



LTH
FACULTY OF
ENGINEERING

Kan grannar dela solel?

En studie av lokal eldelning i
svenska småhusområden

Maya Bhattacharyya
Hanna Evaldsson

Juni 2026

Handledare: Linnea Ljungberg,
Hannes Sonnsjö

Examinator: Max Åhman

Omslagsbild: E.ON Sverige bildbank, © E.ON Energidistribution

Föreliggande examensarbete för civilingenjörsexamen i Ekosystemteknik, specialisering Energisystem och Energiteknik, har genomförts vid Avdelningen för miljö- och energisystem, Institutionen för teknik och samhälle, Lunds Universitet LTH samt i samarbete med E.ON Energidistribution, Malmö.

Handledare vid Avdelningen för miljö- och energisystem var doktorand Hannes Sonnsjö.
Handledare på E.ON Energidistribution var Linnea Ljungberg.

Examinator vid Lunds Universitet var Max Åhman.

© Hanna Evaldsson & Maya Bhattacharyya 2026
Avdelningen Miljö- och energisystem
Institutionen för teknik och samhälle
Lunds Tekniska Högskola
Lunds Universitet

ISSN: 1102-3651
ISRN: LUTFD2/TFEM—26/5255-SE + (1-70)
Lund 2026

Förord

Vi vill rikta ett stort tack till vår handledare på E.ON, Linnea Ljungberg, för hennes engagemang, vägledning och det stöd hon har gett oss genom hela arbetets gång. Vi är även mycket tacksamma för det varma mottagandet vi fått på företaget och möjligheten att genomföra examensarbetet i nära samarbete med verksamheten. Ett särskilt tack riktas till alla medarbetare på E.ON inom Meter Management och projektet VED för att vi fått möjlighet att ta del av ert arbete och era erfarenheter.

Vidare vill vi tacka vår handledare Hannes Sonnsjö för värdefulla diskussioner, konstruktiv feedback och många givande samtal under arbetets gång. Vi vill även tacka vår examinator Max Åhman för värdefull återkoppling i samband med examensarbetet, samt våra opponenter Anton Wärmare och Niamh McMullin.

Abstract

This master thesis investigates the potential and limitations of local electricity sharing in residential distribution networks by analysing the correlation between local photovoltaic (PV) generation and electricity consumption in existing rural low-voltage grids. The study is based on quarter-hour resolution measurement data from 2025 provided by E.ON, including consumption and production data from individual households and five substations. The objective was to evaluate how local PV generation affects substation power profiles, to what extent PV production coincides with neighbouring households' electricity demand, and what the potential for electricity sharing is in Sweden as well as what hinders it at the moment. A quantitative methodology was applied on both system and household level, including simulated scenarios with battery energy storage. The results show limited overall impact on substation power profiles but clear seasonal variations in coincidence between production and consumption. The aggregation factor varies from around 0-10% during the winter to up to 50% during the summer. Battery storage improves self-consumption and local electricity sharing potential. The results also show that electricity sharing already occurs physically in today's electricity grid, but that economic and regulatory structures to enable virtual sharing between households within existing grid infrastructure are still lacking.

Keywords

Energy communities, local electricity sharing, production and consumption correlation, energy storage, batteries, low voltage grid, single-family households, photovoltaic

Sammanfattning

Detta examensarbete undersöker potentialen och begränsningarna för lokal eldelning i småhusområden genom att analysera sambandet mellan lokal solcellsproduktion och elkonsumtion i befintliga lågspänningsnät på landsbygden. Studien baseras på kvartsupplöst mätdata från E.ON Energidistribution från år 2025, med konsumtions- och produktionsdata från enskilda hushåll och fem nätstationer. Målet var att utvärdera hur lokal solelsproduktion påverkar nätstationernas effektprofiler, i vilken utsträckning solelsproduktionen sammanfaller med angränsande hushålls elbehov, och vilken potential det finns för eldelning i Sverige samt vad som hindrar den i nuläget. En kvantitativ metod tillämpades på både system- och hushållsnivå, inklusive simulerade scenarier med batterilagring. Resultaten visar begränsad påverkan på nätstationernas övergripande effektprofiler men tydliga säsongsvariationer i sammanlagringen mellan produktion och konsumtion. Sammanlagringsfaktorn varierar från cirka 0-10% under vintern till upp till 50% under sommaren. Batterilagring förbättrar egenanvändningen av el och potentialen för lokal eldelning. Resultaten visar även att eldelning redan sker fysiskt i dagens elnät, men att ekonomiska och regulatoriska strukturer för att möjliggöra virtuell delning mellan hushåll inom befintlig nätinфраstruktur fortfarande saknas.

Nyckelord

Energigemenskaper, lokal eldelning, sammanlagring, energilagring, batterier, lågspänningsnät, småhus, solproduktion, Virtuell delning

Förkortningar och Begrepp

Ei: Energimarknadsinspektionen

IKN: Icke-koncessionspliktigt nät

SE4: Sveriges Elområde 4

Laddningsnivå: Visar hur mycket laddning ett batteri har

Eldelning: Överföring av elektrisk energi från en privatkund till en annan

Prosument: Ansluten kund som både konsumerar och producerar el

Nätstation: Anläggning i elnätet där spänning transformeras så att el kan distribueras vidare

“Bakom mätaren”: det som finns på kundens sida av elmätaren, konsumtion och/eller produktion inne i fastigheten

Koncession: Tillstånd givet av staten att bedriva verksamhet

Sammanlagring: Förklarar hur flera laster “lagras samman” i tid då deras effektbehov överlappar med varandra, så att faktisk toppeffekt i nätet alltid är lägre än summan av alla individuella toppeffekter

Innehåll

Förord

Abstract

Sammanfattning

Förkortningar och Begrepp

1	Introduktion	1
1.1	Inledning	1
1.2	Syfte	1
1.3	Frågeställningar	2
1.4	Avgränsningar	2
2	Metod	3
2.1	Fas 1 - Bakgrund	3
2.1.1	Sökstrategi och datakällor	3
2.1.2	Innehåll	4
2.2	Fas 2 - Datainsamling	4
2.3	Fas 3 - Databearbetning	5
2.4	Fas 4 - Simulering och modellering	10
2.4.1	Steg 1 - Analys på systemnivå (nätstationer)	11
2.4.2	Steg 2 - Analys på hushållsnivå (medelhus)	12
2.4.3	Steg 3 - Analys av sammanlagring	12
2.4.4	Steg 4 - Modellering av batterilagring	12
2.4.5	Steg 5 - Potential för eldelning	13
3	Bakgrund	14
3.1	Bakgrund del 1: Energisystemet	14
3.1.1	Energisystemets uppbyggnad i Sverige	14
3.1.2	EU-direktiv och regelverk i Sverige	15
3.1.3	Energigemenskapstyper	17
3.1.4	Befintliga projekt i Sverige	19
3.1.5	Ekonomiska incitament och affärsmodeller	20
3.2	Bakgrund del 2: Eldelning i praktiken	21
3.2.1	Sammanlagring	21
3.2.2	Fysikaliska principer för elflöden	21
3.2.3	Värden på nätstationen	22
3.2.4	Lokal nätstruktur och delning (Mätning och systemgränser)	23
4	Analysresultat	26
4.1	Resultat av historisk data	26
4.1.1	Steg 1 - Nätstationsnivå	26
4.1.2	Steg 2 - Hushållsnivå	29
4.2	Resultat av potentialdata	31
4.2.1	Steg 3 - Sammanlagring	31
4.2.2	Steg 4 - Modellering av batteri	33
4.2.3	Steg 5 - Potential för eldelning	36

5	Diskussion	37
5.1	Resultatens implikationer för eldelning	37
5.1.1	Steg 1 - Nätstationsnivå	37
5.1.2	Steg 2 - Hushållsnivå	38
5.1.3	Steg 3 - Sammanlagring	39
5.1.4	Steg 4 - Modellering av batteri	40
5.1.5	Steg 5 - Potential för eldelning	43
5.2	Hinder för utvecklingen av energigemenskaper/eldelning	44
5.2.1	Institutionella och systemrelaterade utmaningar	44
5.2.2	Regulatoriska och ekonomiska hinder	44
5.2.3	Resiliens och energisäkerhet	46
5.3	Metoddiskussion	46
6	Slutsatser	49
	Referenslista	50
	Appendix	54

1 Introduktion

1.1 Inledning

Elektrifiering av samhället innebär att efterfrågan på el förväntas öka kraftigt under de kommande decennierna, med prognoser på en fördubbling av den svenska elanvändningen till år 2050 från industri, transporter och bostäder [1]. Samtidigt förändras sättet som el produceras och konsumeras på, från att historiskt sett utgått från ett centraliserat och enkelriktat system där produktionen sker i stora anläggningar och distribueras till användarna, till att nu utvecklas mot att ha en mer decentraliserad struktur med växande andel småskaliga och lokala produktionskällor [2], [3]. Denna utveckling ställer nya krav på hur elnätet utnyttjas samt dess kapacitet, flexibilitet och förmåga att hantera effekt-toppar. Trots att den totala energiproduktionen i Sverige oftast är tillräcklig, kan lokala begränsningar i nätet leda till situationer där el inte kan levereras där och när den behövs [4]. I områden där efterfrågan på el ökar i snabbare takt än det finns möjlighet att bygga ut nätet är detta särskilt relevant. Att då möta dessa utmaningar enbart genom nätförstärkningar innebär ofta stora investeringar och långa ledtider [5], vilket har lett till ett ökat intresse för alternativa lösningar som kan bidra till att effektivisera användningen av befintlig infrastruktur.

En sådan lösning skulle kunna vara att samordna lokal produktion och konsumtion av el. Genom att utnyttja el lokalt där den produceras finns en potential att minska belastningen på överliggande nät och samtidigt öka nyttan av lokal, förnybar produktion. EU-kommissionen publicerade 2019 begreppen energigemenskaper och energidelning med syftet att underlätta just sådana här typer av alternativa sätt att bidra till energiomställningen [6] och intresset för dem har sedan dess växt, både inom forskning och i politiken. Begreppen bygger på idén att flera aktörer tillsammans kan producera, dela och använda energi på ett mer koordinerat sätt. Energidelning innefattar generellt både el och värme, så för att tydliggöra skillnaden används eldelning istället som begrepp när enbart elektricitet delas.

Trots det växande intresset finns det fortfarande många osäkerheter kring vilken faktisk nytta sådana lösningar kan ge, särskilt i redan existerande elnät. Fler av de energigemenskaper som finns i Sverige idag ligger i nybyggnationer eller planerade områden där systemen kan designas från grunden med delning i åtanke [7], medan kunskapen om hur eldelning fungerar i befintliga elnät är mer begränsad. Vidare är det inte enbart de tekniska aspekterna som är avgörande, utan även ekonomiska och juridiska faktorer får stor påverkan på hur eldelning utvecklas. Olika sätt att organisera eldelning kan ge olika utfall beroende på hur de implementeras, vilket gör det relevant att jämföra alternativen och förstå deras respektive potential.

1.2 Syfte

Mot denna bakgrund syftar detta examensarbete till att undersöka möjligheterna och utmaningarna med lokal eldelning i småhusområden. Fokus läggs på om och hur hushållens elkonsumention kan samverka med solcellsproduktion och vilken effekt detta kan ha på det överliggande elnätet. Genom att analysera verklig data från E.ON Energidistributions nät kan verkliga samband pekas ut och bidra till en relevant förståelse för infrastrukturen. Utifrån detta formuleras rapportens frågeställningar och avgränsningar.

1.3 Frågeställningar

Hur påverkar lokal solcellsproduktion av småhus överliggande nätstations effektprofil?

I vilken utsträckning sammanfaller lokal solcellsproduktion med andra småhuskunders konsumtion i landsbygdsnätet, och hur varierar denna samtidighet över året?

Vilken potential finns det för eldelning utifrån befintlig mätdata och vad hindrar utvecklingen av eldelning i Sverige i nuläget?

1.4 Avgränsningar

Detta arbete har avgränsats till att undersöka delning av el mellan kunder som bor i kategorin Småhus. Detta är en kategori klassificerad hos E.ON Energidistribution som innefattar villor och radhus med permanentboende elkunder. Mer specifikt har småhus valts som ligger längre ut i lokalnätet, i vad som i folkmun ofta kallas landsbygden, med befintlig infrastruktur. Områdena ligger i slutändan av E.ONs lokalnät och utan några större produktionsanläggningar i närheten för att säkerställa att registrerad produktion i nätstationerna kan kopplas till de prosumenter som bor i området som undersöks.

Majoriteten av de energigemenskaper som finns i Sverige idag har byggts, eller planeras att byggas, i nyproduktionsområden med externa nät. Få föreningar har valt att använda sig av virtuell delning, vilket innebär att det finns ett kunskapsglapp kring dem. Samtidigt är det i redan befintliga nät som den största majoriteten av elkunder kommer fortsätta få sin el ifrån, vilket är skälet till att denna studie kommer att undersöka befintliga nät och möjligheten att använda redan existerande resurser.

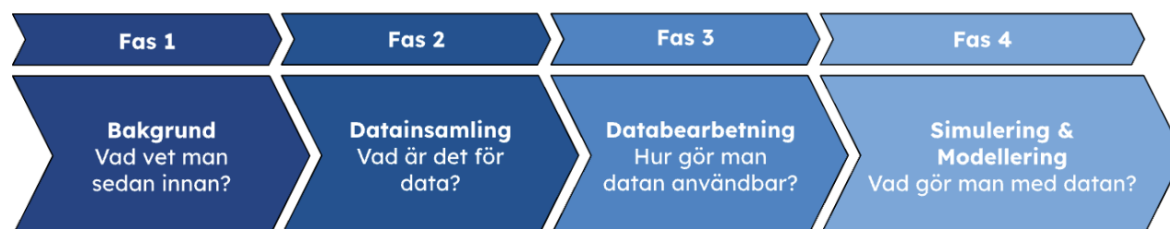
Alla valda områden ligger i södra Sverige, mer specifikt i SE4, då det främst är där som det idag råder effektbrist och som historiskt har påverkats mest av flaskhalsarna i systemet [8]. När el måste transporteras långa sträckor ut på landsbygden genereras nätförluster och nyttan av att istället kunna använda sig av lokal produktion i dessa områden är därav stor. Det är därför relevant att i dessa områden undersöka hur stor potentialen av sammanlagring är och på så sätt vidare få en uppskattning om hur möjligt införande av energigemenskaper kan vara. Framtidsprognoser för kommande, större produktionsanläggningar samt möjlig placering av dessa har inte tagits hänsyn till vid hantering av datan.

Begreppet energigemenskaper är fortfarande väldigt nytt och ingen nätägare i Sverige har än så länge kommunicerat en heltäckande affärsmodell för hur de kommer hanteras eller införas, eftersom regelverken inte har fastställts. Denna rapport utgår från de politiska underlag publicerade av EU-kommissionen samt de lagrådsremisser som publicerats av regeringen innan och under examensarbetet för att ge en bild av dagsläget. Rapporten kan därav inte säga något definitivt om vem som kommer kunna utnyttja energigemenskaper effektivt eller hur exakt de kommer att implementeras.

Tillsist utgår denna rapport från de fysiska begränsningar som sätts av nätstationerna. Förluster i kablar antas vara noll och nätstationens märkeffekt utgör gränsen för maximal belastning.

2 Metod

För att besvara studiens frågeställningar tillämpades en kvantitativ analysmetod baserad på verklig mätdata från E.ON Energidistribution. Metodiken strukturerades i fyra huvudsakliga faser: bakgrund, datainsamling, databearbetning, samt simulering och modellering, se figur 1.



Figur 1: Metodöversikt

Den första fasen syftar till att etablera den teoretiska och tekniska grund som krävs för att förstå den efterföljande analysen. Därefter genomfördes datainsamlingen där empiriska mätvärden från E.ON Energidistribution användes för att möjliggöra en realistisk analys av energiflöden i lågspänningsnät. I den tredje fasen bearbetades och anonymiserades datan i enlighet med studiens avgränsningar och dataskyddskrav, samtidigt som datasetet kvalitetssäkrades och transformerades för vidare analys. Slutligen användes den bearbetade datan i en modellerings- och simuleringsfas, där energiflöden analyserades för att undersöka potentialen för lokal eldelning inom energigemenskaper. Resultaten visualiserades därefter i form av grafer och tabeller för att möjliggöra jämförelse och vidare analys. Den valda metodiken möjliggör en tydlig koppling mellan teori, verklig data och kvantitativ analys, vilket stärker studiens validitet.

2.1 Fas 1 - Bakgrund

2.1.1 Sökstrategi och datakällor

Information samlades huvudsakligen in från rapporter publicerade av relevanta myndigheter, såsom Svenska Kraftnät, Energimyndigheten och Ei (Energimarknadsinspektionen) då dessa ansågs vara centrala aktörer inom det svenska elsystemet. Dessa kompletterades med projektbeskrivningar och branschrapporter från aktörer inom energisektorn. Utöver detta användes vetenskapliga artiklar identifierade via Lunds universitets databas FINN för att inkludera akademiska perspektiv och forskning inom området. Urvalet av källor gjordes med målsättningen att skapa en balanserad bild av ämnet. Både studier som lyfter möjligheter med energigemenskaper och studier som belyser tekniska, ekonomiska och regulatoriska utmaningar inkluderades för att undvika ensidighet. På så sätt eftersträvades ett objektivt och nyanserat underlag för analysen. Urvalet av källor baserades på relevans för studiens frågeställningar, aktualitet samt vetenskaplig och institutionell trovärdighet. De använda källornas trovärdighet bedömdes utifrån deras ursprung, aktualitet och relevans. Myndighetsrapporter ansågs ha hög tillförlitlighet då de baseras på omfattande utredningar, men de kan samtidigt vara präglade av politiska mål. Vetenskapliga artiklar granskades utifrån peer-review-status, publiceringskanal och metodik. Vidare beaktades att vissa branschrapporter och företagsmaterial kan innehålla intressekonflikter, vilket hanterades genom att dessa källor kompletterades med oberoende källor.

2.1.2 Innehåll

Bakgrundsfasen är uppdelad i två delar med olika funktion. Den första delen behandlar det svenska energisystemets uppbyggnad och funktion med fokus på elnätets struktur, effektbalans, kapacitetsbegränsningar samt lokal flexibilitet i lågspänningsnät. Syftet är att ge en övergripande förståelse för vilka förutsättningarna som påverkar utformningen av och belastningen på distributionsnätet. Den andra delen fokuserar mer specifikt på eldelning och de fysikaliska principer som styr effektlöden i elnätet. Här behandlas bland annat hur elektricitet distribueras i växelströmssystem, hur lokal produktion och konsumtion samverkar i lågspänningsnät samt hur eldelning kan förstås ur ett tekniskt och systemmässigt perspektiv. Denna del introducerar även de analytiska definitioner och modeller som sedan används i databearbetningen och simuleringen, exempelvis sammanlagringsfaktorer och tidsmässig överlappning mellan produktion och konsumtion. Sammantaget fungerar fas 1 som den teoretiska och metodologiska grund som den fortsatta analysen bygger vidare på. Genom att etablera en tydlig koppling mellan energisystemets tekniska struktur, eldelningens fysikaliska förutsättningar och studiens analysmetoder skapas en tydlig koppling mellan teori, data och simulering. Den teoretiska bakgrunden i fas 1 skapar därmed den konceptuella och tekniska förståelse som krävs för att kunna analysera verkliga energilöden i lågspänningsnät, vilket leder vidare till studiens datainsamling i fas 2.

2.2 Fas 2 - Datainsamling

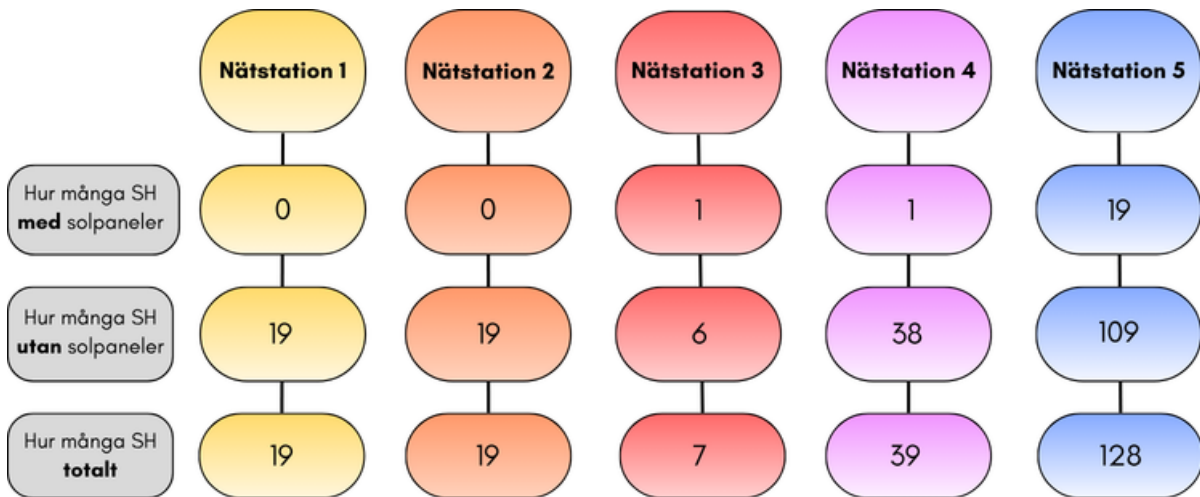
Fas 2 syftar till att beskriva den data som ligger till grund för studiens analys, samt att tydliggöra hur datamaterialet samlades in, strukturerades och avgränsas. Datainsamlingen utgör en central del av metodiken eftersom kvaliteten, upplösningen och representativiteten i den insamlade datan direkt påverkar studiens resultat och tillförlitlighet. Datamaterialet tillhandahålls av E.ON Energidistribution och består av verkliga mätvärden från elnätsskunder i lågspänningsnät. Studien baseras på data från hela kalenderåret 2025, som valdes då det vid tidpunkten för studien var det senaste kompletta året med tillgänglig och kvalitetssäkrad mätdata. Genom att inkludera perioden januari till december möjliggörs analys av variationer över både dygn, månader och årstider, vilket är särskilt viktigt vid studier av elproduktion från solceller och säsongsberoende belastningsmönster. Den insamlade datan består av kvartsvärden (15-minutersupplösning), vilket innebär att el registrerats för varje enskilt kvart under hela året. För varje anslutningspunkt innehåller datamaterialet tidsstämplade mätvärden för elkonsumtion och, där tillämpligt, lokal elproduktion från solceller. För småhus med installerade solceller ingår även information om installerad solcellseffekt. Inga registrerade batterisystem förekom i de undersökta hushållen. Inget av hushållen har heller någon registrerad fjärrvärme hos E.ON, men det går dock inte att utesluta möjligheten att hushåll är registrerade hos andra företag.

Urvalet av studieområden baserades på de kriterier som definierats i studiens avgränsningar. Totalt valdes fem områden ut, representerade av fem nätstationer, i syfte att spegla typiska småhusområden med varierande grad av lokal elproduktion. Varje nätstation är dimensionerad efter en maximal tillåten belastning, vilket kallas dess märkeffekt och visas i tabell 1. Andel belastning av märkeffekt beskriver hur stor belastning som är ansluten till varje nätstation i dagsläget och effektfaktorn ger relationen mellan aktiv effekt (kW) och skenbar effekt (kVA).

Tabell 1: Märkeffekt för de fem nätstationerna, andel av belastning samt deras effektfaktorer

Nätstation	Nätstation 1	Nätstation 2	Nätstation 3	Nätstation 4	Nätstation 5
Märkeffekt (kVA)	200	200	200	500	800
Andel belastning av märkeffekt (%)	59,3	74,7	33,3	39,0	71,4
Effektfaktor	0,94	0,98	0,98	0,91	0,92

Under respektive nätstation förekom flera olika kundkategorier, däribland småhus (SH), jordbruk, industri, handel och hantverk samt övriga verksamheter. Eftersom studiens fokus ligger på eldelning mellan hushåll användes främst kategorin småhus i den fortsatta analysen, medan övriga kategorier användes för att identifiera och separera hushållens påverkan på nätstationernas totala belastning. De fem nätstationerna (benämnda nätstation 1–5) representerar olika typer av områden och möjliggör jämförande analyser mellan flera scenarier, se figur 2.



Figur 2: Representation av de fem valda nätstationerna och antal småhus (SH) och solpaneler som ligger under

Totalt omfattar datamaterialet 212 småhus, varav 21 har installerade solceller. Nätstation 1 och 2 saknar helt småhus med solceller och fungerar därmed som referensfall där endast konsumtionsmönster analyseras. Nätstation 3 representerar ett mindre område med ett fåtal hushåll och en enskild produktionskälla. Nätstation 4 omfattar fler hushåll men fortsatt begränsad produktion, vilket möjliggör analys av hur en enskild produktionsenhet påverkar ett större område. Nätstation 5 representerar det mest komplexa fallet, med ett större antal hushåll och högst andel solcellsinstallationer. Denna variation mellan nätstationerna skapar förutsättningar för att analysera hur olika nivåer av lokal elproduktion påverkar elflöden, sammanlagring och potentialen för eldelning i lågspänningsnät. Efter att datamaterialet samlats in och områdena definierats krävdes en omfattande databearbetning för att omvandla rådata till ett konsekvent och analyserbart dataset, vilket utgör fokus för fas 3.

2.3 Fas 3 - Databearbetning

I fas 3 bearbetas den insamlade rådatan från fas 2 för att möjliggöra vidare analys och simulering. Databearbetningen utgjorde ett centralt steg i studien eftersom rådata

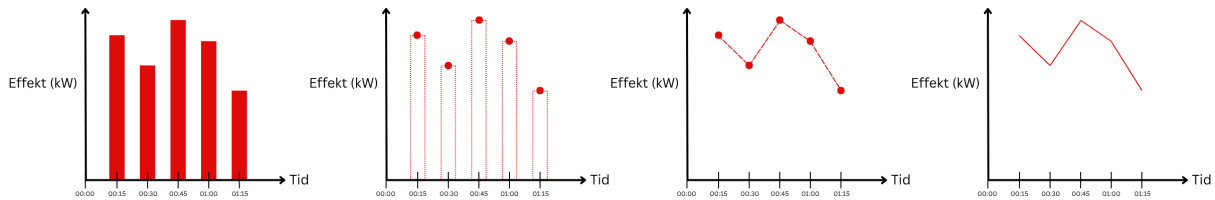
från elnätsmätningar innehåller variationer, osäkerheter och strukturer som måste hanteras innan materialet kan användas för teknisk analys. Syftet med databearbetningen var därför att omvandla rådata till ett konsekvent, representativt och analyserbart dataset som möjliggör jämförbara analyser av elflöden och potential för lokal eldelning i lågspänningsnät. Bearbetningen genomfördes i flera steg: transformation av mätdata, hantering av tidsupplösning och elflöden, visualisering, kvalitetssäkring och filtrering, separering av enhetstyper samt anonymisering och aggregering. Det första steget bestod av transformation och omräkning av mätdata. Den ursprungliga datan från E.ON Energidistribution levererades som energivärden uttryckta i kilowattimmar (kWh) per 15-minutersintervall. Eftersom studiens analyser fokuserar på effektvariationer och samtidighet i nätet behövde dessa energivärden räknas om till effekt uttryckt i kilowatt (kW). Beräkningen genomfördes genom att multiplicera varje energivärde med en faktor fyra, vilket motsvarar omräkning från energi under 15 minuter till en momentan medeleffekt enligt ekvation 1. P representerar effekt i kW och E representerar uppmätt energi i kWh under ett 15-minuters intervall.

$$\text{Effekt (kW)} = \frac{\text{Energi (kWh)} \cdot 60 \text{ (min/h)}}{15 \text{ (min)}} = 4 \cdot \text{Energi (kWh)} \quad (1)$$

Valet av 15-minutersupplösning baseras inte på ett metodologiskt urval inom studien, utan på den struktur som används i E.ON Energidistributions mätsystem. Eftersom examensarbetet genomfördes i samarbete med avdelningen Meter Management tillhandahölls mätdata i form av kvartsvisa mätvärden, vilket motsvarar den upplösning som används i de smarta elmätare och avräkningssystem som E.ON arbetar med. Denna tidsupplösning bedöms samtidigt vara väl lämpad för studiens syfte, då den är tillräckligt hög för att möjliggöra analys av samtidighet mellan lokal produktion och konsumtion över dygnet. Genom att använda kvartsdata kan kortvariga variationer i belastning och solelsproduktion identifieras på ett mer detaljerat sätt än vid exempelvis timvärden, vilket är centralt för analysen av elflöden och potential för eldelning i lågspänningsnät. Eftersom datan är aggregerad över 15-minutersintervall kan både produktion och konsumtion förekomma inom samma tidssteg. Fysiskt sker dock inte samtidig in- och utmatning i samma punkt vid exakt samma tidpunkt, utan elflödet har alltid en momentan riktning beroende på om produktionen överstiger konsumtionen eller vice versa. För att skapa en entydig representation av elflödet beräknades därför ett nettovärde för varje kvart genom att produktionen subtraherades från konsumtionen. Ett positivt värde indikerar att konsumtionen överstiger produktionen och att el därmed importeras från nätet, medan ett negativt värde indikerar ett produktionsöverskott och export till nätet. Denna metod möjliggör en entydig representation av elflödet per tidssteg och används som grund för vidare analys.

