vänner jag mött via Uppsala universitet som gjort studietiden extra minnesvärd.

Ellinor Lernstål

Uppsala, Januari 2024

Förkortningar

AFK – Automatisk förbrukningsfrånkoppling

A_{temp} – Uppvärmad area

aFRR – Frequency restoration reserve, automatisk

BRP – Balansansvarig part (balance responsible party)

BSP – Leverantör av balanstjänster (balancing service provider)

DSM – Demand side management

FCR-D ned – Frequency Containment Reserve – Disturbance ned

FCR-D upp – Frequency Containment Reserve – Disturbance upp

FCR-N – Frequency containment reserve – Normal

FFR – Fast frequency reserve

LER – Limited energy reservoir

MFK – Manuell frånkoppling

mFRR – Frequency restoration reserve, manuell

SVK – Svenska kraftnät

TOU – Time of use

TRL – Technology Readiness Level

V2G – Vehicle to grid

Innehållsförteckning

<i>Populärvetenskaplig sammanfattning</i>	<i>I</i>
<i>Exekutiv sammanfattning</i>	<i>II</i>
<i>Förord</i>	<i>III</i>
<i>Förkortningar</i>	<i>IV</i>
1 Inledning	1
1.1 Syfte och mål	2
1.2 Frågeställningar	2
1.3 Avgränsningar.....	2
2 Bakgrund	3
2.1 Elnätet	3
2.2 Flexibilitetsmarknaden.....	3
2.2.1 Stödtjänster på balansmarknaden.....	4
2.2.2 Aggregator	6
2.2.3 Lokala marknader	6
2.3 Batterilager.....	7
2.3.1 Litium-jonbatteriet	7
2.3.2 Degradering.....	9
2.4 Effekttoppskapning.....	9
2.5 Låglastutnyttjande.....	10
2.6 Tidigare Studier	11
2.7 Pyramiden 19	12
2.7.1 Elnäts- och elhandelsavgifter	13
2.7.2 Internt nät inom Pyramiden 19	14
2.7.3 Energikartläggning.....	14
2.7.4 Solpaneler	14
2.7.5 Batterilagringsplats	15
3 Metod	16
3.1 Litium-jonbatteriet	16
3.2 Konsumtionsdata	17
3.3 Elkostnader	18
3.4 Simulerade fall.....	23
3.4.1 Referensfallet	23
3.4.2 Effekttoppskapning	23
3.4.3 Låglastutnyttjning + Omfördelning av solel	25
3.4.4 Stödtjänsten FCR-D upp.....	26
4 Resultat	29
4.1 Batterikostnad	29
4.2 Effekttoppskapning.....	29
4.3 Låglastutnyttjning + Omfördelning av solel.....	33
4.4 Stödtjänsten FCR-D upp.....	37
4.5 Känslighetsanalys	38

4.5.1	Batterikostnad.....	38
4.5.2	C-Rate.....	40
4.5.3	Elpris.....	41
4.5.4	Ersättning för FCR-D upp.....	43
5	<i>Diskussion</i>	44
5.4	Framtidsutsikt.....	46
5.5	Felkällor.....	48
6	<i>Slutsatser</i>	49
	<i>Referenser</i>	50

1 Inledning

Idag finns en ökad allmän medvetenhet för hållbarhet där fokus på hållbarhetsarbete blir en nödvändighet [1]. Parallellt med detta förväntas efterfrågan på energi, enligt International Energy Agency, öka med 37% mellan 2020 och 2040 [2]. Inom fastighetsbranschen innebär detta att fastighetsägare, till följd av den tekniska och digitala utvecklingen, tvingas till investeringar av både utrustning och kompetens för att möjliggöra såväl effektiviseringar som kostnadsbesparingar [3]. För fastighetsägare kommer detta innebära betydande utmaningar när kostnadseffektivitet ska balanseras med de senaste teknologiska framstegen, uppfyllandet av hållbarhetskrav och den ökade energiförbrukningen.

Det är inte bara elanvändare som har ett intresse av nya lösningar. I takt med att elbehovet ökar fortare än utbyggnaden av produktion och transmission växer behovet av att öka överföringskapaciteten och nyttjandet av det befintliga transmissionsnätet [4]. Till följd av detta används batteriparker idag runt om i Sverige i olika innovationsprojekt för att hitta lösningar till den rådande kapacitetsbristen [5]. För fastighetsägare innebär detta att batterier kan användas i samverkan med fastigheter för att både avlasta elnätet och samtidigt gynna fastighetsägaren genom kostnadsbesparingar. Exempelvis kan effekttoppskapning, minskad låglastkonsumtion och anslutning till Svenska kraftnäts stödtjänster leda till betydande besparingar [6], [7], [8].

Under 2022 upplevde den nordiska elmarknaden, NordPool, det högsta medelårspriset på el någonsin noterats [9] [10]. En kombination av globala osäkerheter och konflikter, begränsad tillgång på gas, låg vindkraftsproduktion, låga vattenkraftsreservoarer och minskad kärnkraftsproduktion resulterade i betydande ökning av elkostnader under året [10].

Ett exempel på en fastighetsägare som påverkats kostnadsmissigt av bland annat de stigande elpriserna är Samhällsbyggnadsbolaget i Norden (SBB), där de totala elkostnaderna för fastigheten Pyramiden 19 under 2022 steg till över 15 miljoner svenska kronor. Då verksamheten inte har haft möjlighet att anpassa sin konsumtion efter de rådande elpriserna [11] uppstår ett scenario där företaget, för att följa sin strategiplan, drastiskt vill förbättra sin kostnadseffektivitet men samtidigt bibehålla möjligheten att möta de växande kraven inom hållbarhet. Detta öppnar i sin tur företagets dörr till investeringar i nya innovativa lösningar.

Ovan beskrivna nuläge och framtidsscenario har utmynnat i detta arbete med fokus på ett batterilager i kombination med olika lönsamhetsstrategier för SBB:s fastighet Pyramiden 19. Uppdraget är att utreda potentialen med ett batterilager och, om så är möjligt, skapa ett underlag som inte bara minskar Pyramiden 19:s nuvarande kostnader utan även ger SBB en ökad säkerhet, effektivitet och stabilitet inför framtida svängningar och oförutsägbara händelser.

Tidigare litteraturstudier visar på att både effekttoppskapning, låglastutnyttjning [7] och uppkoppling mot balansmarknaden kan vara ekonomiskt lönsamma användningsområden för ett batterilager. Exempelvis så har Lee m.fl., påvisat att effekttoppskapning både sänker elräkningar genom minskade effekttoppsavgifter samt stabiliserar elnätet i och med att överbelastning motverkas [6]. Utöver detta visar flertalet studier att uppkoppling mot balansmarknaden har en stor potential. Ahcin m.fl., Jonsson och Valdermarsson, samt Bränström

och Söderberg kommer samtliga fram till att uppkoppling mot balansmarknaden är ett batterianvändningsområde med hög ekonomisk lönsamhet [12], [13], [14].

1.1 Syfte och mål

Syftet med arbetet är att undersöka och utvärdera om ett batterilager är en ekonomisk lönsam investering för fastigheten Pyramiden 19 utifrån tre olika batterianvändningsområden och lönsamhetsstrategier: effekttoppskapning, låglastutnyttjande samt uppkoppling mot balansmarknaden. Utöver detta analyseras även framtida möjligheter för omfördelning av producerad solel.

Arbetets mätbara mål är att undersöka de tre olika lönsamhetsstrategierna och ta fram det användningsområde som genererar högst ekonomisk lönsamhet för Pyramiden 19. Arbetet uppskattar även hur mycket av de nuvarande elkostnaderna, mätt över 2022, som kan reduceras med de olika strategierna.

1.2 Frågeställningar

Följande frågeställningar har tagits fram för arbetet:

- Vad är den ekonomiska lönsamheten för investering av ett batterilager i Pyramiden 19?
- Vilken av lönsamhetsstrategierna, effekttoppskapning, låglastutnyttjande samt uppkoppling mot balansmarknaden, är bäst lämpad för Pyramiden 19 i kombination med ett batterilager?

1.3 Avgränsningar

De avgränsningar som gjorts för arbetet tillhörande Pyramiden 19 är att inte analysera elprisutvecklingen sett ur ett framtidsperspektiv då det anses ligga utför det tänka arbetets storleksgrad. Inte heller inkluderas inflation, möjliga lån eller räntor i arbetet. Möjlig yta för det tänkta batterilagret har även endast analyserat ytligt. Detta för att skapa en uppfattning om att det sannolikt finns en rimlig plats inom fastigheten för batterilagret. I huvudsak utvärderar arbetet endast om ett batterilager är en lönsam investering för Pyramiden 19. Planering och undersökning kopplat till lagkrav och lämplig plats vad gäller ledningar, ventilation och inomhusklimat är ett framtida steg om SBB vill gå vidare med ett batterilager.

2 Bakgrund

Under detta avsnitt kommer relevant bakgrundsinformation att presenteras för att ge ökad förståelse till arbetet. Elnätet och flexibilitetsmarknaden beskrivs där de olika stödtjänsterna även presenteras. Vidare introduceras batterilager och litium-jonbatteriet där även batterianvändningsområdena effekttoppskapning och låglastutnyttjande redogörs.

2.1 Elnätet

Det Svenska elnätet består av ett transmissionsnät och ett distributionsnät. Genom transmissionsnätet, som går genom hela landet och även kopplar ihop Sverige med andra länder, sker de största överföringarna av el. Distributionsnätet fördelar sedan el genom regionnätet och lokalnätet ut till elanvändarna [15]. Den ökade efterfrågan på el sätter ökad press på elnätet [2] som är hårt belastat med allt fler användare i samverkan med elproduktionens osäkra intermittenta kraftslag. Utifrån detta identifieras både ett utbyggnadsbehov av nätet men även ett ökat produktionsbehov [16].

Elmarknaden i Sverige sker via NordPool, som är en gemensam elbörs för de nordiska länderna Sverige, Norge, Finland och Danmark. Nästan 90% av all producerad el i Sverige kan handlas på NordPool och elbörsen sätter således standarden för den nordiska elmarknaden. De priser som sätts kallas spotpriser och budas dagen före användning. Utöver detta finns terminsmarknaden Nasdaq Commodities där elproducenter kan prissäkra volymer långsiktigt (dagar/månader/år) och komma undan osäkerheten kopplat till fluktuationer i timpriset [17].

Sverige är indelat i fyra olika elhandelsområden, SE1 i Luleå ner till SE4 i Malmö. Elpriset är oftast billigast i norr där det finns ett produktionsöverskott och dyrare i söder där efterfrågan på el är högre. Detta visar på elnätets transmissionsproblem och flaskhalsar uppstår således när elnätet inte kan överföra lika mycket el som efterfrågas [18].

2.2 Flexibilitetsmarknaden

Jin m.fl., definierar flexibilitet till möjligheten att anpassa produktion och konsumtion som en respons för att bidra till en tjänst. Flexibilitet innebär i detta fall en förändring i effekt vid en tid för att tillgodose en del av distributionssystemet. Flexibilitet kan av detta etablera sig på en marknad, så kallat flexibilitetsmarknaden, där användaren kan tillgodose och underlätta för något annat, exempelvis elnätet [16]. Egentligen är flexibilitet och dess marknad inget nytt men får allt större betydelse i och med att efterfrågan på elektricitet konstant ökar från aktörer, industrier och hushåll [19].

För att inte riskera avbrott i elektricitetsförsörjningen måste produktionen av el alltid vara lika stor som konsumtionen [20]. Det vanligaste problemet idag är att produktionen inte kan möta efterfrågan på konsumtion varvid effektbrist uppstår [21]. Ett sätt att bevaka och mäta balansen mellan produktion och konsumtion är genom den aktuella frekvensen på elnätet. I Norden bör kraftsystemet alltid ligga på en frekvens om 50 Hz [22]. Om frekvensen sjunker under 50 Hz måste produktionen öka (eller konsumtionen minska) och om frekvensen överstiger 50 Hz behöver produktionen minska (eller konsumtionen öka) [20]. Om frekvensen mot förmodan

sjunker under 48,8 Hz aktiveras en automatisk skyddsåtgärd, automatisk förbrukningsfrånkoppling (AFK), som automatiskt kopplar bort viss förbrukning eller konsumenter från elnätet för att försöka rädda systemet från fullständigt avbrott [22]. Även över 48,8 Hz kan konsumenter kopplas bort från elnätet, detta via manuell frånkoppling (MFK), som sker med syftet att mer kontrollerat förhindra effektbrist [23].

Frekvensmarknaden kan i Sverige delas upp i lokala marknader och en nationell marknad. Svenska kraftnät ansvarar för den nationella marknaden, balansmarknaden, som ser till att balansen i det svenska elsystemet hålls och att störningar hanteras. För att åstadkomma detta finns stödtjänster som kan köpas och aktiveras vid olika frekvensnivåer. Dessa stödtjänster kan antingen upp eller nedreglera produktion och konsumtion av el och tillhandahålls av de aktörer som har möjlighet att anpassa sin produktion eller har tillgång till energilager [24]. Stödtjänsterna köps sedan på marknaden av Svenska kraftnät via budgivning [25]. För att kunna vara aktiv på balansmarknaden måste resursägaren, som har möjlighet att bidra med flexibilitet, vara uppkopplad mot en balansansvarig som lämnar bud till Svenska kraftnät. 2023 har Svenska kraftnät avtal med 14 olika balansansvariga som är uppkopplade mot en eller flera stödtjänster [26].

Som information inför framtida anslutningar till balansmarknaden kommer Svenska kraftnät, efter beslut från Energimarknadsinspektionen, under 2024 att upphöra rollen som balansansvarig. I stället kommer balansansvarig att delas upp i leverantör av balansjänster (balancing service provider, BSP) och balansansvarig part (balance responsible party, BRP). BSP blir den som deltar på balansmarknaden och lämnar bud till Svenska kraftnät medan BRP står för elhandeln strävar efter balans hos sina egna in- och utmatningspunkter. Anledningen till beslutet är för att skapa en konkurrenskraftigare och flexiblere balansmarknad med gynnsammare användning av resurser och oberoende aktörer som är ansvariga för flexibiliteten. I framtiden kommer BSP kunna lämna bud till balansmarknaden från flera olika BRP [27].

2.2.1 Stödtjänster på balansmarknaden

För balansering av kraftnätet finns följande stödtjänster och åtgärder: FCR-D upp, FCR-D ned, FCR-N, mFRR, aFRR samt FFR [25]. Batterier räknas som LER-resurser (limited energy reservoir) vilket enligt Svenska kraftnäts FCR ansvariga innebär att uthålligheten vid full aktivering ofta är kortare än 120 minuter [28].

Frequency Containment Reserve (FCR) är en frekvenshållningsreserv som stabiliserar frekvensen och aktiveras automatiskt vid ett visst frekvensintervall [29]. FCR finns kopplat till störningar och större frekvensavvikelser i form av Frequency Containment Reserve – Disturbance (FCR-D) och kopplat till normaldrift och mindre frekvensavvikelser i form av Frequency Containment Reserve – Normal (FCR-N) [25]. FCR-D finns sedan för uppreglering (FCR-D upp) och nedreglering (FCR-D ned) där uppreglering innebär ökad produktion (eller minskad konsumtion) och nedreglering innebär minskad produktion (eller ökad konsumtion) [29]. LER-resurser som budar på FCR marknaden måste förkvalificera sig innan de får delta [30] och all FCR handlas en dag innan drift [31].

FCR-D kräver ett minsta bud på 0,1 MW med 20 minuters uthållighet. Aktiveringstiden för FCR-D kan enligt Svenska kraftnät [29] beskrivas i dokumentet "Technical Requirements for

Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area“ vilket kortfattat yrkar på att den aktiverade effekten bör nå minst 86% inom 7,5 sekunder [32]. Utöver detta finns sedan krav på prestanda för frekvensresursen som utvärderas av olika sinustester beskrivna i [32]. Uppreglingen aktiveras automatiskt inom frekvensen 49,90 – 49,50 Hz med ett volymkrav på 558 MW och nedregleringen inom frekvensen 50,10 – 50,50 Hz med ett volymkrav på 538 MW [29]. LER-resurser som budar på FCR-D (upp och ned) kan ej buda med hela sin maxeffekt utan måste ha 20% kapacitet reserverad för återhämtning. Detta gäller endast om resursen medverkar på både FCR-D upp och FCR-D ned, då den måste kunna reagera på båda [30], [32]. Om batterier ska medverka med både upp och nedreglering är ett optimalt laddningstillstånd 50% och den totala batterikapaciteten bör vara dubbelt så stor för att kunna buda med samma effekt på både FCR-D upp och ned som endast en av dem [28]. På Mimer presenteras ersättningar för FCR där tjänsten ersätts för avropade bud, så kallad kapacitetsersättning. Det är således endast kapaciteten som ersätts. Hur stor aktiveringen blir i praktiken och hur mycket energi som tillförs eller upptas tas ej hänsyn till. För 2022 låg ersättningen på 0,7 SEK/kW per timme för FCR-D upp och 0,4 SEK/kW per timme för FCR-D ned [33].

FCR-N används för både systematisk upp och nedreglering med ett minsta bud om 0,1 MW och en timmes uthållighet. Den aktiveras automatisk inom frekvensen 49,90 – 50,10 Hz och har ett volymkrav på 231 MW [29]. Aktiveringstiden för FCR-N har få explicita krav utan prestandan för resursen i fråga utvärderas främst genom sinustester beskrivna i [32]. Utöver detta måste LER-resurser på FCR-N marknaden reservera 34% av den budade kapaciteten för återhämtning [30]. Kapacitetsersättningen för FCR-N uppgick under 2022, per timme, till 0,7 SEK/kW [33]. FCR-N får utöver kapacitetsersättning även ersättning för aktiverad volym, så kallad energiersättning. Det innefattar ersättning för den volym balansenergi som tillförts eller upptagits [31] men uppgifter om siffror finns ej offentligt.

Frequency Restoration Reserve (FRR) är en frekvensåterställningsreserv som återställer frekvensen till 50 Hz [34]. Den används för upp och nedreglering och finns som automatisk (aFRR) eller manuell (mFRR) reserv. aFRR kräver ett minsta bud på 1 MW och aktiveras automatiskt vid avvikelser från 50 Hz. Kravet på aktiveringstiden är 100% inom fem minuter med en uthållighet på en timme. Volymkravet är upp till 111 MW i Sverige [29]. mFRR har inget volymkrav, kräver ett minsta bud på 5 MW och aktiveras manuellt utifrån Svenska kraftnäts begäran för att avlasta de automatiska tjänsterna. Aktiveringstiden bör här vara 100% inom femton minuter med en uthållighet på en timme. FRR erhåller både kapacitetsersättning och energiersättning men det finns ingen publicerad ersättning för mFRR. Kapacitetsersättningen var för aFRR år 2021 0,3 SEK/kW [29]. Både aFRR och mFRRs kapacitet handlas en dag innan drift och energibud för mFRR avropas under drifttimmen [31].

Fast Frequency Reserve (FFR), även kallat snabb frekvensreserv, är en automatisk avhjälpande åtgärd för uppreglning och hanterar snabba och djupa frekvensförändringar till följd av för låg rotationsenergi. FFR kräver ett minsta bud på 0,1 MW och aktiveras sedan automatiskt. Kravet på aktiveringstiden kan se ut på tre olika sätt för att nå 100%: 0,7 sekunder vid 49,59 Hz, 1 sekund vid 49,60 Hz eller 1,3 sekunder vid 49,70 Hz. Volymkravet i Sverige är 100 MW och resursen ska klara av 30 sekunders uthållighet alternativt 5 sekunders uthållighet och vara redo för aktivering efter femton minuter. Utöver detta upphandlas FFR på årsbasis där avtalsperioden startar i april/maj och förkvalificeringarna initieras i november/december året innan [29].

FFR ersätts också med kapacitetsersättning likt för FCR och analyseras marginalpriset för 2022 uppgår det till 0,368 SEK/KW per timme [35].

Nedan i tabell 1 syns en sammanställning över de olika specifikationerna för stödtjänsterna vad gäller minsta budstorlek, uthållighet, volymkrav, aktivering, och aktiveringstid.

Tabell 1: Specifikationer av SVK:s stödtjänster för balansering av kraftnätet [29].

	FCR-D upp	FCR-D ned	FCR-N	aFRR	mFRR	FFR
Minsta budstorlek [MW]	0,1	0,1	0,1	1	5	0,1
Minsta uthållighet [min]	20	20	60	60	60	0,5 / 0,08
Volymkrav [MW]	558	538	231	111	-	100
Aktivering [Hz]	49,9 – 49,5	50,1 – 50,5	49,9 – 50,1	≠ 50	På begäran	Låg rot-energi
Aktivering	Automatisk	Automatisk	Automatisk	Automatisk	Manuell	Automatisk
Aktiveringstid	86% inom 7,5 sek	86% inom 7,5 sek	Se 2.2.1	100% inom 15 min	100% inom 15 min	100% inom 0,7–1,3 sek

2.2.2 Aggregator

I och med att en resursägare inte ensamt kan lämna bud till Svenska kraftnät utan måste gå via en balansansvarig så innebär det att balansansvarig aggregerar (grupperar) ihop de resursägare som vill vara delaktiga på balansmarknaden innan ett bud ges till Svenska Kraftnät. Detta underlättar för resursägare som inte ensamt uppnår minsta budstorlek och flera mindre aktörer kan då aggregeras ihop, inom samma elområde och under samma balansansvarig, för att kunna bidra med flexibilitetstjänster [36]. Alla balansansvariga aggregerar dock inte själva sina resursägare utan vissa har en underpartner som gör detta åt dem, exempelvis CheckWatt [37].

CheckWatt är en av aggregatorerna som är verksamma inom elområde 3 med sitt virtuella kraftverk Currently. CheckWatt övervakar och styr resurser mellan olika tjänster samtidigt som de kontrollerar driften för att optimera lönsamheten [37]. Currently är uppkopplad mot stödtjänsterna av typerna FFR, FCR-N, FCR-D upp och FCR-D ned [38].

2.2.3 Lokala marknader

På samma sätt som med den nationella marknaden finns det marknader som verkar lokalt inom ett mindre område. I ett försök att bredda flexibilitetsmarknaden och öppna upp för nya möjligheter finansierade EU ett Horizon 2020 projekt vid namn CoordiNet. CoordiNet är ett pilot- och innovations-projekt inom specifikt flexibilitetsmarknaden som verkade mellan 2020 och 2022 i Sverige, Grekland och Spanien. I Sverige testades projektet inom fyra områden, Uppsala, Gotland, Västernorrland/Jämtland samt Skåne, som alla har problem med att möta dagens efterfrågan på el i takt med att samhället växer [39]. I samband med CoordiNet blev även elnätsbolagen Svenska kraftnät, Ellevio, Vattenfall eldistribution och E.ON nyfikna på att ta försöket om flexibilitetsmarknaden ett steg längre och skapade därefter sthlmflex. sthlmflex är ett forsknings och pilotprojekt från 2020 som verkar under vintermånaderna då behovet för

flexibilitet anses som störst. Syftet är främst uppreglering, att antingen öka elproduktionen eller minska elkonsumtionen, och ska kunna komplettera andra marknader, exempelvis spotmarknaden för elhandeln [40]. Under sthlmflex två först år deltog nio olika flexleverantörer [41].

2.3 Batterilager

Batterilager är uppladdningsbara batterier med egenskapen att lagra energi och urladdas vid behov. Exempelvis kan batterilagringssystem användas mot fastigheter, solcellsanläggningar eller för elnätsavlastande åtgärder [42] [43]. För stödtjänståtgärder mot balansmarknaden beskrivet i avsnitt 2.2 kan ett batterilager vara resursen som medverkar på marknaden för frekvensåterställning. I samverkan med en solcellsanläggning kan batteriet lagra överskottsproduktion som inte direkt behövs, eller kan, användas [44]. Investeringar i solcellsanläggningar integrerat med batterilager möjliggör att oron över solens intermittenta produktion minskar, samtidigt som självförsörjningen av egenproducerad el ökar [45]. Utöver detta kan batterilager användas direkt mot en fastighet. Fastighetsintegrerade batterilager används ofta för att på något sätt minska elkostnaderna, för syftet om att exempelvis kapa effekttoppar eller flytta konsumtionen av el till timmar med lägre elpris, exempelvis under natten [46]. Uppkoppling av batterier för intern användning (på engelska – Behind the meter, BTM), för kommersiella, industriella eller privata kunder blir en allt vanligare metod för att minska på de utgående elkostnaderna. Su m.fl., uttrycker att 60% av alla batterisystem år 2030 kommer användas på detta vis, för syftet om att minska kostnader till följd av effektagifter eller dyra tim-elpriser samt för medverkande på olika flexibilitetsmarknader med fördelaktiga ersättningsnivåer [47].

