

Ingen sol? Låna av grannen

En analys av energidelning i energigemenskaper och dess påverkan på
lågspänningsnät

av Anton Wärmare
31 maj 2026

Examensarbete för civilingenjör inom elektroteknik



LUND UNIVERSITY

POWER CIRCLE
Electricity for sustainable energy

Handledare: Hannes Sonnsjö, Lisa Malmsten och Johanna Lakso

Examinator: Max Åhman

Detta examensarbete för civilingenjörsexamen i elektroteknik har genomförts vid Avdelningen för Miljö- och energisystem, Institutionen för teknik och samhälle, Lunds tekniska högskola, Lunds universitet samt i samarbete med Power Circle.

Handledare vid avdelningen var Hannes Sonnsjö.

Examinator vid Lunds universitet var Max Åhman.

© Anton Wärmare 2026

Avdelningen för miljö- och energisystem

Institutionen för teknik och samhälle

Lunds Tekniska Högskola

Lunds Universitet

ISSN: 1102-3651

ISRN: LUTFD2/TFEM—26/5258-SE + (1-75)

Lund 2026

Förord

Detta examensarbete har skrivits tillsammans med Power Circle. Ett stort tack till Johanna Lakso och Lisa Malmsten som har stöttat mig genom hela arbetet. Era synpunkter och vänliga ord har guidat mig genom detta arbete från början till slut.

Jag vill även rikta ett stort tack till Hannes Sonnsjö, som dag och natt har svarat på mina mejl om allt från tekniska funderingar till hur processen kring examensarbetet fungerar. Hannes engagemang och välvilja har motiverat och inspirerat mig att utforska. Nyfikenheten Hannes bidragit med är något jag kommer bära med mig.

Sist vill jag tacka min familj och mina vänner för deras ovärderliga stöd under hela min studietid.

Abstract

Today's society is moving towards an increasingly electrified and greener world. This requires significant changes for Sweden's electricity system. A growing share of weather-dependent production, such as wind and solar power, creates a more uneven and unpredictable electricity generation than before. Increased electrification of the industrial sector leads to higher demand for electricity, and the number of electric vehicles is rising, transforming both the transport sector and household consumption. This together places new demands on the electricity system, and the transition has come quickly. There is now a strong focus on utilizing the grid more efficiently. In response to these challenges, energy communities have emerged as an organizational model to contribute to more efficient grid utilization and reduce transmission losses. The potential of energy communities is still not fully understood, despite growing interest from both industry and policymakers. The aim of this study is to investigate the potential grid benefits that energy communities can provide.

To address this, both a qualitative and a quantitative analysis have been conducted. Three groups of households and other properties connected to different substations in the north of Sweden have been modelled and analyzed to investigate how these would perform as energy communities. The model is based on consumption data from the customers and simulated solar production, combined with a shared battery and load shifting. The study aims to investigate whether these fictional energy communities can contribute various benefits to the grid, and how flexibility plays a part in these benefits. To answer questions that the quantitative part could not address, interviews have been conducted with individuals with expert knowledge in the field.

The results show that energy communities can contribute certain grid benefits, but that the potential is highly dependent on the community's composition, installed capacity, and available flexible resources. Without flexibility, the ability to peak shave is limited, but energy sharing can increase self-sufficiency and reduce export during sunny days. Increased flexibility improved all key metrics, with battery storage yielding the greatest improvement. Load shifting also proved promising in certain cases. From a grid perspective, virtual and physical sharing are largely equivalent, but a parallel DC grid can, when strategically placed, alleviate local bottlenecks in a way that virtual sharing cannot.

This study contributes to a greater understanding of how energy communities can be designed to maximize grid benefits, and highlights the key role of flexibility in achieving them. The findings provide a basis for grid operators and future energy communities to better evaluate the possibilities and limitations of energy community implementation.

Sammanfattning

Dagens samhälle rör sig mot en alltmer elektrifierad och grönare värld. Detta medför betydande förändringar för Sveriges elsystem. En växande andel väderberoende produktion, såsom vind och solkraft, skapar en ojämna och mer oförutsägbar elproduktion än tidigare. Ökad elektrifiering av industrisektorn leder till högre efterfrågan på el, och antalet elbilar ökar, vilket förändrar både transportsektorn och hushållens konsumtion. Detta sammantaget ställer nya krav på elsystemet, och omställningen har gått snabbt. Det finns nu ett starkt fokus på att utnyttja elnätet mer effektivt. Som svar på dessa utmaningar har energigemenskaper vuxit fram som en organisationsmodell för att bidra till effektivare nätanvändning och minska överföringsförluster. Potentialen hos energigemenskaper är ännu inte fullt ut utforskad, trots ett växande intresse från både företag och beslutsfattare. Syftet med denna studie är att undersöka de potentiella nätnyttor som energigemenskaper kan bidra med.

För att besvara detta har både en kvalitativ och en kvantitativ analys genomförts. Tre grupper av hushåll och andra fastigheter anslutna till olika nätstationer i norra Sverige har modellerats och analyserats för att undersöka hur dessa skulle fungera som energigemenskaper. Modellen baseras på förbrukningsdata från kunderna och simulerad solproduktion, kombinerat med ett delat batteri och laststyrning. Studien syftar till att undersöka om dessa fiktiva energigemenskaper kan bidra med olika nätfördelar, och vilken roll flexibilitet spelar i dessa fördelar. För att besvara frågor som den kvantitativa delen inte kunde hantera har intervjuer genomförts med personer med expertkunskap inom området.

Resultaten visar att energigemenskaper kan bidra med vissa nätfördelar, men att potentialen är starkt beroende av gemenskapens sammansättning, installerad kapacitet och tillgängliga flexibla resurser. Utan flexibilitet är förmågan att reducera effektoppar begränsad, men energidelning kan öka självförsörjningsgraden och minska exporten under soliga dagar. Ökad flexibilitet förbättrade alla nyckeltal, där batterilager gav den största förbättringen. Laststyrning visade sig också lovande i vissa fall. Ur ett nätperspektiv är virtuell och fysisk delning i stort sett likvärdiga, men ett parallellt likströmsnät kan, när det är strategiskt placerat, avlasta lokala flaskhalsar på ett sätt som virtuell delning inte kan.

Denna studie bidrar till en ökad förståelse för hur energigemenskaper kan utformas för att maximera nätnyttorna, och belyser flexibilitetens centrala roll för att uppnå dem. Resultaten hoppas kunna användas som ett underlag för nätoperatörer och framtida energigemenskaper att bättre utvärdera möjligheterna och begränsningarna med implementering av energigemenskaper.

Innehåll

Förord	i
Abstract	ii
Sammanfattning	iii
Figurer	vi
Tabeller	viii
Förkortningar	ix
1 Introduktion	1
1.1 Inledning	1
1.2 Syfte och frågeställningar	2
1.3 Avgränsningar	2
1.4 Användning av GAI-verktyg	2
2 Bakgrund	3
2.1 Flexibilitet	3
2.2 Solceller	3
2.3 Energigemenskaper	4
2.4 Energidelning	4
2.5 Nätnivåer	5
2.6 Hur påverkar produktion och konsumtion spänningen i nätet?	5
2.7 Transformatorns funktion, märkeffekt, effektfaktor	6
2.8 Virtuella kraftverk	6
2.9 Dimensionering av nätet	7
3 Metod	8
3.1 Data och behandling	8
3.1.1 Simulerad solproduktion	8
3.1.2 Förbrukningsdata	9
3.2 Kvittningen och de olika scenarierna	10
3.3 Modell-beskrivning	12
3.3.1 Energidelning	12
3.3.2 Varför valdes denna typen av batteri-styrning?	17
3.4 Definition av nyckeltal	17
3.4.1 Effektkapning	18
3.4.2 Självförbrukning och självförsörjning	18
3.4.3 Lastfaktor	18
3.5 Batteriets storlek	19
3.6 Delad energi	19
3.7 Varför intervjuer valdes till	19

3.8	Intervjuprocess	20
4	Resultat	21
4.1	Glesbygd	22
4.1.1	Kapning av effekttoppar	22
4.1.2	Självförsörjning, förbrukning och lastfaktor Glesbygd	27
4.2	Ytterstad	29
4.2.1	Kapa effekttoppar	29
4.2.2	Självförsörjning, förbrukning och lastfaktor Ytterstad	34
4.3	Stad	35
4.3.1	Kapa effekttoppar	35
4.3.2	Självförsörjning, förbrukning och lastfaktor Stad	40
4.4	Intervju	41
4.5	Delad energi	43
5	Diskussion	44
5.1	Nätnytta sett till effekttopp, lastkurva, självförsörjning	44
5.2	Ökad flexibilitet	44
5.3	Diskussion av intervjuresultat	46
5.4	Delad energi	47
5.5	Metod-diskussion	48
5.6	Lastförflyttning genom förändrat användarbeteende	49
6	Slutsats	51
	Referenser	53
	Appendix A	56
6.7	Känslighetsanalys Glesbygd	56
6.8	Känslighetsanalys Ytterstad	59
6.9	Känslighetsanalys Stad	62

Figurer

1	Kundfördelning för samtliga energigemenskaper	10
2	Figur över elflöden enligt scenario 0	10
3	Figur över elflöden enligt scenario 1 med parallellt nät	11
4	Figur över elflöden i scenario 1 utan parallellt nät	11
5	Effekttoppar Glesbygd	23
6	BESS exportkapning Glesbygd	24
7	BESS importkapning Glesbygd	24
8	Lastförflyttning import-opt Glesbygd	25
9	Lastförflyttning solar-opt Glesbygd	25
10	Varaktighetskurva export Glesbygd	26
11	Varaktighetskurva import Glesbygd	26
12	Självförsörjning och självförbrukning Glesbygd	28
13	Lastfaktor Glesbygd	28
14	Effekttoppar Ytterstad	29
15	BESS exportkapning Ytterstad	30
16	BESS importkapning Ytterstad	31
17	Lastförflyttning import-opt Ytterstad	32
18	Lastförflyttning solar-opt Ytterstad	32
19	Varaktighetskurva import Ytterstad	33
20	Varaktighetskurva export Ytterstad	33
21	Självförsörjning och självförbrukning Ytterstad	34
22	Lastfaktor Ytterstad	34
23	Effekttoppar Stad	36
24	BESS export Stad	37
25	BESS import Stad	37
26	Lastförflyttning import-opt Stad	38
27	Lastförflyttning solar-opt Stad	38
28	Varaktighetskurva import Stad	39
29	Varaktighetskurva export Stad	39
30	Självförsörjning och självförbrukning stad	40
31	Lastfaktor Stad	40
32	Känslighetsanalys solar-opt Glesbygd effekttoppar	56
33	Känslighetsanalys solar-opt Glesbygd självförbrukning	56
34	Känslighetsanalys solar-opt Glesbygd lastfaktor	57
35	Känslighetsanalys import-opt Glesbygd effekttoppar	57
36	Känslighetsanalys import-opt Glesbygd självförbrukning	58
37	Känslighetsanalys import-opt Glesbygd lastfaktor	58
38	Känslighetsanalys solar-opt Ytterstad effekttoppar	59
39	Känslighetsanalys solar-opt Ytterstad självförbrukning	59
40	Känslighetsanalys solar-opt Ytterstad lastfaktor	60
41	Känslighetsanalys import-opt Ytterstad effekttoppar	60
42	Känslighetsanalys import-opt Ytterstad självförbrukning	61

43	Känslighetsanalys import-opt Ytterstad lastfaktor	61
44	Känslighetsanalys solar-opt Stad effektoppar	62
45	Känslighetsanalys solar-opt Stad självförbrukning	62
46	Känslighetsanalys solar-opt Stad lastfaktor	63
47	Känslighetsanalys import-opt Stad effektoppar	63
48	Känslighetsanalys import-opt Stad självförbrukning	64
49	Känslighetsanalys import-opt Stad lastfaktor	64

Tabeller

1	Installerad effekt per kund för de olika nätstationerna	9
2	Kundkategorier baserade på årsförbrukning	9
3	Jämförelse av delad energivolym (kWh/år) mellan olika områdestyper	43

Förkortningar

IKN - Icke-koncessionspliktiga nät

Import-opt - Import-optimering

Solar-opt - Sol-optimering

SOC - State of Charge

S0 - Scenario 0

S1 - Scenario 1

S2 - Scenario 2

S3 - Scenario 3

LSP - Lågspänning

HSP - Högspänning

EMS - Energy Management System

kVA - kilo Volt Ampere

Topplasttimmen - Den timmen under en viss period som hade högst elförbrukning.

Nettoeffekt - Summan av förbrukad och producerad effekt vid nätstationen.

Nätstation - Installation i elnätet där transformatorn är placerad.

Flexibilitet - Syftar till förmågan att anpassa sin elkonsumtion eller elproduktion.

Nätnytta - Ett positivt bidrag för elnätet.

1 Introduktion

1.1 Inledning

I takt med att världen ställer om mot att bli mer klimatfokuserat ökar efterfrågan på fossilfri el kraftigt. Elektrifiering av samhällets olika sektorer kommer att ställa nya, hårdare krav på elnätet som kommer att behöva byggas ut och användas mer effektivt. Samtidigt som detta har krigen som råder i vår värld idag fått elpriser att öka [1]. Detta har belyst efterfrågan på decentraliserade elsystem som ett verktyg för att öka resiliensen i samhället [2]. Det har också belyst vikten av ökad produktion i flera delar av landet, efter de stora skillnaderna som uppstod mellan Sveriges olika elprisområden på grund av kapacitetsbrist i nätet. Siffror visar att elpriserna i södra Sverige hade kunnat vara 30-50 % lägre om mer elproduktion fanns lokalt tillgänglig [3]. I kombination med ökad mängd förnybar energi ställs också nya frågor om hur elmarknaden ska utvecklas i samband med tekniken. Något som diskuteras är bland annat effekttariffer, som ämnar åt att flytta fokuset från hur mycket energi en kund använder till när energin används. När flera kunder vill använda el samtidigt skapas effekttoppar i nätet. Med effekttariffer innebär att kunderna istället får ekonomiska incitament att minska sina effekttoppar, och på så sätt belasta nätet mindre [4]. Instrument för att minska sina effekttoppar har efter detta fått ett ökat intresse, där flera olika metoder utreds för att minska elkunders momentana effekttuttag.

Begreppet energigemenskap introducerades i europeisk lagstiftning genom Ren energi-paketet år 2019, med syftet att möjliggöra för fler medborgare att delta i energiomställningen. I Sverige finns ännu ingen enhetlig definition i lagstiftningen, och antalet energigemenskaper är få jämfört med övriga Europa [5]. I dagsläget är flera pilotprojekt på gång för att testa hur energidelning kan påverka nätet, bland annat i Lund där entreprenören Jonas Birgersson bygger ut ett så kallat EnergyNet för att dela på lokalt producerad el [6]. Även i Örebro utforskar stadsdelen Tamarinden möjligheterna med energidelning [7]. Samtidigt råder det osäkerhet kring vilka nyttor energigemenskaper faktiskt kan bidra med, för sina medlemmar, för elnätet och för samhället i stort [8].

Detta examensarbete, utfört i samarbete med Power Circle, syftar till att undersöka förutsättningarna för energidelning och energigemenskaper i Sverige, med fokus på de nyttor de kan bidra med i elnätet.

1.2 Syfte och frågeställningar

Syftet med detta arbete är att undersöka hur energigemenskaper kan bidra med nyttor i elnätet, samt att kartlägga skillnaderna mellan olika former av energidelning ur ett nätperspektiv.

- Hur skiljer sig virtuell avräkning och fysisk delning från varandra ur ett nätperspektiv?
- Kan en energigemenskap bidra med nätnytta sett till: kapad effekttopp, ökad solcellsinstallation, jämnare lastkurva, ökad självförsörjning och självförsörjning?
- Hur bidrar successivt ökad flexibilitet, från lastflyttning till batterilager, till nätnytta i en energigemenskap?
- Hur stor är potentialen för energidelning givet befintliga konsumtionsmönster och tillgängliga flexresurser?

