



UPPSALA
UNIVERSITET

UPTEC STS 25007

Examensarbete 30 hp

Juni 2025

Styrstrategier för batterilagring i mikronät

En simuleringsstudie av effekttopsreduktion, batterihälsa och ekonomi

William Isaksson



UPPSALA
UNIVERSITET

Battery Storage Control Strategies in Microgrids: Simulation-Based Evaluation of Peak Shaving, Degradation, and Cost Efficiency

William Isaksson

Abstract

Small-scale electricity grids, also known as microgrids, integrate consumption with local production, and storage of electrical energy. Microgrids can enhance self-consumption of locally generated electricity and reduce peak power demand, an increasingly vital aspect given the capacity challenges in the Swedish power grid. The choice of control strategy for managing the battery impacts the performance of the microgrid by altering the ability of the system to reduce power peaks, manage battery health and achieve economic viability. This thesis explores the potential of microgrids to mitigate peak power demand through the simulation of a microgrid comprising two industrial-scale buildings, each equipped with a photovoltaic (PV) installation. Additionally, a secondary test case using load data from municipal buildings is included in the appendix to assess the generalizability of the results.

Three different control strategies, each designed with a separate objective, were used to carry out the simulations. The first strategy is forecast-based, using predictions of load and PV production to proactively respond to expected power peaks. The second strategy prioritizes battery health by avoiding harmful microcycling and using the battery mainly for more significant load-demand cycles. Lastly, the third strategy follows a simpler logic that maximizes the self-consumption of solar energy on an hourly basis, without regard for forecast data or battery degradation. The results from the simulations emphasize how each control strategy leads to different trade-offs between peak shaving, self-consumption, battery degradation, and economic performance. Thus, this thesis discusses and analyzes the reasons behind the obtained results as well as potential strengths and weaknesses of the three different control strategies. When combined with an intelligent control system, microgrids have the potential to reduce power peaks. Thus, this study demonstrates that microgrids can play an important role in addressing capacity challenges in the Swedish power system and that the investment can even be economically profitable under favorable conditions. Ultimately, the study emphasizes the importance of aligning the control strategy with the overall goals and characteristics of the microgrid which is crucial regardless of whether the objective with the microgrid is reducing peak loads, maximizing solar self-consumption, or preserving battery health over time.

Teknisk-naturvetenskapliga fakulteten

Uppsala universitet, Utgivningsort Uppsala

Handledare: Khaldon Hindi Ämnesgranskare: Juan de Santiago

Examinator: Elísabet Andrésdóttir

Populärvetenskaplig sammanfattning

I takt med att Sverige ställer om till ett mer hållbart och elektrifierat energisystem ökar behovet av lösningar som möjliggör en mer flexibel, effektiv och lokal användning av el. En särskild utmaning är att minska belastningen på elnätet under de timmar då efterfrågan är som störst – så kallade effekttoppar. Dessa toppar orsakar den största belastningen på elnätet vilket kan leda till ett ökat behov av investeringar i nätkapacitet. Dessutom orsakar effekttopparna de högsta abonnemangsavgifterna för elanvändarna. För att möta denna utmaning har intresset för mikronät vuxit.

Mikronät är lokala elsystem som kombinerar elförbrukning med lokal elproduktion - ofta från solceller samt lagring i batterier. Genom att lagra solel när den produceras i överskott och använda den vid behov kan mikronät både öka självförsörjningsgraden och minska belastningen på det överliggande elnätet. Men för att batteriet i ett mikronät ska användas på ett effektivt sätt krävs genomtänkta styrstrategier som bestämmer när batteriet ska laddas och urladdas.

I detta examensarbete undersöks hur tre olika styrstrategier för batterilagring påverkar ett mikronäts prestanda utifrån tre perspektiv: teknisk effekt (hur mycket effekttoppar reduceras), batteriets hälsa (hur mycket batteriet slits över tid) samt ekonomi (lönsamhet). De tre strategierna är:

- En **prognosbaserad** strategi som använder förutsägelser om elförbrukning och solelproduktion för att optimera batteriets användning i förväg.
- En **batterivänlig** strategi som fokuserar på att skydda batteriets hälsa, bland annat genom att undvika korta laddnings- och urladdningscykler (så kallade mikrocykler).
- En **enkel och responsiv** strategi som maximerar användningen av solel i realtid utan hänsyn till framtida last eller batterislitage.

Simuleringarna har genomförts för två typer av mikronät. Det första består av två industribyggnader med hög elanvändning och stora takytor för solceller. Det andra bygger på tre kommunala byggnader med varierande laster, och används som ett sekundärt fall i syfte att utvärdera generaliserbarheten i resultaten.

Resultaten visar tydligt att valet av styrstrategi har stor betydelse, men också att det bästa valet kan variera beroende på lastprofil och typ av byggnad. I det kommunala fallet lyckas den prognosbaserade strategin bäst med att kapa effekttoppar, vilket resulterar i störst minskning av effektkostnader. Detta sker dock på bekostnad av ett högre batterislitage, vilket påverkar batteriets livslängd och kan minska den ekonomiska vinsten. Den batterivänliga strategin presterar här något sämre vad gäller effekttopsreduktion, men skyddar batteriet effektivt och kan ändå ge ett positivt nettonuvärde, särskilt i fall där effekttariffen inte är dominerande.

I det industriella fallet presterar den prognosbaserade strategin sämre, främst på grund av en osäker lastprognos. Detta leder till felaktiga laddningsbeslut och minskad förmåga att kapa effekttoppar, trots ökad batterianvändning och därmed högre slitage. Här visar den batterivänliga strategin bättre resultat, med en balans mellan måttlig effektreduktion och låg degradering. Den enkla, responsiva strategin uppnår i båda fall hög självförbrukning av solel, men är minst lönsam eftersom den inte prioriterar att kapa de mest kostsamma effekttopparna.

Slutsatsen är att batteriets styrstrategi bör anpassas efter det primära målet med mikronätet – vare sig det handlar om att maximera ekonomisk avkastning, öka självförsörjningen eller förlänga batteriets livslängd. Mikronät med intelligenta styrstrategier kan spela en viktig roll i framtidens elsystem, inte minst som ett verktyg för att hantera kapacitetsbrist i elnäten. Under rätt förutsättningar kan mikronät dessutom vara ett ekonomiskt attraktivt alternativ för både företag och offentliga aktörer.

Förord

Detta examensarbete har genomförts vid Uppsala universitet i samarbete med Siemens avdelning Electrification and Automation under vårterminen 2025.

Jag vill uttrycka mitt varmaste tack till mina handledare hos Siemens, Khaldon Hindi, Klas Lindgren och Alma Nordquist. Jag är mycket tacksam för att ni gav mig möjligheten att genomföra mitt examensarbete hos er. Den hjälp ni har givit mig har varit ovärderlig, både i den inledande utformningen av projektet och genom hela processen, från stöd med programvaror till intressanta och givande samtal och diskussioner.

Jag vill också rikta ett särskilt tack till min ämnesgranskare Juan de Santiago för all den tid och det engagemang du lagt på att hjälpa mig framåt i arbetet. Ditt stöd har haft väldigt stor betydelse för arbetets utveckling och genomförande.

Begreppsförklaringar

BESS : Battery Energy Storage System – ett system för lagring av el i batterier.

C-rate : Ett mått som beskriver hur snabbt ett batteri laddas eller urladdas relativt sin kapacitet.

DoD : Depth of Discharge – anger hur stor andel av ett batteris totala kapacitet som har använts.

IKN-nät : Icke koncessionspliktigt nät – ett elnät som omfattas av undantag från kravet på nät-koncession enligt IKN-förordningen.

MSE : Mean Squared Error – ett mått på skillnaden mellan verkliga och predikterade värden. Ett lägre värde indikerar en bättre modellprecision.

MGC : Ett centralt styrsystem i ett mikronät som hanterar energiflöden och styr batteriets laddning/urladdning.

Mikronät : Ett lokalt elnät som kan fungera självständigt eller tillsammans med det överliggande nätet.

NPV : Net Present Value – ett mått på den ekonomiska lönsamheten av en investering.

PV : Photovoltaic – teknik för att omvandla solenergi till el.

SC : Självkonsumtionsgrad – andelen producerad solel som används lokalt.

SF : Självförsörjningsgrad – hur stor andel av den totala elkonsumtionen som täcks av egen produktion.

SoC : State of Charge – aktuell laddningsnivå i ett batteri.

SoH : State of Health – indikator på ett batteris hälsa och kapacitet jämfört med ursprungsvärde.

Styrstrategi : Den logik och regler som används för att styra energiflödet i ett mikronät, t.ex. när och hur ett batteri ska laddas eller urladdas.

Innehåll

Begreppsförklaringar

1	Inledning	1
1.1	Sveriges elnät	1
1.2	Elnätskoncession	2
1.3	IKN- och mikronät i Sverige	2
1.3.1	Uppsala Science park	3
1.3.2	Hammarby sjöstad	3
1.3.3	Tammarinden	3
1.3.4	Eksta Bostads AB	3
1.4	Syfte och frågeställningar	4
1.5	Avgränsningar	4
2	Teori	5
2.1	Fotovoltaisk effekt och solceller	5
2.2	Självförsörjningsgrad och självkonsumtionsgrad	6
2.3	Batteriparametrar	7
2.3.1	State of Charge (SoC)	7
2.3.2	Depth of Discharge (DoD)	7
2.3.3	C-rate	7
2.4	Litiumjonbatterier och batteridegradering	8
2.5	Rainflow-analys för cykelräkning och degradering	8
2.6	Nuvärdesmetoden	8
2.7	Random Forest Regressor	9
3	Metod	10
3.1	Simuleringsupplägg	10
3.1.1	Referensscenario	10
3.1.2	Utformning av mikronäten	11
3.2	Data och antaganden	12
3.2.1	Lastdata	12
3.2.2	Effekt- och säkringsabonnemang	13
3.2.3	Elpriser	13
3.2.4	Uppskattning av batterikostnader samt MGC kostnad	14
3.3	Styrstrategier	14
3.3.1	Prognosbaserad batteristyrning	15
3.3.2	SoH-bevarande styrstrategi	17
3.3.3	Responsiv-styrning	18
3.4	Modellering av solcellsanläggning	19
3.5	Batterimodell	19
3.5.1	Modellering av batteridegradering	20
3.6	Prognoser	21
3.6.1	Lastprognos	21
3.6.2	Prognos av elpris	22
3.6.3	PV-prognos	22
3.7	Dimensionering av batteri och känslighetsanalys	23
4	Resultat	24
4.1	Referensscenario: Individuella anslutningar	24
4.2	Jämförelse av de olika styrstrategierna	25
4.3	Mikronät: Prognosbaserad styrning	25
4.4	Mikronät: SoH-fokuserad styrning	27
4.5	Mikronät: Responsiv styrning	28

4.6	Känslighetsanalys	29
5	Diskussion	31
5.1	Modellbegränsningar	32
5.2	Lastprofilens påverkan på mikronätet	33
5.3	Mikronätens roll i det framtida elnätet	34
5.4	Förslag till fortsatt arbete	34
6	Slutsats	36
7	Appendix	39
7.1	Testfall av styrstrategierna på annan data	39
7.1.1	Lastdata och modellering av Solcellsinstallation	39
7.1.2	Prognos för elpris, last och PV	40
7.1.3	Referensfallet för det kommunala fallet: Individuella anslutningar	41
7.1.4	Jämförelse av de olika styrstrategierna för det kommunala fallet	42
7.1.5	Mikronät: Prognosbaserad styrning för det kommunala fallet	42
7.1.6	Mikronät: Responsiv styrning för det kommunala fallet	44
7.1.7	Mikronät: SoH-vänlig styrning för det kommunala fallet	45

1 Inledning

I en tid av globala klimatmål och strävan efter ett hållbart samhälle pågår en omställning av energisystemet i Sverige. Som en del i denna utveckling har stora delar av den svenska industri- och transportsektorn elektrifierats vilket ökat belastningen på det svenska elnätet. Enligt Svenska kraftnät förväntas elanvändningen även fortsätta att öka inom de närmaste åren och Energimyndigheten prognostiserar att den totala elanvändningen i Sverige kommer öka från 134 TWh år 2022 till 149 TWh år 2027. [1, 2]

Energiomställningen och den ökade elektrifieringen har lett till en växande efterfrågan på förnybara energikällor som sol- och vindkraft. [2] Den växande andelen väderberoende och intermittenta kraftslag i elmixen bidrar till en mer varierande elproduktion vilket även medför utmaningar för elnätets balans och tillförlitlighet. Traditionellt var elnätet byggt för centraliserad produktion med en stabil efterfrågan. I takt med omställningen förväntas näten istället hantera mer decentraliserad produktion och ökade krav på flexibilitet samt effektiva system.

Ett tekniskt system som kan spela en nyckelroll i denna omställning är mikronät, lokala elnät som har möjlighet att integrera produktion, distribution och lagring inom ett avgränsat område. Mikronät kan genom ett centralt styrsystem (MGC), optimera energiflödet i nätet och således hantera variationer i både energi- och effektbehov. De kan vara anslutna till större elnät men kan även utformas för att fungera i så kallad ödrift där de agerar utan extern nätanslutning. Genom att balansera och hantera lokal produktion och konsumtion av el kan mikronät avlasta regionnäten, bidra till minskade effekttoppar och därmed fungera som ett verktyg för aktörer som strävar efter att optimera sin elanvändning samt minska sin belastning på elnätet. Utöver detta kan mikronät även bidra till ökad robusthet i elsystemet genom att säkerställa fortsatt elförsörjning vid omfattande strömavbrott, vilket kan göra dem särskilt värdefulla för samhällsviktig verksamhet och kritisk infrastruktur.

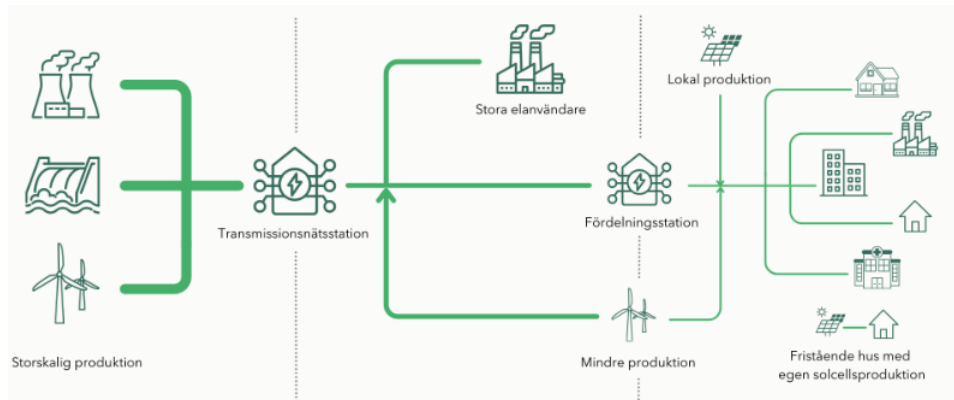
I detta arbete studeras hur olika styrstrategier för ett mikronät utrustat med batterilagringssystem (BESS) påverkar systemets prestanda. Fokus ligger på att analysera hur val av styrstrategi påverkar mikronätets effekttoppar, användning av lokalproducerad solel, batteriets hälsa samt den ekonomiska lönsamheten. För detta utvecklas en egen simuleringsmodell av ett mikronät med batterilagring, där tre olika styrstrategier jämförs mot ett referensscenario utan mikronät och BESS.

1.1 Sveriges elnät

Det svenska elnätet består av två typer av nät, transmissionsnät och distributionsnät, se Figur 1. Elnätets huvudfunktion är att överföra elektrisk effekt från producenter till konsumenter med så låga förluster som möjligt.

Det svenska transmissionsnätet (som även kallas stamnätet) sträcker sig över hela landet och kopplar ihop det svenska elnätet med elnät från grannländer. Spänningsnivåerna i transmissionsnätet är 220 och 400 kV, vilket möjliggör effektiv överföring av stora mängder elektrisk effekt med minimala förluster. Genom transmissionsnätet transporteras stora mängder el från olika storskaliga kraftverk såsom kärnkraftverk, vattenkraftverk eller vindkraftparker ut till de regionala distributionsnäten eller direkt till storskaliga industrier med mycket hög förbrukning. [3]

Distributionsnäten distribuerar el vidare till eller från transmissionsnäten. I Sverige består distributionsnäten av regionnät och lokalnät. Regionnäten har spänningsnivåer på 130 kV och transporterar elen vidare till lokalnäten. Dessa nät är lokalt geografiskt avgränsade och har spänningsnivåer på 40 kV eller lägre. Lokalnäten distribuerar elen till elförbrukarna och på vägen till hushållskunder transformeras spänningen ner till 400 V. Till lokalnäten kan även väldigt små elproducenter som exempelvis villor eller bostäder utrustade med solceller vara anslutna för att sälja el som vanligtvis är överskottet av husbehovsproduktionen.



Figur 1: En översiktsbild av det svenska elnätet. [4]

Det svenska elnätet opererar med en frekvens på 50 Hz och överföringen av elektrisk effekt sker med trefasig växelström (AC), där spänningsnivån beror på vilken nätnivå som avses. Region- och lokalnäten ägs av olika elnätsföretag medan transmissionsnätet förvaltas och utvecklas av Svenska kraftnät. [3].

1.2 Elnätskoncession

Enligt 2 kap 1 § i ellagen SFS(1997:857) är det endast tillåtet att bygga eller använda en elektrisk starkströmsledning om den omfattas av en nätkoncession. Det finns två typer av koncessioner:

- Nätkoncession för linje – gäller en specifik kraftledning med en fastställd sträckning.
- Nätkoncession för område – gäller elnät inom ett visst geografiskt område.

Inom ett koncessionsområde är det alltså enbart en aktör som har koncession att få bygga elektriska starkströmsledningar. [5]

År 2022 trädde förordning (2022:1391) i kraft om undantag från kravet på nätkoncession. Denna förordning, även känd som IKN-förordningen specificerar under vilka omständigheter det är tillåtet för en aktör att bygga och använda en starkströmsledning utan att inneha en nätkoncession. [6] Genom denna lagstiftning skapas juridiska förutsättningar att bygga och drifva ett mikronät. Enligt 22 a § i IKN-förordningen får ett icke-koncessionspliktigt nät (IKN-nät) byggas mellan flera energilagringsanläggningar som har en gemensam anslutning till distributionsnätet. [6]

Utöver detta finns flera andra undantag från kravet på nätkoncession enligt IKN-förordningen. Exempelvis kan el överföras utan nätkoncession mellan byggnader på samma fastighet eller via interna nät inom en anläggning. Energimarknadsinspektionen redogör för dessa fall och de tre kriterier som måste vara uppfyllda för att undantaget ska gälla på sin webbplats [6]. Detta ger ytterligare möjligheter för etablering av lokala mikronät eller andra energidelningssystem.

1.3 IKN- och mikronät i Sverige

Ett IKN-nät möjliggör lokal distribution av el utan krav på nätkoncession, enligt reglerna i IKN-förordningen (se underavsnitt 1.2). Det innebär att flera byggnader inom ett område kan kopplas samman och dela el utan att nätet behöver ägas och driftas av en nätkoncessionsinnehavare.

Ett mikronät är däremot ett tekniskt system där lokal elproduktion, styrning och energilagring integreras för att balansera elförbrukning och produktion inom ett avgränsat område. Ett mikronät kan byggas inom ett IKN-nät men kan även existera inom ett koncessionspliktigt nät. Dock innebär

IKN-förordningen en juridisk möjlighet att etablera mikronät utan att omfattas av nätkoncessionskrav, vilket kan underlätta deras implementering i Sverige. I följande delavsnitt presenteras några befintliga IKN-nät och mikronät i Sverige.

1.3.1 Uppsala Science park

I området Uppsala Science Park har företaget Vasakronan installerat ett likströmsnät mellan fyra av områdets byggnader, vilka används för kontor och labbverksamhet. Byggnaderna är utrustade med solceller på taken och installationen av likströmsnätet syftar till att öka egenanvändningen av solet samt minska effekttoppar vilket även likströmsnätet visat sig uppnå. [7]

Det har även gjorts en studie på nyttan med att installera ett batterilager inom systemet men studien visade att det inte fanns någon ekonomisk lönsamhet i installationen. [8]

1.3.2 Hammarby sjöstad

I Hammarby Sjöstad pågår ett av två pilotprojekt inom det av Energimyndigheten finansierade RISE-projektet "*Systemförändringar med lokalt delad energi*". Projektet syftar till att utvärdera olika frågor kopplade till energigemenskaper och ett av delmålen var att utreda lokala energisamhällen och de juridiska förutsättningarna för dessa. Ett mikronät mellan olika byggnader inom området upprättades och var ett av pilotprojektet. [9]

Energiproduktionen från byggnadernas solceller har möjlighet att lagras i ett batteri men projektet har även lagt stort vikt vid hur elbilar (EV) kan integreras och användas inom mikronätet. Genom att installera dubbelriktade laddboxar är det tänkt att även EV:s ska kunna användas för att lagra och dela energi. I delrapporten *S1.3 Techno-economic analysis of two energy communities in Sweden* presenteras resultaten från en simuleringsbaserad förstudie. Denna visar att mikronätet i Hammarby sjöstad har potential att öka egenanvändningen av egenproducerad energi samt att det planerade mikronätet är väl anpassat för integrering av EV som också kan bidra till att göra mikronätet mer flexibelt.[10]

1.3.3 Tammarinden

Tammarinden är en ny stadsdel i Örebro vars byggnation inledes under hösten 2022. Området har beviljats tillstånd att få installera ett IKN-nät. [11] Tammarinden är det andra pilotprojektet utöver Hammarby sjöstad som ingår i RISE-projektet "*Systemförändringar med lokalt delad energi*".