2.3.1 Litium-jonbatteriet

Litium-jonbatteriet är den ledande batteritypen på marknaden för batterilagring [48] och för att göra arbetet med Pyramiden 19 så realistiskt som möjligt väljs litium-jonbatteriet till huvudtekniken för energilagringen hos Pyramiden 19. Svenska kraftnät nämner att litium-jonbatteriet leder marknaden sedan 3 – 4 år vad gäller nätanslutna energilagring, främst på grund av batteritypens övertag vad gäller systemstorlek, energidensitet, verkningsgrad och svarstid [4]. Technology Readiness Level (TRL) för batteriet, som enligt NASA beskrivs som ett mätverktyg för att bedöma mognadsgraden hos en specifik teknik [49], anses enligt Svenska kraftnät ligga på nivå 9 av 9 vilket tyder på att batteriet har högsta mognadsgrad [4]. För att motivera valet av batterityp ytterligare visade Avicenne Energy under hösten 2022 upp trender inom uppladdningsbara batterier där det är tydligt att litium-jonbatteriet har växt kraftigt de senaste åren. 2021 stod litium-jonbatteriet för nästan hälften av batterimarknaden, där det äldre blybatteriet stod för den andra hälften. Skillnaden mellan de två typerna är att blybatteriet mer eller mindre har avstannat i tillväxt, medan litium-jonbatteriet tydligt expanderar på marknaden [50].

Jämförs litium-jonbatteriet mot det äldre välbeprövade blybatteriet är blybatteriet billigare, men presterar sämre på de flesta andra fronterna vad gäller exempelvis energidensitet, livscyklar, effektivitet och cellspänning vilket återspeglas i tabell 2.

Tabell 2: Jämförelse mellan blybatteriet och litium-jonbatteriet [51] [52] [53].

	Blybatteri	Litiumjon-batteri
Energidensitet [Wh/kg]	30 – 50	350
Livscyklar [st.]	500 – 2000	10 000
Effektivitet [%]	85	90
Cellspänning [V]	2	3,5

Litium-jonbatteriet har ytterligare många konkurrenskraftiga egenskaper. Batteriet exempelvis ett brett temperaturspann mellan -20 – 60 °C med en optimal temperatur mellan 15 – 35 °C [53]. Litiums låga spänningspotential på -3.04 V skapar även möjligen att generera en hög spänning i litium-jonbatteriet då en stor potentialskillnad mellan anodmaterialet (litium) och katodmaterialet i batteriet är att föredra [54]. I samband med att litium är den lättaste metallen blir ämnet därmed eftertraktat [55]. Även Baloyi och Chowdhury uttrycker att litium-jonbatteriet har väldigt starka egenskaper. De elektrokemiska egenskaperna ger som nämnt litium-jonbatteriet hög energidensitet, hög effektivitet och många livscyklar. Detta i kombination med att batteriet laddar fort och har en låg självurladdning [7].

Som påpekat är litium-jonbatteriet en kostsammare investering än exempelvis blybatteriet [7]. Att uppskatta exakta kostnader för batterier i allmänhet är ytterst komplicerat då priset i hög grad beror på hur batteriet används och är uppbyggt [56]. Svenska och europeiska tillverkare är sparsamma med att dela med sig av sina priser offentligt då uppgifterna anses väldigt känsliga för företaget. Olika studier definierar sina modeller med varierande in- och ut-parametrar och marknaden som batteriet verkar på, i samband med var i världen batteriet är tillverkat, påverkar även det kostnaderna. Jämförs blybatteriet mot litium-jonbatteriet uppskattar Chua m.fl de installerade kostnaderna till \$400 – \$600 per kWh för blybatteriet och \$1250 – \$1500 per kWh för litium-jonbatteriet [51] medans Jaiswal uppskattar kostnaderna till \$100 per kWh för blybatteriet och \$225 – \$625 per kWh för litium-jonbatteriet [52].

Analyseras litium-jonbatteriets kostnader djupare i olika forskningsstudier har S. Ziegler m.fl., 2018 mätt upp priset på litium-jonceller till \$180 per kWh [57]. Hsieh m.fl., uppskattar 2016 priset på litium-jonbatteriet till \$250 per kWh [58] och vidare uppskattar BloombergNEF, som är en forskningsleverantör över globala råvarumarknader och teknologier inom energiomställningen, paketpriset för litium-jonbatterier år 2022 till \$151 per kWh [59].

Undersöks hela litium-jonbatterisystem har återförsäljaren och batteritillverkaren Tesla offentliga prisuppgifter. Tesla säljer sitt litium-jonbatterisystem Powerwall 2 på 13,5 kWh med 5 kW för \$674 per kWh [60] [61] och sitt Megapack med 3900 kWh och 1900 kW för \$376 per kWh exklusive installationskostnader och \$578 per kWh med installationskostnader [62]. Naumann m.fl., uppskattar 2015 kostnaden för ett litium-jonbatterisystem år 2024 till just under \$600 per kWh och batterikostnaden till precis över \$100 per kWh [63]. Utöver detta använder Holm och Mattiasson kostnaden om \$600 per kWh i en studie över litiumjonbatterier [64].

Svenska kraftnät nämner Fluence, Tesla, BYD, CATL, LG Chem, Samsung SDI samt Northvolt i Skellefteå som tillgängliga leverantörer för litium-jonbatterier [4]. Samtidigt är flexibilitets aggregatorn CheckWatt kompatibel med pixii, SMA, CE+T, Sungrown samt Huwaei [65].

2.3.2 Degradering

Konstant användning av ett litium-jonbatteri med fulla upp- och urladdningscykler är i längden skadligt för batteriets hälsa och livslängd. Ofta minskar prestationsförmågan i form av kapacitetsförlust tillsammans med minskad maxeffekt [66]. Detta sker oundvikligt i slutet av batteriets livslängd, efter 8 – 15 år, när verkningsgraden sjunker till 60–70%. Batteriet ses som oförutsägbart och när kapaciteten sjunkit med ca 30%, behöver battericeller bytas ut [4], [67]. För att hålla batteriets prestationsförmåga hög så länge som möjligt har det visat sig fördelaktigt att ej fullt urladda eller uppladda batteriet under cyklerna. Den tillgängliga kapaciteten som kan urladdas ett batteri, utifrån den fulla kapaciteten, kallas urladdningsdjup och mängden tillgänglig kapacitet i stunden kallas laddningstillstånd [68]. Olika studier och artiklar föredrar olika urladdningsdjup och intervall för optimalt laddningstillstånd. Jiang m.fl., yrkar på att ett laddningstillstånd på 20 – 80% är det mest optimala för ett litium-jonbatteri med ett urladdningsdjup på 60%. Samtidigt påstår Hlal m.fl., att ett urladdningsdjup på 70% ger högst prestation och även medför högst ekonomisk lönsamhet [69]. Guena m.fl., visar hur prestandan kraftigt försämras när urladdningsdjupet passerar 80% [70] och Bharathraj är mer optimistisk och sätter intervallet för laddningstillståndet mellan 2 – 95% med ett urladdningsdjup på 93% [71].

2.4 Effekttoppskapning

Effekttoppskapning kopplar till att energi lagras i batteriet under tidpunkter då nätet är lågt belastat för att sedan användas när nätet är högre belastat. Den tidpunkt med högst efterfrågan, effekttoppen, mäts under en viss tidsperiod som den högsta efterfrågan på el i kW. För konsumenter med ett stort elbehov kan dessa effekttoppar generera höga elräkningar. Både till grund i en allmänt högre konsumtion men främst för att många elnätsbolag tar ut en extra avgift baserat på månadens effekttopp. Lee m.fl., påpekar att dessa effekttoppsavgifter kan stå för uppemot 30 – 70% av en elräkning (beroende på hur avtalet med elnätsbolaget ser ut). Genom att kapa effekttopparna möjliggör man för användaren att inte köpa in el under kritiska timmar när effekten ökar [6]. Att minska effekttoppar i nätet gynnar inte bara konsumenten som kan sänka sin elräkning, utan underlättar även för elnätet i sig och dess producenter. Om toppar inte kapas måste mer inkommande effekt förstärka nätet under hög belastning för att minska fluktuationer i frekvensen samt förhindra överbelastning. Om konsumenter därmed minskar sina effekttoppar underlättar de därmed även för elnätsystemet i det hela [6].

Effekttoppar kan kapas genom olika strategier, tre äldre och konventionella: manuellt avbrott, generering på plats och schemaläggning, samt tre nyare: "demand-side-management (DSM)", batterilagring och integrering av elbilar till nätet enligt "vehicle-to-grid" (V2G) [6] [72]. Ett manuellt avbrott innebär att konsumenten kortsiktigt stänger av utrustning som skapar effekttoppar. Vid generering på plats producerar konsumenten ytterligare el under effekttoppar, med exempelvis diesellaggregat. Schemaläggning kopplar till att användning av utrustning planeras för att minimera effekttoppar och V2G innebär användning av den lagrade energin i elbilars batterier. Vidare flyttas konsumtion från tider med effekttoppar till tillfällena utan genom att hantera efterfrågan med DSM. Slutligen innebär energilagring med batterier att el kan lagras vid en tidpunkt för att sedan användas vid en annan [6]. Den typ av strategi som utvärderas i samband med kapning av effekttopparna för Pyramiden 19 är batterilagring.

Enligt Chua m.fl., så är batterilagring en av de bästa teknikerna för att hantera effekttoppskapning. Detta på grund utav batteriets snabba svarstid, låga självurladdning och höga effektivitet. Batterilagring ger enligt Chua m.fl., en flexibilitet vad gäller bränsle tillsammans med miljöfördelar i jämförelse med exempelvis en diselgenerator. Svårigheterna med effekttoppskapning är enligt artikeln att lyckas uppnå en nog hög svarstid samt att använda en teknik med hög effektivitet. Det är viktigt att dimensionera energilagringen som används för effekttoppskapning rätt, då en överdimensionerad teknik ger för höga kostnader och en underdimensionerad inte uppnår effekttoppskapning [51]. Även Danish m.fl., har utvärderat effektiviteten av effekttoppskapning med positiva resultat för strategin [73].

Effekttoppskapning med batterier kan även jämföras mot strategin om effektutjämning. Effektutjämning innebär i principen att effektkurvan, och i detta fall användningen av köpt el, jämnas ut runt effekttopparna. Dagliga fluktuationer jämnas ut och el kan ses köpas från nätet mer kontinuerligt under dagen. Där utjämningen görs med ett batteri kan batteriet således laddas upp under timmar där konsumtionen från fastigheten är låg, för att laddas ur och användas, under timmar när konsumtionen från fastigheten är hög [74]. Principen om när batteriet laddas upp och ur blir därmed liknande mot effekttoppskapning då båda sänker effekttopparna. Den väsentliga skillnaden är att effekttoppskapning inte har som syfte att skapa en jämn konsumtion av el utan huvudsyftet är att minska effekttopparna.

2.5 Låglastutnyttjande

Låglastutnyttjande och användningstid i relation till elkostnader där låglast utnyttjas, kan på engelska uttryckas som " Time of Use (TOU) Arbitrage". Arbitrage innebär kort sagt valutahandel och kopplar till att en produkt köps för ett lågt pris vid en tid och plats, för att sedan säljas för ett högre pris på annan plats eller vid en annan tidpunkt. Den ursprungliga idén till TOU har växt fram från behovet av att kunna kontrollera efterfrågan och tillgångar genom att öka priset när efterfrågan är hög och tillgångarna låga (höglast), och minska priset när efterfrågan är låg och tillgångarna höga (låglast). Det har även visat sig att TOU kan användas på andra sätt, för att exempelvis generera intäkter eller för att minska utgifter [7].

Låglastutnyttjande handlar därmed om att användaren köper el från nätet vid låglast när elpriset är lågt, för att sedan sälja eller använda det under höglast när elpriset är högre. Ett batterilager kan således användas för att köpa, lagra, använda och sälja energi mellan låg- och höglasttimmar för att generera intäkter. Den lagrade energin kan även på samma sätt enkom användas av kunden under höglasttimmar för att minska utgifterna av att behöva köpa in dyr el [7]. I avsnitt 2.7.1 syns elnätsbolagets överföringsavgifter under låg- och höglast där höglastavgiften nästan är dubbelt så stor som låglastavgiften. Elräkningen och utgifterna kan därmed sänkas, om möjligheten finns att köpa el och ladda batterilagret under låglast när priset är lägre.

2.6 Tidigare Studier

För att lättare kunna utvärdera rimligheten i resultaten från examensarbetet presenteras här resultat från några liknande, tidigare avslutade, studier.

Campana m.fl. undersöker i en studie nyttan med att implementera litiumjonbatterier som energilagring i en kommersiell byggnad med redan installerade solceller [46]. Artikeln exkluderar uppkoppling mot flexibilitetsmarknaden men synliggör ändå hur litium-jonbatteriet genererar både årliga besparingar och sänkta effekttoppar. Dock framhäver även artikeln hur kostnaden av batteriet är så pass hög att resultatet i slutändan, oavsett geografisk placering för högst nyttjad solenergi, får ett negativt nettovärde. Endast om batteripriset understiger \$250 per kWh blir lösningen gynnsam i samverkan med effekttoppskapning, prishandel i relation till tid på dygnet samt egenkonsumtion av producerad solel. Dock visade det sig att integrationen av solcellerna gav en minskad ekonomisk vinst för batteriet då intäkterna för effekttoppskapning minskades [46]. Även i en studie av Häger visar det sig att batterier 2017 ej är lönsamt för syftet om effekttoppskapning och att batterikostnaderna i studien måste sänkas från 6 000 SEK/kWh till 2 000 SEK/kWh för att uppnå brytpunkten om ekonomisk lönsamhet [75]. Analyseras sedan effekttoppskapning med batterier för ett garage 2023 så visar det sig inte heller lönsamt [76].

Flyttas fokuset från effekttoppskapning till balansmarknaden så konstaterar Ahmed och Etherden [8] att batterilagring är lönsamt 2021 om batteriet kan användas mot balansmarknaden. Högst ekonomisk lönsamhet uppnås enligt studien om FCR-D och FCR-N kombineras med effekttoppskapning, självkonsumtion av solel samt TOU arbitrage [8]. I en norsk studie om batteriers tekno-ekonomiska lönsamhet utvärderar Ahcin m.fl., när batterier blir ekonomiskt lönsamma [12]. Studien innefattade bland annat analyser av batterianvändning för effekttoppskapning samt som frekvensstabiliserande balanskraft med FCR-N. Resultatet visade att effekttoppskapning kan ha svårt att uppnå ekonomisk lönsamhet samtidigt som avlastning av elnätet via frekvensmarknaden är den lösning med högst potential. För att effekttoppskapning ska vara lönsamt måste batteriet kosta 200–300 €/kWh eller mindre med 2019:s nätavgifter och kostnader. FCR-N uppnår enligt studien ekonomisk lönsamhet när batterikostnaderna underskrider 1 400 €/kWh med 2019:s nätavgifter och kostnader [12]. Även Jonsson och Valdermarsson kommer i en studie 2021 fram till att frekvensstabiliserande åtgärder är det användningsområde som för ett batterilager genererar högst ekonomisk lönsamhet. I detta fall handlade det om en kombination av FFR med FCR-D [13]. Dessutom kommer Bränström och Söderberg i en studie 2021 fram till liknande slutsatser, att batterilagring är en kostsam investering men att högst ekonomisk lönsamhet uppnås med FCR-D [14]. FCR-D upp förekommer även enskilt i studier som en lönsam investering i kombination med batterilagring, exempelvis för användning i ett garage [76].

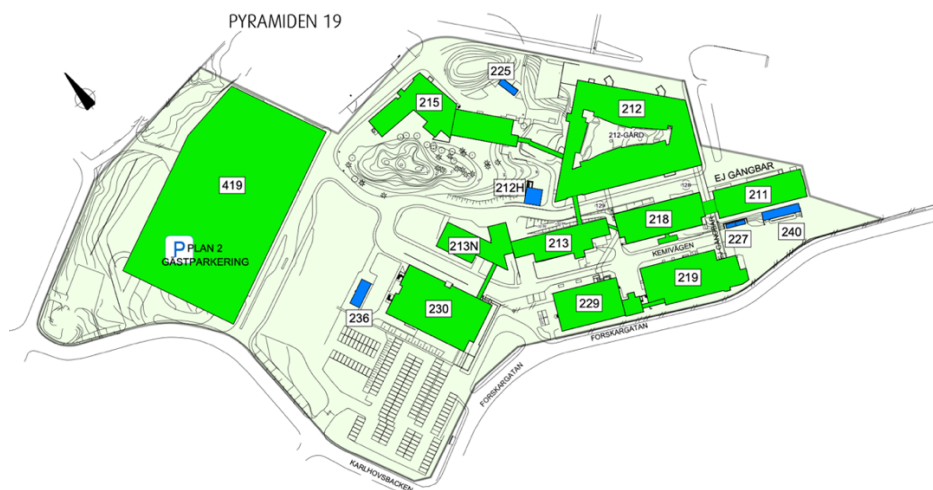
Shi m.fl., har slutligen analyserat möjligheten att kombinera effekttoppskapning med frekvensreglering till elnätet. Med data från riktiga användare minskar Shi m.fl., elräkningen med hela 12% och uttrycker hur lönsamheten ofta är betydligt större om olika lösningar och strategier kombineras tillsammans. Svårigheten som artikeln uttrycker med denna typ av lösning är att olika tidsskalor nu kombineras, effekttoppskapning arbetar på mer av en månadsbasis medan val om frekvensreglering sker på sekunder [77].

2.7 Pyramiden 19

Pyramiden 19 är en fastighet belägen på Forskarvägen 20 i Södertälje, Sverige. Fastigheten har en total uppvärmd area, A_{temp} , på 64 009 m² uppdelat över totalt 10 olika byggnader vid namn 211, 212, 213, 213N, 215, 218, 219, 229, 230 samt 419 tillsammans med 5 olika förrådsbyggnader vid namn 212H, 225, 227, 236 och 240 [78]. I 212H finns huvudmätaren för förbrukning tillsammans med in- och utkoppling till elnätet [79]. Fastigheten har med störst trolighet inte något utmätt kulturvärde [78] och i byggnaderna finns både kontors- och labbverksamhet tillsammans med parkering, förråd, produktionshus och transformatorstation [80].



Figur 1: Flygbild över fastigheten Pyramiden 19 i Södertälje [81]. Bild används med tillåtelse.



Figur 2: Ritning över fastigheten Pyramiden 19 i Södertälje [78]. Bild används med tillåtelse.

Fastigheten har i dagsläget en energiförbrukning på 9,1 GWh över den uppmätta årsperioden 2022. Effekttopparna uppnår en maxnivå på 1477 kW under december månad, vilket även är den månad med högst konsumtion på 843 912 [kWh] [82]. Lokalerna i fastigheten Pyramiden 19 hyrs i främsta hand ut av SBB till olika läkemedelsbolag som använder utrymmet för både kontor och laboratorium [79].

2.7.1 Elnäts- och elhandelsavgifter

Fastigheten Pyramiden 19 är uppkopplad till ett specifikt elnäts och elhandelsbolag i elområde 3 som anonymiserats för detta arbete. Elnätsbolaget ansvarar för underhåll av elnätet och ser till att elen kan levereras medan elhandeln relaterar till den el som användaren förbrukar [83].

Elnätsavgiften faktureras månadsvis och delas upp i tre delar: årsavgift, överföringsavgift och effektagift. Årsavgiften är en fast avgift och betalas månadsvis. Överföringsavgiften är en rörlig avgift baserat på antal kWh som levererats under hög- respektive låglast och effektagiften kan ses som en rörlig trängselavgift som endast betalas under höglast baserat på månadens högsta effekttopp. Höglasttimmarna definieras mellan 07:00 och 20:00, helgfria vardagar, mellan den 1 november och 31 mars. Låglast råder således dygnet runt i 7 månader om året, från den sista mars 20:01 till 1 november 06:59. Övriga dagar råder låglast endast nattetid, mellan 20:01 och 06:59. Utöver detta tar staten även ut en avgift för energiskatt som betalas via elnätsfakturan [84].

Pyramiden 19 har ett högspänningselnätsavtal inom klassen om 0 – 2 MW vilket innebär att maxeffekten under en timme ej får överstiga detta. Elnätskostnaderna består sedan, utifrån 2023s priser, av följande [85]:

- Årsavgift inom 0 – 2 MW: 197 423 [SEK/år]
- Överföringsavgift låglast: 0,0638 [SEK/kWh]
- Överföringsavgift höglast: 0,1234 [SEK/kWh]
- Effektagift höglast: 15,21 [SEK/kW]
- Energiskatt: 0,392 [SEK/kWh]

Elhandeln består av kostnader för det rörliga elpriset, avgifter till Svenska kraftnät (SVK), avgift för elcertifikat, förvaltningsresultat, förvaltningsavgift, handelsavgift samt avgift för ursprungsmärkt el. Det rörliga elprisavtalet baseras på elhandelsbolagets inköpspris och är ett månadsbaserat snittpris. Avgiften till SVK ändras två gånger per år och Pyramiden 19 betalar för ursprungsmärkt el. Elhandelsbolagets krafthandare gör även löpande långsiktiga elinköp åt SBB i form av finansiell handel via Nasdaq. Portföljen realiseras sedan varje månad och mellanskillnaden mot vad som betalats i rörligt elpris återfås/betalas i form av ett förvaltningsresultat. Till detta kommer en fast förvaltningsavgift som månadsvis baseras på hela portföljens värde. Handelsavgiften är sedan en rörlig avgift som avser den volym i kWh som prissäkrats under månaden [79] [86].

Elhandelsavgifterna för Pyramiden 19 består således av följande, där avgifterna baseras på fakturor från 2022:

- Rörligt elpris per månad [SEK/kWh]
- Avgift till svenska kraftnät
 - 1/1/2022 – 15/3/2022: 0,01040 [SEK/kWh]
 - 16/3/2022 – 15/11/2022: 0,0087 [SEK/kWh]
 - 16/11/2022 – 31/12/2022: 0,0113 [SEK/kWh]
- Avgift för elcertifikat: 0,006 [SEK/kWh]
- Förvaltningsresultat från prissäkring
- Förvaltningsavgift

- Handelsavgift för prissäkrad volym
- Ursprungsmärkt el: 0,0045 [SEK/kWh]

2.7.2 Internt nät inom Pyramiden 19

Fastigheten Pyramiden 19 har ett internt nät inom fastigheten där el kan överförs inom. Det finns således endast en huvud-elmätare för samtliga byggnader inom fastigheten som utför samtliga mätningar över konsumtionen för hela fastigheten. Den totala uppmätta konsumtionen för fastigheten Pyramiden 19 kan därmed inte separeras för byggnaderna då det är ej möjligt att utvärdera huruvida en enskild byggnad konsumerar mer än någon annan utan undermätning för respektive byggnader.

2.7.3 Energikartläggning

En energikartläggning har för byggnad 215 gjorts av Aktea 2023-08-16. Denna visade på att byggnaden, som huvudsakligen bedriver labbverksamhet, kan spara 34,4 kW per timme inom förbättringsåtgärder riktade mot el. Byggnad 215 har en area på 5977 m² [87]. Det planeras sannolikt energikartläggningar för samtliga byggnader.

2.7.4 Solpaneler

En installation om 384 kW solceller är i dagsläget upphandlat för Pyramiden 19 genom Aktea för byggnaderna 211, 212, 215, 218, 219, 229 och 230 och installationen planeras påbörjas under det första kvartalet av 2024 [88]. Simuleringarna som Aktea gjort över producerad solel är baserad på solinstrålningsdata från 2020. År 2020 var enligt SMHI ett extremår med många rekord i jämförelse med normalåret med referensperioden 1961–1990. 2020 redovisade bland annat mer soltimmar än normalt för samtliga stationer i Sverige. Simuleringen för solcellsproduktionen kan därav ge en något hög elproduktion i jämförelse med vad en simulering utifrån ett normalår enligt referensperioden hade resulterat i [89]. SMHIs referensperiod förnyades år 2021 till 1991–2020 [90].



Figur 3: Flygfoto över upphandlade solpaneler för Pyramiden 19 [88]. Bild används med tillåtelse.

2.7.5 Batterilagringsplats

I samband med platsbesök i fastigheten Pyramiden 19 har två platser utpekats som möjliga placeringar för det tänka batterilagret. Det handlar om två utrymmen i källarplanet på byggnad 212, utan fönster för solinstrålning, 101T1 samt 105K1 i figur 4. Fördelen med 105K1, markerat i grönt, är att utrymmet har tappkallvatten, tappvarmvatten, tillopp och retur för värme samt från- och tilluft redan inlett. Utöver detta ligger utrymmet vägg i vägg med ställverket 104M1 som elen kan dras till. Fördelen med 101T1, markerat i rosa, är att byggnad 212H ligger precis utanför där huvudmätaren sitter och där kopplingen till nätet sker. För samtliga utrymmen, 101T1 och 105K1, består golvet av jord, och någon typ av betong behöver därmed läggas. För referens vad gäller batterilagrets krävda storleksutrymme, rymmer en standardcontainer i en batteripark i Uppsala Kommun omkring 1,25 MWh batterier [91]. I båda utrymmena, 101T1 och 105K1, ryms flertalet containrar om så önskas. Om det visar sig att ett batterilager är något som SBB vill gå vidare med för Pyramiden 19 så bör platsen undersökas noggrannare vad gäller lämplighet.