1.3 Avgränsningar

Arbetet avgränsas till att studera nätnyttor i lokala lågspänningsnät, och omfattar endast elbaserade energigemenskaper. Andra energibärare såsom värme och gas beaktas inte. Analysen fokuserar på ett urval av elnätsrelaterade nyttor, däribland reducerade effekttoppar, ökad lokal användning av egenproducerad energi samt minskade nätförluster. Skattemässiga och ekonomiska aspekter kan komma att beröras i den mån de är direkt relevanta för de studerade nyttorna, men utgör inte arbetets huvudfokus. Nyttor av bredare karaktär, såsom klimatpåverkan och indirekta marknadseffekter kommer inte att behandlas.

1.4 Användning av GAI-verktyg

Detta arbetet har använt generativa AI-verktyg (GAI). Syftet med att använda GAI har varit att generera och felsöka kod, strukturera stycken och renskriva text. Verktögen har bidragit med smidigare lösningar på kodproblem och mer sammanhängande formuleringar, i syfte att så tydligt som möjligt presentera arbetets resultat. Koden som GAI-verktyget har genererat har alltid utvärderats, kontrollerats och rättats. Samtliga resultat har tolkats och analyserats självständigt.

2 Bakgrund

I detta kapitel kommer relevant bakgrund att presenteras, för att underlätta tolkningen av resultaten och nyansera diskussionen kring vad resultaten innebär.

2.1 Flexibilitet

Flexibilitet är förmågan att kunna styra och förändra elförbrukning över tid [9]. Detta kan ske på flera olika sätt, bland annat genom efterfrågeflexibilitet där kunder förändrar sin efterfrågan på el baserat på olika typ av signaler. Det kan också ske via flexibel elproduktion, där produktionen kan styras upp eller ner baserat på elnätets behov [10] [9]. Flexibilitet kan även komma från användandet av energilager såsom batterier, som kan laddas och användas vid andra tidpunkter.

Flexibilitet är viktigt eftersom det är svårt att lagra stora mängder el. Elnätet är uppbyggt på momentan balans mellan produktion och förbrukning, som måste ske i realtid för att inte störa elsystemet. Dagens samhälle ser en ökning av sol- och vindkraft, vilket innebär att flera kraftverk kommer att producera baserat på goda väderförhållande, oavsett hur efterfrågan ser ut. Med hjälp av flexibilitet kan balansen mellan produktion och konsumtion lättare bibehållas [11].

2.2 Solceller

Solcellers effektproduktion beror på ett flertal faktorer, däribland geografisk plats, azimutvinkel samt lutningsvinkel mot marken.

Azimut-vinkel är vinkeln som solpanelen har relaterat till söder. 0 °innebär rakt söderut, 180 °innebär norr, -90°innebär öster och +90°innebär väster. I Sverige är en azimutvinkel så nära 0 som möjligt att föredra, medan för södra halvklotet är en vinkel på 180°det bästa, men det kan variera beroende på vad syftet med panelerna är. Att ha solpaneler riktade åt väster eller öster innebär lägre produktion, men betyder också mer produktion på morgon och kväll när det mesta av hushållsanvändningen sker [12].

Lutningen på solcellerna spelar också stor roll för dess produktion. Vilken vinkel mot marken som är optimal skiljer sig från olika platser, och varierar även med årstiderna. I södra Sverige är en den optimala vinkeln ungefär 30 °, medan i norra Sverige ligger den optimala vinkeln runt 45 °. Som sagt så varierar den optimala vinkeln även med årstiderna. Platt solceller (0 °) producerar som mest när solen står högt på himmelen, såsom på sommaren, medan 90 °producerar mer på vintern. I regel monteras solceller för att optimera produktion på sommaren. Vinkeln som solcellerna monteras i beror på om hustaket är platt eller vinklat, där det oftast är mest kostnadseffektivt att montera solcellerna i den vinkeln som hustaket redan har om taket redan är vinklat. [13] [12]

kWp (kilowatt peak) är märkeffekten under standardiserade testförhållanden, vilket är 1 000 W/m² solinstrålning vid 25°C. I de flesta fall är denna effekten högre än det faktiska utbytet, eftersom väderförhållanden och panelernas orientering spelar roll i verkligheten. Performance Ratio (PR) är ett nyckeltal som jämför systemets faktiska energiproduktion med den teoretiskt möjliga. Ett typiskt värde på 75 procent innebär att systemet levererade 75 procent av den teoretiskt möjliga energin givet solinstrålningen. En tumregel är att räkna med 75–85 procent performance ratio i beräkningar, vilket innebär att ett system med teoretisk produktion på 10 000 kWh/år typiskt ger mellan 7 500 -8 000 kWh/år i praktiken.[14]

2.3 Energigemenskaper

I Sverige saknas en formell juridisk definition av energigemenskaper, men sammanfattas oftast som en grupp av medlemmar som gemensamt producerar, lagrar och konsumerar energi [15]. Ett grundläggande syfte är att skapa miljömässiga och sociala nyttor för både medlemmarna och det omgivande lokalsamhället, inte i första hand att generera ekonomisk vinst för sina medlemmar [16]. Energigemenskaper kan på så vis vara ett alternativ för de medborgare som saknar tid, ekonomi eller annan möjlighet att installera egenproducerad el att vara med och bidra i energiomställningen [17] [15].

Från EU finns flera definitioner av energigemenskaper, som härstammar från olika direktiv. Två centrala definitioner är Medborgarenergigemenskapen, definierad inom ramen för Elmarknadsdirektivet, samt Gemenskapen för förnybar energi, definierad i Förnybartdirektivet [16]. Medborgarenergigemenskapen saknar geografisk avgränsning, verkar inom elmarknaden och är teknikneutral till sin karaktär. Gemenskapen för förnybar energi ställer däremot krav på att medlemmarna ska vara lokaliserade i nära anslutning till den förnybara energianläggningen, verkar inom hela energisektorn och är begränsad till förnybara energikällor [16]. Medan Gemenskapen för förnybar energi primärt syftar till att generera miljönytta, är Medborgarenergigemenskapen bredare i sin målsättning och omfattar även andra nyttor såsom elnätsnytta och ekonomiska fördelar för dess medlemmar.

2.4 Energidelning

Ett vanligt begrepp som ofta används i samma kontexter som energigemenskaper är energidelning. Energi-marknadsinspektionen föreslår att energidelning ska definieras enligt följande citat: "produceras eller lagras i en anläggning som elanvändaren äger, leasar eller hyr helt eller delvis, eller överläts, utan kostnad eller mot avgift, till elanvändaren från annan elanvändare som producerar el" ([18] s.10). Energigemenskaper är således en organisationsform som kan använda sig av energidelning, medan energidelning i sig är verktyget. [16].

Energidelning kan ske på flera olika sätt. Huvudsakligen nämns virtuell delning och fysisk delning. [19]

Virtuell energidelning

Virtuell energidelning bygger på att el distribueras genom det befintliga elnätet, vilket tar bort behovet av ny nätinфраstruktur. När el produceras i en fastighet och konsumeras i en annan inom samma energigemenskap sker en administrativ kvittning av mätvärdena. El som produceras av en medlem kan alltså köpas in av en annan medlem, där sedan den köpta elen styrks på fakturan hos medlemmarna i gemenskapen. I dagsläget finns dock inga ekonomiska incitament till virtuell energidelning. Eftersom elen passerar elnätets mätare innebär detta att samtliga avgifter tillämpas fullt ut på den delade elen. [16] [19]

Fysisk delning med kompletterande nät

Ett kompletterande nät innebär att egna kablar dras mellan de fastigheter som ingår i energigemenskapen. Den el som distribueras inom det kompletterande nätet undantas från elnätsavgifter, eftersom den varken passerar elmätaren eller det koncessionspliktiga elnätet. [16] [19]

Fysisk delning med eget nät

Energidelning mellan olika fastigheter via eget nät innebär att anslutningspunkten mot elnätet flyttas ut.

I Sverige är detta bara tillåtet i undantagsfall, som t.ex. industriområden eller institutioner för vård och utbildning. I detta fallet äger energigemenskapen sitt eget nät, inte elnätbolaget. [16]

Med parallella likströmsnät kan solceller, batterier och andra passiva komponenter enkelt integreras med varandra. Att använda likströmsnät minskar också omvandlingsförlusterna, minskar behovet av kylning och andra komponenter som behövs vid omvandlingen mellan DC till AC ström. [20]

2.5 Nätnivåer

För att förstå vilka nyttor och hinder som energigemenskaper kan bidra med på är det viktigt att ha en bild av vilka elnätssystem som finns i Sverige [21] [22].

1. **Transmissionsnätet.** Transmissionsnätet, även kallar stamnätet, transporterar el med mellan 220 000 och 400 000 volts högspänning och ägs och förvaltas av det statliga affärsverket Svenska Kraftnät. De höga spänningarna som transmissionsnätet använder möjliggör transport över långa sträckor med små förluster [23] [24] [22]

2. **Regionnätet.** Regionnät finns med spänningar från 130 kV ner till 40 kV och ägs av det lokala elnät-företaget, såsom Kraftringen i Lund. [23] [24] [22]

Lokalnätet. Lokalnäten delas ofta upp i högspänning (10–20 kV, kallas även mellanspänning) och lågspänning (400 V/230 V). Så nära abonnenten som möjligt placeras en transformatorstation som omvandlar inkommande spänning (ofta 10 kV) till lågspänning 400/230 volt. Lokalnäten ägs av omkring 150 olika elnätbolag runt om i landet. [23] [24] [22]

Energigemenskapers roll är framförallt kopplad till lokalnätet, eftersom en energigemenskap utgörs av en sammanslutning av medlemmar som delar energiresurser inom ett geografiskt avgränsat område.

2.6 Hur påverkar produktion och konsumtion spänningen i nätet?

En fråga som blivit allt mer central med den ökande mängden solcellsinstallationer är frekvens och spänningsvariationer som tillkommer [25]. När produktion och konsumtion inte är i balans kan flera problem uppstå i distributionsnätet. Ett av dem, starkt kopplat till ökad solcellsinstallation, är överspänning [26] [27].

Det traditionella distributionsnätet är uppbyggt radiellt, vilket innebär att effekt flödar i en riktning: från kraftverk via transformatorstationer och ut till kunderna [28]. Spänningen i nätet har traditionellt hanterats genom styrning av planerbar produktion samt via nätverksutrustning såsom transformatorer. Med en ökad andel solceller, framförallt i lågspänningsnäten, har denna bild förändrats [26] [27]. När solcellsproduktionen överstiger den lokala förbrukningen kan spänningen vid kundens anslutningspunkt bli högre än den spänning som matas från transformatorn, ett fenomen som kallas spänningshöjning [29]. Det är distributionssystemoperatören som ansvar att hålla spänningen mellan 10 % från målet för slutanvändaren [27]. Detta medför att effekt flödar tillbaka mot matningssidan och uppåt i nätet, så kallat omvänt effektförflöde. Problemet förvärras av att hög solproduktion ofta sammanfaller med låg förbrukning, exempelvis mitt på dagen eller under sommaren, då hushållens last är som lägst. I glesbygdsområden med långa matarledningar och svagare nät

riskerar effekten att bli särskilt påtaglig [29]. Spänningshöjning kan skada infrastruktur såsom kablar och servisskåp, och hushållsapparaterna som används av kunder i lågspänningsnätet.

2.7 Transformatorns funktion, märkeffekt, effektfaktor

En transformator är en elektrisk apparat vars roll i elnätet är att överföra elektrisk energi mellan två kretsar [30] [31]. Detta sker genom elektrisk induktion. Transformatorer används för att höja eller sänka spänningen utan att ändra på frekvensen. När el ska transporteras över långa avstånd, som från vattenkraftverken i Norrland ner till Skåne, använder man hög spänning och låg ström för att minska på förlusterna i kablarna. För att kunna använda elen som transporteras från högspänningsnätet måste spänningen justeras för att vara kompatibel med de elektriska apparater som ska använda energin. Det är i dessa fall man behöver en transformator. En transformator använder sina olika varvtal på sina två spolar för att sänka spänningen utan att påverka frekvensen [30].

Transformatorer dimensioneras beroende på en rad olika variabler såsom spänningsnivåer, lastbehov, överbelastningskapacitet och effektfaktor. När storleken på transformatorn är fastställd utefter dessa parametrar, får transformatorn en märkning, så kallad märkeffekt. Märkeffekten är ett mått på den kapacitet som krävs från transformatorn för att kunna fylla sitt syfte i elnätet. Märkeffekten anges i kVA (kilovoltampere), en enhet som är produkten mellan spänningen och strömmen i transformatorn (skenbar effekt). Anledningen är att transformatorns försluter i stor utsträckning är värmeförluster i transformatorns järnkärna, och drivs av strömmen. Transformatorns uppgift är att leverera effekt, oavsett anslutna laster och deras effektfaktor. kVA-märkningen indikerar alltså transformatorns förmåga att hantera såväl aktiv som reaktiv effekt, vilket är viktigt för att säkerställa att transformatorn kan hantera de varierande lastförhållande som kan uppstå under nätstationen [30] [31].

Effektfaktor

Effektfaktor är ett mått på fasen mellan strömmen och spänningen [32]. En matematisk definition ses i ekvation 1. Effektfaktorn blir således även ett mått på hur stor andel av den skenbara effekten mätt i kVA som utgörs av den aktiva effekten som anges i kW. I vanliga fall brukar man anta en effektfaktor på ungefär 0.85. Detta är alltså måttet på hur mycket aktiv effekt som transformatorn kan hantera. Alltså, om en transformator har märkningen 1000 kVA och en effektfaktor på 0.85, kan den hantera 850 kW i aktiv effekt [32].

$$PF = \cos(\theta) = \frac{P}{S} \quad (1)$$

2.8 Virtuella kraftverk

Ett virtuellt kraftverk är en sammansättning av flera hushåll eller företag som kommer överens om att tillsammans styra sina energiresurser för att stötta elnätet. Energiresurserna kan till exempel vara elbilar, batterier, värmepumpar och solceller [33] [34]. Likt ett traditionellt kraftverk så kan den aggregerade gruppen hushåll bidra med liknande nyttor för elnätet såsom flexibilitet och stabilitet. Denna styrning kan ske på flera sätt. Ett sätt är att med hjälp av mjukvara skicka signaler till medlemmars uppkopplade resurser som exempelvis elbilsaddare, för att styra hur dessa bäst styrs för att stötta elnätets nuvarande behov. En annan strategi är att genom information till elbolagens kunder skapa en beteendeförändring som bidrar till

att stötta nätet. Detta skedde i Kalifornien sommaren 2022, när en värmebölja satte hård press på elnätet. Statliga kanaler användes för att be invånarna i Kalifornien att hålla nere sin elkonsumtion, vilket led till att inga fränkopplingar behövde ske [35]. Det har påvisats att virtuella kraftverk som använder sig av smart styrning via Internet of Things både ökar genereringen av förnybar energi och minskar nätberoendet [34].

2.9 Dimensionering av nätet

Dimensionering av lågspänningsnät är en komplex process där flertalet parametrar har en avgörande roll. Elnätsbolagen tittar på ett flertal parametrar, varav de viktigaste presenteras nedan. Fler aspekter spelar in men behandlas inte i detta arbete.

Topplast

Elnätsbolag är skyldiga att dimensionera sina nät utifrån kundernas högsta förväntade effektuttag, för att säkerställa en tillförlitlig elleverans även under de mest extrema belastningsförhållandena [36]. En konsekvens av detta är att installerade kablar och transformatorer under stora delar av året opererar långt under sin nominella kapacitet [37].