Mikronätet i Tammarinden är en av de systemlösningar som installerats i syfte att göra området till ett mer energieffektivt och hållbart bostadsområde. Mikronätet planeras bestå av 21 olika byggnader som alla har solceller installerade samt ett centralt batterisystem.

I delrapporten *S1.3 Techno-economic analysis of two energy communities in Sweden* presenterades även förstudien för Tammarindens planerade mikronätet. Resultaten visade att mikronätet har potential att både minska effekttoppar samt öka användningen av solenergi. Förstudien påpekade även att det planerade mikronätet inte är lika väl anpassat för integrering av EV, eftersom en hög andel elbilsladdning riskerar att leda till överbelastning av nätet och därmed en minskad driftsäkerheten. [10]

1.3.4 Eksta Bostads AB

I Kungsbacka kommun fick byggföretaget Eksta Bostads AB samt konsultföretaget WSP finansiellt stöd av Energimyndigheten för att ta fram en testanläggning för ett lokalt mikronät för delning av solet mellan byggnader. Projektet syftar till att maximera egenanvändningen av solet samt minska mängden el som behöver köpas in från nätet. En testanläggning bestående av fem olika byggnader, två undercentraler samt ett batterilager som upprättades 2017. [12]

Studier av systemet har visat att sammankopplingen av byggnaderna till ett mikronät ökade egenförbrukningen av solel. Under fas 1 av projektet ökade egenförbrukningsgraden från 42 % till 72 % genom att koppla samman byggnaderna samt installera ett batterilager. I projektets fas 2 anslöts ytterligare byggnader till mikronätet vilket ytterligare öka egenförbrukningsgraden från 83 % till 100 %. Ekonomisk utvärdering av mikronäten visar dock att återbetalningstiden för investeringskostnaderna för mikronätet blir längre än 25 år vilket även antogs vara den tekniska livslängden för solcellsanläggningen. [13]

1.4 Syfte och frågeställningar

Syftet med detta examensarbete är att undersöka hur olika styrstrategier för batterilagring påverkar effekttoppar, egenanvändning av energi och ekonomi i ett mikronät. Fokus ligger på att analysera hur mikronätet som helhet kan användas för att kapa effekttoppar, öka användningen av lokalproducerad solel och förbättra lönsamheten, samt hur val av styrstrategi påverkar batteriets hälsa över tid.

- I vilken utsträckning kan olika styrstrategier för batterilagring bidra till att kapa effekttoppar i mikronätet?
- Hur skiljer sig den ekonomiska lönsamheten mellan styrstrategierna sett till dess Nettonvärde (NPV) över 10 år?
- Vilken påverkan har styrstrategin på graden av egenanvändning av lokalproducerad energi inom mikronätet?
- Hur påverkar styrningen batteriets långsiktiga hälsa och tekniska livslängd, mätt genom degradering och cykler?

1.5 Avgränsningar

Inom detta arbete fokuserar de framtagna styrstrategierna på att optimera och styra energiflödena inom mikronätet, såsom hur el köps, säljs, lagras och används. Det förutsätts att ett bakomliggande system hanterar den praktiska regleringen av elkraftkomponenter som växelriktare, BESS, ledningar och skyddsutrustning. Ingen detaljerad modellering av elkvalitet, spänningsvariationer, frekvenshållning eller transienta förlopp inkluderas i studien. Simuleringarna bygger på energiflöden och effektbalanser beräknade med timvis tidsupplösning, vilket innebär att snabba variationer inom en timme inte fångas.

Det antas även att samtliga tekniska komponenter fungerar korrekt och att inga driftavbrott, hårdvarufel eller kommunikationsproblem uppstår. Fokus ligger därmed på styrning av energiflöden utifrån ekonomiska och tekniska optimeringsmål, snarare än på detaljerad fysisk modellering av elkraftsystemets dynamik.

Det kommer även att antas att solcellsanläggningen redan är befintlig och i drift. Därför inkluderas inte solcellsanläggningen i de ekonomiska beräkningarna. Denna avgränsning görs för att isolera och tydligt utvärdera nyttan av ett BESS i kombination med ett MGC på en anläggning, både ekonomiskt och tekniskt. Fokus ligger således på att bedöma nyttan av energilagring och aktiv styrning i ett redan solcellsdrivet system.

Slutligen inkluderas inte kostnader eller begränsningar kopplade till fysiska nätförstärkningar, tillståndsprocesser eller juridiska aspekter av eldelning i mikronätet. Investeringar i exempelvis kablar, styr- och data kommunikation antas vara relativt små jämfört med kostnaderna för batterilager och styrsystem, och bedöms därmed ha begränsad påverkan på resultatet. Fokus ligger istället på kostnaden för BESS samt MGC som har störst ekonomisk och teknisk betydelse i mikronätets drift.

2 Teori

Under teoriavsnittet presenteras koncept och teori som använts för att ta fram data och olika styrstrategier till simuleringarna.

2.1 Fotovoltaisk effekt och solceller

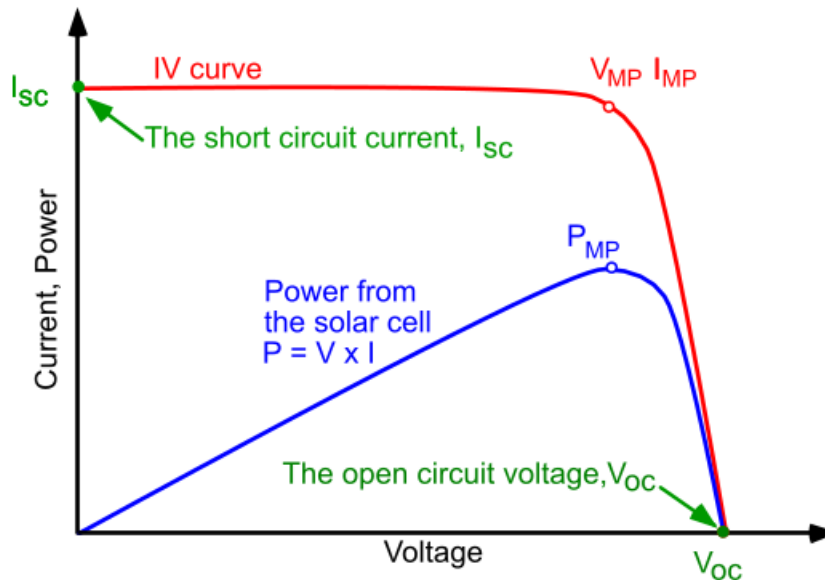
Solceller omvandlar solens ljus till elektricitet genom den fotovoltaiska effekten och har blivit en allt viktigare del av den globala energiförsörjningen. Under de senaste åren har den installerade effekten av solcellsanläggningar ökat kraftigt, en trend som förväntas fortsätta i takt med att efterfrågan på förnybar energi växer. Samtidigt har solcellernas verkningsgrad förbättrats och dess kostnader minskat vilket ytterligare bidragit till deras ökade användning. [14]

Genom att använda halvledarmaterial kan solceller generera likström (DC) som sedan kan omvandlas till AC med hjälp av en växelriktare. Solcellens teoretiska DC-output P_{DC} kan beräknas enligt:

$$P_{dc} = A \cdot G \cdot \eta \quad (1)$$

där G är solinstrålningen [W/m^2], A cellens yta [m^2] och η solcellens verkningsgrad vilken definieras som andelen solenergi som omvandlas till elektricitet, vanligtvis ligger denna kring 15% för de flesta kommersiella solceller. [14].

För att förstå solcellers elektriska egenskaper analyseras deras ström-spänningskaraktistik (IV-kurva) som beskriver hur solcellen genererar ström och spänning under olika belastningar. Vid kortslutning uppnås den maximala strömmen dvs. kortslutningsströmmen (I_{sc}) medan spänningen är noll. Vid öppen krets är solcellens spänning maximal, kallad öppen kretsspänning (V_{oc}) samtidigt som strömmen är noll. Den optimala driftpunkten för solcellen kallas Maximum Power Point (P_{MP}) och är alltså där solcellen producerar maximal effekt, se Figur 2. [15]



Figur 2: IV-kurva för en solcell, maximal effektivitet uppnås om solcellen opererar vid Maximum power point som i figuren noteras med P_{MP} . [15]

2.2 Självförsörjningsgrad och självkonsumtionsgrad

Som ett mått på hur stor av en byggnad eller mikronätets elanvändning som täcks av solesproduktion används måttet självförsörjningsgrad (SF):

$$SF = \frac{C}{A + C} \quad (2)$$

där C är den mängd soles som används direkt (Egenförbrukade) solesen och A den resterande elförbrukningen som måste täckas av elnätet, se figur 3. SF kan ses som ett mått på hur självständig byggnaden eller mikronätet är från elnätet. [16]

Självkonsumtion (SC) är ett annat mått på solesanvändning i byggnader och mäter stor andel av solesproduktionen som används direkt:

$$SC = \frac{C}{B + C} \quad (3)$$

där C är den egenförbrukade solesen och $B + C$ den totala solesproduktionen från Figur 3.

En mer formell definition av begreppen SC och SF kan erhållas genom att utgå från byggnadens momentana effektbehov $P_L(t)$ och solcellseffekten $P_{PV}(t)$ vid en tidpunkt t . Den mängd sol som används direkt i byggnaden vid varje tidpunkt t är då det minsta av det momentana effektbehovet och solcellseffekten:

$$M(t) = \min(P_L(t), P_{PV}(t))$$

där $M(t)$ är den egenförbrukade solesen. Om ett batterilagringssystem även beaktas kan definitionen utvidgas till:

$$M(t) = \min(P_L(t), P_{PV}(t) + P_{bat}(t))$$

där $P_{bat}(t)$ anger effekten till eller från batteriet. Utifrån detta kan självkonsumtion SC och SF för fallet utan batterilagring definieras över en tidsperiod som:

$$SC = \frac{\int_{t_1}^{t_2} \min(P_{pv}(t), P_L(t)) dt}{\int_{t_1}^{t_2} P_{PV}(t) dt} \quad (4)$$

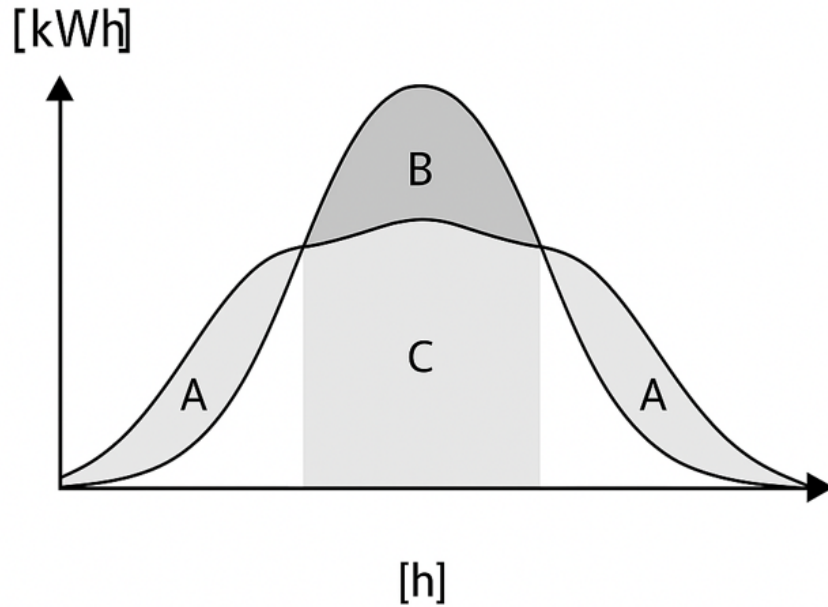
$$SF = \frac{\int_{t_1}^{t_2} \min(P_{PV}(t), P_L(t)) dt}{\int_{t_1}^{t_2} P_L(t) dt} \quad (5)$$

och i fallet med mikronät och batterilagring som:

$$SC = \frac{\int_{t_1}^{t_2} \min(P_L(t), P_{PV}(t) + P_{bat}(t)) dt}{\int_{t_1}^{t_2} P_{pv}(t) dt} \quad (6)$$

$$SF = \frac{\int_{t_1}^{t_2} \min(P_L(t), P_{PV}(t) + P_{bat}(t)) dt}{\int_{t_1}^{t_2} P_L(t) dt} \quad (7)$$

Effekten från batteriet, $P_{bat}(t)$, antas vara positiv vid urladdning till lasten och negativ vid laddning av överskott från solesen. [16]



Figur 3: Konceptuell bild över elanvändningen ($A+C$), producerade solen ($B+C$). Området C är egenförbrukad sol.

2.3 Batteriparametrar

För att beskriva ett batteris livslängd och prestanda används olika parametrar. Nedan följer en beskrivning av de viktigaste parametrarna som används inom detta arbete.

2.3.1 State of Charge (SoC)

SoC beskriver batteriets laddningsnivå vid en viss tidpunkt relativt dess initialkapacitet i procent:

$$SoC = \frac{E}{Q_{initial}} \cdot 100 \quad (8)$$

där E är den mängden energi som finns tillgänglig i batteriet och $Q_{initial}$ är batteriets nominella kapacitet. Vid tillverkningen av batterier brukar SoC vara begränsat mellan ett lägsta SoC_{min} och ett högsta SoC_{max} för att undvika laddningar eller urladdningar som kan vara skadliga. [17]

2.3.2 Depth of Discharge (DoD)

DoD anger hur mycket av batteriets kapacitet som använts under en urladdningscykel:

$$DoD = 100 - SoC \quad (9)$$

Ett högre DoD innebär att batteriet används mer per cykel vilket kan påskynda batteridegraderingen. [17]

2.3.3 C-rate

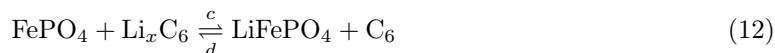
C-rate beskriver hur snabbt ett batteri laddas eller urladdas i förhållande till dess kapacitet:

$$C_{rate} = \frac{P}{E_{kapacitet}} \quad (10)$$

En C-rate på $1 C$ innebär att batteriet helt laddas ur på en timme medan en C-rate på $0.5 C$ innebär en urladdningstid på två timmar. Högre C-rate leder ofta till ökad värmeutveckling och snabbare degradering av batteriet. Därför begränsas ofta batteriets C-rate i praktiska tillämpningar. [18]

2.4 Litiumjonbatterier och batteridegradering

Litiumjonbatterier (Li-jon) är en batteriteknik som har varit tillgänglig på marknaden sedan 1990-talet och är idag en av de vanligaste batteriteknikerna i samhället. De fungerar genom en reversibel reaktion där Li-joner rör sig mellan batteriets anod och katod under laddning och urladdning. Det vanligaste elektrodmaterialen är grafit (C) som anod och olika typer av metalloxider som litiumkoltioxid (LiCoO_2), litiumjärnfosfat (LiFePO_4) och litiumnickelmangan-koltioxid (LiNiMnCoO_2) som katod. För de fullständiga totalreaktionerna se Ekvation 11, Ekvation 12 och Ekvation 13. [19]



Likt många andra batteritekniker har Li-jonbatterier utmaningar med åldring vilket leder till kapacitetsförlust samt försämrad prestanda. Åldringen av Li-jonbatterier orsakas av flera faktorer. Batteriets anod SEI-lagerbildning (Solid Electrolyte Interphase) vars funktion är att skydda elektroden växer med tiden vilket leder till ökad impedans och effektförluster. Vid katoden kan strukturella förändringar, metalljonslösning och oxidation av elektrolyten leda till degradering av batteriets prestanda. Därtill kan även litiumförlust och mekanisk nedbrytning av grafiten påverka prestandan negativt. Dessa processer påskyndas även vid höga spänningar samt höga temperaturer. [19]

2.5 Rainflow-analys för cykelräkning och degradering

För att modellera batteriets degradering över tid samt identifiera de cykler som batteriets laddning och urladdning orsakar används en rainflow-analys vilket är en teknik för cykelräkning. Rainflow-analysen är särskilt lämplig vid icke-periodiska eller stokastiska förlopp, likt de som uppstår i ett mikronät med varierande last- och produktionsprofil.

Metoden bygger på att en tidsserie som i detta arbete är batteriets laddningstillstånd (SoC) som i analysen bryts ned i enskilda cykler, där varje cykel beskrivs utifrån dess amplitud (djup) och medelvärde. Resultatet blir en samlad bild av batteriets cykelhistorik. Rainflow-analysen gör det möjligt att särskilja mellan många små, frekventa cykler och färre, mer djupgående cykler. Detta är centralt eftersom olika typer av cykler påverkar batteriets degradering i olika grad. [20]

2.6 Nuvärdesmetoden

De ekonomiska utvärderingen av mikronäten gjordes med nuvärdesmetoden som syftar till att värdera investeringar genom att diskontera hela investeringens framtida kassaflöden till nutidens penningvärde. Metoden utvärderar alltså investeringen sett till hela dess livscykel. Beräkningen av nuvärdet görs enligt:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{R_t}{(1+r)^t} \quad (14)$$

där R_t är kassaflödet vid en tidsperiod t , r diskonteringsräntan, t antalet tidsperioder (i detta arbete år) samt n investeringens livslängd. En positiv NPV innebär att investeringen förväntas generera ett högre värde än den initiala investeringen medan en negativ NPV indikerar att investeringen inte är lönsam vid vald diskonteringsränta. Inom detta arbete valdes en kalkylränta baserad på aktuella marknadsförhållanden och elnätsrelaterade investeringskalkyler. [21]

Nuvärdesmetoden kommer användas för att utvärdera en investering i ett mikronät. Analysen omfattar kostnader för styrsystem, batterilagring och effektabonnemang (inklusive spotpriser), samt

potentiella intäkter från elförsäljning och besparingar genom minskade abonnemangskostnader vid implementering av ett mikronät som gör att flera elnätsanslutningar kan slås ihop till en större.

2.7 Random Forest Regressor

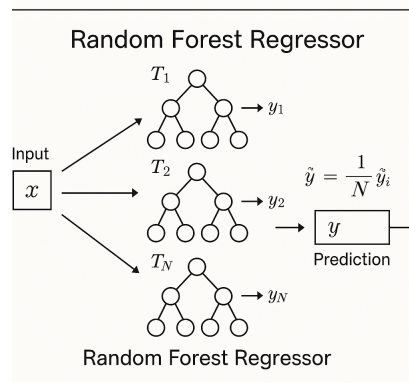
Random Forest är en ensemblemetod inom maskininlärning som används för att lösa regressionsproblem. Metoden bygger på att ett stort antal svagt korrelerade beslutsregressionsträd kombineras i syfte att reducera varians och öka generaliseringsförmågan hos modellen. Metoden är en vidareutveckling av bagging (bootstrap aggregation), där varje beslutsträd i modellen tränas på en slumpmässig delmängd av den tillgängliga träningsdata. Varje träd tränas således på olika delar av datasetet vilket ger varians mellan träden. Utöver detta introduceras ytterligare stokasticitet genom att varje träd, vid varje nodelning, endast får tillgång till ett slumpmässigt urval av prediktorerna. Detta minskar korrelationen mellan träden och därmed den totala variansen i modellen. Givet en ny observation \mathbf{x} beräknar varje träd T_i en individuell prediktion $\hat{y}_i = T_i(\mathbf{x})$. Den slutgiltiga prediktionen ges av medelvärdet:

$$\hat{y} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N T_i(\mathbf{x}) \quad (15)$$

där N är antalet träd i modellen som således får låg bias samt signifikant reducerad varians jämfört med ett enskilt beslutsregressionsträd. [22] En översikt av metoden finns i Figur 4.

Tillsammans gör dessa två former av slumpmässighet en hög varians för varje enskilt beslutsträd. Genom att kombinera många sådana träd och ta medelvärdet av deras prediktioner reduceras den totala variansen, vilket minskar risken för överanpassning och resulterar i en mer stabil och generaliserbar modell.

I detta arbete har Random Forest Regressor använts för att skapa en prognos av den förväntade lasten baserat på historisk elanvändningsdata från de aktuella byggnaderna. Syftet med prognosen var att skapa en realistisk modell för den förväntade lasten som kunde användas som indata i de styralgoritmer som sedan implementerades.



Figur 4: Illustration av random forest algoritmen.

3 Metod

Inom arbetet simulerades mikronätet med tre olika styrstrategier och detta avsnitt kommer att presentera den data, antaganden samt modeller som användes för att genomföra de olika simuleringarna.

3.1 Simuleringsupplägg

Ett flertal simuleringar har genomförts där tre olika styrstrategier tillämpas för att hantera energiflödet inom ett mikronät. Strategierna styr bland annat laddning och urladdning av batteriet, med syftet att minska effekttoppar, öka SC av egenproducerad solcell och bevara batteriets SoH. Dessa simulerade scenarier jämförs med ett referensfall där samma byggnader är anslutna till elnätet individuellt, utan möjlighet till energidelning eller lagring, vilket motsvarar dagens konventionella infrastruktur.