Figur 4: Förvaltningsritning över källarplanet i byggnad 212 [78]. Bild används med tillåtelse.

3 Metod

I detta avsnitt presenteras metoden vilket beskriver hur modellen har byggts upp i programmeringsprogrammet Matlab. Först beskrivs batteriets parametrar. Ursprungsdata presenteras sedan och vidare förklaring till hur elkostnaderna beräknas i modellen tas upp. Referensfallet definieras och uppbyggnaden av modellen för de tre olika fallen om effekttoppskapning, låglastutnyttjning och stödtjänsten FCR-D upp förklaras.

3.1 Litium-jonbatteriet

Som resultat av det interna nätet inom Pyramiden 19 är det möjligt att utvärdera ett gemensamt batterilager, som placeras i en av byggnaderna, men som nyttjas av hela fastigheten. För arbetet simuleras därmed endast ett batterilager. Batterisystemet simuleras mellan en storleksgrad på 100 kW till 2000 kW för att hitta, om möjligt, en optimal storlek. C-rate, vilket beskriver ur- och uppladdningshastigheten används för att bestämma kapaciteten i kWh hos batterilagret enligt [56]:

$$E_{nom} = \frac{P}{C-rate}. \quad (1)$$

Där E_{nom} är batteriets totala kapacitet i kWh, P är effekten som batteriet laddar ur/upp med i kW och C-rate beskriver ur- och uppladdningshastigheten där 1C innebär att batteriet kan ladda ur/upp på en timme. 0,5 C innebär att detta sker på två timmar och 2C skulle betyda att det sker på 30 minuter [92], [93]. För det simulerade litium-jonbatteriet antas efter bedömning ifrån CheckWatts, ABB och PylonTech en C-rate på 0,5C [94], [95], [96].

Utifrån degraderingen beskriven i 2.3.2 och som snabbare sker om batteriet laddar och urladdar fulla cykler med 100% urladdningsdjup, så bestäms batteriets intervall över laddningstillståndet i modellen till 10 – 90% med ett urladdningsdjup på 80%. Den totala användbara kapaciteten för batteriet blir således den faktiska kapaciteten E_{fakt} .

$$E_{fakt} = E_{nom} \times \frac{DOD}{100}. \quad (2)$$

I ekvationen är E_{nom} den totala nominella kapaciteten för batterilagret i kWh och DOD/100 urladdningsdjupet i procent. Batteriet antas inte kunna ladda och urladdas samtidigt och laddningstillståndet kan inte gå utanför 10 – 90%.

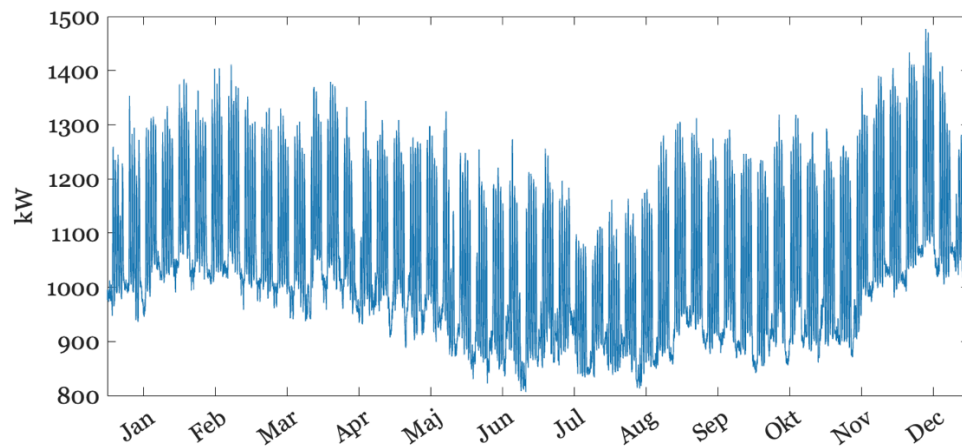
Kostnaden för litium-jonbatteriet integreras i modellen för att uppskatta lönsamheten. Bakgrundsavsnittet 2.3.1 beskriver den komplicerade prissättningen av litium-jonbatteriet och även om det talas om att priset på batteriet ligger under \$200 per kWh vill inte en allt för optimistisk prisbild antas i samverkan med att marknaden i Europa inte är lika mogen som exempelvis den kinesiska. Litium-jonbatteriet uppskattas i modellen kosta \$250 per kWh där de totala systemkostnaderna uppgår till \$600 per kWh. I och med att endast ett år simuleras så fördelas kostnaden jämt över batteriets tänkta livslängd på 10 år. Livslängden uppskattas utifrån en sammanställning av tidigare studier [12], [56], [14]. Kostnaden för batterisystemet för arbetets simulerade år blir därmed \$60 per kWh vilket 2023 motsvarar ungefär 660 SEK/kWh med en valutaväxling på 11 SEK per dollar. Alla komponenter i ett batterisystem uppnår ej sin livslängd vid exakt samma tidpunkt men för arbetet antas det att hela systemet behöver bytas ut efter 10 år.

Det totala priset, K_{tot} , för det simulerade litium-jonbatteriet beräknas enligt följande med de totala batterisystemkostnaderna, K_{sys} , i SEK/kWh samt den nominella kapaciteten för batteriet, E_{nom} , i kWh:

$$K_{tot} = K_{sys} \times E_{nom}. \quad (3)$$

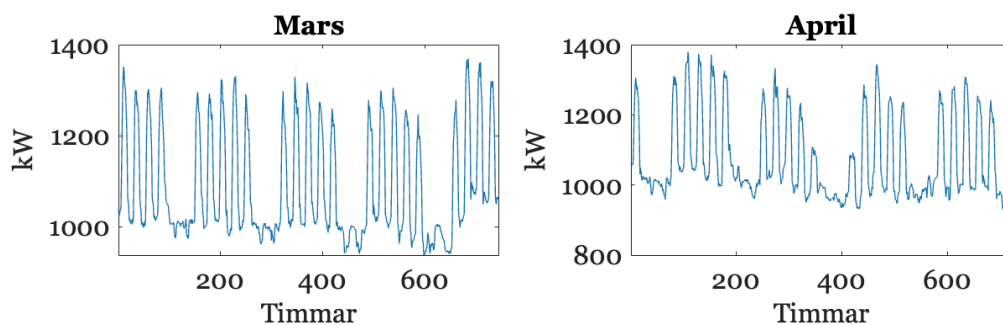
3.2 Konsumtionsdata

Konsumtionen av köpt el för Pyramiden 19 under 2022 visas i figur 5 och uppgick till 9 130 393,6 kWh med en maxeffekt på 1 476,8 kW uppmätt under december och en mineffekt på 806,4 kW uppmätt under juni. Medeleffekten för året beräknas till 1042,3 kW.



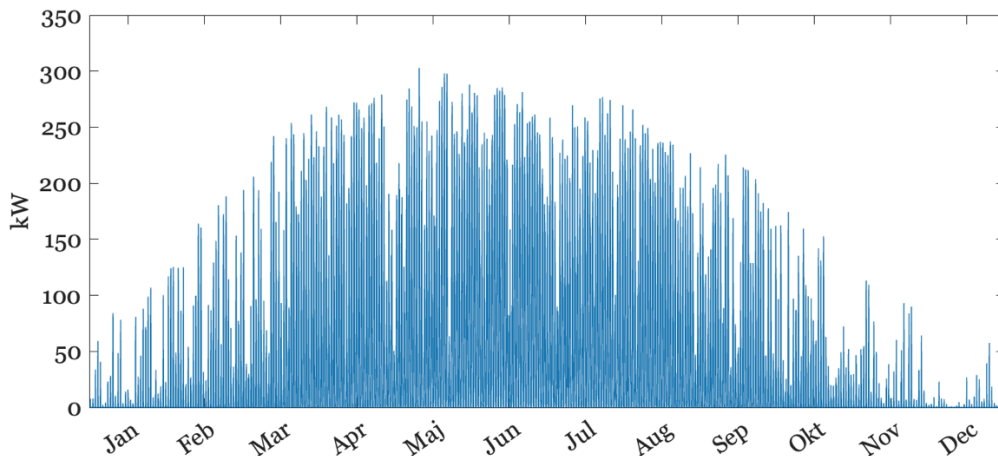
Figur 5: Fastigheten Pyramiden 19:s inköpta och konsumerade el under året 2022.

Konsumtionen kan i figur 5 tydligt ses öka under arbetstid på vardagar. Detta kan tydligare illustreras om konsumtionen för specifika månader tas ut likt i figur 6. För mars och april syns konsumtionen i figur 6 med markanta toppar under vardagar.



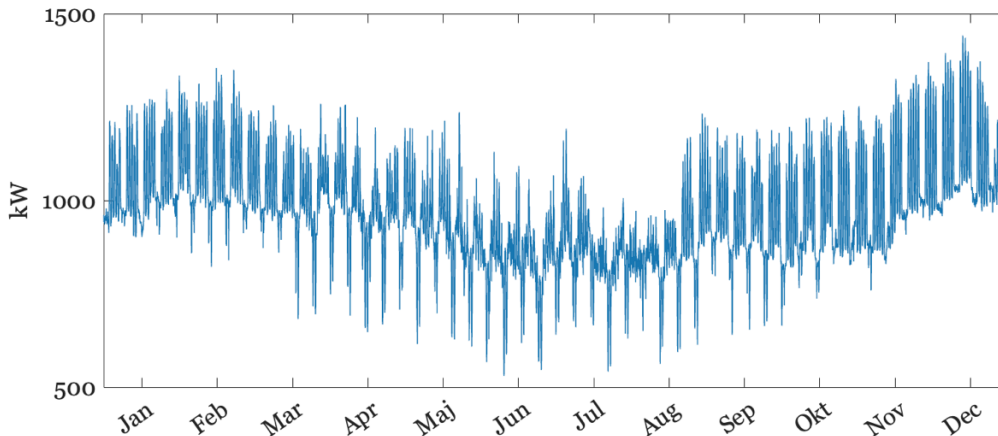
Figur 6: Fastigheten Pyramiden 19:s inköpta och konsumerade el under mars och april år 2022.

De upphandlade solpanelerna som ska installeras på Pyramiden 19 under 2024 förväntas enligt Akteas förstudie producera 352 820 kWh per år med en maxeffekt på 303 kW och produktionen över ett år kan ses i figur 7.



Figur 7: Förväntad årlig solesproduktion av fastigheten Pyramid 19 baserat på Akteas förstudie.

Ytterligare planeras förbättringsåtgärder på byggnad 215 efter en energikartläggning. Byggnaden förväntas spara 34,4 kW per timme. Kombinerad den förväntade solcellsproduktionen med förbättringsåtgärder för byggnad 215 kan Pyramid 19, med data från 2022, förväntas konsumera 8 476 230 kWh per år med en maxeffekt på 1 442 kW under december och en minimeffekt på 530 kW under juni vilket illustreras i figur 8. Medeleffekten för året är 967,6 kW. Den producerade solen används av fastigheten direkt vid produktion eftersom maxeffekten från solcellerna ej överstiger Pyramid 19:s minimeffekt. Det beskrivna scenariot blir referensfallet som arbetet bygger batterilagret vidare på.

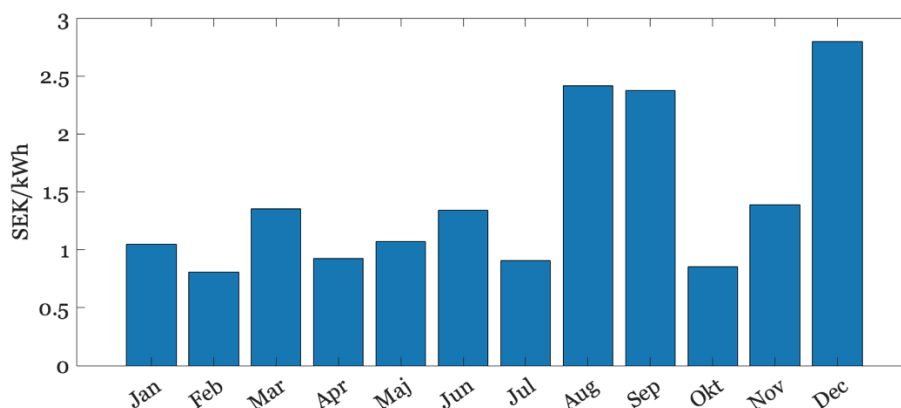


Figur 8: Konsumtion av köpt el för fastigheten Pyramid 19 efter förbättringar på byggnad 215 samt inkluderad solcellsproduktion.

3.3 Elkostnader

Elkostnaderna utgår ifrån både tidigare fakturor från elhandels- och elnätbolaget samt nya uppdaterade beräkningsmetoder. Mellan juni och juli 2022 bytte elnätbolaget sin elnätmodell och därmed sätt att ta betalt på. Även fast elförbrukningsdatan baseras på 2022 så används endast den nyare modellen för elnätavgifter i detta arbete. Även årsavgifter etcetera kommer att utgå ifrån de nyaste prisuppgifterna för att göra simuleringsresultaten så applicerbara framåt sett i tiden. För elpriset används elhandelsbolagets debiterade rörliga månadspris sett ifrån faktiska fakturor som kan ses i figur 9. Sorteras månaderna under 2022 i ordning från högs till

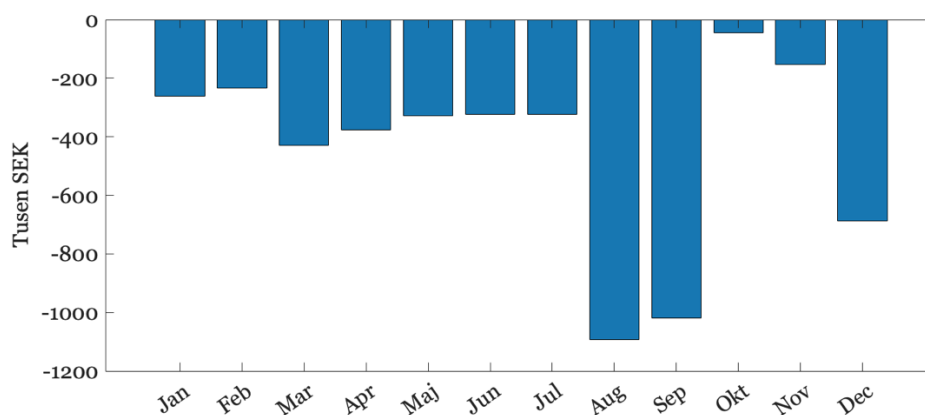
lägst elpris uppstår följande ordning: december, augusti, september, november, mars, juni, maj, januari, april, juli, oktober, februari.



Figur 9: Det debiterade rörliga elpriset i SEK/kWh från elhandelsbolaget under 2022 för fastigheten Pyramiden 19 beläget i elområde 3.

För några av månaderna: januari, februari, juni och november för elhandelsbolaget, samt juni och november för elnätsbolaget, tillkommer även påminnelseavgifter och dröjsmålsräntor, dessa kommer ej att inkluderas i modellen. Energiskatter och moms på 25% är inkluderade i debiteringarna.

I och med att Pyramiden 19 har ett rörligt elprisavtal med elhandelsbolaget faktureras elpriset med ett snittmedelvärde för månaden. Det spelar således ingen roll vilken tid på dygnet eller vilken dag Pyramiden 19 konsumerar el från nätet, priset för månaden är detsamma. Om Pyramiden 19 hade haft ett timavtal hade fastigheten skapat ett eget snittpris för månaden och det kunde då ha varit möjligt att styra konsumtionen av el till billigare elpriser för att minska snittpriset. Dock är det inte möjligt att med elhandelsbolaget fortfarande ha en aktiv förvaltning med ett timprisavtal. Med ett rörligt elprisavtal gör den aktiva förvaltningen årligen besparingar på 5 277 702 SEK vilket kan ses uppdelat per månad enligt figur 10. Tas förvaltnings- och handelsavgiften bort från detta ger det årligen besparingar på 5 273 354 SEK. Den aktiva förvaltningen reducerar således referensfallets initiala elhandelsfaktura från elhandelsbolaget med 37%, från 14 259 595 SEK till 8 986 241 SEK. Avgränsningen görs därmed att inte utvärdera något fall med timprisavtal, då besparingarna för förvaltningen anses så pass värdefulla.



Figur 10: Förvaltningsresultat under ett år för fastigheten Pyramiden 19 baserat på elhandelsbolagets fakturor under 2022.

Elnätsbolaget debiterar olika priser beroende på tidpunkt på dygnet samt dag på året. De har delat upp sin överföringsavgift i låglast och höglast, där låglast är tider med en lägre efterfrågan på el och höglasttimmer motsvarande har en högre efterfrågan. Höglast råder från den 1a november till den 31 mars, alla helgfria vardagar mellan 07:00 och 20:00. Låglast råder således 24 timmar om dygnet mellan den 31a mars 20:01 till 1a november 06:59. Utöver detta identifierar även modellen alla helgdagar som inträffar på vardagar, för att kunna specificera dessa som låglastdagar. Sverige har totalt 13 helgdagar: nyårsdagen, trettondagen, långfredagen, påskdagen, annandag påsk, första maj, kristi himmelfärd, pingstdagen, Sveriges nationaldag, midsommardagen, alla helgons dag, juldagen samt annandag jul [97]. Modellen delar upp elkonsumtionen beroende på om den sker under höglast eller låglast utefter ovan beskrivna tidpunkter.

Den del av modellen som simulerar elnätskostnaden är uppbyggd av elnätsbolagets nyaste elprismodell med 2023s priser för att göra modellen så anpassningsbar för framtiden som möjligt. Den bygger på överföringsavgift, årsavgift, effektagift, energiskatt samt 25% moms enligt följande ekvation:

$$K_{elnät} = \sum_{i=1}^{12} (E_{hög}(i) \times K_{hög} + E_{låg}(i) \times K_{låg} + D_{mån}(i) \times \frac{K_{\hat{a}}}{d} + P_{max}(i) \times K_{eff} + E_{tot}(i) \times K_{skatt}) \times K_{moms} \quad (4)$$

$K_{elnät}$ är den totala elnätskostnaden i SEK över ett år, där i beskriver den innehavande månaden. $E_{hög}$ respektive $E_{låg}$ är elkonsumtionen i kWh från nätet under hög- och låglast under månaden, med de respektive priserna för hög- ($K_{hög}$) och låglast ($K_{låg}$) i SEK/kWh. Årsavgiften beräknas med ett dagligt medelvärde ($K_{\hat{a}/d}$) i SEK, multiplicerat med antal dagar i den aktuella månaden, $D_{mån}$. Effektagiften beror på den högsta uppnådda höglasteffekten under månaden (P_{max}) i kW, multiplicerat med kostnaden för effektagiften (K_{eff}) i SEK/kW. Slutligen beräknas energiskatten utifrån den totala elkonsumtionen under månaden (E_{tot}) i kWh med kostanden för energiskatten (K_{skatt}) i SEK/kWh. Utöver detta läggs 25% moms till (K_{moms}).

Den del av modellen som simulerar elhandelskostnaderna är helt uppbyggt av gamla fakturor och debiteringar från 2022. Anledningen till att elkostnaderna beräknas på olika sätt är för att elhandeln består av flera komplexa delar, exempelvis det rörliga elpriset och förvaltningsresultat. Det är inte möjligt för detta arbete att anta hur elhandeln kommer debiteras i framtiden. Elnätet debiteras på ett mer förutsägbart sätt efter en redan satt modell och det är därav möjligt att använda modellen för 2023 för att göra resultatet så realistiskt för nutiden som möjligt.

Kostnaden för elhandeln består av kostnader för det rörliga elpriset, avgifter till Svenska kraftnät, avgift för elcertifikat, förvaltningsresultat, förvaltningsavgift, handelsavgift, avgift för ursprungsmärkt el samt moms på 25 % och beräknas enligt följande:

$$K_{elhandel} = \sum_{i=1}^{12} (E_{tot}(i) \times K_{el}(i) + E_{tot}(i) \times K_{svk} + E_{tot}(i) \times K_{ec} + F_{res} \times K_{fr}(i) + F_{avg}(i) \times K_{fa}(i) + E_{ha}(i) \times K_{ha} + E_{tot}(i) \times K_{ue}) \times K_{moms} \quad (5)$$

$K_{elhandel}$ är de totala elhandelskostnaderna i SEK för ett år, där i beskriver den innehavande månaden. Elpriset faktureras med en genomsnittlig kostnad (K_{el}), i SEK, för varje uppmätt kWh

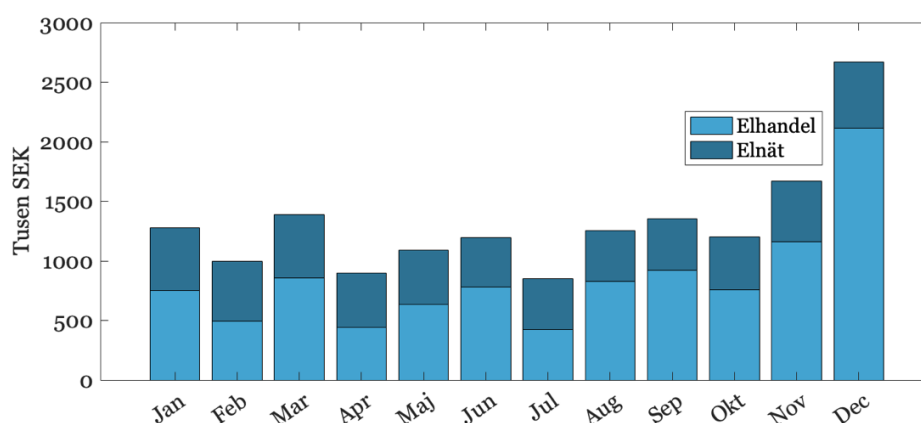
per månad (E_{tot}). Svenska kraftnäts avgift (K_{svk}) i SEK/kWh multipliceras med den totala elkonsumtionen under månaden (E_{tot}). Avgiften för elcertifikat (K_{ec}), i SEK, multipliceras per uppmätt kWh per månad (E_{tot}). Förvaltningsresultatet (F_{res}) avser mellanskillnaden på en prissäkrad volym mot spotpriset där fakturabeloppet ökar/minskar med en kostnad (K_{fr}) i SEK beroende på månad och portfolion hos elhandelsbolaget. Det ingår även en förvaltningsavgift (F_{avg}) där volymen varierar, liksom kostnaden (K_{fa}) i SEK, mellan månaderna. Handelsavgiften har ett konstant pris (K_{ha}) i SEK/kWh med varierande kvantitet (E_{ha}) i kWh mellan månaderna beroende på den säkrade volymen. Den ursprungsmärkta elen har en fast kostnad (K_{ue}) i SEK/kWh utifrån den totala elkonsumtionen under månaden, E_{tot} . Slutligen tillkommer momstillägget, K_{moms} , med 25%.

Den totala kostnaden för den köpta nät-elen för ett år ser således ut som följer:

$$K_{el} = K_{elnät} + K_{elhandel} \quad (6)$$

Fakturorna över elnätet och elhandeln som simuleras med hjälp av modellen innan referensfallet stämmer efter kontroll överens med Pyramiden 19:s befintliga fakturor för året 2022. För att jämföra elnätsfakturor går det i modellen att byta elnätspriser till 2022s värden. Fakturorna för elnätet innan juli, som bygger på den tidigare prismodellen, går ej att jämföra. Resterande fakturor stämmer överens med avvikelse för ett fåtal kronor till följd av ofullständiga decimaler på fakturorna, dröjsmålsräntor, påminnelseavgifter samt ovisshet om vilken tid på dygnet Svenska kraftnät förnyat sin avgift med elhandelsbolaget. Klockslaget 00 har antagits.

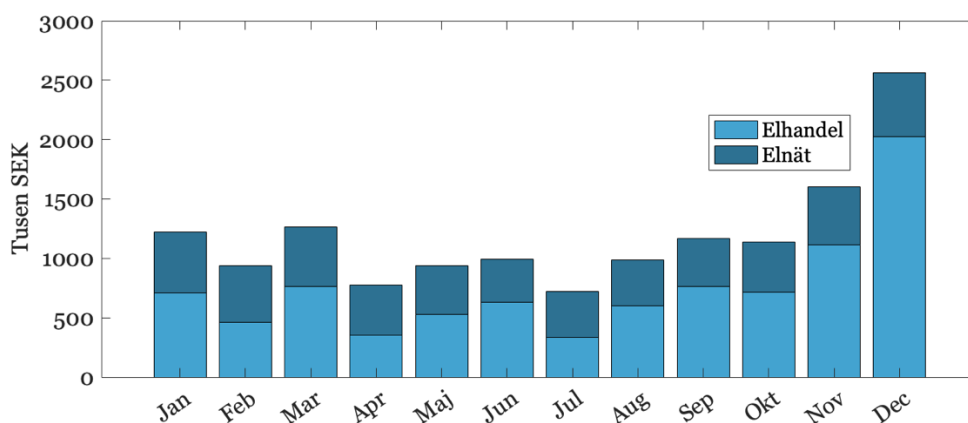
Pyramiden 19:s elkostnader uppgår initialt, med 2022s elkonsumtion, det vill säga fastighetens konsumtion utan solcellsproduktionen eller förbättringsåtgärderna på byggnad 215, till 15 864 406 SEK. Kostnaderna uppvisas per månad i figur 11. Elhandeln står för 10 154 983 SEK av dessa kostnader vilket uppgår till 64% av de totala utgifterna. På liknande sätt står elnätet för 5 709 423 SEK av kostnaderna vilket motsvarar 36% av de totala kostnaderna.