Sammanlagring

När nätbolagen ska dimensionera för nya anslutningar, elnätstationer och kablar räknar man alltid med något som kallas sammanlagring. Sammanlagring är ett begrepp som beskriver summan av alla kunders gemensamma effektanvändning vid en viss tidpunkt, som i regel alltid är lägre än summan av alla kunders högsta effektuttag [38] [39]. Ett mått på sammanlagring kan ses i ekvation 2. Sammanlagring innebär förenklat att den slumpmässighet som finns i hur kunder använder energi samtidigt gör att näten kan dimensioneras för en lägre effekt än summan av kundernas individuella maximala förbrukning. Med mindre nät kan elnätsbolaget spara pengar och mindre resurser krävs för att bygga tjocka kablar [39].

$$f = \frac{\max(\sum_i P_i(t))}{\sum_i \max_t(P_i(t))} \quad (2)$$

Spänningsnivå

Spänningen i ett lågspänningsnät ska i regel hållas inom ett visst spann, normalt $\pm 10\%$ av nominell spänning. Spänningen påverkas av en rad faktorer, såsom användningen av aktiv effekt, uttag av reaktiv effekt och kablarnas impedans och längd. Eftersom spänningsfallet ökar med kabelns längd, sker spänningsfall utanför gränsen på $\pm 10\%$ av nominell spänning ofta på landsbygden, där avstånden mellan hushåll och transformatorer är längre [36] [40]. Därför dimensioneras lågspänningsnät på landsbygden med spänningsnivån som dimensionerande faktor.

Termiska begränsningar

Nätet måste vara dimensionerat efter hur mycket ström kablarna tål utan att överhettas. I stadsnät sker ofta höga effektöverföringar på korta avstånd, vilket innebär att kablar och transformatorer oftast dimensioneras sett till de termiska gränserna i dessa områden. [40]

Framtida behov

Nätbolagen behöver alltid ha framtida användarmönster i åtanke när nätet dimensioneras. Till exempel ökningen av elbilar i ett område, ökad mängd solceller eller planeringen av nya bostäder. Att gräva ny infrastruktur är dyrt och innebär långa ledtider, vilket kan undvikas om man dimensionerar för ökat behov i framtiden innan problemen uppstår. [36] [40]

3 Metod

För att besvara studiens frågeställningar har en simuleringsbaserad ansats valts, där samtliga hushåll under en nätstation antas ingå i en fiktiv energigemenskap. Gemenskapen modelleras med hjälp av uppmätt förbrukningsdata och simulerad solproduktion, och simuleringen omfattar ett helt kalenderår med timupplösning. För att komplettera de delar där simuleringen inte var tillräcklig genomfördes även en kvalitativ analys.

Syftet med modelleringen är inte att exakt återskapa ett specifikt tekniskt system, utan att kvantifiera den potential för nätnytta som en energigemenskap kan ge under olika förutsättningar. Analysen är strukturerad kring fyra nivåer: ingen delning av energi, passiv energidelning utan styrning, koordinerad lastförflyttning baserad på en gemensam signal, samt kombinationen av lastförflyttning och batterilagring.

Modellen är implementerad i Python och bygger på Pandas och NumPy för datahantering och beräkningar. Av integritetsskäl är exakt plats för nätstationerna och hushållen som tillhör nätstationen inte specificerade.

3.1 Data och behandling

3.1.1 Simulerad solproduktion

Solproduktionsdata har genererats med hjälp av PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), ett kostnadsfritt verktyg utvecklat av EU-kommissionen som simulerar solproduktion baserat på historisk strålningsdata för en plats som användaren själv kan välja. Simuleringen är utförd med en panellutning på 45° och en azimuthvinkel på 1°, vilket enligt PVGIS var optimal montering för platsen i fråga. Utdata från PVGIS är timupplöst produktion för ett år, angiven i kW per installerad kWp. I simuleringen användes en kWp installerad effekt. Sedan skalades produktionen upp proportionellt mot antalet kunder med solceller och installerad topp effekt per kund. Detta tillät modellen att smidigt ändra mängden installerad kWp per kund, vilket ansågs rimligt sett till de olika kundprofilerna som tillhandahölls av Jämtkraft. Efter att produktionsvärdena hade genererats, valdes vilka kunder som skulle få solceller. Baserat på en artikel från Luleå Tekniska universitet om andelen kunder som kan installera solceller innan en transformator överbelastas i lokala elnät i Sverige, valdes 50 % av kunderna under nätstationen att tilldelas solceller, medan resterande hälft lämnades utan [41]. En jämn fördelning där samtliga kunder hade solceller, kombinerat med kundernas likartade produktions- och förbrukningsprofiler, eliminerade möjligheten till intern energidelning inom gemenskapen. Genom att tilldela solceller till hälften av kunderna skapades skillnaden mellan producerande och konsumerande kunder som är en förutsättning för att delning ska kunna ske [42].

Värdet för vilken mängd installerad effekt som varje kund med solceller skulle få baserades på medianvärdet av kundernas årsförbrukning per nätstation. För de olika nätstationerna varierade mängden använd energi stort mellan olika kunder, vilket kan ses i figur 1. Indelningen i tabell 2 baserades på siffror från Energi-marknadsbyrån [43] [44]. Att basera mängden kWp per kund på en snittanvändning av energi innebar höga värden eftersom vissa kunder, exempelvis under kategori Verksamhet, drog upp snittet markant trots att det endast representerade en liten del av kunderna. Detta i sin tur ledde till nivåer av kWp per kund som inte bedömdes rimliga sett till kunderna som faktiskt fick solceller installerade. Medianvärdet ansågs då mer representativt. Mängden solceller varierades och dimensionerades för att täcka 40 % av årsförbrukningen

för hela gemenskapen [45] [12] [46]. Siffrorna överensstämde väl med mängden solceller som installerats på tidigare kända fastigheter och planerade energigemenskaper, och bedömdes därför som rimliga.

Nätstation	Installerad effekt per kund (kWp)
Glesbygd	12
Ytterstad	5.2
Stad	2.4

Table 1: Installerad effekt per kund för de olika nätstationerna

Tilldelningen gjordes genom att de första 50 % av kunderna i datamängden tilldelades solceller, medan resten lämnades utan. Detta kan ha lett till att vissa kunder fick solceller som inte var dimensionerade för deras årliga användning. Ansatsen ansågs dock som en god approximation, eftersom det var slumpmässigt vilka kunder som låg först i datamängden. Det ska noteras att samma solstrålningsdata användes för alla tre nätstationer, trots att de inte ligger på samma geografiska plats.

3.1.2 Förbrukningsdata

Data för förbrukningen hos respektive kund har tillhandahållits av Jämtkraft. Tidsupplösningen var använd kWh per timme, och sträcker sig över hela kalenderåret 2024. Tre nätstationer och tillhörande hushåll har analyserats, med varierande mängd hushåll och förbrukning. Nätstationerna ligger i olika typer av områden, som kallats för "Stad", "Ytterstad" och "Glesbygd". Kunderna varierade mellan olika kategorier såsom lägenheter, villor och större verksamheter. Hur kunderna klassificerades i respektive kategori baserades på deras årsförbrukning i kWh enligt tabell 2. Fördelning av kundkategorierna per nätstation kan ses i figur 1. Innan simulering genomfördes filtreras kunder med specifika typer av beteende bort för att säkerställa riktiga värden. Kunder med förbrukning på under 0.1 kW filtrerades bort, då dessa antogs vara mätfel eller icke-aktiva kunder. Även kunder med stundvis positiv förbrukning filtrerades bort. Positiv förbrukning under soliga dagar tydde på att dessa kunder redan hade ospecificerad mängd solceller installerat. För att säkerställa att endast en bestämd och kontrollerbar mängd solceller fanns på plats togs dessa användare bort. Efter detta återstod kunderna som ligger till grund för simuleringsunderlaget och resultaten.

Kategori	Årsförbrukning (kWh)
Lägenhet	< 5 000
Villa liten	5 000 – 15 000
Villa stor	15 000 – 30 000
Verksamhet	≥ 30 000

Table 2: Kundkategorier baserade på årsförbrukning

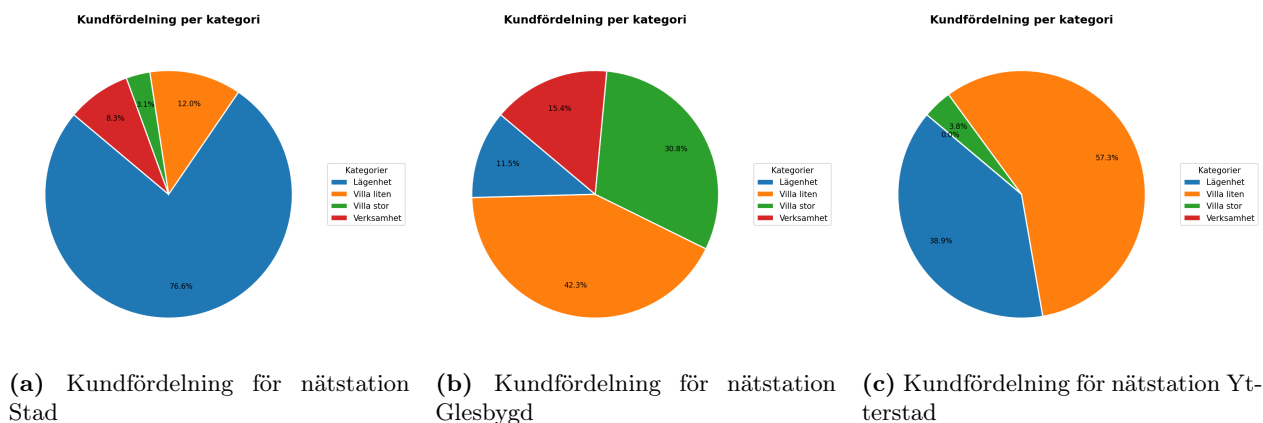


Figure 1: Kundfördelning för samtliga energigemenskaper

3.2 Kvittningen och de olika scenarierna

Modellen är uppbyggd med fyra scenario som beskrivs nedan. Varje scenario har ökad komplexitet och styrning. Varje scenario ser flödena från nätstationens perspektiv, alltså som det aggregerade nettot mellan produktion och konsumtion för gemenskapen. Ekvationerna för kvittningen av produktion och konsumtion bygger på RISE rapport där energigemenskaper Hammarby Sjöstad jämförs med den planerade energigemenskaper Tamarinden i Örebro [47].

Scenario 0 - Ingen delning

Vid referensfallet utan delning (S0) saknas en intern fysisk nätstruktur som kvittar flödena. Varje kunds netto mot det allmänna nätet registreras separat i den egna mätaren. Transformatorbelastningen modelleras därför som summan av samtliga kunders individuella import- och exportflöden, vilket ger en högre aggregerad belastning än i de fysiska scenarierna. Detta antagande motiverades för att belysa effekten som intern matchning har på nätet. Det bör påpekas att intern matchning i praktiken redan sker om kunderna är elektriskt sammankopplade under nätstationen enligt figur 4. Detta scenario är endast hypotetiskt. I figur 2 syns energiflöden enligt scenario 0, där de gula prickarna symboliserar elektroner och som rör sig i pilarnas riktning.

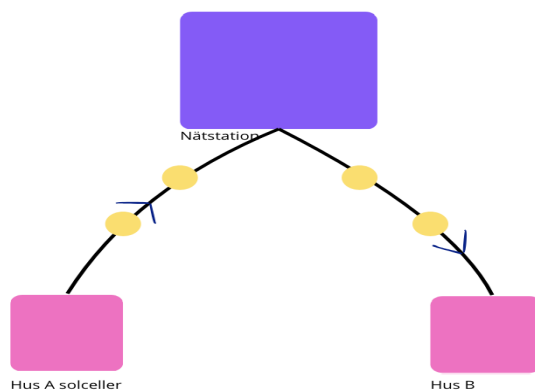


Figure 2: Figur över elflöden enligt scenario 0

Scenario 1 - Passiv kvittning av produktion och konsumtion

I scenario 1 (S1) kvittas överskott och underskott som sker inom samma tidssteg inom gemenskapen innan flödet når nätstationen. Transformatorbelastningen beräknas därmed som absolutbeloppet av gemenskapens netto, det vill säga skillnaden mellan total produktion och total förbrukning vid varje tidssteg. Endast överskottsflödet, det som inte kan matchas internt, passerar till slut transformatorn och flödar upp i överliggande nät. I denna modellen valdes tidssteget till en timme, eftersom att data för både produktion och last var angivna per timme. I verkligheten skulle förmodligen matchningen behöva ske inom ett kortare tidsspann, men eftersom att uppmätt last i kWh är ett snitt på använd effekt per timme, ansågs dessa snitt var en god approximation. I figur 4 visas energiflöden enligt scenario 1, där de gula prickarna symboliserar elektroner som rör sig i pilarnas riktning. I figur 4 syns hur elen flödar i dagens lågspänningsnät. Sett från nätstationens perspektiv flödar elen i figur 3 och figur 4 med samma effekt, eftersom nätstationen endast ser det aggregerade nettot av produktion och konsumtion i båda fallen. Detta beror på att el alltid tar den väg som har lägst impedans, vilket oftast är den kortaste vägen [48]. Från nätstationens perspektiv, vilket är den valda modelleringsnivån för samtliga nyckeltal, sker kvittningen på samma sätt oavsett om ett parallellt nät är konstruerat eller inte.

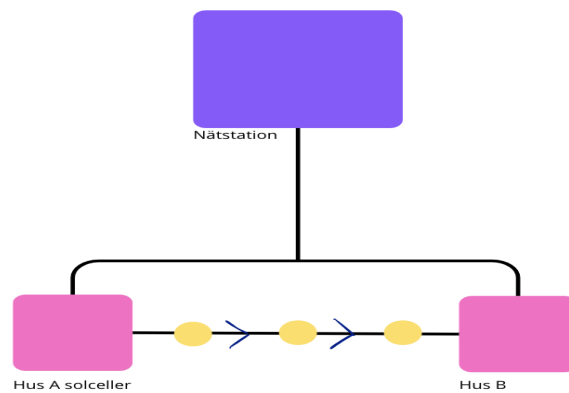


Figure 3: Figur över elflöden enligt scenario 1 med parallellt nät

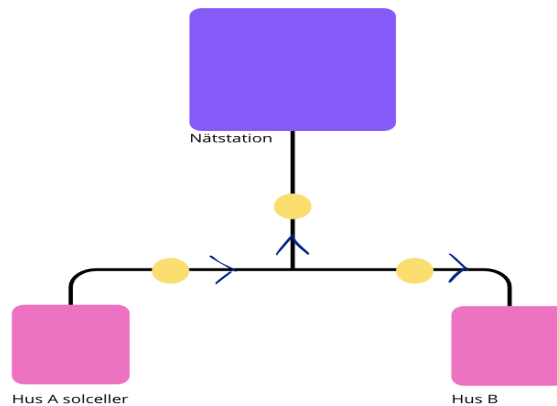


Figure 4: Figur över elflöden i scenario 1 utan parallellt nät

Scenario 2 - Lastförflyttning

I scenario 2 (S2) kvittas överskott och underskott mot varandra precis som i scenario 1. Utöver detta tillkommer även lastförflyttning med två olika strategier. Med lastförflyttning menas att en viss andel av kundens last kan förflyttas till andra timmar inom ett tidsfönster, baserat på vad för typ av signal eller resultat som eftersträvas. Metoden inspirerades av Augustini & Pernefors [28], som i ett examensarbete från Lunds Tekniska Högskola undersökte lastförflyttningens potential för att kapa effekttoppar och öka nätutnyttjandet i ett lokalnät. Lastförflyttningen sker på kundnivå, men baseras på styrsignaler från energigemenskapens totala netto. För att undersöka lastförflyttningens påverkan har en känslighetsanalys gjorts, där andelen last per kund som kan förflyttas varierar mellan nivåerna 5, 10 och 25 %. Detta, eftersom det var osäkert hur stor andel last som faktiskt var möjlig att flytta. Exempelvis om kunderna använt sig av luftvärmepump för uppvärmning är det mer sannolikt att mer last kan flyttas än om de använt sig av fjärrvärme. Vilken typ av uppvärmning som kunderna använder har inte specificerats av nätbolagen. Genom att variera andelen, lämnas inga exakta siffror som total sanning, utan läsaren får själv bestämma vad som anses rimligt. Utöver detta har två olika typer av strategier tagits fram, beroende på vilket mål som lastförflyttningen ämnar att uppnå.