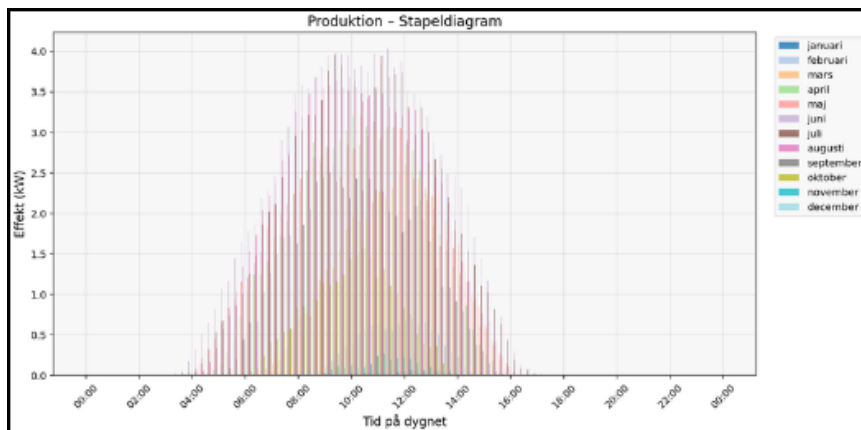
Efter transformationen av rådata genomfördes visualisering av effektprofilerna. Eftersom effektvärdena representerar ett medelvärde över respektive 15-minutersintervall är stapeldiagram den mest fysiskt korrekta representationen av datan, där varje stapel motsvarar ett sammanhängande kvartsvärde. För att analysera återkommande belastningsmönster skapades även så kallade medeldygn för varje månad. Dessa konstruerades genom att motsvarande kvartsvärden för samtliga dagar inom respektive månad medelvärdesberäknades, vilket resulterade i ett representativt dygn bestående av 96 tidssteg. För att förbättra läsbarheten och tydliggöra variationer över dygnet transformerades visualiseringarna därefter

från stapeldiagram till punkt- och linjediagram, se figur 3. Linjediagrammen används enbart som ett visualiseringsverktyg för att tydligare illustrera trender och förändringar över tid. Det är dock viktigt att understryka att effektvärdena inte representerar kontinuerliga realtidsmätningar, utan diskreta medelvärden över 15-minutersintervall. Linjerna mellan punkterna ska därför tolkas som en grafisk approximation snarare än ett kontinuerligt fysiskt förlopp.

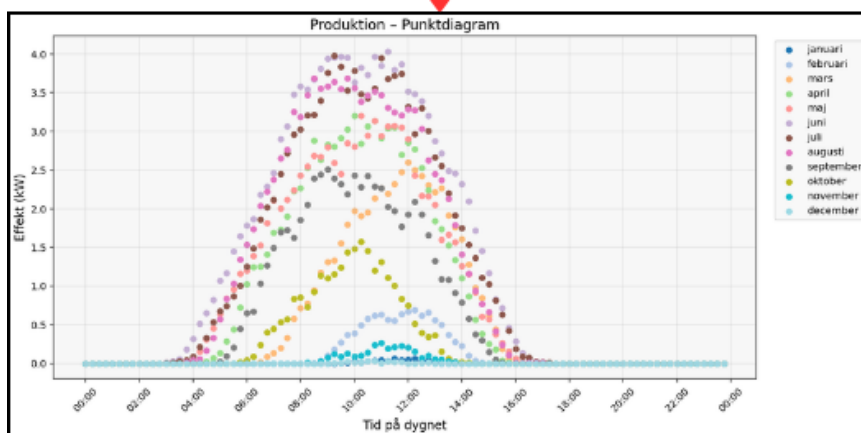


Figur 3: Visualisering av stapeldiagram till linjediagram för bättre visualisering

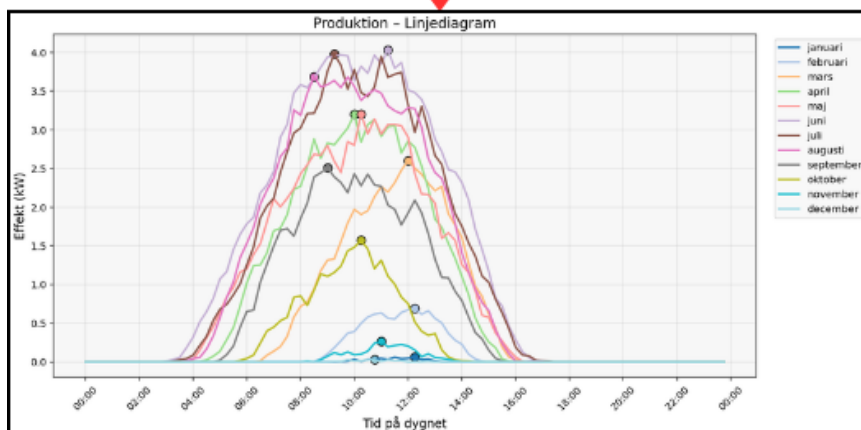
För att tydligare illustrera varför denna transformation genomfördes visar figur 4 samma medeldygnsp profiler för varje månads produktion visualiserat på tre olika sätt: som stapeldiagram, punktdiagram och linjediagram. Stapeldiagrammet representerar den mest fysiskt korrekta visualiseringen av kvartsvärdena, eftersom varje stapel motsvarar ett separat 15-minutersintervall. Samtidigt kan denna representation göra det svårt att identifiera övergripande trender och variationer över dygnet. Genom att istället visualisera datapunkterna som punkt- och linjediagram blir förändringar i belastning och produktion över tid tydligare och lättare att analysera. Linjediagrammen används därför som ett analytiskt och visuellt hjälpmedel för att underlätta tolkningen av effektprofiler och identifieringen av återkommande mönster i datan, se figur 4.



Stapeldiagram



Punktdiagram



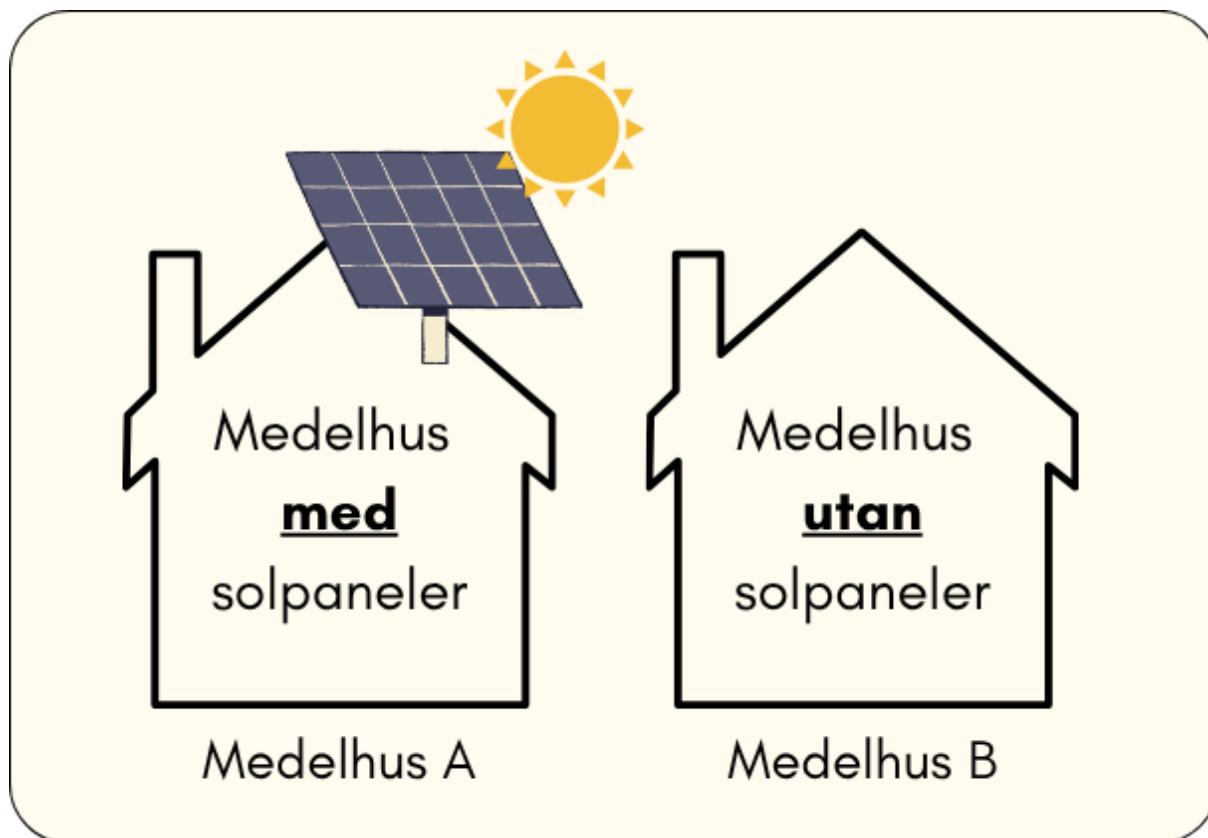
Linjediagram

Figur 4: Varje månads medeldygn för produktion, där datan har gått från stapel- till linjediagram för bättre visualisering

I nästa steg genomfördes kvalitetssäkring och filtrering av datamaterialet. Rådata som tillhandahölls innehöll osäkerheter, bland annat på grund av att kategorin småhus inte enbart omfattar bostäder, utan kan även inkludera verksamheter såsom butiker, restauranger eller andra typer av lokaler. Dessa har ofta avvikande konsumtionsmönster, exempelvis högre användning under dagtid, vilket kan snedvrider analysen. För att säkerställa

att datasetet representerar typiska hushåll exkluderades därför enheter med avvikande lastprofiler. Denna filtreringsprocess var nödvändig för att möjliggöra skapandet av representativa medelhushåll i senare steg. Datamaterialet kvalitetssäkrades även med avseende på saknade eller ofullständiga mätvärden. Kortare avbrott i tidsserierna, motsvarande enstaka kvartsvärden, interpolerades linjärt för att bibehålla kontinuitet i datasetet. Längre perioder med saknade värden exkluderades däremot från analysen eftersom interpolering över större tidsintervall riskerar att skapa missvisande belastningsmönster. Datapunkter som bedömdes vara orimliga, exempelvis extrema toppar utan fysisk rimlighet, identifierades genom visuell analys och jämförelse mot omkringliggande tidssteg och exkluderades från datasetet. Som en del av databearbetningen genomfördes även en separering av olika enhetstyper på nätstationsnivå. Under respektive nätstation förekom flera kategorier utöver småhus, däribland industri, jordbruk, handel och hantverk samt övriga verksamheter. För att isolera småhusens påverkan på nätet subtraherades dessa kategorier från nätstationernas totala effektvärden. Den resulterande datan representerar därmed enbart småhusens samlade produktion och konsumtion, vilket möjliggör en mer fokuserad analys av hushållsrelaterade elflöden och lokal eldelning.

I det avslutande steget genomfördes anonymisering och aggregering av datan i enlighet med dataskyddskraven enligt GDPR. För att säkerställa att enskilda hushåll inte kan identifieras anonymiserades både geografiska områden och individuella elanvändare. Datan aggregerades därefter till två typer av så kallade medelhushåll: ett med solceller och ett utan solceller. Medelhuset med solceller (medelhus A) baseras på data från 21 hushåll, medan medelhuset utan solceller (medelhus B) baseras på 191 hushåll, se figur 5. För medelhuset med solceller togs ett medelvärde av deras installerade effekt och medelhus A har därför en installerad effekt på 12 kW.

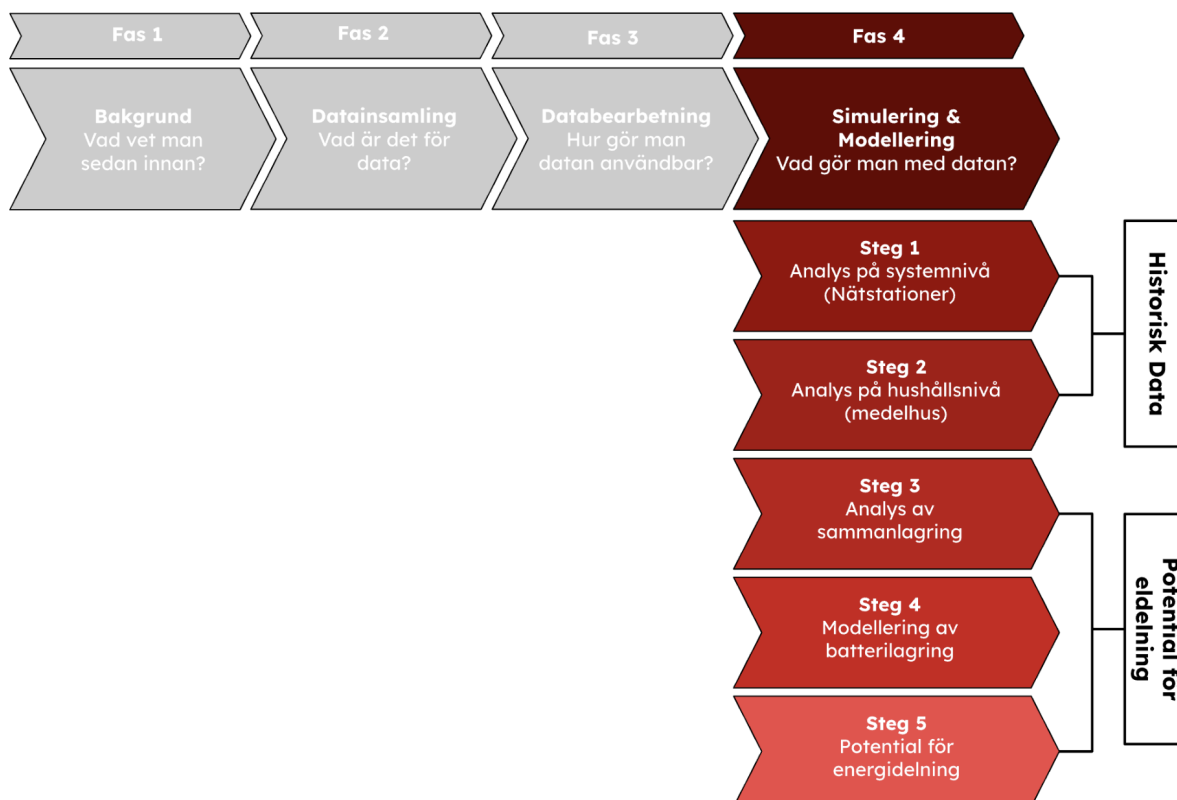


Figur 5: De två medelhus som har skapats; medelhus med solpaneler (medelhus A) baserat på 21 småhus, och medelhus utan solpaneler baserat på 191 småhus (medelhus B)

Genom denna aggregering representerar de resulterande profilerna genomsnittliga konsumtions- och produktionsmönster snarare än individuella variationer. Metoden möjliggör därmed analys av övergripande elflöden samtidigt som hushållens anonymitet bevaras. Efter att rådata har transformerats, kvalitetssäkrats och strukturerats till ett konsekvent och analyserbart dataset i fas 3, fanns de nödvändiga förutsättningarna för att genomföra den kvantitativa modelleringen och simuleringen av elflöden, vilket utgör studiens avslutande fas 4.

2.4 Fas 4 - Simulering och modellering

I denna fas används den bearbetade datan från fas 3 för att konstruera en analysmodell i syfte att undersöka samspelet mellan lokal elproduktion och elanvändning samt att kvantifiera potentialen för eldelning i lågspänningsnät. Analysen är uppbyggd som en stegvis och hierarkisk modell där varje delmoment bygger vidare på resultaten från föregående steg. Modellen består av fem analyssteg: (1) analys på systemnivå genom studier av nätstationer, (2) analys på hushållsnivå genom representativa medelhus, (3) analys av sammanlagring och tidsmässig överlappning mellan produktion och konsumtion, (4) modellering av batterilagring samt (5) analys av den potentiella eldelningen mellan hushåll, se figur 6.



Figur 6: Modellens uppbyggnad

Analysstrukturen har utformats för att successivt fördjupa förståelsen av elflöden i systemet. Inledningsvis analyseras hur produktion och konsumtion varierar i de studerade nätområdena över tid. Därefter undersöks hur dessa variationer ser ut på hushållsnivå genom representativa medelhus. När produktions- och konsumtionsmönstren har etablerats analyseras den tidsmässiga överlappningen mellan lokal produktion och konsumtion, vilket utgör den grundläggande förutsättningen för eldelning. Slutligen utvidgas modellen genom att inkludera hypotetisk batterilagring för att undersöka hur lokal lagring kan påverka hushållens energibalans och möjligheten till eldelning över tid. Den numeriska analysen har genomförts i Python med hjälp av bibliotek såsom Pandas för hantering av tidsserier och Matplotlib för visualisering. Samtliga analyser baseras på kvartsvärden, vilket möjliggör en detaljerad studie av samtidighet och variationer i elflöden över tid. Resultaten från analysmodellen presenteras i två separata resultatkapitel. Det första kapitlet behandlar historisk data och omfattar steg 1–2, där produktion och konsumtion analyseras utifrån verkliga mätvärden från nätstationer och hushåll. Det andra kapitlet fokuserar på potentialen av eldelning och omfattar steg 3–5, där sammanlagring, hypotetisk batterilagring och eldelning modelleras för att undersöka hur lokal lagring och delning kan påverka elflöden i lågspänningsnätet.

2.4.1 Steg 1 - Analys på systemnivå (nätstationer)

För att se hur lokal solexproduktion påverkar överliggande nätstationer kommer det första analyssteget utgöra en systemövergripande tidsserieanalys av de fem nätstationerna under hela år 2025. Syftet är att skapa effektprofiler för varje nätstation för att identifiera strukturer i produktion och konsumtion. I detta steg aggregeras data per nätstation och

visualiseras som tidsserier över året. Graferna genereras i Python genom att kvartsvärden summeras och medelvärdesbildas över respektive tidsperiod, varefter resultatet plottas som stapeldiagram för att möjliggöra identifiering av säsongsvariationer, lastprofiler och perioder av nettoöverskott respektive nettounderskott. Resultatet från detta steg används som en referensram för att identifiera när i tiden systemet potentiellt har överskott av lokal produktion som kan vara relevant för eldelning. Effektprofilerna för varje nätstation kan också visa på när och hur stora de negativa effekterna kan bli från lokal produktion för att då kunna jämföra absoluta värden av negativa och positiva topplaster för att se vad som dimensionerar nätet. Resultatet från detta steg används därefter som grund för de mer detaljerade analyserna på hushållsnivå i efterföljande steg.

2.4.2 Steg 2 - Analys på hushållsnivå (medelhus)

Efter den övergripande analysen på nätstationsnivå fördjupas studien till hushållsnivå genom användning av två representativa medelhus: ett med solceller (medelhus A) och ett utan solceller (medelhus B). För varje månad skapas ett representativt medeldygn baserat på 96 kvartsvärden, vilket gör det möjligt att analysera hur effektprofilerna förändras under dygnet och mellan olika årstider. Resultaten visualiseras som tidseriegrafer där produktion och konsumtion jämförs för de två hushållstyperna. På så sätt blir det möjligt att identifiera när hushåll med solceller producerar som mest, när hushållen konsumerar som mest samt när ett potentiellt överskott av energi uppstår. Steget bygger vidare på systemanalysen genom att gå från nätstationsnivå till hushållsnivå och skapar samtidigt grunden för de efterföljande analyserna av eldelning mellan hushåll.

2.4.3 Steg 3 - Analys av sammanlagring

Efter att produktion och konsumtion analyserats på både nätstations- och hushållsnivå undersöks i nästa steg hur väl dessa sammanfaller i tid. Syftet är att analysera i vilken utsträckning ett hushåll med solceller producerar el samtidigt som ett annat hushåll har ett konsumtionsbehov. Detta utgör den grundläggande förutsättningen för lokal eldelning. Analysen genomförs genom att jämföra produktionen från medelhus A med konsumtionen i medelhus B för varje kvart under hela år 2025. När produktion och konsumtion sker samtidigt registreras detta som ett potentiellt eldelningstillfälle. Resultatet används för att beräkna en sammanlagringsfaktor som beskriver hur stor andel av årets tidssteg där eldelning teoretiskt är möjlig. Resultaten presenteras både i tabellform och genom en värmekarta som visar under vilka månader och tider på dygnet samtidigheten är som störst respektive minst. På så sätt blir det möjligt att identifiera när eldelning har störst potential i nätet. Produktion sammanfaller inte alltid med konsumtion i realtid, vilket leder vidare till nästa steg där energilagring introduceras som ett sätt att flytta energi över tid.

2.4.4 Steg 4 - Modellering av batterilagring

I detta steg introduceras ett hypotetiskt batteri kopplat till medelhus A för att undersöka hur lokal ellagring påverkar hushållets energibalans. Till skillnad från föregående steg analyseras här enbart hushållet med solceller (medelhus A) och samspelet mellan produktion, konsumtion och lagring inom samma hushåll. Syftet är att undersöka hur mycket av den lokalt producerade solelen som kan användas direkt i hushållet, hur mycket som kan lagras över dygnet samt om ett kvarvarande energiöverskott uppstår som potentiellt skulle kunna

delas med andra hushåll. Modellen bygger på att laddningsnivån börjar på noll i ett hypotetiskt batteri vid dygnets start samt att hushållet i första hand använder sin egen solcell för att täcka den momentana konsumtionen. Eventuellt överskott efter egenanvändning lagras därefter i batteriet och kan användas senare under dygnet när produktionen inte är tillräcklig för att täcka hushållets behov. Batteriets laddningsnivå uppdateras kontinuerligt för varje kvart baserat på skillnaden mellan produktion och konsumtion, vilket gör det möjligt att följa hur energi ackumuleras och används över tid. Eftersom batteriet är hypotetiskt antas ingen begränsning i lagringskapacitet, vilket innebär att modellen fokuserar på energibalansen snarare än på dimensionering av ett specifikt batterisystem. För varje månad analyseras ett representativt medeldygn bestående av 96 kvartsvärden. Resultaten presenteras genom månadsvisa tidsseriegrafer där hushållets konsumtion, lokala solcellproduktion samt batteriets laddningsnivå visualiseras över dygnet. Genom att analysera batteriets laddningsnivå vid slutet av dagen blir det möjligt att undersöka om hushållet har ett kvarvarande energiöverskott efter att den egna konsumtionen har täckts. Ett positivt värde indikerar att hushållet producerar mer energi än det själv använder under dygnet, vilket innebär att ett potentiellt överskott finns tillgängligt för eldelning. Om laddningsnivån däremot är låg eller negativ visar modellen att hushållets egen produktion inte är tillräcklig för att täcka den egna konsumtionen fullt ut. Detta steg möjliggör därmed en fördjupad analys av hur lokal energilagring kan påverka hushållets självförsörjning samt skapa förutsättningar för eldelning mellan närliggande hushåll.

2.4.5 Steg 5 - Potential för eldelning

I det sista steget sammanförs resultaten från de tidigare analyserna för att undersöka den praktiska potentialen för eldelning mellan två hushåll. Här analyseras ett förenklat entill-en-scenario där ett hushåll med solceller och batteri (medelhus A) potentiellt kan dela sitt energiöverskott med ett hushåll utan egen produktion (medelhus B). Analysen bygger på att konsumtion och batterilagring kombineras för att undersöka hur mycket el som faktiskt skulle kunna delas mellan hushållen över tid. Resultaten presenteras genom en sammanställande graf där konsumtion och potentiellt delbar el jämförs för olika månader under året. Syftet med detta steg är att ge en samlad bild av hur stor potentialen för lokal eldelning är baserat på verklig mätdata. Resultatet visar därmed om befintlig mätdata kan användas för att identifiera när eldelning är möjlig, hur stor del av överskottsenergin som kan nyttiggöras lokalt samt vilken betydelse batterilagring har för att öka denna potential.

3 Bakgrund

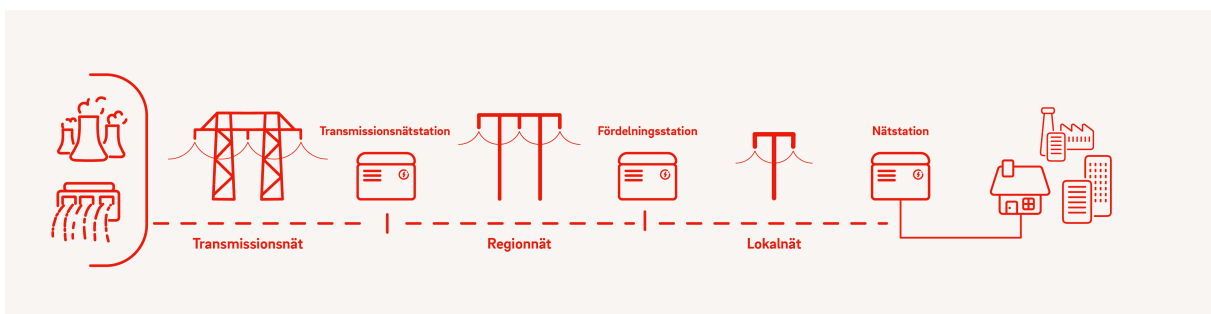
Bakgrundskapitlet syftar till att ge läsaren en grundläggande förståelse för de tekniska och systemmässiga förutsättningarna som ligger till grund för studiens analyser och simuleringar. För att kunna tolka resultaten och förstå varför specifik mätdata, modeller och simuleringar används krävs en övergripande förståelse för hur energisystemet är uppbyggt samt vilka utmaningar och möjligheter som uppstår i samband med lokal elproduktion och eldelning. Kapitlet är därför uppdelat i två huvudsakliga delar. Den första delen behandlar energisystemet ur ett bredare perspektiv och syftar till att ge en generell överblick över elproduktion, elanvändning och nätstruktur. Den andra delen fokuserar mer specifikt på eldelning och de tekniska aspekter som är relevanta för studiens analys, inklusive lokal solproduktion, sammanlagring och lagring av energi.

3.1 Bakgrund del 1: Energisystemet

Denna del ämnar att skapa en teoretisk grund för studien genom att förklara centrala begrepp såsom energigemenskaper och lokal elproduktion samt för att förklara nuvarande regelverk och marknadsförutsättningar. Bakgrunden används även för att contextualisera resultaten från den kvantitativa analysen.

3.1.1 Energisystemets uppbyggnad i Sverige

Sveriges elsystem är indelat i tre nivåer utefter vilken spänningsnivå som gäller: transmissionsnätet som transporterar el över långa avstånd mellan elområden och större produktions- och konsumtionsanläggningar, regionnätet som fungerar som en länk mellan transmissionsnätet och lokalnätet, samt lokalnätet som distribuerar el till slutkunderna. Se figur 7 nedan. Lokalnätet tar vid med spänning på 40 kV och lägre och är de (oftast) markbundna kablar som tillslut leder in till hushållen. Inom ett område kopplas lokalnätet till en gemensam nätstation, vilket är den minsta och vanligaste typen av transformatorstation, och nätstationen kan sedan i sin tur kopplas till närliggande nätstation eller upp till en fördelningsstation (vidare till regionnätet) [9]. Den el som konsumeras eller produceras i ett bostadsområde summeras alltså ihop under nätstationen och historiskt sett har detta i princip alltid inneburit att el transporteras från produktionskällor på transmissions- eller regionsnivå ner till lokalnätet. Denna struktur håller på att förändras och allt mer produktion återfinns nu på lokal nivå via till exempel privata solceller [10].



Figur 7: Schematisk bild av det svenska elsystemet. Utdrag från hemsida, Så fungerar elnätet. © E.ON Energidistribution [11]

Elnätet dimensioneras alltid efter maximal samtidiga belastning vilket kallas för årets topplasttimme och i Sverige förekommer den under vinterhalvåret, oftast en kall januari- eller februaridag [12]. Det är alltså inte ett årsmedel som avgör, vilket innebär att även om ett område har låg belastning under majoriteten av året måste nätet ändå byggas för att klara av de få timmar som har högst effekt. Ju fler som ansluts och använder nätet, desto mer ökar den potentiella topplasten och med det behovet av att investera i energinfrastruktur vilket driver upp kostnader för nätbolagen och i förlängningen för el-kunderna genom höjda nätavgifter [13]. Nät företag har dessutom anslutningsplikt, vilket innebär att de måste ansluta nya kunder oavsett lokal kapacitet [14]. Detta skapar ytterligare tryck på näten och gör alternativa lösningar som lokal flexibilitet och samordnad energianvändning särskilt intressanta.