Figur 11: Fastigheten Pyramiden 19:s initiala elkostnader baserat på 2022s elkonsumtion uppdelat månadsvis.

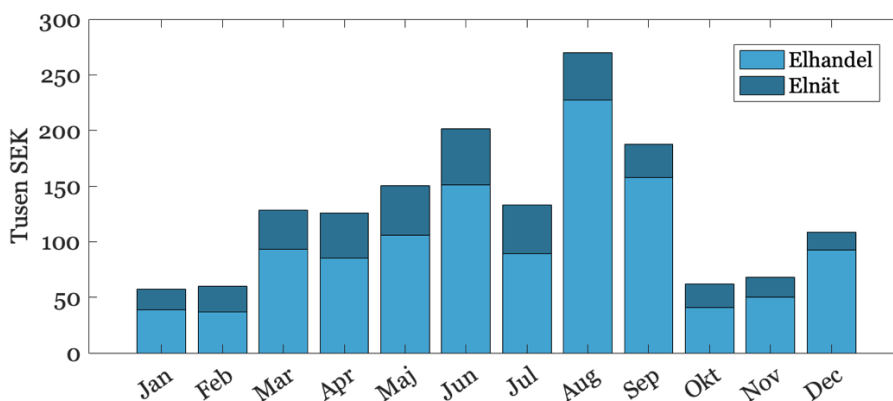
Elpriset är enligt figur 9 tydligt högt under månaderna augusti, september samt december. Anledningen till att elkostnaderna för augusti och september däremot inte är märkvärdigt höga utifrån figur 11 är för att förvaltningsresultatet, enligt figur 10, under dessa månader är stort och elhandelns kostnader minskar således markant under dessa månader.

Elkostnaderna simuleras även för referensfallet med förbättringsåtgärderna för byggnad 215 och den planerade solcellsproduktionen vilket kan ses i figur 12. För hela året uppgår elkostnaderna för Pyramiden 19 till 14 311 438 SEK, vilket är en minskning på nästan 10% från ursprungsfallet. Det är således denna nya, minskade elkostnad, som arbetet kommer att utgå ifrån och som blir referensfallet. Elhandeln står för 8 986 241 SEK av dessa kostnader vilket uppgår till 63% av de totala utgifterna. På liknande sätt står elnätet för 5 325 197 SEK av kostnaderna vilket motsvarar 37% av de totala kostnaderna.



Figur 12: Fastigheten Pyramiden 19:s elkostnader efter förbättringsåtgärder på byggnad 215 samt installerad solcellsproduktion, uppdelat månadsvis.

För att tydligare illustrera hur elkostnaderna förändras mellan ursprungsfallet och referensfallet kan figur 13 över besparingar analyseras där det är tydligt att åtgärderna för byggnad 215 tillsammans med solcellsproduktionen främst reducerar elkostnader kopplat till elhandeln. Kostnaderna för elhandeln reduceras med 1 168 742 SEK och kostnaderna för elnätet reduceras med 384 226 SEK.



Figur 13: Besparingar i kostnader kopplat till elnätet och elhandeln från åtgärderna för byggnad 215 tillsammans med solcellsproduktionen.

3.4 Simulerade fall

För att utvärdera olika lönsamhetsstrategier för batteriet sätts fyra olika fall upp. Referensfallet, effekttoppskapning, låglastutnyttjande i kombination med förflyttade solcellsproduktion, samt stödtjänsten FCR-D upp.

Anledningen till att effekttoppskapning och utnyttjande av låglast utvärderas, trots att liknande studier yrkar på att det troligen ej är ekonomiskt lönsamt, grundar sig i en kombination av att batteripriser konstant sjunker med att ingen studie helt är den andra lik. Förhoppningsvis kommer bland annat effekttoppskapning att bli ekonomiskt lönsamt i framtiden, frågan är bara när. Den ekonomiska lönsamheten som utvärderats i de tidigare studierna är även starkt beroende på hur modellen är uppbyggd, geografisk placering, användning av batteriet och utformning av batteriet. Att en del tidigare studier visar på att ett antal batteri-användningsområden, som effekttoppskapning, inte är lönsamma gör framtida studier alltmer aktuella och intressanta då möjligheten att hitta den ekonomiska brytpunkten med en ny modell finns.

3.4.1. Referensfallet

För arbetet är referensfallet, fallet som övriga fall kommer att jämföras mot vad gäller slutgiltiga kostnader, konsumtionsåret 2022 med förbättringsåtgärder på byggnad 215 tillsammans med den upphandlade solcellsproduktionen. Besparingarna på byggnad 215 antas implementerade i arbetet då de troligen kommer börja arbetas mot inom en snar framtid. I och med att solcellsinstallationen även påbörjas i en sådan närtid inkluderas dessa i arbetet och produktionen från solcellerna kommer därmed att minska Pyramiden 19:s elkonsumtion från nätet. I och med att Pyramiden 19, på grund utav det interna nätet, inte kan separera konsumtionen av el för någon separat byggnad så kommer den simulerade solproduktionen att slås samman för samtliga byggnader till en gemensam produktion för hela fastigheten Pyramiden 19. Solcellsproduktionen antas konsumeras direkt av Pyramiden 19 och är således endast kopplad till fastigheten. Referensårets elkostnader består av elnäts- och elhandelskostnader. Elhandeln baseras helt och hållet på fakturor från 2022 medan elnätet baseras på elnätsbolagets prismodell för 2023.

3.4.2 Effekttoppskapning

För effekttoppskapning laddar batteriet ur under fastighetens effekttoppar, som främst sker under arbetstid, och laddas upp när dessa avtar vilket främst är under nattetid. Effekttoppskapningen effekttjämnar konsumtionen av el och genererar ett så nära konstant medelvärde av total inköpt el under månadsbasis som möjligt och effekttoppsavgiften väntas sjunka.

Referensfallets initiala medelkonsumtion per månad kan ses i tabell 3. Effekttoppsavgiften tas dock endast ut för månaderna november till mars och dessa är således de månader som kan generera kostnadsbesparingar i samband med effekttoppskapning. Hela året simuleras fortfarande för att visa på de faktiska kostnaderna under ett år.

Tabell 3: Genomsnittlig konsumtion av köpt el per timme under referensåret (P_{medel}).

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun
[kW]	1043,4	1077,2	1015,2	971,9	926,4	843,4
	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec
[kW]	856,7	866,3	943,7	948,9	1026,9	1099,0

Fallet med att kapa effekttoppar kan delas upp i tre olika scenarion: När P_{P19} är högre än P_{medel} , när P_{P19} är lägre än P_{medel} samt när P_{P19} är lika med P_{medel} . P_{P19} beskriver fastighetens momentana elbehov per timme i kW och P_{medel} beskriver månadens medeleffekt enligt tabell 3.

För scenario ett råder effekttopp enligt ekvation 7 varvid ekvation 8 gäller enligt:

$$P_{P19} > P_{medel} \quad (7)$$

$$E_{P19} = E_{batt} + E_{nät} \quad (8)$$

Om ekvation 7:s villkor gäller kan effekttoppar reduceras genom att batteriet urladdas till fastigheten. Batteriet urladdar sitt urladdningsdjup så länge villkoret råder. Om batteriet ej kan tillgodose hela Pyramiden 19:s tillfälliga behov tas den resterande effekten från nätet. Om batteriet är tomt och villkoret fortfarande råder förblir batteriet tomt och Pyramiden 19 konsumerar i stället inkom el från nätet. I ekvation 8 är E_{P19} Pyramiden 19:s elkonsumtion bestående av det batteriet, E_{batt} , tillför Pyramiden 19 och det resterande behovet som täcks från nätet, $E_{nät}$.

I scenario två där effekttopp inte råder enligt ekvation 9 gäller följande:

$$P_{P19} < P_{medel} \quad (9)$$

$$E_{nät} = E_{P19} + E_{batt} \quad (10)$$

$$\text{Så länge: } P_{P19} + P_{batt} \leq P_{medel} \quad (11)$$

$$\text{Annars: } E_{nät} = E_{P19} \quad (12)$$

När Pyramiden 19 inte upplever effekttopp består den konsumerade nätelen ($E_{nät}$) enligt ekvation 10 av fastighetens elbehov (E_{P19}) och batteriets uppladdningsbehov (E_{batt}) så länge effektbehovet från Pyramiden 19 (P_{P19}) tillsammans med batteriets effektbehov (P_{batt}) inte överstiger månadens medeleffekt. Annars laddas batteriet ej upp och Pyramiden 19 konsumerar ensamt nätet. Om batteriet är fulladdat så förblir det fullt och urladdas ej.

För det sista scenariot, där konsumtionen av el från nätet är lika med medelkonsumtionen enligt ekvation 13, gäller ekvation 14:

$$P_{P19} = P_{medel} \quad (13)$$

$$E_{nät} = E_{P19} \quad (14)$$

Här varken laddas batteriet ur eller upp och fastigheten konsumerar all el från nätet enligt ekvation 14.

3.4.3 Låglastutnyttning + Omfördelning av solel

Det andra batterianvändningsområdet är ett kombinerat fall med två olika typer av lösningar som kompletterar varandra tidsmässigt. I och med att Pyramiden 19 har ett rörligt elprisavtal kan ej användningstiden kopplat till elkostnad simuleras mot det lägsta tim-elpriset. Däremot kan batterilagret simuleras mot att användas i relation till hög- och låglastperioder. Utnyttningen av låglast kommer därav endast ge möjliga besparingar mellan den 1a november till den 31a mars, där batteriet kan laddas upp under låglasttid och urladdas till fastigheten under höglasttid. Fallet med ett ökat låglastutnyttjande, som utvärderas under vintermånaderna, byggs vidare på från referensfallet där solcellsproduktionen förbrukas direkt.

För att utvärdera andra användningsområden för batterilagret kombineras detta med att under övrig tid, det vill säga sommarmånaderna, förflytta användningen av producerad solel. Detta då höglast inte råder under dessa månader och all konsumtion därmed redan är låglast. Den producerade solelen är som högst under sommarmånaderna enligt figur 7 och här analyseras därmed möjligheten att använda den egenproducerade solelen på bästa sätt. Batteriet laddas i första hand upp med solel som användas i form utav effekttoppskapning och resterande solel går sedan till fastigheten. I och med att det under dessa månader inte finns en effektagift kommer eventuell effekttoppskapning inte ge något resultat i form av kostnadsbesparingar. Batterianvändningsområdet om förflyttad solel bygger även för förtydligande inte på referensfallet, där all sol konsumeras direkt, utan här förflyttas användningen av solelen.

Då förflyttningen av solel inte genererar några kostnadsbesparingar påverkas inte resultatet för låglastutnyttjandet på årsbasis och resultatet som kan ses kopplas således endast till den förflyttade låglastkonsumtionen under vintermånaderna. Resultatet av den förflyttade solelen används främst för analys till framtida arbeten, om elnäts och elhandelsmodellen skulle ändras. Om debiteringarna innefattar effektagifter även under sommartid är det gynnsamt att veta hur man använder sina egna resurser, exempelvis solel, på bästa sätt.

Under höglastperioden, den 1a november till den 31a mars, konsumerar Pyramiden 19 all solel direkt likt i referensfallet. Batteriet (E_{batt}) laddas upp med full möjlig effekt från nätet under låglasttimmarna, som råder från klockan 20 fram till klockan 07. Samtidigt konsumerar Pyramiden 19 (E_{P19}) el från nätet. Konsumtionen av nätet ($E_{nät}$) blir således summan av den som går till fastigheten och till batteriet, enligt följande ekvation:

$$E_{nät} = E_{batt} + E_{P19} \quad (15)$$

Batteriet (E_{batt}) laddas sedan jämnt ut till Pyramiden 19 (E_{P19}) under de 13 höglasttimmarna mellan klockan 07 fram till 20 och fastigheten konsumerar resterande el från nätet ($E_{nät}$). Fastighetens elbehov under höglast kan således beskrivas enligt:

$$E_{P19} = E_{batt} + E_{nät} \quad (16)$$

I tabell 4 syns de mest förekommande tiderna på dygnet som solcellsproduktionen genererar effekttoppar tillsammans med den mest förekommande tiden på dygnet som Pyramiden 19:s referensfall upplever effekttoppar i behov av el. Tabell 4 visar att solelsproduktionen inte

uppnår maxproduktion samtidigt som Pyramiden 19 upplever effekttoppar och vid närmare analys produceras 43% av solelen när Pyramiden 19 inte upplever någon effekttopp. Att använda batteriet för att förflytta användningen av sol till tidpunkter med ett behov över månadens medelvärde kan därmed skapa en viss effektutjämnning för Pyramiden 19 vilket i framtiden kan vara av intresse.

Tabell 4: Vanligaste tid på dygnet för effekttopp från solcellsproduktionen och Pyramiden 19.

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun
Sol [Kl.]	10	11	11	11	11	11
P19 [Kl.]	13	15	16	07	13	08
	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec
Sol [Kl.]	10	11	10	10	11	11
P19 [Kl.]	12	15	09	08	14	10

Under den kontinuerliga låglastperioden, mellan den 1a april till den 31a oktober används solcellsproduktionen mot effekttoppskapning. Den producerade solelen (E_{sol}) går i första hand direkt till Pyramiden 19 (E_{P19}) om effekttopp råder enligt ekvation 17. Är solelen ej tillräcklig urladdas batteriet (E_{batt}) till fastigheten och finns ytterligare behov tas detta från nätet ($E_{nät}$). Om solelen ensamt kan kapa effekttoppen laddas batteriet upp innan resterande sol går till fastigheten. Sambandet beskrivs enligt ekvation 17 till 19:

$$P_{P19} > P_{medel} \quad (17)$$

$$E_{P19} = E_{sol} + E_{batt} + E_{nät} \quad (18)$$

$$E_{sol+} = E_{batt} + E_{P19} \quad (19)$$

När effekttopp ej råder enligt ekvation 20 laddas batteriet (E_{batt}) i första hand upp med solcellsproduktionen (E_{sol}). Om solelsöverskott (E_{sol+}) finns går det till Pyramiden 19 (E_{P19}) och resterande behov från fastigheten täcks av nätet ($E_{nät}$). Sambandet kan ses i ekvation 20 till 22 som följer:

$$P_{P19} \leq P_{medel} \quad (20)$$

$$E_{batt} = E_{sol} \quad (21)$$

$$E_{P19} = E_{sol+} + E_{nät} \quad (22)$$

3.4.4 Stödtjänsten FCR-D upp

Då både effekttoppskapning och utnyttjande av låglast endast genererar kostnadsbesparingar under höglastmånader utvärderar modellen för detta fall en annan typ av strategi. Här ansvarar Pyramiden 19 inte själv för batterilagret utan det medverkar i detta fall på balansmarknaden för stödtjänsten och frekvenshållningsreserven FCR-D. Det aktuella fallet utvärderar de intäkter som batteriet skulle kunna generera om de medverkade på marknaden år 2022, för att följa konsumtionsåret som används för Pyramiden 19. Fallet analyserar därmed redan befintlig data

över ersättningar publicerade på Mimer [33] tillsammans med frekvensdata från Fingrid [98] för att utvärdera möjliga intäkter.

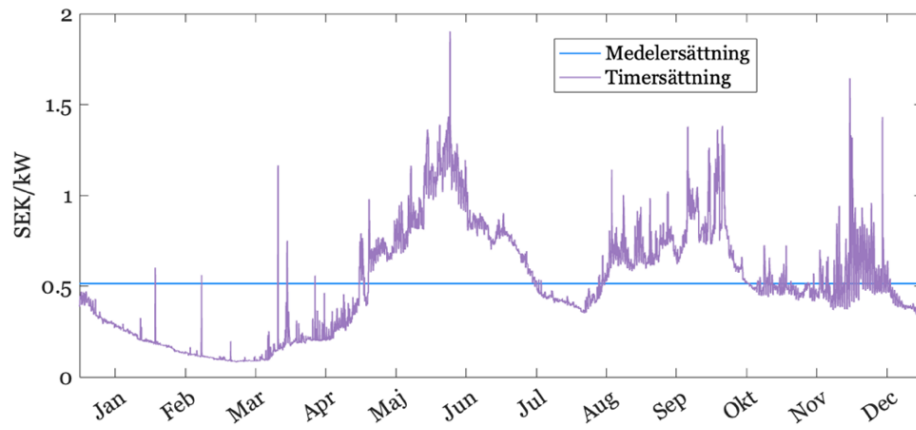
Anledningen till att specifikt FCR-D utvärderas är kopplat till de fördelaktiga kraven för uthållighet och de positiva resultaten från tidigare studier. Alternativet finns att medverka på balansmarknaden för FCR-D upp, FCR-D ned eller båda. Jämförs den upphandlade volymen och ersättningen mellan FCR-D ned och upp för 2022 är den upphandlade FCR-D upp volymen 4 gånger större än FCR-D ned och medelersättningen för FCR-D upp är samtidigt dubbelt så stor som för FCR-D ned [33]. Av detta studeras FCR-D upp enskilt.

Antagandet görs att batteriet uppfyller samtliga sinustester och förkvalificeringar som krävs för aktivt deltagande. Ytterligare finns krav på att det minsta budet måste vara minst 0,1 MW men då resursägaren i dagsläget måste aggregeras i en portfolio är minsta-budkravet ett krav för aggregatorn och inte resursägaren.

Batteriet tillgodoser för fallet inte Pyramiden 19:s elbehov utan används enkom till balansmarknaden. FCR-D upp aktiveras automatiskt och linjärt när frekvensen sjunker under 50 Hz, inom intervallet 49,90 – 49,50 Hz. En frekvensavvikelse ner till 49,5 Hz, eller lägre, innebär därmed att 100% av den regionalt upphandlade volymen, redovisat på Mimer [33], aktiveras. Analyseras frekvensen i det nordiska nätet för 2022 från Fingrid [98] tillsammans med den upphandlade volymen från Mimer [33] kan på så vis den faktiskt använda volymen för FCR-D upp tas fram. Dock varar de flesta frekvensavvikelserna endast i några minuter och kortare avvikelser kan på så vis försvinna om datan görs om för att matcha den timvisa konsumtions- och ersättnings-datan. Datan med mätpunkter, tagna i princip var tredje minut, från Fingrid [98] över året 2022 visar dock att frekvensen endast faller inom FCR-D upps frekvensintervall för 1% av mätpunkterna. För att ta med viss marginal för saknade mätpunkter och kortare avvikelser antas det i modellen att FCR-D upp aktiveras för 2% av årets timmar. Då den upphandlade volymen i snitt är 529 MW per timme och batteriets maxkapacitet är 2 MW, antas det att batteriets samtliga bud för medverkande avropas. När resursägaren således får kapacitetsersättning för avropade bud och inte faktiskt använd volym innebär det att resursen står i viloläge och inte används, med ersättning, för 98% av årets timmar.

Batteriet kan i simuleringen aktivera hela sitt urladdningsdjup de tidpunkter som laddningstillståndet inte är noll. Om deltagande är möjligt erhålls kapacitetsersättning och för 2 slumpartade procent av årets timmar måste även batteriet aktiveras och urladdas.

Medelpriset på de avropade volymerna presenteras i €/MW på Mimer [33] och ersättningen för timmen beräknas utifrån volymen som batteriet kunde bidra med under timmen i simuleringen. Omvandlingen sker sedan från euro till svensk krona med valutaväxlingen om 11 SEK per euro. För att beräkna ersättningen som Pyramiden 19 kan erhålla behöver sedan avgifter tas ut för balansansvarig och aggregator. Då de faktiska avgifterna inte finns som offentliga uppgifter antas det att 30% av intäkterna går till avgifter och att Pyramiden 19 själv erhåller 70% av den avropade ersättningen. Nedan i figur 14 presenteras den ersättning Pyramiden 19 kan erhålla i SEK per kW och timme över 2022.



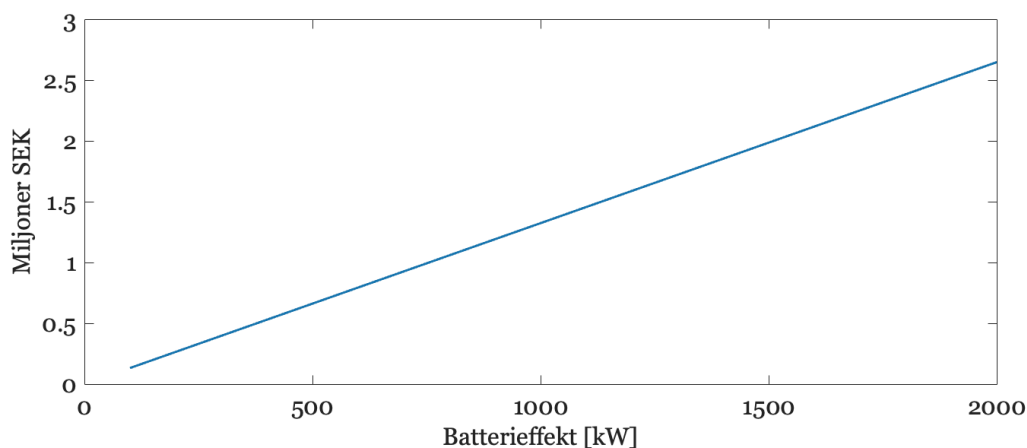
Figur 14: Ersättning i SEK/kW som fastigheten Pyramiden 19 i modellen kan erhålla för stödtjänsten FCR-D upp efter avgifter. Baserat på ersättningsnivåer från 2022.

4 Resultat

Under detta avsnitt presenteras resultatet för samtliga utvärderade fall där de totala årskostnaderna slutligen redovisas per batterieffekt.

4.1 Batterikostnad

I och med att batterilagringssystemet beräknas kosta 660 SEK/kWh för det simulerade året kan kostnaden för olika batterieffekter beräknas utifrån ekvation 1 och uppvisas enligt figur 15.

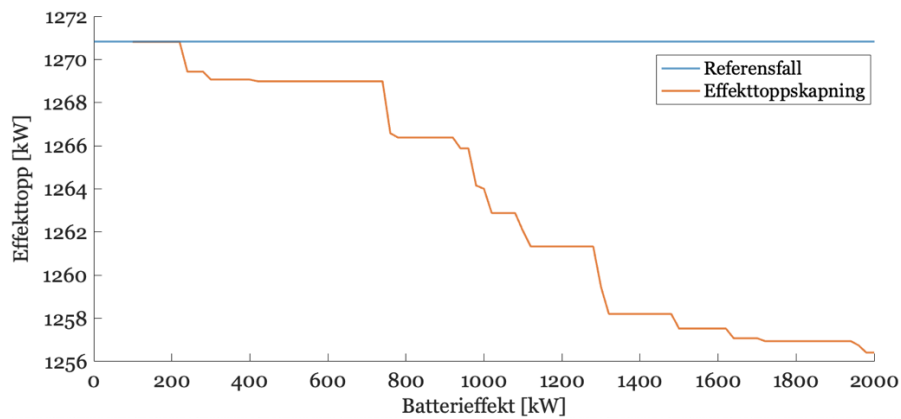


Figur 15: Fastigheten Pyramiden 19:s batterisystemkostnad, över ett år, för olika batterieffekter.

För att de olika batterianvändningsområdena ska bli lönsamma måste därmed elkostnaderna reduceras med minst kostnaderna för batterilagringssystemet enligt figur 15. Investeringskostnaderna för ett batterisystem uppgår till miljonbelopp där de ökar linjärt för större batterieffekter. Ett batterisystem på 2000 kW kostar ungefär 2,6 miljoner SEK, per år i 10 år, vilket innebär att de olika lönsamhetsstrategierna för denna batteristorlek måste generera minst detta per år i besparingar för att en installation av batterilagret ska uppnå ekonomisk lönsamhet.

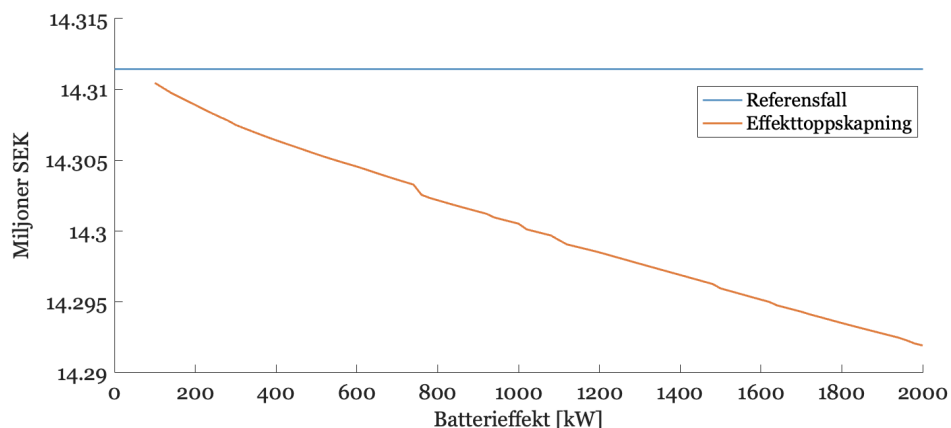
4.2 Effekttoppskapning

Fallet kopplar till att kapa effekttoppar med batterilagret och utvärdera huruvida elkostnaderna reduceras. I figur 16 redovisas medel-effekttoppen per månad under året för de olika batterieffekterna tillsammans med medel-effekttoppen per månad för referensfallet. Från figuren syns det att medeleffekttoppen minskar med en ökad batterieffekt och för den största batterieffekten på 2000 kW minskas denna från 1271 kW till 1257 kW vilket är en minskning på 1,1%.