Varje simulering omfattar ett års drift, vilket motsvarar det enda år för vilket detaljerad last- och produktionsdata finns tillgänglig. Resultaten från detta år används sedan som grund för en tioårig ekonomisk analys, där NPV beräknas. I frånvaro av flerårsdata antas att lastprofiler, produktionsmönster och styrstrategier förblir konstanta över perioden, medan kostnader och intäkter inflationsjusteras för att spegla långsiktig ekonomisk utveckling.

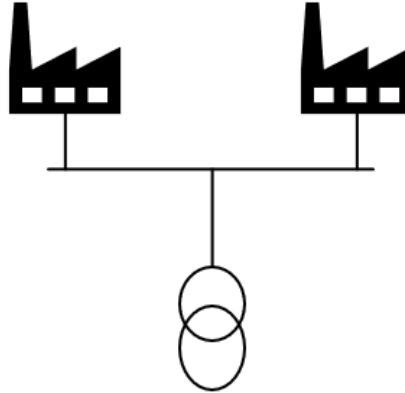
För att modellera batteriets livscykelkostnad inkluderas även degradering. En gräns har satts vid en SoH på 70%, vilket innebär att batteriet anses behöva bytas ut när denna nivå underskrids. Antalet nödvändiga batteribyten under den tioåriga perioden bestäms därför utifrån simuleringens degraderingskurva. Genom att spåra batteriets kapacitetsförlust över tid för varje styrstrategi kan den totala investeringskostnaden för batterier räknas ut och inkluderas i NPV-beräkningen. Detta tillvägagångssätt möjliggör en mer realistisk jämförelse mellan strategiernas långsiktiga lönsamhet då batteriet är en betydande del av den totala investeringen.

För att öka generaliserbarheten av resultaten har två olika typer av fallstudier analyserats: ett industriellt och ett kommunalt. Det industriella fallet bygger på anonymiserad lastdata från två större elanvändare med hög, kontinuerlig förbrukning. Det kommunala fallet utgörs av två skolbyggnader i Uppsala kommuns verksamhet, med tydlig dygnsvariation och lägre total förbrukning. Båda fallen simuleras med identisk metodik, inklusive de tre styrstrategierna och samma batterikonfiguration. Syftet med det kommunala fallet är att undersöka hur mikronätets nytta påverkas av lasternas tidsprofil, t.ex. genom skillnader i möjlig självförbrukning av solcell. Resultat från det kommunala fallet redovisas huvudsakligen i Appendix (avsnitt 7), men används även i analysen för att belysa hur olika verksamhetstyper kan påverka effektreduktion, ekonomi och batterihälsa.

3.1.1 Referensscenario

För att kunna utvärdera nyttan med mikronät och BESS krävs ett jämförelsefall som utgörs av ett referensscenario bestående av de två separata byggnaderna, båda med individuella nätanslutningar och egna elnätsabonnemang. I detta scenario finns ingen möjlighet till energidelning eller lagring, och eventuell överskottsproduktion från solceller säljs direkt till nätet. En visuell representation av detta upplägg ges i Figur 5

Referensscenariot speglar hur byggnader traditionellt är anslutna till elnätet och fungerar som en utgångspunkt för att kvantifiera effekten av mikronätet. Genom att jämföra resultaten från mikronätssimuleringarna med detta referensfall kan såväl ekonomiska som tekniska fördelar, såsom reducerad effektkostnad, ökad självförsörjningsgrad eller minskad mängd köpt el analyseras. Detta möjliggör en rättvis och tydlig bedömning av mikronätet och de olika styrstrategiernas bidrag och värde.



Figur 5: Varje byggnad har en egen nätanslutning och saknar möjlighet till energidelning mellan byggnaderna.

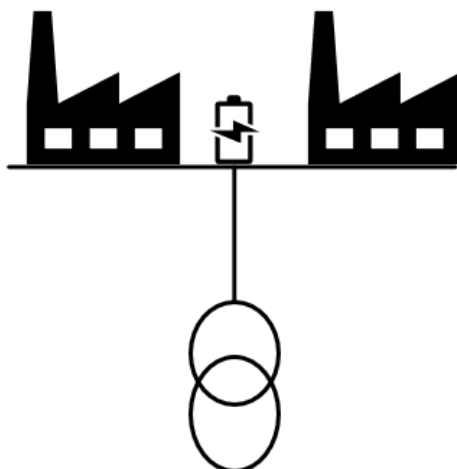
3.1.2 Utformning av mikronäten

Mikronäten i denna studie är uppbyggda enligt samma grundprincip i både det industriella och det kommunala fallet. I båda scenarierna består mikronätet av separata byggnader som kopplas samman till ett lokalt elnät med en gemensam anslutning till distributionsnätet. Inom detta mikronät installeras ett gemensamt batterilagringssystem (BESS) samt en central styrsystemsenhet (MGC) för att möjliggöra dynamisk energidelning och användning av lokalt producerad solel.

Syftet med denna utformning är att skapa flexibilitet i elanvändningen, minska effekttoppar samt öka SC av egenproducerad solel. BESS fungerar som en energibuffert som lagrar överskottsproduktion under lågförbrukningstimmor och levererar energi vid hög efterfrågan. MGC ansvarar för att styra batteriets laddning och urladdning baserat på mikronätets totala effektbehov, produktion, elpris och styrs av dess styrstrategi.

Energiflöden inom mikronätet koordineras i realtid, där styrsystemet prioriterar direktkonsumtion av lokal solel, därefter batterilagring, och i sista hand försäljning till nätet. Figur 6 illustrerar mikronätets struktur, där byggnader utrustade med PV-system och BESS är kopplade till en gemensam anslutningspunkt.

Denna utformning tillämpas identiskt i både det industriella och det kommunala fallet för att möjliggöra en jämförbar analys av hur olika lastprofiler påverkar mikronätets nytta.



Figur 6: Mikronät med gemensam nätanslutning och batterilager (BESS).

3.2 Data och antaganden

I detta avsnitt presenteras den data och antaganden som legat till grund för simuleringarna och analysen. Centrala parametrar och antagna värden presenteras i Tabell 1.

Tabell 1: Antaganden och parametrar som använts. Elskatten är exklusive moms, men moms tillkommer på både elpris och elskatt.

Parameter	Värde	Kommentar
Inflation	2%	Används för att justera intäkter och kostnader över tid.
Diskonteringsränta	15%	Används för diskontering av framtida kassaflöden.
Moms	25%	Tillämpas på elhandel och nätavgifter
Elskatt	43.9 öre/kWh	Enligt Skatteverket [23].
Maximal skattefri försäljningsintäkt	40000 SEK	Överstigande belopp beskattas. [24]
Maximal skattereduktionsvolym	30000 SEK	Lagstadgat tak på skattereduktion. [23]
Underhållskostnad	1 % per år	Räknas som % av investeringskostnaden.

3.2.1 Lastdata

För att analysera energiflöden, identifiera effekttoppar och sätta upp de fiktiva mikronäten har två olika datakällor för lastdata använts för de två olika fallen.

För det industriella fallet har lastdata erhållits från Dala Energi. Datan består av timbaserade mätvärden från större elanvändare i Dalarna och representerar den totala förbrukningen av aktiv effekt under varje timme. Dessa data används som medeleffekt (kW) per timme. Insamlingsperioden omfattar åren 2020–2023 och datan är anonymiserad, vilket innebär att den inte kan kopplas till enskilda kunder eller byggnader, men omfattar topplast på MW-nivå. [25] För det kommunala fallet har istället timupplöst lastdata hämtats från två skolbyggnader inom Uppsala kommuns verksamhet. [26] Datan möjliggör därmed en jämförande analys av hur olika verksamhetstyper påverkar mikronätets prestanda och batterianvändning.

3.2.2 Effekt- och säkringsabonnemang

För de ekonomiska beräkningarna användes Vattenfall eldistributions effekt- och säkringsabonnemang för 2025. [27] [28] De exakta priserna för effekt- och säkringsabonnemanget kan ses i Tabell 2 respektive Tabell 3, överföringsavgifterna kan ses i Tabell 4. De två abonnemangens höglasttid är definierad mellan kl 16-22 under månaderna januari, februari, mars, november och december. Månadseffektavgiften i kW betalas för det högsta effektuttaget under varje månad.

Tabell 2: Effektabonnemanget som användes i de ekonomiska beräkningarna.

Nätтарiff Lågspänning		
Fast avgift	5125	kr/månad
Månadseffektavgift	42,5	kr/kW, månad
Högbelastningsavgift	107,5	kr/kW, månad
Överföringsavgift höglasttid	34	öre/kWh
Överföringsavgift övrig tid	13,5	öre/kWh

Tabell 3: Säkringsabonnemanget som användes i de ekonomiska beräkningarna.

Säkring (A)	Abonnemangsavgift	Enhet
Grupp	2145	kr/år
16	5050	kr/år
20	7065	kr/år
25	8850	kr/år
35	12140	kr/år
50	17430	kr/år
63	23495	kr/år

Tabell 4: Överföringsavgift för Tidstariff T4

Tid	Tidstariff T4
Höglasttid	67,0 öre/kWh
Övrig tid	26,8 öre/kWh

3.2.3 Elpriser

De spotpriser för el som användes hämtades från European Network of Transmission System Operators (ENTSOE). Då dessa spotpriser var i EURO gjordes antagandet att förhållandet mellan euro och svenska kronan var 1:10. Den historiska prisdatan sträckte sig över 2015 - 2024. [29]

Försäljning av egen producerad el antogs i detta arbete följa Vattenfalls taxa. Nätersättningen kan ses i Tabell 5.

Tabell 5: Energiersättning för egen elproduktion.

Ersättning för inmatning	Ersättning Lågspänning
Energiersättning höglasttid	13.2 öre/kWh
Energiersättning övrig tid	13.2 öre/kWh

3.2.4 Uppskattning av batterikostnader samt MGC kostnad

Då det inte varit möjligt att ta fram marknadspriser för större litiumjonbatterier har istället kostnadsuppskattningar från en rapport av National Renewable Energy Laboratory (NREL) använts [30]. Rapporten innehåller prognoser för så kallade *utility-scale* batterilagringssystem med en urladdningstid på fyra timmar (0.25 C), vilket är en vedertagen branschstandard. Studien uttrycker kostnader i \$/kWh, vilket anses vara relevant även för denna analys. Den uppskattade investeringskostnaden (CAPEX) varierar mellan cirka \$310–\$496 per kWh beroende på scenario.

I denna studie har batteriet dimensionerats med en effekt på 50 kW och en kapacitet på 50 kWh, vilket motsvarar en C-rate på 1. En sådan C-rate på batteriet kräver en högre effekt hos växelriktaren samt mer avancerad styrning än ett 0,25C-system, vilket normalt ger ett högre pris per installerad kWh. För att ta hänsyn till detta har ett antagande på 698.4 \$/kWh använts i analysen, vilket motsvarar ett medelvärde justerat uppåt inom NREL:s intervall. Med en växelkurs på 10 SEK per dollar blir priset 6984 SEK per kWh. Denna siffra används sedan i de ekonomiska beräkningarna samt i känslighetsanalysen där olika batterikapaciteter testas.

För de ekonomiska beräkningarna användes även kostnaden 167000 SEK för mikronätets styrsystem (Microgrid controller) som behövs för mikronätet. Det är däremot viktigt att notera att denna kostnad inte innefattar de arbetstimmar som krävs för configurationen och anpassning av styrsystemet. Eftersom detta arbete inte är en fallstudie har det inte varit möjligt att ta in en offert för dessa arbetstimmar. Denna siffra har erhållits från Siemens som säljer denna produkt kommersiellt. [31]

3.3 Styrstrategier

Inom arbetet har tre olika styrstrategier tagits fram där vardera styrstrategi har olika huvudsakliga syften. De olika styrstrategierna har använts till att simulera mikronätet och utvärderats på samma nyckelparametrar som är mängd köpt och såld el, effektoppsreduktion, SC, SF samt batterihälsa.

Den första strategin använder prognoser för lastefterfrågan, solelsproduktion och elpriser för att försöka identifiera lönsamma tillfällen att ladda in och ur batteriet i syfte att kunna kapa månadernas högsta effektoppar. Den andra styrstrategin har ett större fokus på batteriets SoH och försöker styra energiflödet på ett sätt som ska minimera batteridegraderingen. Den tredje styrstrategin agerar rent reaktivt på energiflödena och har som fokus att varje timme ha en så hög grad av egenanvändning av den tillgängliga solelen. Styrstrategierna presenteras närmare i delavsnitten nedan och visualiseras med flödesscheman i Figur 7, Figur 8 och Figur 9. Variablerna till de olika styrstrategierna presenteras i Tabell 6. Gemensamt för alla styrstrategier är de hanterar lastflödet inom nätet på timbasis och simuleringen sträcker sig över ett helt år.

Tabell 6: Notation och förklaring av variabler som används i de olika styrstrategierna.

Variabler	Enhet	Förklaring
P_{PV} P_L	kW	Effekt från solceller och laster.
P_{grid} P_{sell}	kW	Köpt respektive såld effekt från och till nätet.
$P_{L,f}$ $P_{PV,f}$	kW	Prognostiserad last och solelsproduktion.
P_{ch} P_{dch}	kW	Laddning och urladdning av batteriet.
P_{90}	kW	90:e percentilen av förväntad last.
SoC	%	Batteriets State of Charge.
SoH	%	Batteriets State of Health.
η	-	Batteriets verkningsgrad vid laddning och urladdning.
C_t	kWh	Batteriets kapacitet vid tidssteg t .
δ	-	Styrsignal för att reglera batteriets urladdningar.
Δt	s	Ett tidssteg på 1 h.
θ_{low}	öre/kWh	Prisgräns för lågt elpris.

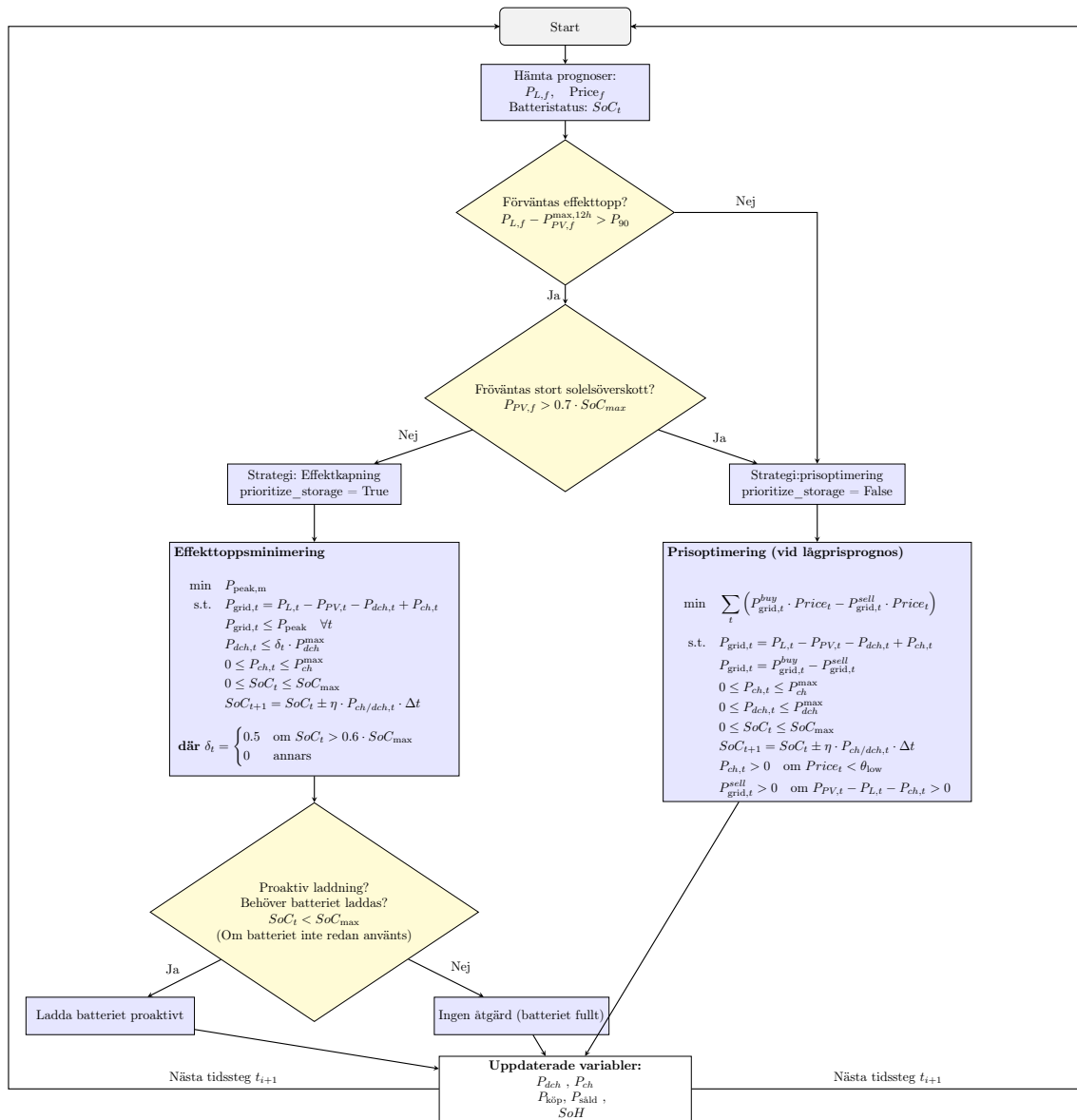
3.3.1 Prognosbaserad batteristyrning

Den första styrstrategin som togs fram använder prognoser för den efterfrågade lasten $P_{L,f}$ och solelproduktion $P_{PV,f}$. Dessa används för att prognostisera nettolasten inom ett tidsfönster på 12 timmar framåt, i syfte att identifiera kommande effekttoppar och den timme då effekttoppen förväntas inträffa. Prognosen jämförs sedan mot ett dynamiskt tröskelvärde P_{90} av den förväntade lasten under den aktuella månaden. Om den prognostiserade lasten för en framtida timme inom tidsfönstret överstiger denna gräns aktiveras en styrsignal δ som förbereder batteriet för urladdning i syfte att möta den kommande effekttoppen med lokal produktion, genom att prioritera lagring av den egna produktionen dvs. `prioritize_storage = true`.

Samtidigt om den förväntade solelproduktionen inom de kommande sex timmarna överstiger 70% av batteriets maximala laddningskapacitet ($P_{PV,f} > 0.7 \cdot SoC_{max}$), avaktiveras δ . Detta då styrningen antar att topparna då sannolikt kan hanteras av lokal produktion.

När δ aktiveras tillåts urladdning av batteriet endast om dess $SoC_t > 0.6 \cdot SoC_{max}$. Därtill kommer batteriet endast att täcka 50% av det aktuella effektbehovet. Om SoC däremot är lägre än batteriets maxkapacitet när δ är aktiverat kommer batteriet att proaktivt ladda upp genom att köpa in el från nätet.

Om det inte förväntas någon effekttopp kommer styrningen då att försöka optimera energiflödet med fokus på ekonomisk vinst genom att ladda batteriet då elpriserna är förmånliga. Styrningen av batteriet baseras istället då på prognostiserade elpriser för att minimera elkostnader genom att försöka ladda batteriet med el från nätet när priset är lågt. Batteriet tillåts endast ladda när det prognostiserade elpriset för nästkommande timme underskrider ett dynamiskt tröskelvärde, θ_{low} , vilket definieras som 85% av ett rullande dygnsmedelpris. Under simuleringens första 24 h sätts prisgränsen istället till 30 öre/kWh. Detta för att laddning endast sker när det är ekonomiskt fördelaktigt utifrån prisprognosen. Ett flödesschema för den prognosbaserade styrningen presenteras i Figur 7.



Figur 7: Flödesschema för prioritering av batteristyrning baserat på prognoser av last och kommande solproduktion.

3.3.2 SoH-bevarande styrstrategi

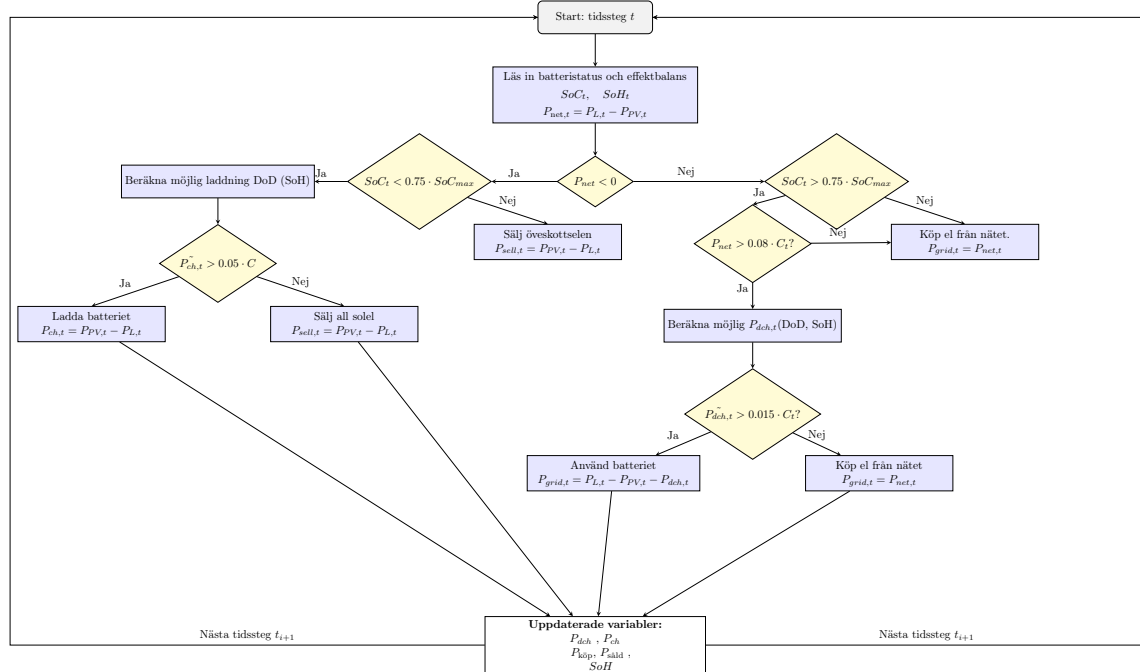
Denna strategi har, till skillnad från den prognosbaserade styrningen, ett tydligt fokus på att bevara batteriets hälsa snarare än att maximera den ekonomiska vinsten. Anledningen är att ett för hårt utnyttjande av batteriet kan leda till snabb degradering, vilket riskerar att minska batteriets långsiktiga nytta – både ur teknisk och ekonomisk synvinkel.