Sol-optimering

Sol-optimering mål är att öka egenanvändningen av producerad el och minska export-toppar mot det överliggande nätet. I denna strategi förflyttas last från timmar med låg solproduktion till timmar med solöverskott. Timmarna som last kan förflyttas till måste ligga inom ett tidsfönster på sex timmar från den aktuella timmen med underskott. Inom soloptimeringen skapades dessutom två sätt att flytta last. Spread, där last fördelas jämt mellan alla tidssteg som uppfyller kraven inom tidsfönstret. Best, där all last istället förflyttades till den timmen som hade störst överskott inom tidsfönstret.

Import-optimering

Import-optimering syftar istället till att kapa importtoppar genom att flytta last bort från tidssteg där gemenskapens import överstiger en tröskel baserat på aktuell månads högsta import, mot tidssteg med lägre importbehov inom ett tidsfönster på sex timmar. Lasten som förflyttas fördelas jämt på alla timmar inom tidsfönstret som uppfyller kraven. Tröskeln bestäms alltså som om framtida användarmönster redan är känt.

Scenario 3 -Batteri + lastförflyttning

Scenario 3 (S3) kombinerar koordinerad lastförflyttning enligt importoptimeringsstrategin med ett gemensamt batterilager (BESS). Batteriet styrs med en tröskelbaserad algoritm som månadsvis söker den lägsta möjliga importtröskel som kan upprätthållas givet batteriets kapacitet och effektbegränsningar. Algoritmen kommer att förklaras mer i detalj senare. Scenariot simuleras med samma tre nivåer av lastförflyttning som i scenario 2. För scenario 3 användas endast lastförflyttning enligt import-optimering.

3.3 Modell-beskrivning

3.3.1 Energidelning

För varje tidssteg t beräknas varje kund i :s nettoeffekt som skillnaden mellan produktion och förbrukning:

$$n_{i,t} = p_{i,t} - l_{i,t} \quad (3)$$

där $p_{i,t}$ är solproduktion (noll för kunder utan solceller) och $l_{i,t}$ är förbrukning. Gemenskapens samlade överskott och underskott beräknas därefter som:

$$S_t = \sum_i \max(n_{i,t}, 0), \quad D_t = \sum_i \max(-n_{i,t}, 0) \quad (4)$$

Den energi som delas inom gemenskapen vid tidssteg t ges av:

$$E_{\text{delad},t} = \min(S_t, D_t) \quad (5)$$

Resterande överskott exporteras till nätet och resterande underskottet importeras från nätet:

$$E_{\text{export},t} = S_t - E_{\text{delad},t}, \quad E_{\text{import},t} = D_t - E_{\text{delad},t} \quad (6)$$

Lastförflyttning

Lastförflyttning – soloptimering

Soloptimeringen syftar till att maximera egenanvändningen av solen inom gemenskapen genom att flytta last från tidssteg med underskott mot tidssteg med solöverskott.

För varje tidssteg t beräknas gemenskapens netto som:

$$N_t = P_t^{\text{sol}} - \sum_i l_{i,t} \quad (7)$$

där P_t^{sol} är gemenskapens totala solproduktion och $l_{i,t}$ är kund i 's förbrukning vid tidpunkten t . Lastförflyttning initieras endast när $N_t < 0$, det vill säga när gemenskapens förbrukning överstiger solproduktionen och gemenskapen importerar el från nätet.

För varje sådant tidssteg identifieras lämpliga timmar, så kallade kandidater k inom ett symmetriskt tidsfönster $[t - W, t + W]$ där W är timmar, och där $N_k > 0$, alltså tidssteg med solöverskott. Att fönstret är symmetriskt innebär att last kan förflyttas både bakåt och framåt i tid, vilket i praktiken förutsätter att kunden har viss kännedom om solproduktionen senare under dagen. Detta är en modellförenkling som representerar en situation där gemenskapens styrning har tillgång till en någon form av väderprognos för att kunna bedöma produktionen kommande dag.

För varje kund i vid tidssteg t beräknas den maximalt förflyttningsbara lasten enligt ekvation 8.

$$l_{i,t}^{\text{max}} = \alpha \cdot l_{i,t} \quad (8)$$

där $\alpha \in \{0.05, 0.15, 0.25\}$ är förflyttningsandelen, alltså hur stor del av lasten som kan flyttas. Hur denna last fördelas över kandidaterna styrs av två olika strategier.

Spread-strategin fördelar lasten jämnt över samtliga kandidater:

$$l_{i,t \rightarrow k} = \frac{l_{i,t}^{\max}}{C_t} \quad (9)$$

där C_t är antalet kandidater som ligger inom tidsfönstret $[t - W, t + W]$, och k är timmen dit lasten ska förflyttas till. Denna strategi är utformad för att på ett så jämt sätt sprida ut last, med mål om att få en jämnare export-kurva för varje kund. Det som märktes var att strategin ibland missade de absolut högsta exporttopparna under dagen, och endast en liten andel av last förflyttades dit när kandidaten egentligen hade kunnat ta emot mycket mer. Detta ledde till att exporttoppen inte sänktes lika mycket som tänkt. Med detta i åtanke skapades ännu en strategi för att fokusera på just dagen största export-topp. Denna strategi valdes att kallas "best".

Best-strategin koncentrerar istället all förflyttningsbar last till den timmen med störst överskott. Denna strategi representerar någon typ av optimal förflyttning där styrningen alltid väljer den mest gynnsamma timmen, men i verkligheten kan det ses som osannolikt att en sådan strategi skulle tillämpas. Syftet med denna strategi var att belysa flexibiliteten i lastförflyttning som metod, beroende på vad målet är. Viktigt att notera är att detta kan leda till eventuella lastökningar vid kandidattimmen k , eftersom all flyttbar last för alla kunder flyttas dit.

Efter varje kunds förflyttning uppdateras gemenskapsnettot. Detta innebär att en kunds förflyttning påverkar kandidatmängden för efterföljande kunder inom samma tidssteg, och att algoritmen successivt reducerar tillgängligt överskott allt eftersom lasten omfördelas. Lastförflyttningen innebär att ingen energi försvinner eller tillkommer, utan endast flyttas till en annan tidpunkt. Genom lastförflyttning kan egenanvändningen av producerad solel öka, vilket kan minska behovet av att köpa in energi från det vanliga nätet. På grund av detta kan inköpt energi se ut att minska för gemenskapen, men ingen energi har försvunnit eller tillkommit.

Import-optimering

Import-optimering syftar till att minska import-toppar för energigemenskapen genom att flytta last från tidssteg med hög last till tidssteg med lägre last. I denna strategi är det alltså inte ett krav att kandidaterna inom tidsfönstret $[t - W, t + W]$ ska ha ett solöverskott, utan endast att kandidaterna har ett lägre last än timmen t . Import-optimeringen blir aktiv om underskottet överstiger den 90 percentilen av den värsta toppen för månaden, enligt ekvation 10. Detta förutsätter att styrningen har kännedom om hur gemenskapens import-behov ser ut kommande månad, vilket hade krävt någon typ av "perfect foresight" eller att styrningen baserade tröskeln på tidigare års data för att fungera i praktiken. Med målet att kapa import-toppar i åtanke så bestämdes det att lastförflyttningen endast skulle agera på de värsta topparna, och inte vara aktivt under alla timmar som energigemenskapen hade ett underskott. Antalet timmar som gemenskapen hade ett underskott var en majoritet, och att konstant flytta last varje timme på dygnet ansågs orealistiskt och komplicerat. Vänligen notera att minustecknet framför N i ekvation 10 kommer från att import har betecknas som negativt netto, och att det endast är till för att göra ekvationen mer läsbar.

$$-N_t > Q_{90} \quad (10)$$

Den maximala lasten som kan förflyttas beräknas på samma sätt som i sol-optimeringsalgoritmen enligt ekvation 8.

Som tidigare beskrivet så väljs kandidaterna i denna strategi inte utefter solöverskott, utan istället att kan-

didaten endast har lägre last än den timmen som önskas att flytta last ifrån. Kravet här är alltså mindre strängt än för sol-optimeringen. Detta krav av kandidater sker enligt ekvation 11. Med detta i åtanke kan timmar som tidigare inte var höga få en ökad last.

$$C_t = \text{top-4} \{k \in [t - W, t + W] \mid N_k > N_t\} \quad (11)$$

Än en gång innebär $N_k > N_t$ i detta fallet att N_k har lägre last, eftersom import definieras som negativt netto. Efter detta, fördelas den flyttbara lasten enligt ekvation 12, där C_t är antalet kandidater, i detta fallet de fyra bästa timmarna att förflytta last till. Genom att välja de fyra bästa timmarna skapades en mer aggressiv lastförflyttning. Siffran varierades mellan ett till sex bästa timmarna, där fyra valdes som representativt för simuleringarna som skulle genomföras.

$$l_{i,t \rightarrow k} = \frac{l_{i,t}^{\max}}{C_t} \quad (12)$$

Batterilagring

I scenario 3 kompletteras lastförflyttningen med ett gemensamt batterilager vars syfte är att reducera gemenskapens effekttoppar. Batteriet styrs på två olika sätt baserat på om batteriets mål är att kapa exporttoppar eller importtoppar. Gemensamt för båda är att de styrs med en tröskelbaserad algoritm där en importtröskel T_L eller en exporttröskel T_U definierar den effektnivå under vilken batteriet ska ladda eller urladdas för att stödja gemenskapen.

Importkapning

För varje tidssteg t jämförs gemenskapens netto N_t mot tröskeln T_L . Om $N_t < T_L$, det vill säga om importen överstiger tröskeln, laddas batteriet ur enligt ekvation 13, där den första termen är det effektbehov som krävs för att nå tröskeln, den andra termen begränsar urladdningen till tillgänglig energi givet SOC-gränsen $\text{SOC}_{\min}$, och den tredje termen begränsar urladdningen till batteriets effektgräns $P_{\max}$. Notera att $N_t < 0$ innebär att gemenskapen importerar, så $N_t < T_L$ betyder att importen är kraftigare negativ än T_L , eller att $|N_t| > |T_L|$.

$$u_t = \min(T_L - N_t, \text{SOC}_t - \text{SOC}_{\min}, P_{\max}) \quad (13)$$

Det resulterande nettot efter urladdning blir således definierat av ekvation 14. Om batteriet inte har tillräcklig kapacitet för att nå T_L kommer $N_t^{\text{ut}} < T_L$, och simuleringen flaggas som icke-möjlig för den aktuella tröskeln.

$$N_t^{\text{ut}} = N_t + u_t \quad (14)$$

Som tidigare förklarat så triggas batteriet som en tröskel-algoritm, och startar när $N_t < T_L$. Om $N_t \geq T_L$ vid ett tidssteg, finns det enligt batteriet inget importbehov att åtgärda, och energi ovanför tröskeln används istället för att ladda batteriet. Detta sker enligt ekvation 15. Denna energi kan komma både från solceller eller från nätet. Detta innebär att om importen anses låg, kommer gemenskapen att importera mer energi än vad den annars hade behövt för att endast se till sina energibehov. Varför denna strategi valdes förklaras i kapitel 3.3.2 nedan. Allt eftersom urladdning och laddning sker uppdateras SOC .

$$c_t = \min(N_t - T_L, \text{SOC}_{\max} - \text{SOC}_t, P_{\max}) \quad (15)$$

Tröskeln T_L bestäms inte manuellt utan söks fram månadsvis av algoritmen. För varje månad börjar söknin-gen vid det lägsta nettovärdet under månaden och höjer tröskeln stegvis med $\Delta T = 0.5$ kW tills simuleringen inte längre är genomförbar. Frågan som batteriet ställer sig är om det kan hålla importen under tröskeln T_L under hela månaden. Eftersom T_L först väljs till det högsta import-värdet, vet batteriet att det inte kan bli värre än så, och går då vidare med nästa tröskel och så vidare. Det sista genomförbara värdet väljs som T_L för den månaden, vilket innebär att algoritmen automatiskt hittar den maximalt möjliga importreduk-tionen givet batteriets kapacitet och effektgräns under den aktuella månaden. Tröskeln T_L väljs alltså som om energigemenskapen redan har information om kommande månads import-behov, vilket är en förenkling och troligtvis inte praktiskt genomförbar. Resultaten kommer alltså vara teoretiska optimum, och för att praktiskt använda algoritmen behövs antingen behövt "perfect foresight" eller att tröskeln baseras på tidigare års data som uppskattning. Liknande logik används för att bestämma export-tröskeln T_U .

Export-kapning

För varje tidssteg t jämförs gemenskapens netto N_t nu mot en exporttröskeln T_U . Om $N_t > T_U$, det vill säga om exporten överstiger tröskelvärde, laddas batteriet enligt ekvation 16, där den första termen är det överskott som överstiger tröskeln, den andra termen begränsar laddningen till tillgängligt utrymme givet SOC-gränsen $SOC_{\max}$, och den tredje termen begränsar laddningen till batteriets maximala laddningseffekt $P_{\max}$.

$$c_t = \min(N_t - T_U, SOC_{\max} - SOC_t, P_{\max}) \quad (16)$$

Det resulterande nettot uppdateras sedan. Om batteriet inte har tillräcklig kapacitet för att nå T_U kommer $N_t^{\text{ut}} > T_U$, och simuleringen flaggas som icke-möjlig för den aktuella tröskeln.

Om $N_t \leq T_U$ vid ett tidssteg finns det ingen exporttopp att åtgärda. Designen ser till att inte ladda batteriet med all tillgänglig export, för att se till att batteriet inte är fullt när de kraftigaste topparna kommer. Om $N_t < 0$, det vill säga om gemenskapen importerar, laddas batteriet ur direkt. Detta sker för att batteriet ska vara tomt för att kunna ta emot export producerat av solcellerna. Detta sker enligt ekvation 17.

$$u_t = \min(-N_t, SOC_t - SOC_{\min}, P_{\max}) \quad (17)$$

3.3.2 Varför valdes denna typen av batteri-styrning?

Batteristyrningen valdes med rapportens frågeställningar i åtanke. För att kunna undersöka om en energigemenskap som använder energidelning kan minska sin effekttopp, behövde batteriet styras på ett sätt som strävar efter det målet. I tidigt skede av simuleringsfasen undersöktes hur effekttoppen skulle påverkas av ett batteri som laddas av endast solcellerna som tillhör gemenskapen, och som laddar ur när gemenskapen har ett negativt netto. Det som observerades var att batteriet inte hade någon påverkan på effekttoppen, som sker en kall vintermorgon i januari. Vid det tillfället hade det inte varit soligt på flera dagar, det hade varit netto-import för gemenskapen i flera dagar i rad, och när den värsta effekttoppen kom så var batteriet helt tomt och kunde inte kapa någon effekttopp. Med detta i åtanke förstods det att batteriet måste kunna ladda även från nätet och inte bara från solcellerna. Det var också nödvändigt att batteriet inte endast laddar ur så fort det är netto-import för gemenskapen, eftersom att detta skedde under stora delar av vinterhalvåret och resulterade i tomma batterier vid höga effekttoppar.

Valet att inte använda spotprisoptimering för att styra batteriet var också något som utvärderades. Metoden valdes bort baserat på tidigare examensarbete från Lunds Tekniska Högskola där det konstaterades att spotprisstyrning för ett gemensamt batteri i en energigemenskap inte presterade lika väl när det kom till effektkapning som andra metoder gjorde[49]. Eftersom batteriets syfte i detta fallet inte var att skapa ekonomiska fördelar för gemenskapen, vilket skulle vara fallet om man valt spotprisstyrning, valdes denna metod bort.

3.4 Definition av nyckeltal

I detta avsnitt presenteras nyckeltalen som användes för att utvärdera de olika energigemenskaperna och de olika scenariona. Nyckeltalen valdes för att kunna besvara frågeställningarna.

3.4.1 Effektkapning

Nyckeltalet effektkapning definierades som minskningen i kW som varje scenario åstadkom jämfört med basfallets topp effekt för året som analyserats, både topplast (flöde från nät till gemenskap) och exporttopp (flöde från gemenskap till nät). Minskningen anges i kW.

3.4.2 Självförbrukning och självförsörjning

Två kompletterande mått används för att beskriva hur väl gemenskapen nyttjar sin lokala solproduktion.