Sveriges elmix består idag till majoriteten av förnybara energikällor (vindkraft, solkraft, kärnkraft och vattenkraft) [15]. Generellt över året finns en större energiproduktion än konsumtion, men på grund av att elen inte alltid produceras på rätt tid och plats kan det ändå uppstå lokala effekt- och kapacitetsbrister. Detta är framförallt vanligt i SE4 då det är det elområde med minst elproduktion [16]. Effektbrist, ibland kallad produktionskapacitetsbrist, uppstår när det under en viss tidpunkt saknas tillräcklig elproduktion för att täcka den aktuella förbrukningen. Det handlar om en kortvarig obalans i elsystemet, då produktion och konsumtion i realtid egentligen alltid ska vara i jämvikt. Kapacitetsbrist, ibland kallad nätkapacitetsbrist, uppstår istället då, trots tillräcklig elproduktion i det övergripande elsystemet, elen inte kan överföras dit den behövs på grund av begränsningar i nätet. Här handlar det alltså inte om en brist på el, utan om otillräcklig överföringsförmåga. [17]

Ett sätt att göra skillnaden tydligare är att använda liknelsen till vatten. Tänk dig att vatten ska ledas från en damm till en pool genom en slang. Effektbrist innebär då att det inte finns tillräckligt med vatten i dammen. Även om slangen är fullt fungerande finns det helt enkelt för lite vatten att skicka vidare, och det rinner bara en liten mängd i taget till poolen. Kapacitetsbrist innebär istället att dammen är välfylld men slangen är för smal för att kunna transportera vattnet i den takt som behövs. Det finns alltså gott om vatten, men begränsningen ligger i själva överföringen och poolen kan inte fyllas så snabbt som man önskar, trots att tillgången egentligen är god.

På grund av dessa faktorer ställs nya krav på elnätets kapacitet och på systemets flexibilitet, det vill säga förmågan att anpassa produktion och konsumtion över tid. Flexibilitet lyfts fram, i såväl nationella [18] som europeiska strategier [13], som en av de mest kostnadseffektiva åtgärderna för att hantera effektutmaningarna eftersom det kan minska behovet av omfattande nätinvesteringar [3]. Flexibilitet kan tillhandahållas genom reglerbar produktion, energilagring och anpassning av efterfrågan [19]. I detta sammanhang kan energigemenskaper och eldelning förstås som en form av lokal flexibilitetsresurs.

3.1.2 EU-direktiv och regelverk i Sverige

Genom Ren Energi-paketet ‘Clean Energy for all Europeans’ som antogs 2019 infördes begreppet energigemenskaper i EUs lagstiftning [6]. År 2023 trädde sedan EUROPAPARLAMENTETS OCH RÅDETS DIREKTIV (EU) 2023/1791 av den 13 september 2023 om energieffektivitet och om ändring av förordning (EU) 2023/955 [20] i kraft som handlar

om hur alla medlemsländer ska bidra till energieffektivitet genom bland annat skapandet och främjandet av energigemenskaper. Möjligheten som EU ser med energigemenskaper beskrivs exempelvis som:

“Dessa gemenskaper kan hjälpa medlemsstaterna att uppnå målen för det här direktivet genom att främja energieffektivitet på lokal nivå eller hushållsnivå samt i offentliga byggnader i samarbete med lokala myndigheter. De kan stärka och engagera konsumenterna och göra det möjligt för vissa grupper av hushållskunder, inbegripet på landsbygden och i avlägsna områden, att delta i energieffektivitetsprojekt och energieffektivitetsåtgärder, som kan kombinera sådana åtgärder med investeringar i förnybar energi.” [20]

Här ses att EU:s energipolitik under de senaste åren i allt större utsträckning har fokuserat på att möjliggöra ett mer decentraliserat och konsumentdrivet energisystem. Genom energigemenskapsbegreppet (“Renewable Energy Communities (REC)” och “Citizen Energy Communities (CEC)” på engelska), är syftet att ge medborgare, företag och lokala aktörer möjlighet att producera, konsumera, lagra och dela energi [6]. Dessa gemenskaper är tänkta att bidra till ökad energieffektivitet, integration av förnybar energi samt stärkt konsumentinflytande. Enligt direktivet (EU) 2023/1791 betonas energigemenskapers roll i att uppnå energieffektiviseringsmål genom att möjliggöra lokala initiativ och investeringar i förnybar energi. Energigemenskaper kan även bidra till sociala mål, såsom minskad energifattigdom och ökad inkludering i energisystemet [20]. I praktiken innebär detta att medlemsstater förväntas skapa regulatoriska förutsättningar som underlättar etableringen av sådana gemenskaper. I Sverige är implementeringen av dessa direktiv pågående, och nya lagförslag syftar till att tydliggöra rätten att delta i energidelning. Samtidigt kvarstår flera regulatoriska utmaningar, särskilt kopplade till nätavgifter och beskattning, vilket påverkar den ekonomiska genomförbarheten. Analyser från Energimyndigheten visar att det finns betydande tekniska och ekonomiska hinder som fortfarande begränsar energigemenskapers potential kopplat till skatter, nätavgifter och bristande incitament för lokal delning [7]. Samtidigt investerar privatpersoner redan stora summor i solceller, batterier och elbilar, [10], [21] vilket innebär att möjligheten för att organisera sig i en gemenskap ökar.

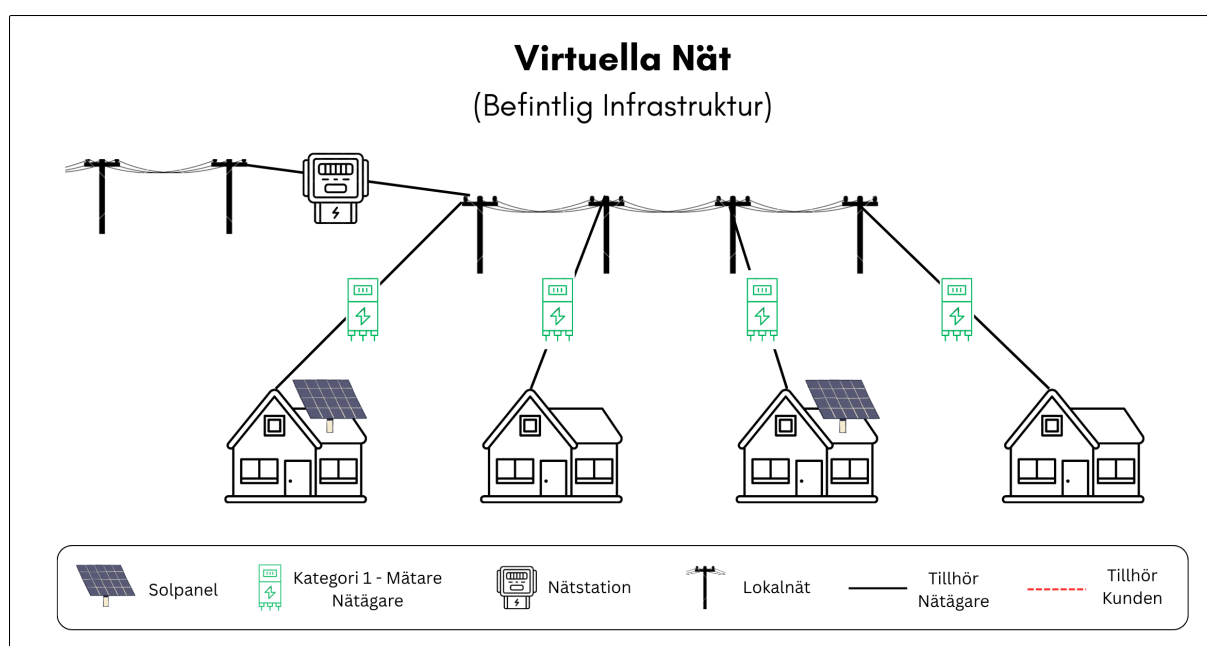
Den 12 februari 2026 (mitt under detta examensarbete) publicerades en lagrådsremiss från regeringen kring nya lagar om elsystemet. Regeringen föreslår en ny elmarknadslag och en ny lag om elektriska ledningar som ersätter den nuvarande ellagen (1997:857), med särskilt fokus på energidelning och energigemenskaper. Lagförslagen föreslås träda i kraft 1 januari 2027 och den nya elmarknadslagen inför uttryckliga regler för eldelning. Du som privatperson har rätt att producera el, lagra el, sälja överskottsenergi, delta i eldelning och vara med i en energigemenskap men du måste fortfarande ha nätaftal, elhandelsavtal, en balansansvarig (elhandlaren eller aggregator) och eldelningen måste ske via elnätet (med undantag för IKN som beskrivs mer nedan). I lagrådet förklaras också att delning av el begränsas till ett gemensamt elområde [22]. Det innebär att alla inom SE4 får dela till andra inom SE4.

3.1.3 Energigemenskapstyper

Eftersom energigemenskaper kan organiseras på flera olika sätt, och eftersom lagstiftningen nu öppnar upp för eldelning inom elområden, blir det viktigt att förstå vilka modeller för eldelning som faktiskt finns och hur de skiljer sig åt.

Virtuella Nät

Vid virtuell eldelning används det befintliga distributionsnätet och den mätinfrastruktur som redan är installerad, vilket visualiseras i figur 8. Den fysiska elen matas in och tas ut via nätägarens nät, medan själva delningen sker genom en ekonomisk och avtalsmässig avräkningsmodell. Modellen innebär därför ingen förändring av elnätinfrastrukturen, utan bygger på kontraktuella arrangemang och avräkningsmetoder mellan producenter och konsumenter.



Figur 8: Infrastruktur för virtuell eldelning

I praktiken är virtuell delning främst en regulatorisk och ekonomisk fråga, snarare än en teknisk. Den kräver ingen ny teknik utöver den avancerade mätinfrastruktur (AMI) som redan är obligatorisk i Sverige enligt 9 kap. 10 § Ellag (1997:857) och Ei:s föreskrifter om timmätning [23]. Smarta elmätare finns redan installerade hos samtliga elanvändare, vilket möjliggör timvis (och i ökande grad kvartsvis) avräkning. Det som behöver förändras är istället affärsmodeller, avtal och avräkningsprinciper. En central utmaning i svensk kontext är att el som delas virtuellt fortfarande betraktas som levererad via det koncessionspliktiga nätet och därmed belastas med nättariffer enligt 4 kap. ellagen, energiskatt enligt Lag (1994:1776) om skatt på energi, samt moms [24]. Eftersom varje uttagpunkt beskattas separat uppstår i dagsläget begränsade ekonomiska incitament för lokal delning, särskilt när energin först matas in på nätet och därefter tas ut igen av en annan part.

Det finns länder i Europa som har valt att implementera affärsmodeller som underlättar virtuell eldelning. Ett sådant fall är Österrike där en modell har skapats för att hantera

Externa Nät

Externa Nät

The diagram illustrates the connection between an external power network and a local network. On the left, a power line with a meter and a transformer is shown. This line connects to a green box labeled 'Kategori 1 - Mätare Nätägare'. From this box, a solid line (representing 'Tillhör Nätägare') leads to a green box labeled 'Lokalnät'. From the 'Lokalnät' box, four dashed red lines (representing 'Tillhör Kunden') connect to four houses, each with a solar panel on its roof. A legend at the bottom identifies the symbols: a solar panel for 'Solpanel', a green box with a meter for 'Kategori 1 - Mätare Nätägare', a transformer for 'Nätstation', a green box for 'Lokalnät', a solid line for 'Tillhör Nätägare', and a dashed red line for 'Tillhör Kunden'.

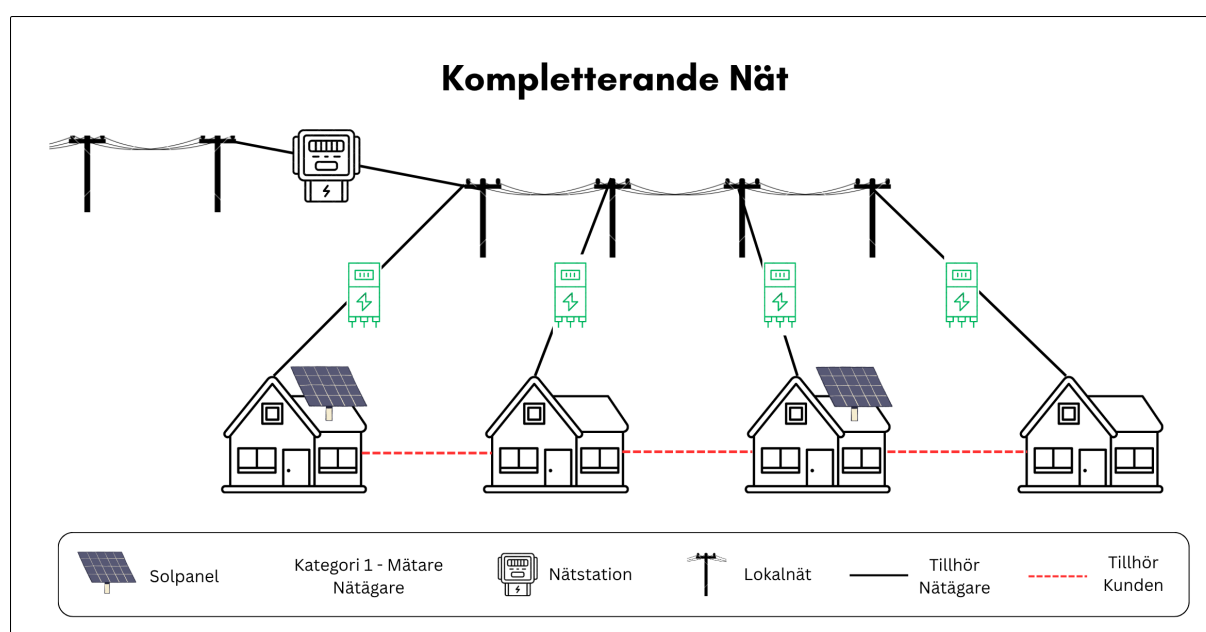
Huvudregeln i svensk rätt är att elektriska starkströmsledningarna kräver nätkoncession enligt 2 kap. Ellag (1997:857) [23]. Undantag från koncessionsplikten regleras i Förordning (2007:215) om undantag från kravet på nätkoncession (IKN-förordningen). Dessa undantag möjliggör så kallade icke-koncessionspliktiga nät (IKN), exempelvis inom industriområden, fastigheter eller i vissa geografiskt avgränsade situationer. Det är alltså inte fritt fram för vem som helst att bygga ett parallellt nät i ett villaområde. Möjligheten att etablera ett IKN beror på om kriterierna i IKN-förordningen är uppfyllda, exempelvis avseende geografisk avgränsning, verksamhetens art och om överföringen sker inom en sammanhållen anläggning [25]. Ei utövar tillsyn och har i flera vägledningar betonat att undantagen ska tolkas restriktivt för att inte urholka koncessionssystemet.

18

själva eller en separat juridisk person) vilket har väckt frågor kring energisäkerhet [26] och ytterligare frågor kring “bakom-mätar”-problematiken sett utifrån nätägarens perspektiv [27]. En gemensam anslutningspunkt kan innebära att nätägare förlorar kunder och möjligen även intäkter. Dock är denna förlust inte nödvändigtvis proportionell mot antalet förlorade kunder eftersom intäkterna regleras genom en intäktsram som i huvudsak baseras på nätets kapitalbas och kostnader för drift och underhåll [28], [29], [30].

Kompleterande nät

Ett kompletterande nät innebär istället att separata fastigheter som redan är anslutna till det koncessionspliktiga nätet binder samman sina anläggningar med egna kablar, som visualiserat i figur 10. Det rör sig alltså inte om ett helt lokalt distributionsnät, utan om enstaka direkta ledningar mellan två eller flera kunder.



Figur 10: Infrastruktur för kompletterande nät

Jämfört med externa nät så behåller varje fastighet sin egen anslutning och mät punkt mot nätföretaget och den kompletterande ledningen används för direkt fysisk överföring mellan parterna. Nätägaren ansvarar fortsatt för det ordinarie distributionsnätet i området, men saknar nu ägandeskap över de kompletterande kablarna mellan kunderna. Här uppstår mer komplexa frågor kring mätning, beskattning och koncessionsplikt. Om el överförs mellan två juridiskt skilda personer kan detta betraktas som leverans och därmed utlösa energiskatt enligt lagen om skatt på energi [24]. Dessutom måste den kompletterande ledningen falla inom ramen för undantagen i IKN-förordningen för att vara tillåten utan koncession [25].

3.1.4 Befintliga projekt i Sverige

Det finns pilotstudier som har skapats i olika områden i Sverige för att försöka implementera energigemenskaper [7]. Då det inte finns någon tydlig mall för hur gemenskaper ska struktureras ser alla exempel olika ut och är uppbyggda på lite olika sätt. Tamarinden

i Örebro planeras att ha externa nät där producerad el och värme kan delas [31], Sättra i Västerås använder sig av virtuell energidelnings och CoAction i Lund är ett exempel på ett externt nät kopplat till smarta routrar och energilagrar. Dessa tre är alla exempel på gemenskaper, men de är alla också nybyggda eller planerade områden där det från start har funnits möjligheten att designa och dimensionera nätet med energidelnings och förväntad belastning i åtanke. Överlag finns det få energigemenskaper i Sverige som inte drivs i nybyggda nät [7].

3.1.5 Ekonomiska incitament och affärsmodeller

Tariffstrukturer, skatter och marknadsregler påverkar hur lönsamt det är för aktörer att investera i lokal produktion och flexibilitet [32] och ekonomiska incitament är därav avgörande för implementeringen av eldelning och energigemenskaper. Affärsmodeller för energigemenskaper kan variera, men innefattar ofta gemensamma investeringar i produktion och lagring samt interna avräkningssystem. Lönsamheten beror i stor utsträckning på hur kostnader och intäkter fördelas mellan deltagarna och den stora utmaningen i nuläget är att regelverken inte tydliggör hur energigemenskaper ekonomiskt ska hanteras av nätägare eller andra aktörer. Från Energimyndighetens rapport går att läsa att skattefrågor har varit en central utmaning för flera olika föreningar [7]. Vidare försvåras processen ytterligare av att nya tariffer läggs fram som förslag [33] för att sedan kort därefter strykas [34], så att varken nätägare eller privatpersoner har möjlighet att planera långsiktigt.

En villakund i SE4 i Sverige konsumerar mellan 10 000 - 20 000 kWh/år [35]. Utifrån nuvarande elnätssabonnemang och priser innebär det en kostnad på ca 8600 kr/år - 16 000 kr/år, förutsatt en säkring på 20 A [36]. Denna utgift hade möjligen kunnat minskas via eldelning då en betydande del av elkostnaden består av energiskatten och moms [35], [37] och eldelning kan vara helt eller delvis skattefritt under vissa förutsättningar [24]. Samtidigt är regelverket kring energigemenskaper och energidelnings ännu inte fullt utvecklat eller implementerat i Sverige och EU [26] och som nämnt ovan är det ofta just skattefrågan som innebär ett stort hinder för energigemenskaper [7].

De fall som har potential för skattefri eldelning är användningen av externa eller kompletterande nät. Där måste dock istället kostnaderna för den fysiska nedgrävningen av kablarna räknas på. Det kan ses som en engångsinvestering, förutsatt att nedgrävt material håller de förväntade åren samt att batterier, växelriktare och solceller kan användas utan uppgraderingar eller större underhåll. Från konversationer på E.ON framgår det att markkablar rimligen kan antas fungera 60-70 år samt att de, för en privatperson, kostar mellan 500 - 1500 kr/meter att gräva ner. Spannet i pris beror på vilken typ av mark som kabeln grävs ner i: gräs är billigare att återställa medan stenläggning och asfalt innebär betydligt dyrare utgifter. Som ett exempel innebär detta att en 30 meter lång markkabel mellan två fastigheter hade kostat mellan 15 000 kr - 45 000 kr. Tillsammans med inköp av solceller, batteri och växelriktare hade detta inneburit en engångskostnad på ca 100 000 kr. Detta inkluderar dock inte kostnader som kan tillkomma för tillståndsansökan och prövning.

3.2 Bakgrund del 2: Eldelning i praktiken

3.2.1 Sammanlagring

Den faktiska toppeffekten i ett nät är alltid lägre än summan av alla kunders individuella maxeffekter [38], eftersom kunder sällan använder sin maximala effekt samma tid. Sammanlagring i elnätet förklarar hur flera laster “lagras samman” i tid för att deras effektbehov överlappar med varandra. I ett elnäts- och myndighetsperspektiv är sammanlagring därför ett mått på hur flera enskilda laster eller produktioner sammanfaller i tiden och därmed påverkar nätets belastning och behovet av överföringskapacitet. Denna data används exempelvis när elnätsföretag gör effektprognoser eller dimensionerar nätet för att kunna hantera flera kunders topplaster samtidigt.

För produktion via solceller kan sammanlagring spela stor roll eftersom det för denna energikälla finns en tydlig tidsmässig diskrepans mellan produktion och konsumtion över dygnet och året [39]. Sammanlagringen kan mätas via en sammanlagringsfaktor som säger något om hur ofta solceller producerar el och skickar ut ett överskott på nätet samtidigt som en annan part har ett behov av el. Om denna faktor är hög innebär det att det finns stor potential för delning av el i realtid och om faktorn är låg innebär det att det inte sker sammanlagring så ofta. Genom att samordna resurser kan energigemenskaper öka egenanvändningen av lokal produktion och minska behovet av överföring via regionnätet. Detta kan bidra till att minska effekttoppar och förbättra utnyttjandet av befintlig infrastruktur. Sammanlagring kan även skapa ekonomiska fördelar genom att flera aktörer delar på resurser såsom batterier eller styrsystem och då gemensamt kan göra investeringar som är mer ekonomiskt attraktiva jämfört med individuella lösningar [40].

Utöver sammanlagring spelar energilagring en central roll i att hantera variationer i produktion och konsumtion. Batterier, särskilt litiumjonbatterier, är idag den snabbast växande tekniken för stationär lagring i småskaliga system [41]. Genom att lagra överskottsenergi och använda den vid senare tillfällen möjliggör batterier att man kan skifta lasten från en tidpunkt till en annan och är alltså ett sätt att bidra till att jämna ut belastningen över tid och reducera effekttoppar [3]. Dessa lösningar kan spela en viktig roll i framtidens energisystem genom att öka flexibiliteten.

När det finns en hög grad av sammanlagring innebär det att produktion och konsumtion sammanfaller i tid, vilket skapar förutsättningar för lokal användning av producerad el. Detta indikerar en potentiell möjlighet för eldelning mellan närliggande aktörer. Samtidigt innebär detta inte automatiskt att eldelning sker i praktiken, eftersom de fysiska elflödena i nätet styrs av elektrotekniska principer snarare än av avtalsrelationer mellan användare. Detta leder vidare till nästa kapitel, där eldelning analyseras utifrån de fysikaliska principer som styr elflöden i nätet, samt hur dessa relaterar till mätning, avräkning och marknadsmodeller.

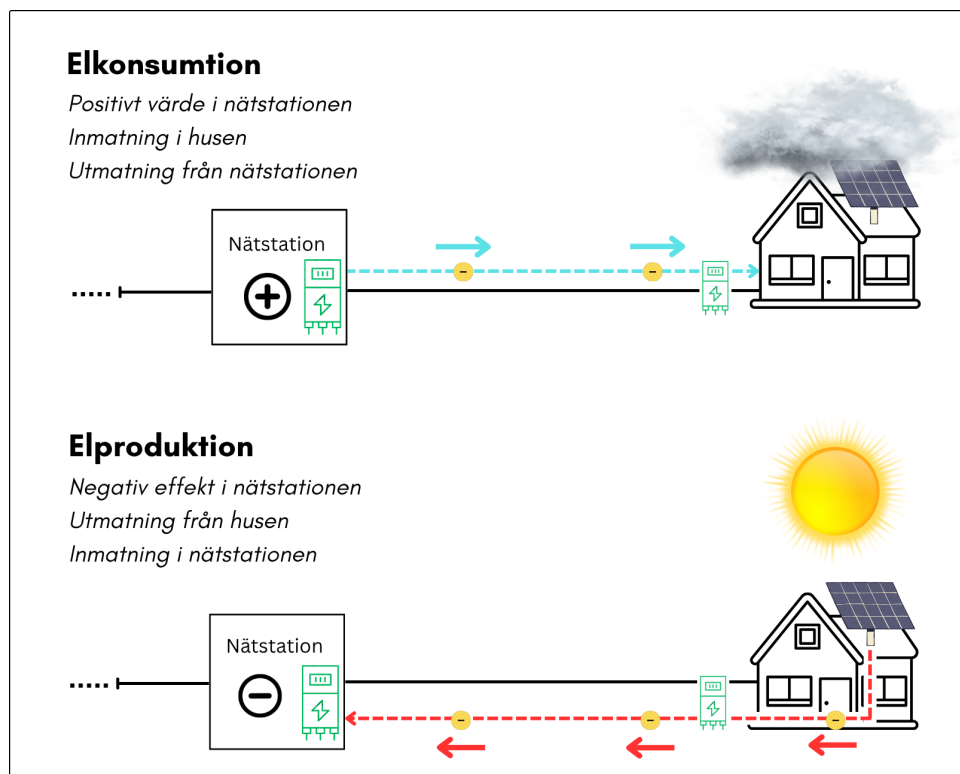
3.2.2 Fysikaliska principer för elflöden

Elnätet fungerar som ett sammanhängande system där all produktion och konsumtion är kopplad till samma nätverk [42]. När elektricitet produceras matas den ut i nätet och används där behov uppstår, vilket innebär att el redan idag delas mellan användare i praktiken [42], [43]. Det går dock inte att följa exakt vilken mängd el som går från en specifik producent till en specifik konsument, eftersom effektlöden i växelströmssystem

fördelas över hela nätet enligt fysikaliska lagar och nätets impedanser [42], [44]. Elektriciteten fördelas därmed automatiskt mellan tillgängliga ledningsvägar beroende på nätets förutsättningar och lokala belastningar, snarare än längs en enskild förutbestämd väg [44], [45]. Detta innebär att lokalt producerad el, exempelvis från solceller, ofta används av närliggande hushåll innan el behöver transporteras längre sträckor genom transmissionsnätet [43], [46]. På så sätt sker eldelning redan idag på en fysisk nivå, eftersom lokal produktion bidrar till att täcka lokal konsumtion inom samma nätområde [43], [46]. Skillnaden är att dagens elsystem och marknadsmodeller generellt inte är utformade för att ekonomiskt särskilja eller ersätta denna lokala användning mellan specifika hushåll eller grannar [47]. Eldelning handlar därför inte om att elektriciteten börjar röra sig annorlunda i nätet, utan snarare om att skapa avtalsformer och marknadsmodeller som gör det möjligt att mäta, fördela och ekonomiskt värdera den lokala el som redan används inom samma nät [47], [48].

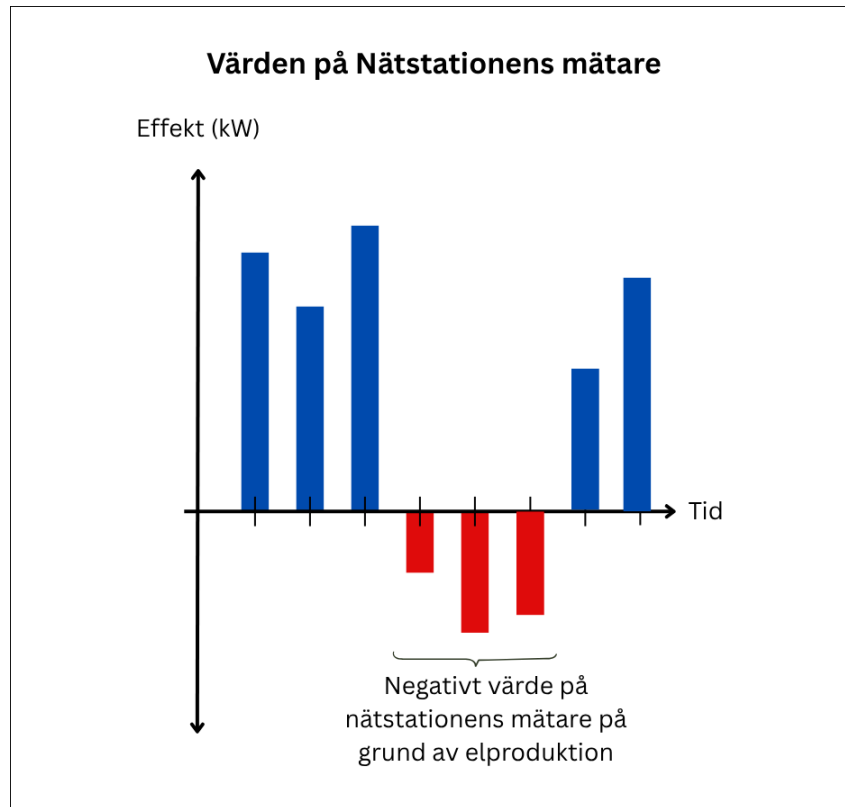
3.2.3 Värden på nätstationen

Figur 11 nedan visar ett förenklat nätverk för att illustrera i vilken riktning el flödar beroende på om området har en nettoimport (konsumtion) eller nettoexport (produktion) och vad detta innebär i nätstationens mätare. Om el konsumeras i området, alltså flödar från nätstationen mot hushållen, registrerar mätaren detta som ett positivt värde. Om det istället produceras el via exempelvis solceller kommer mätaren registrera detta som ett negativt värde.