Den SoH-bevarande styrstrategin använder inte prognoser för framtida last eller produktion, utan baserar sina beslut i realtid på två interna tillståndsvariabler: batteriets laddningsnivå (SoC) och hälsotillstånd (SoH). Genom att anpassa laddning och urladdning efter dessa parametrar försöker strategin undvika så kallade mikrocykler, det vill säga cykler där den in- eller utmatade energin är mindre än 5% av batteriets kapacitet ($\dot{P}_{ch,dch} < 0.05 \cdot C$). Sådana cykler anses bidra oproportionerligt mycket till degradering i förhållande till nyttan de ger. [32]

För att uppnå detta införs ett antal tröskelvärden som begränsar batteriets användning. Vid produktion av överskottsel tillåts laddning endast om $SoC < 75\%$ och den tillgängliga effekten från solcellerna är tillräckligt stor för att undvika mikrocykler. Om dessa villkor inte är uppfyllda prioriteras batterihälsan och överskottet matas istället ut på nätet.

Vid effektunderskott tillåts urladdning endast om batteriets laddningsnivå överstiger 60% och om lastens efterfrågade effekt överstiger 8% av batteriets kapacitet. Liknande trösklar används i litteraturen för att minska förekomsten av grunda, frekventa cykler, som visat sig ge oproportionerligt stor degradering i förhållande till nyttolasten. [32] Även här införs ett tröskelvärde för att undvika urladdning vid små variationer i lasten som annars kan leda till onödigt slitage i form av grunda, frekventa cykler.

Ett flödesschema som sammanfattar strategin visas i Figur 8.

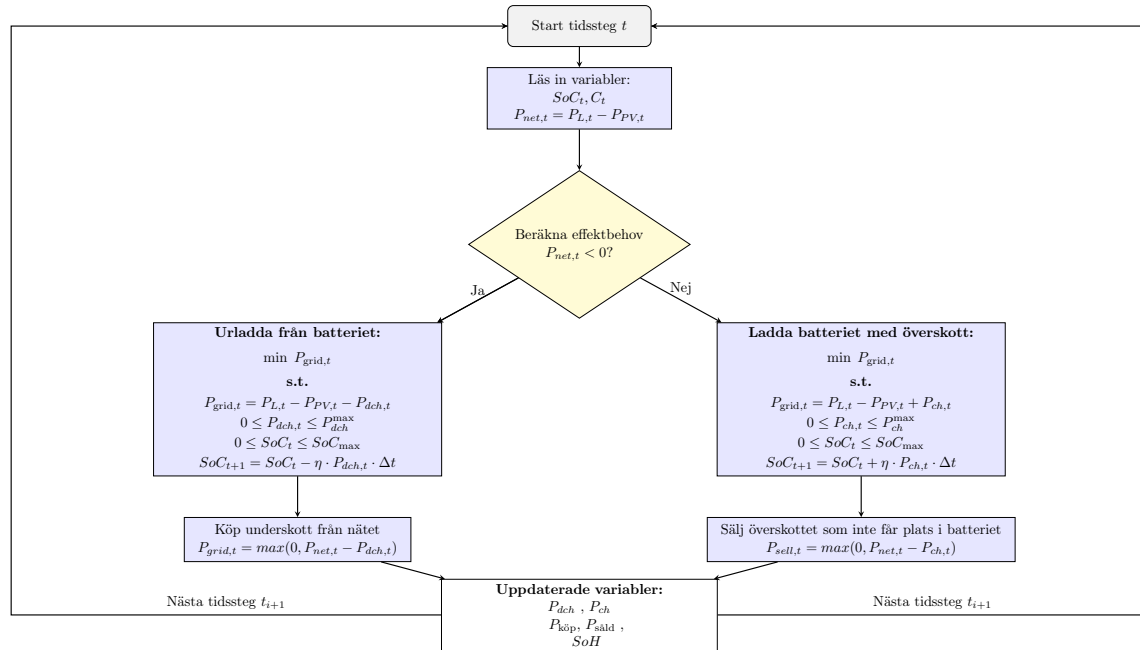


Figur 8: Batterivänlig styrning.

3.3.3 Responsiv-styrning

Den responsiva styrningen är en enkel styr-strategi för energihantering inom mikronätet där besluten enbart fattas baserat på den aktuella nettoproduktionen vid varje tidssteg. Syftet är att minimera inköp av el från nätet men strategin tar inte hänsyn till batteriets livslängd eller andra prognoser. Styrningen möjliggör istället maximal användning av batteriets lagringskapacitet vid varje tidssteg i simuleringen.

Varje tidssteg beräknas nettoproduktionen P_{net} . Vid ett underskott ($P_{net,t} > 0$) kommer batteriet urladda med så hög effekt som möjligt för att täcka behovet, begränsningen är batteriets energi-innehåll och effektbegränsningar. Eventuell kvarvarande effektbehov täcks genom inköp från nätet. Vid överskott ($P_{net} < 0$) försöker batteriet att ladda upp till sin maxkapacitet. Om ytterligare överskott fortfarande finns efter att batteriet är fulladdat matas det ut på nätet. Flödesschemat för styrningen kan ses i Figur 8.



Figur 9: Flödesschema för den reaktiva styrningen.

3.4 Modellering av solcellsanläggning

För att generera realistiska produktionsprofiler för solcellsanläggningarna har data hämtats från PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), med Falun som geografisk referens [33]. PVGIS tillhandahåller timbaserade produktionsdata baserade på solinstrålning, temperatur och andra klimatparametrar för vald plats. Dessa profiler har använts som underlag för att skapa PV-profiler för de två industribyggnaderna vars lastdata används i simuleringen.

Den installerade solcellseffekten har däremot dimensionerats utifrån generella antaganden, snarare än byggnadsspecifika faktorer som takyta. Eftersom lastdatan som användes är anonymiserad har sådan information inte varit tillgänglig. Istället har ett antagande gjorts om att en rimlig installerad solcellseffekt motsvarar ungefär en femtedel av byggnadens maximala effektbehov, vilket resulterat i installerade effekter om cirka 0.5 MW respektive 1 MW för de två byggnaderna. Detta val grundar sig på en förenklad uppskattning av vad som kan rymmas på en typisk takyta för större kommersiella byggnader vilket möjliggör en jämförbar analys trots avsaknad av exakt platsinformation.

Syftet med denna dimensionering är således inte att exakt återge verkliga installationer, utan att möjliggöra en relevant och representativ analys av hur lokal solelproduktion kan påverka egenanvändning och effekttoppar i ett mikronät. Fokus ligger på att undersöka mikronätets systemprestanda och potential, snarare än att exakt spegla enskilda byggnaders tekniska begränsningar.

3.5 Batterimodell

I de simuleringar som gjordes för ett mikronät med ett batteri har en batterimodell tagits fram för att simulera batterierna i mikronätets laddning och urladdning.

Batteriets totala energiinnehåll E_{t+1} vid en viss tidpunkt t beskrivs som:

$$E_{t+1} = E_t \pm P_{net} \cdot \Delta t$$

Batteriet laddas och urladdas beroende på den effekt P_{net} som tillförs eller tas från batteriet under en tidsperiod Δt . Vid laddning och urladdning beräknas effektförlusten på grund av batteriets inre resistans R_{int} enligt:

$$P_{loss} = R_{int} \cdot I^2$$

där strömmen I kan beräknas enligt $I = \frac{P}{V}$. Batteriets effektiva spänning korrigeras även utifrån den inre resistansen enligt:

$$V = V_{OC} - I \cdot R_{int}$$

Tomgångsspänningen V_{OC} och approximeras som en linjär funktion baserat av laddningsnivån SoC som:

$$V_{OC} = V_{min} + \left(\frac{SoC}{100} \right) \cdot (V_{max} - V_{min}) \quad (16)$$

Detta är en förenkling av sambandet mellan V_{OC} och SoC vilket diskuteras i artikeln [34]. Mer avancerade modeller använder ofta uppmätta värden i tabellform eller icke-linjära funktioner.

Den faktiska energimängden som lagras eller tas ut blir:

$$E = P_{net} \cdot \Delta t = (P - P_{loss}) \cdot \Delta t$$

Därefter uppdateras batteriets laddningsnivå enligt:

$$SoC_{t+1} = SoC_t \pm \frac{E}{C} \cdot 100$$

där C är batteriets kapacitet. $+E$ används vid laddning och $-E$ används vid urladdning. Modellen ser även till att batteriets SoC begränsas inom ett begränsat intervall $SoC_{min} - SoC_{max}$ som under simuleringarna sattes till 20% – 90%.

3.5.1 Modellering av batteridegradering

Inom modellen och simuleringarna minskar batteriets kapacitet till följd av degradering som främst orsakas av upprepade laddnings- och urladdningscykler. Batteridegraderingen modelleras på två sätt i detta arbete: dels en förenklad cykelbaserad modell, och dels genom en mer detaljerad rainflow-analys.

I den förenklade modellen antas att batteriets kapacitet minskar linjärt som en funktion av det ackumulerade antalet fullständiga laddnings- och urladdningscykler. Batteriets nya kapacitet vid varje tidssteg beräknas som:

$$E_{capacity,t+1} = E_{capacity,t} \cdot (1 - \delta \cdot n)$$

där δ är batteriets degraderingsfaktor som beror på dess C_{rate} vilket påverkar livslängden [35]. Antalet cykler n beräknas genom att summera all energi som batteriet använder under ett tidssteg jämfört med dess kapacitet:

$$n = \frac{E_t}{E_{capacity}}$$

där E_t är den totala energi som laddats/urladdats genom batteriet, antalet cykler beräknas ackumulativt över tidsstegen. Det innebär att om batteriet använder 50% av sin kapacitet till laddning och i nästa tidssteg 50% av sin kapacitet till urladdning kommer det betraktas som en hel cykel.

För att fånga upp mer komplexa belastningsmönster implementerades en rainflow-baserad metod inspirerad av Xu et al. (2018) [32] för cykelräkning som tillämpades efter varje simulering av energiflödet till och från batteriet. Rainflow-analysen identifierar enskilda cykler baserat på variationer i batteriets laddningsnivå SoC över tid. Varje identifierad cykel karakteriseras av sitt djup DoD och sitt genomsnittliga SoC vilket används för att beräkna cykelns belastning (b)

$$b = \frac{1}{k_{DoD1} \cdot DoD^{k_{DoD2}} + k_{DoD3}} \times \exp(k_{\sigma} \cdot (SoC_{avg} - \sigma_{ref}))$$

där k_{DoD1} , k_{DoD2} och k_{DoD3} är empiriska koefficienter som beskriver batteriets belastning b beroende av urladdningsdjup (DoD). Parametrarna k_{σ} och σ_{ref} styr modellens känslighet för höga medelvärden av laddningsnivån (SoC). Stressen på batteriet ökar således vid djupare urladdningar och vid cykler som genomförs med högre genomsnittlig SoC.

Sedan beräknas den totala cykelstressen genom att summera alla olika b och dess antal vilket ackumuleras till en total cykelstressfaktor $f_{d,total}$. Den totala livslängdsförlusten L beräknas därefter enligt:

$$L = 1 - \alpha_{SEI} \cdot e^{-\beta_{SEI} \cdot f_{d,total}} - (1 - \alpha_{SEI}) \cdot e^{-f_{d,total}}$$

där $f_{d,total}$ är den ackumulerade cykelstressen från samtliga partial- och fullcykler. α_{sei} och β_{sei} är regressionsparametrar som modellerar kapacitetsförlust till följd av tillväxten av SEI-lagret (Solid Electrolyte Interphase).

$$SoH = 1 - L$$

Rainflow-analysen ger en livslängdsförlust av batteriet som används för att uppdatera batteriets hälsotillstånd SoH vilket i sin tur påverkar batteriets kapacitet:

$$E_C = E_0 \cdot SoH$$

Detta möjliggör en mer realistisk uppskattning av batteriets åldrande, särskilt i scenarier där batteriet utsätts för många partiella cykler med varierande intensitet. De parametervärdena som användes i de simuleringar som genomfördes redovisas i Tabell 7.

Värdet för $f_{d,per\ cycle} = 5 \cdot 10^{-5}$ valdes baserat på typiska livslängdsegenskaper hos kommersiella litiumjonbatterier. Enligt litteraturen tappar moderna litiumjonbatterier ungefär 20% av sin

kapacitet efter 4000-6000 fullständiga cykler, vilket motsvarar en mycket låg genomsnittlig kapacitetsförlust per cykel i storleksordningen 10^{-5} till 10^{-4} [32, 35]. Det valda värdet säkerställer att den förenklade degraderingsmodellen ger en realistisk långsam åldring av batteriet, medan mer komplex cykelbelastning modelleras separat genom rainflow-analysen. Övriga parametervärden hämtades från artikeln [32]. De batterier som använts i simuleringarna är olika typer av litiumjonbatterier,

Tabell 7: *Parametervärden använda i rainflow-baserad degraderingsmodell.*

Parameter	Värde	Beskrivning
k_{DoD1}	5.79	Koefficient för DoD-stress
k_{DoD2}	-0.79	Exponent för DoD-stress
k_{DoD3}	-0.86	Offset för DoD-stress
k_{σ}	4.1	Koefficient för SoC-stress
σ_{ref}	0.5	Referensnivå för SoC
α_{SEI}	0.05	Faktor för SEI-relaterad degradering
β_{SEI}	128	Branthetsfaktor för SEI-degradering
$f_{d,\text{per cycle}}$	$5 \cdot 10^{-5}$	Stressökning per full cykel i förenklad modell

såsom beskrivs i underavsnitt 2.4.

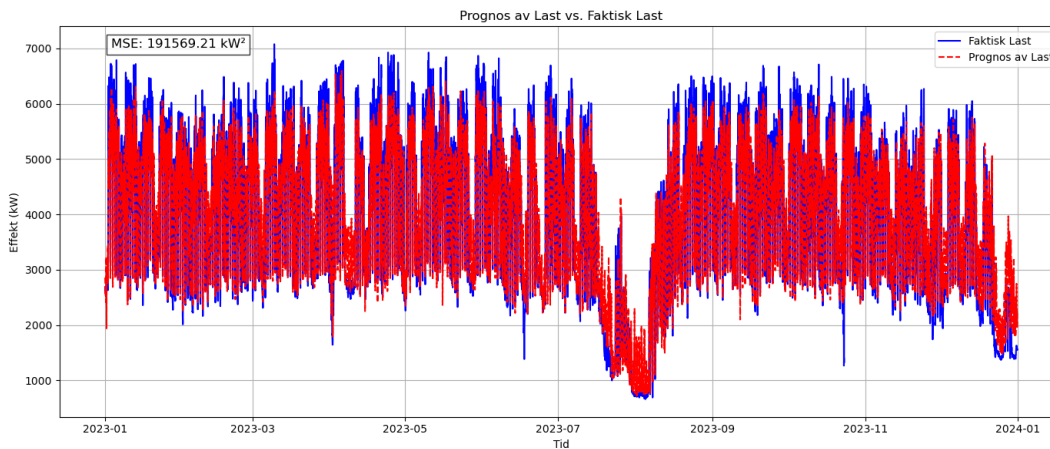
3.6 Prognoser

I syfte att möjliggöra mer proaktiv batteristyrning för att exempelvis kapa framtida effekttoppar eller optimera elhandeln, togs prognoser för last, elpris och produktion från solcellsanläggningen fram. Figurer för prognoserna återfinns i Appendix avsnitt 7.

3.6.1 Lastprognos

Lastprognosen togs fram med hjälp av en Random Forest-modell som tränades på historisk lastdata från byggnaderna. Som indata till modellen användes dels laggade timvärden (de 6 senaste timmarna) samt motsvarande timme från de tre föregående åren. Syftet med detta var att utnyttja säsongsmönster men även kortsiktiga mönster i förbrukningen. För en av byggnaderna saknades lastprognos för det sista dygnet. I detta fall ersattes de saknade värdena med medelvärdet av de sex senaste timmarna.

Modellen tränades på lastdata från tre tidigare år och utvärderades mot faktisk last från det år som användes i simuleringen. Den färdigtränade modellen genererade en helårsprognos med timupplösning (se Figur 10). För att balansera prediktionskvalitet och beräkningstid konfigurerades modellen med 100 beslutsträd. Trots ett relativt högt MSE bedömdes prognosen vara tillräckligt representativ för att möjliggöra en kvalitativ utvärdering av styrstrategins robusthet mot prognosfel. Tester med fler beslutsträd visade endast marginella förbättringar i noggrannhet, samtidigt som beräkningstiden ökade avsevärt. I Figur 10 redovisas den lastprognos som användes.

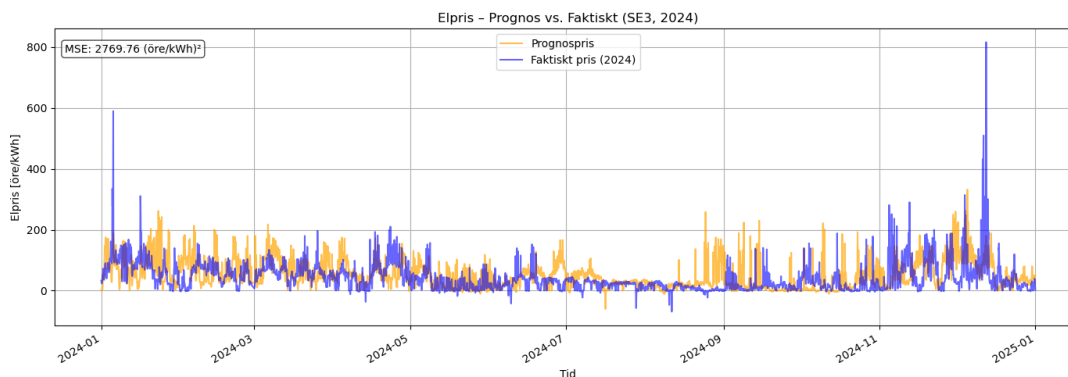


Figur 10: Prognosen för lasten och dess MSE.

En autoregressiv modell övervägdes initialt men blev för beräkningsmässig tung att köra kontinuerligt under simuleringen. Således valdes därför en statisk Random Forest modell som användes för att generera en prognos för hela året.

3.6.2 Prognos av elpris

Som prognos för år 2024 års elpriser i området SE3 användes år 2023:s priser vilket är en väldigt simpel lösning. En prognos med elpriserna togs även fram genom att träna en Random Forest-modell på elpriser från 2015-2023 men den resulterande prisprognosen hade ett betydligt högre MSE än vad 2023 års spotpriser hade som prognos. För att utvärdera de olika prognoserna validerades prognoserna mot 2024 års faktiska priser och utvärderades mot deras MSE. Random Forest-prognosen hade ett mycket högre MSE än den simplare prognosen och således användes den. I Figur 11 går det att se den fullständiga prisprognosen som användes i simuleringen.



Figur 11: Prognosen som för elpriset 2024. MSE uträknat mot de faktiska spotpriserna 2024.