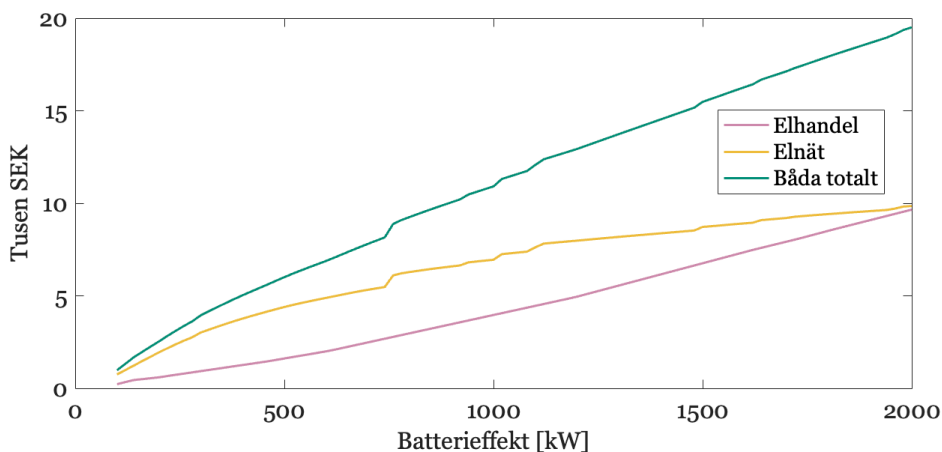
Figur 16: Medel-toppeffekt över året för de olika batterieffekterna i jämförelse mot medel-toppeffekten för referensfallet.

I figur 17 representerar y-axeln de nya elkostnaderna, för både elhandeln och elnätet, när batterilagret används mot effekttoppskapning. Vid referensfallet låg denna siffra på 14 311 438 SEK och för den största batteristorleken sjunker kostnaden till 14 291 900 SEK vilket motsvarar en minskning på 0,1%. Här inkluderas ej kostnaden för batterilagret utan figur 17 visar enkom hur elkostnaderna förändras. Elhandelsfakturan ligger på ungefär 9 miljoner SEK vilket motsvarar 63% av de totala kostnaderna och elnätsfakturan ligger på omkring 5 miljoner SEK vilket i sin tur motsvarar 37% av de totala kostnaderna.



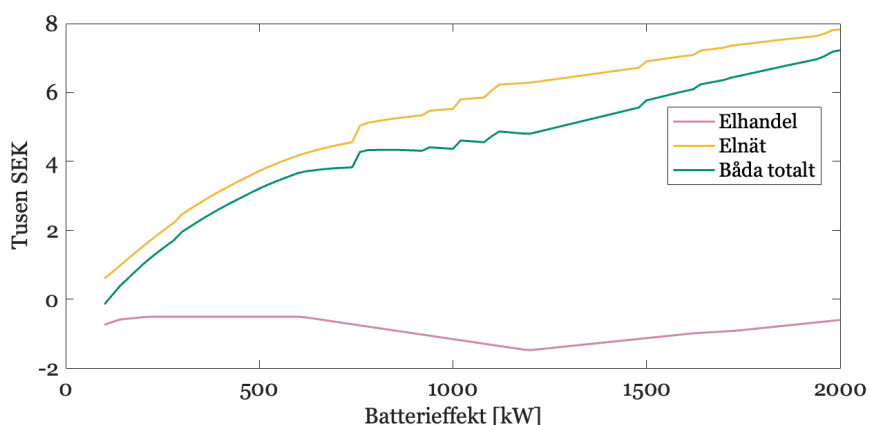
Figur 17: Fastigheten Pyramiden 19:s elkostnader per år, med både elhandel och elnät, för olika batterieffekter och batterianvändningsområdet effekttoppskapning i jämförelse mot referensfallet.

För att tydligt illustrera besparingarna kopplat till elkostnaderna visar figur 18 hur mycket elkostnaderna minskar med per år för de olika storlekarna på batterilagret. Elnätskostnaderna upplever högst besparingar, detta till följd av att effekttoppsavgiften minskas under vintermånaderna. För batterieffekten på 2000 kW uppgår de totala besparingarna till 19 510 SEK.



Figur 18: Besparingar i elkostnader, med både elhandel och elnät, för fastigheten Pyramiden 19 över ett år för olika batterieffekter till följd av batterianvändningsområdet effekttoppskapning.

Besparingarna på elkostnaderna för november till mars simuleras även ensamt. Under dessa månader råder höglast och effekttavgiften tas därmed ut. Enligt figur 19 nedan syns det att besparingarna för november till mars görs på elnätets elkostnader. Figurer och data som endast representerar delar av ett år bör analyseras med försiktighet då modellen fortfarande simulerar de månader som ej inkluderas i figur 19.



Figur 19: Besparingar i elkostnader, med både elhandel och elnät, mellan november och mars för fastigheten Pyramiden 19 över ett år, för olika batterieffekter, till följd av batterianvändningsområdet effekttoppskapning.

Utöver besparingarna som kan ses på elnätskostnaderna är det även tydligt från figur 18 att elhandeln påverkas med en ökad batteristorlek. Anledningen till att elhandeln påverkas med effekttoppskapning är för att batteriet flyttar en viss konsumtion mellan månader med olika elpris. Batteriet har ej samma laddningstillstånd vid alla månadsskiften och när batteriet ökar i storlek kan mer laddas upp till slutet av en månad, för att sedan urladdas i början på nästa.

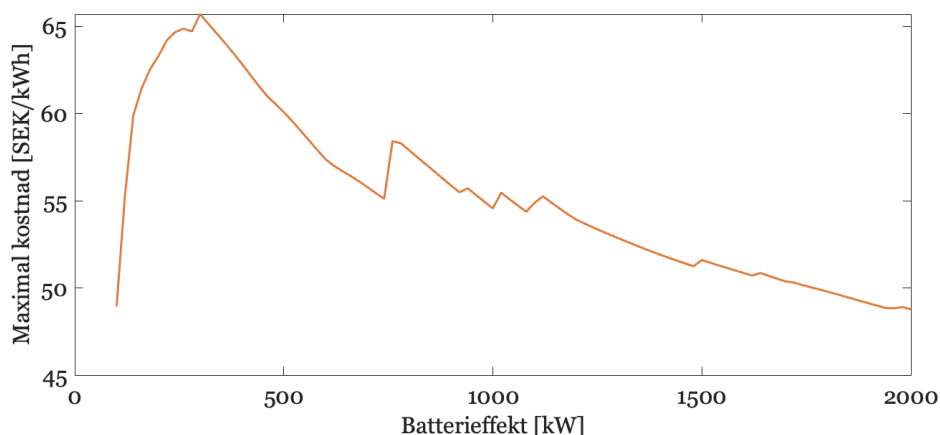
Analyseras konsumtionen av inköpt nätel mellan tre olika batterieffekter, 480 kW, 1080 kW och 1680 kW, enligt tabell 5 nedan, är det märkbart att konsumtionen förflyttas mellan månaderna i takt med att batteriet blir större. Januari, februari, april, juni och oktober ökar sin konsumtion med en större batterieffekt medan mars, juni, augusti och november på liknande sätt minskar sin konsumtion med en större batterieffekt. Januari, februari, april, juni och oktober är de månader med lägst elpris enligt avsnitt 3.3 och kostnaderna minskar således när en viss

konsumtion flyttas till dessa månader. Detta förklarar varför elhandelns kostnader även minskar för detta fall.

Tabell 5: Konsumtionen av köpt nätel för tre olika batteristorlekar mellan januari och december för fallet om effekttoppskapning.

	Jan [kWh]	Feb [kWh]	Mar [kWh]	Apr [kWh]	Maj [kWh]	Jun [kWh]
480 kW	776 300	724 250	754 994	700 550	688 753	606 996
1080 kW	776 300	725 006	754 239	701 510	688 753	606 036
1680 kW	776 395	725 871	753 279	702 470	699 753	605 076
	Jul [kWh]	Aug [kWh]	Sep [kWh]	Okt [kWh]	Nov [kWh]	Dec [kWh]
480 kW	638 123	643 792	679 768	705 960	739 278	817 467
1080 kW	639 083	642 832	679 768	705 960	739 278	817 467
1680 kW	640 043	641 872	679 768	706 735	738 502	817 467

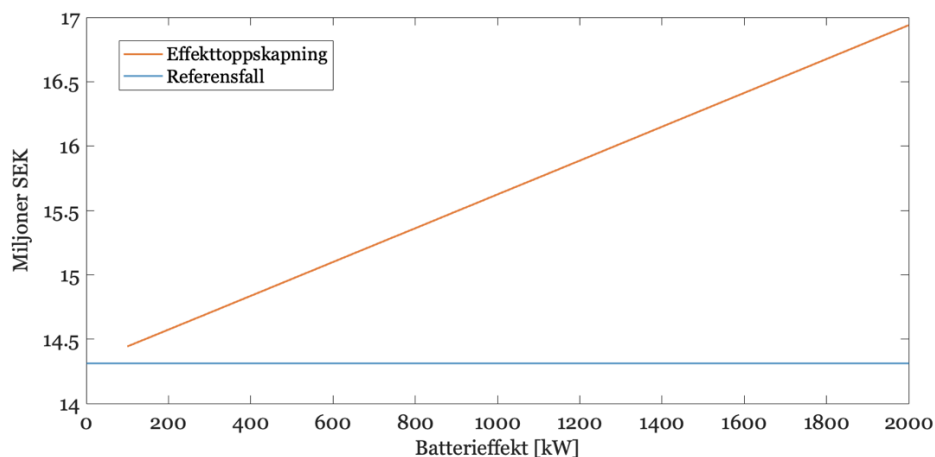
Jämförs besparingarna i figur 18 mot batterisystemkostnaden i figur 15 så syns det tydligt att en investering i ett batterisystem inte kommer vara ekonomiskt lönsamt. För att investeringen ska vara lönsam måste batteriinvesteringskostnaderna vara lägre eller lika med besparingarna som kan göras enligt figur 18. I figur 20 nedan illustreras vad de totala battrisystemkostnaderna maximalt får vara, i SEK/kWh, för att lösningen om effekttoppskapning ska gå jämnt ut vad gäller kostnader. För att förtydliga så visar detta det totala priset vilket ej är utslaget över 10 år. Batterisystemspriset sjunker enligt figur 20 för batterieffekter över 300 kW och når vid batterieffekten 2000 kW systempriset 49 SEK/kWh vilket är detsamma som systempriset för batterieffekten 100 kW.



Figur 20: Maximal batteriinvesteringskostnad för ett batterisystem i fastigheten Pyramiden 19 SEK/kWh, för att nå brytpunkten över ekonomisk lönsamhet vid effekttoppskapning.

Utifrån ovan resultat så är det således tydligt att lösningen där batterisystemet används för effekttoppskapning per år genererar högre kostnader än för referensfallet och att användningsområdet inte är ekonomiskt lönsamt. Detta illustreras i figur 21 nedan där de totala kostnaderna i SEK för Pyramiden 19 per år syns öka med batterieffekten. Kostnaderna inkluderar batterisystemets kostnader tillsammans med fastighetens elkostnader. Kostnaderna

för referensfallet, som summeras till elkostnaderna för att driva verksamheten i fastigheten, uppgår i referensfallet till 14 311 428 SEK för ett år.

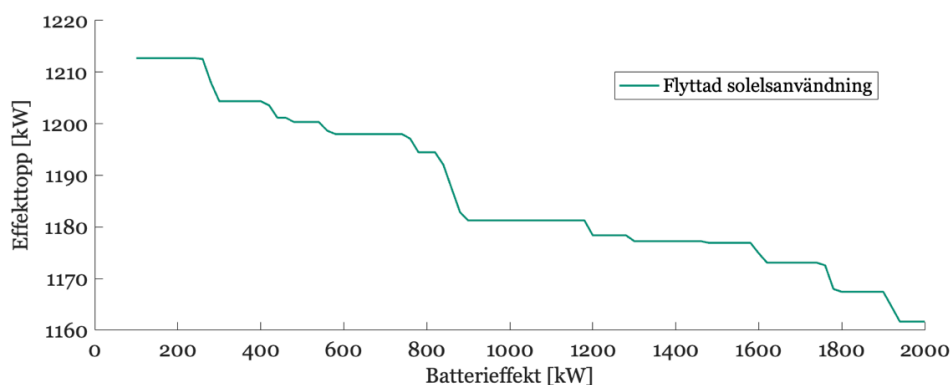


Figur 21: Totala kostnader per år och batteristorlek för fastigheten Pyramiden 19 och batterianvändningsområdet effekttoppskapning. Inkluderar el och batterikostnader.

4.3 Låglastutnyttning + Omfördelning av solel

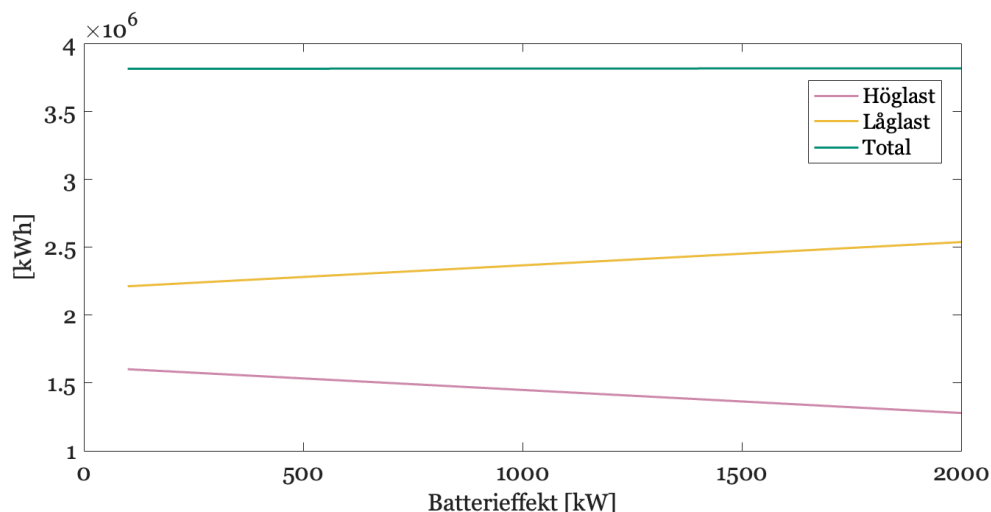
Fallet kopplar till att under vintertid flytta konsumtionen av nätel från höglast till låglast samt att under sommartid utnyttja den producerade solelen för effekttoppskapning. Som nämnt i metod-delen under 3.4.3 konsumerar Pyramiden 19 under vintermånaderna och för låglastutnyttningen all solel direkt, likt referensfallet. För de månaderna med omfördelning av solel går en viss del av den producerade solelen till batterilagret. För detta arbete genererar inte omfördelningen av solel några kostnadsbesparingar och påverkar inte resultatet om en ökad låglastutnyttning på årsbasis. Kostnadsbesparingarna som sker kommer således endast från den ökade låglastkonsumtionen och syftet med omfördelningen av solelen är endast att skapa ett underlag för framtida analyser.

Nedan i figur 22 redovisas medel-effekttoppen per månad för perioden med den förflyttade solelen, april till oktober, för de olika batterieffekterna. Medel-effekttoppen syns minska för större batteristorlekar där den för den största batterieffekten på 2000 kW minskar medel-effekttoppen från 1213 kW ner till 1162 kW vilket motsvarar en minskning på 4,2%.



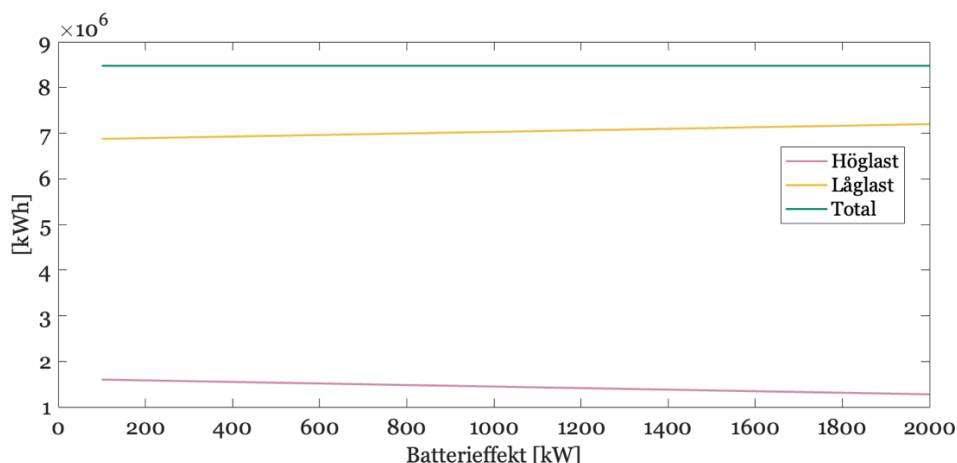
Figur 22: Medel-effekttopp från april till oktober för de olika batterieffekterna i jämförelse mot medel-effekttoppen för referensfallets samma period.

För åtgärden om att flytta konsumtionen av köpt el till låglasttimmar kan den totala mängden inhandlad nätel under låglast respektive höglast illustreras för vinterperioden, januari till mars samt november till december, per batteristorlek enligt figur 23. Andelen låglastkonsumtion syns öka för större batterieffekter från 2,2 GWh upp till 2,5 GWh och på liknande sätt minskas höglastkonsumtionen från 1,6 GWh till 1,3 GWh.



Figur 23: Fastigheten Pyramiden 19:s konsumerade nätel uppdelat över låg och höglast för ett års vinterperiod, januari till mars samt november till december, över olika batterieffekter.

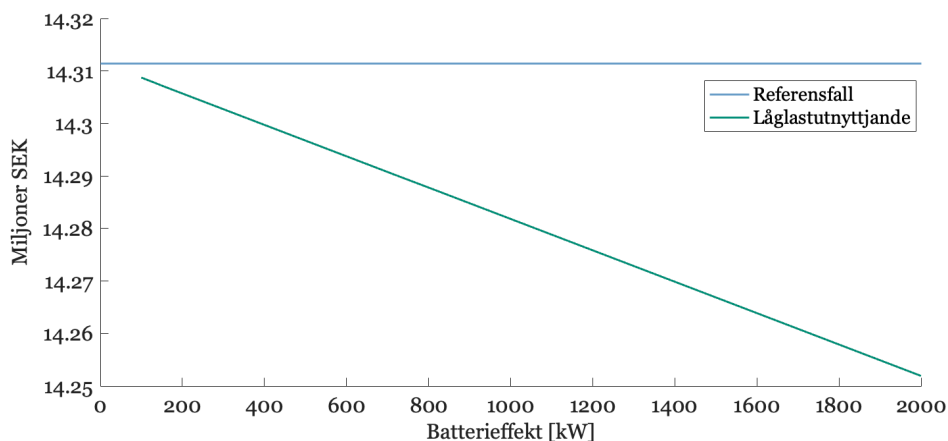
På samma sätt kan andelen låglast och höglastkonsumtion visas för hela året enligt figur 24. Höglastkonsumtionen är densamma som i figur 23 och låglastkonsumtionen ökar från 6,9 GWh till 7,2 GWh för att inkludera även sommarmånaderna.



Figur 24: Fastigheten Pyramiden 19:s konsumerade nätel uppdelat över låg och höglast under hela året över olika batterieffekter.

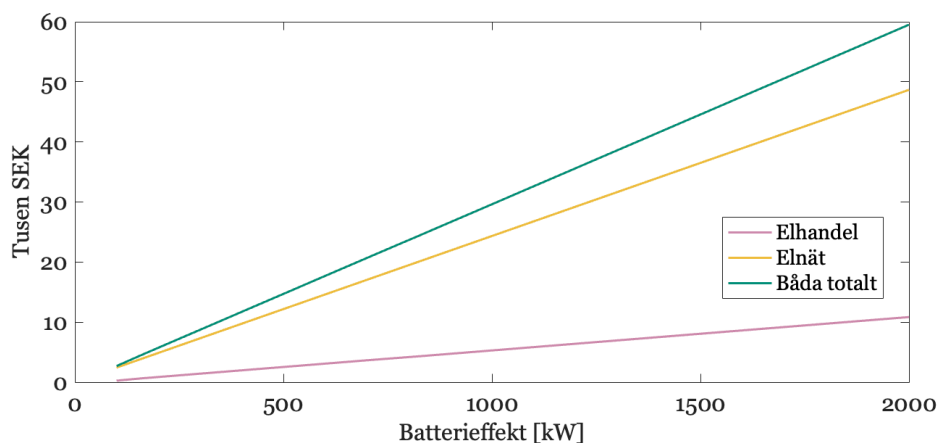
Vidare kan Pyramiden 19:s totala elkostnader över ett år simuleras för både elhandeln och elnätet likt figur 25 för olika batterieffekter. Kostnaderna minskar linjärt med större batteristorlekar. Vid referensfallet låg denna siffra på 14 311 438 SEK och för den största batteristorleken sjunker kostnaden till 14 251 900 SEK vilket motsvarar en minskning på 0,4%. Här inkluderas ej kostnaden för batterilagret utan figur 25 visar enkom hur elkostnaderna

förändras. För elkostnaderna så ligger elhandelsfakturan på ungefär 63% av de totala kostnaderna och elnätsfakturan på motsvarande 37% av de totala kostnaderna. För förtydligande så genererar inte omfördelningen av sol några kostnadsbesparingar utan de som kan ses i figur 25 kommer endast från den ökade låglastkonsumtionen.



Figur 25: Fastigheten Pyramiden 19:s elkostnader per år, med både elhandel och elnät, för olika batterieffekter och batterianvändningsområdet låglastutnyttjning i jämförelse mot referensfallet.

För att tydligare förstå för vilka elkostnader besparingarna görs för, simuleras figur 25 där besparingarna har delats upp per elhandel och elnät över ett år, per batterieffekt. Från figuren är det tydligt att majoriteten av besparingarna görs för elnät där främst överföringsavgiften för höglast har sänkts under vintertid.



Figur 26: Besparingar i elkostnader, med både elhandel och elnät, för fastigheten Pyramiden 19 över ett år för olika batterieffekter till följd av batterianvändningsområdet låglastutnyttjning.

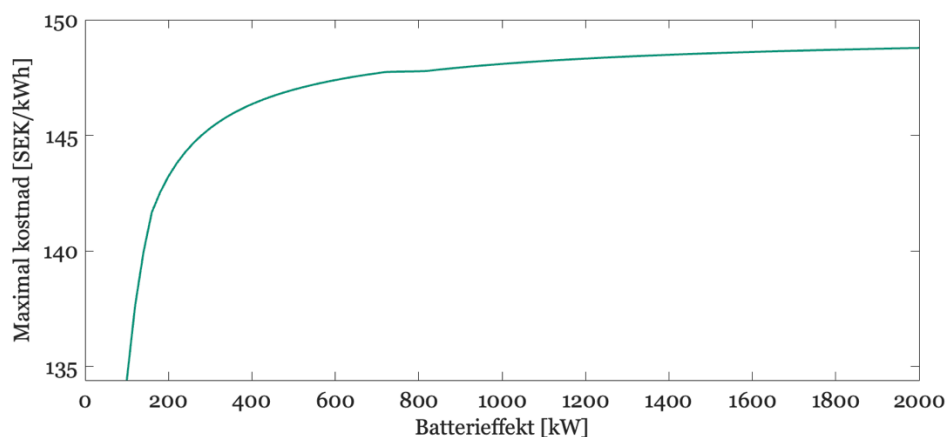
Anledningen till att även elhandelskostnaderna minskar med en större batteristorlek sett i figur 26 är för att konsumtionen av nätel flyttas med hjälp av batteriet till månader med billigare elpris. Detta då batteriet ej har samma laddningstillstånd vid alla månadsskiften. När batteriet ökar i storlek kan mer laddas upp till slutet av en månad, för att sedan urladdas i början på nästa. Analyseras konsumtionen av inköpt nätel mellan tre olika batterieffekter, 480 kW, 1080 kW och 1680 kW, enligt tabell 6, är det märkbart att konsumtionen förflyttas mellan månaderna i takt med att batteriet blir större. Januari, maj och november ökar sin konsumtion linjärt med en större batterieffekt medan april, augusti och december på liknande sätt minskar sin konsumtion

linjärt med en större batterieffekt. December och augusti är de två dyraste månaderna sett till elpris och kostnaderna minskar således när en viss konsumtion flyttas från dessa månader.