Figur 11: Schematisk bild av riktning av elflöde till och från nätstation

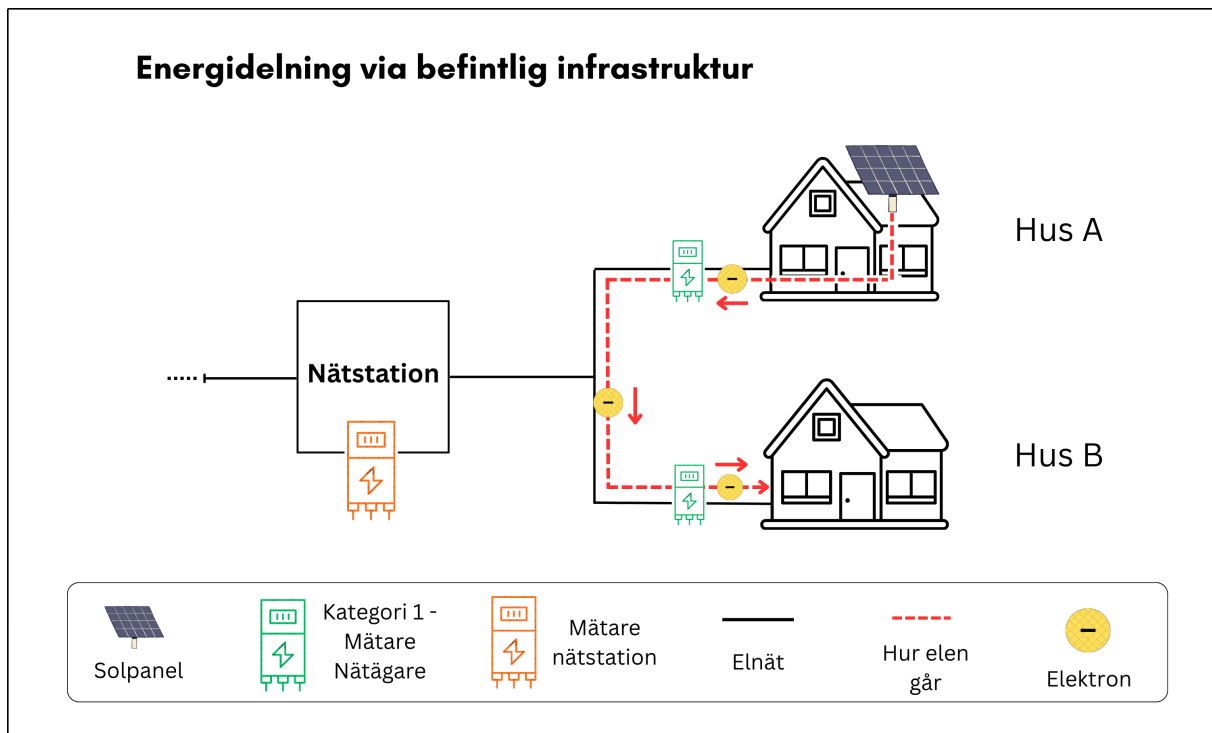
Vid analys av nätstationsvärden är det viktigt att förstå denna skillnad då effektprofiler kan identifiera om det finns produktionskällor under nätstationen utifrån dessa negativa värden. Ett exempel på en sådan profil visas i figur 12, där effekt i kW ges på y-axeln och tid på x-axeln. Blå staplar representerar konsumtion, och alltså positiv effekt, medan röda staplar representerar negativa värden då det produceras och el flödar i motsatt riktning.



Figur 12: Exempel på hur staplarna i en effektprofil ser ut på detaljerad nivå

3.2.4 Lokal nätstruktur och delning (Mätning och systemgränser)

Lågspänningsnät är vanligtvis uppbyggda som radiella distributionsnät, vilket innebär att flera hushåll är anslutna till samma gemensamma ledningar som i sin tur är kopplade till en nätstation [42]. Hushållen har därmed inte separata ledningar hela vägen till nätstationen, utan delar samma fysiska infrastruktur med andra användare i området [49]. Detta innebär att lokal produktion och lokal konsumtion automatiskt påverkar varandra inom nätet genom de fysikaliska principer som styr effektlöden i elsystemet [50], [51]. Figur 13 illustrerar ett förenklat lågspänningsnät med två hushåll, där Hus A har solcellspanning medan Hus B enbart konsumerar el. Vid varje hushåll registrerar elmätaren elflödet vid anslutningspunkten till nätet [43]. Ett positivt värde innebär att hushållet konsumerar el från nätet medan ett negativt värde innebär att hushållet matar el in på nätet [43]. Om Hus A producerar el samtidigt som Hus B har ett konsumtionsbehov kommer en del av elen naturligt att användas lokalt inom området innan den transporteras vidare upp i överliggande nät [44], [46]. Detta sker automatiskt genom nätets struktur och de fysikaliska lagar som styr elflöden och kräver ingen särskild styrning eller fysisk omkoppling [50], [44].

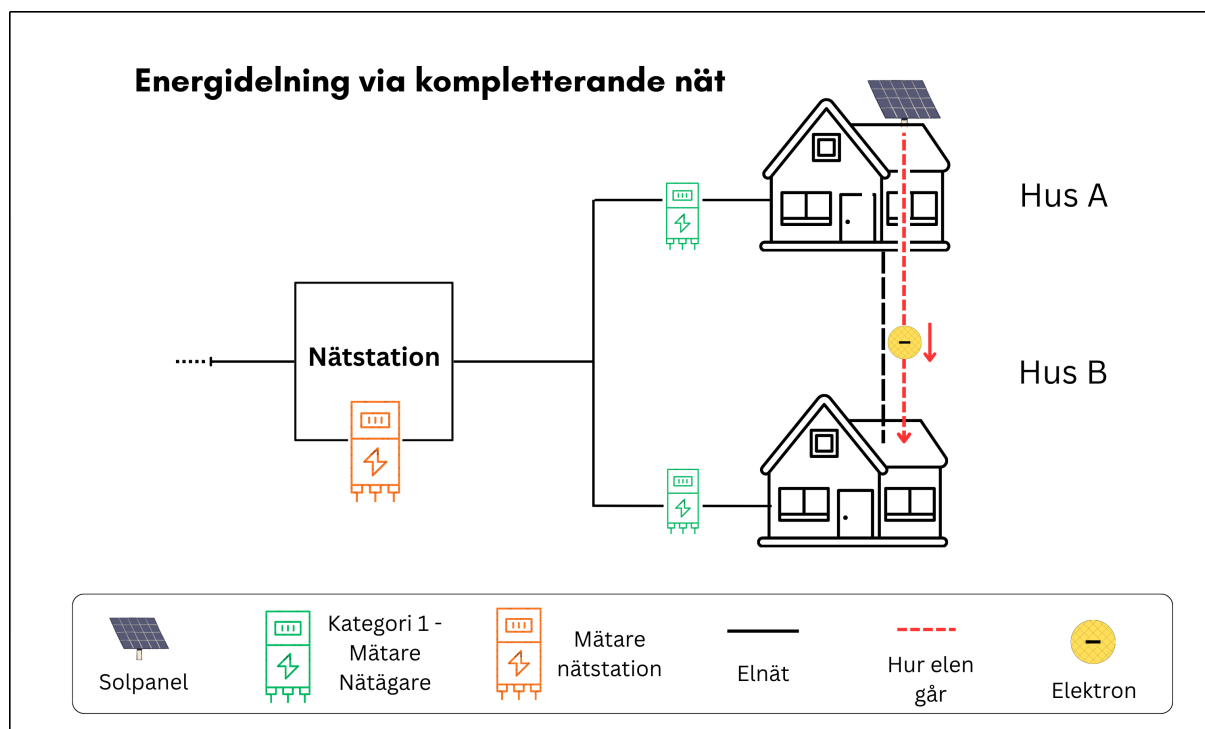


Figur 13: Schematisk bild av eldelning via befintlig infrastruktur

En viktig aspekt är att denna lokala balans normalt inte syns i mätningen på överliggande nät [44]. Eftersom hushållens elmätare registrerar nettoutbytet vid anslutningspunkten går det inte att exakt avgöra hur stor andel av den lokalt producerade elen som också konsumeras lokalt [45], [46]. Om produktion och konsumtion vid samma tidpunkt är lika stora sker exempelvis inget nettoutbyte mot överliggande nät, trots att el fortfarande produceras och används inom området [50], [44]. Först när produktionen överstiger den lokala konsumtionen transporteras överskottet vidare upp mot nätstationen [42], [46]. I dagens elsystem behandlas lokal produktion som inmatning till nätet och lokal konsumtion som uttag från nätet, oavsett om elen i praktiken används av närliggande hushåll inom samma område [45], [47]. Virtuellt eldelning bygger därför inte på att elektriciteten transporteras på ett nytt sätt, utan på att befintliga elflöden mäts, fördelas och prissätts annorlunda [47], [48]. Genom virtuella avtal kan exempelvis Hus B ekonomiskt tillgodoräkna sig el producerad av Hus A till ett förutbestämt pris, trots att det inte går att exakt spåra den fysiska elektriciteten mellan hushållen [47], [48].

Vid användning av kompletterande nät, se figur 14, där hushåll kopplas samman genom en separat privat kabel, gäller fortfarande samma fysikaliska principer för effektlöden [43], [44]. Skillnaden är att elektriciteten då leds genom en separat ledning istället för via det koncessionspliktiga nätet. Ur nätstationens perspektiv är skillnaden dock begränsad, eftersom lokal produktion och konsumtion fortfarande balanserar varandra inom området [51], [45]. Detta visar att eventuell effektreduktion i överliggande nät inte främst beror på vilken väg elektriciteten tar, utan på hur mycket lokal produktion som faktiskt finns tillgänglig [45], [47]. Ur ett tekniskt perspektiv innebär detta att energigemenskaper och eldelning inte automatiskt leder till effektutjämning eller minskat nätbehov [47]. Sådana effekter uppstår endast i situationer där den lokala produktionen är tillräckligt hög för att helt täcka hushållens konsumtion inom området [46], [48]. I annat fall kommer hushållen

fortsatt vara beroende av det överliggande elnätet för att täcka sitt elbehov [42], [47].

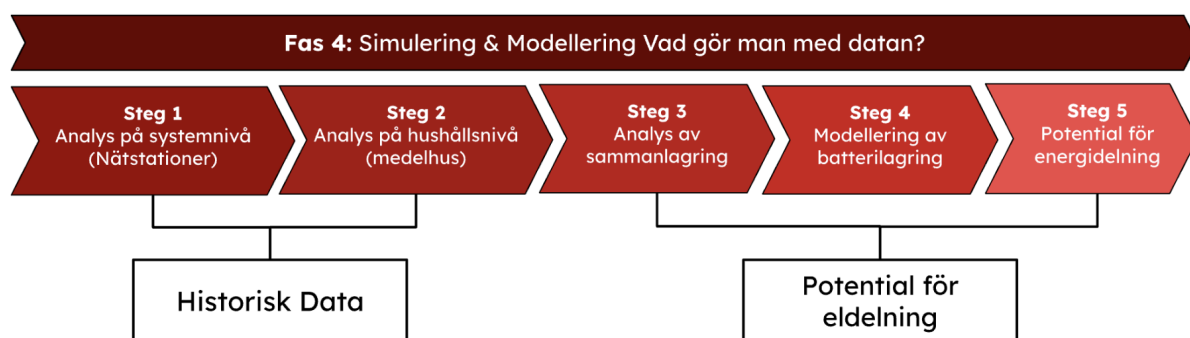


Figur 14: Schematisk bild av eldnning via kompletterande nät

Sammantaget visar bakgrunden att lokal solelsproduktion, eldelning och lagring är nära kopplade till både elsystemets fysikaliska uppbyggnad och de marknadsmässiga modeller som används för att mäta och fördela energi. Eftersom elektricitet redan idag balanseras lokalt inom lågspänningsnätet uppstår frågan i vilken utsträckning denna lokala produktion faktiskt påverkar effektlöden och konsumtionsmönster i praktiken. Samtidigt framgår att möjligheten till eldelning inte enbart är beroende av produktionens storlek, utan även av den tidsmässiga överlappen mellan produktion och konsumtion, hushållens egna elbehov samt möjligheten att lagra energi över tid. Bakgrunden visar även att virtuell eldelning i första hand handlar om hur befintliga elflöden mäts, allokeras och ekonomiskt värderas snarare än att elektriciteten transporteras på ett nytt sätt i nätet. Mot denna bakgrund fokuserar den fortsatta analysen på att undersöka hur lokal solcellsproduktion påverkar nätstationens effektprofil, i vilken utsträckning lokal produktion sammanfaller med andra hushålls konsumtion över året, samt vad potentialen för eldelning är i det befintliga nätet idag. Slutligen analyseras även vilka tekniska och strukturella faktorer som i dagsläget begränsar utvecklingen av virtuell eldelning i Sverige.

4 Analysresultat

Resultatdelen bygger på Fas 4 i metodkapitlet, där den tillhandahållna mätdata från E.ON modellerades och analyserades genom fem olika steg enligt figur 15, vilket tidigare presenterades i metodkapitlet. För att presentera resultaten på ett strukturerat och tydligt sätt delas resultatkapitlet in i två huvudsakliga delar. Den första delen behandlar historiska dataresultat och omfattar steg 1 och 2, där fokus ligger på att analysera befintliga effekt- och konsumtionsmönster i nätet utifrån den uppmätta datan. Den andra delen behandlar potentialscenarier och omfattar steg 3–5, där olika former av eldelning, sammanlagring och energilagring analyseras genom simuleringar och modellering. Uppdelningen syftar till att tydliggöra skillnaden mellan observerade historiska förhållanden och de potentiella möjligheter som kan uppstå vid framtida implementeringar av eldelningslösningar.



Figur 15: Överblick över de fem stegen som utfördes i analysen

4.1 Resultat av historisk data

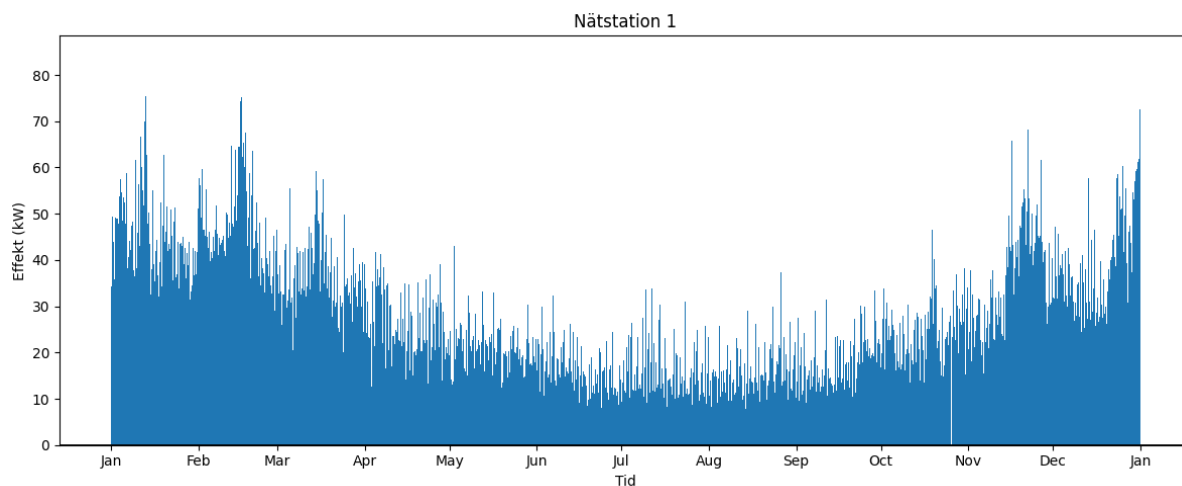
I följande avsnitt presenteras resultaten från den historiska mätdataanalysen för att ge en övergripande bild av hur lokal solesproduktion påverkar effektprofilen på den överliggande nätstationen i dagsläget. Analysen syftar därmed till att besvara hur lokal solcellsproduktion från småhus påverkar nätstationens effektprofil. Det är viktigt att notera i att nästkommande fem figurer varierar y-axeln mellan de olika nätstationerna, vilket innebär att effektvärdena bör jämföras med hänsyn till respektive områdes storlek och belastningsnivå.

4.1.1 Steg 1 - Nätstationsnivå

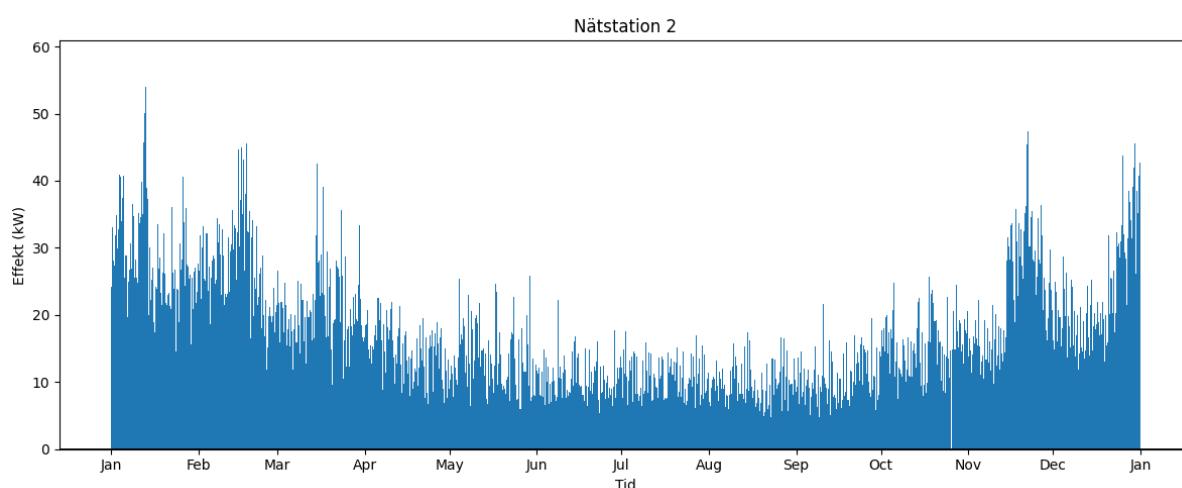
I steg 1 presenteras den totala inmatningen och utmatningen för respektive nätstation under år 2025. Positiv effekt, representerad av blå staplar, motsvarar nettoinmatning till lokalnätet och beskriver därmed den sammanlagda konsumtionen från de underliggande småhusen. Negativ effekt, representerad av röda staplar, indikerar istället nettoexport, vilket innebär att den lokala produktionen vid dessa tidpunkter överstiger den lokala konsumtionen. Resultaten visar att de fem nätstationerna uppvisar tydligt skilda effektprofiler, vilket kan kopplas till både antalet anslutna småhus och förekomsten av lokal solcellsproduktion.

Nätstation 1 och 2 fungerar som referensfall utan lokal solesproduktion, då båda områdena består av 19 småhus utan solpaneler, se figur 16 och 17. Trots att områdena har samma antal hushåll uppvisar de tydliga skillnader i belastningsprofil. Nätstation 1 har en

maximal vintertopp på 84,3 kW medan nätstation 2 uppnår en maximal effekt på cirka 58,0 kW, vilket motsvarar 39,6% respektive 28,4% av deras märkeffekt. Resultatet visar att även områden med liknande struktur och samma antal hushåll kan ha betydande variationer i effektbehov och belastning.



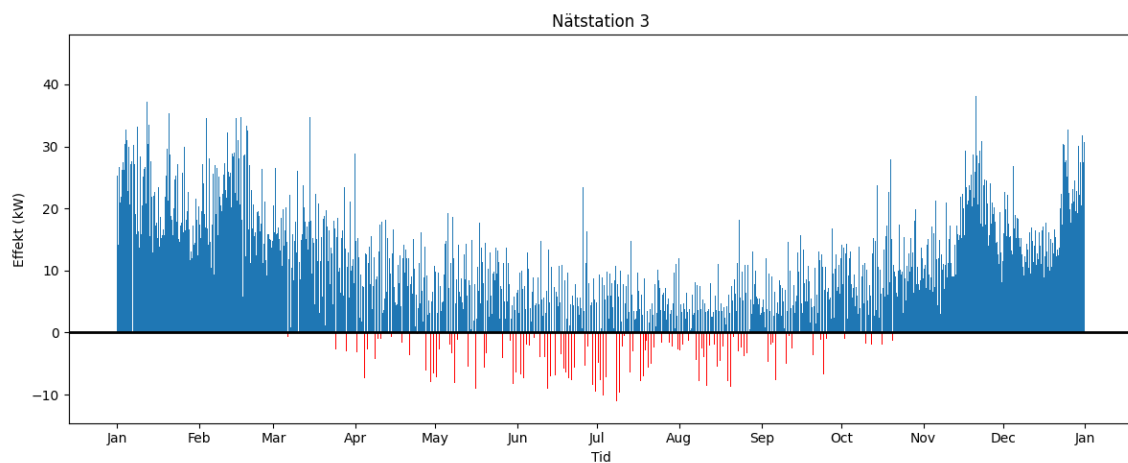
Figur 16: Nätstation 1. Inmatning på lokalnätet under 2025. Summerad konsumtion av 19 småhus



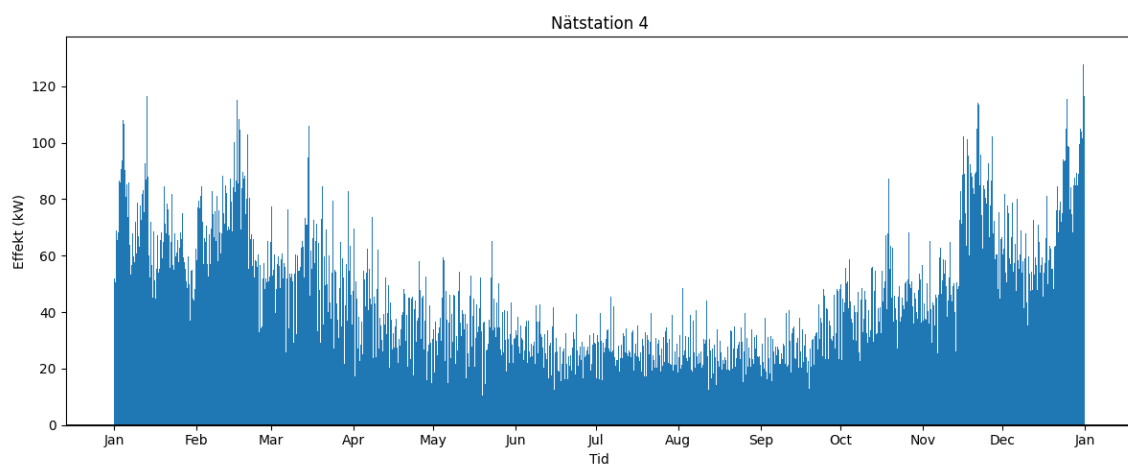
Figur 17: Nätstation 2. Inmatning på lokalnätet under 2025. Summerad konsumtion av 19 småhus

Nätstation 3, 4 och 5 inkluderar däremot småhus med lokal solcellsproduktion, se figur 18, 19 och 20. Nätstation 3 består av sex småhus utan solpaneler och ett småhus med solceller. Dess topp effekt på 45,1 kW motsvarar 24,5% av märkeffekten. Nätstation 4 innehåller ett småhus med solceller samt totalt 38 småhus utan lokal produktion och dess topp effekt på 131,0 kW motsvarar 23,8% av märkeffekt. Nätstation 5 skiljer sig från de övriga områdena genom att ha en betydligt större andel producerande hushåll, där 19 småhus har solceller samtidigt som 109 småhus saknar egen produktion och dess topp effekt når 535,8 kW vilket motsvarar 63,0% av märkeffekten.

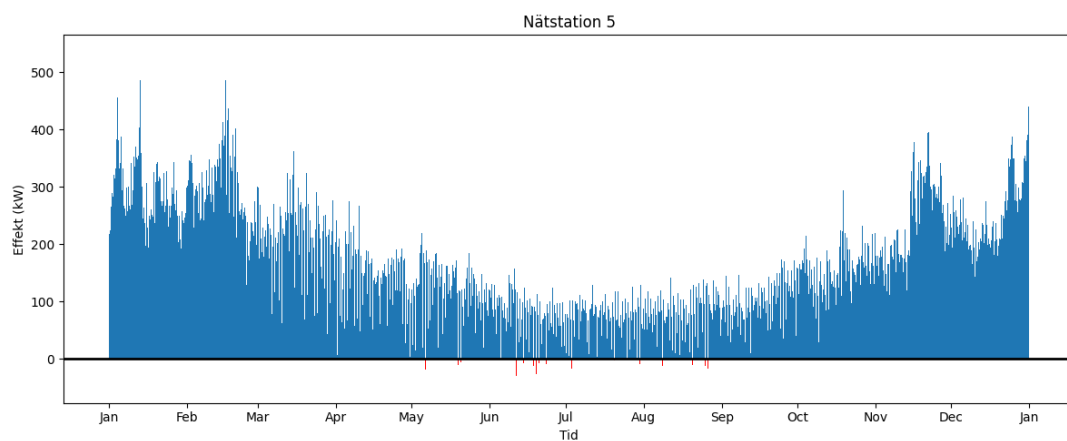
Resultaten i figur 18 och 20 visar att endast nätstation 3 och 5 uppvisar negativa effektvärden under delar av året, vilket innebär att den lokala produktionen vid vissa tidpunkter överstiger den lokala konsumtionen. För nätstation 3, figur 18, sker detta mellan



Figur 18: Nätstation 3. In- och utmatning på lokalnätet under 2025. Summerad konsumtion och produktion av sju småhus



Figur 19: Nätstation 4. Inmatning på lokalnätet under 2025. Summerad konsumtion och produktion av 39 småhus



Figur 20: Nätstation 5. In- och utmatning på lokalnätet under 2025. Summerad konsumtion och produktion av 128 småhus

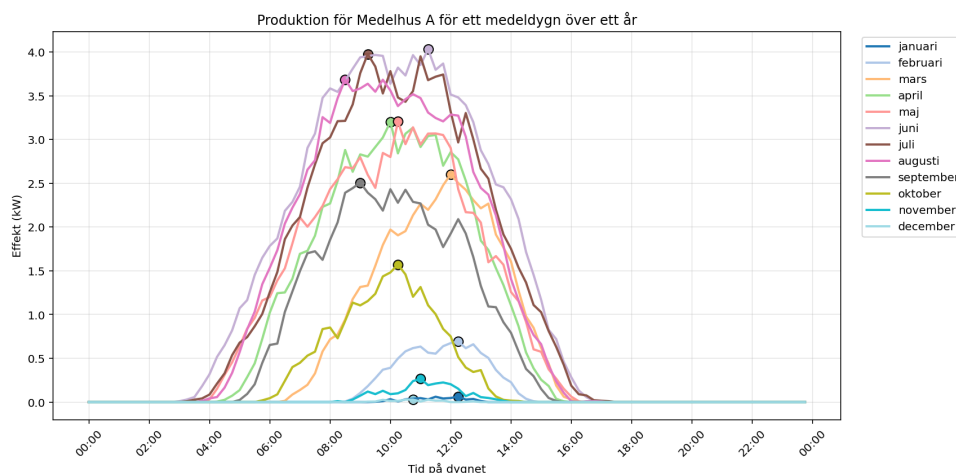
slutet av mars och mitten av oktober, med en maximal negativ effekt på -12,0 kW. För nätstation 5, figur 20, uppstår negativ effekt mellan maj och september, där den maximala nettoexporten uppgår till -48,0 kW. Nätstation 4, figur 19, uppvisar däremot ingen negativ effekt under året trots förekomst av lokal solcellsproduktion. Detta innebär att all producerad el i området konsumeras lokalt innan den når nätstationen.

Sammantaget visar resultaten att lokal solelsproduktion kan påverka nätstationens effektprofil genom att reducera den lokala belastningen och i vissa fall skapa nettoexport till överliggande nät. Samtidigt kan nätstationsmätningarna i sig inte användas för att helt avgöra hur stor andel av den producerade energin som faktiskt används lokalt inom området, vilket är en konsekvens av nätets fysikaliska struktur och hur energiflöden mäts i dagens elsystem.