3.6.3 PV-prognos

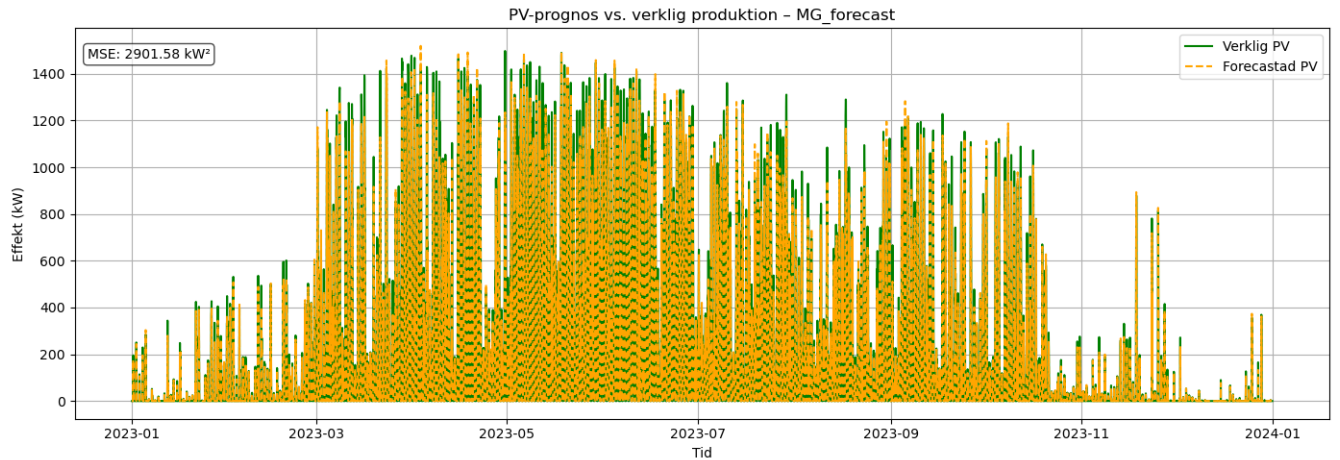
Eftersom en av styrstrategierna i detta arbete bygger på prognos om solelproduktion har en förenklad metod använts för att skapa en syntetisk PV-prognos baserat på den timupplösta produktionen från PVGIS. I verkligheten innehåller solcellsprognoser osäkerheter pga. molnighet, vädervariationer och temperaturförändringar. För att efterlikna dessa osäkerheter har PV-prognosen tagits fram genom att addera en biasfaktor och slumpmässigt brus på den faktiska PV-produktionen

enligt:

$$\hat{P}_{PV,t} = P_{PV,t} \cdot \beta \cdot (1 + \varepsilon_t)$$

där β är en konstant biasfaktor och $\varepsilon_t \sim \mathcal{N}(0, \sigma^2)$ är normalfördelat brus (i simuleringarna användes $\sigma = 0.10$ och $\beta = 0.9$).

Syftet med denna metod är inte att exakt återge verkliga prognosmodeller, utan att skapa en rimlig approximation av den typ av osäkerhet som styralgoritmer i mikronät måste hantera. Den fullständiga PV-prognosen går att se i Figur 12.



Figur 12: Prognosen för solelsproduktionen och dess MSE.

3.7 Dimensionering av batteri och känslighetsanalys

I simuleringen av mikronätet med batterilager har ett batteri med en maximal effekt på 50 kW och en energikapacitet på 50 kWh använts, vilket motsvarar ett 1 C-system. Det innebär att batteriet i teorin kan laddas upp eller urladdas helt inom en timme. Denna dimensionering valdes som ett rimligt utgångsvärde för att möjliggöra aktiv styrning av energiflöden utan att batteriet blir överdimensionerat i förhållande till mikronätets storlek. Batteriet kan endast hantera en begränsad andel av systemets totala topp effekt (7.444 MW enligt Tabell 8), vilket gör att styrstrategins effektivitet får större betydelse än lagringskapacitet i sig.

I den efterföljande känslighetsanalysen har de tre styrstrategierna utvärderats vid varierande batterikapaciteter för det industriella fallet, medan den maximala effekten för samtliga batterier hålls konstant vid 50 kW, detta då testsimuleringar visade att en större effekt än 50 kW inte gav märkbara skillnader.

För det kommunala fallet genomfördes ingen motsvarande känslighetsanalys. Dels på grund av tidsbegränsningar, men även för att resultaten i detta fall visade större skillnader mellan styrstrategierna redan med en given batterikonfiguration. I det industriella fallet var prestandaskillnaderna mellan strategierna mindre, vilket motiverade en närmare analys av hur batteriets kapacitet påverkar utfall som effektreduktion, SC och NPV. Därmed bedömdes en känslighetsanalys vara särskilt relevant för industrifallet för att tydliggöra varje strategis beroende av batteristorlek.

Syftet med analysen är att undersöka hur batteriets energikapacitet påverkar tre centrala resultatmått: förmågan att reducera effekttoppar, egenanvändning av sol SC samt investeringens nettonuvärde (NPV). Genom att jämföra dessa parametrar under olika kapacitetsnivåer kan styrstrategiernas effektivitet och lönsamhet i relation till batteristorlek bedömas. Analysen ger därmed en indikation på hur känsliga resultaten är för variationer i lagringsstorlek.

4 Resultat

I följande avsnitt presenteras resultaten från de genomförda simuleringarna för de två fallstudierna: ett industriellt och ett kommunalt mikronät. Fokus i huvudavsnittet ligger på det industriella fallet, medan resultaten från det kommunala fallet återfinns i sin helhet i appendix avsnitt 7.

Resultaten presenteras i tre delar. Först redovisas referensfallet utan mikronät, därefter följer en jämförelse mellan de tre styrstrategierna för mikronätet. Slutligen presenteras en känslighetsanalys där batterikapaciteten varierats för att undersöka styrstrategiernas prestanda och ekonomi under olika lagringsförutsättningar.

4.1 Referensscenario: Individuella anslutningar

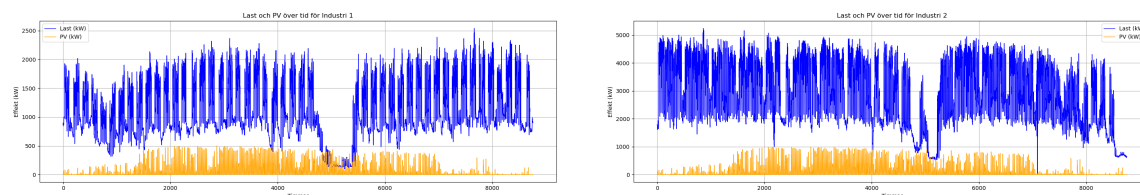
Simuleringen av referensfallet innebär som tidigare nämnt att de två olika byggnaderna (med installerade solcellsanläggningar) antas ha individuella nätslutningar utan möjlighet till energidelning. En sammanställning av referensscenariots resultat finns i Tabell 8.

Tabell 8: Sammanställning av resultat från simulering av referensscenariot (individuella nätslutning).

Byggnad	Köpt el [MWh]	Såld el [kWh]	Maxeffekt [MW]	Abonnemang	SC [%]	Totalkostnad [MSEK/år]
Industri 1	9 185	6 953	2.502	Effektabonnemang	98.7	12.860
Industri 2	23 968	199	5.242	Effektabonnemang	100	32.156
Totalt	33 153	7 152	7.444*	Effektabonnemang	99.35	45.016

* Maxeffekten för totalen är inte summan av de enskilda maxeffekterna, utan representerar den simultana toppeffekten.

Självkonsumtionsgraden SC är liknande för de båda industrierna kring 100% vilket indikerar att dimensioneringen av solcellsanläggningarna är mycket väl anpassad till förbrukningen och att de båda industriernas baslaster är väldigt höga vilket gör att nästintill all produktion från byggnadernas solceller direkt kan konsumeras vilket även kan ses i Figur 13a och Figur 13b.

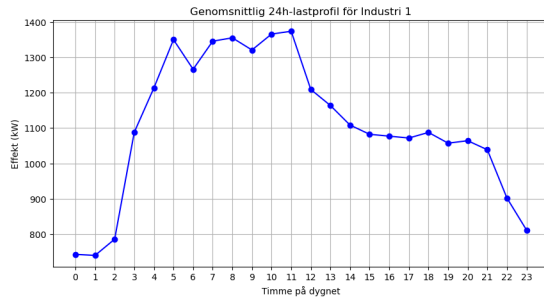


(a) Last- och PV-profil för industri 1 över hela året. (b) Last- och PV-profil för industri 2 över hela året.

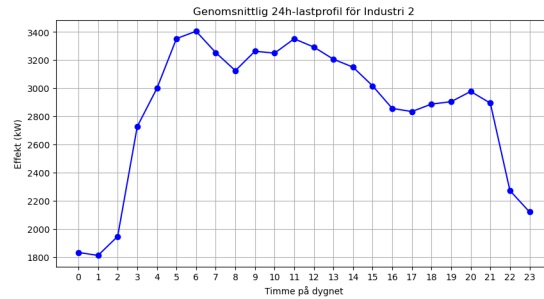
Figur 13: Last- och PV-profiler för industri 1 och 2.

Det är även intressant att analysera byggnadernas genomsnittliga 24-timmarslastprofiler som presenteras i Figur 14a och Figur 14b. Dessa skiljer sig något där Byggnad 1:s last har en tydlig ökning i efterfrågan från tidig morgon runt kl 03 och ett toppvärde kring kl 05-06. Därefter planar lasten ut på en lägre (men fortsatt hög) nivå under eftermiddagen innan den avtar på kvällen. Byggnad 2 har istället en högre men jämnare lastprofil över dygnet. Likt för byggnad 1 stiger efterfrågan tidigt på morgonen och håller en relativt jämn nivå under resten av dagen.

Dessa olika mönster i konsumtion kan förklaras av olika verksamhetsmönster eller driftscheman och kan vara viktiga för att förstå hur de olika styrstrategierna kan tillämpas och hur effektiva de är.



(a) Genomsnittlig dygnsprofil för byggnad 1.



(b) Genomsnittlig dygnsprofil för byggnad 2.

Figur 14: Genomsnittliga 24-timmarsprofiler för elförbrukningen i de två byggnaderna i industri-fallet.

4.2 Jämförelse av de olika styrstrategierna

En jämförelse av olika nyckeltal som används för att utvärdera de olika styrstrategiernas prestanda presenteras i Tabell 9. Av tabellen framgår det att samtliga styrstrategier lyckas minska effekttopparna i liknande utsträckning (effektreduktion kring 5.7 – 5.8 %). Med effektreduktion avses den genomsnittliga minskningen av månadernas effekttoppar. Den prognosbaserade strategin säljer ingen solet medan den SoH-fokuserade och responsiva sålde el. Däremot är den sålda mängden el väldigt liten i relation till mängden el som köps in.

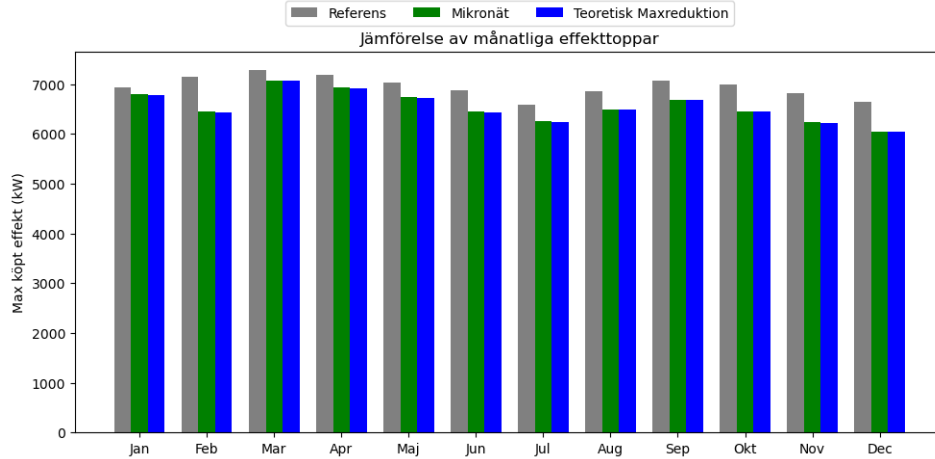
Mikronätet uppnådde samma SC och SF med samtliga tre styrstrategier vilket kan förklaras av att byggnadernas baslast är tillräckligt höga för att nästan konsumera all producerad solet direkt. Batterislitage (och därmed antal batterier) är högst för den prognosbaserade strategin. Samtliga strategier uppvisar en negativ NPV efter 10 år.

Tabell 9: Sammanställning av resultat från simuleringarna av mikronätet med olika styrstrategier. Effektreduktion avser medelvärdet av den månatliga effekttoppen jämfört med referensfallet.

Styrstrategi	Köpt el [MWh]	Såld el [MWh]	Effekttoppsreduktion [%]	SC [%]	SF [%]	Batterier [st]	NPV [MSEK]
Prognosbaserad	31 588	39.7	5.7	99.6	4.8	4	-31.9
SoH-fokuserad	31 586	40.3	5.8	99.6	4.8	1	-29.9
Responsiv	31 588	39.6	5.8	99.6	4.8	1	-29.9

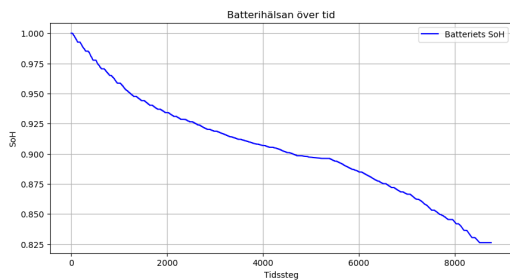
4.3 Mikronät: Prognosbaserad styrning

Resultaten från simuleringen med den prognosbaserade styrningen visar att mikronätet och styrstrategin lyckas minska mikronätets effekttoppar. Som kan ses i Figur 17 bidrar mikronätet och batteriet till att samtliga månader har lägre effekttoppar än referensfallet. Därtill ligger mikronätets effekttoppsreduktion väldigt nära den teoretiskt maximala effekttoppsreduktionen. Den absoluta toppeffektreduktionen varierar även mellan månaderna.

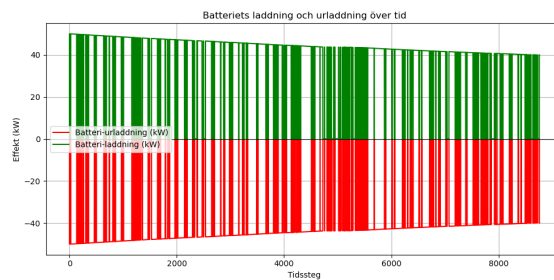


Figur 15: De månatliga effekttopparna för referensfallet, mikronätet med prognosbaserade styrningen samt de teoretiskt lägst möjliga effekttopparna.

Simuleringen visar även att styrstrategin använder batteriet frekvent för både laddning och urladdning. Figur 16b visar att batteriet är aktivt under stora delar av året, vilket tyder på att styrstrategin kontinuerligt försöker optimera effektlöden. Dessutom sker både laddning och urladdning ofta med väldigt höga effekter. Figur 16a visar samtidigt att batteriets hälsa (SoH) minskar successivt under simuleringen vilket indikerar att den frekventa användningen av batteriet leder till en påtaglig degradering av dess hälsa över tid.



(a) Batteriets SoH under det första året av simuleringen.



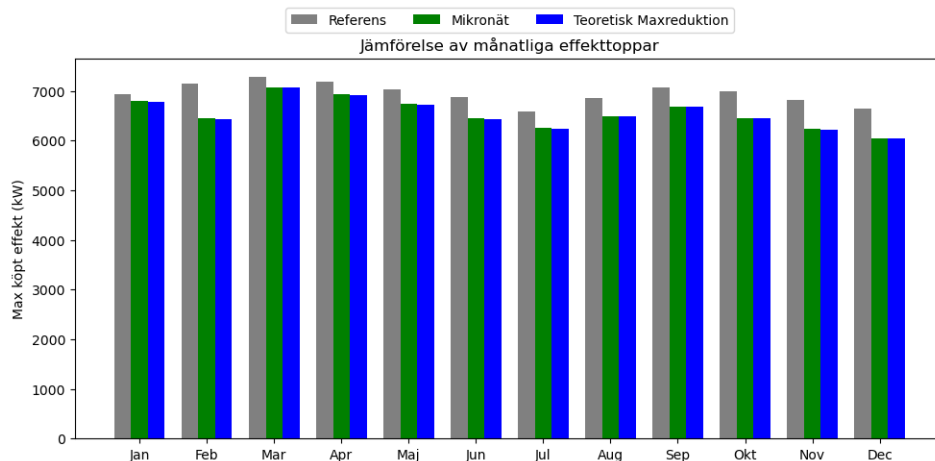
(b) Batteriets användning i mikronätet med prognosbaserad styrning.

Figur 16: Batterihälsa och användningsprofil i mikronätet vid prognosbaserad styrstrategi under det första året.

Dessutom visar simuleringen att mikronätet med den prognosbaserade styrstrategin ger ett negativt NPV över den analyserade tidsperioden på 10 år, se Tabell 10. Detta innebär att de ekonomiska besparingar som mikronätet, inklusive batteriet, medför jämfört med referensscenariot över tid inte representerar en lönsam investering. Utifrån observerad degradering av SoH under simuleringsåret (ca 5,5 %), uppskattas batteriet nå sin tekniska livslängdsgräns ($\text{SoH} \leq 70\%$) efter cirka 2 år. Det innebär att batteriet behöver ersättas 6 gånger under en 10-årsperiod för att säkerställa tillräcklig kapacitet och driftsäkerhet inom mikronätet.

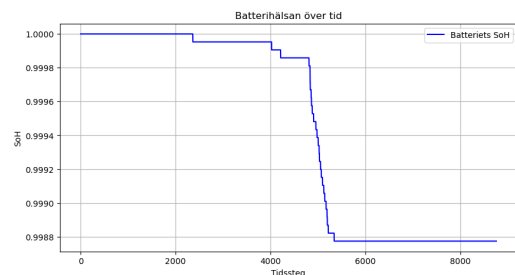
4.4 Mikronät: SoH-fokuserad styrning

Även implementeringen av den SoH-fokuserade styrningen av batteriet och mikronätet lyckades kapa effekttopparna samtliga månader jämfört med referensfallet, se Figur 17. Även för denna styrstrategi är effekttoppsreduktionen nära den teoretiskt maximala.

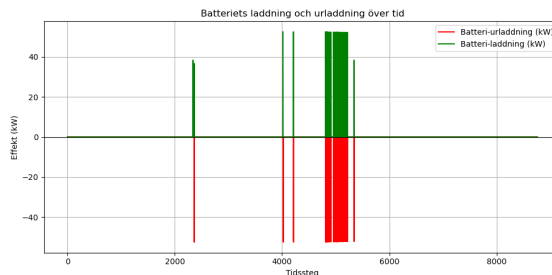


Figur 17: De månatliga effekttopparna för referensfallet, mikronätet med den SoH-fokuserade styrningen samt de teoretiskt lägsta möjliga effekttopparna.

Från Figur 18a går det att se att batteriet över det första året inte utsätts för någon påtaglig degradering vilket kan förklaras av den mer restriktiva användningen (speciellt jämfört med den prognosbaserade-strategin). Figur 18b visar att batteriets laddning och urladdning sker mer selektivt och endast de timmar som det finns ett solesöverskott. Övriga timmar är mikronätets primära funktion att den möjliggör energidelning mellan byggnaderna. Den långsammare degraderingen av batteriet gör att det uppskattas att det endast behövs 1 batteri under den utvärderade investeringsperioden.



(a) Batteriets SoH under det första året av simuleringen.



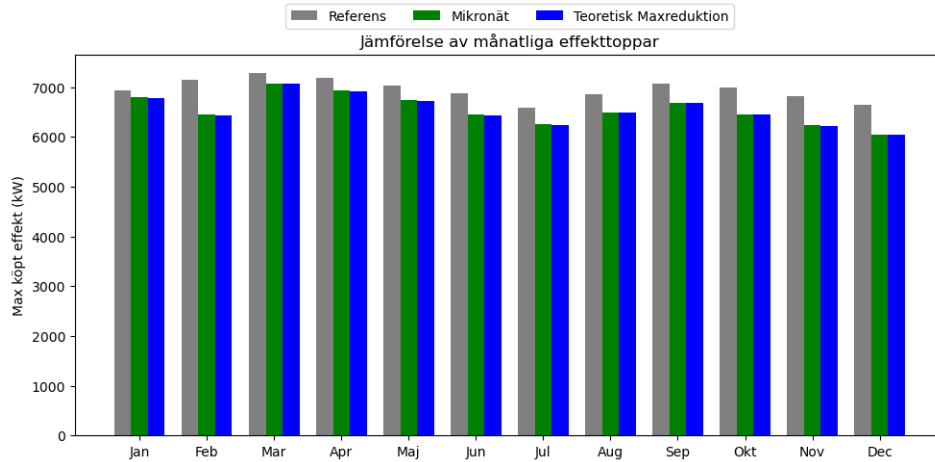
(b) Batteriets användning i mikronätet med SoH-fokuserad styrning.

Figur 18: Batterihälsa och användningsprofil i mikronätet vid SoH-fokuserad styrstrategi under det första året.

Styrstrategin uppvisar en negativ NPV över den analyserade perioden, se Tabell 10. Trots att strategin har en mer försiktig användning av batteriet lyckas den kapa effekttoppar samtidigt men besparingarna som investeringen ger upphov till är inte tillräckligt stora för att göra affären positiv.

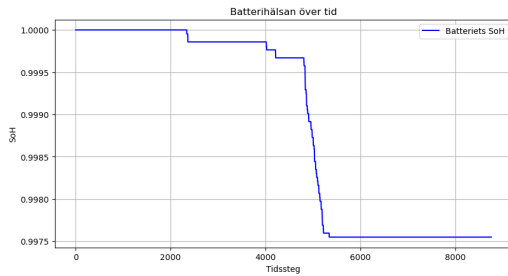
4.5 Mikronät: Responsiv styrning

Som kan ses i Figur 19 lyckas även den responsiva styrningen av mikronätet och dess batteri att minska effekttopparna under årets alla månader jämfört med referensfallet. Strategin reagerar direkt på eventuell överskottsproduktion utan att använda prognoser vilket gör att även denna styrstrategi endast använder batteriet under de timmar som det finns ett överskott av solel. Möjligheten till energidelning är alltså även för denna styrstrategi dess primära syfte.