Tabell 6: Konsumtionen av köpt nätel för tre olika batteristorlekar mellan januari och december för fallet om ökat låglastutnyttjande och omfördelning av sol.

	Jan [kWh]	Feb [kWh]	Mar [kWh]	Apr [kWh]	Maj [kWh]	Jun [kWh]
480 kW	777 067	723 910	755 336	699 782	689 263	607 058
1080 kW	778 027	723 910	755 336	699 634	689 411	607 058
1680 kW	778 987	723 910	755 336	699 634	689 411	607 058
	Jul [kWh]	Aug [kWh]	Sep [kWh]	Okt [kWh]	Nov [kWh]	Dec [kWh]
480 kW	637 550	643 792	679 435	705 952	740 166	816 919
1080 kW	637 550	642 832	679 435	705 952	741 126	815 959
1680 kW	637 550	641 872	679 435	705 952	742 086	814 999

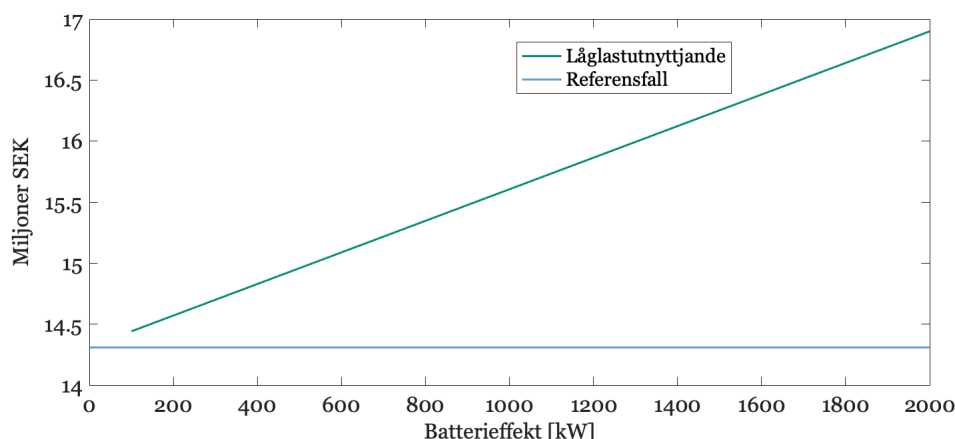
För låglastutnyttjning kan det, efter jämförelse mellan besparingarna i figur 26 och batterikostnaderna i figur 15, noteras att en investering i ett batterisystem inte kommer vara ekonomiskt lönsamt. För att investeringen ska vara lönsam måste batteriinvesteringskostnaderna vara lägre eller lika med besparingarna som kan göras enligt figur 26. I figur 27 illustreras den maximalt tillåtna totala batterisystemkostnaden, i SEK/kWh, för att lösningen om låglastutnyttjning ska gå jämnt ut vad gäller kostnader. För att förtydliga så gäller detta pris de totala batterisystemkostnaderna och är ej utslaget över 10 år. Priset kan i figur 27 ses konvergera mot 149 SEK/kWh för ökade batterieffekter.



Figur 27: Maximal total batteriinvesteringskostnad för ett batterisystem i fastigheten Pyramiden 19, i SEK/kWh, för att nå brytpunkten över ekonomisk lönsamhet kopplat till låglastutnyttjning.

Utifrån ovan resultat så är det således tydligt att användningsområdet för ett batterisystem i syfte generera kostnadsbesparingar genom att öka låglastkonsumtionen kommer att generera högre kostnader till skillnad från referensfallet och användningsområdet är således inte är ekonomiskt lönsamt. Detta illustreras i figur 28 där de totala kostnaderna i SEK för Pyramiden 19 per år syns öka med batterieffekten. Kostnaderna inkluderar batterisystemets kostnader tillsammans med fastighetens elkostnader. Kostnaderna för referensfallet, som summeras till

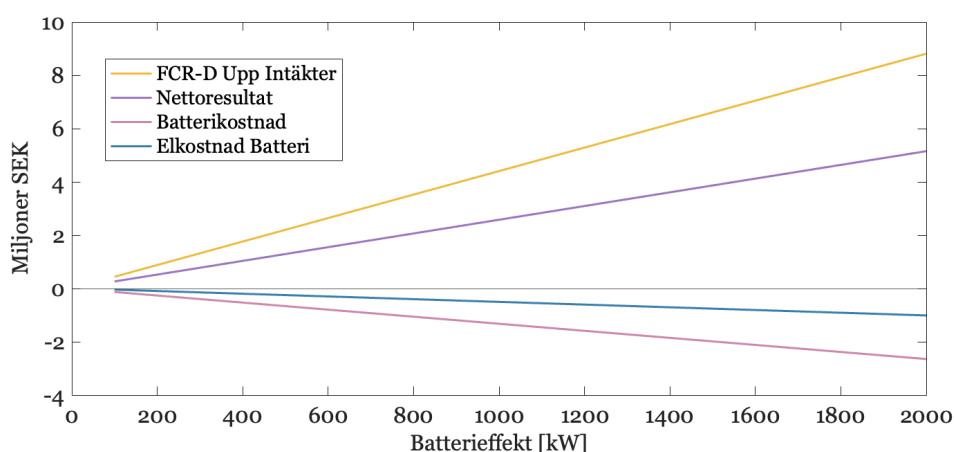
elkostnaderna för att driva verksamheten i fastigheten, uppgår i referensfallet till 14 311 428 SEK för ett år.



Figur 28: Totala kostnader per år och batteristorlek för fastigheten Pyramiden 19 och batterianvändningsområdet låglastutnyttjning. Inkluderar el och batterikostnader.

4.4 Stödtjänsten FCR-D upp

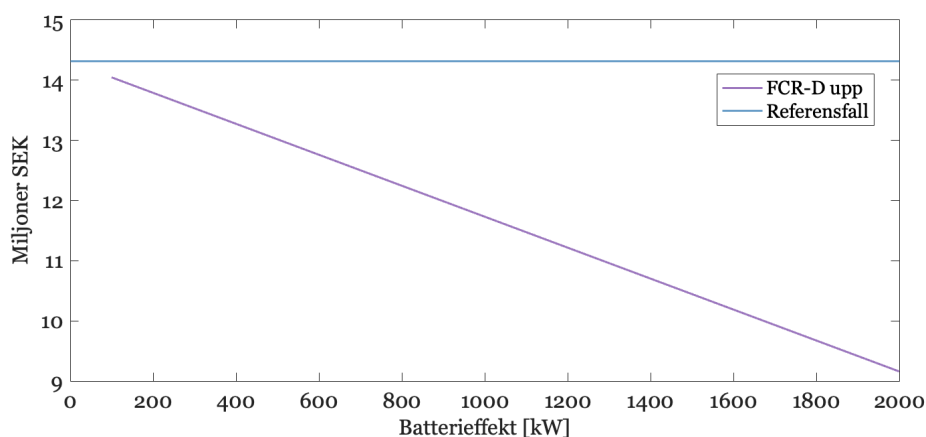
För fallet har stödtjänsten FCR-D upp analyserats vad gäller möjliga intäkter vid deltagande på balansmarknaden via batterilagret. Nedan i figur 29 redovisas batterilagrets nettoresultat med ökande en batterieffekt. I grafen presenteras intäkterna i form av kapacitetsersättning från Svenska kraftnät samt utgifter i form av batterikostnad och kostnad för elkonsumtion av batteriet. Det är tydligt att lösningen för samtliga batterieffekter redovisar ett positivt nettoresultat mellan intervallet 264 634 SEK och 5 165 540 SEK. Då nettoresultatet ökar linjärt med en större batterieffekt genererar även större volymer än vad som simulerats, positiva resultat.



Figur 29: Nettoresultat i SEK per år vad gäller intäkter och utgifter för batterilagret vid medverkande på balansmarknaden i form av stödtjänsten FCR-D Upp.

Jämförs nettoresultatet i figur 29 med batterisystemkostnaderna i figur 15 är det tydligt att besparingar görs och att lösningen är ekonomiskt lönsam. Nedan i figur 30 redovisas de totala kostnaderna i SEK för Pyramiden 19 per år och batteristorlek. Kostnaderna inkluderar nettoresultatet för batterilagret tillsammans med Pyramiden 19:s elkostnader. Då fastighetens

elkostnader är konstanta per år genererar det positiva nettoresultatet från batterilagret en reducerad total kostnad per år med en ökad batteristorlek. Kostnaderna för referensfallet, som summeras till elkostnaderna för att driva verksamheten i fastigheten, uppgår i referensfallet till 14 311 428 SEK för ett år. Med den minsta batterieffekten på 100 kW reduceras de totala kostnaderna till 14 043 583 SEK och med den största simulerade batterieffekten på 2000 kW reduceras de ytterligare till 9 113 300 SEK vilket motsvarar en reduktion på 36%.



Figur 30: Totala kostnader i SEK per år och batteristorlek för fastigheten Pyramiden 19 och batterianvändningsområdet FCR-D upp. Inkluderar batteriets nettoresultat och fastighetens elkostnader.

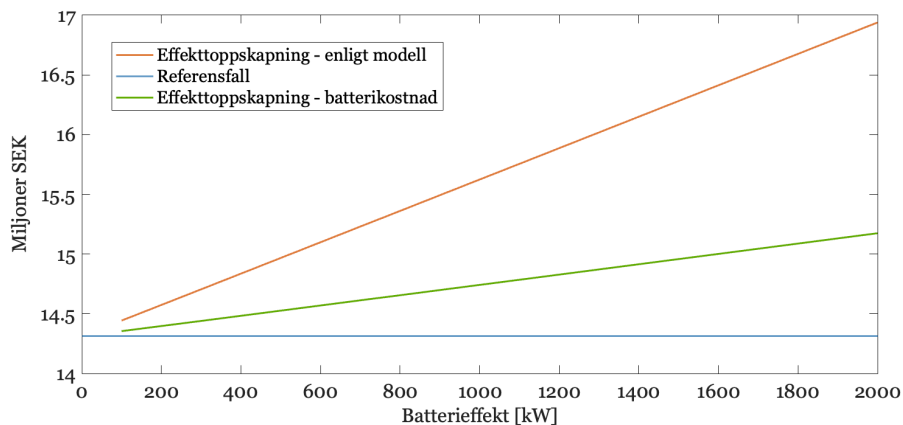
4.5 Känslighetsanalys

För känslighetsanalysen presenteras resultatet när olika parametrar varierar i modellen för att ge en djupare förståelse över deras påverkan på resultatet. De olika parametrarna som varierar är: batterikostnad, c-rate, elpris samt ersättning för FCR-D upp. Anledningen till att specifikt dessa fyra valts ut är för att de samtliga har bidragit till en viss osäkerhet under arbetet. Batterikostnaden har varit svårt att uppskatta, c-rate är inte samma för alla batterier, elpriset har varit historiskt högt under 2022 och ersättningen för FCR-D upp antas ha stor inverkan på resultatet.

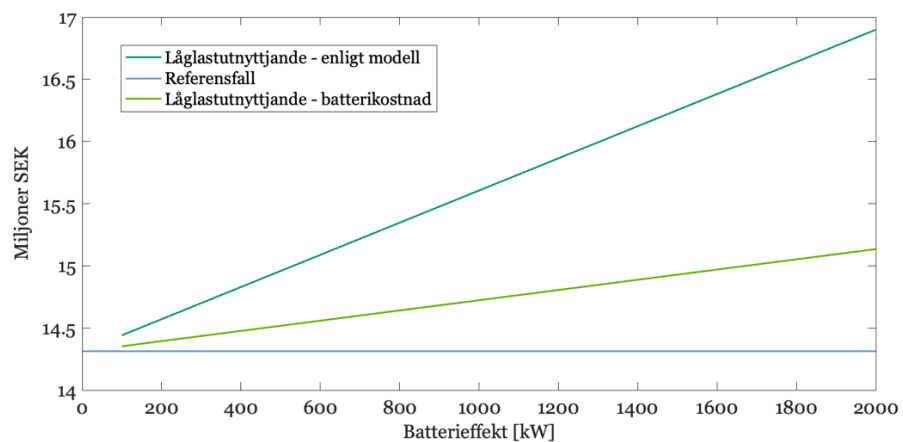
4.5.1 Batterikostnad

Batterikostnadsuppskattningen är beroende av flertalet parametrar, bland annat ursprungsland, det ekonomiska läget, utvinningsgraden av råmaterial samt förädling. Dessa parametrar kan stort påverka kostnaderna och det är från avsnitt 2.3.1 tydligt att kostnaderna kan uppskattas olika. Exempelvis uppskattar BloombergNEF optimistiskt priset för litium-jonbatteripaket 2022 till \$151 per kWh. För modellens simulering slås även batterikostnaden ut över batteriets tänkta livslängd, vilket antas till 10 år. I och med att batteriet i fallet med FCR-D upp kommer att stå i viloläge mesta delen av tiden förväntas livslängden därmed att bli längre och om en längre livslängd antas blir de årliga kostnaderna således mindre. För att ta hänsyn till det ovan nämnda simuleras modellen i känslighetsanalysen med en batterisystemkostnad på \$300 per kWh i stället för \$600 per kWh. Kostnaden slås även ut över 15 år i stället för 10 år vilket resulterar i en ungefärlig årskostnad på 220 SEK/kWh i stället för de tidigare 660 SEK/kWh.

Resultatet över totala kostnader kan ses i figur 31 till 33 över de olika användningsområdena. Både effekttoppskapning i figur 31 och låglastutnyttjning i figur 32 är fortsatt ej ekonomiskt lönsamma, men är mycket närmare ekonomisk lönsamhet. För effekttoppskapning i figur 31 minskas de ökade kostnaderna mellan referensfallet och batterieffekten 2000 kW från de initiala 2,6 miljoner SEK till 0,9 miljoner SEK. På liknande sätt minskas även de ökade kostnaderna mellan referensfallet och batterieffekten 2000 kW för låglastutnyttjning i figur 32 från de initiala 2,6 miljoner SEK till 0,8 miljoner SEK. Detta visar på att batterikostnaderna har en stor inverkan i lönsamheten för effekttoppskapning och låglastutnyttjande.

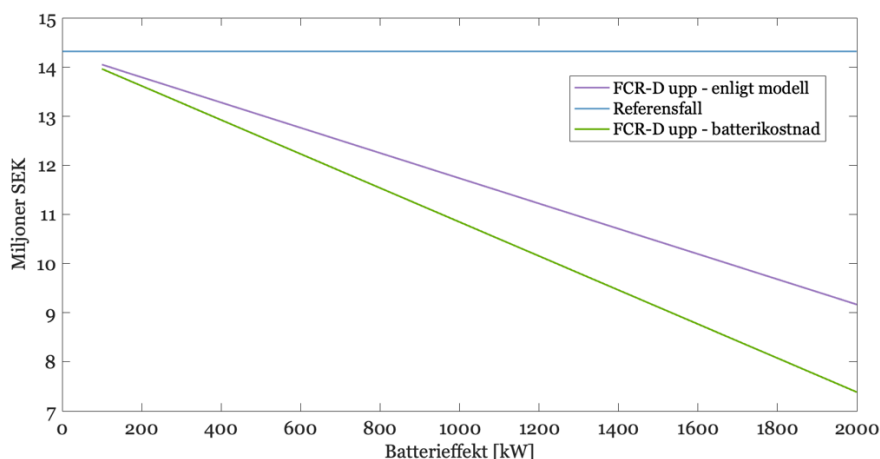


Figur 31: Jämförelse av totala kostnader i SEK per år och batteristorlek för effekttoppskapnings simuleringen och känslighetsanalysen om minskad batterikostnad. Inkluderar el och batterikostnader.



Figur 32: Jämförelse av totala kostnader i SEK per år och batteristorlek för simuleringen om låglastutnyttjande och känslighetsanalysen om minskad batterikostnad. Inkluderar el och batterikostnader.

För stödtjänsten FCR-D upp syns det i figur 33 att batterikostnaderna även här har en inverkan. Den ekonomiska lönsamheten ökar för batterieffekten 2000 kW från de tidigare 5,2 miljoner SEK till 6,9 miljoner SEK med en lägre batteriinvesteringskostnad.

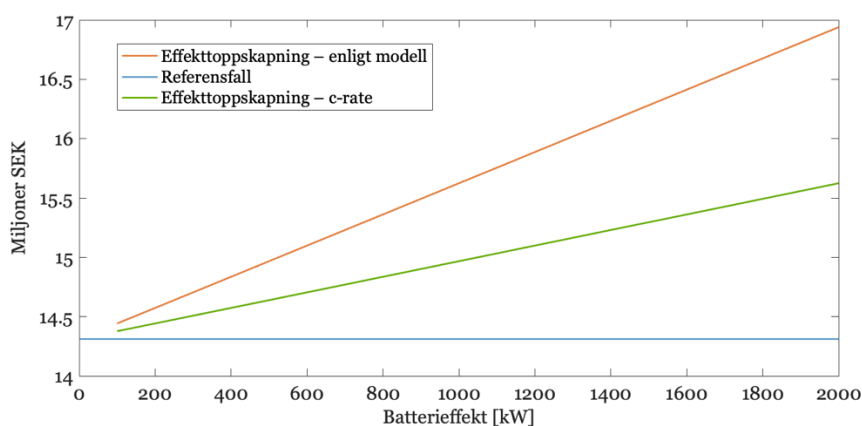


Figur 33: Jämförelse av totala kostnader i SEK per år och batteristorlek för simuleringen om FCR-D upp och känslighetsanalysen om minskad batterikostnad. Inkluderar batteriets nettoresultat och fastighetens elräkning.

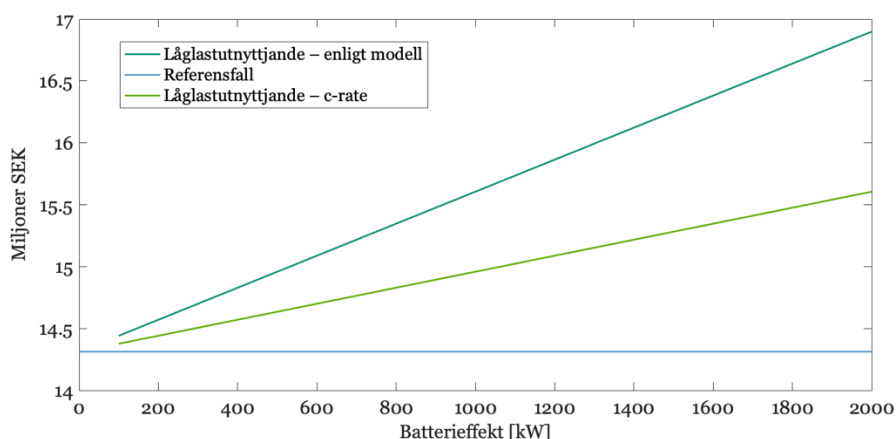
4.5.2 C-Rate

En av batteriparametrarna som kan påverka resultatet är batteriets c-rate. I modellen antas denna till 0,5 men då alla tillverkare inte skapar exakt liknande batterier analyserar känslighetsanalysen resultatet om denna i stället är 1. Om c-rate är 1 i stället för 0,5 blir den totala batterivolymen, i kWh, lika stor som effekten, i kW, enligt ekvation 1. Med ett värde på 0,5 blir volymen dubbelt så stor som effekten. En c-rate på 1 ger således en halvering av den inköpta batterivolymen (och investeringskostnaderna) per effekt i jämförelse med en c-rate på 0,5, då dessa baseras på ett pris per kWh.

Resultatet kan för de olika batterianvändningsområdena ses i figur 34 till 36. För effekttopp-skapningen i figur 34 och låglastutnyttjandet i figur 35 syns det att lösningarna ligger närmare lönsamhet, men att de fortsatt inte är lönsamma. Anledningen till att de totala kostnaderna sjunker i känslighetsanalysen är för endast hälften av batterivolymen sedan innan köps in. Batterianvändningsområdena gör inga stora kostnadsbesparingar och då investeringskostnaderna sjunker minskar de totala utgifterna.

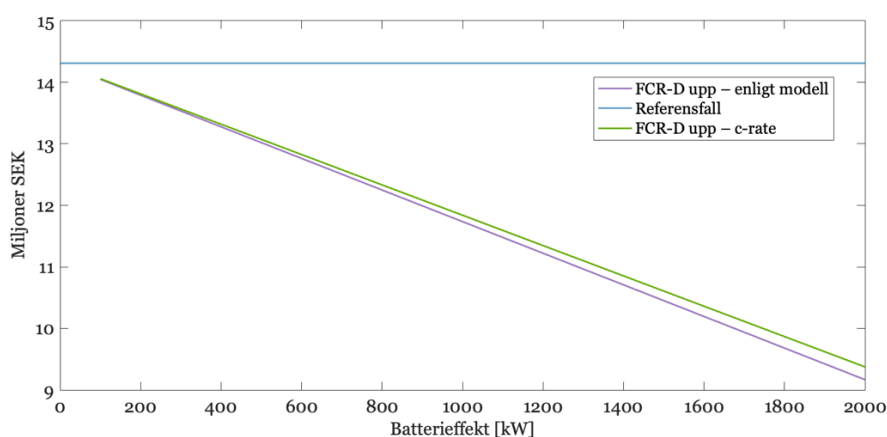


Figur 34: Jämförelse av totala kostnader i SEK per år och batteristorlek för effekttoppakapnings simuleringen och känslighetsanalysen om ökad c-rate. Inkluderar el och batterikostnader.



Figur 35: Jämförelse av totala kostnader i SEK per år och batteristorlek för simuleringen om låglastutnyttjande och känslighetsanalysen om ökad c-rate. Inkluderar el och batterikostnader.

För stödtjänsten FCR-D upp i figur 36 är känslighetsfallet nästintill identiskt med modellen. En c-rate på 1 genererar något högre totala kostnader än med modellens 0,5. För FCR-D upp är intäkterna och besparingarna så pass stora att det inte är lönsamt att köpa in en mindre volym batterier.



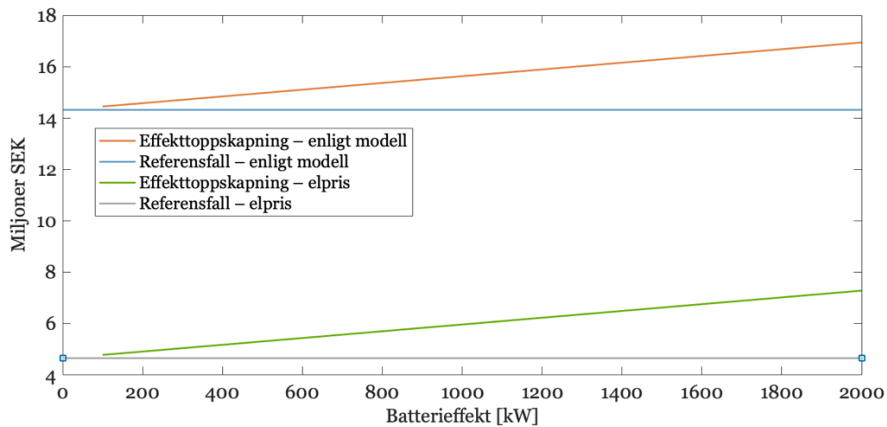
Figur 36: Jämförelse av totala kostnader i SEK per år och batteristorlek för simuleringen om FCR-D upp och känslighetsanalysen om ökad c-rate. Inkluderar batteriets nettoresultat och fastighetens elräkning.

4.5.3 Elpris

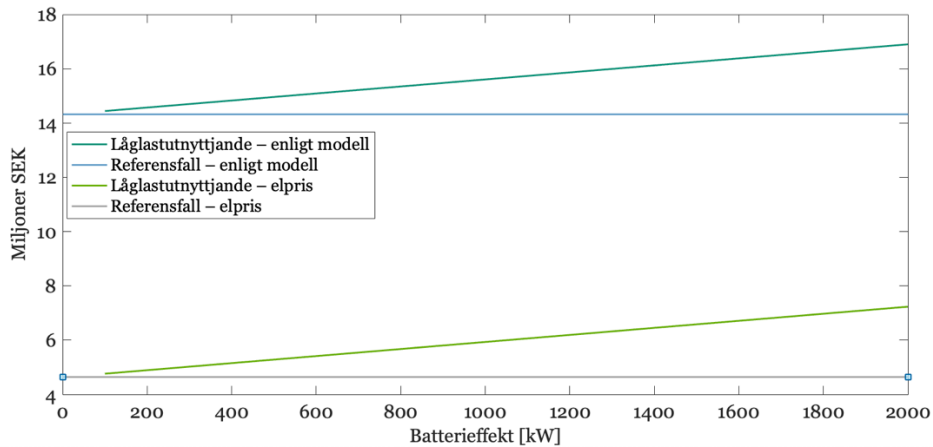
Då elpriset under 2022 har varit historiskt högt och elhandelskostnaderna till stor del beror av just elpriset kan modellen vara känslig till just detta. För att analysera känsligheten byts 2022:s elpris i modellen ut, med ett snitt på 150 öre/kWh, till ett elpris på i snitt 70 öre/kWh, vilket består av en kombination av 2021 och 2023:s priser [99]. Från resultatet i figur 37 till 39 syns det att elpriset har en stor påverkan på de totala kostnaderna, men inte på lönsamheten för de specifika batterianvändningsområdena. Referensfallet ändras här vilket är vad som påverkar de totala kostnaderna.