4.1.2 Steg 2 - Hushållsnivå

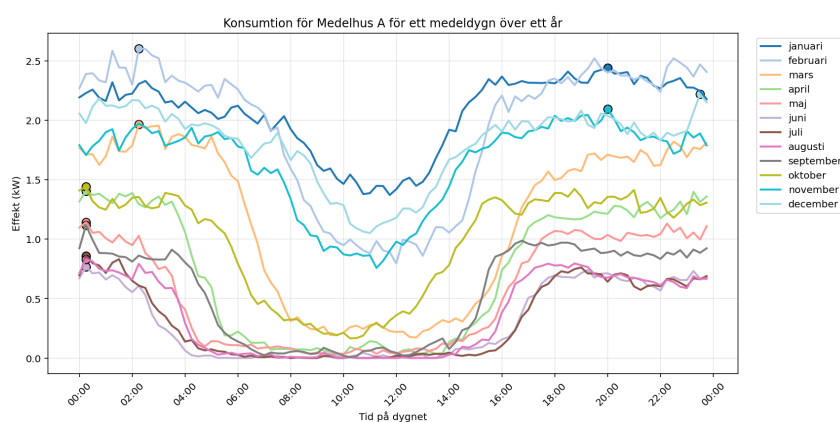
För att vidare undersöka potentialen för eldelning förflyttas analysen från nätstationsnivå till hushållsnivå. Fokus riktas därmed mot två representativa medelhushåll: ett hushåll med solceller (medelhus A) och ett hushåll utan solceller (medelhus B). Detta möjliggör analys av ett förenklat en-till-en-scenario och syftar till att ge en mer detaljerad förståelse för hur produktion och konsumtion varierar över dygnet och mellan olika årstider, vilket är centralt för att kunna bedöma potentialen för eldelning.

Samtliga grafer visar ett genomsnittligt dygn för respektive månad under år 2025, vilket möjliggör jämförelser mellan både säsonger och hushållstyper. Solcellsproduktionen från medelhus A ses nedan i figur 21 där varje färg representerar en månad under året och varje månads toppproduktion syns med en ifylld cirkel. Varje kurva representerar ett medel för alla dygn per månad där högst produktion sker under juni (ljuslila) med ett värde på 4,03 kW, och lägst produktion sker under december (ljus turkos) med ett max på 0,03 kW. Produktion kan observeras under alla månader men med stor variation mellan vinter- och sommarhalvåret. Grafen visar hur det enbart produceras el under dagtid mellan klockan 4 på morgonen och klockan 16 på eftermiddagen, vilket visar på de timmar som det finns ett överskott att dela och eldelning skulle kunna vara möjligt.



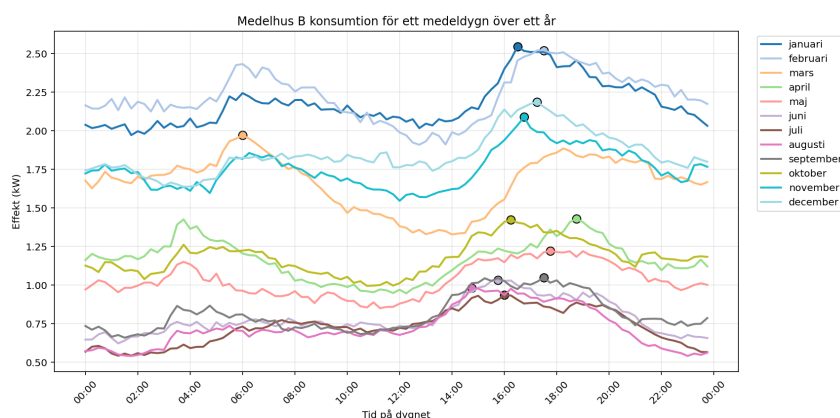
Figur 21: Produktionsprofiler för medelhus A

Figur 22 nedan visar medeldygnskonsumtionen för medelhus A för varje månad representerad i olika färger och topplasten är representerad med en rund cirkel. Vintermånaderna november till mars visar på hög konsumtion från nätet där februari når högst effekt med 2,6 kW, medan sommarmånaderna visar på generellt lägre konsumtion, främst mitt på dagen. Det är samtidigt viktigt att notera att medelhus A, trots sin lokala produktion, fortfarande uppvisar konsumtion från nätet under alla delar av dygnet. Eftersom hushållet saknar batterilagring måste el fortfarande hämtas från nätet under perioder då produktionen tillfälligt minskar. Solelsproduktion är därmed inte konstant över dagen, utan varierar beroende på exempelvis väderförhållanden och molnighet. En kvart kan produktionen vara tillräckligt hög för att skapa ett överskott, för att sedan nästa kvart vara obefintlig till följd av minskad solinstrålning. Detta tydliggör hur variabel solelsproduktion kan vara även inom samma dag och visar samtidigt varför tidsmässig överlappning mellan produktion och konsumtion blir central vid analys av eldelning.



Figur 22: Konsumtionsprofiler för medelhus A

I figur 23 presenteras även medeldygnskonsumtionen för medelhus B, det vill säga hushållet utan installerad solelsproduktion. Även här observeras högst konsumtion under vintermånaderna, där januari (mörkblå) uppvisar den högsta toppeffekten på 2,54 kW, tätt följt av februari (ljusblå) på 2,52 kW. Till skillnad från medelhus A i figur 22 är variationen mellan vinter- och sommarmånader mindre tydlig. Konsumtionsprofilen för medelhus B uppvisar även mer traditionella belastningsmönster med tydliga effekttoppar under morgon och kväll, medan konsumtionen under dagtid sjunker något.



Figur 23: Konsumtionsprofiler för medelhus B

Sammantaget visar resultaten från den historiska mätdataanalysen i steg 1 och 2 hur lokal solelsproduktion påverkar både nätstationernas effektprofiler (figur 16, 17, 18, 19 och 20) och hushållens individuella konsumtion och produktionsmönster i dagsläget (figurer 21, 22 och 23). Analysen tydliggör under vilka perioder solelsproduktion uppstår, när lokal konsumtion reduceras samt under vilka förhållanden nettoexport mot överliggande nät kan observeras. De historiska resultaten beskriver dock främst hur systemet ser ut idag och säger i sig inte hur stor potentialen för eldelning faktiskt är. För att kunna analysera detta krävs en vidare modellering av hur lokal produktion och konsumtion sammanfaller över tid samt hur lagring och delning mellan hushåll skulle kunna påverka elflödena i praktiken. I följande avsnitt övergår därför analysen från historiska observationer till framtida potentialscenarier. Steg 3–5 fokuserar därmed på att undersöka i vilken utsträckning lokal solelsproduktion kan delas mellan hushåll, hur denna potential varierar över året samt hur energilagring kan påverka möjligheterna för framtida energigemenskaper och virtuell eldelning.

4.2 Resultat av potentialdata

I detta avsnitt presenteras resultaten av den potential som finns i nätet för eldelning. Detta ämnar att svara på frågeställningarna kring i vilken utsträckning lokal solcellsproduktion sammanfaller med konsumtion hos småhuskunder utan solceller, hur detta varierar över året samt vilken potential som finns för lokal eldelning med befintlig mätdata.

4.2.1 Steg 3 - Sammanlagring

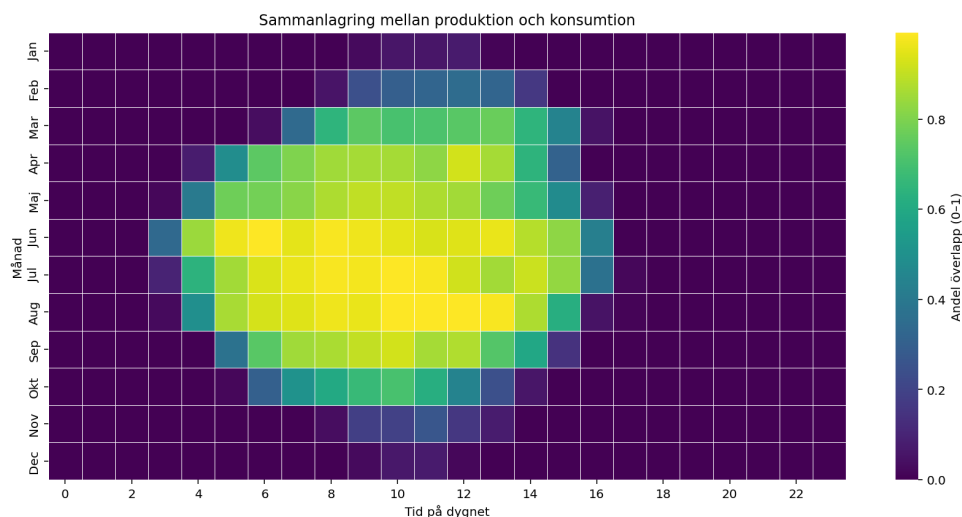
I detta steg analyseras sammanlagringen mellan medelhus A och medelhus B för att undersöka i vilken utsträckning lokal solelsproduktion sammanfaller med konsumtion hos ett annat hushåll över tid. Syftet är därmed att analysera den temporala överlappen mellan produktion och konsumtion och på så sätt identifiera potentialen för eldelning utan någon form av lagring.

Tabell 2 visar resultaten för sammanlagringsfaktorn (SF) mellan medelhus A och medelhus B för respektive månad. Sammanlagringsfaktorn beskriver hur stor andel av kvartsvärdena under ett år som överskottsproduktion från medelhus A (produktion ut på nätet) och konsumtion från medelhus B sker samtidigt, oavsett om produktionen helt eller endast delvis täcker konsumtionen. Resultaten visar tydliga säsongsvariationer under året. Tabell 2 visar att sammanlagringsfaktorn varierar mellan nära 0% och upp till cirka 50% under året, vilket indikerar en betydande variation i grad av samtidighet. Under sommarmånaderna juni, juli och augusti uppnås de högsta värdena med 49,79%, 47,18% respektive 44,52%, vilket innebär att produktion och konsumtion sammanfaller under ungefär hälften av tiden under dessa perioder. Under vintermånaderna, särskilt januari, februari, november och december, sjunker sammanlagringsfaktorn däremot till under 10%, vilket visar att direkt lokal överlappning då är mycket begränsad. Sett över hela året uppgår sammanlagringsfaktorn till cirka 25%, vilket innebär att samtidighet mellan produktion och konsumtion i det studerade systemet i genomsnitt endast förekommer en fjärdedel av tiden.

Tabell 2: Sammanlagringsfaktor per månad baserat på överlapp av individuella kvartar

Månad	Antal kvartar med överlapp	Totalt antal kvartar i månaden	Sammanlagringsfaktor (SF) (%)
Januari	27	2976 (31 d)	0,91
Februari	195	2688 (28 d)	7,25
Mars	720	2976 (31 d)	24,23
April	987	2880 (30 d)	34,27
Maj	1139	2976 (31 d)	38,27
Juni	1434	2880 (30 d)	49,79
Juli	1404	2976 (31 d)	47,18
Augusti	1325	2976 (31 d)	44,52
September	941	2880 (30 d)	32,67
Oktober	514	2976 (31 d)	17,29
November	109	2880 (30 d)	3,78
December	22	2976 (31 d)	0,74
Totalt	8817	35040 (365 d)	25,17

Säsongvariationerna framgår ännu tydligare i värmekartan i figur 24, där det kan observeras att den högsta sammanlagringen sker under sommarhalvåret och framför allt under dagtid när solelsproduktionen är som störst. Under kvällar, nätter och vintermånader är sammanlagringen däremot låg eller obefintlig, vilket visar att produktion och konsumtion i många fall inte sammanfaller tidsmässigt.

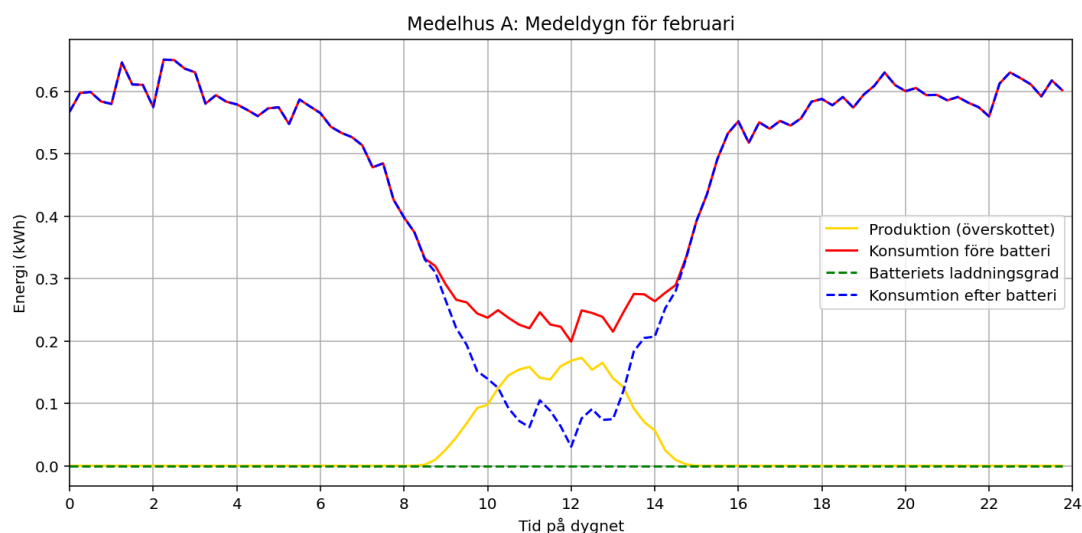


Figur 24: Tidsbaserad samtidighets-/överlagringsindikator mellan produktion och konsumtion

Resultaten visar därmed att det finns en tydlig potential för eldelning under vissa perioder av året, särskilt under sommarhalvåret då lokal produktion och konsumtion i större utsträckning överlappar varandra. Samtidigt framgår att det fortfarande finns en betydande tidsmässig diskrepans mellan produktion och konsumtion under stora delar av dygnet och året. För att vidare analysera hur denna tidsmässiga skillnad kan hanteras introduceras i nästa steg energilagring som ett sätt att temporärt flytta energi över tid och därmed potentiellt öka möjligheten till eldelning.

4.2.2 Steg 4 - Modellering av batteri

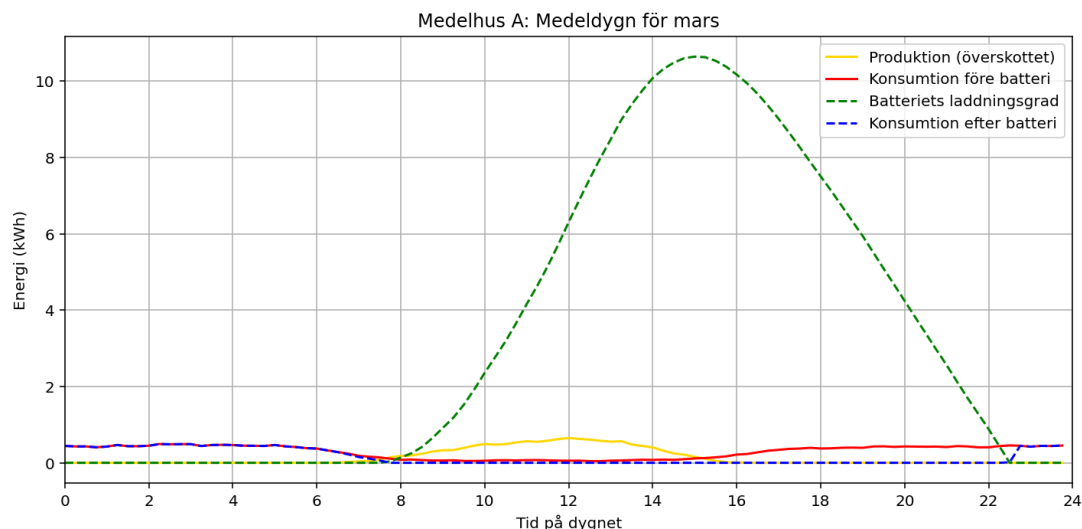
I steg 4 presenteras resultaten från modelleringen av ett batterilager kopplat till solcellsanläggningen hos medelhus A. Syftet med modelleringen är att undersöka hur energilagring påverkar hushållets konsumtionsprofil samt i vilken utsträckning lagring kan skapa förutsättningar för framtida eldelning. För att illustrera de säsongsvariationer som observeras under året presenteras tre representativa månader: februari, mars och juni. Fullständiga dygnsprofiler för samtliga månader under år 2025 återfinns i Appendix. I figurerna representerar den röda kurvan hushållets ursprungliga konsumtionsprofil innan batterimodelleringen appliceras. Den gula kurvan visar det överskott av solelsproduktion som skickas ut på nätet från solcellsanläggningen. Det är viktigt att notera den så kallade "bakom-mätaren"-problematiken, vilket innebär att det inte går att avgöra hur stor andel av solcellsproduktionen som först används direkt i hushållet innan överskott exporteras till nätet. Den blå kurvan visar hushållets resulterande konsumtion efter att ett hypotetiskt batteri modellerats att lagra överskottsproduktion istället för att exportera den direkt till nätet. Batteriet använder den enklaste formen av styrning där lagrad energi används vid nästkommande kvart då ett konsumtionsbehov uppstår. Batteriets laddningsnivå illustreras av den gröna kurvan. Figur 25, 26 och 27 visar medeldygnsprofiler för februari, mars respektive juni. I figur 25, som representerar februari, är solelsproduktionen (gul) relativt låg under hela dygnet. Resultaten visar att produktionen endast är tillräcklig för att reducera konsumtionen under ett fåtal timmar mitt på dagen. Den ursprungliga konsumtionen kan reduceras från ett minimivärde på cirka 0,2 kWh (röd) till cirka 0,05 kWh (blå). Den energi som lagras i batteriet används dock upp redan nästkommande kvart eftersom konsumtionen under hela dygnet överstiger produktionen. Batteriets laddningsnivå förblir därför nära noll under större delen av dygnet, vilket visar att någon faktisk energilagring inte byggs upp under vintermånaderna.



Figur 25: Medeldygnsprofiler från modellering av februari

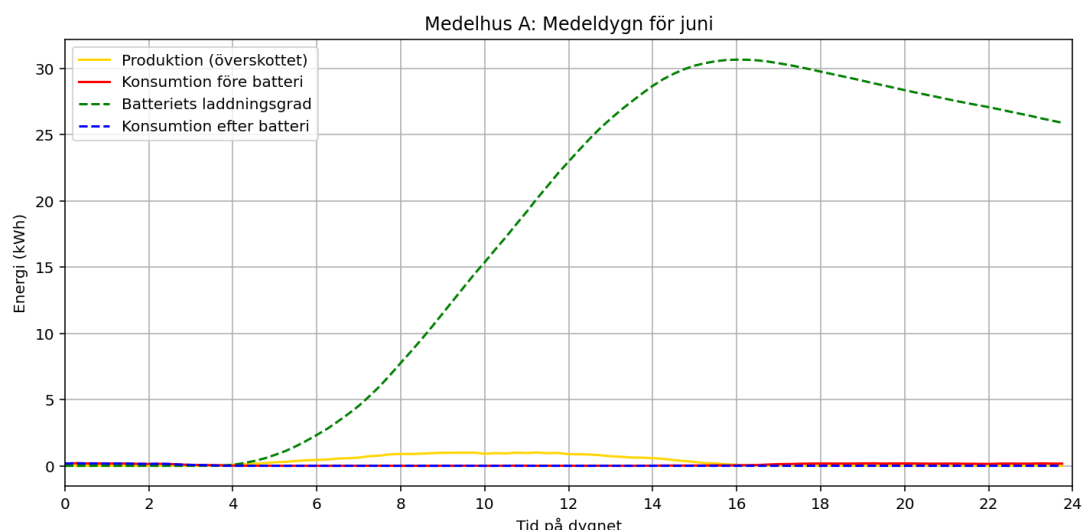
I figur 26, som visar mars månad, ökar solelsproduktionen markant jämfört med februari. Produktionen blir här tillräckligt hög för att batterimodelleringen ska kunna reducera hushållets konsumtion till noll under flera timmar av dygnet. Batteriets laddningsnivå ökar successivt under dagen och når ett maximalt värde på cirka 10,9 kWh runt klockan 14. Därefter minskar laddningsnivån successivt när hushållets konsumtion åter blir högre än produktionen och den lagrade energin används. Mellan klockan 22 och 23 är all lagrad

energi förbrukad, vilket innebär att hushållet återigen behöver konsumera el från nätet. Detta visualiseras genom att den blå konsumtionskurvan åter ökar under kvällstid.



Figur 26: Medeldygnspröfil från modellering av mars

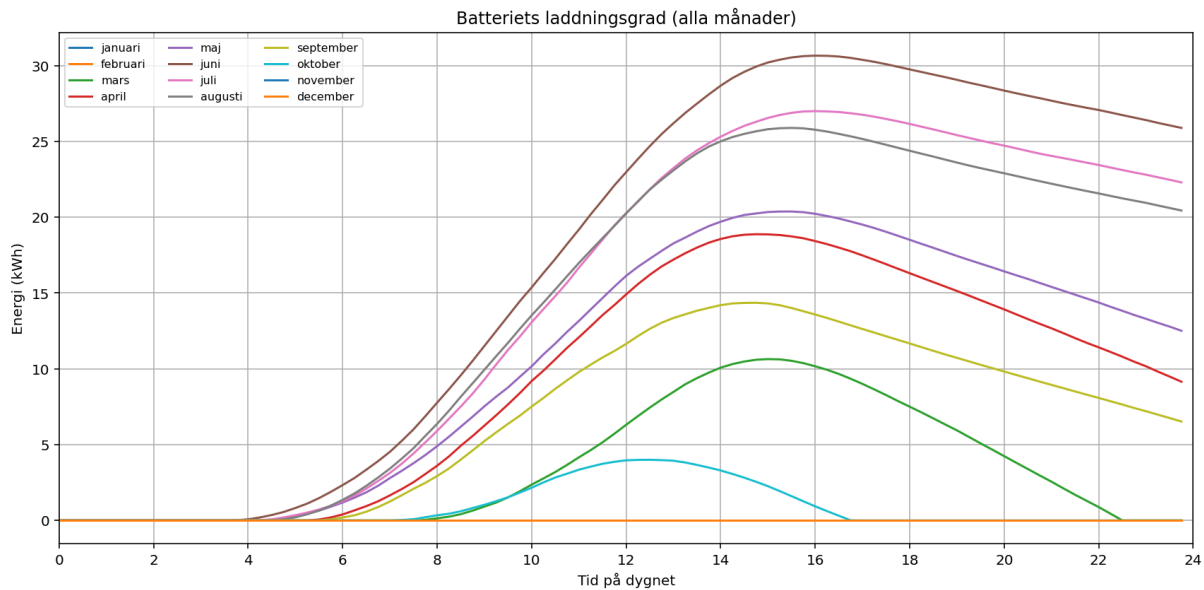
I figur 27, som representerar juni månad, observeras den tydligaste effekten av energilagring. Under denna period är den ursprungliga konsumtionen (röd) generellt lägre samtidigt som solelsproduktionen (gul) är betydligt högre än under både februari och mars. Redan omkring klockan 04 på morgonen överstiger produktionen hushållets konsumtion, vilket innebär att den modellerade konsumtionen kan reduceras till noll samtidigt som batteriets laddningsnivå börjar öka. Batteriet når ett maximalt lagringsvärde på cirka 30,6 kWh omkring klockan 15 och börjar därefter laddas ur när produktionen avtar under kvällen. Till skillnad från vinter- och vårmånaderna finns det i detta fall fortfarande energi kvar i batteriet vid dygnets slut.



Figur 27: Medeldygnspröfil från modellering av juni

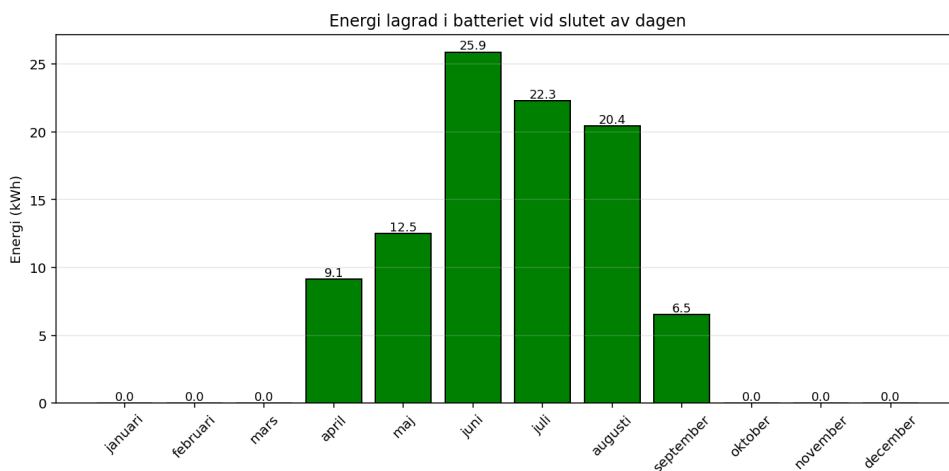
Figur 28 sammanfattar batteriets laddningsnivå för respektive månad under året. Resultaten visar att produktionen under november till februari inte är tillräcklig för att bygga

upp någon betydande lagring i batteriet. För mars och oktober sker en uppladdning under dagtid, men hushållets konsumtion är fortsatt så hög att all lagrad energi används upp innan dygnets slut. Under sommarmånaderna april till september förändras däremot energibalansen tydligt. Batteriet laddas då upp under dagen samtidigt som skillnaden mellan produktion och konsumtion blir så stor att energi kvarstår vid dygnets slut. April, maj och september uppvisar ett maximalt överskott på cirka 15–20 kWh, medan juni, juli och augusti når överskott mellan cirka 25–30 kWh, där juni är den månad med högst lagrad energimängd.



Figur 28: Batteriets laddningsnivå under ett medeldygn för alla månader under året

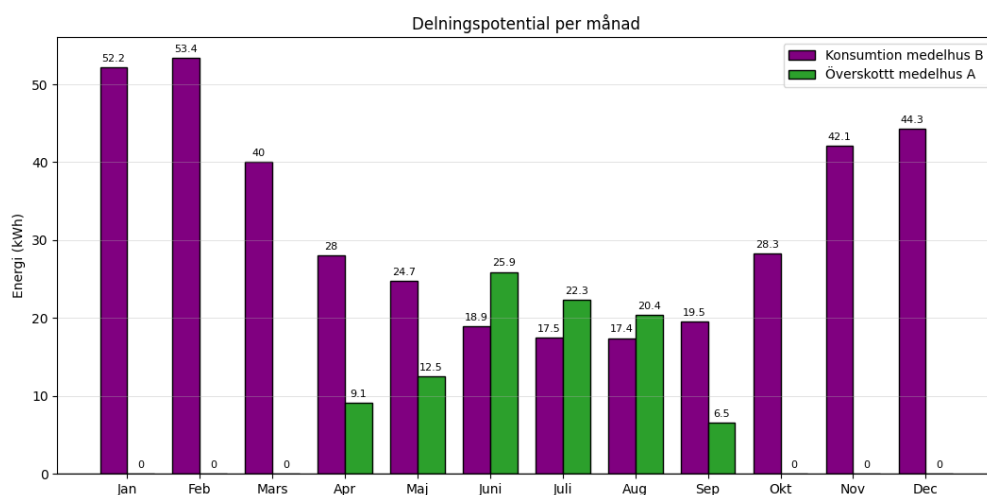
Figur 29 visar hur mycket energi som finns kvar i batteriet vid slutet av respektive medeldygn. Resultaten visar att april, maj, juni, juli, augusti och september uppvisar ett kvarvarande energiöverskott efter att hushållets egen konsumtion har tillgodosetts. I nästa steg analyseras hur detta kvarvarande överskott potentiellt kan delas mellan hushåll och i vilken utsträckning det faktiskt sammanfaller med ett annat hushålls konsumtionsbehov.



Figur 29: Den slutgiltiga laddningsnivån för batteriet under varje medeldygn över året

4.2.3 Steg 5 - Potential för eldelning

I detta steg analyseras den potentiella eldelningen mellan medelhus A och medelhus B utifrån den modellerade energibalansen från föregående steg. Syftet är att undersöka i vilken utsträckning det kvarvarande överskottet från medelhus A, efter att den egna konsumtionen har tillgodosetts, skulle kunna användas för att täcka konsumtionen hos ett annat hushåll. Resultaten baseras på aggregerad månadsvis data för år 2025 och presenteras i energi (kWh). Som tidigare beskrivits definieras "överskottsel" i detta sammanhang som den energi som återstår efter att hela medelhus A:s konsumtion först har täckts av den lokala solelsproduktionen och det modellerade batterilagret. Figur 30 visar konsumtionen för medelhus B (lila) tillsammans med det kvarvarande överskottet från medelhus A (grön) för respektive månad under året. Resultaten visar att det under vintermånaderna inte finns något överskott från medelhus A, samt att det under april, maj och september uppstår ett visst överskott, men mängden energi är fortfarande för låg för att fullt ut kunna täcka konsumtionen hos medelhus B.



Figur 30: Delningspotential mellan medelhus A (med batterilager) och medelhus B för varje månad under 2025

Under sommarmånaderna juni, juli och augusti förändras däremot relationen mellan produktion och konsumtion tydligt. Resultaten visar då ett överskott från medelhus A som är tillräckligt stort för att i teorin helt kunna täcka konsumtionen hos medelhus B. Detta innebär att det först under dessa månader finns en tydlig potential för fullständig eldelning mellan de två hushållen i det modellerade scenariot.