Självförsörjningsgraden (self-sufficiency ratio, SSR) anger andelen av gemenskapens totala energiförbrukning som täcks av lokal produktion, utan att energi importeras från det allmänna nätet. Definitionen syns i ekvation 18.

$$SSR = 1 - \frac{E_{import}}{E_{last}} \quad (18)$$

där E_{import} är den totalt importerade energin under en period och E_{last} är den totala energiförbrukningen.

Självförbrukningsgraden (self-consumption ratio, SCR) anger andelen av den lokalt producerade solenergin som förbrukas inom gemenskapen, utan att exporteras till nätet. Definitionen syns i ekvation 19.

$$SCR = 1 - \frac{E_{export}}{E_{produktion}} \quad (19)$$

där E_{export} är den totalt exporterade energin och $E_{produktion}$ är den totala solproduktionen.

Självförbrukningsgraden och självförsörjningsgraden belyser olika aspekter av energisystemets användning av producerad sol. En hög SSR innebär att gemenskapen är oberoende av nätet för sin förbrukning. En hög SCR innebär att solproduktionen tas tillvara lokalt, vilket minskar exporttoppar ut till överliggande nätet. I ett system med stor solcellsinstallation och liten lagringskapacitet brukar SCR att vara låg eftersom mycket överskottsel exporteras, medan SSR kan vara måttlig om produktionen inte sammanfaller med förbrukningstopparna. Lastflyttning och batterilager påverkar båda måtten men på olika sätt, vilket analyseras för respektive scenario i resultatdelen.

3.4.3 Lastfaktor

Lastfaktor är ett mått på hur jämn lastkurvan är. Lastfaktorn är ett tal mellan 0 och 1, och definieras enligt ekvation 20.

$$\frac{P_{medel}}{P_{max}} \quad (20)$$

En lastfaktor på 1 betyder att topp effekten och medellasten väldigt är lika, vilket betyder att topparna inte är särskilt höga jämfört med medellasten och lastkurvan är jämn. En lastfaktor på närmare 0 betyder att topp effekten är mycket större än medellasten, vilket betyder skarpa toppar och en ojämn lastkurva.

3.5 Batteriets storlek

Storleken på batteriet är något som bedömdes skulle ha stor påverkan på resultaten. Eftersom denna modellering inte tagit hänsyn till ekonomiska aspekter som kostnader att införskaffa ett batteri, hade teoretiskt sätt ett batteri som skulle klara alla typer av effekttoppar kunnat väljas. För att ändå förankra valet i verkligheten togs inspiration från examensarbetet av Turesson & Linderfalk på Lunds Tekniska Högskola [49]. Examensarbetet analyserade en fiktiv energigemenskap i Kristianstad. Valet av batteristorlek genomgick flera steg, där ekonomiska aspekter som investeringskostnad utvärderades, samt utgick Thuresson & Falk efter tidigare kända batteri-specifikationer från C4 Energi. Till slut optimerades resultatet för att se när ett större batteri inte längre gav nytta för kapning av effekttoppar.

Examensarbetet analyserade tre fall av energigemenskaper. Ansatsen som valdes i detta projekt var att undersöka hur stort batteriet var sett utifrån varje gemenskaps toppeffekt. Genom att summera kvoten mellan det valda batteriets storlek och gemenskapens toppeffekt i varje fall i examensarbetet av Thuresson & Falk, och sedan beräkna snittet, resulterade det i ett förhållande på 2:1 mellan batteriets storlek och energigemenskapens toppeffekt. Utefter detta valdes även ett C-tal på 0.5.

Det ska belysas att denna ansats kan ge resultat som inte speglar hur en aktuell energigemenskap i norra Sverige valt att dimensionera sitt batteri, eftersom områdena förmodligen skiljer när det kommer till exempelvis sammanlagring.

3.6 Delad energi

För att jämföra den delade energin inom gemenskapen summerades för varje tidssteg gemenskapens samlade överskott och underskott. Den delade energin definieras som minimum av dessa två, vilket innebär att gemenskapens delade energi begränsas av den minsta av underskottet och överskottet. En matematisk definition kan ses i ekvation 5, där S_t är gemenskapens samlade överskott och D_t är gemenskapens samlade underskott. För scenarierna med batterilager inkluderas den energi som batteriet laddar ur, trots att denna har köpts in från det överliggande nätet. Detta antogs eftersom batteriets energi kommer bidra till gemenskapens behov vid import, och kommer stötta gemenskapen som helhet. Därför antogs det att även energi som laddas ur batteriet ska räknas till den delad energivolymen.

3.7 Varför intervjuer valdes till

Som tidigare beskrivits utgår simuleringen från nätstationens perspektiv, där transformatorns belastning utgör det centrala måttet. Detta val motiveras av att toppplasttimmen och relaterade effektvärden på transformatornivå stod i fokus när studiens frågeställningar formulerades. Ur ett nätbolagsperspektiv innebär en reducerad belastning på nätstationen en stor nytta, då det kan möjliggöra mindre transformatordimensionering vilket kan reducera både kostnader och ledtider vid nätutbyggnad.

I takt med att arbetet fortskred uppdagades dock en begränsning i denna ansats. En simulering på nätstationsnivå fångar enbart nettot vid transformatorn och missar eventuella problem som kan uppstå i LSP-kablar, såsom överspänning eller strömbegränsningar, vilket är särskilt relevant för frågeställningen om huruvida energidelning kan möjliggöra ökad solcellsinstallation, samt för att kunna urskilja skillnaden mellan virtuell och fysisk delning ur ett nätperspektiv. Att besvara dessa frågor kvantitativt skulle kräva kännedom om nättopologin och kabelberäkningar, vilket inte varit möjligt inom ramen för denna studie. Som tidigare illustrerats i figur 4 och 3 ser belastningen på nätstationen likadan ut oavsett om interna nät finns tillgängliga

eller inte. Detta innebär att ingen skillnad kunde ses mellan virtuell och fysisk delning med den befintliga modellen.

Mot denna bakgrund valdes en kvalitativ ansats för den aktuella frågeställningen, i form av semi-strukturerade samt ostrukturerade intervjuer med personer med expertkunskap inom området. Valet motiverades av att det bedömdes att ett kvantitativt resultat inte kunnat generaliseras, eftersom utfallet i hög grad beror på specifik nättopologi och därmed inte nödvändigtvis kan appliceras på andra nätstationer än de som undersöks. Vad som är sant för en nätstation, behöver inte stämma för en annan. Intervjuer ämnades att belysa aspekter som inte kunde besvaras kvantitativt i denna studie.

3.8 Intervjuprocess

Urval av intervjupersoner

Intervjupersonerna valdes ut baserat på deras erfarenhet och kunskap inom nätplanering, och deras namn och arbetsgivare har anonymiserats. Ingenjör 1 intervjuades för att besvara frågor kring energigemenskaper, och är verksam inom ett elnätsbolag i södra Sverige. Ingenjör 2 och Ingenjör 3 intervjuades på grund av sina breda kunskaper om solcellernas påverkan på nätet, och är verksamma inom samma elnätsbolag som varandra, men ett annat än det där Ingenjör 1 är verksam.

Genomförande

En kombination av ostrukturerade och semistrukturerade intervjumallar användes. De semistrukturerade intervjuerna anpassades efter respektive respondents erfarenheter och det tema som bedömdes mest relevant utifrån deras bakgrund. Utrymme skapades för utforskande av respondenternas egna tankar. Alla intervjuerna genomfördes digitalt. Vid samtliga semi-strukturerade intervjuer spelades ljudet in. Vid de ostrukturerade intervjuerna spelades ljudet inte in. Intervjuerna bearbetades och lyssnades igenom flera gånger, där viktiga citat skrevs ner för att skapa en röd tråd och förenkla bearbetningen av materialet. Viktigt att poängtera är att data från intervjuerna speglar de intervjuade personernas ståndpunkt och inte nödvändigtvis de organisationer de representerar.

4 Resultat

I detta kapitel kommer resultaten från intervjuerna och modelleringen att presenteras. Resultaten för modelleringen kommer att presenteras för varje nätstation, där varje nyckeltal kommer att presenteras. Resultaten för intervjuerna kommer inte att fokusera på nämnda nätstationer, utan diskuteras kring energigemenskaper i allmänhet. För modellens resultat valdes att endast presentera en nivå av lastförflyttning för att begränsa antalet scenarios och göra jämförelsen mer begriplig och tydlig. Nivån som valdes var 15 % flyttbar last. Anledningen var att nivån ansågs som ett mellanting mellan de tre nivåerna. Av samma anledning valdes endast att inkludera en av styrstrategierna som fokuserade på sol-optimering. Valet blev att endast fokusera på styrstrategi solar-optimering "spread". En fullständig bild av känslighetsanalysen finns att se under Appendix A. Resultaten kommer att analyseras löpande om detta anses behövligt för att underlätta förståelsen.

4.1 Glesbygd

I detta avsnitt presenteras resultaten för energigemenskapen Glesbygd. Fokus läggs inledningsvis på energigemenskapens förmåga att kapa effekttoppar, följt av en analys av självförsörjning, självförbrukning och lastfaktor.

4.1.1 Kapning av effekttoppar

I figur 5 presenteras toppimport och toppexport för samtliga scenarier. Utan energidelning (S0) uppgår toppimporten till 145 kW och toppexporten till 122 kW . Genom fysisk energidelning (S1) reduceras toppimporten inte alls. Resultatet var väntat, eftersom att importtoppen alltid skedde en kall vinterkväll tidigt i januari. Vid den tidpunkten producerades ingen sol, vilket kan ses i figur 8. Vid detta tidssteg finns alltså ingen energi att dela, eftersom alla medlemmar i gemenskapen endast importerar från nätet. Detta ledde till att ingen kvittning enligt ekvation 5 kunde ske, vilket innebär att gemenskapens importtopp förblev densamma som tidigare. Detta belyser vikten av flexibilitet i en energigemenskap, speciellt i Sverige som har få soltimmar på vintern. Lastflyttning (S2) visar en reduktion om import-optimeringsstrategin väljs, där en reduktion till 138 kW kan ses. Lastförflyttning med sol-optimering gav ingen reduktion av importtoppen. Detta resultat var också väntat, eftersom soloptimeringen flyttar last från timmar med solunderskott till timmar med solöverskott. Finns inga timmar inom tidsfönstret på sex timmar med solöverskott, flyttas ingen last och importtoppen förblir oförändrad. Scenariot med batteriet (scenario 3) uppnår den lägsta toppimporten på 127 kW , motsvarande en reduktion på 13% jämfört med basfallet.

Till höger i figur 5 syns toppexporten för samtliga scenarion. För basfallet S0 beräknades en toppexport på 122 kW . Med fysisk delning (S1) kunde toppen sänkas till 116 kW . Detta innebär att en del av den producerade elen kunde användas av en granne inom energigemenskapen istället för att exporteras, vilket resulterade i en lägre exporttopp. Skillnaden är dock liten, vilket innebär att lasten för gemenskapen var låg under timmen med högst export. Detta är väntat, eftersom dessa timmar ofta infaller på sommaren där lasten generellt är lägre. För denna nätstation hade lastförflyttning inte någon påverkan på exporttoppen jämfört med S1. Anledningen framgår vid närmare undersökning av tidsfönstret runt effekttoppen, som syns närmare i figur 9. Den sista timmen med underskott inträffade sju timmar innan toppen, vilket innebär att solar-opt-logiken, med sitt fasta fönster på sex timmar, inte kunde förflytta någon last dit. Batteri-scenariot uppvisade en minskning med 47% jämfört med scenario 0 och 50% jämfört med scenario 1. Kapningen i scenario 3 skedde uteslutande via batteriet, vilket också bekräftas av figur 6. Hade tidsfönstret tillåtit vara längre hade toppen sannolikt kunnat kapas redan i scenario 2, utan batteri.

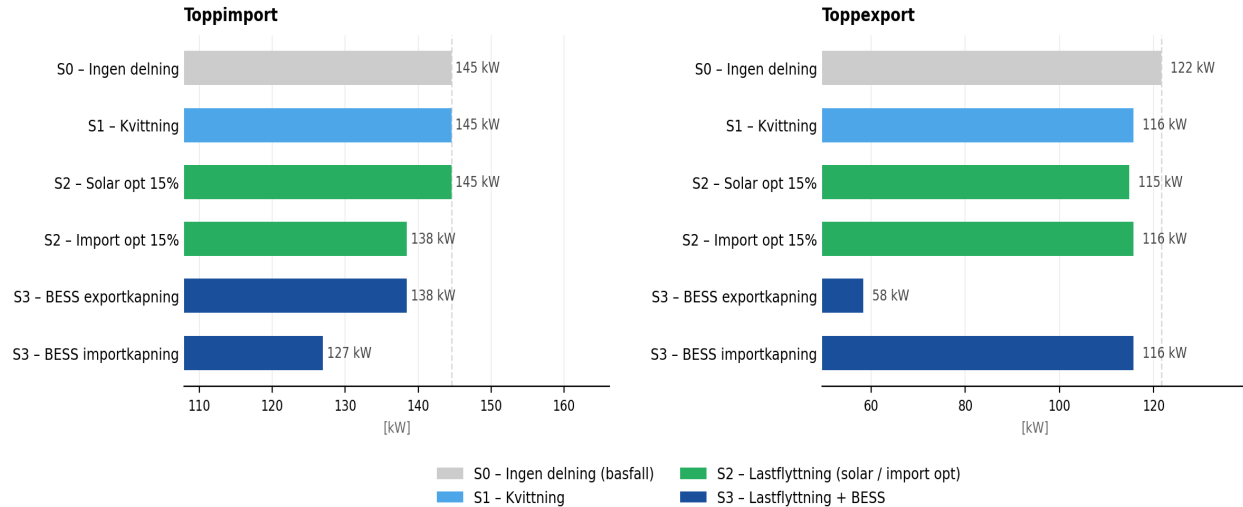


Figure 5: Effekttoppar Glesbygd

För att illustrera hur BESS-styrningen fungerar i praktiken visas i figur 6 och 7 energiflödena kring den timme med högst export- och importeffekt under året. I figur 6 syns hur batteriet laddar när den höga effekttoppen kommer mitt på dagen. Den orangea linjen är här kvarvarande export, vilket per definition är 0 när gemenskapen har netto-import. I figur 6 syns hur batteriet kapar importtopparna genom att ladda ur när energigemenskapens netto-behov går under den funna tröskeln T_L . I figur 7 är blå linje gemenskapens netto innan någon flex hade införts, streckad linje i grå är tröskeln T_L , vilken ligger bakom den röda linjen som visar den totala kvarvarande importen efter att batteriet och lastförflyttningen har genomförts. Grön linje är lasten efter lastförflyttning men innan batteri, där vi kan se att vi igen har högre last än förväntat vissa tillfällen, men också lägre last vid topparna. Detta var en effekt av lastförflyttningen som omfördelar last från importtopparna till angränsande timmar, vilket syns i den gröna linjen i figur 7. Vi kan även se att vissa timmar ökar importen på grund av batteriet, och skapar ett högre netto-behov än som fanns tidigare. Detta är en konsekvens av valet att styra batteriet med en tröskel-strategi, och ladda batteriet från nätet under timmar med låg last. Med hjälp av denna strategi, säkerställs att batteriet är laddat när importtoppar uppstår, så att batteriet kan kapa dessa. Strategin leder dock till högre last än vad gemenskapens samlade hushåll använder, vilket tydligt ses figur 7. Här är det alltså en prioritering av att kapa effekttoppar, inte minska totala importen av energi. På liknande sätt visas i figur 9 hur lastflyttningen omfördelar last från timmar med hög import mot timmar med produktionsöverskott.