De olika användningsområdena behåller likande trender för känslighetsanalysen som för ursprungsmodellen enligt figur 37 till 39. Analyseras exempelvis stödtjänsten FCR-D upp i figur

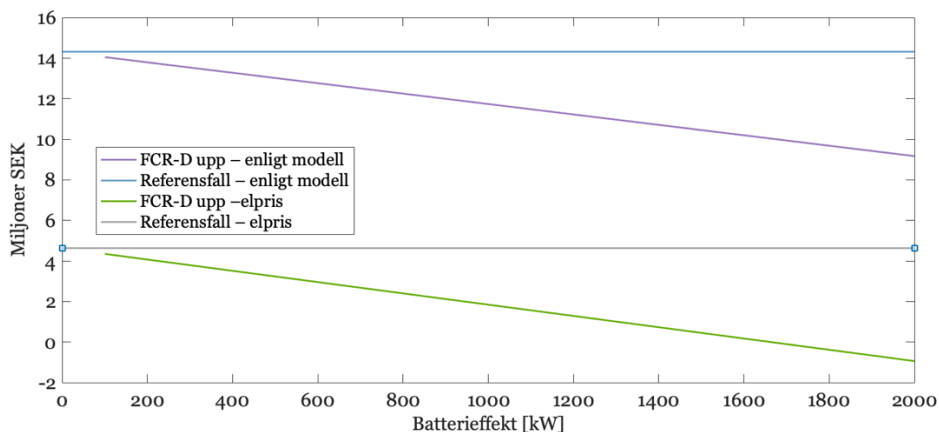
39 syns det att både modellen och känslighetsanalysen reducerar de årliga kostnaderna med lite mer än 5 miljoner SEK för batterieffekten 2000 kW.



Figur 37: Jämförelse av totala kostnader i SEK per år och batteristorlek för effekttoppakapnings simuleringen och känslighetsanalysen om lägre elpris. Inkluderar el och batterikostnader.



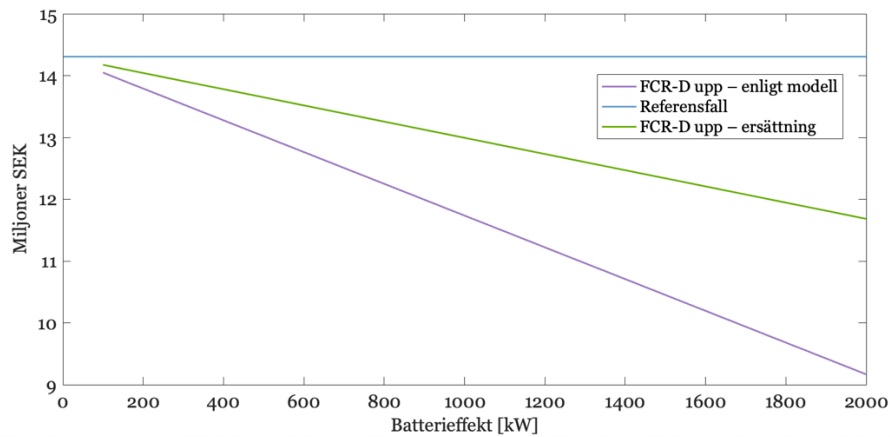
Figur 38: Jämförelse av totala kostnader i SEK per år och batteristorlek för simuleringen om låglastutnyttjande och känslighetsanalysen om lägre elpris. Inkluderar el och batterikostnader.



Figur 39: Jämförelse av totala kostnader i SEK per år och batteristorlek för simuleringen om FCR-D upp och känslighetsanalysen om lägre elpris. Inkluderar batteriets nettoresultat och fastighetens elräkning.

4.5.4 Ersättning för FCR-D upp

Den sista parametern som analyseras för känslighetsanalysen är ersättningen för FCR-D upp. I modellen används ersättningen för året 2022 som har en medelersättning på 700 SEK/MW och för analysen byts detta ut till ersättningen för året 2021 som har en medelersättning på 500 SEK/MW. Resultatet av känslighetsanalysen presenteras i figur 40 då det endast är lösningen om FCR-D upp som påverkas av analysen. Från figuren syns det att känslighetsanalysens totala kostnad med året 2021 är högre än för modellen med ersättningsåret 2022 vilket visar att ersättningen mellan olika år spelar en stor roll i de resulterande kostnaderna.



Figur 40: Jämförelse av totala kostnader i SEK per år och batteristorlek för simuleringen om FCR-D upp och känslighetsanalysen om 2021 års ersättning. Inkluderar batteriets nettoresultat och fastighetens elräkning.

5 Diskussion

Batterianvändningsområdet mot effekttoppskapning visar sig från resultatet inte generera ekonomisk lönsamhet för Pyramiden 19 och SBB. Effekttopparna kapas enligt önskemål men inte märkvärt mycket och de genererade besparingarna, med en minskad effektagift, är inte nog stora för att täcka investeringen av ett batterilager. Känslighetsanalysen visar även att ett optimistisk batteripris inte heller genererar lönsamhet idag. Även om användningsområdet inte visat sig lönsamt i modellen, vilket även tidigare studier talade om, är resultatet fortsatt viktigt. Analysen ger en ökad förståelse över varför och i vilka situationer effekttoppskapning inte är att föredra samtidigt som det ger insikt i hur effekttoppskapning kan bli lönsamt i framtiden.

Effekttopparna kapas för lösningen inte markant mycket vilket i sin tur skapar en fortsatt hög effektagift. Effekttopparna kan antas ske i princip under alla vardagar under arbetstid och för att kapa dessa långvariga och höga toppar krävs ett väldigt stort batteri som även behöver tid för att ladda upp. Effektagiften tas ut för den högsta effekttoppen under månaden och om batteriet urladdas under en effekttopp men inte lyckas kapa hela dagens effekttopp, så kvarstår effekttoppen som effektagiften möjligen tas ifrån. Förslag till framtida studier kopplat till effekttoppskapning hos fastigheter med stora effekttoppar likt Pyramiden 19 är att medvetet inte ta bort effekttopparna helt, utan att i stället effektutjämna till en högre nivå och testa sig fram till vilken nivå samtliga toppar kan reduceras till för att mer effektivt minska effektagiften.

Elkostnaderna, som är de kostnader som önskas minskas för effekttoppskapningen, minskar för fallet som mest med 0,1% vilket är en avsevärt låg andel. 63% av utgifterna går till elhandeln och i och med att lösningen om effekttoppskapning ej relaterar till elhandeln, så kommer dessa utgifter att bestå. Att en del av elhandelskostnaderna ändå reduceras i och med att konsumtionen flyttas mellan månaderna är något som uppkom till följd av hur elpriset varierade mellan månaderna år 2022 och är inget som under andra år bör förväntas.

Ytterligare är effekttoppskapning ej ett rekommenderat användningsområde för batterilagret i och med att en reduktion av effektagiften inte genererar besparingar under alla årets månader. Endast under de månader där höglast råder, november till mars, tas en effektagift ut för Pyramiden 19. De totala besparingarna som visas i figur 18 styrker yttrandet om att lösningen om effekttoppskapning, som främst är tänkt att reducera elnätskostnaderna, inte är lönsam.

Batteriinvesteringskostnaderna är slutligen alldeles för höga för att täcka besparingarna för effekttoppskapning. För att lösningen om effekttoppskapning ska vara ekonomiskt lönsam som helhet måste batterisystemet totalt kosta max 50–65 SEK/kWh, beroende på batterieffekt, vilket ej är ett rimligt pris att anta. Om effekttoppskapning i framtiden ska bli lönsamt så räcker det därmed inte endast med lägre investeringskostnader i batterisystem. Detta illustreras även i känslighetsanalysen där batterikostnaden sänks till en optimistisk prisbild. En förändring i debiteringen av elhandel och elnät behövs mest troligt även för att det ska vara lönsamt att analysera effekttoppskapning, antingen genom byte av elnäts/elhandelsbolag eller genom förändrade debiteringsmodeller. Att modellerna kan förändras i framtiden är inte omöjligt och det är möjligt att man i framtiden även exempelvis debiterar effekttoppar under hela året.

Analyseras på liknande sätt fallet med ökad låglastkonsumtion går analysen och diskussionen på liknande sätt. Lösningen visar sig inte vara ekonomiskt lönsam då de besparingar som görs inte

täcker investeringskostnaderna för batterisystemet. Känslighetsanalysen visar även att batteripriset har en stor inverkan, men att det i nuläget inte finns ett nog lågt batteripris för att uppnå lönsamhet. Konsumtionen av el hos fastigheten är såpass hög att batteriet urladdas fort och därmed ej kan täcka allt behov under en kontinuerlig höglastperiod (dagtid 07–20). Batteriet måste därmed vänta tills en låglasttimme förekommer, för att kunna laddas upp, och av detta sjunker inte höglastkonsumtionen avsevärt mycket. För fallet kan besparingar endast göras under månaderna november till mars, som har en höglastkonsumtion. I framtiden finns möjligheten att debiteringsmodellen även här görs om för att bättre passa utnyttjande av låglastkonsumtion året runt. Av detta är resultatet inte enbart negativt, även om användningsområdet inte resulterar i ekonomisk lönsamhet. Analysen ger en ökad förståelse för låglastutnyttjning och i vilka situationer det lämpar sig vilket kan visa sig gynnsamt för framtiden.

Jämförs effekttoppskapning mot låglastutnyttjandet så genererar låglastutnyttjandet högre besparingar, 59 500 SEK mot 19 500 SEK för den största batteristorleken. Detta grundar sig i att överföringsavgiften mellan hög och låglast skiljer sig så pass mycket, där avgiften för höglast nästan är dubbelt så stor som för låglast, i samverkan med att all förflyttad konsumtion från höglast till låglast av batteriet ger besparingar. För effekttoppskapning genererar all kapning av effekttopparna, som nämnt, inte nödvändigtvis till att effektaavgiften sänks.

Elkostnaderna minskas för den ökade låglastanvändningen med 0,4% från referensfallet vilket inte heller anses som någon markant minskning. Elhandeln står fortfarande för 63% av de totala kostnaderna och då överföringsavgiften för höglast endast verkar på elnätskostnaderna består elhandelskostnaderna. Känslighetsanalysen visar på att en optimistisk prisbild inte genererar ekonomiskt lönsamhet, även om den minskar utgifterna. För att lösningen om en ökad låglastanvändning ska bli ekonomiskt lönsam måste batteriinvesteringskostnaderna gå ner till 135 – 149 SEK/kWh (beroende på batterieffekt). Även om den behövda kostnaden här är högre än för effekttoppskapningen så anses det inte rimligt möjligt. För att lösningen ska kunna bli ekonomiskt lönsam behöver debiteringsmodellen därmed ändras.

För fallet med ökad låglastkonsumtion analyserades även möjligheten att flytta den använda solelen för att bättre möta Pyramiden 19:s konsumtionsmönster. Även om denna lösning inte genererar några kostnadsbesparingar antas den viktig då den visar på att effekttoppar här kan kapas någorlunda effektivt under månaderna april till oktober med hjälp av solelen. Om debiteringsmodellen i framtiden ändras, för att exempelvis innefatta effektaavgift även sommartid, kan det därav vara av intresse för SBB att undersöka om en flyttad solelsanvändning, under sommarmånaderna, kan generera ännu högre kostnadsbesparingar än effekttoppskapning likt det första fallet. Det är svårt att för denna modell jämföra effekttoppskapningen enligt det första fallet mot en lösning om förflyttad soles då de bygger på olika referensmodeller och en djupare jämförelse mellan de två olika effekttoppskapningslösningarna bör göras om effekttoppskapning visar sig relevant i framtiden.

För det sista fallet med uppkoppling av batterilagret mot stödtjänsten FCR-D visar resultatet att lösningen är en ekonomiskt lönsam investering för SBB och Pyramiden 19 utifrån 2022:s ersättningar och priser. Ersättningen är så pass hög i samverkan med att andelen faktiskt aktiverad volym är så pass låg och batteriet behöver därmed till mycket låg grad konsumera nätet. För den största batterieffekten på 2000 kW reduceras referensfallets kostnader med 36%

när batterikostnaderna har lagts till, vilket anses som en stor siffra. I modellen simuleras även endast batteristorleken mellan 100 och 2000 kW men då trenderna för modellen är linjära kan SBB i praktiken installera ett större batterilager och troligtvis erhålla ytterligare besparingar. Känslighetsanalysen visar att ett lägre batteripris ger ökad lönsamhet men visar också att ersättningsnivåerna för FCR-D upp har en stor inverkan på lönsamheten. För att exakt utvärdera lönsamheten krävs vidare undersökning och kontakt med olika aggregatorer och möjligheten finns troligen att även koppla upp sig mot någon av de andra stödtjänsterna. I verkligheten läggs bud för medverkande dagen före och vilken roll resursägaren får i relation till olika sorters krav och medverkan bör diskuteras med lämplig aggregator.

5.1 Framtidsutsikt

Framtiden för batterier och användningen av dem har till viss del analyserats. Avicenne Energy beskriver att efterfrågan på litium-jonbatteriet förväntas öka fram till 2030. Främst till följd av en ökad efterfrågan på elbilar i samhället. I takt med att efterfrågan ökar så bör även utvinningen och förädlingen av litium följa samma trend. Detta kan i sin tur kan sänka priset på litium-jonbatteriet i sin helhet och göra det mer ekonomiskt lönsamt att investera i batteriet som energilagring [50]. Även BloombergNEF förväntar sig att priserna på litium i framtiden kommer gå ner i samband med en högre grad utvinning och förädling. BloombergNEFs batteriprisundersökning förutser att priset för litium-jonpaket kommer att understiga \$100 per kWh år 2026 [59]. Chua m.fl., yrkar också på att priset för litium-jonbatteriet i framtiden kommer att understiga \$100 per kWh, främst till följd av ny forskning och massproduktion [51]. Dock tror inte alla att priset på litium-jonbatterier kommer att sjunka så markant de närmsta åren. Hsieh m.fl., anser att prisuppskattningarna är för optimistiska och att man i praktiken behöver en 2-steps inlärningskurva först. Litium-jonbatteripriset uppskattas här till \$124 per kWh 2030 [58].

Analyseras BloombergNEFs batteriprisundersökning djupare kan tydliga mönster kopplat till litium-jonbatteriet identifieras. BloombergNEF, som är en forskningsleverantör över globala råvarumarknader och teknologier inom energiomställningen, har sedan 2013 dokumenterat priset på litium-jonbatteriet, i verklig valutakurs, vilket beskriver kostnader/inkomster efter justering för inflation. Kostnaderna kan ses minska från 2013 med \$732 per kWh för celler och paket för att sedan som lägst sjunka till \$141 per kWh under 2021. Priset har sedan stigit till \$151 per kWh under 2022 vilket kan kopplas till ökade kostnader för råmaterial och komponentdelar tillsammans med den ökade inflationen. BloombergNEF förväntar sig även liknande priser för 2023. Batteriet var under 2022 billigast i Kina, med \$127 per kWh där motsvarande pris i USA och Europa var 24% och 33% högre. BloombergNEF menar att detta tyder på en omognare marknad med högre produktionskostnader, ett större utbud av applikationer och mer batteriimport. Forskningsleverantören styrker även att priset hade kunnat öka ytterligare under 2022 om det inte varit för att LFP (litium-järn-fosfat), som är en billigare katodkemi, har börjat användas alltmer i samband med att koboltpriserna i nickelkatoder också har minskats. BloombergNEF förväntar sig att priserna på litiumjonbatterier ska ses sjunka igen 2024 i takt med mer utvinning och förädling [59]. Värt att ta hänsyn till vad gäller batteriinköp är även ursprunget. Olika länder har olika utvinnings och tillverkningsprocesser som genererar mer eller mindre utsläpp och i takt med att Sverige och Europa får allt skarpare krav kopplat till miljö, energi och hållbar utveckling kan det dröja ytterligare år innan batteripriserna på dessa marknader sjunker till önskad nivå.

I takt med att kostnaderna för investering i litium-jonbatterier sjunker kan därmed användningsområden utöver uppkoppling mot balansmarknaden vara möjligt ekonomiskt lönsamma i framtiden. Förslagsvis kan fortsatta analyser över effekttoppskapning och låglastandvändning, beroende på den aktuella elnäts och elhandelsmodellen, vara intressanta om några år.

Flexibilitetsmarknadens framtid med syftet om att sammanföra tillgängliga resurser med balansmarknadens stödtjänster är inte helt säker. Det finns de som tror att investeringar måste göras nu för att uppnå ekonomisk lönsamhet och det finns de som tror att framtiden på lång sikt kan bidra med lönsamhet. Dan-Eric Archer, vd på CheckWatt, tror att de höga ersättningarna som idag kan ses, kommer att hålla i sig ungefär 1–3 år för att sedan minska. Dock tror han fortfarande att marknaden långsiktigt kommer att generera ekonomisk lönsamhet, men inte på samma nivå som idag [100]. Sofia Eng, chef för NODES projektavdelning, uttrycker vidare i en artikel hos Miljö och Utveckling hur intresset för deltagande på flexibilitetsmarknaden ökar år för år [101]. Detta kan både göra att marknaden för flexibilitet växer, men kan samtidigt leda till ökad konkurrens och lägre ersättningar. Svenska kraftnät har även många utbyggningsprojekt av elnätet vilket kan minska efterfrågan på lokal flexibilitet om det finns ökad möjlighet till transmission i nätet. Analyseras argument för fortsatt lönsamhet hos flexibilitetsmarknaden kan kopplingar dras till att andelen intermittent energi ökar i samhällets energisystem. Ökad osäkerhet över kontinuerlig produktion ger i sin tur ett ökat behov av flexibilitet. Samhällen växer även och efterfrågan på energi och elektricitet ökar vilket i många fall och städer ger upphov till effekttillgång. För dessa platser kan flexibilitet vara en del av lösningen då man kan undvika att behöva vända sig till fossila energikällor och argumentet kan stärkas med framväxten av lokala flexibilitetsmarknader som sthlmflex och CoordiNet.

Värt att nämna är dock att EU:s elmarknadsdirektiv stöttar flexibilitetsmarknader där elnätsbolag måste utvärdera möjligheten till flexibilitet och energilagring vid investeringar [102]. Sverige implementerade detta genom ellagen (1997:857) som trädde i kraft under 2023 vilket förhoppningsvis ska underlätta för utnyttjandet av flexibilitet och aggregering av resurser [103].

Då ingen egentligen vet vad framtiden har att komma med så är det få som vill ge offentliga uttalanden om framtida ersättningar för balansmarknaden och mycket som framförs idag är endast spekulationer. Förslag till framtida och fortsatta studier är att djupare analysera frekvensmarknadens möjligheter och ersättningsnivåer på lång sikt genom att sätta upp olika framtidsscenarioer samt studera andra länders flexibilitetsmarknader.

Kopplas flexibilitetsmarknaden till specifikt batterier som resurs så finns det en stor potential för framtida utveckling och tillväxt. I och med att batteripriserna minskar så ökar lönsamheten för investeringar och i samband med att batteriet står i viloläge majoriteten av tiden ökar även livslängden markant då batteriet ej behöver cykla lika ofta. Storbritannien har under 2023 slagit rekord i kapacitet på flexibilitetsmarknaden med 4,6 GW tillgängligt under året. Av detta avropades 2,4 GW och för jämförelse har Storbritannien ett dagligt behov av 29,4 GW. En tredjedel av den uppmätta flexkapaciteten grundar sig i energilagring och där mest batterier [104] vilket visar på batteriers potential för flexibilitetstjänster även i Sverige.

Framtiden för de olika stödtjänsterna är också svår att analysera. Svenska kraftnät publicerar ej data över aktiverade volymer för någon av tjänsterna vilket gör analysen över behovet svår.

FCR-D och FFR är de stödtjänster med lägst uthållighetskrav och det är mest sannolikt lättast att koppla upp ett batterilager mot någon av dessa. Dock måste man se till att man ansluter sig till FFR vid rätt period under året, då tjänsten upphandlas på årsbasis. Om dock resursägaren måste gå via en aggregator och ingå i en portfölj kan kraven i stället flyttas till aggregatorn och vara annorlunda på den enskilda resursen. Jämförs ersättningarna är dessa högst för FCR-D upp och FCR-N på 0,7 SEK/kW men vidare studier över mest lämpad stödtjänst kan göras innan beslut tas för uppkoppling. Det kan även vara så att aggregatorn själv bestämmer stödtjänster för resursen och att resursägaren inte har en åsikt i frågan. Om SBB väljer att koppla upp ett batterilager mot balansmarknaden bör därför olika aggregatorer kontaktas och jämföras.

5.2 Felkällor

I och med att en del avgränsningar har gjorts under arbetets gång så tillkommer även felkällor som kan påverka resultatet mer eller mindre. En av dessa är att konsumtionen från de planerade solpanelerna är beräknad utifrån solinstrålningsdata för året 2020. Detta kan ge missvisade resultat då konsumtionen av el för Pyramiden 19 är fastställd utifrån främst året 2022. Väderprofiler påverkar både mängd solinstrålning samt en byggnads elkonsumtion och därav skulle detta kunna ge missvisande resultat med en för hög antagen solel i relation till konsumtionen. Ytterligare medför antagandet vad gäller batteriprestanda och batterikostnader en felkälla. I arbetet har litium-jonbatteriets egenskaper antagits utifrån artiklar. I och med att batterimarknaden i Sverige är under tillväxtfasen så är det inte säkert att ett batteri som en svensk tillverkare skulle erbjuda har exakt samma egenskaper som det som använts i modellen. Exempelvis så har alla batterier inte samma c-rate. Det är även svårt att hitta offentliga uppgifter om prisuppskattning för inköp av batterilager. I och med att batterimarknaden i Sverige är mer omogen är det få företag som vill dela med sig av sina kostnadsuppskattningar offentligt. Till battnsystemkostnaderna tillkommer sedan även kostnader för ombyggnationer i källaren för att installera lagret vilket inte har tagits hänsyn till. Inflation, lån och räntor har inte heller tagits hänsyn till vilket kan generera viss felkälla över möjligheten för en investering.

Utöver detta har det visat sig att elpriset har en stor inverkan på elkostnaderna och specifikt elhandelsfakturan. 2022 har historiskt sett varit ett extremår vad gäller elpris och därav kan modellen generera en viss felkälla vad gäller totala elkostnader. Värt att nämna är dock att elpriset från känslighetsanalysen inte visar sig påverka lönsamheten för de olika batterianvändningsområdena, utan endast påverkar de totala kostnaderna för referensfallet. Även förvaltningsresultatet ger viss osäkerhet och felkälla då det inte är säkert att den aktiva förvaltningen för kommande år kommer att ge liknande besparingar som för 2022.

Slutligen medför analys av balansmarknaden många svårigheter. Svenska kraftnät publicerar ej uppgifter om aktiverade bud och hänvisar till att i stället avläsa historiska frekvenser i nätet. Frekvensdatan i det nordiska nätet saknar mätpunkter och är ej helt kontinuerlig var tredje minut. För att datan sedan ska kunna användas tillsammans med Pyramiden 19:s timvisa konsumtionsdata och Svenska kraftnäts timvisa ersättningsdata, så behöver frekvensen göras om till timdata. När frekvensavvikelse endast sker i några minuter så försvinner därmed dessa avvikelser och timdatan blir därmed svår att använda. Vägen runt detta var att analysera samtliga mätpunkter för frekvensdatan och notera antal gånger som frekvensen gick in i FCR-D upps intervall. Metoden ger en ungefärlig uppskattning på hur ofta stödtjänsten aktiveras men

är ej exakt vilket således medför en felkälla. Visare slumpades ett antal timmar fram under året, när frekvensen i simuleringen antogs sjunka till FCR-D upp vilket heller ej exakt representerar verkligheten och medför en felkälla. Analys av hur ofta stödtjänsten aktiveras ger på så vis en viss osäkerhet och felkälla för modellen då det är svårt att helt representera verkligheten med den data som idag finns. Vidare så är en ersättning som finns publicerad, endast en medelersättning för timmen och exakt ersättning som erhålls kan därmed variera. Uppskattning har även gjorts gällande avgifter som aggregator och balansansvarig tar ut och det finns en risk för att de verkliga offerterna innehåller avgifter som skiljer sig mer eller mindre.

6 Slutsatser

För att sammanfatta arbetet som gjorts har tre olika lönsamhetsstrategier, effekttoppskapning, låglastutnyttning samt stödtjänsten FCR-D upp, analyserats i samverkan med ett batterilager med hänsyn till att minska Pyramiden 19:s årliga elkostnader. Utöver detta har även en analys gjorts för framtida förflyttning av egenproducerad solel. Arbetet har genomförts genom att bygga upp en simuleringsmodell i programmeringsprogrammet Matlab.