Sammantaget visar resultaten från steg 5 att potentialen för eldelning är starkt beroende av både säsong och storleken på det kvarvarande överskottet efter egen konsumtion. Trots att lokal solelsproduktion förekommer under stora delar av året är det endast under perioder med hög produktion och relativt låg egen konsumtion som ett betydande överskott kan uppstå. Resultaten indikerar därmed att möjligheten till eldelning mellan hushåll är nära kopplad till samspelet mellan produktion, konsumtion och lagring, samt att potentialen varierar kraftigt över året även i ett förenklat en-till-en scenario.

5 Diskussion

Detta kapitel är indelat i två övergripande delar där den första delen diskuterar resultaten som presenterats ovan och sekventiellt går igenom de fem steg som byggts upp för att skapa en övergripande bild på systemnivå, vidare till hushållsnivå och sammanlagring och därefter hur användning av batteri kan påverka potentialen. Den andra delen diskuterar dessa resultat vidare i kontext av vilka hinder som finns för eldelning i Sverige och presenterar de verkliga förutsättningar som påverkar dess utveckling i nuläget.

5.1 Resultatens implikationer för eldelning

5.1.1 Steg 1 - Nätstationsnivå

Analysen på nätstationsnivå visar att lokal solcellsproduktion i dagsläget endast påverkar de överliggande nätstationernas effektprofiler i begränsad omfattning. Samtidigt syns tydliga skillnader mellan de studerade områdena, vilket indikerar att områdets storlek men även hushållens konsumtionsmönster påverkar hur lokal produktion framträder i nätets mätdata. Resultaten från detta steg ger därför en övergripande förståelse för hur lokal produktion och konsumtion samspelar i olika typer av landsbygdsnät samt vilka begränsningar som finns i att analysera elflöden på aggregerad nätstationsnivå.

En tydlig observation är att elanvändningen i ett område inte enbart beror på antalet hushåll. Detta illustreras exempelvis av nätstation 1 och 2 i figur 16 och 17 som har samma antal underliggande småhus (19 stycken) men ändå uppvisar olika effektprofiler och olika topp effekter, med 75 kW för nätstation 1 och 55 kW för nätstation 2. Resultaten visar därmed att andra faktorer än antalet kunder troligtvis också påverkar nätstationens belastning. Eftersom studien saknar detaljerad information om hushållens specifika elanvändning går det dock inte att avgöra exakt vad som orsakar skillnaderna. Möjliga förklaringar kan vara skillnader i energiprestanda mellan hus, förekomst av elbilsaddning, pooler, uppvärmningssystem eller andra effektkrävande apparater. Det är även möjligt att vissa hushåll är anslutna till andra värmesystem, exempelvis fjärrvärme, som inte tillgodoses av E.ON Energidistribution vilket skulle kunna minska elanvändningen. Resultaten visar därmed en viktig begränsning med verklig mätdata: även om skillnader mellan områden kan identifieras är det inte alltid möjligt att avgöra vilka bakomliggande faktorer som skapar dem. "Bakom-mätar"-problematiken förhindrar att nätägare får data på hur el används inne i hushållet och varje anläggnings lastprofil kan variera stort inom samma nätstationsområde beroende på vad kunden har installerat. Om data angående exempelvis uppvärmningssystem och elbilsaddning fanns tillgänglig hade det kunnat resultera i ökad förståelse för el- och effektbehovet under varje nätstation, vilket vidare hade kunnat leda till att delning av el inom dessa områden anpassas till rådande förutsättningar.

Vidare visar analysen på nätstationsnivå att lokal solcellsproduktion i dagsläget endast påverkar de överliggande nätstationernas effektprofiler i begränsad omfattning. Resultaten från nätstation 3 och 4 som syns i figurerna 18 och 19 indikerar exempelvis att områdets storlek har viss betydelse för hur tydligt lokal produktion syns i nätstationens aggregerade effektprofil. Nätstation 3, som endast omfattar sju småhus varav ett har solceller, uppvisar tydliga variationer från den enskilda produktionskällan genom att negativ effekt kan observeras under flertalet månader under året. Medan nätstation 4 med sina

39 småhus, varav också ett med solceller, uppvisar en profil utan negativ effekt där lokal produktion alltså verkar absorberas inom området. Detta tyder på att lokal eldelning och lokal konsumtion redan idag kan ske fysiskt i nätet utan att det nödvändigtvis blir tydligt i nätstationens aggregerade mätdata, samt att varje enskilt område har olika dimensionerande faktorer som måste tas hänsyn till. Dessa faktorer kan kopplas dels till antalet underliggande småhus som nämnt ovan, men även dels till vilka andra typer av anläggningar som finns under nätstationen. I denna rapport utgår nätstationernas effektprofiler endast från konsumtion och produktion av småhus, men i verkligheten finns det även andra typer av anläggningar som kan få stor påverkan. Ute på landsbygden är det exempelvis inte ovanligt att jordbruk är kopplade till nätstationerna, och om dessa installerar större solcellsanläggningar skulle det möjligtvis kunna påverka effektprofilen i större utsträckning än mindre hushållssolceller. Detta är dock inget som resultaten i denna rapport kan visa, utan ska ses som en faktor viktig att ta hänsyn till vid verklig dimensionering av lokalnätet.

Alla fem nätstationer visar på tydliga säsongsvariationer. Produktionen som observeras i nätstation 3 och 5 i figur 18 och 20 är som störst under sommarhalvåret, medan konsumtionstopparna uppstår under vintermånaderna. Resultaten visar därmed att om produktion märks av på nätstationsnivå idag som negativ effekt så sker detta vid andra tidpunkter än när belastningen på nätet är som högst, vilket innebär att lokal solcellsproduktion i dessa områden inte kan reducera vintertidens dimensionerande effekttoppar i nuläget. Det är dock inte omöjligt att denna dynamik kan komma att ändras framöver i takt med att småskalig solelproduktion fortsätter att öka [10], och visar på en möjlig framtida utveckling där produktionstoppar i högre grad kan börja påverka nätets dimensionering. Detta kommer att vara beroende på varje enskild nätstations egenskaper, såsom storlek och lastprofilens sammansättning, vilket ses vid jämförelse av nätstation 3 och 5. Nätstation 3 uppvisar negativ effekt på -12,0 kW från bara ett solcellshus, och dess nätstation har en märkeffekt på 200 kVA och effektfaktor 0,98. Nätstation 5 uppvisar negativ effekt ner till -48,0 kW från 19 solcellshus och dess nätstation har en märkeffekt på 800 kVA och effektfaktor 0,92. Därmed ses att även om nätstation 5 uppvisar ett lägre negativ effektvärde än nätstation 3, så är detta en mindre andel av dess totala märkeffekt än vad -12 kW är för nätstation 3. Det är dock viktigt att komma ihåg att andelen av märkeffekt som dessa effektprofiler visar inte tar hänsyn till andra anläggningar än småhus, vilket hade varit fallet vid verklig dimensionering av nätstationer.

5.1.2 Steg 2 - Hushållsnivå

Efter analysen på nätstationsnivå fördjupades studien till hushållsnivå genom de två representativa medelhusen A och B för att undersöka hur deras konsumtion och produktion varierar under året. Resultaten från figurer 22 och 23 visade tydliga skillnader mellan hushåll med och utan solceller, både vad gäller konsumtionsnivåer och dygnsvariationer.

Produktionen i medelhus A i figur 21 är tydligt säsongsberoende och bekräftar därav resultaten från nätstationsnivå med högst produktion under sommarhalvåret. När sedan konsumtionen från medelhus A i figur 22 undersöks fortsätter denna säsongsvariation tydligt. Vad som dock blir intressant är när konsumtionen för medelhus A jämförs mot konsumtionen för medelhus B som inte har några solceller (figur 23). Resultaten visar att medelhus A tenderar att ha något högre konsumtion än medelhus B när månaderna jämförs mot varandra. Detta väcker flera frågor kring orsakssamband. Det är möjligt

att hushåll med redan hög elanvändning i större utsträckning investerar i solceller för att minska sina elkostnader. Samtidigt kan det motsatta också vara sant, nämligen att hushåll som installerar solceller därefter ökar sin elanvändning eftersom den egenproducerade elen kanske upplevs som billigare eller "gratis". Resultaten kan därmed indikera ett beteendemässigt samband mellan lokal produktion och konsumtion, även om detta inte kan fastställas med säkerhet utifrån tillgänglig data.

Viktigt att ha i åtanke vid analys av dessa medelhus är att datan de är uppbyggda på endast innefattar ett hundratal hushåll. Via konversation på E.ON framgår det att tydligare lastmönster kräver data från tusentals kunder, och att man därav ska se på trenderna i denna studie som en indikator snarare än exakta profiler. Trots dessa begränsningar gav hushållsanalyserna en viktig förståelse för hur produktion och konsumtion varierar över dygnet och året. Resultaten visade att solelproduktionen huvudsakligen sker mitt på dagen under vår- och sommarmånaderna, medan konsumtionen i många fall är högre under morgon och kväll. Denna tidsmässiga skillnad innebär en utmaning då ökat behov av el från nätet sammanfaller med låg möjlighet att utnyttja egenproducerad el, och för hushåll med solceller men utan batterier leder det till att självkonsumtionen inte är optimal. I takt med ökad elektrifiering av samhället [1] kan dessa mönster komma att förstärkas ännu mer. Elbilsladdning kan till exempel rimligen förväntas ske under de tider på dygnet när människor är hemma, alltså oftast morgon- kvälls- och nattetid, vilket ytterligare kan förstärka obalansen mellan solproduktion och efterfrågan. Samtidigt pekar detta på potentialen i beteendeförändringar och/eller lagringsverktyg. Om hushåll aktivt kan anpassa sin elanvändning till tider med hög solelproduktion, alternativt investera i batterier, skulle det kunna bidra till högre grad av självkonsumtion. Detta leder vidare till diskussionen om sammanlagring samt batterimodellering nedan.

5.1.3 Steg 3 - Sammanlagring

En central aspekt i denna studie är i vilken utsträckning lokal solcellsproduktion sammanfaller med småhuskunders konsumtion i ett landsbygdsnät, samt hur denna samtidighet varierar över året. Resultaten från Tabell 2 och figur 24 visar att denna överlappning är tydligt tidsberoende och i hög grad styrd av både säsongsvariationer och dygnsprofil.

Hög sammanlagring förekommer främst under sommarhalvåret och framför allt under förmiddagar och mitt på dagen, då solinstrålningen och därmed solelproduktionen är som högst. Samtidigt framgår att kvällar, nätter och vinterperioder uppvisar låg eller obefintlig sammanlagring, vilket tydliggör den uttalade tidsdiskrepansen mellan lokal produktion och efterfrågan. Ett centralt resultat är att timing i detta sammanhang är mer avgörande än den totala energibalansen. Sammanlagring mäter, på kvartssupplöst nivå, i vilken utsträckning produktion från ett hushåll faktiskt kan matcha ett annat hushålls samtidiga behov. Detta innebär att även om den totala årliga produktionen kan vara betydande, är dess nytta i ett delningsperspektiv beroende av när produktionen sker i relation till konsumtionen, vilket får direkta implikationer för eldelningens funktion. Om sådan samtidighet saknas innebär det i praktiken att ett hushåll med överskott inte har någon mottagare vid samma tidpunkt, medan ett konsumtionshushåll inte kan tillgodose sitt behov med lokal produktion. Detta är särskilt relevant i kontexten av energigemenskap och virtuella avtal, där den teoretiska möjligheten till eldelning inte nödvändigtvis realiserar i praktiken om tidsmässig matchning saknas.

Under sommarhalvåret uppstår ett tydligt överskott av solceller, vilket skapar goda förutsättningar för lokal eldelning inom energigemenskaper, då produktionen ofta överstiger den lokala efterfrågan. Under vintermånaderna kvarstår däremot tydliga konsumtionstoppar samtidigt som solcellsproduktionen är låg, vilket innebär att lokal delning inte kan täcka efterfrågan och därmed inte ersätter behovet av ett överliggande elnät. Vidare påverkas den faktiska potentialen för eldelning även av ekonomiska och beteendemässiga incitament. Eftersom egenanvändning av producerad solceller i regel är mer ekonomiskt fördelaktigt tenderar hushåll att prioritera att täcka sin egen efterfrågan innan överskott delas vidare. Detta innebär att viljan att dela el kan minska i situationer där den egna konsumtionen är hög, vilket i sin tur ytterligare begränsar den faktiska nyttan av energigemenskaper. Skulle förändrade incitament göra det billigare för ett hushåll att köpa el från en producerande granne än från nätet hade hushållet troligtvis velat göra det och på så sätt till större grad förändrat sitt beteende att använda el samtidigt som grannens solceller producerar el. Men på samma sätt måste solcellsägaren tjäna på att skicka denna el vidare, och alltså inte blir beskattad för delning på lokalnivå.

Möjliga andra faktorer som skulle kunna öka sammanlagring är solceller med högre installerad effekt, då det leder till att mer el kan produceras varje soltimme. I analysen används samma installerade effekt på 12 kW för medelhuset med solceller, vilket innebär en likadan effekt för alla fem nätstationsområden. I verkligheten varierar den installerade effekten mellan hushåll och därav skulle ett hushåll med högre installerad effekt till större grad kunna förse en granne med el och på så sätt öka sammanlagringsfaktorn. Om antalet soltimmar i sig ökar, innebär det också en högre korrelation mellan produktion och konsumtion, vilket kan vara ett möjligt utfall av de förändrade vädermönster som klimatförändringarna ger upphov till. Detta är dock inget som går att veta med säkerhet, och det är även möjligt att förändrat klimat leder till mer regn (och moln) i Sverige, vilket då hade minskat antalet soltimmar och med det sammanlagringsfaktorn. Andra möjliga faktorer för att öka sammanlagringen mellan två grannar skulle kunna vara genom beteendeförändringar såsom överenskommelse om att synkronisera elanvändning de tider det finns produktion. Detta skulle kunna göras genom att aktivt välja andra tider på dygnet att konsumera el, alternativt via verktyg såsom exempelvis smarta elmätare som styrs för att optimera sammanlagring eller batterier. Batterier kan styras för att skapa bättre korrelation mellan produktion och konsumtion genom ur-och uppladdning och kan förse både det egna hushållet men också grannen med el när det behövs. Det är en viktig faktor som skulle kunna öka sammanlagringen vilket är varför nästa steg av analysen utforskar vad som händer när ett hypotetiskt batteri införs.

5.1.4 Steg 4 - Modellering av batteri

Som en fortsättning på Steg 3, där fokus låg på den temporala överlappen mellan lokal solcellsproduktion och småhuskunders konsumtion, diskuteras i detta steg hur lastprofilerna förändras när ett hypotetiskt batteri introduceras i systemet. Syftet är att vidare undersöka forskningsfrågan om i vilken utsträckning befintlig mätdata kan användas för att avgöra potentialen i eldelning, genom att inkludera möjligheten att temporärt lagra överskott och därmed förändra tidsaspekten i elanvändningen. Som nämntes i diskussionen för Steg 3 utgår analysen från antagandet att småhus i första hand använder egenproducerad el för att täcka sin egen konsumtion innan eventuellt överskott delas vidare. På så sätt kan man analysera hur mycket av den ursprungliga lastprofilen (medelhus A) som kan reduceras och i vilken utsträckning detta i sin tur påverkar möjligheten till

vidare eldelning till ett annat hushåll (medelhus B).

I figur 25 visas ett medeldygn för februari för medelhus A, där den röda kurvan representerar konsumtionen innan batteriet har införts. Här syns redan vissa dipp under dagtid till följd av lokal produktion. Den gula linjen visar dock att produktionen är låg under denna period. När det hypotetiska batteriet inkluderas dämpas den nya effektprofilen (blå kurva) ytterligare, eftersom produktionen i större utsträckning kan användas för att täcka hushållets egen efterfrågan. Den gröna linjen, som representerar batteriets laddningsnivå, visar dock att batteriet aldrig byggs upp i någon större omfattning, eftersom tillgänglig överskottsenergi är begränsad. Sammantaget innebär detta att det under februari finns möjlighet att sänka hushållets egen effektprofil, men inget kvarvarande överskott i slutet av dagen som kan delas vidare. För dessa två medelhus innebär det att ett virtuellt avtal i praktiken inte hade genererat någon faktisk nytta under denna månad för någon av parterna. Medelhus A som producerar el skulle inte ha något överskott att sälja vidare och medelhus B hade inte haft något överskott att köpa. Samma mönster observeras även för januari, november och december (se appendix för figurerna). Detta innebär att under vintermånaderna (nov-feb) verkar det inte vara lönsamt att teckna virtuella avtal med sina grannar, då det inte finns något överskott att dela dessa perioder.

I figur 26, som visar ett medeldygn för mars, framträder en tydlig förändring. Med hjälp av det hypotetiska batteriet kan hushållets effektprofil i stort sett reduceras till noll under delar av dagen, eftersom lagrad energi från tidigare kvartar kan användas för att täcka det momentana behovet. Det sker dock fortfarande en cyklisk dynamik där batteriet laddas upp under perioder med produktion och sedan laddas ur när behov uppstår. I detta fall når batteriet en maximal laddningsnivå på 10,6 kWh innan det successivt töms och är helt urladdat runt klockan 22, då hushållet återigen behöver konsumera från nätet. Trots denna tydliga förbättring i den egna effektprofilen finns inget kvarvarande överskott vid dygnets slut som kan användas för eldelning med en granne. Liknande resultat observeras för oktober (se appendix). Eftersom den egna konsumtionen (för medelhus A) i stort sätt täcks hade det troligen varit relevant för detta hushåll att investera i ett batteri för att på så sätt sänka den egna lastprofilen. Men resultaten illustrerar här att det fortfarande inte verkar vara lönsamt att teckna virtuella avtal med andra hushåll, eftersom produktionen helt enkelt inte är tillräckligt stor.

Under sommarmånaderna förändras dock detta mönster tydligt. Figur 27 visar ett medeldygn i juni där det hypotetiska batteriet inte bara kan sänka den egna konsumtionen dygnet ut, utan även byggas upp till en nivå där ett överskott kvarstår vid dagens slut. Samma trend återfinns för april, maj, juli, augusti och september (se appendix), vilket innebär att under sex av tolv månader finns ett tydligt överskott i slutet av dagen och visar på potentialen av lagrad el som sedan skulle kunna användas för eldelning med andra hushåll. Detta indikeras även i figur 29, som visar batteriets laddningsnivå vid dagens slut för respektive månad och tydliggör att det endast är under sommarhalvåret som ett överskott uppstår. Således hade det under dessa månader troligtvis varit gynnsamt att teckna virtuella avtal mellan hushåll, där medelhus A helt kan täcka sin egen konsumtion och vidare även dela med sig av överskottet till ett annat hushåll. Denna modell visar då att under sommarhalvåret behöver varken medelhus A eller B importera någon större mängd från det överliggande elnätet, vilket skulle kunna leda till sänkta ekonomiska utgifter för dem.

Det är viktigt att betona att resultaten från batterimodellen bygger på ett starkt förenklat och idealiserat scenario. Modellen utgår från ett hypotetiskt batteri utan kapacitetsbegränsningar, verkningsgradsförluster eller degradering, vilket innebär att lagring och urladdning antas ske utan energiförluster. I praktiska tillämpningar påverkas batterisystem däremot av flera tekniska begränsningar, såsom maximal lagringskapacitet, laddnings- och urladdningseffektivitet samt successiv kapacitetsminskning över tid. Resultaten bör därför tolkas som en teoretisk uppskattning av den potentiella effekten av lagring snarare än en exakt representation av ett verkligt system. Vidare antas styrningen av batteriet ske optimalt i realtid. Ett sådant antagande innebär att systemet vid varje tidpunkt kan fatta perfekta beslut om när energi ska lagras, användas eller delas vidare. I verkligheten kräver detta avancerade styr- och optimeringssystem där prioriteringar kan variera beroende på systemets syfte. Ett batteri kan exempelvis styras för att maximera egenanvändning av solen, minska effekttoppar, reducera kostnader eller öka graden av eldelning mellan hushåll. Olika styrstrategier kan därför leda till betydligt olika resultat, både avseende lagringsnivåer och potentialen för energidelning.

En central begränsning i modellen är dessutom att analysen i detta steg endast fokuserar på ett enskilt hushåll, representerat av medelhus A. I modellen används den producerade solen först för att täcka hushållets egen konsumtion, varefter eventuellt överskott lagras i batteriet. Analysen beskriver därmed enbart hur lastprofilen för medelhus A kan reduceras genom lokal solelsproduktion och lagring. Modellen tar däremot inte hänsyn till att andra hushåll, exempelvis medelhus B, samtidigt kan ha ett energibehov. I verkliga eldelningssystem måste energiflöden kontinuerligt styras mellan flera aktörer. Solen kan exempelvis behöva fördelas mellan direkt användning i medelhus A, leverans till medelhus B eller lagring i batteriet. Detta innebär att resultaten från figur 29, som visar batteriets slutliga laddningsnivå vid dagens slut, enbart representerar den energi som återstår efter att medelhus A behov har prioriterats enligt modellens antaganden. I praktiken kan både medelhus A och medelhus B ha samtidiga effektbehov, vilket skulle kräva en aktiv prioritering av hur energin ska distribueras mellan hushållen och batteriet. Detta leder till frågor kring avtal och ansvar i eldelningssystem. Om hushåll ingår avtal om delning av solen måste det finnas styrsystem som säkerställer att utlovad energi faktiskt kan levereras vid rätt tidpunkt. Om batteriet exempelvis laddas under ett tidssteg då endast medelhus A har överskott, kan situationen förändras redan nästa tidssteg om både hushåll samtidigt efterfrågar energi. I sådana fall kan ytterligare energi behöva köpas från det externa elnätet om batteriets lagringsnivå inte är tillräcklig. Styrningen av batteri och energiflöden blir därmed avgörande för både leveranssäkerhet och fördelningen av kostnader mellan hushåll.

En viktig sak att poängtera är att i modellen för denna analys enbart kollar på ett hushåll och jämför produktionen för hushållet med dess konsumtion. Medelhus A "snor" elen först och sedan laddas batteriet upp. Modellen kollar enbart på medelhus A och hur dess lastprofil kan sänkas med hjälp av elen från solpanelerna eller från batteriet. Det finns inget i modellen i steg 3 som tar hänsyn till medelhus B som kanske också behöver el samtidigt som medelhus A. I verkligheten måste det finnas styrning som dirigerar elen till antingen medelhus A eller medelhus B eller till batteriet. Resultaten från figur 29 visar enbart den laddningen som finns kvar i slutet av dagen som en summa av det som inte används.

På grund av dessa begränsningar bör resultaten främst ses som en illustration av hur lagring potentiellt kan påverka möjligheten till eldelning. För att bättre analysera samspelet mellan flera hushåll krävs därför vidare modellering där även medelhus B inkluderas i styrningen och där energiflöden mellan hushåll och batteri analyseras samtidigt.

5.1.5 Steg 5 - Potential för eldelning

I nästa steg analyseras detta vidare genom att undersöka under vilka förutsättningar det uppkomna överskottet faktiskt kan matcha ett annat hushålls behov (medelhus B). Fokus flyttas därmed från intern elbalans inom ett enskilt hushåll till den faktiska möjligheten till eldelning mellan hushåll i samma nät, vilket utgör en naturlig fortsättning på analysen av både sammanlagring och lagringspotential.

Som figur 30 visar är det i slutändan bara under sommarmånaderna som medelhus A har så pass hög produktion att det finns ett överskott kvar till delning. Och av dessa är det endast i juni, juli och augusti som detta överskott är så pass högt att hela medelhus B:s konsumtion också kan täckas. Detta innebär att även om möjligheten finns till att dela el med sin granne under sex av årets tolv månader, så är det bara under tre av dessa månader som verkligt behov täcks och som leder till en signifikant minskning av medelhus B:s eluttag från överliggande nät.

Ur ett småhusperspektiv visar resultaten att möjligheten till eldelning är betydligt mer stabil med än utan lagring, men fortfarande starkt beroende av säsong. För medelhus B innebär det att även om en större andel av konsumtionen kan täckas under sommaren, och under dessa perioder då minska beroendet av el från överliggande nät, så kvarstår samtidigt ett betydande behov av eltillförsel från nätet under övriga delar av året. Detta innebär att hushållen inte helt kan kopplas bort från elnätet, då den dimensionerande vintertoppen inte påverkas av sommarproduktionen. Således tyder det på att eldelning mellan två enskilda småhus i denna form fungerar bäst som ett komplement snarare än en ersättning till det centrala elsystemet. Det kan vara en del i att minska elanvändningen av de två kopplade hushållen, men analysen pekar på att även i ett idealiserat fall finns det en övre gräns för hur mycket lokal egenproduktion som kan lagras per småhus och därav även en gräns för i hur stor grad eldelning kan bidra till minskad elanvändning från nätet. Det modellerade batteriet i medelhus A kunde som max lagra 25,9 kWh över ett dygn i juni, förutsatt att det vid början av dygnet var helt urladdat. Om all denna el delades till medelhus B efterföljande dag i juni hade nettolagringen för medelhus A varit 7 kWh vid dygnets slut. Även om detta visar på att det under sommarmånaderna alltså finns potential att bygga upp ett lager i batteriet, hade den lagrade energin snabbt använts upp i oktober, då solelproduktion återigen sjunkit så pass att medelhus A inte längre har ett överskott, så som figur 30 visar. Viktigt att komma ihåg är att detta antar de väderförhållanden som gällde 2025. För att reducera nätuttaget året runt krävs sannolikt delning mellan flera småhus alternativt investeringar i gemensamma, stora batterier.

Sammanfattningsvis visar analysen att lagring via ett batteri väsentligt förbättrar möjligheten att matcha lokal solelproduktion och konsumtion och därmed ökar potentialen för eldelning mellan småhus. Den avgörande begränsningen ligger dock inte i kortsiktig lagring över dygnet, utan i den säsongsmässiga obalansen mellan tillgång och efterfrågan på el. Resultaten indikerar därför att eldelning, även under optimala lagringsförhållanden, är mest effektiv som en lokal optimeringsstrategi under sommarperioder, snarare än en

lösning för hela årets elförsörjning.

Utifrån detta adresserar resultaten studiens tredje frågeställning och visar att befintlig mätdata är tillräcklig för att identifiera och indikera potentialen i eldelning, särskilt för att förstå när och under vilka förutsättningar överskott uppstår och kan anpassas mot annan konsumtion. Samtidigt framgår det att potentialens exakta omfattning är svår att fastställa eftersom den påverkas av flera faktorer kopplade till småhusens individuella elanvändning, såsom beteendemöster och väderförhållanden.

5.2 Hinder för utvecklingen av energigemenskaper/eldelning

Analysen har hittills visat på vad som är tekniskt möjligt givet studiens antaganden. Vidare sätts dessa resultat i relation till verkliga förutsättningar, då utvecklingen av energigemenskaper och eldelning i praktiken påverkas av flera faktorer bortom de tekniska. Detta motiverar en fördjupad diskussion kring de hinder som kan begränsa denna utveckling.

5.2.1 Institutionella och systemrelaterade utmaningar

En central utmaning handlar om ansvarsfördelning och kontroll över data. Virtuella energigemenskaper förändrar inte nödvändigtvis den fysiska mätinfrastrukturen, men de kräver omfattande koordinering av elflöden och mätdata mellan flera aktörer vilket kan skapa osäkerheter kring ansvar, transparens och systemkontroll. Vidare skulle en ökad mängd aktörer, så som aggregatorer och föreningar, kunna leda till högre komplexitet och minskad överblick över systemet. Detta skulle kunna skapa en spänning mellan kundernas önskan om flexibilitet och nätägarnas behov av stabilitet och driftsäkerhet.

Vidare är det tydligt att utvecklingen och bildandet av energigemenskaper i Sverige idag främst sker i externa eller kompletterande nät. Exempelvis CoAction i Lund har bildats genom att bygga nät mellan olika fastigheter som inte tillhör områdets nätägare, Kraftringen, och baserat på Energimyndighetens rapport gällande energigemenskaper verkar detta påvisa störst intresse från privatpersoner i nuläget [7]. Ur nätägares perspektiv är externa nät dock inte att föredra över virtuell delning, på grund av behovet av dubbel infrastruktur som externa nät medför, samt förlust av datahantering och kunder. Förlust av kunder leder inte nödvändigtvis till en minskad intäkt för elnätsbolagen, utan medför istället att intäkten fördelas på färre antal kunder. Detta eftersom nätägarnas intäkter regleras utifrån längd på elnät som måste underhållas, inte antal anslutna kunder [30]. Det leder alltså till att de kunder som inte går med i en energigemenskap, utan stannar kvar i elnätet, troligtvis måste axla en större ekonomisk börda än tidigare.