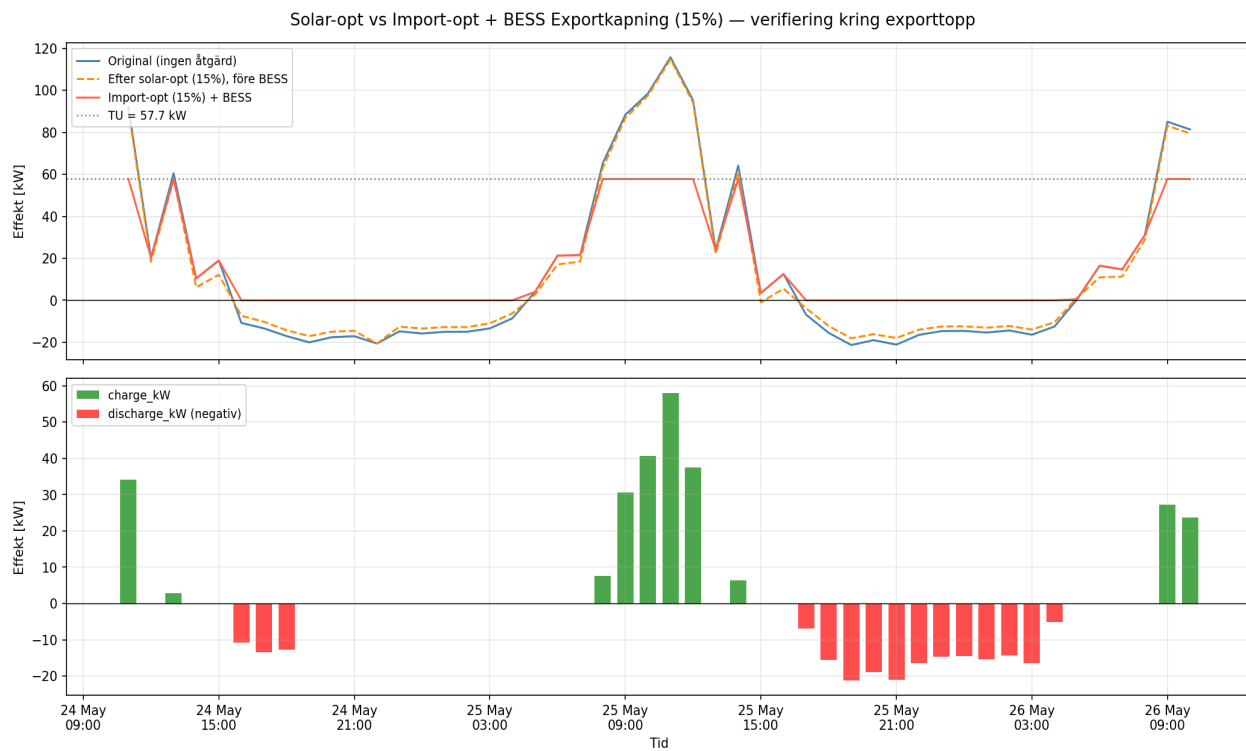


Figure 6: BESS exportkapning Glesbygd

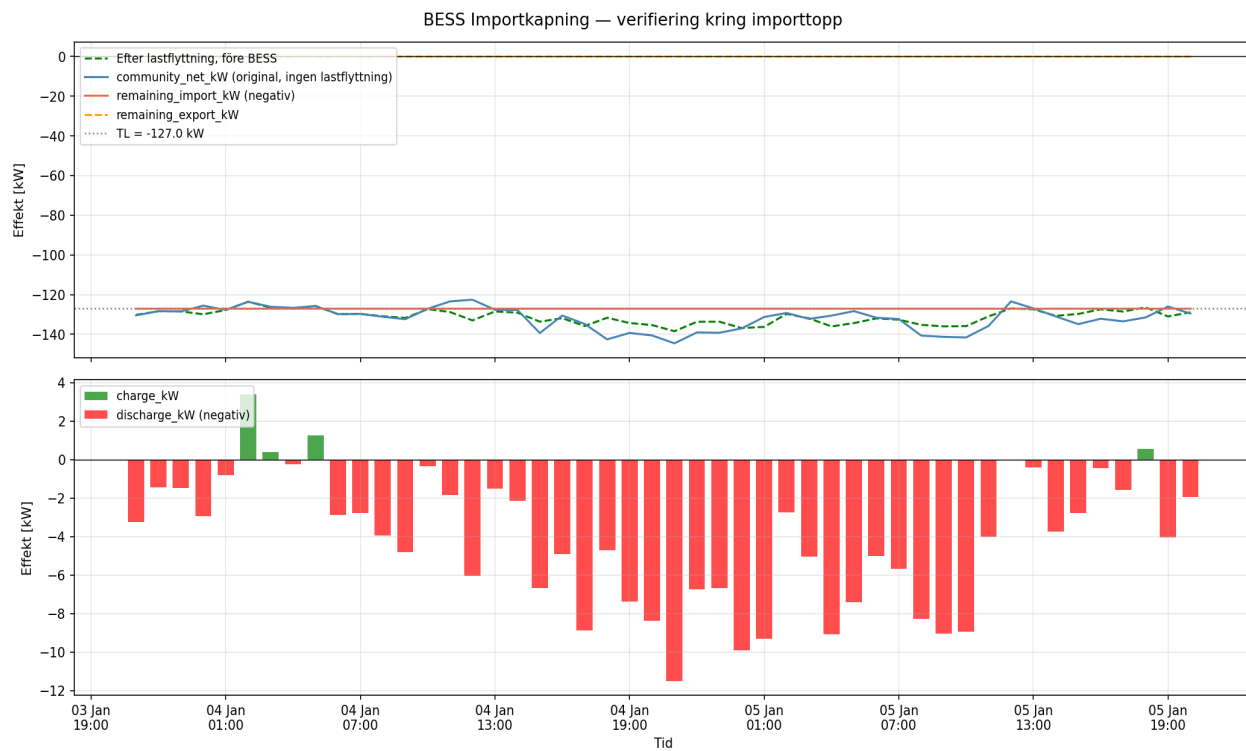


Figure 7: BESS importkapning Glesbygd

I figur 8 och 9 syns hur lastflyttningen omfördelar last från timmar med hög import mot timmar med lägre importbehov, samt för timmar med solunderskott till timmar med solöverskott. I figur 9 syns nästan ingen skillnad i lastförflyttningen, vilket stämmer överens med vad som angavs i figur 5 och tidigare resonemang.

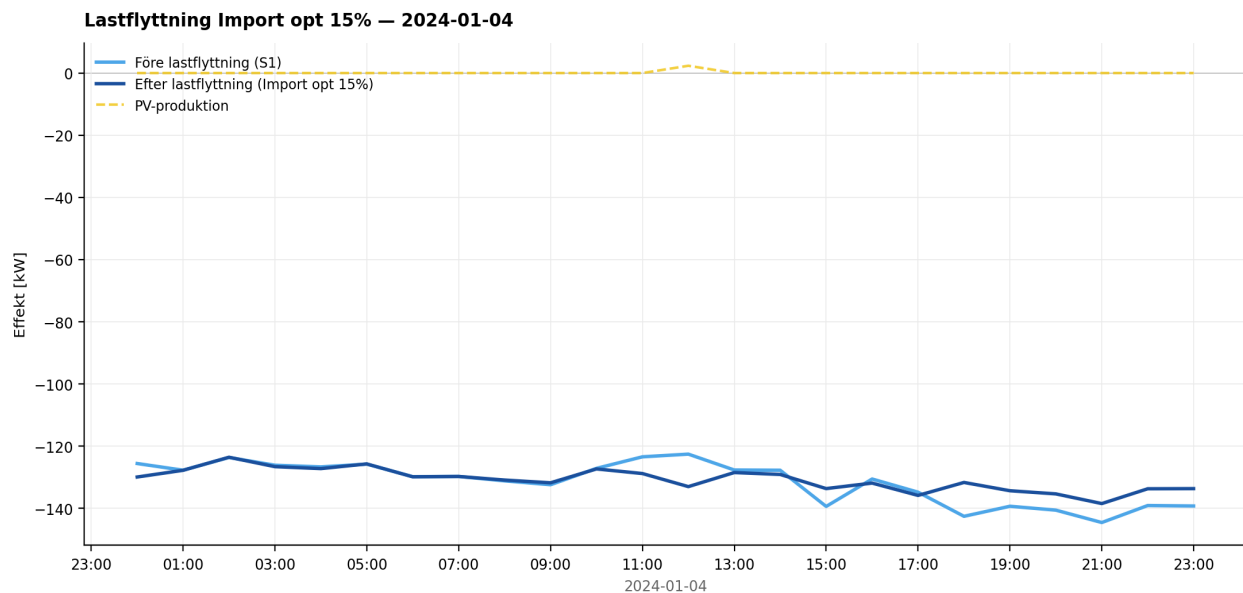


Figure 8: Lastförflyttning import-opt Glesbygd

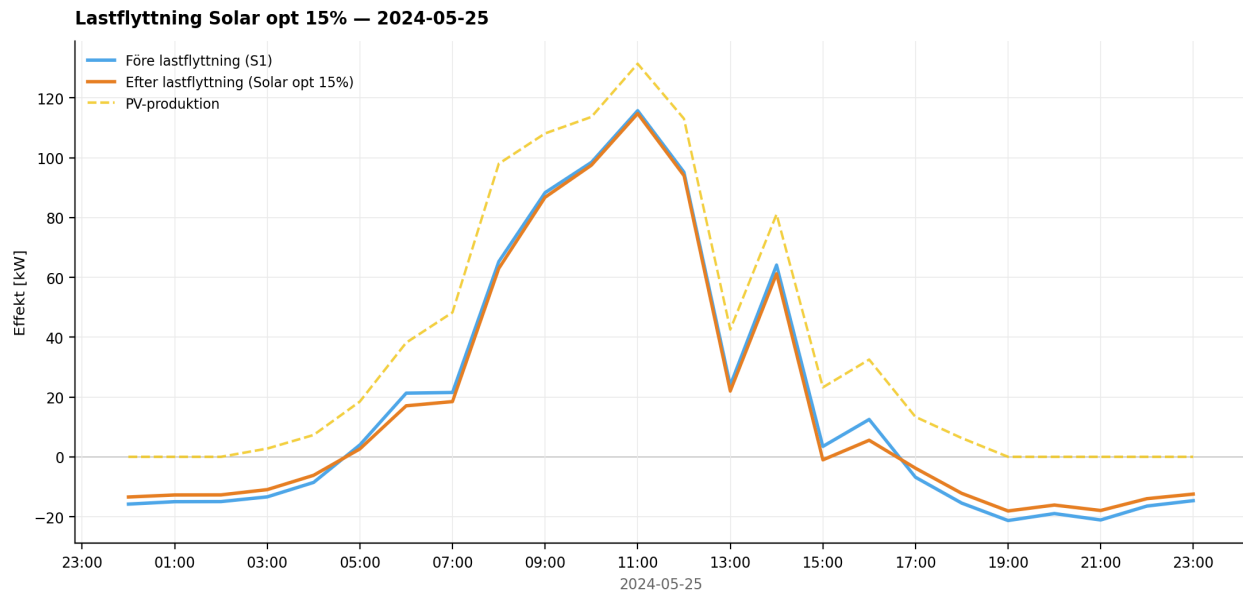


Figure 9: Lastförflyttning solar-opt Glesbygd

Varaktighetsdiagrammen i figur 10 och 11 ger en samlad bild över hur import- och exporteffekten fördelar sig över året för samtliga scenarier. En liten kapning av de högsta effekttopparna kan observeras för scenario 3, medan scenario 1 och scenario 2 uppvisar en mer måttlig förbättring. Detta stämde väl överens med tidigare resonemang och var ett väntat resultat. Eftersom lastförflyttningen och batteri-strategiernas mål var att fokusera på höga effektvärden, och tillåta lägre värden att vara oförändrade, syns ingen skillnad i grafernas mittenpartier. Framför allt syns skillnaden i figur 10, där det tydligt framgår att scenario 3 presterar bäst, följt av scenario 2 med sol-optimering.

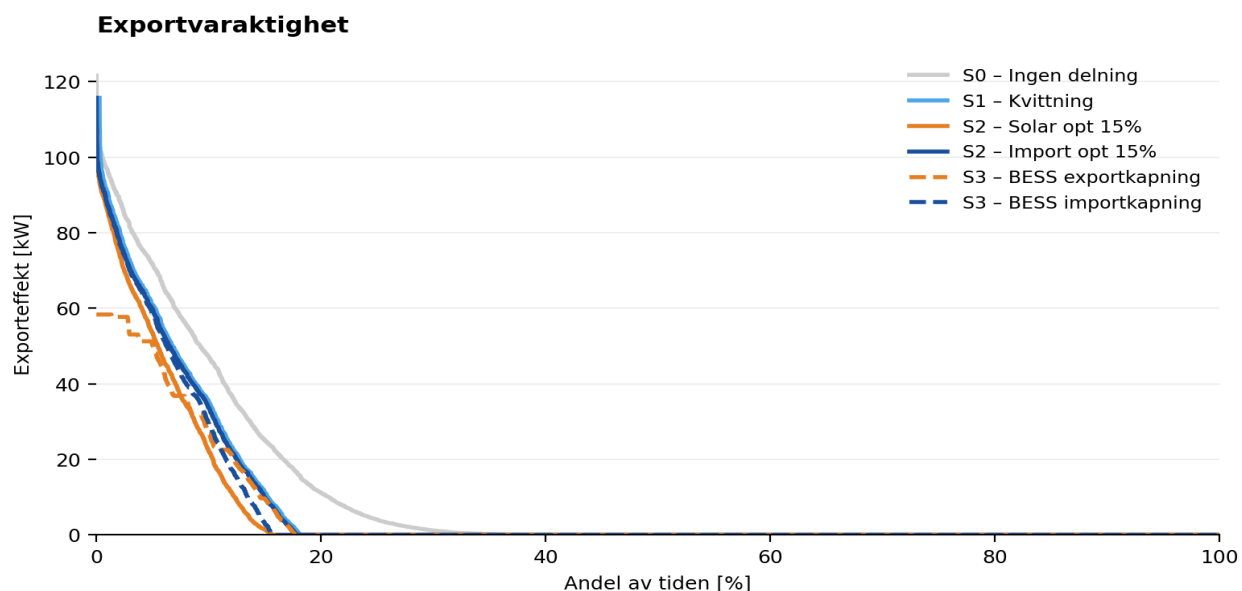


Figure 10: Varaktighetskurva export Glesbygd

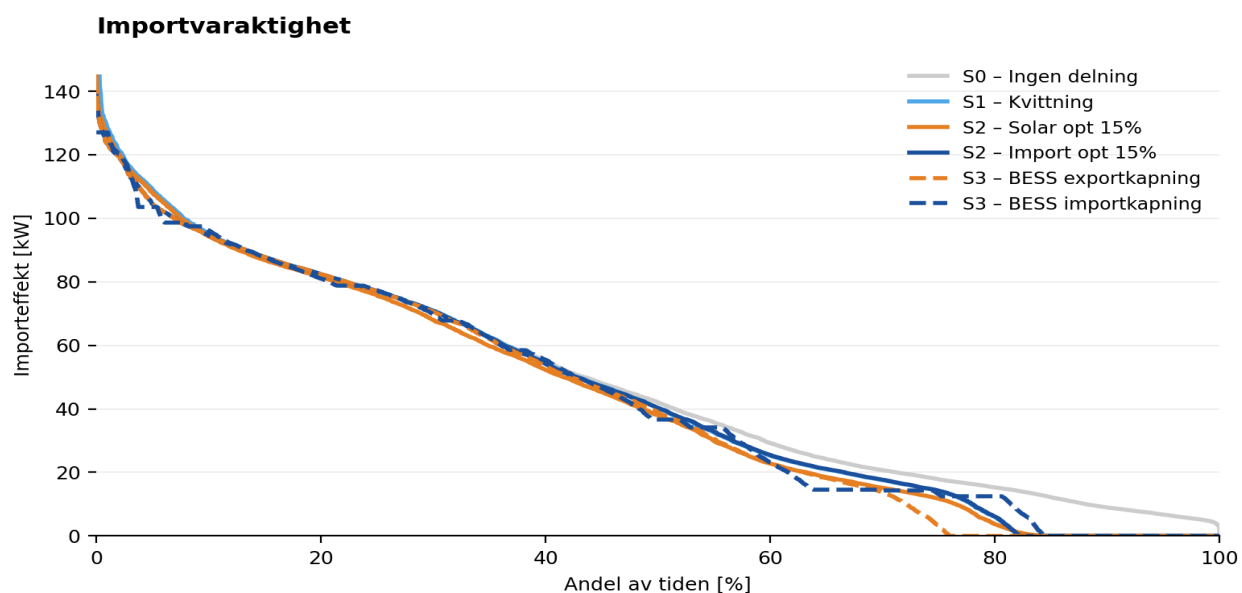


Figure 11: Varaktighetskurva import Glesbygd

4.1.2 Självförsörjning, förbrukning och lastfaktor Glesbygd

I figur 12 presenteras självförsörjningsgrad och självförbrukningsgrad för samtliga scenarier. Utan energidelning (S0) uppgår självförsörjningsgraden till 10 % och självförbrukningsgraden till 33 %. Fysisk energidelning (S1) innebär en förbättring av självförsörjningsgraden till 16 %. Självförbrukningsgraden ökar till 53 %, vilket innebär att en större andel av den producerade elen nyttjas inom gemenskapen snarare än exporteras till nätet.