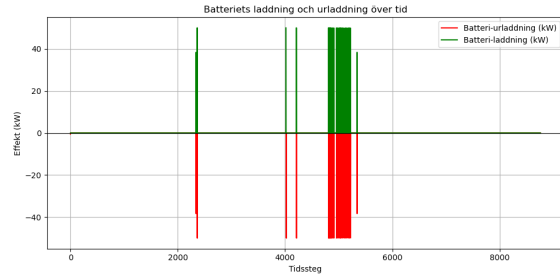


Figur 19: De månatliga effekttopparna för referensfallet, mikronätet med den responsiva styrningen samt de teoretiskt lägst möjliga effekttopparna.

Figur 20b visar batteriets användning över året. Då batteriet endast används till solelsöverskott är degraderingen relativt liten vilket gör att det endast behövs ett batteri under en 10-årsperiod. Även denna styrstrategi och mikronätet uppvisar en negativ NPV.



(a) Batteriets SoH under det första året av simuleringen med responsiv styrning.



(b) Batteriets användning i mikronätet med responsiv styrning.

Figur 20: Batterihälsa och användningsprofil i mikronätet vid responsiv styrstrategi under det första året.

4.6 Känslighetsanalys

Resultaten från känslighetsanalysen, som undersöker hur batteristorlek påverkar de tre olika styrstrategierna återfinns i Tabell 10.

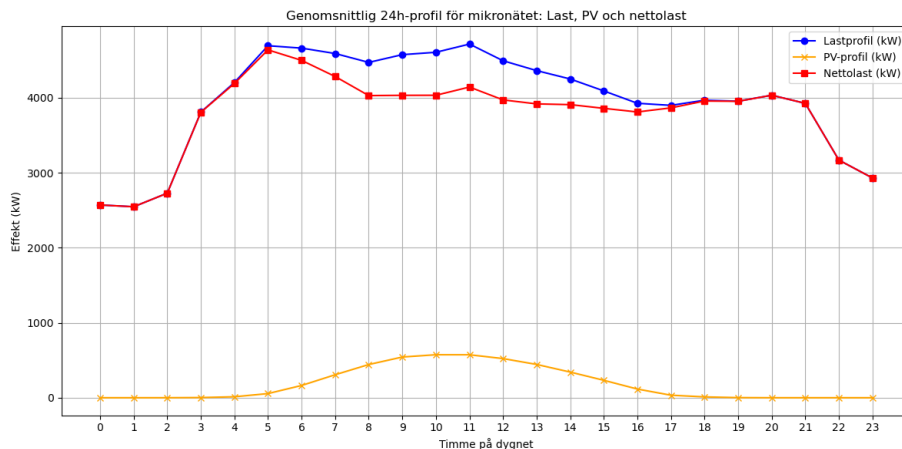
Tabell 10: Jämförelse mellan styrstrategier i känslighetsanalysen. Tabellen visar effekttopsreduktion, självförbrukning (SC) och nettonuvärde (NPV) för olika batteristorlekar i mikronätet.

Styrstrategi	Batteristorlek (kWh)	Effekttopsreduktion (%)	Självförbrukning (%)	NPV (kSEK)
Prognosbaserad	25	5,8	99,6	-30,7
	50	5,7	99,6	-31,9
	75	5,7	99,6	-33,1
	100	5,6	99,6	-34,2
Responsiv	25	5,8	99,6	-29,7
	50	5,8	99,6	-29,9
	75	5,8	99,6	-30,1
	100	5,8	99,9	-30,3
SoH-fokuserad	25	5,8	99,6	-29,7
	50	5,8	99,6	-29,9
	75	5,8	99,6	-30,1
	100	5,8	99,6	-30,3

I samtliga fall hölls batteriets C-rate till 1 C och batterikapaciteten varierades mellan 25 - 100 kWh. En tydlig trend är att effekttopsreduktionen förblir nästintill konstant oavsett batterikapacitet för den responsiva- och SoH-fokuserade strategin. Alltså klarar inte styrstrategierna av att utnyttja den ökade möjligheten till energilagring som en större batterikapacitet medför.

För den prognosbaserade styrstrategin observeras att dess förmåga till effekttopsreduktion blir sämre ju större batterikapacitet som installeras i mikronätet. Detta kan indikera att styrstrategin har svårt att planera sin laddning/urladdning på ett effektivt sätt när kapaciteten ökar vilket i sig kan bero på att dess prognoser inte är tillräckligt träffsäkra.

Det går även att se att SC är konstant 99.6% för samtliga batterikapaciteter och styrstrategier. Detta kan jämföras med referensfallets SC på 99.35% vilket indikerar att de två byggnadernas last- och PV-profil redan är mycket välmatchade vilket minskar behovet av batterilagring. Den minimala förbättringen av SC beror snarare på mikronätets möjlighet till energidelning mellan byggnaderna.



Figur 21: 24h-profil för mikronätets last, PV och nettolast. PV-produktionen kapar topparna mitt på dagen.

NPV, som representerar investeringens ekonomiska lönsamhet, minskar för alla strategier i takt med ökad batterikapacitet. Detta beror på de ökade initiala investeringskostnaderna för större batterier, som inte vägs upp av motsvarande nyttor i form av minskade effekttoppar eller ökad självförbrukning. Det mest kostnadseffektiva alternativet, givet denna specifika last- och produktionsprofil, är därför ett batteri på 25 kWh.

Sammanfattningsvis visar denna känslighetsanalys att ett mindre batteri, kring 25 kWh, är mest optimalt. För både den responsiva och SoH-fokuserade strategin verkar batteriet inte vara den begränsande faktorn – utan snarare styrlogiken, som inte anpassar sig efter ökad kapacitet. Den prognosbaserade strategins minskade prestanda vid större batterier tyder i sin tur på att styrningen inte lyckas nyttja den ökade lagringskapaciteten effektivt. En möjlig förklaring är att de prognostiserade effekttopparna inte alltid stämmer överens med de faktiska topparna som används för att beräkna månadens abonnemang. Även om Figur 21 visar typiska toppar vid kl. 5 och 11 i ett genomsnittligt dygn, kan de faktiska topparna vissa månader inträffa vid helt andra tidpunkter, vilket gör dem svårare att förutse.

5 Diskussion

De tre implementerade styrstrategierna visade samtliga kapacitet att reducera mikronätets effekttoppar jämfört med referensfallet, vilket framgår både i Tabell 9 och det specifika testfallet i Appendix Tabell 12. Detta stärker hypotesen att ett batterilager i kombination med mikronät kan utgöra ett effektivt verktyg för att minska belastningen på elnätet.

Den *SoH*-fokuserade strategin presterade, tillsammans med den responsiva styrningen, bäst avseende effekttopsreduktion i industrifallet. Denna effekt kan härledas till strategins styrlogik: batteriet laddas endast vid energibehov om $SoC < 75\%$ och urladdas endast om $SoC > 60\%$. Denna buffertzon mellan 60–75% säkerställer att batteriet förblir tillgängligt för framtida toppar, samtidigt som laddning vid solelsöverskott möjliggörs. Att urladdning sker vid högt SoC bidrar också till att sänka nettolasten i realtid.

Trots att *SoH*-strategin inte förutser framtida toppar proaktivt, visar resultaten att en välutformad reaktiv logik ändå kan vara effektiv i att hantera dessa. Detta antyder att strategiutformningen i sig kan väga tyngre än prognostisk förmåga i vissa tillämpningar. Skillnaderna mellan strategiernas prestanda var dock generellt sett måttliga, vilket tyder på att batteriets dimensionering och lastprofilen också spelar en avgörande roll.

Den prognosbaserade strategin, vars syfte är att identifiera och kapa framtida toppar genom aggressiv batterianvändning, uppvisade lägst förmåga till effekttopsreduktion i industrifallet. En sannolik förklaring är bristande noggrannhet i lastprognoserna. Figur 10 visar att prognosen hade ett högt MSE, vilket minskade styrstrategins träffsäkerhet. Felaktiga prognoser leder till laddning och urladdning vid ogynnsamma tillfällen eller missade effekttoppar. I det kommunala fallet däremot, där prognosens MSE var lägre, presterade den prognosbaserade strategin bäst sett till både effekttopsreduktion men även NPV. Detta visar att strategins effektivitet är starkt beroende av kvaliteten på de prognoser som den använder.

Den responsiva strategin, som fattar beslut baserat enbart på aktuellt timplåge och inte använder prognoser, visade sig vara robust. Trots sin enkelhet presterade den bättre än den prognosbaserade i industrifallet, vilket belyser att avancerade och datakrävande metoder inte alltid ger bättre resultat. I praktiken krävs en avvägning mellan optimeringspotential och robusthet: medan en prognosbaserad strategi teoretiskt sett kan styra energiflöden mer optimalt, är den också känsligare för osäkerheter i indata. Den responsiva strategin erbjuder större förutsägbarhet och stabilitet, vilket kan vara fördelaktigt i många tillämpningar.

Den *SoH*-fokuserade styrningen genererade lägst antal fulla laddnings och urladdningscykler som efter rainflow-analysen indikerade ett mindre batterislitage jämfört med de andra två strategierna i de båda testfallen. Mikronätets och styrstrategins påverkan på batterihälsan är givetvis en viktig parameter vid dimensionering och val av styrstrategi. Som resultaten från simuleringarna visade kan batterivänlig användning av mikronätet också vara ekonomiskt lönsamt då batterier är en betydande del av investeringen. Den *SoH*-fokuserade styrstrategin försökte främst undvika mikrocykler dvs. små cykler som inte skulle ha någon större påverkan på månadens effekttoppar men som ändå orsakar slitage. Denna typ av styrning är särskilt intressant om syftet med mikronätet är att kapa effekttoppar snarare än att maximera självförbrukning eller minimera inköp av el varje timme. Detta visar på vikten att anpassa styrningen av systemet med det övergripande målet med systemet.

Den responsiva strategin gav högst SC av sol i både industri och det kommunala fallet vilket var väntat med tanke på dess utformning. Strategin styr batteriet och mikronätet helt utifrån det aktuella överskottet och laddar batteriet vid varje överskott. Genom att konsekvent ta tillvara på överskottsproduktionen från solcellerna i realtid minimeras behovet av att exportera el till nätet, vilket direkt ökar självförbrukningen. Detta kan ses som förväntat då de andra styrstrategierna hade fokus på effekttopsreduktion respektive batterihälsa.

För industrifallet genererade den *SoH*-fokuserade strategin det mest positiva *NPV*-värdet över en 10-årsperiod. Detta indikerar att det inte nödvändigtvis är mest ekonomiskt fördelaktigt att maximera batteriets användning. Både den *SoH*-fokuserade och den responsiva strategin, som kännetecknas av en mer återhållsam användning av batteriet, resulterade i de minst negativa *NPV*-värdena. Dessa resultat tyder på att en försiktig batterianvändning, som minimerar kapacitetsförlust och degradering, kan vara lika eller mer lönsam än en aggressiv styrning – åtminstone under de förhållanden som simulerats i industrifallet.

I det kommunala fallet var det däremot den prognosbaserade strategin som uppvisade det högsta *NPV*-värdet. Detta kan förklaras av att strategin, med stöd av mer tillförlitliga lastprognoser, lyckades kapa effekttopparna mest effektivt, vilket i sin tur förbättrade den ekonomiska lönsamheten. Resultaten understryker vikten av att vid optimering av mikronät väga både kortsiktiga vinster och långsiktiga kostnader kopplade till batteriets degradering och framtida ersättningsbehov.

5.1 Modellbegränsningar

De modeller och styrstrategier som använts i simuleringarna bygger på ett antal förenklingar och antaganden. Simuleringarna baseras på timdata för både last och solesproduktion, vilket innebär att snabba variationer i effektuttag och produktion inte fångas upp. I verkligheten sker sådana förändringar under kortare förlopp, vilket kan påverka både dimensioneringsbehovet av batteriet och styrningens prestanda. Kortvariga toppar och dalar i effektbehov tenderar att utjämnas i timdata, vilket kan leda till att batterikapacitet eller styrlogik underskattas i simuleringen. I praktiken kan dessa variationer kräva mer sofistikerad styrning eller större kapacitet i både energi och effekt.

En potentiell felkälla i modelleringen är att den lastdata som används kan komma från byggnader där solcellsanläggningar redan är installerade. I sådana fall är det troligt att elmätaren endast registrerar den el som faktiskt köps från nätet, det vill säga nettolasten efter att lokal solesproduktion har konsumerats internt. Detta innebär att den faktiska elförbrukningen i byggnaden är högre än den som registrerats, eftersom en del av behovet täcks direkt av solcellsproduktionen och därmed inte syns i mätvärdena. Om modellen sedan lägger till en simulerad solcellsanläggning ovanpå denna lastprofil – utan att ta hänsyn till befintlig produktion – riskerar detta att leda till en dubbelräkning av soles.

Utöver detta antas ingen efterfrågeflexibilitet på lastsidan, vilket ytterligare begränsar modellens förmåga att minska effekttoppar. I verkliga system finns det ofta viss möjlighet att tillfälligt minska eller tidsförskjuta laster, särskilt vid höga effekttoppar. Ett styrsystem som kan identifiera och utnyttja sådan flexibilitet skulle potentiellt kunna bidra till mer effektiv och dynamisk styrning. Frånvaron av lastflexibilitet i modellen påverkar inte bara styrstrategiernas prestanda men även resultatens generaliserbarhet. För att möjliggöra mer optimal styrning krävs djupare kunskap om lastens sammansättning och vilka komponenter som är möjliga att påverka eller förskjuta i tid.

En annan begränsning i arbetet är att endast den prognosbaserade styrstrategin använde batteriet även under timmar då ingen solesproduktion fanns tillgänglig. Även om denna strategi i simuleringarna uppvisade den svagaste prestandan, innebär det inte nödvändigtvis att det är felaktigt att försöka nyttja batteriet även i frånvaro av solesöverskott. De två övriga styrstrategierna utvecklades och anpassades utifrån ett tidigare dataset, vilket som nämnts i avgränsningarna, skilde sig från det slutliga datamaterialet. Därför var de inte optimerade för att hantera situationer med låg solesproduktion. Det hade varit önskvärt att justera även dessa styrstrategier för att bättre ta tillvara batteriets potential vid låg solproduktion, men på grund av att det nya datasetet tillkom sent i arbetet bedömdes detta inte vara genomförbart inom tidsramen. Istället redovisas styrstrategiernas resultat från det gamla datasetet i ett separat avsnitt i appendix.

5.2 Lastprofilens påverkan på mikronätet

I detta arbete har två typer av tillämpningar analyserats: ett industriellt och ett kommunalt fall. I industrifallet användes två lastprofiler (se Figur 14a och Figur 14b) som uppvisade liknande dygnsmonster och en god samstämmighet med solelsproduktionen. Denna matchning innebar att det ofta fanns tillgång till överskottsenergi just under de timmar då effekttoppar inträffade, vilket möjliggjorde effektiv laddning av batteriet och påföljande toppkapning. I detta scenario visade simuleringarna att en ökad batterikapacitet inte nödvändigtvis ledde till ytterligare effektreduktion, då begränsande faktorn snarare var mängden tillgänglig överskottsenergi än lagringsutrymmet. För att uppnå ett mer positivt NPV med befintliga styrstrategier hade det troligen krävts en högre installerad solelseffekt.

I det kommunala fallet uppvisar lastprofilen en markant topp effekt mitt på dagen, vilket överensstämmer väl med den tid då solelsproduktionen är som högst (se Figur 23). Denna tidsmässiga samordning mellan efterfrågan och produktion möjliggör att en betydande andel av energibehovet kan tillgodoses direkt från den lokala solcellsanläggningen. Detta förbättrar förutsättningarna för hög egenanvändning och effektiv batteriladdning, samtidigt som elnätet avlastas under dygnets mest belastade timmar. Den goda matchningen minskar även behovet av energilagring över längre tidshorisonter, vilket kan ha en positiv inverkan på både systemets kostnadseffektivitet och tekniska hållbarhet.

En central aspekt vid utformningen av mikronät är graden av matchning mellan produktion och last, både i storlek och i tid. I detta arbete har matchningen varit relativt god i båda fallen, vilket innebär att batteriet kunnat laddas effektivt under dagens solelsöverskott och därefter användas för att kapa toppar inom samma tidsfönster. Dock hade det kommunala fallet en större PV-installation i relation till lasten vilket gav än lägre SC. I scenarier med sämre matchning – till exempel om majoriteten av lasttopparna inträffar kvällstid eller nattetid när solelsproduktionen är låg – ställs betydligt högre krav på både batteriets kapacitet och styrstrategins förmåga att planera energianvändningen över längre tidsintervall. Om matchningen mellan produktion och last istället är låg ökar behovet av lagring och flexibilitet och således även den totala kostnaden för mikronätet. Detta illustrerar hur viktigt det är att förstå den lokala lastens beteenden i förhållanden till tillgänglig produktion vid utformning av mikronätet.

Under svenska förhållanden, där solelproduktionen är som störst under sommarmånaderna, är mikronätet som mest effektivt på att kapa effekttoppar just under denna period. Utmaningen uppstår istället under vinterhalvåret, då både produktionen är låg och topp effekterna ofta är högre. I dessa fall minskar nyttan av lokal solproduktion, vilket innebär att batteriet i högre grad måste laddas från nätet för att kunna kapa toppar – något som påverkar både ekonomi och samhällsnytta.

För att hantera dessa säsongsmässiga obalanser kan man antingen använda kompletterande energikällor med mer planerbar produktion, exempelvis biokraft eller investera i större batterilager som kan lagra energi över längre tid. Simuleringarna av industrifallet i detta arbete visade dock att ett större batterilager inte var ekonomiskt lönsamt med de last- och produktionsprofiler som användes. Detta tyder på att ökad lagringskapacitet endast är motiverad om det samtidigt finns ett tydligt överskott att lagra – något som kräver en högre installerad solelseffekt eller annan lokal energikälla.

Det är även viktigt att lyfta att den slutgiltiga lastdata som användes i simuleringarna blev tillgänglig först i ett senare skede av arbetet. De styrstrategier som utvärderats togs initialt fram utifrån annan lastdata, vilket inneburit att styrstrategierna inte hunnit kalibreras i detalj mot det faktiska datasetet. Det är därför möjligt att strategiernas prestanda hade kunnat förbättras ytterligare genom en mer noggrann anpassning. Vid tidigare tester med det ursprungliga datasetet uppvisade strategierna något mer förväntade resultat, vilket ytterligare understryker vikten av att förstå de laster som ska ingå i mikronätet för att på ett optimalt sätt kunna utforma styrsystemet för mikronätet.

Sammanfattningsvis visar resultaten att samspelet mellan produktion och last är avgörande för mikronätets effektivitet. En god matchning kan förenkla styrningen och minska behovet av lagring, medan en låg grad av matchning ställer högre krav på både teknik och strategi. Detta visar på vikten av en noggrann förståelse för lokal last och tillgänglig produktion – inte minst för att säkerställa både kostnadseffektivitet och teknisk hållbarhet i ett långsiktigt perspektiv.

5.3 Mikronätets roll i det framtida elnätet

Resultaten från detta arbete visar även att mikronät med batterilager har potential att både minska lokala effekttoppar och öka användningen av lokalproducerad solel. Dessa egenskaper gör mikronät till ett attraktivt verktyg i energiomställningen, särskilt i områden där elnätet är hårt belastat eller där flexibilitet i efterfrågan behövs. I sådana nätområden kan mikronät utgöra ett effektivt komplement till traditionell nätutbyggnad, genom att jämna ut effekttoppar och minska behovet av förstärkningar i det överliggande nätet. Genom att integrera lokal produktion och energilagring med intelligenta styrsystem kan mikronät bidra till att förbättra den lokala försörjningstryggheten och samtidigt minska sårbarheten vid störningar i det centrala elnätet.

Att etablera ett mikronät kräver investeringar i produktionskapacitet, energilagring och styrsystem. Dessa investeringar är inte alltid ekonomiskt lönsamma utifrån traditionella kalkyleringsmått, såsom NPV. En mikronätsinvestering med negativt NPV kan dock ändå vara välgrundad om syftet är att uppnå en mer robust och resilient elförsörjning – något som blir allt viktigare i takt med att elnäten utsätts för ökande belastning och kapacitetsbegränsningar.

I takt med att utbyggnaden av solceller fortsätter i Sverige kan mikronät också spela en viktig roll för att öka den lokala egenanvändningen av solel. Genom att lagra överskottsproduktion och möjliggöra energidelning mellan byggnader kan mikronät bidra till att minska parallellflöden i elnätet under soliga timmar. Detta kan i sin tur avlasta distributionsnätet och bidra till ökad nätstabilitet.

Extremfallet när det kommer till resiliens för ett mikronät är att det ska utformas för att kunna gå i ö-drift dvs. att det ska verka utan att behöva en nätanslutning. Ett sådant scenario ställer helt andra krav på energilager, produktion och flexibilitet beroende på hur länge mikronätet ska kunna verka i ö-drift. Möjligheten till detta är något som inte berörs i detta arbete. I denna studie har fokus legat på nätanslutna mikronät, där samverkan med det överliggande elnätet utgör en central del av systemets funktion och optimering.