5.2.2 Regulatoriska och ekonomiska hinder

Ytterligare utmaningar för etableringen av energigemenskaper kommer från otydliga regelverk och bristande ekonomiska incitament. Även om tekniken möjliggör eldelning krävs tydliga incitament för att hushåll faktiskt ska vilja dela el, något som Energimyndigheten tydliggör [7]. I praktiken är det inte orimligt att utgå från att hushåll sannolikt prioriterar att sänka sin egen elkonsumention först, särskilt under perioder då den egna efterfrågan är hög, för att sedan dela eventuellt överskott vidare till grannar. Detta innebär att framtida energigemenskaper sannolikt behöver kompletteras med ekonomiska

styrmedel, smart styrning och gemensamma lagringslösningar för att anses som en effektiv flexibilitetslösning.

En ytterligare viktig aspekt är den ekonomiska genomförbarheten för enskilda hushåll. Även om eldelning i teorin kan bidra till minskade elkostnader är de faktiska besparingarna i dagsläget osäkra och starkt beroende av tariffstrukturer, skatter och regelverk [32]. För en typisk villakund i Sverige utgör skatter och moms en betydande del av den totala elkostnaden [35], [37], och även om dessa potentiellt skulle kunna reduceras genom lokal delning, är det i nuläget oklart i vilken utsträckning detta är möjligt. Samtidigt innebär alternativa lösningar, såsom installation av kompletterande nät, betydande initiala investeringskostnader. Dessa kan vara svåra att ekonomiskt motivera utifrån de begränsade möjligheter till eldelning vissa perioder på året som denna studie identifierat. Sammantaget innebär detta att även om en teknisk potential för eldelning finns, är de ekonomiska incitamenten i dagsläget begränsade.

EU:s direktiv kring energigemenskaper syftar bland annat till att öka andelen förnybar energi och minska energifattigdom. I en svensk kontext blir dock relevansen av dessa mål mindre tydlig. Sverige har redan en hög andel fossilfri elproduktion [15], vilket innebär att den marginalnytta som tillförs genom lokal förnybar produktion är relativt begränsad jämfört med länder med hög andel fossil energi, såsom kolberoende system. Detta kan tolkas som att direktiven i viss mån är utformade med andra typer av energisystem i åtanke. En konsekvens av detta kan vara att implementeringen i Sverige präglas av en viss passivitet. Om regelverken inte upplevs som direkt relevanta finns det mindre incitament att aktivt utveckla dem. Detta kan vara en bidragande faktor till den nuvarande situationen där lagstiftningen varken tydligt möjliggör eller hindrar energigemenskaper.

Som nämnt ovan är det främst lösningar baserade på fysiska, externa nät som utvecklas i Sverige, då de anses mer genomförbara än virtuella modeller för eldelning [7]. Detta beror i stor utsträckning på hur det nuvarande regelverket är utformat, där el som transporteras via det koncessionspliktiga nätet belastas med nätavgifter, energiskatt och moms vid varje överföring. Dessa kostnader uppstår oavsett om elen produceras och konsumeras lokalt inom samma område, vilket innebär att den ekonomiska vinsten av virtuell eldelning i många fall blir begränsad. Som följd av detta har flera energigemenskaper i Sverige ansett det vara mer fördelaktigt att etablera fysiska lösningar där el kan överföras bakom mätaren och därmed undvika delar av dessa avgifter [7].

Samtidigt visar erfarenheter från bland annat Österrike att virtuella modeller för eldelning kan fungera väl under rätt regulatoriska förutsättningar. Där har regelverken anpassats för att spegla den faktiska belastningen på nätet och möjliggör eldelning utan behov av att investera i ny infrastruktur. Detta kan vara att föredra i redan etablerade områden där nya elkablar ej kan grävas, vilket i längden kan vara både samhällsekonomiskt och resursmässigt fördelaktigt. Med förändrade regelverk, exempelvis genom differentierade nätavgifter eller reducerade skatter för lokal eldelning, skulle även virtuella modeller kunna bli mer attraktiva i den svenska kontexten. Erfarenheter från Österrike visar således att det är möjligt att skapa ekonomiskt hållbara system för virtuell eldelning, förutsatt att de regulatoriska incitamenten är utformade i linje med systemets tekniska funktion.

5.2.3 Resiliens och energisäkerhet

Fortsättningsvis uppstår även en central fråga kring vem som ansvarar för underhåll av de nya externa eller kompletterande näten. I dagens europeiska kontext, präglad av ökad geopolitisk osäkerhet, har energisystemens robusthet blivit en allt viktigare fråga. Energisäkerhet lyfts både på EU-nivå och av nätägare som ett centralt argument för att behålla kontrollen över infrastrukturen [26]. Samtidigt finns ett växande intresse att öka den egna resiliensen, exempelvis genom ökad självförsörjning. Energigemenskaper via externa nät kan i detta sammanhang uppfattas som ett verktyg för att stärka lokal robusthet och fungera som en drivkraft för deltagande, samtidigt som det finns en risk att förväntningarna överstiger den faktiska nyttan, särskilt när det gäller möjligheten att bli oberoende av elnätet. Energigemenskaper kanske ofta associeras med möjligheten till ö-drift vid krissituationer, men som resultaten i denna studie visar är detta i praktiken svårt att uppnå. Resultaten visar att säsongsvariationer i produktion, särskilt i ett solbaserat system, innebär att fullständig självförsörjning i Sverige inte är möjligt utan att också ha kompletterande investeringar i exempelvis energilagring. Detta illustrerar att energigemenskaper i sin nuvarande form snarare bidrar till ökad robusthet än fullständig autonomi.

5.3 Metoddiskussion

Producerad el från småhus kan komma från diverse olika produktionskällor, exempelvis solceller, vindkraftverk, dieselaggregat m.m. Denna studie undersöker enbart småhus som producerar el med hjälp av solceller då det är en relativt enkel produktionskälla för privatkunder att få installerade, inte kräver stora ytor och är ekonomiskt tillgänglig för många privatkunder [10]. Antagandet har också gjorts att då alla småhus befinner sig i samma elområde kan deras solcellsproduktion förväntas vara jämlika. Vidare har de solcellshus som undersökts inget batteri registrerat hos E.ON Energidistribution vid tiden för datainsamling, utan det batteri som används i resultatet är ett simulerat batteri. Denna studie har dock inte riktat in sig på en enskild typ av batteri eller märke, och inte heller på vilken typ av styrning som batteriet antas ha. Detta är på grund av det faktum att denna rapport inte avser att ge exakta råd om specifika affärsmodeller/tekniska komponenter utan istället är tänkt att ge en övergripande bild av potentialen med eldelning. Batteriet i rapporten kommer därav antas vara av ideell karaktär (minimala förluster, liten till ingen begränsning i storlek och obegränsad livslängd) och att styrning här innebär att lagrad el används så snart den behövs.

Eftersom studien genomfördes i samarbete med E.ON Energidistribution begränsades urvalet till områden där relevant och tillförlitlig data fanns tillgänglig, vilket säkerställer realistiska analysförutsättningar och hög datakvalitet. Datan som användes är från januari 2025 till och med december 2025 och gavs i form av kvartsvärden, vilket resulterade i 35 040 punkter under ett år. Denna tidsperiod valdes för att ge en så korrekt bild som möjligt av nuvarande laster och tillstånd i nätet, samt för att hinna med att gå igenom all data under den begränsade tid som denna rapport skrevs. Att analysera data baserat på ett enskilt år kan dock leda till att specifika väderförhållanden får stor påverkan och ger ett missvisande resultat.

Vidare är datan som används för att beräkna resultaten en sammanslagning av flera olika hushåll då personuppgiftslagen innebär att data som kan spåras tillbaka till en enskild

individ inte får publiceras utan givet samtycke.

Även datan gällande nätstationerna har anonymiserats och förenklats en del. Nätkapacitet påverkas i verkligheten av flera olika faktorer såsom spänning, kabeltyp, förluster etc, men i detta arbete används endast energi och effekt in och ut ur nätet som markerande faktorer för potentialen.

Vidare har nätstationernas data hanterats så att de endast påverkas av konsumtionen och produktion av småhus, och all annan konsumtion har tagits bort från rådatan. Detta säkerställer att resultaten visar hur just småhus påverkar nätet, även om det i verkligheten alltså är högre konsumtion i nätstationen än det som visas. Följaktligen motsvarar småhusens samtidiga belastning en andel av märkeffekten, men där övriga laster vid dimensionering också måste tas hänsyn till.

En utmaning i studien är att vissa nätstationer endast omfattar ett enskilt hushåll med solcellsproduktion, vilket begränsar möjligheten att dra statistiskt generella slutsatser och observationerna blir starkt beroende av individuella användnings- och konsumtionsmönster. Samtidigt speglar denna data hur många befintliga och framtida bostadsområden i Sverige ser ut och kan komma att vara strukturerade, där antalet solcellsinstallationer ofta är ojämnt fördelade mellan hushåll. Att använda verkliga mätdata från sådana nätstationer möjliggör därmed en analys av hur lokala nät med få prosumenter fungerar i praktiken, vilket är relevant för att förstå dagens elsystem.

Vidare utgör den tidsserie som använts i denna studie en begränsning för analysen, då datan som används baseras på aggregerade kvartar. Det innebär att de värden som visas är en summering av vad som skett varje kvart och inte innehåller några fler detaljer. Om en kvart har ett negativt värde innebär det att summan av alla stunder i den kvarten blev negativ (mer produktion än konsumtion), men det innebär inte nödvändigtvis att det enbart har producerats under tidsperioden. Detta kopplar vidare till "bakom-mätar"-problematiken vilket innebär att nätägare endast har möjlighet att samla in data vid uttags- och inmatningspunkten och kan därav inte säga något om hur mycket produktion som konsumerats i hushållet innan det matats ut på nätet.

En metodologisk begränsning i analysen är att sammanlagringsfaktorn baseras på ett binärt villkor där varje tidssteg endast klassificeras utifrån huruvida produktion respektive konsumtion är större än noll. Detta innebär att även mycket små elflöden behandlas på samma sätt som mer betydande överskott och behov. I praktiken kan detta leda till att situationer där ett hushåll har ett mycket litet överskott samtidigt som ett annat hushåll har ett minimalt behov räknas som fullständig sammanlagring, trots att den faktiska ekonomiska eller systemmässiga nyttan av sådan delning är marginell. Följaktligen kan modellen i viss mån överskatta den praktiska relevansen av eldelning i gränsfall. För att undvika detta hade exempelvis konsumtion och produktion kunnat viktas mot varandra för att endast användas över ett givet gränsvärde, alternativt hade ännu kortare tidsupplösning på realtidsnivå kunnat möjliggöra visualisering av verklig sammanlagring.

Det finns flera osäkerheter i studien som påverkar resultatens generaliserbarhet. Till exempel saknas tydlig information om viktiga faktorer såsom förekomst av fjärrvärme, elbilsladdning och andra laster, vilket kan påverka både konsumtion och effektprofiler.

Hushållen har inte någon registrerad fjärrvärme hos E.ON Energidistribution, men kan vara kunder hos andra företag vilket skulle kunna påverka deras elanvändning, främst under vintermånaderna. Vidare är datamängden begränsad, vilket innebär att enskilda avvikelser får relativt stort genomslag. Slutligen väcks frågan om historisk data i sig är tillräckligt för att dimensionera framtidens elsystem. Med en ökande andel variabel produktion kan tidigare mönster bli mindre representativa, vilket ställer nya krav på analysmetoder.

6 Slutsatser

Studien har sammanfattningsvis svarat på frågeställningarna som presenterades i inledningen. Frågan om hur lokal solcellsproduktion påverkar överliggande nätstations effektprofil besvaras av att resultaten indikerar att den nuvarande omfattningen av lokal produktion och eldelning inte är tillräcklig för att avlasta nätstationen i någon större utsträckning. Negativ effekt kan observeras men detta sker under motsatta perioder av året som topplasten sker och nätet behöver därav inte dimensioneras om utifrån solelsproduktion. Däremot kan en ökad utbyggnad av solceller i framtiden förändra denna bild och skapa nya utmaningar kopplade till både nätkapacitet och systembalans.

Vidare svarar resultaten på i vilken utsträckning lokal produktion och konsumtion sammanfaller samt hur den varierar över året genom att visa på en sammanlagringsfaktor på 0-10% under vinterhalvåret, och upp mot 50% under delar av sommarhalvåret. Det finns således en tydlig skillnad mellan olika säsonger och detta kopplas vidare frågan angående vilken potential som finns för eldelning utifrån befintlig data. Resultatet visar att det finns en tydlig potential för eldelning mellan småhus. Elkonsumtion och lokal solelproduktion korrelerar till viss del och detta skapar förutsättningar för att både tillgodose det egna hushållets elbehov och därefter dela överskottsel vidare. Detta är möjligt under juni, juli och augusti då potentialen är störst. Under övriga delar av året är potentialen mer begränsad eller till och med obefintlig, vilket återigen tydligt visar att eldelning av solelproduktion är starkt säsongsberoende. Analysen visar även tydligt värdet av lokal lagring. Producerad el matas ut på nätet vid tidpunkter då konsumtionen är låg, men genom att inkludera batterilagring visar resultaten på att denna el i större utsträckning kan användas lokalt i hushållet samt bidra till ökad potential för eldelning, vilket stärker den praktiska nyttan av solcellsinvesteringar. Således kan slutsatsen dras att befintlig mätdata är tillräcklig för att identifiera och indikera att en potential för eldelning existerar, samt för att uppskatta dess storleksordning. Däremot är den inte tillräcklig för att exakt kvantifiera potentialen på individnivå eller i ett större system. Resultaten bör därför tolkas som en realistisk uppskattning av möjliga utfall under givna förutsättningar, snarare än en exakt prognos.

Tillsist ämnade studien att svara på vad som hindrar utvecklingen av eldelning i Sverige i nuläget och dessa har kopplats till osäkerheter kring blanda annat individens specifika elanvändning då vissa faktorer, såsom elbilsaddning eller energikrävande installationer, kan minska möjligheten att dela el och potentialen kan därav i hög grad variera. Ytterligare hinder kopplas till ekonomiska och regulatoriska förutsättningar, där otydliga regelverk, skattefrågor och brist på långsiktiga incitament skapar osäkerhet kring hur både nätägare och hushåll bör agera.

För framtida studier och forskning skulle djupare undersökning av olika typer av batteristyrning vara relevant för att ge en mer precis bedömning av nyttan för hushåll med solceller. Vidare rekommenderas att olika lastscenarior analyseras för att ge en tydligare bild av möjlig eldelning av hushåll med både väldigt låg, medelstor och väldigt hög elanvändning. Tillsist rekommenderas att undersöka vidare den teknoekonomiska skillnaden mellan virtuell delning och externa nät, för att få mer precisa jämförelser av nyttan för både privatkunder och nätägare.

Referenslista

- [1] Energimyndigheten, (2023), Scenarier över sveriges energisystem 2023: Med fokus på elektrifieringen 2050, Rapport ER 2023:07, ISBN (pdf) 978-91-7993-112-4.
- [2] International Energy Agency -IEA, (2022), Unlocking the potential of distributed energy resources, IEA, Paris, Licence: CC BY 4.0. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/unlocking-the-potential-of-distributed-energy-resources>.
- [3] Energimarknadsinspektionen, (2024), Energimarknadsinspektionens strategi för flexibilitet i elsystemet, Strategi, PDF.
- [4] Energimarknadsinspektionen, (2020) Kapacitetsutmaningen i elnäten, Rapport Ei R2020:06, PDF.
- [5] Svenska kraftnät, (2024), Nätutvecklingsplan 2024–2033, Rapport, PDF.
- [6] European Commission, (2019), Directorate-General for Energy, Clean energy for all europeans, ISBN (pdf) 978-92-79-99835-5. doi: 10.2833/9937.
- [7] Energimyndigheten, (2024), Energigemenskaper: Förutsättningar och förslag på främjandeinsats, Rapport ER 2024:20, ISBN (pdf) 978-91-7993-184-1.
- [8] Svenska kraftnät, (2025), Så säkrar svenska kraftnät elförsörjningen i södra sverige. Hämtad 2026-03-15. [Online]. Available: <https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/transmissionsnätet/sa-sakrar-svenska-kraftnat-elforsorjningen-i-sodra-sverige/>.
- [9] Svenska kraftnät, (2024), Sveriges elnät. Hämtad 2026-04-01. [Online]. Available: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/oversikt-av-kraftsystemet/sveriges-elnat/>.
- [10] Energimyndigheten, (2026), Nätanslutna solcellsanläggningar. Tabeller/diagram och statistikdatabas. Hämtad 2026-05-18. [Online]. Available: <https://www.energimyndigheten.se/statistik/officiell-energistatistik/tillforsel-och-anvandning/natanslutna-solcellsanlaggningar/>.
- [11] E.ON Energidistribution, (2026), Så fungerar elnätet. Hämtad 2026-05-03. [Online]. Available: <https://www.eon.se/artiklar/sa-fungerar-elnaetet>.
- [12] Svenska kraftnät, (2024), Topplasttimmen. Hämtad 2026-04-16. [Online]. Available: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/kraftsystemdata/topplasttimmen/>.
- [13] European Commission, (2026), Communication from the commission to the european parliament and the council on the citizens energy package, Communication COM(2026) 115 final, CELEX: 52026DC0115.
- [14] Energimarknadsinspektionen, (2024), Mikroproduktion av el. Hämtad 2026-03-15. [Online]. Available: <https://ei.se/konsument/el/mikroproduktion-av-el>.

- [15] Statistiska centralbyrån (SCB), (2025), Tillförsel och användning av el 2001–2024 (gwh), Hämtad 2026-04-04, [Online]. Available: <https://www.scb.se/hitta-statistik/statistik-efter-amne/energi/tillforsel-och-anvandning-av-energi/arlig-energistatistik-el-gas-och-fjarrvarme/pong/tabell-och-diagram/tillforsel-och-anvandning-av-el-20012024-gwh/>.
- [16] Statistiska centralbyrån (SCB), (u.å), Elproduktion och elanvändning efter elområde månad 2021m01–2026m03, Hämtad 2026-05-01. [Online]. Available: <https://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START-EN-EN0108-EN0108A/ElEO/table/tableViewLayout1/>.
- [17] Svenska kraftnät, (2025), Elbrist, effektbrist eller kapacitetsbrist? Hämtad 2026-03-29. [Online]. Available: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/nar-elen-inte-racker-till/elbrist-effektbrist-eller-kapacitetsbrist/>.
- [18] Energimyndigheten, (2025), Flexibilitet i energisystemet. Hämtad 2026-03-29. [Online]. Available: <https://www.energimyndigheten.se/energisystem-och-analys/energisystem-och-analys/flexibilitet-i-energisystemet/>.
- [19] Energiföretagen, (2025), Flexibilitet. Hämtad 2026-04-15. [Online]. Available: <https://www.energiforetagen.se/fragor-vi-driver/listsida/flex/>.
- [20] Europaparlamentet, (2023), Europaparlamentets och rådets direktiv (eu) 2023/1791 av den 13 september 2023 om energieffektivitet och om ändring av förordning (eu) 2023/955 (omarbetning), Official Journal of the European Union, OJ L 231, 20.9.2023, pp. 1–111, 2023.
- [21] Energimyndigheten, (2025), En lägesbeskrivning för sveriges delar av en hållbar och konkurrenskraftig batterivärdekedja: Redovisning av regeringsuppdrag 5, Rapport ER 2025:19, ISBN (pdf) 978-91-7993-238-1.
- [22] Regeringen, (2026), Nya lagar om elsystemet, Klimat- och näringslivsdepartementet, Lagrådsremiss, Feb. 12, 2026, Lagrådsremiss.
- [23] Sverige, Ellag (1997:857), SFS 1997:857.
- [24] Sverige, Lag (1994:1776) om skatt på energi, SFS 1994:1776.
- [25] Sverige, Förordning (2022:1391) om ändring i förordningen (2007:215) om undantag från kravet på nätkoncession enligt ellagen (1997:857), SFS 2022:1391.
- [26] European Commission, (2025), Report on energy sharing, Luxembourg, Manuscript completed July 2025. First edition. doi: 10.2926/8653694.
- [27] Eurelectric, (2024), Guidance on the implementation of energy sharing, Eurelectric, Brussels, Position paper [Online]. Available: <https://www.eurelectric.org/publications/guidance->

on-the-implementation-of-energy-sharing-eurelectric-position-paper/.

[28] Energimarknadsinspektionen, (2025), Elnätsavgiften och elnätsreglering. Hämtad 2026-05-14. [Online]. Available: <https://ei.se/konsument/el/elnaatsavgiften-och-elnaatsreglering>.

[29] Energimarknadsinspektionen, (2024), Reglering – elnätsverksamhet. Hämtad 2026-05-14. [Online]. Available: <https://ei.se/bransch/reglering-av-natverksamhet/reglering—elnaatsverksamhet>.

[30] Energimarknadsinspektionen, (2025), Inriktning för reglering av elnätsföretagens intäktsramar 2028–2031, Presentation (PDF)

[31] Belok, (2024), Energigemenskaper för fastighetsägare, Slutrapport, PDF. [Online]. Available: https://belok.se/wp-content/uploads/2024/02/Slutrapport-version-2.0_Energigemenskaper-for-fastighetsagare-vagledning-och-stod.pdf.

[32] Ünel, B., Esparza, R., Mohlin, K., Spiller, E., and Tapia-Ahumada, K. (2021), Re- tail electricity tariff design, distributed energy resources, and emissions, New York University School of Law, Institute for Policy Integrity, Working paper No. 2021/1, PDF.

[33] Energimarknadsinspektionen, (2022), Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd för utformning av nättariffer för ett effektivt utnyttjande av elnätet, Föreskrift EIFS 2022:1, PDF.

[34] Energimarknadsinspektionen, (2026), Effektaavgifter. Hämtad 2026-04-20. [Online]. Available: <https://ei.se/konsument/el/elnaatsavgiften-och-elnaatsreglering/effektaavgifter>.

[35] Energimarknadsbyrån (2026), Energiskatt – skattesatser och kostnader. Hämtad 2026-05-19. [Online]. Available: <https://www.energimarknadsbyran.se/el/dina-elavtal-och-kostnader/fakturerings-och-betalning/elrakningen/energiskatt/>.

[36] E.ON (u.å), Elnätsabonnemang och priser. Hämtad 2026-05-05. [Online]. Available: <https://www.eon.se/el/elnat/elnaatsabonnemang-priser>.

[37] E.ON , (u.å), Elnätsavgift. Hämtad 2026-05-15. [Online]. Available: <https://www.eon.se/el/elnat/avgift>.

[38] Nationalencyklopedin. Sammanlagring. Hämtad 2026-05-03. [Online]. Available: <https://www.ne.se/uppslagsverk/encyklopedi/sammanlagring>.

[39] Parag, Y., Sovacool, B. K. (2016), Electricity market design for the prosumer era, Nature Energy, vol.1, p.16 032, 2016. doi: 10.1038/nenergy.2016.32.

[40] Song, M. (2019), Planning and operation of demand-side flexibility, Doktorsavhandling, KTH Royal Institute of Technology, 2019, isbn: 978-91-7873-333-0.

[41] International Energy Agency (IEA), (2026) Techonology: Battery storage, global energy review 2026, Paris, Licence: CC BY 4.0. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/global->

energy- review-2026/technology-battery-storage.

[42] Kundur, P. (1994) Power System Stability and Control. McGraw-Hill, isbn:978-0-07-035958-1.

[43] Kirschen, D., Strbac, G. (2004) Fundamentals of Power System Economics. Wiley, isbn: 978-0-470-84572-1.

[44] Bergen, A. R., Vittal, V. (2000) Power Systems Analysis, 2nd ed. Upper Saddle River, NJ: Prentice Hall,

[45] Griffiths, D. (2013), Introduction to Electrodynamics, 4th ed. Pearson Education, isbn: 978-0-321-85656-2.

[46] Lopes, J., Hatziargyriou, N., Mutale, J., Djapic, P., Jenkins, N. (2007) Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities, Electric Power Systems Research, vol. 77, no. 9, pp. 1189–1203, doi: 10.1016/j.epsr.2006.08.016.

[47] Lowitzsch, J., Hoicka, C., van Tulder, F. (2020) Renewable energy communities under the 2019 european clean energy package – governance model for the energy clusters of the future? Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 122, p. 109 489, doi: 10.1016/j.rser.2019. 109489.

[48] Mengelkamp, E., Gärttner, J., Rock, K., Kessler, S., Orsini, L., Weinhardt, C (2018) Designing microgrid energy markets: A case study: The brooklyn microgrid, Applied Energy, vol. 210, pp. 870–880, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.06.054.

[49] Eidiani, M., Rouzbehi, K. (2026) Modern Power Systems Engineering: Analysis, Stability and Control, 1st ed. CRC Press, doi: 10.1201/9781003590514.

[50] Crappe, M. (2003) Electric Power Systems. ISTE / Wiley, isbn: 978-1-84821-008-0.

[51] Grigsby, L. (2007) Ed., Electric Power Engineering Handbook, 2nd ed. CRC Press, isbn: 978-0-8493-9291-7.