Det användningsområde för batterilagret, av de tre studerade, som visade högst ekonomisk lönsamhet för fastigheten Pyramiden 19 var uppkoppling mot stödtjänsten FCR-D upp. Modellen visade att FCR-D upp mycket tydligt är den enda lösningen, av de studerade, som genererar ekonomisk lönsamhet, främst på grund utav att de höga batteriinvesteringskostnaderna här kan täckas mer än väl av kapacitetsersättningen. Utifrån Pyramiden 19:s konsumtion 2022 och 2022:s elpris sänks de årliga batteri- och elkostnaderna för Pyramiden 19, med ett batterilager på 2000 kW som verkar mot FCR-D upp, från 14,3 miljoner SEK till 9,1 miljoner SEK vilket är en minskning med 36%.

Dock visade sig varken effekttoppskapning eller en ökad låglastanvändning sig vara ekonomiskt försvarbara användningsområden i samverkan med ett batterilager i fastigheten Pyramiden 19 utifrån 2022:s priser och konsumtion. Det är svårt att göra större besparingar utifrån de nuvarande debiteringsmodellerna för elnät och elhandeln och i samverkan med att investeringskostnaderna för batterisystem är höga är användningsområdena i dagsläget ej att rekommendera. Om debiteringsmodellerna ändras, i takt med att batteripriserna sjunker, kan dessa dock i framtiden visa sig vara applicerbara. Vid händelsen av lägre batterikostnader och ändrade el-debiteringar kan det även visa sig vara lönsamt att studera möjligheten att lagra den egenproducerade solelen i batterilagret, för användning mot effekttoppskapning och ytterligare besparingar.

Framtiden för stödtjänsterna på flexibilitetsmarknaden är inte helt tydlig och av detta är det säkrast att koppla upp sig mot marknaden inom en snar framtid om så önskas. Detta för att kunna få investeringskostnaderna i batterilagret återbetalda så fort som möjligt, om det i framtiden visar sig att ersättningen sjunker. Om SBB är fortsatt intresserade rekommenderas det därmed att, i samverkan med lämplig aggregator, utvärdera möjligheten för uppkoppling. För fortsatta akademiska studier kan det vara av intresse att analysera flexibilitetsmarknadens framtid på en mer detaljerad nivå utifrån olika framtidsscenarioer och andra länders flexibilitetsmarknader.

Referenser

- [1] R. och Regeringskansliet, "Nya regler om hållbarhetsredovisning", Regeringskansliet. Åtkomstdatum: 18 december 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://www.regeringen.se/rattsliga-dokument/statens-offentliga-utredningar/2023/06/sou-202335/>
- [2] R. och Regeringskansliet, "Agenda 2030 | Mål 7 | Hållbar energi för alla", Regeringskansliet. Åtkomstdatum: 18 december 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://www.regeringen.se/regeringens-politik/globala-malen-och-agenda-2030/agenda-2030-mal-7-hallbar-energi-for-alla/>
- [3] Fastighetstidningen, "Digital balansakt". Åtkomstdatum: 02 januari 2024. [Online]. Tillgänglig vid: <https://fastighetstidningen.se/digital-balansakt/>
- [4] Svenska kraftnät, "Energilager i transmissionsnätet för ökad överföringskapacitet", Stockholm, 10336447, Rev. 04, dec. 2022. Åtkomstdatum: 08 september 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2022/energilager-for-okad-overforingskapacitet---2022-12-02.pdf>
- [5] Vattenfall, "Sveriges största batterilager tas i drift i Uppsala". Åtkomstdatum: 08 september 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://energyplaza.vattenfall.se/blogg/sveriges-storsta-batterilager-tas-i-drift-i-uppsala>
- [6] J. W. Lee, M. H. S. M. Haram, G. Ramasamy, S. P. Thiagarajah, E. E. Ngu, och Y. H. Lee, "Technical feasibility and economics of repurposed electric vehicles batteries for power peak shaving", *J. Energy Storage*, vol. 40, s. 102752, aug. 2021, doi: 10.1016/j.est.2021.102752.
- [7] T. Baloyi och S. Chowdhury, "Sizing and Selection of Battery Energy Storage System for Time of Use Arbitrage in a Commercial Building in South Africa", i *2021 IEEE PES/IAS PowerAfrica*, aug. 2021, s. 1–5. doi: 10.1109/PowerAfrica52236.2021.9543436.
- [8] A. Ahmed och N. Etherden, "The potential for balancing the Swedish power grid with residential home batteries", i *CIREED 2021 - The 26th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, , Online Conference: Institution of Engineering and Technology, 2021, s. 2104–2108. doi: 10.1049/icp.2021.1613.
- [9] Energinyheter, "2022 rekordår för högt elpris". Åtkomstdatum: 11 december 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://www.energinyheter.se/20221221/28138/2022-rekordar-hogt-elpris>
- [10] Energiföretagen, "Dramatik och rekord sammanfattar Elåret 2022 - Energiföretagen Sverige", Energiföretagen. Åtkomstdatum: 11 december 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://www.energiforetagen.se/pressrum/pressmeddelanden/2022/Dramatik-och-rekord-sammanfattar-Elaret-2022/>
- [11] Samhällsbyggnadsbolaget, SBB, "Elräkningar Pyramiden 19 – 2022 [Internt material]". 2023.
- [12] P. Ahčin, K. Berg, och I. Petersen, "Techno-economic analysis of battery storage for peak shaving and frequency containment reserve", i *2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, sep. 2019, s. 1–5. doi: 10.1109/EEM.2019.8916380.
- [13] L. Jonsson och J. Valdemarsson, "Tjänster och lönsamhet med ett batterilager till en solcellspark – En fallstudie om att implementera ett batterilager till Vasakronans solcellspark i Uppsala", ISSN: 1650-8319, UPTEC STS 21003, jan. 2021.
- [14] A. Bränström och J. Söderberg, "Combining Smart Energy Storage with a Nordic PV Park – An explorative study of revenue-improving and cost-reducing battery services", UPTEC STS 21027, juni 2021.
- [15] "Sveriges elnät". Åtkomstdatum: 19 december 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/oversikt-av-kraftsystemet/sveriges-elnat/>
- [16] X. Jin, Q. Wu, och H. Jia, "Local flexibility markets: Literature review on concepts,

- models and clearing methods”, *Appl. Energy*, vol. 261, s. 114387, mar. 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.114387.
- [17] Vattenfall, ”Så fungerar handeln på elbörsen”. Åtkomstdatum: 19 december 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://energyplaza.vattenfall.se/blogg/sa-fungerar-handeln-pa-elborsen>
- [18] Svenska kraftnät, ”Elområden”. Åtkomstdatum: 19 december 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-elmarknaden/elomraden/>
- [19] Energiföretagen, ”Flexibilitet i elsystemet – utveckling mot en ny verklighet - Energiföretagen Sverige”, Energiföretagen. Åtkomstdatum: 08 september 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://www.energiforetagen.se/medlemsnyheter/2023/mars/flexibilitet-i-elsystemet--utveckling-mot-en-ny-verklighet/>
- [20] Energiföretagen, ”Elproduktion”, Energiföretagen. Åtkomstdatum: 20 september 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://www.energiforetagen.se/energifakta/elsystemet/produktion/>
- [21] Energimyndigheten, ”Eleffektbrist”. Åtkomstdatum: 20 september 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://www.energimyndigheten.se/trygg-energiforsorjning/el/eleffektbrist/>
- [22] Svenska kraftnät, ”Frekvensstabilitet”. Åtkomstdatum: 20 september 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/kraftsystemstabilitet/frekvensstabilitet/>
- [23] Svenska kraftnät, ”Så här funkar fränkoppling om elen inte räcker till”. Åtkomstdatum: 20 september 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/bra-att-veta-for-allmanheten/sa-har-funkar-frankoppling-om-elen-inte-racker-till/>
- [24] Svenska kraftnät, ”Balansmarknaden”. Åtkomstdatum: 20 september 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-elmarknaden/balansmarknaden/>
- [25] Svenska kraftnät, ”Stödtjänster och avhjälpande åtgärder”. Åtkomstdatum: 20 september 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/verktyg-for-systemdrift/stodtjanster-och-avhjalpande-atgarder/>
- [26] Svenska kraftnät, ”Leverantörer av stödtjänster [Internt material]”, juni 2023.
- [27] Svenska kraftnät, ”Införande av aktörsrollerna BSP och BRP”. Åtkomstdatum: 10 november 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar--elmarknad/inforande-av-aktorsrollerna-bsp-och-brp/>
- [28] Svenska kraftnät, ”FCR diskussion med SVK-FCR via mail [Internt material]”, 26 september 2023.
- [29] Svenska kraftnät, ”Om olika reserver”. Åtkomstdatum: 20 september 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/om-olika-reserver/>
- [30] Svenska kraftnät, ”Delta på FCR- marknaderna med resurser med begränsad energireserv – LER”. Åtkomstdatum: 14 november 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/bli-leverantor-av-reserver/bidra-med-fcr-afrr-eller-mfrr/delta-pa-fcr--marknaderna-med-resurser-med-begransad-energi-reserv--ler/>
- [31] Svenska kraftnät, ”Handel och prissättning”. Åtkomstdatum: 21 september 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/handel-prissattning/>
- [32] Entsoe, ”Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area”, Brussels, maj 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/bidra-med-reserver/om-olika-reserver/fcr/fcr-technical-requirements-may-23.pdf>
- [33] Mimer och Svenska kraftnät, ”FCR”. Åtkomstdatum: 08 november 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://mimer.svk.se/PrimaryRegulation/PrimaryRegulationIndex>
- [34] Svenska kraftnät, ”Automatisk frekvensåterställningsreserv (aFRR)”. Åtkomstdatum:

- 20 september 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/om-olika-reserver/afrr/>
- [35] Svenska kraftnät, ”Snabb frekvensreserv (FFR)”. Åtkomstdatum: 04 december 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/om-olika-reserver/ffr/>
- [36] Svenska kraftnät, ”Är det möjligt att aggregera ihop mindre resurser till en grupp för att kunna leverera stödtjänster, hur går en sådan förkvalificering till?”. Åtkomstdatum: 21 september 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/fragor-och-svar-om-stodtjanster/forkvalificering/mojligt-att-aggregera-ihop-mindre-resurser-till-en-grupp-for-att-kunna-leverera-stodtjanster/>
- [37] CheckWatt, ”Batterilager”, CheckWatt. Åtkomstdatum: 21 september 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://checkwatt.se/batterilager>
- [38] CheckWatt, ”Hjälp stabilisera elnätet med Currently”, CheckWatt. Åtkomstdatum: 21 september 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://checkwatt.se/currently>
- [39] CoordiNet, ”Pilots – Sweden”. Åtkomstdatum: 08 september 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://coordinet-project.eu/pilots/sweden>
- [40] Svenska kraftnät, ”sthlmflex”. Åtkomstdatum: 08 september 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/sthlmflex>
- [41] Svenska kraftnät, ”sthlmflex: En introduktion till sthlmflex”, 2022. [Online]. Tillgänglig vid: https://www.svk.se/siteassets/2.utveckling-av-kraftsystemet/forskning-och-utveckling/sthlmflex/introduktion-till-sthlmflex_klar_svensk-version_korr-em-ml.pdf
- [42] Siemens Energy, ”Battery Energy Storage | BESS”. Åtkomstdatum: 19 december 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/products-services/product/battery-energy-storage.html>, <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/products-services/product/battery-energy-storage.html>
- [43] IEA, ”Energy storage”, IEA. Åtkomstdatum: 19 december 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://www.iea.org/energy-system/electricity/grid-scale-storage>
- [44] Hemsol, ”Solcellsbatteri: Så fungerar Batterilagring för Solceller”. Åtkomstdatum: 19 december 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://hemsol.se/solceller/solcellsbatteri/>
- [45] A. Gurung och Q. Qiao, ”Solar Charging Batteries: Advances, Challenges, and Opportunities”, *Joule*, vol. 2, nr 7, s. 1217–1230, juli 2018, doi: 10.1016/j.joule.2018.04.006.
- [46] P. E. Campana *m.fl.*, ”Li-ion batteries for peak shaving, price arbitrage, and photovoltaic self-consumption in commercial buildings: A Monte Carlo Analysis”, *Energy Convers. Manag.*, vol. 234, s. 113889, apr. 2021, doi: 10.1016/j.enconman.2021.113889.
- [47] H. Su *m.fl.*, ”Optimization of Customer-Side Battery Storage for Multiple Service Provision: Arbitrage, Peak Shaving, and Regulation”, *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 58, nr 2, s. 2559–2573, mar. 2022, doi: 10.1109/TIA.2022.3145330.
- [48] Universitetslektor, ”Mailkonversation med Universitetslektor/Docent vid Institutionen för kemi, Uppsala universitet gällande batterier.”, 11 september 2023.
- [49] I. Tzinis, ”Technology Readiness Level”, NASA. Åtkomstdatum: 08 september 2023. [Online]. Tillgänglig vid: http://www.nasa.gov/directorates/heo/scan/engineering/technology/technology_readiness_level
- [50] Avicenne Energy, ”The Rechargeable Battery Market and Main Trends 2020-2030”, 06 september 2022. [Online]. Tillgänglig vid: <https://www.elbcexpo.org/wp-content/uploads/2022/04/09.45-Fabrice-Renard.pdf>
- [51] K. H. Chua, H. Lih Bong, Y. S. Lim, J. Wong, och L. Wang, ”The State-of-the-Arts of Peak Shaving Technologies: A Review”, i *2020 International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies (ICSGCE)*, okt. 2020, s. 162–166. doi: 10.1109/ICSGCE49177.2020.9275637.

- [52] A. Jaiswal, "Lithium-ion battery based renewable energy solution for off-grid electricity: A techno-economic analysis", *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 72, s. 922–934, maj 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.01.049.
- [53] D. D. Agwu, F. Opara, N. Chukwuchekwa, D. Dike, och L. Uzoechi, "Review Of Comparative Battery Energy Storage Systems (Bess) For Energy Storage Applications In Tropical Enviroments", sep. 2018.
- [54] J. Xie och Y.-C. Lu, "A retrospective on lithium-ion batteries", *Nat. Commun.*, vol. 11, nr 1, Art. nr 1, maj 2020, doi: 10.1038/s41467-020-16259-9.
- [55] M. Morris och S. Tosunoglu, "COMPARISON OF RECHARGEABLE BATTERY TECHNOLOGIES", 281931837, nov. 2012. [Online]. Tillgänglig vid: Researchgate
- [56] M. Koubar, O. Lindberg, P. Huang, och J. Munkhammar, "Economic estimations of a PV park combined with stationary battery storage operation on day-ahead and frequency regulation markets [Internt material]", 2023.
- [57] M. S. Ziegler, J. Song, och J. E. Trancik, "Determinants of lithium-ion battery technology cost decline", *Energy Environ. Sci.*, vol. 14, nr 12, s. 6074–6098, 2021, doi: 10.1039/D1EE01313K.
- [58] I.-Y. L. Hsieh, M. S. Pan, Y.-M. Chiang, och W. H. Green, "Learning only buys you so much: Practical limits on battery price reduction", *Appl. Energy*, vol. 239, s. 218–224, apr. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.01.138.
- [59] BloombergNEF, "Lithium-ion Battery Pack Prices Rise for First Time to an Average of \$151/kWh", BloombergNEF. Åtkomstdatum: 13 september 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-rise-for-first-time-to-an-average-of-151-kwh/>
- [60] Tesla, "Powerwall Direct", Tesla. Åtkomstdatum: 28 september 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://www.tesla.com/powerwall/design>
- [61] Tesla, "Powerwall", Tesla. Åtkomstdatum: 28 september 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://www.tesla.com/powerwall>
- [62] Tesla, "Order Megapack", Tesla. Åtkomstdatum: 28 september 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://www.tesla.com/megapack/design>
- [63] M. Naumann, R. Ch. Karl, C. N. Truong, A. Jossen, och H. C. Hesse, "Lithium-ion Battery Cost Analysis in PV-household Application", *Energy Procedia*, vol. 73, s. 37–47, juni 2015, doi: 10.1016/j.egypro.2015.07.555.
- [64] L. Holm och P. Mattiasson, *Frekvensreglering från batterilager i flerbostadshus : En studie av lönsamheten hos batteristyrd mFRR-reglering*. 2021. Åtkomstdatum: 10 oktober 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:uu:diva-444706>
- [65] CheckWatt, "Kompatibla batterier", [Online]. Tillgänglig vid: <https://docs.google.com/presentation/d/1-ScShY1Zu0AD5e77oKAtF2tjK13WaZRfHSnV4pcFyJg/export?format=pdf>
- [66] F. Yang, D. Wang, Y. Zhao, K.-L. Tsui, och S. J. Bae, "A study of the relationship between coulombic efficiency and capacity degradation of commercial lithium-ion batteries", *Energy*, vol. 145, s. 486–495, feb. 2018, doi: 10.1016/j.energy.2017.12.144.
- [67] A. W. Thompson, "Economic implications of lithium ion battery degradation for Vehicle-to-Grid (V2X) services", *J. Power Sources*, vol. 396, s. 691–709, aug. 2018, doi: 10.1016/j.jpowsour.2018.06.053.
- [68] W. Waag och D. U. Sauer, "SECONDARY BATTERIES – LEAD– ACID SYSTEMS | State-of-Charge/Health", i *Encyclopedia of Electrochemical Power Sources*, J. Garche, Red., Amsterdam: Elsevier, 2009, s. 793–804. doi: 10.1016/B978-044452745-5.00149-0.
- [69] M. I. Hlal, V. K. Ramachandaramurthy, A. Sarhan, A. Pouryekta, och U. Subramaniam, "Optimum battery depth of discharge for off-grid solar PV/battery system", *J.*

Energy Storage, vol. 26, s. 100999, dec. 2019, doi: 10.1016/j.est.2019.100999.

[70] T. Guena och P. Leblanc, "How Depth of Discharge Affects the Cycle Life of Lithium-Metal-Polymer Batteries", i *INTELEC 06 - Twenty-Eighth International Telecommunications Energy Conference*, sep. 2006, s. 1–8. doi: 10.1109/INTLEC.2006.251641.

[71] S. Bharathraj, A. Kaushik, S. P. Adiga, S. M. Kolake, T. Song, och Y. Sung, "Assessing the current limits in lithium ion batteries: Analysis of propensity for unexpected power loss as a function of depth of discharge, temperature and pulse duration", *J. Power Sources*, vol. 494, s. 229723, maj 2021, doi: 10.1016/j.jpowsour.2021.229723.

[72] M. Uddin, M. F. Romlie, M. F. Abdullah, S. Abd Halim, A. H. Abu Bakar, och T. Chia Kwang, "A review on peak load shaving strategies", *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, s. 3323–3332, feb. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.10.056.

[73] S. M. S. Danish, M. Ahmadi, M. S. S. Danish, P. Mandal, A. Yona, och T. Senjyu, "A coherent strategy for peak load shaving using energy storage systems", *J. Energy Storage*, vol. 32, s. 101823, dec. 2020, doi: 10.1016/j.est.2020.101823.

[74] J. Mair, K. Suomalainen, D. M. Evers, och M. W. Jack, "Sizing domestic batteries for load smoothing and peak shaving based on real-world demand data", *Energy Build.*, vol. 247, s. 111109, sep. 2021, doi: 10.1016/j.enbuild.2021.111109.

[75] O. Häger, *Ekonomiska och tekniska möjligheter med batterilager: En lönsamhetsstudie av batterilager i solcellsfinansierade kontorsbyggnader*. 2017. Åtkomstdatum: 07 november 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:uu:diva-324788>

[76] O. Jonsson, *Tekniska lösningar för att skapa gynnsamma förhållanden i fastigheter utrustade med laddpunkter: En simuleringsstudie för projektering av olika energilösningar vid utbyggnad av laddningsinfrastruktur i fastigheter*. 2023. Åtkomstdatum: 07 november 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:uu:diva-509137>

[77] Y. Shi, B. Xu, D. Wang, och B. Zhang, "Using Battery Storage for Peak Shaving and Frequency Regulation: Joint Optimization for Superlinear Gains", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, nr 3, s. 2882–2894, maj 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2749512.

[78] J. Karlsson, "Mailkonversation med förvaltare på Samhällsbyggnadsbolaget (SBB) om Pyramiden 19s byggnader", 11 september 2023.

[79] T. Ferrer, "Mailkonversation med Tomas Ferrer, Samhällsbyggnadsbolaget (SBB), teknisk förvaltare om Pyramiden 19s byggnader.", 11 september 2023.

[80] Aktea Energy AB, "Pyramiden 19: Byggnadsbeskrivningar [Internt Material]".

[81] Samhällsbyggnadsbolaget, SBB, "Pyramiden 19", SBB - Samhällsbyggnadsbolaget - Housing and community service properties. Åtkomstdatum: 11 september 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://sbbnorden.se/en/properties/pyramiden-19>

[82] Samhällsbyggnadsbolaget, SBB, "Pyramiden 19s energianvändning under 2022 [Internt Material]". 14 september 2023.

[83] Elhandelsbolag, "Elnät och elhandel - vad är skillnaden?"

[84] Elnätsbolag, "Ny elprismodell".

[85] Elnätsbolag, "Elnätsavgiften".

[86] Elhandelsbolag, "Mailkonversation med elhandelsbolagets kundtjänst gällande elhandeln.", 02 oktober 2023.

[87] Aktea Energy AB, "Energikartläggning – Pyramiden 19, byggnad 215 – Södertälje [Internt Material]", aug. 2023.

[88] Aktea Energy AB, "7759 - Solcellsförstudier SBB Sthlm 2023 [Internt Material]". 12 oktober 2022.

[89] SMHI, "Året 2020 - Rekordvarmt år | SMHI". Åtkomstdatum: 18 september 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://www.smhi.se/klimat/2.1199/aret-2020-rekordvarmt-ar->

1.166700

- [90] SMHI, "Ny normalperiod införs vid årsskiftet | SMHI". Åtkomstdatum: 18 september 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://www.smhi.se/nyhetsarkiv/ny-normalperiod-infors-vid-arsskiftet-1.166724>
- [91] Vattenfall, "Batterilager Uppsala". Åtkomstdatum: 27 november 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://www.vattenfalleldistribution.se/var-verksamhet/innovation/batterilager/>
- [92] NPP lithium, "What is Battery C Rate & How to Calculate C-Rate? - NPP POWER". Åtkomstdatum: 22 september 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://npplithium.com/what-is-battery-c-rate-how-to-calculate-c-rate/>
- [93] Battery University, "BU-402: What Is C-rate?", Battery University. Åtkomstdatum: 22 september 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://batteryuniversity.com/article/bu-402-what-is-c-rate>
- [94] ABB, "ABB eStorage Flex20", [Online]. Tillgänglig vid: <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1VPD110001A0631&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>
- [95] CheckWatt, "Räkna ut ersättning", CheckWatt. Åtkomstdatum: 21 september 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://www.checkwatt.se/batteri-intresse>
- [96] PylonTech, "Lithium Phosphate Energy Storage System Force-H2-V2 Operation Manual." Information Version: 22P2FHB1018.
- [97] Riksdagen, "Lag (1989:253) om allmänna helgdagar". Åtkomstdatum: 26 september 2023. [Online]. Tillgänglig vid: https://www.riksdagen.se/sv/dokument-och-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/lag-1989253-om-allman-na-helgdagar_sfs-1989-253/
- [98] Fingrid, "Download datasets". Åtkomstdatum: 17 november 2023. [Online]. Tillgänglig vid: https://data.fingrid.fi/open-data-forms/search/en/index.html?selected_datasets=177
- [99] Elhandelsbolag, "Historiska elpriser hos elhandelsbolaget".
- [100] L.-G. Hedin, "Maxad intjänning på batterilagret via Checkwatt", Elinstallatören. Åtkomstdatum: 21 september 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://www.elinstallatoren.se/2023/01/maxad-intjaning-pa-batterilagret/>
- [101] Miljö och Utveckling, "Flexibilitetsmarknader på frammarsch – kan hjälpa Sverige att nå klimatmålen". Åtkomstdatum: 01 december 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://miljo-utveckling.se/flexibilitetsmarknader-pa-frammarsch-kan-hjalpa-sverige-att-na-sina-klimatmal/>
- [102] Power Circle, "Local flexibility markets", Stockholm, apr. 2022.
- [103] Lindahl Law Firm, "New provisions in the Electricity Act open the way for the entry of aggregation services on the electricity market", Lindahl. Åtkomstdatum: 25 januari 2024. [Online]. Tillgänglig vid: <https://www.lindahl.se/en/latest-news/knowledge/2023/new-provisions-in-the-electricity-act-open-the-way-for-the-entry-of-aggregation-services-on-the-electricity-market/>
- [104] S. George, "Record 4.6GW of Capacity Tendered on UK's Local Flexibility Markets", <https://www.edie.net/>. Åtkomstdatum: 01 december 2023. [Online]. Tillgänglig vid: <https://www.edie.net/records-broken-for-uks-energy-flexibility-markets/>