Lastflyttning (S2) bidrar med en ytterligare förbättring för båda måtten, där sol-optimering och import-optimering presterar något olika. Solar opt förbättrar främst självförbruknings- och självförsörjningsgraden, eftersom strategin fokuserar på att förflytta last till timmar där mer solel produceras, vilket ökar egenanvändningen och självförsörjningen, eftersom mindre energi behövde köpas in från nätet. S2 gav som högst en självförsörjning på 18 % och som lägst 16 %, vilket är snarlikt vad S1 gav. Detta tyder på att import-opt och S1 kan ses som lika sett till detta nyckeltal. Scenario 3 uppnår den högsta självförsörjningsgraden på 19% och självförbrukningsgraden på 63%, en liten ökning.

Lastfaktorn för samtliga scenarier presenteras i figur 13. Lastfaktorn är ett mått på hur jämnt importeffekten fördelar sig över tid, där ett värde nära 1 indikerar en jämn lastkurva och ett värde nära 0 indikerar en ojämn lastkurva med höga toppar. I basfallet (S0) uppgår lastfaktorn till 0.33, vilket återspeglar den ojämna förbrukningsprofil som är typisk för energigemenskaper utan flexibilitetsresurser. Det kan avläsas att samtliga scenarion utom S3 ger en lägre lastfaktor, men att det också rör sig om små skillnader mellan alla scenarion som undersökts. Det noterades även att alla strategier, både i scenario 2 och scenario 3, som fokuserade på importkapning, påvisade en högre lastfaktor och alltså en jämnare lastkurva. Detta förklaras direkt av lastfaktorns definition som nämndes tidigare i kapitel 2 Metod och ekvation 20, definierat som maxlasten genom medellasten. Eftersom exportkapningen inte fokuserar på att kapa några importtoppar, kommer exportstrategierna inte ha samma effekt på detta nyckeltal som importkapningsstrategierna haft. I figur 13 syns hur scenario 2 med solar-opt presterade lägst för samtliga nätstationer. Eftersom solar-opt förflyttar last från timmar med underskott till timmar med överskott, kommer lasten vid överskottstimmar att öka. Detta innebär att lastkurvan (inte nettokurvan) för gemenskapen under dessa timmar ökar, vilket innebär att nyckeltalet sjunker.

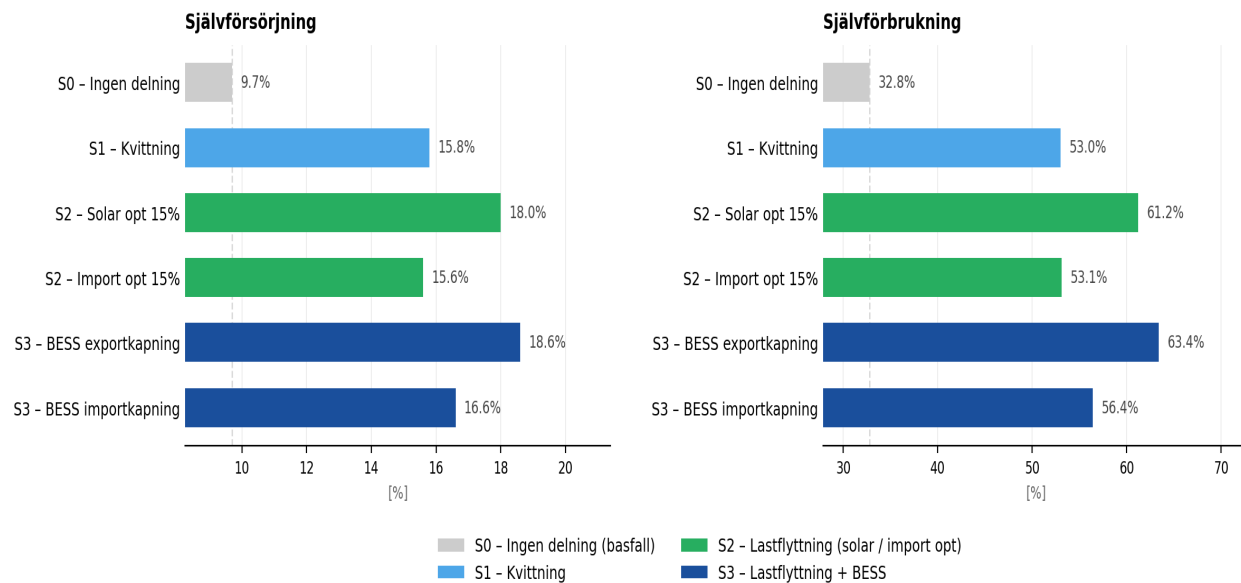


Figure 12: Självförsörjning och självförbrukning Glesbygd

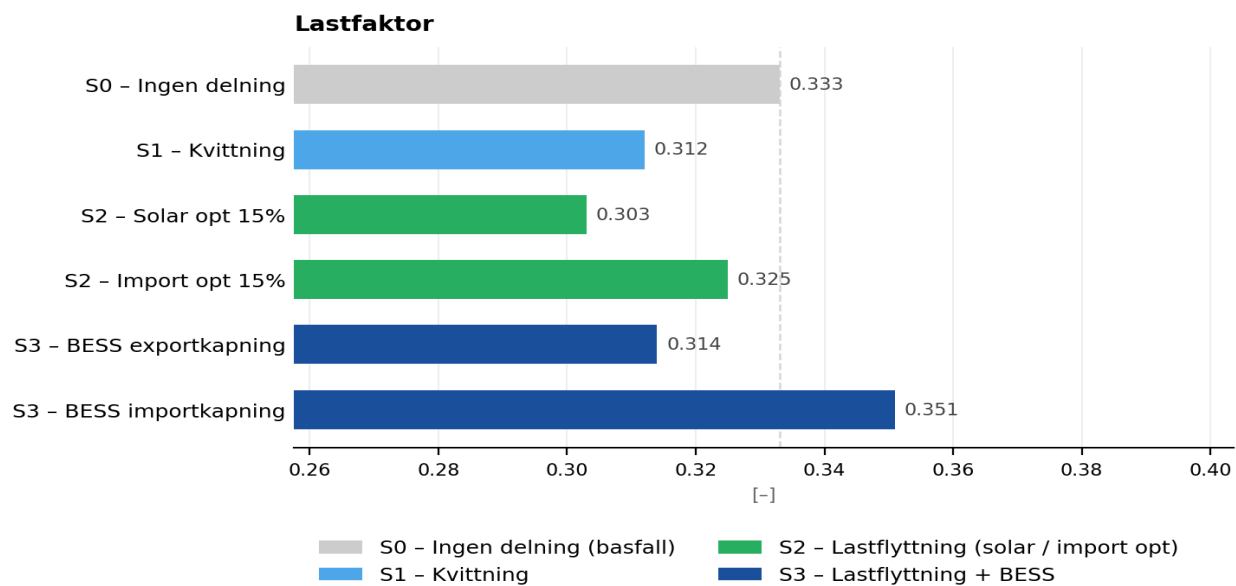


Figure 13: Lastfaktor Glesbygd

4.2 Ytterstad

Resultaten för energigemenskapen i Ytterstad presenteras i detta avsnitt. Fokus läggs inledningsvis på energigemenskapens förmåga att kapa effekttoppar, följt av en analys av självförsörjning och självförbrukning.

4.2.1 Kapa effekttoppar

I figur 14 presenteras toppimport och toppexport för samtliga scenarier. Utan energidelning (S0) uppgår toppimporten till 306 kW och toppexporten till 307 kW. Genom fysisk energidelning (S1) reduceras toppimporten inte alls. Lastflyttning (S2) visar en reduktion om import-optimeringsstrategin väljs, där en reduktion till 260 kW kan utläsas. Lastförflyttning med solar-opt gav ingen reduktion av importtoppen. Scenariot med batteriet (S3) uppnår den lägsta toppimporten på 225 kW, en reduktion på 26 %. Scenario 3 där solar-opt strategin används för lastförflyttning har samma reduktion som lastförflyttning, vilket understryker att batteriet inte har någon påverkan om denna styrning väljs för detta ändamål. Samma mönster observerades för nätstation Ytterstad som för Glesbygd.

För export-diagrammet till vänster i figur 14 syns en exporttopp för S0 på 306 kWh. S1 gav en minskning ner till 271 kWh. Lastförflyttning med hjälp av S2 påvisade en exporttopp på 262 kWh, och S3 hade den lägsta toppen på 145 kWh, en minskning med 53 % jämfört med basfallet.

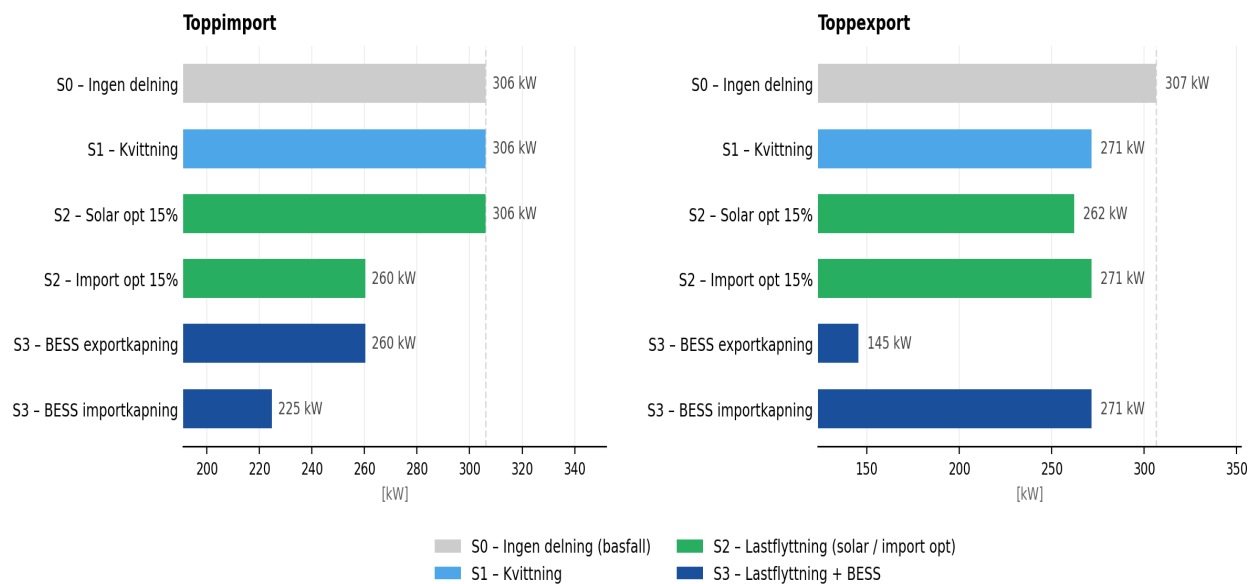


Figure 14: Effekttoppar Ytterstad

För att illustrera hur lastförflyttningen och BESS arbetade mer konkret visas ett fönster på 24 timmar runt timmen med högst import på året i figur 16. Färgkodningen för de olika kurvorna kan utläsas i rutan till vänster i figur 16. Det kan utläsas att batteriet och lastförflyttningen stundtals leder till högre last än utan flexibilitet, men att toppen reduceras jämfört med basfallet enligt samma mönster som för gemenskapen Glesbygd. Något som skiljer Ytterstad och Glesbygd åt är hur gemenskapens återstående last, markerat med rött i figur 16, minskar från den jämna nivån som hölls av batteriet i Glesbygd vid kl 09. Vid detta tillfälle bidrar den nedre panelen med att förklara hur batteriet har laddat timmarna innan. Under tidigare timmar har lasten för gemenskapen varit låg, vilket tillät batteriet att ladda under längre period. Detta led till att batteriet blev fullt kl 09, vilket i sin tur resulterade till att lasten minskade eftersom batteriet nu inte längre behöver ladda från nätet.