Appendix

Listing 1: Kod för steg 1-5 i analysen

```
1 import pandas as pd                # Handle data tables
2 import matplotlib.pyplot as plt    # Create plots
3
4 FILE = "data.csv"                  # CSV file path
5 TIME_COL = "timestamp"              # Timestamp column name
6
7 PRODUCTION_COL = "production"       # Production data column
8 CONSUMPTION_COL = "consumption"     # Consumption data column
9
10 LOAD_COLS = [                      # Household/load columns
11     "load_1",
12     "load_2",
13     "load_3"
14 ]
15
16 DT = 0.25                          # Time step in hours
17
18 df = pd.read_csv(FILE)              # Load CSV file
19
20 df[TIME_COL] = pd.to_datetime(      # Convert timestamps
21     df[TIME_COL]
22 )
23
24 df["month"] = (                     # Extract month
25     df[TIME_COL].dt.month
26 )
27
28 df["time"] = (                     # Extract time of day
29     df[TIME_COL].dt.strftime("%H:%M")
30 )
31
32 df["mean_load"] = (                # Calculate mean load
33     df[LOAD_COLS].mean(axis=1)
34 )
35
36 def mean_day(data, month, column):  # Function for mean daily
    profile
37
38     d = data[                       # Filter selected month
39         data["month"] == month
40     ]
41
42     avg = (                         # Average by time of day
43         d.groupby("time")[column]
44         .mean()
45         .reset_index()
46     )
47
48     avg["time"] = pd.to_datetime(   # Convert time format
```

```

49         avg["time"],
50         format="%H:%M"
51     )
52
53     return avg.sort_values("time")    # Sort by time
54
55 variables = [                        # Variables to plot
56     PRODUCTION_COL,
57     CONSUMPTION_COL,
58     "mean_load"
59 ]
60
61 for var in variables:                # Loop through variables
62
63     plt.figure(figsize=(10,5))      # Create figure
64
65     for m in range(1,13):            # Loop through months
66
67         avg = mean_day(              # Get monthly mean profile
68             df,
69             m,
70             var
71         )
72
73         plt.plot(                    # Plot profile
74             avg["time"],
75             avg[var],
76             label=f"Month_{m}"
77         )
78
79         plt.title(f"{var}_profile")  # Plot title
80         plt.xlabel("Time")           # X-axis label
81         plt.ylabel("Power")          # Y-axis label
82
83         plt.legend(                  # Add legend
84             ncol=3,
85             fontsize=8
86         )
87
88         plt.tight_layout()           # Improve spacing
89         plt.show()                  # Display figure
90
91 results = []                        # Store battery results
92
93 for m in range(1,13):                # Loop through months
94
95     d = df[                          # Filter month
96         df["month"] == m
97     ]
98
99     shape = (                        # Create average profile

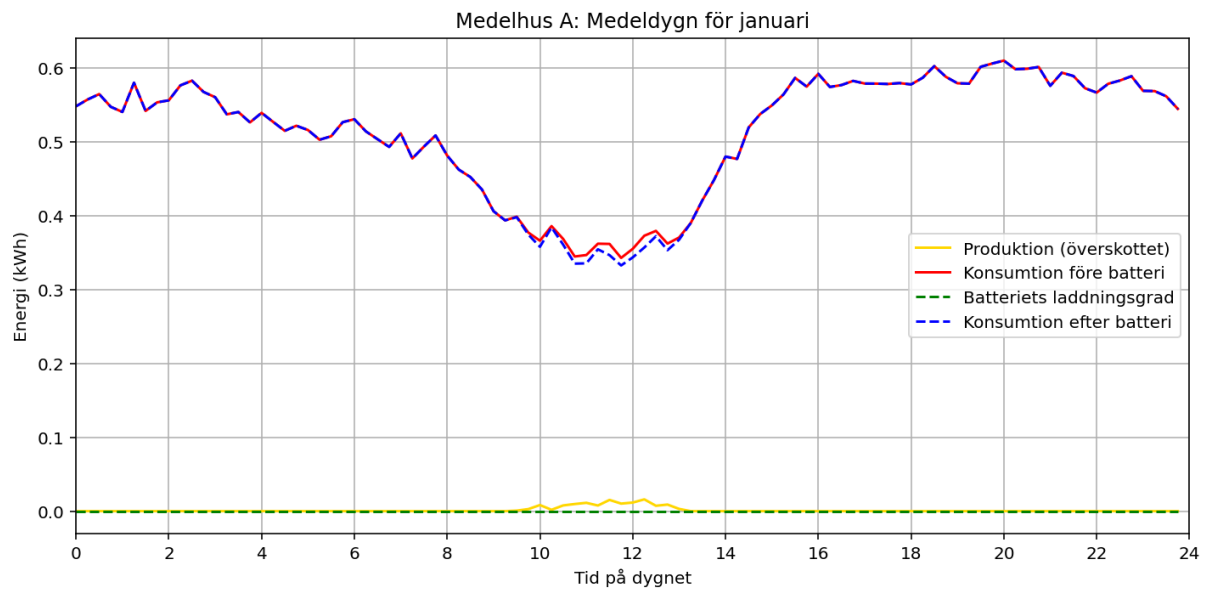
```

```

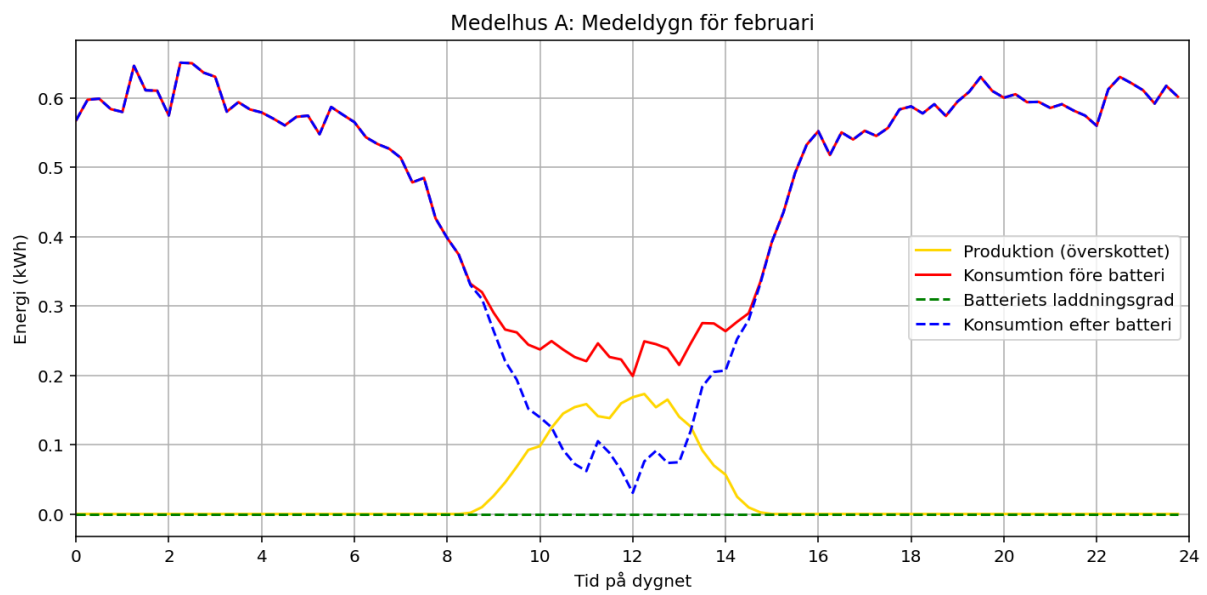
100         d.groupby("time")[
101             [PRODUCTION_COL,
102              CONSUMPTION_COL]
103         ]
104         .mean()
105     )
106
107     prod = (                                     # Production energy
108         shape[PRODUCTION_COL].values * DT
109     )
110
111     cons = (                                     # Consumption energy
112         shape[CONSUMPTION_COL].values * DT
113     )
114
115     battery = 0                                # Initial battery level
116     soc = []                                   # Store state of charge
117
118     for p, c in zip(prod, cons):                # Loop through timesteps
119
120         battery += max(p-c, 0)                  # Charge battery
121
122         battery -= min(                         # Discharge battery
123             battery,
124             max(c-p, 0)
125         )
126
127         soc.append(battery)                    # Save battery level
128
129     results.append({                            # Save monthly results
130         "month": m,
131         "peak_soc": max(soc),
132         "end_soc": soc[-1]
133     })
134
135     plt.figure(figsize=(8,4))                  # Create battery plot
136     plt.plot(soc)                              # Plot SOC curve
137     plt.title(                                  # Plot title
138         f"Battery_SOC-_-Month_{m}"
139     )
140     plt.xlabel("Time_Step")                    # X-axis label
141     plt.ylabel("Energy_(kWh)")                 # Y-axis label
142     plt.tight_layout()                         # Improve spacing
143     plt.show()                                 # Display figure
144
145 results_df = pd.DataFrame(results)             # Create results table
146
147 print(results_df)                             # Print results

```

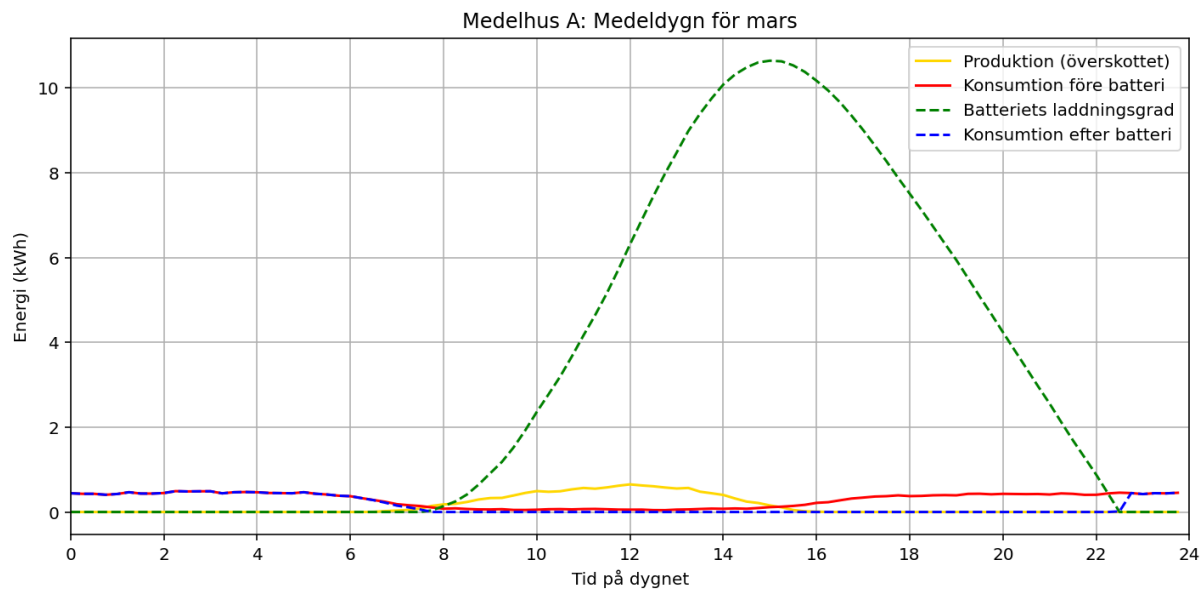
Analysresultat för Steg 4



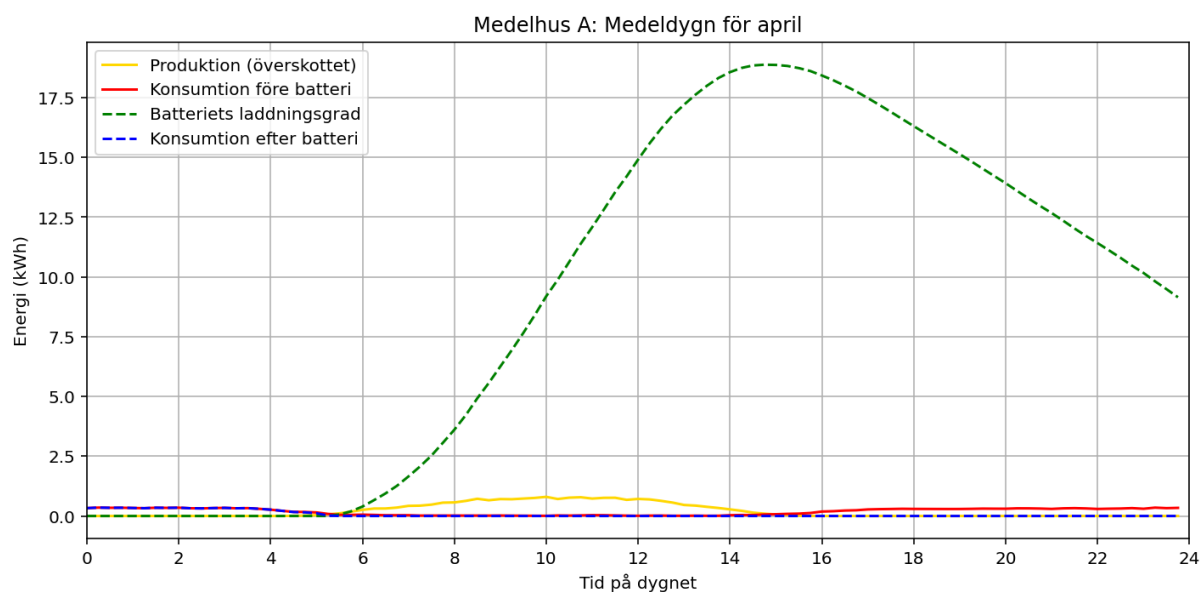
Figur 31: Medeldygnspröfiler för Medelhus A i januari



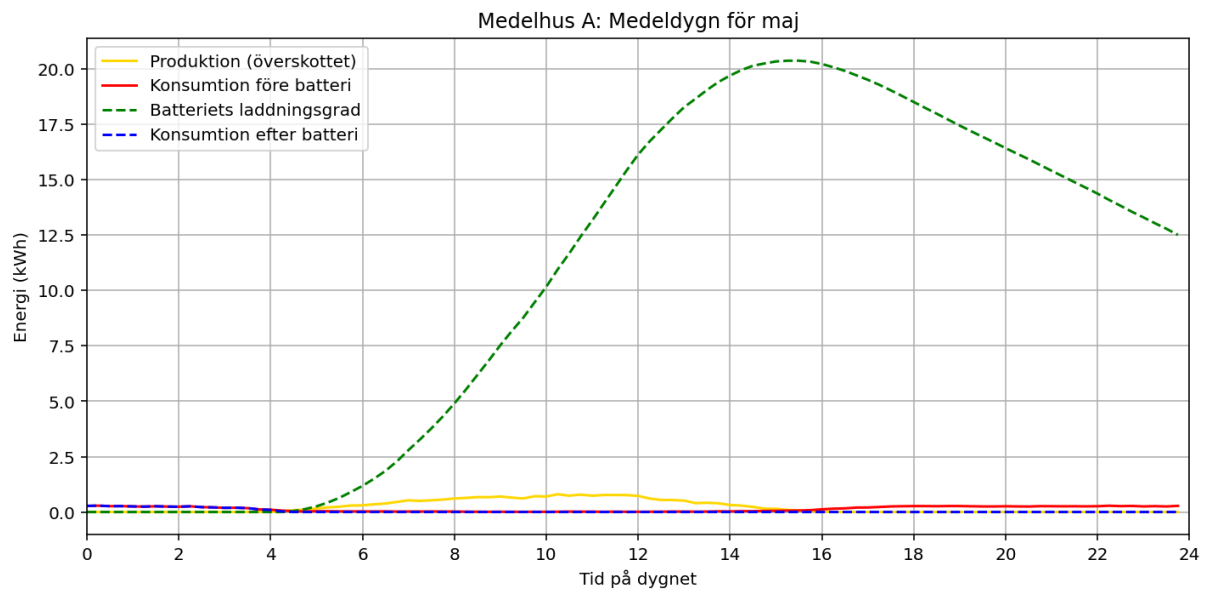
Figur 32: Medeldygnspröfiler för Medelhus A i februari



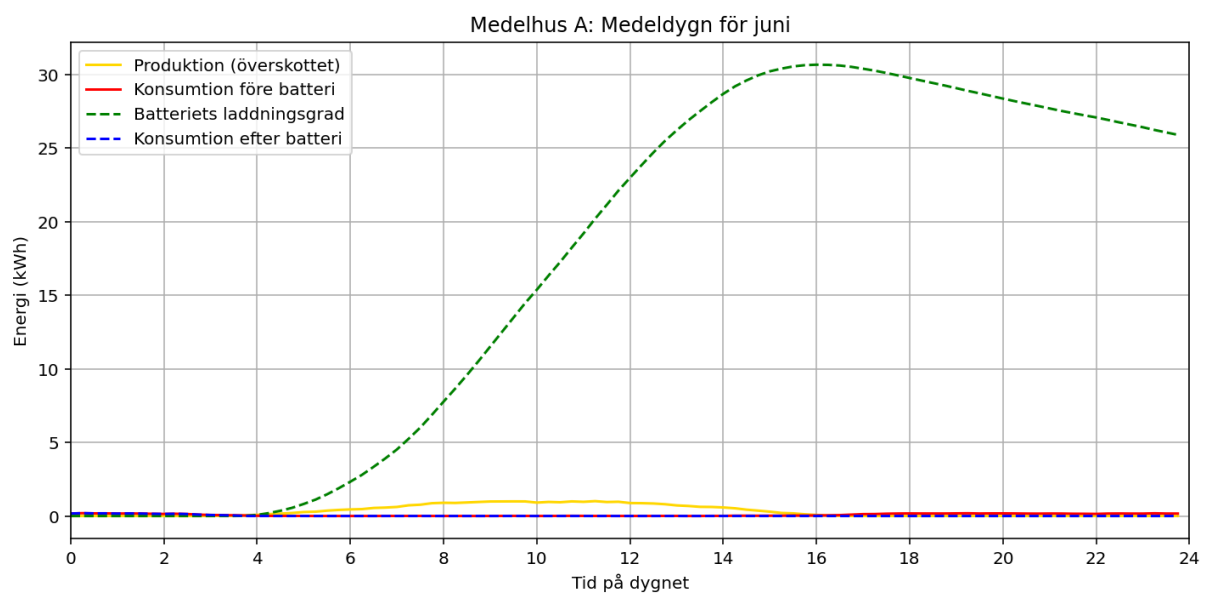
Figur 33: Medeldygnspröfiler för Medelhus A i mars



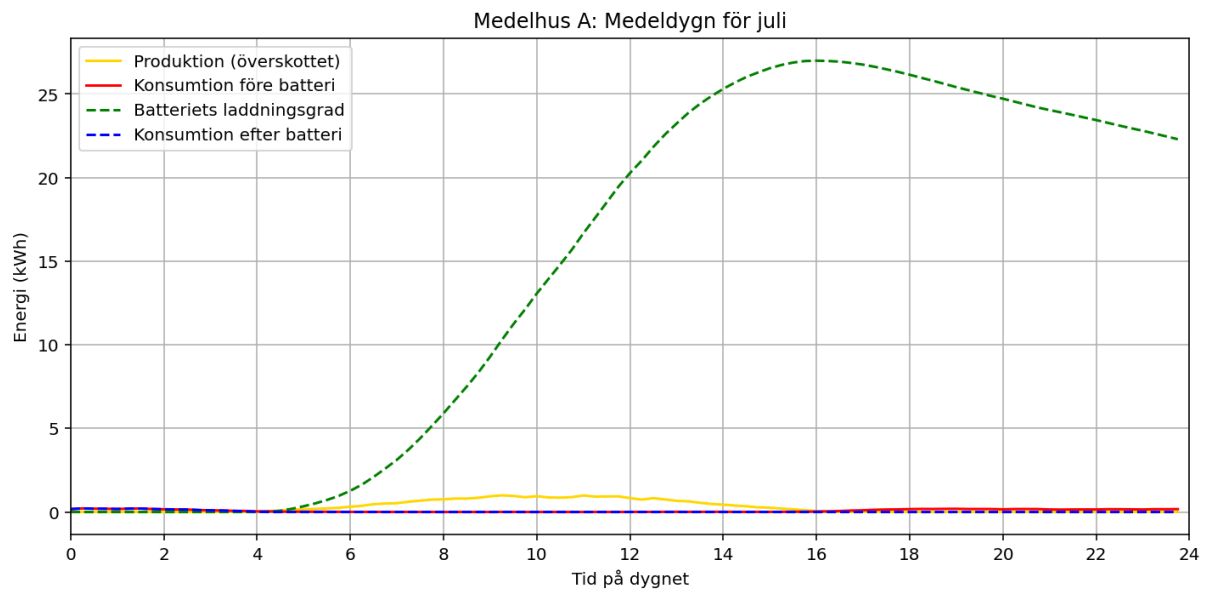
Figur 34: Medeldygnspröfiler för Medelhus A i april



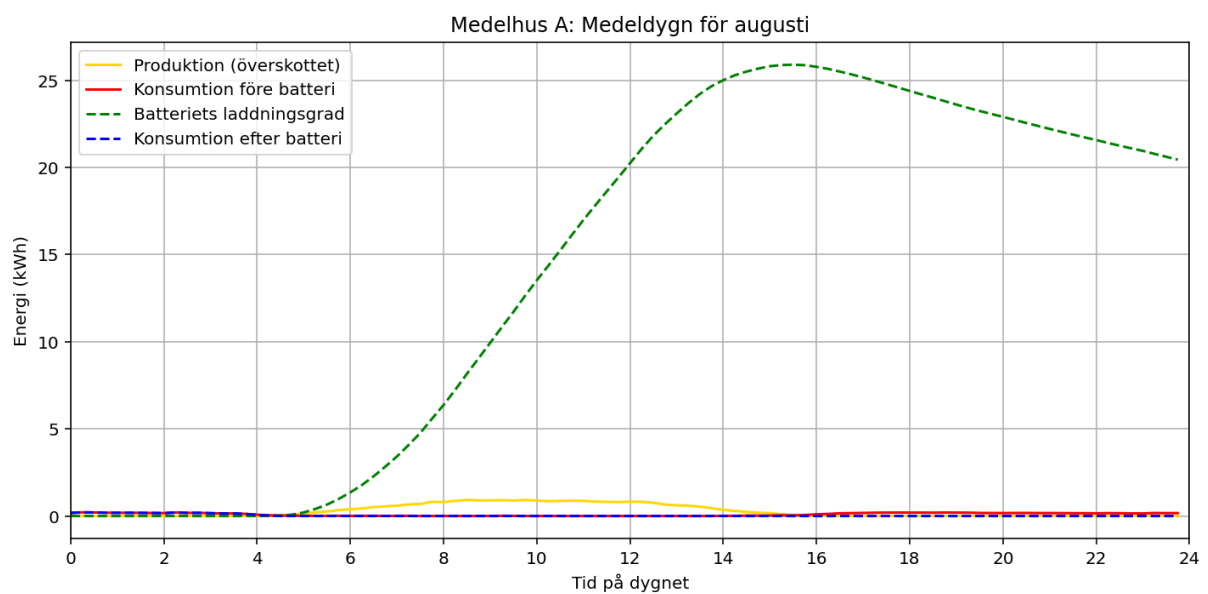
Figur 35: Medeldygnspröfiler för Medelhus A i maj



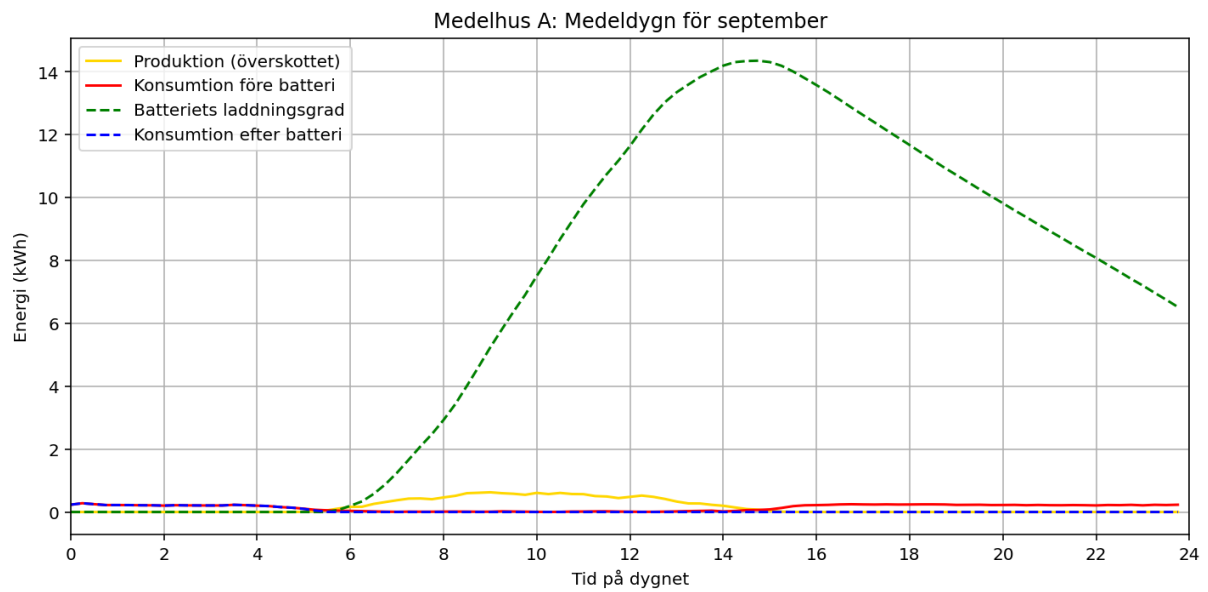
Figur 36: Medeldygnspröfiler för Medelhus A i juni



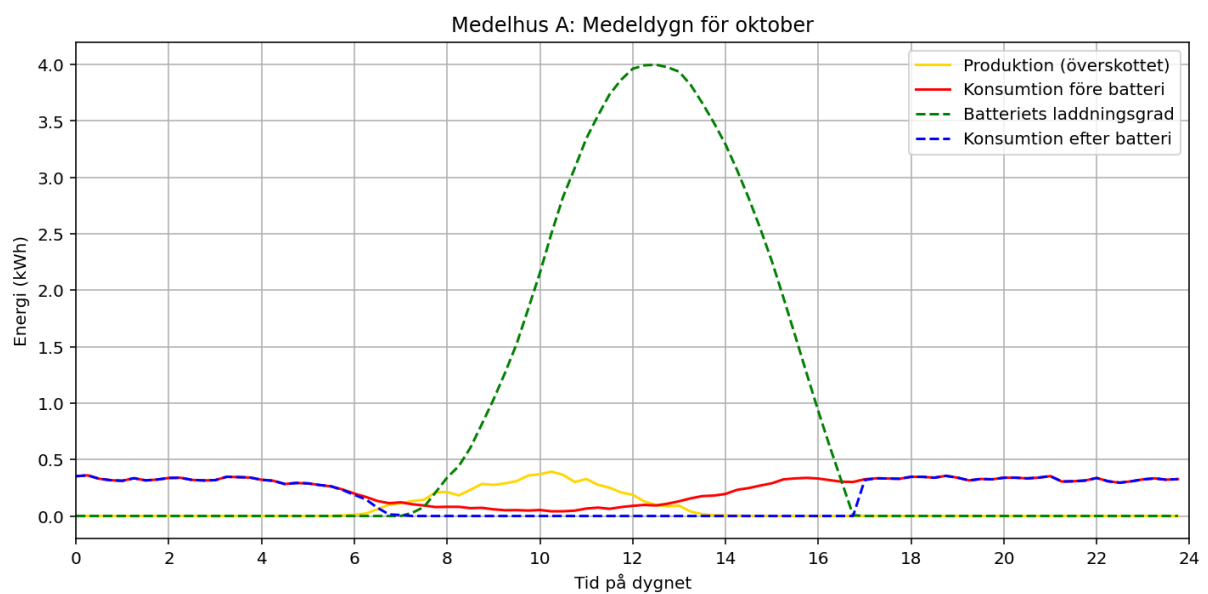
Figur 37: Medeldygnspröfiler för Medelhus A i juli



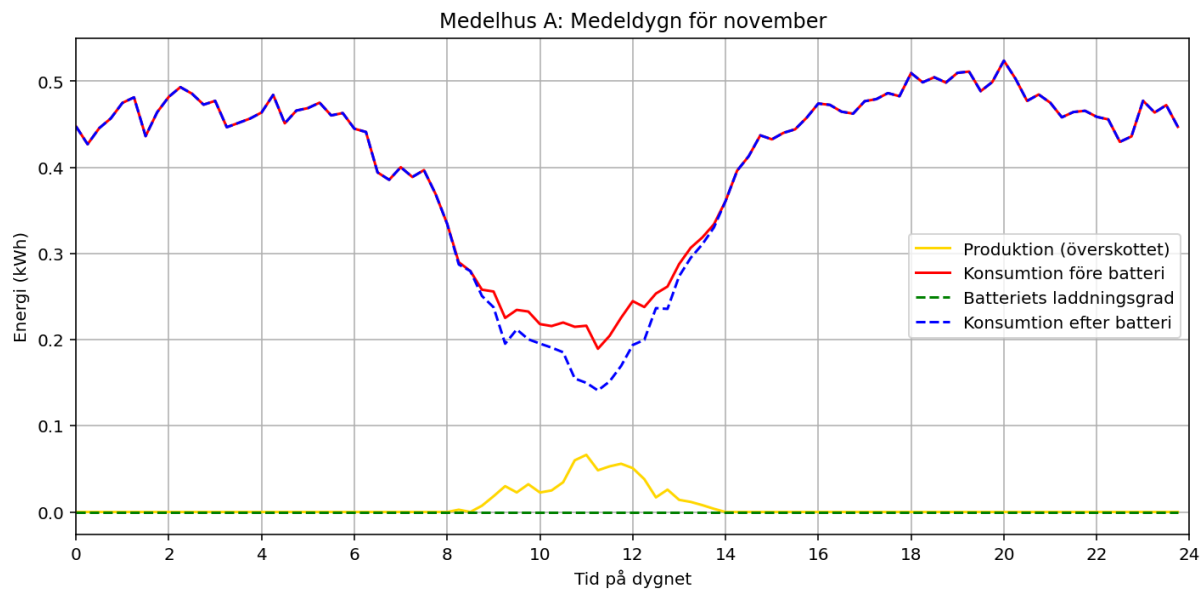
Figur 38: Medeldygnspröfiler för Medelhus A i augusti



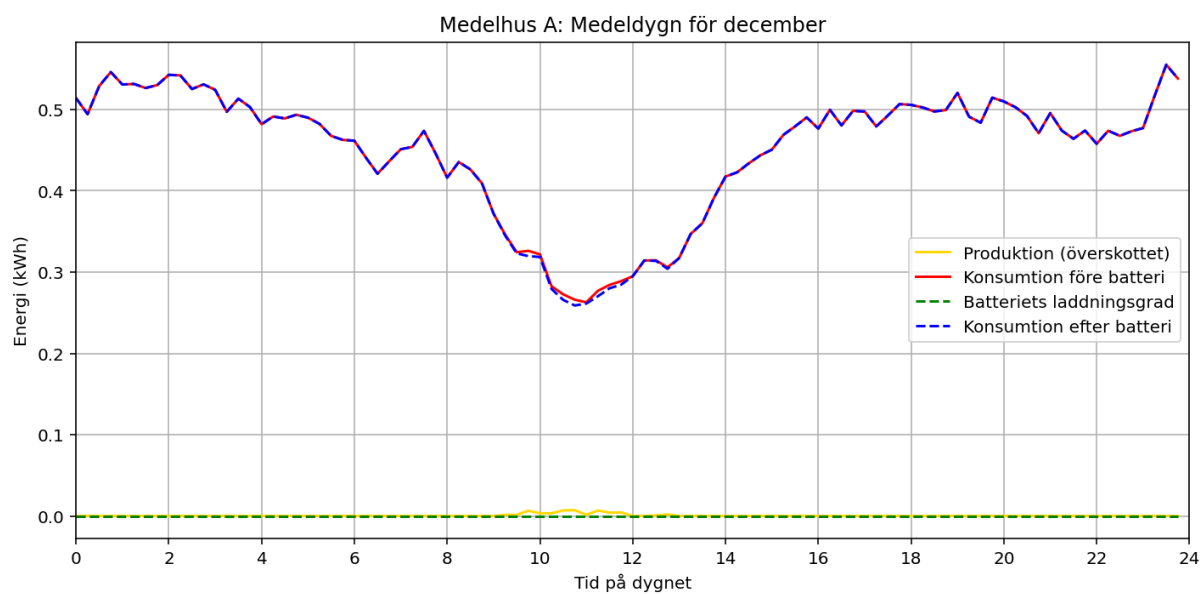
Figur 39: Medeldygnspröfiler för Medelhus A i september



Figur 40: Medeldygnspröfiler för Medelhus A i oktober



Figur 41: Medeldygnspröfiler för Medelhus A i november



Figur 42: Medeldygnspröfiler för Medelhus A i december