Trots de tekniska och systemmässiga fördelar som mikronät kan erbjuda, utgör dagens lagstiftning ett betydande hinder för deras bredare implementering. Det är i dagsläget svårt att etablera mikronät utanför ramen för test- eller demonstrationsanläggningar, vilket begränsar möjligheterna till kommersiell tillämpning. Denna osäkerhet kring regelverk och ägandestrukturer skapar i sin tur hinder för utvecklingen av hållbara affärsmodeller, särskilt i urbana områden där byggnader med kompletterande last- och produktionsprofiler – exempelvis bostäder och industrier – skulle kunna samverka genom lokal energidelning.

5.4 Förslag till fortsatt arbete

Det finns flera möjligheter till fortsatt arbete som kan bredda och fördjupa resultaten från detta arbete. Nedan listas ett antal intressanta ämnen som identifierats under arbetet:

- **Integration av elbilsladdning:** Studera hur elbilars laddmönster påverkar lastprofilen och hur flexibiliteten i laddningen eller "vehicle to grid" kan användas för effekttoppskapning. Dessutom analysera vilken degradering av bilbatteriet som skulle uppstå.
- **Deltagande på flexibilitetsmarknader:** Analysera hur mikronät kan agera på marknader för stödtjänster eller efterfrågefleksibilitet för att öka ekonomisk nytta.
- **Utredning av ödrift:** Undersöka vad som krävs för att mikronätet ska kunna fungera i ödrift,

inklusive krav på styrsystem, redundans och energibalans vid bortkoppling från överliggande nät.

- **Kombination av olika lastprofiler:** Utforska hur mikronätets effektivitet påverkas när byggnader med olika typer av lastmönster ingår, t.ex. kontor, bostäder och industri.

6 Slutsats

I detta examensarbete har tre olika styrstrategier för batterilagring i mikronät utvärderats. Simuleringarna har genomförts för två olika fall, ett industrifall med två byggnader och ett kommunalt testfall med tre byggnader där båda fallen inkluderar ett gemensamt batterilager. Syftet har varit att undersöka hur val av styrstrategi påverkar effekttoppar, ekonomisk lönsamhet, egenanvändning av solel samt batteriets hälsa över tid.

Resultaten visar att styrstrategierna i olika grad kan bidra till att kapa effekttoppar i mikronätet. Den SoH-fokuserade strategin uppnådde den största effekttopsreduktionen i industrifallet, medan den prognosbaserade styrningen var mest effektiv i det kommunala testfallet. Detta visar att de tre olika styrstrategierna presterade olika i de två fallen och att lastprofilen, produktionsmönstret och systemets karaktär har stor betydelse för styrningens effekt. Prognosbaserad styrning kan ge goda resultat när tillräckligt bra prognoser finns tillgängliga, men i situationer med hög osäkerhet eller då batterihälsa prioriteras, kan en SoH-fokuserad strategi vara mer fördelaktig.

Sett till ekonomisk lönsamhet uppnådde den SoH-fokuserade strategin det högsta nettonuvärdet i industrifallet även om den var negativ. Detta förklaras av det låga batterislitaget och det minskade behovet av batteribyten över tid. I det kommunala fallet presterade däremot den prognosbaserade strategin bäst ur ett ekonomiskt perspektiv, eftersom den resulterade i störst effekttopsreduktion och därmed lägre kostnader för effektabonnemang. Denna styrstrategi medförde dock ett högre slitage på batteriet och ett större antal batteribyten i båda fallen.

Den responsiva strategin gav det lägsta NPV:t i båda fallstudier, trots att den uppnådde hög självförbrukning av solel. Detta tyder på att hög självkonsumtion i sig inte är tillräckligt för att säkerställa ekonomisk lönsamhet, särskilt om strategin inte också kapar effekttoppar.

Vad gäller självförbrukning visade den responsiva strategin störst effektivitet, vilket är väntat eftersom den reagerade direkt på tillgången till solenergi utan att beakta elpris eller prognoser för last. Denna enkla styrprincip maximerade solelanvändningen i stunden men tog inte hänsyn till när det var mest lönsamt att använda batteriet.

Slutligen visar resultaten att styrstrategin har stor inverkan på batteriets långsiktiga hälsa. Strategier som innebär frekvent cykling, höga effekttuttag eller djupa urladdningar leder till snabbare degradering. Den SoH-fokuserade strategin var tydligt mest skonsam mot batteriet och visade sig lämplig för system där batteriets livslängd prioriteras högt.

Sammanfattningsvis visar arbetet att styrstrategin bör väljas utifrån mikronätets mål och förutsättningar. Om målet är att kapa effekttoppar och minska kostnader kan en prognosbaserad strategi vara mest effektiv. Om fokus istället ligger på att skydda batteriet eller maximera självförbrukningen av solel, är andra strategier mer lämpliga. Det finns alltså inte en universellt bäst strategi utan implementeringen av mikronätets styrning bör anpassas efter systemets specifika behov och förutsättningar.

Referenser

- [1] Svenska kraftnät, “Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2024,” 2024, Ärende nr: 2024/1927, publicerad 2024-05-31. Tillgänglig: <https://www.svk.se/>.
- [2] Energimyndigheten, “Kortsiktiga prognoser - energimyndigheten,” 2025, hämtad: 2025-01-21. Tillgänglig: <https://www.energimyndigheten.se/energisystem-och-analys/framtidens-energisystem/kortsiktiga-prognoser/>.
- [3] Svenska kraftnät, “Sveriges elnät,” 2025, hämtad: 2025-01-27. Tillgänglig: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/oversikt-av-kraftsystemet/sveriges-elnat/>.
- [4] Ekonomifakta, “Hur fungerar kraftnätet?” 2025, hämtad: 2025-02-24. Tillgänglig: https://www.ekonomifakta.se/sakomraden/elfakta/om-energi/hur-fungerar-kraftnattet_1211907.html.
- [5] Sveriges Riksdag, “Ellag (1997:857),” 2021, senaste ändring: Lag (2021:741). Tillgänglig: https://www.riksdagen.se/sv/dokument-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/ellag-1997857_sfs-1997-857.
- [6] Energimarknadsinspektionen, “Undantagen i ikn-förordningen,” 2025, hämtad: 2025-05-06. Tillgänglig: <https://ei.se/bransch/undantag-fran-kravet-pa-natkoncession-ikn/undantagen-i-ikn-forordningen>.
- [7] A. Flyckt, “Lokalt likströmsnät för kontorsbyggnader försedda med solceller: En ekonomisk och teknisk utvärdering,” Master’s thesis, Uppsala University, 2018.
- [8] E. Jonasson, “Optimering av lokalt likströmsnät: En fallstudie i att maximera utnyttjandet av ett energidelningsnät,” Master’s thesis, Uppsala universitet, 2020.
- [9] RISE Research Institutes of Sweden, “Systemförändring med lokalt delad energi – om projektet,” [Online]. Tillgänglig: <https://www.ri.se/sv/systemforandring-med-lokalt-delad-energi/systemforandring-med-lokalt-delad-energi-om-projektet>, 2025, hämtad: 2025-02-05.
- [10] F. Padovani, J. Thakur, and B. Laumert, “D1.3 techno-economic analysis of two energy communities in sweden,” KTH Royal Institute of Technology, Tech. Rep., 2024.
- [11] Örebro kommun, “Tamarinden,” 2025, hämtad: 2025-02-25. Tillgänglig: <https://extra.orebro.se/byggorebro/tamarinden.4.4ffbbf5616ac98ac8f49fb.html>.
- [12] M. Stierna, “Theoretical optimization of solar electricity using a dc-microgrid,” Master’s thesis, Lund University, 2018, tVBH-5098. Tillgänglig: <https://lup.lub.lu.se/student-papers/search/publication/TVBH-5098>.
- [13] C. Stoltz and J. Skrealid, “Analys av mikronät: Genomgång av regelverk och teknoekonomisk utvärdering av mikronätet i fjärås,” Master’s thesis, Uppsala universitet, 2020, uPTEC ES 20006. Tillgänglig: <http://www.teknet.uu.se/student>.
- [14] J. Munkhammar and J. Widén, “Photovoltaic power generation: Modeling, forecasting, and grid integration,” *Renewable Energy Journal*, 2025, tillgänglig: <https://www.example.com>.
- [15] PV Education, “I-v curve of a solar cell,” 2024, hämtad: 2024-02-25. Tillgänglig: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/iv-curve>.
- [16] R. Luthander, J. Widén, D. Nilsson, and J. Palm, “Photovoltaic self-consumption in buildings: A review,” *Applied Energy*, vol. 142, pp. 80–94, 2015.
- [17] BioLogic, “What are soc and soh of a battery, how to measure them?” <https://www.biologic.net/topics/battery-states-state-of-charge-soc-state-of-health-soh/>, 2023, hämtad: 2025-03-03.
- [18] Laddboxbolaget, “Vad är c-tal för ett batteri?” 2025, hämtad: 2025-03-03. Tillgänglig: <https://laddboxbolaget.se/c-tal-batteri/>.

- [19] J. Vetter, P. Novák, M. R. Wagner, C. Veit, K.-C. Möller, J. O. Besenhard, M. Winter, M. Wohlfahrt-Mehrens, C. Vogler, and A. Hammouche, “Ageing mechanisms in lithium-ion batteries,” *Journal of Power Sources*, vol. 147, no. 1–2, pp. 269–281, 2005.
- [20] Siemens Digital Industries Software, “Rainflow counting,” 2019, senast redigerad: 2023-09-19. Tillgänglig: <https://support.sw.siemens.com/en-US/knowledge-base/PL8007684>.
- [21] Investopedia, “Net present value (npv): What it means and steps to calculate it,” 2024, hämtad: 2025-03-25. Tillgänglig: <https://www.investopedia.com/terms/n/npv.asp>.
- [22] L. Breiman, “Random forests,” *Machine Learning*, vol. 45, no. 1, pp. 5–32, 2001.
- [23] Skatteverket, “Skatt på el,” 2023, hämtad: 2023-02-10. Tillgänglig: <https://skatteverket.se/foretag/skatterochavdrag/punktskatter/energiskatter/skattpael.4.15532c7b1442f256bae5e4c.html>.
- [24] Skatteverket, “Mikroproduktion av förnybar el - näringsfastighet,” Online. Tillgänglig: <https://www.skatteverket.se/foretag/skatterochavdrag/fastighet/mikroproduktionavfornybarelnaring> 2023, hämtad: 2023-02-10.
- [25] Dala Energi, “Anonymiserad lastdata,” april 2025, opublicerad, anonymiserad data erhållen från Dala Energi.
- [26] M. Nystrand, “Lastdata för byggnader i uppsala,” 2025, dataset erhållet från Uppsala kommun.
- [27] Vattenfall Eldistribution AB, “Effektabonnemang – prislista 2025-01 privat,” Online. Tillgänglig: <https://www.vattenfalleldistribution.se>, 2025, gäller från 2025-01-01.
- [28] Vattenfall Eldistribution AB, “Säkringsabonnemang – prislista 2025-01 privat,” Online. Tillgänglig: <https://www.vattenfalleldistribution.se>, 2025, gäller från 2025-01-01.
- [29] ENTSO-E Transparency Platform, “Day-ahead prices for sweden on 2025-04-04,” 2025, hämtad: 2025-04-04. Tillgänglig: <https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/r2/dayAheadPrices/show>.
- [30] W. Cole and A. Karmakar, “Cost projections for utility-scale battery storage: 2023 update,” National Renewable Energy Laboratory (NREL), Tech. Rep. NREL/TP-6A40-85332, juni 2023, tillgänglig: <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/85332.pdf>.
- [31] K. Lindgren, “Personlig kommunikation med siemens,” E-postkorrespondens, 2025.
- [32] B. Xu, A. Oudalov, A. Ulbig, G. Andersson, and D. S. Kirschen, “Modeling of lithium-ion battery degradation for cell life assessment,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 1131–1140, 2018.
- [33] European Commission, Joint Research Centre, “Pvgis – photovoltaic geographical information system,” 2024, solcellsproduktionsdata genererad med PVGIS verktyget online. Tillgänglig: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/, Hämtad: 2025-04-10.
- [34] X. Hu, S. Li, and H. Peng, “A comparative study of equivalent circuit models for li-ion batteries,” *Journal of Power Sources*, vol. 198, pp. 359–367, 2012, tillgänglig: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775311019262>.
- [35] G. Yükses and A. Alkaya, “Effect of the depth of discharge and c-rate on battery degradation and cycle life,” *14th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ELECO)*, pp. 1–7, 2023, hämtad: 2025-02-27.
- [36] National Renewable Energy Laboratory (NREL), “Photovoltaic modeling in sam,” 2025, hämtad: 2025-02-26. Tillgänglig: <https://sam.nrel.gov/photovoltaic.html>.

7 Appendix

I detta appendix presenteras kompletterande analyser och resultat som inte redovisades i huvudkapitlen, men som är relevanta för att visa arbetets styrstrategiers tillämpningar och generaliserbarhet. Fokus ligger på simuleringar som genomförts med ett alternativt dataset från kommunala byggnader, samt på utvärdering av de tre styrstrategiernas prestanda med det nya datasetet.

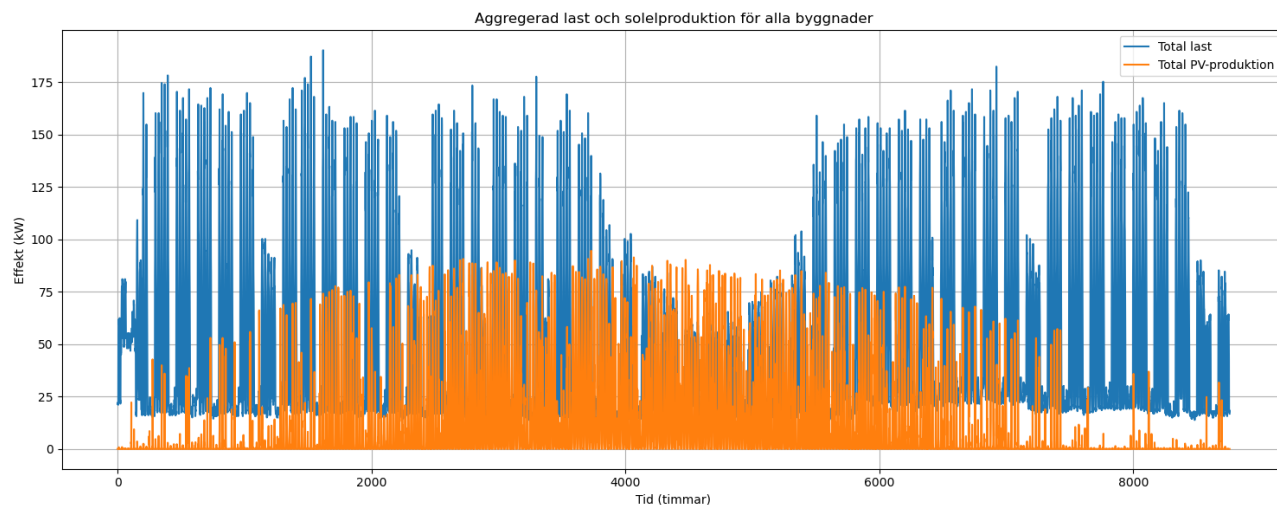
7.1 Testfall av styrstrategierna på annan data

Under följande avsnitt kommer resultaten från simuleringar genomförda med ett annat dataset att presenteras. Det är samma tre styrstrategier som används för simuleringarna och upplägget är det samma som i huvudtexten.

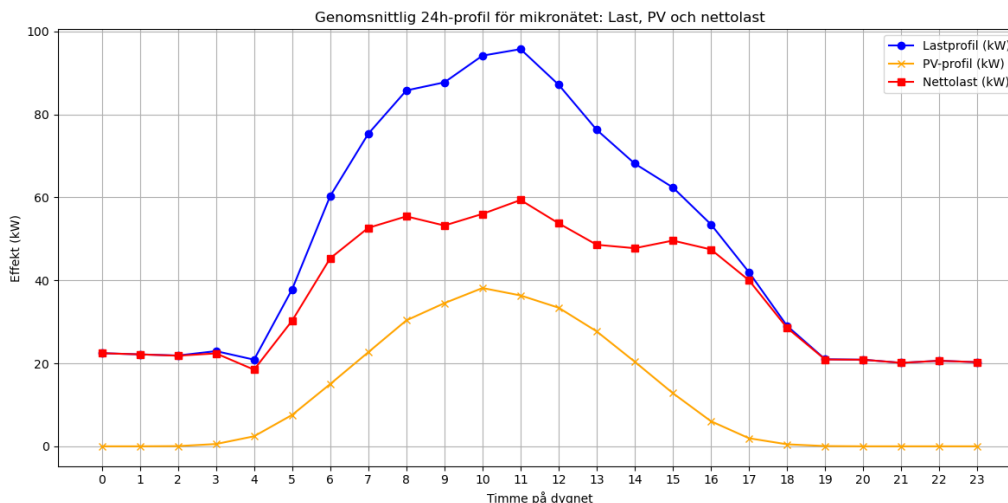
Först beskrivs vad det är för data som används och vart det kommer ifrån och sedan hur solcellsanläggningarna för dessa byggnader togs fram. Därefter presenteras de olika prognoser som användes i den prognosbaserade styrningen. Slutligen presenteras simuleringarna av referensscenariot, mikronätet och en jämförelse av resultaten med de tre olika styrstrategierna.

7.1.1 Lastdata och modellering av Solcellsinstallation

Den lastdata som använts i dessa simuleringar kommer från tre separata byggnader inom Uppsala kommuns fastighetsbestånd. Datan erhöles genom personlig kontakt med Uppsala kommun och avser byggnader inom den kommunala verksamheten. Även detta dataset består av timvisa mätvärden, där varje värde representerar byggnadens medeleffekt under respektive timme, i likhet med den industridata som tidigare använts i studien. Datainsamlingen omfattar perioden 2020 till 2022, men för simuleringarna har endast lastdata från år 2022 använts. [26] I Figur 22 går det att se de tre aggregerade byggnadernas last- och PV-profil.



Figur 22: Referensfallets aggregerade last och PV-profil.



Figur 23: Referensfallets aggregerade genomsnittliga 24h last- och PV-profil.

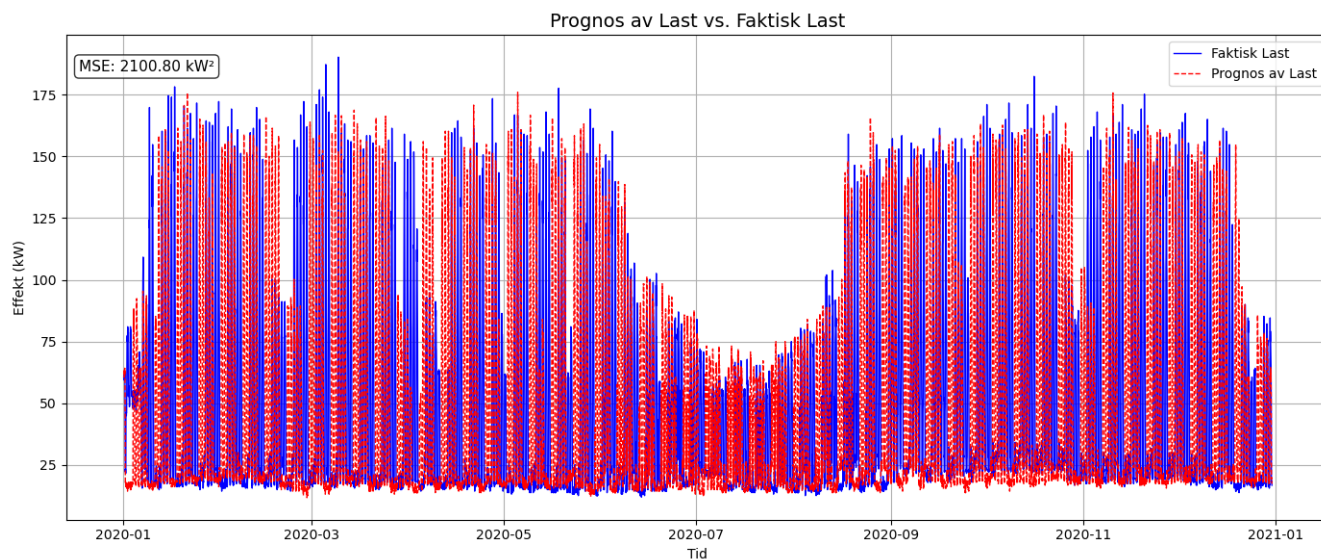
Eftersom den från Uppsala kommun erhållna lastdatan inte var helt anonymiserad fanns möjlighet att uppskatta varje byggnads tillgängliga takarea för att sedan ta fram en PV-profil utifrån denna. Detta möjliggjorde en mer platsanpassad modellering av solcellsanläggningar. För att göra detta användes programvaran System Advisor Model (SAM), utvecklad av NREL (National Renewable Energy Laboratory) [36]. I modelleringen tillämpades modulen Residential PV, som är särskilt avsedd för småskaliga takinstallationer.

Tillgänglig takarea, antagen systemverkningsgrad (15%) och typisk modulstorlek låg till grund för uppskattningen av installerad effekt (kWp). Därefter dimensionerades växelriktare och modulkopplingar baserat på modulers egenskaper, såsom nominell effekt och VOC, samt vanliga spänningsintervall för växelriktare. Dessa parametrar matades in i SAM för att generera timvisa produktionsprofiler för ett helt år. De resulterande produktionsprofilerna användes sedan i simuleringarna av mikronätet.

7.1.2 Prognos för elpris, last och PV

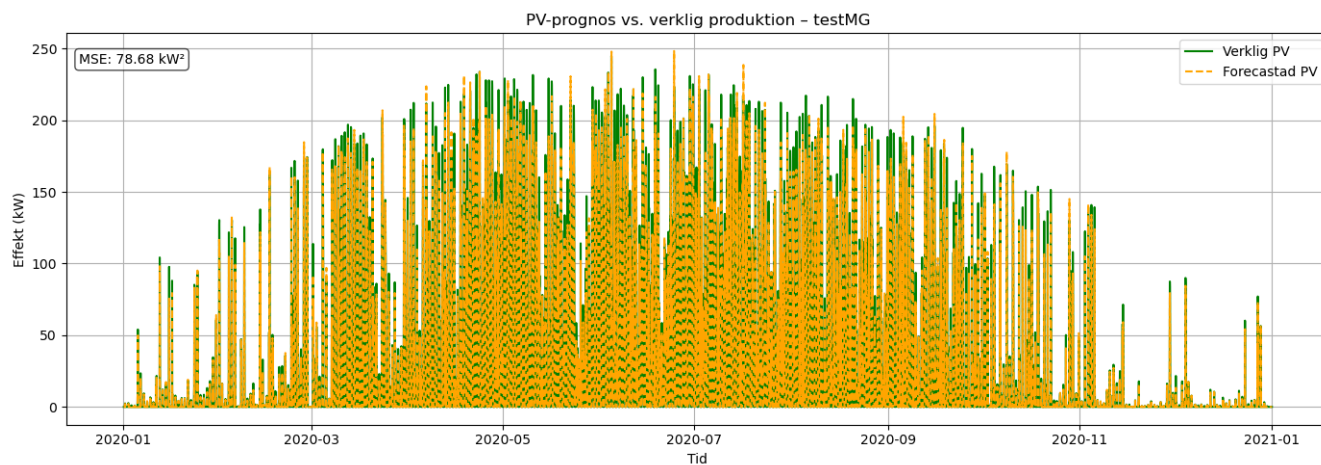
Även i denna simulering användes spotpriserna för el från 2024 för att genomföra de ekonomiska beräkningarna. Både de faktiska priserna och prognosen baserades på samma data som tidigare, det vill säga att spotpriserna från 2023 användes som prognos för hur spotpriserna 2024. I Figur 11 går det att se prognosen av elpriser och dess MSE.

Prognoserna för last- och PV-profil togs fram med samma metod som beskrivs i under-avsnitt 3.6.1 och under-avsnitt 3.6.3. Däremot tränades denna prognos på två års data i skillnad mot den lastprognos för industrifallet som kunde tränas på tre års data. I Figur 24 går det att se prognosen för lasten samt dess MSE.



Figur 24: Lastprognosen och dess MSE för fallet med de kommunala byggnaderna. Prognosen är plottad i rött och den faktiska lasten i blått.

Även för detta fall togs PV-profilen fram med ett simuleringsverktyg. Således genererades även prognosen av PV-profilen genom att addera brus på den PV-profil på samma sätt och med samma bias- och osäkerhetsfaktor som beskrivs i under-undersnitt 3.6.3. Den slutgiltiga PV-prognosen och dess MSE kan ses i Figur 25.



Figur 25: PV-prognos och dess MSE för fallet med de kommunala byggnaderna. Prognosen är plottad i gult och den faktiska lasten i grönt.

7.1.3 Referensfallet för det kommunala fallet: Individuella anslutningar

För att kunna utvärdera effekten av mikronätet och de olika styrstrategierna simulerades först ett referensscenario där byggnadernas elanvändning analyserades individuellt. I detta scenario antogs varje byggnad vara direktansluten till distributionsnätet utan möjlighet till energidelning eller lagring. Varje byggnad agerar självständigt där den producerade solen först konsumeras lokalt och eventuellt överskott matas ut på nätet. Varje byggnads resultat för detta scenario redovisas i Tabell 11.

Tabellen visar tydliga skillnader mellan byggnadernas elprofiler. Byggnad 3 har den högsta elförbrukningen (230 MWh/år) och också den högsta maxeffekten (117.5 kW), vilket leder till en hög totalkostnad. Byggnad 2 utmärker sig däremot med en låg elförbrukning (17.3 MWh/år) men hög andel egenanvänd solet (SC = 91.8 %), vilket resulterar i att säkringsabonnemang blir det mest kostnadseffektiva valet. Trots liten mängd köpt el har denna byggnad ändå en relativt hög kostnad, vilket beror på låg effektutnyttjandegrad och högt elpris i kombination med låg last.

Tabell 11: Sammanställning av resultat från simulering av referensscenariot (individuella nätanlutning).

Byggnad	Köpt el [MWh]	Säld el [MWh]	Maxeffekt [kW]	Abonnemang	SC [%]	Totalkostnad [kSEK/år]
Byggnad 1	106.3	1.4	61	Effektabonnemang	32	11.8
Byggnad 2	17.3	23.7	12.6	Säkring 25 A	91.8	233.7
Byggnad 3	230.0	8.0	117.5	Effektabonnemang	85.2	429.1
Totalt	353.6	33.1	178.2*	Effektabonnemang	69.7	674.6

* Maxeffekten för totalen är inte summan av byggnadernas individuella maxeffekter, utan beräknas separat.

7.1.4 Jämförelse av de olika styrstrategierna för det kommunala fallet

I Tabell 12 presenteras en sammanställning av resultaten från simuleringarna av mikronätet bestående av byggnader från den kommunala lastdatan och med de tre olika styrstrategierna. Tabellen visar hur valet av styrstrategi påverkar effektreduktion, SC, NPV och batterislitage, mätt som antal batterier som behövde bytas ut under den tioåriga perioden.

Den prognosbaserade styrstrategin är mest effektiv när det gäller att reducera effekttoppar, både i absoluta tal och i procent. Den uppvisar också det högsta NPV:n, vilket till stor del kan förklaras av lägre kostnader för effektabonnemang tack vare bättre effekttopsreduktion. Både den SoH-fokuserade och den responsiva strategin uppvisar liknande, men något sämre, prestanda vad gäller effektreduktion.

Sett till batterislitage är den SoH-fokuserade strategin mest skonsam, och klarar hela perioden med endast ett batteri. Den prognosbaserade och den responsiva strategin kräver däremot tre batterier, vilket tyder på ett mer intensivt och slitsamt användande. Trots att den SoH-fokuserade strategin ger något lägre effektreduktion än den prognosbaserade, leder det minskade investeringsbehovet till en relativt hög NPV.

Den responsiva strategin visar däremot högst SC vilket är förväntat då den är utformad för att enbart agera på producerad solet. Däremot har den lägst NPV av de tre strategierna, vilket tyder på att dess batterianvändning inte optimeras tillräckligt väl ur ett ekonomiskt perspektiv.

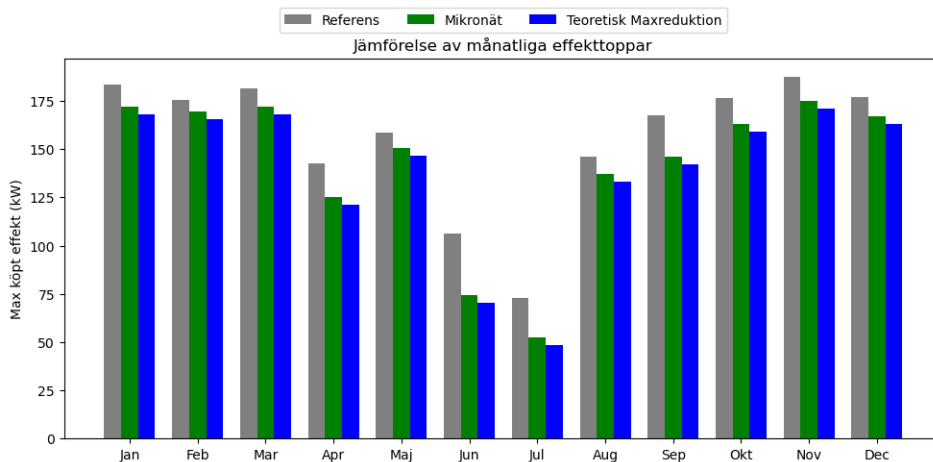
Tabell 12: Sammanställning av resultat från simuleringarna av mikronätet med olika styrstrategier. Effektreduktion avser medelvärdet av den månatliga effekttoppen jämfört med referensfallet.

Styrstrategi	Köpt el [MWh]	Säld el [MWh]	Effekttopsreduktion [kW/mån]	Effekttopsreduktion [%]	SC [%]	SF [%]	Batterier [st]	NPV [MSEK]
Prognosbaserad	285.3	70.1	18.6	13.3	68.8	20.4	3	0.890
SoH-fokuserad	282.9	68.4	14.5	10.9	69.3	20.6	1	0.467
Responsiv	281.3	66.7	14.4	10.8	69.5	20.8	3	0.331

7.1.5 Mikronät: Prognosbaserad styrning för det kommunala fallet

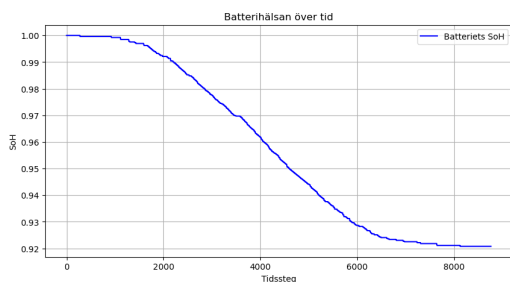
Simuleringen av mikronätet med den prognosbaserade styrstrategin visar att betydande effekttopsreduktion kan uppnås, vilket illustreras i Figur 26. Jämfört med referensfallet syns tydliga minskningar i den maximala effekten som köps från elnätet under samtliga månader. Effektreduktionen är särskilt tydlig under sommarmånaderna juni och juli, då soletproduktionen är som högst.

Detta tyder på att strategin effektivt kan använda prognoser för att planera in batteriladdning inför perioder med hög belastning och därmed jämna ut effekttopparna.

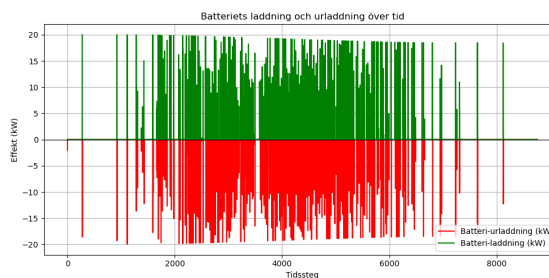


Figur 26: En jämförelse av månatliga effekttoppar mellan referensfallet baserat på kommunala data och mikronätet med prognosbaserad styrning. Därtill är den teoretiskt maximala effekttoppsreduktionen plottad.

Strategin medför dock en intensivare användning av batteriet, vilket framgår av Figur 27b. Här syns frekventa cykler av laddning och urladdning, ofta nära den maximala effektgränsen, vilket är ett tecken på att batteriet används aktivt för att kapa toppar och optimera energiflöden. Denna användning innebär ett ökat slitage på batteriet, vilket bekräftas i Figur 27a, där batteriets hälsotillstånd (SoH) minskar från 100% till cirka 92% redan under det första året. Detta innebär att batteriet sannolikt behöver bytas ut oftare för att upprätthålla en acceptabel prestandanivå över en längre tidsperiod.



(a) Batteriets SoH under det första året av simuleringen med kommunal data och prognosbaserad styrning.



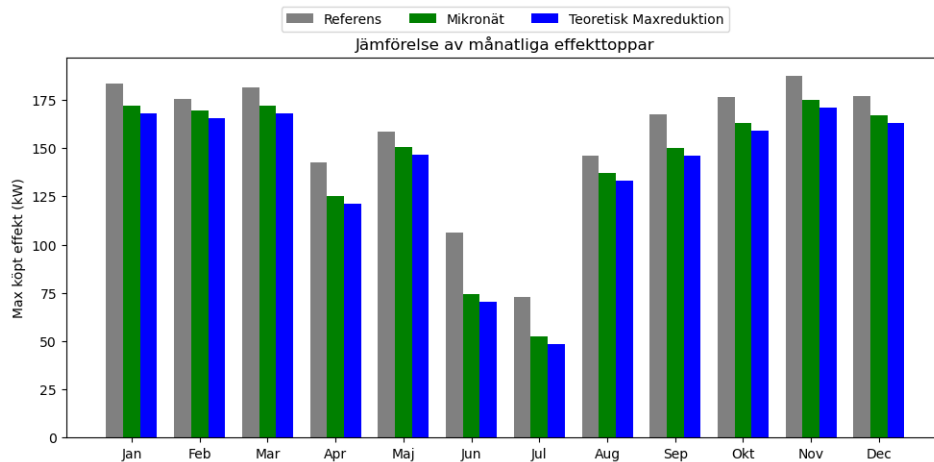
(b) Batteriets användning i mikronätet med kommunal data och prognosbaserad styrning.

Figur 27: Batterihälsa och användningsprofil i mikronätet med kommunal data och prognosbaserad styrstrategi under det första året.

Sammantaget visar den prognosbaserade styrstrategin stor potential att minska effekttoppar och därmed kostnader kopplade till effektabonnemang, men på bekostnad av ökad batteridegradering och högre investeringsbehov i form av fler batterier över tid.

7.1.6 Mikronät: Responsiv styrning för det kommunala fallet

Simuleringen av mikronätet med den responsiva styrstrategin visade även att en effekttopsreduktion uppnås under årets samtliga månader jämfört med referensfallet vilket kan ses i Figur 29. För denna styrstrategi är effekttopsreduktionen som störst under sommarmånaderna juni och juli då tillgången på solex är större och lastnivån lägre vilket gör det enklare att kapa effekttoppar med hjälp av batteriet. Under vintermånaderna då den tillgängliga solexen är betydligt mindre och under många timmar noll, är effektreduktionen mindre vilket är förväntat då denna styrstrategi endast hanterar batteriet för hantering av solex.

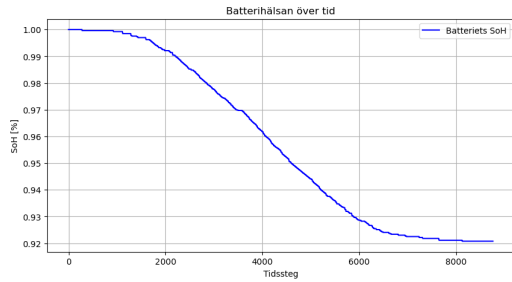


Figur 28: Därtill är den teoretiskt maximala effekttopsreduktionen plottad.

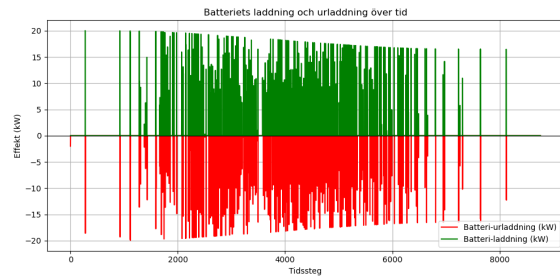
Figur 29: Jämförelse av månatliga effekttoppar mellan referensfallet baserat på kommunala data och mikronätet med responsiva styrningen.

Batteriets användning över tid visas i Figur 30b. Här ses ett mindre aggressivt laddnings- och urladdningsmönster jämfört med den prognosbaserade strategin, vilket är logiskt då styrningen enbart reagerar på de momentana förhållandet mellan last och PV och inte använder några prognoser. Detta innebär att batteriet ibland kan vara otillräckligt laddat inför framtida toppar, vilket begränsar dess potential till att kapa effekttoppar.

I Figur 30a ses att batteriets SoH sjunker från 100% till cirka 92% under det första året, vilket tyder på ett aktivt användande av batteriet. Minskningen är dock måttlig, vilket antyder att styrstrategin begränsar onödig cykling och undviker höga urladdningsdjup. Detta indikerar att strategin lyckas uppnå effektreduktion utan att slita onödigt mycket på batteriet.



(a) Batteriets SoH under det första året av simuleringen med kommunal data och responsiv styrning.



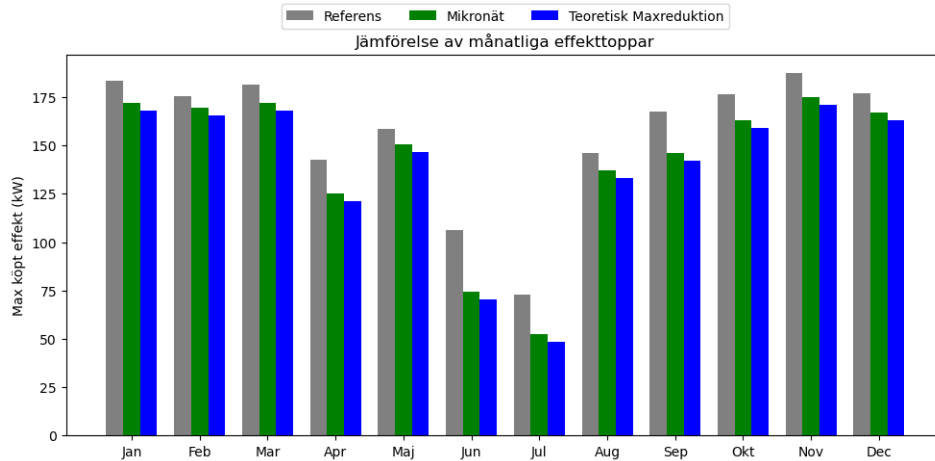
(b) Batteriets användning i mikronätet med kommunal data och responsiv styrning.

Figur 30: Batterihälsa och användningsprofil i mikronätet med kommunal data och responsiv styrstrategi under det första året.

Sammanfattningsvis visar simuleringen att den responsiva strategin presterar väldigt förväntat med måttlig effektreduktion och batterislitage som är helt kopplat till tillgänglig solex i förhållande till batterikapacitet.

7.1.7 Mikronät: SoH-vänlig styrning för det kommunala fallet

I simuleringen av mikronätet med den SoH-vänliga styrningen där batteriets användning begränsas för att minimera slitage och således förlänga dess livslängd uppvisar styrstrategin fortfarande förmåga att reducera mikronätets effekttoppar varje månad vilket kan ses i Figur 32. Däremot är effekttoppsreduktionen lägre än den prognosbaserade vilket är förväntat då denna styrstrategi inte har som fokus att kapa effekttoppar. Precis som för de andra två styrstrategierna är mikronätets effekt som störst under sommarmånaderna då mer solex finns tillgänglig och effekttoppar kan kapas utan att riskera djupa urladdningar.



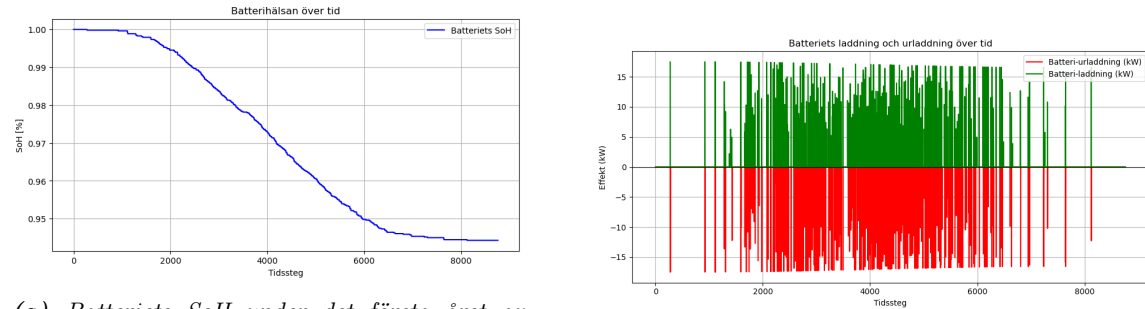
Figur 31: Därtill är den teoretiskt maximala effekttoppsreduktionen plottad.

Figur 32: De månatliga effekttopparna för referensfallet med den kommunala datan och för mikronätet med prognosbaserade styrningen.

Batteriets faktiska användning visas i Figur 33b. Här syns ett tydligt begränsat laddnings- och urladdningsmönster, där effektnivåerna sällan överstiger ± 15 kW. Detta visar på att styrstrategin medvetet undviker höga effektuttag (75% av kapaciteten) och håller laddningsnivåerna inomdetta

intervall. Genom att undvika drift nära batteriets effektgränser och minimera djupa cykler reduceras batterislitaget och degraderingen hålls på en låg nivå.

Detta återspeglas tydligt i Figur 33a, där batteriets SoH minskar mycket långsamt – från 100 % till strax över 98 % under det första året. Det tyder på ett försiktigt nyttjande av batteriet, vilket främjar långsiktig hållbarhet. Trots denna återhållsamma strategi uppnås ändå viss effekttoppsreduktion och ökad självförsörjning från solet.



(a) Batteriets SoH under det första året av simuleringen med kommunal data och SoH-fokuserad styrning.

(b) Batteriets användning i mikronätet med kommunal data och SoH-fokuserad styrning.

Figur 33: Batterihälsa och användningsprofil i mikronätet med kommunal data och SoH-fokuserad styrstrategi under det första året.

Sammanfattningsvis illustrerar figuren hur den SoH-fokuserade styrningen effektivt skyddar batteriets hälsa över tid, samtidigt som den bidrar till en viss effekttoppsreduktion.