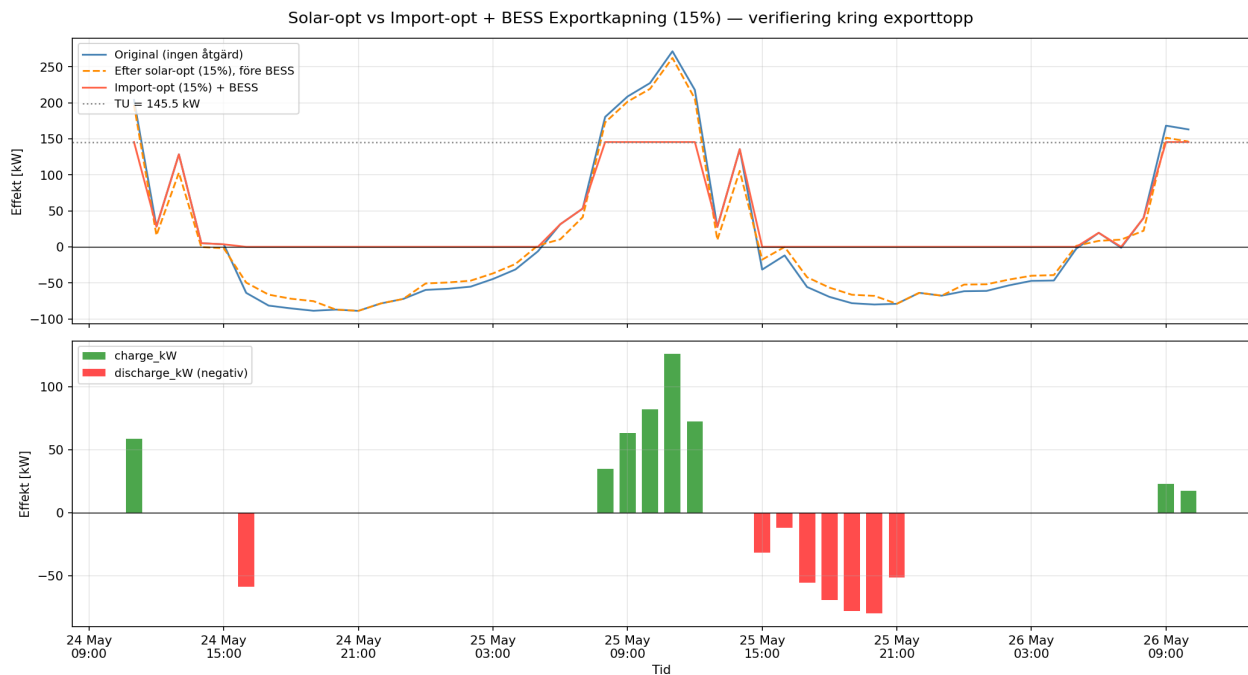


Figure 15: BESS exportkapning Ytterstad

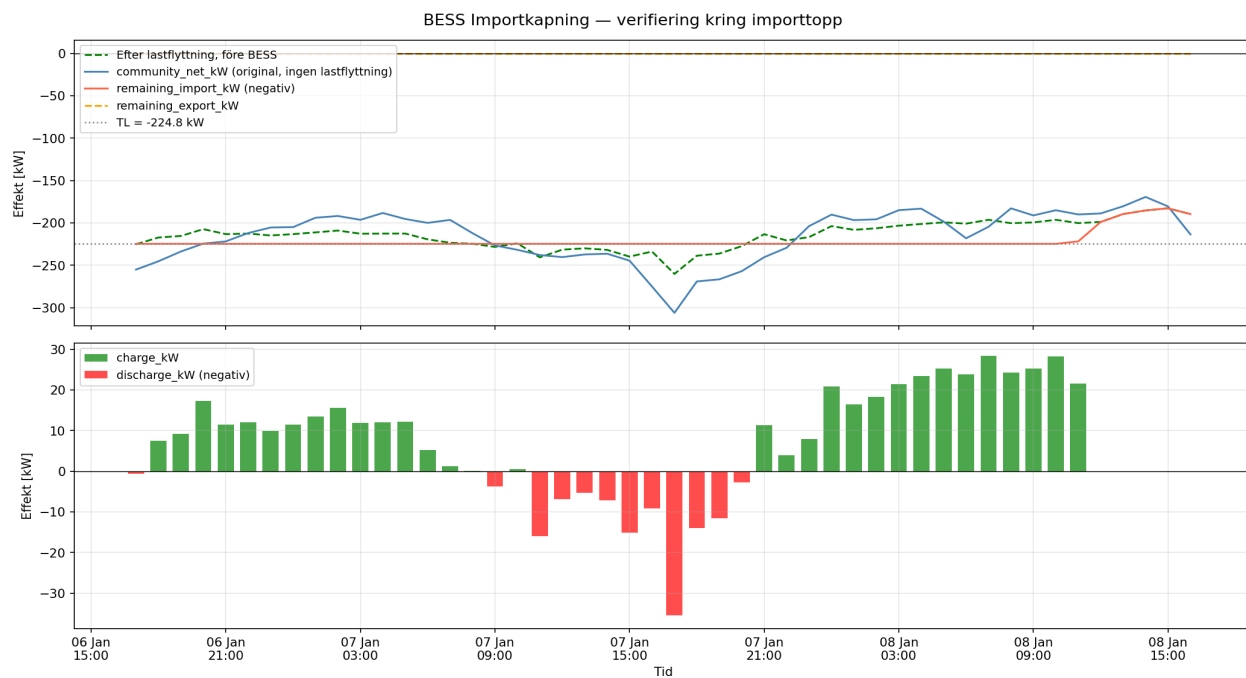


Figure 16: BESS importkapning Ytterstad

I figur 17 och figur 18 syns hur lastflyttningen omfördelar last från timmar med hög import mot timmar med produktionsöverskott, samt för timmar med solunderskott till timmar med solöverskott. I figur 18 syns hur topparna med hjälp av lastförflyttning minskat, samtidigt som de förskjutits kort i tid.

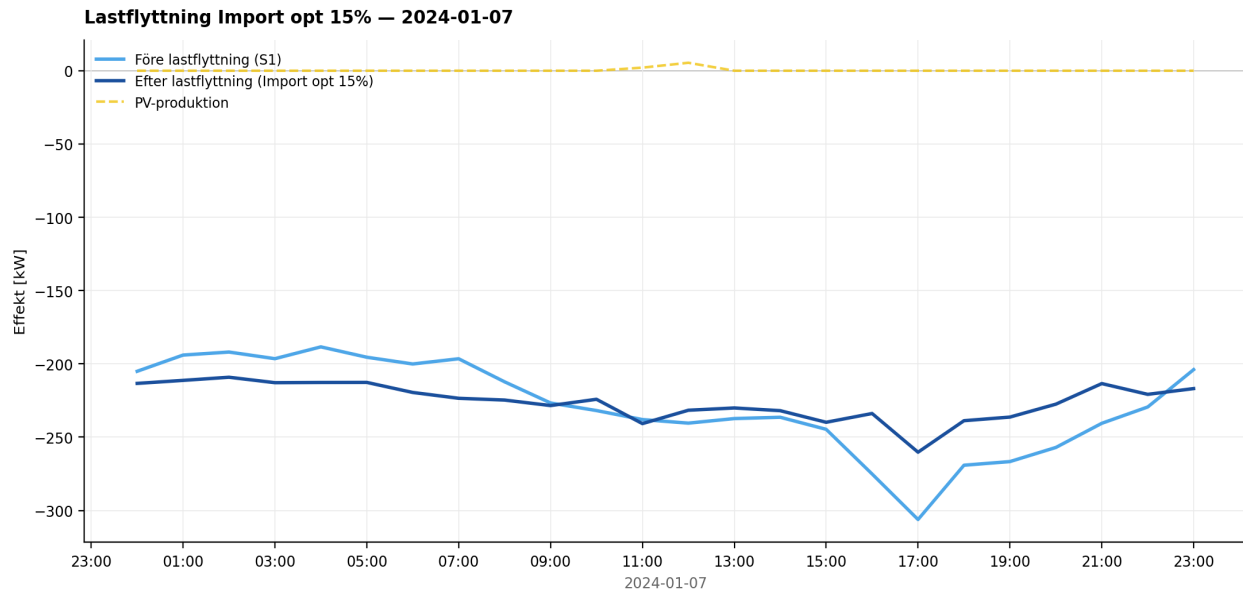


Figure 17: Lastförflyttning import-opt Ytterstad

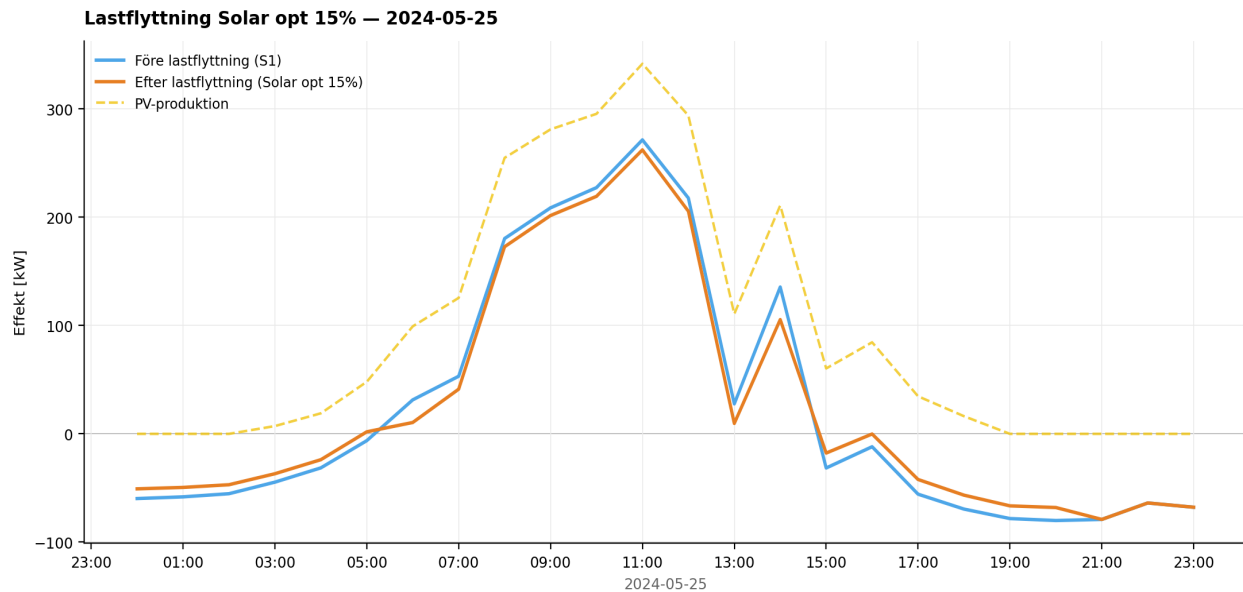


Figure 18: Lastförflyttning solar-opt Ytterstad

I figur 19 och figur 20 syns varaktighetsdiagram för samtliga scenarion för gemenskapen Ytterstad. I figur 19 syns hur scenario 3 kapar import-toppen mest, men att skillnaden mellan de olika scenariona blir mindre stora delar av tiden. I figur 29 syns hur de scenariona som fokuserade på exportkapning och ökad solelsförbrukning minskade exporten mest, som indikerades i figur 14.

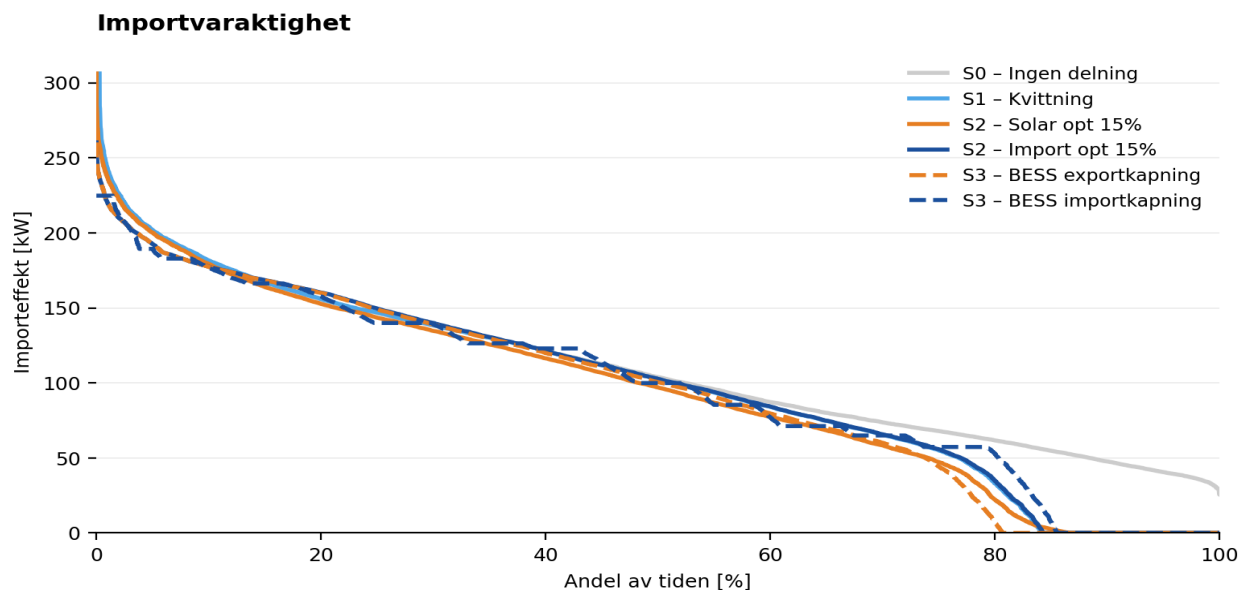


Figure 19: Varaktighetskurva import Ytterstad

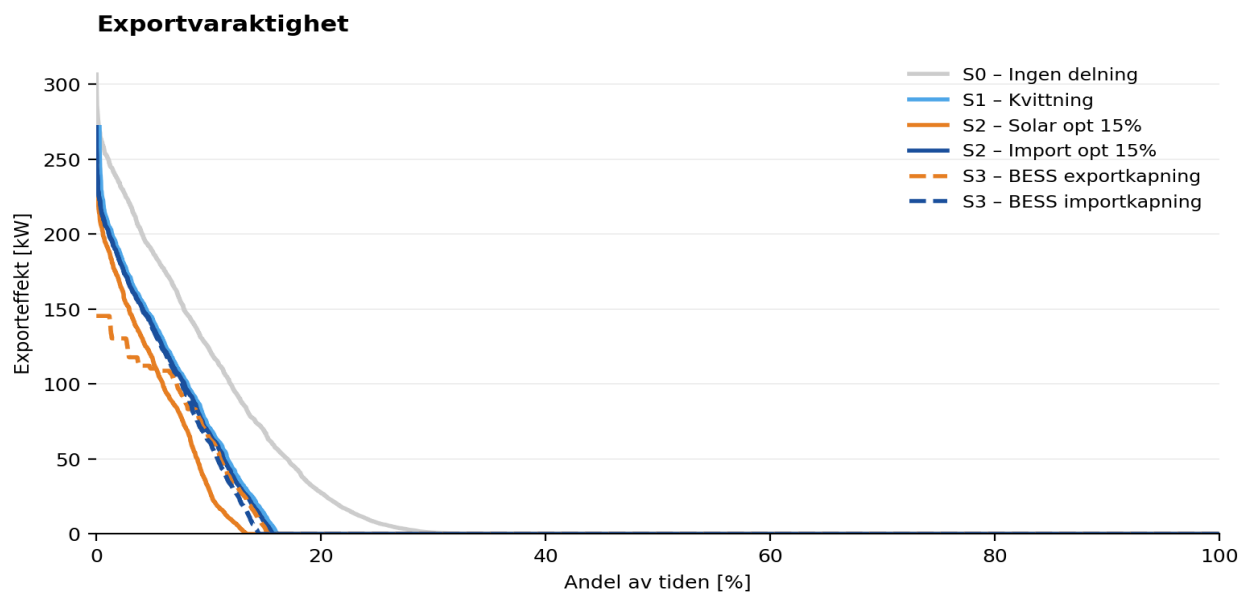


Figure 20: Varaktighetskurva export Ytterstad

4.2.2 Självförsörjning, förbrukning och lastfaktor Ytterstad

I figur 21 presenteras självförsörjningsgrad och självförbrukningsgrad för samtliga scenarier. Utan energidelning (S0) uppgår självförsörjningsgraden till 10 % och självförbrukningsgraden till 32 %. Fysisk energidelning (S1) innebär en förbättring av självförsörjningsgraden till 20 %. Självförbrukningsgraden ökar till 60 %. S2 presterade igen olika beroende på vilken lastflyttingsstrategi som används, med ett max på självförsörjningen på 23 % och en minsta värdet på 20%. Självförsörjningen för S2 var som högst 70 % och som lägst 60 %, likställt S1. För import-opt syntes ingen förbättring jämfört med S1. Scenario 3 uppvisade de högsta värdena på självförsörjning och självförbrukning på 20 % respektive 62 %. Detta följde samma mönster som för energigemenskapen Glesbygd.

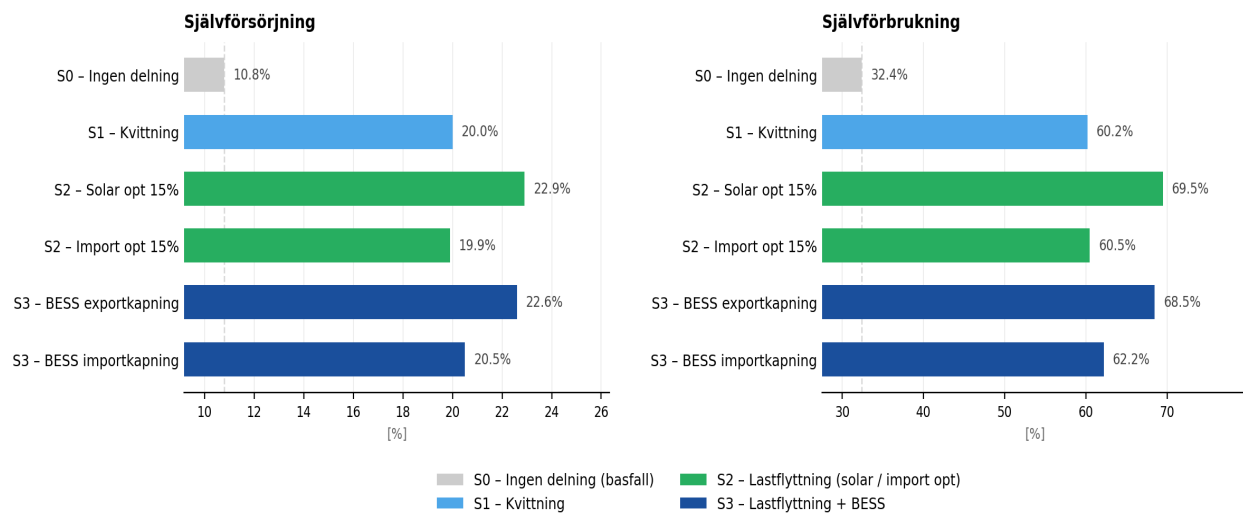


Figure 21: Självförsörjning och självförbrukning Ytterstad

I figur 22 syns resultatet för lastfaktorn för samtliga scenarion. Samma mönster observerades för nätstation Ytterstad som för Glesbygd, där importkapningsstrategierna återigen gav högst lastfaktor.

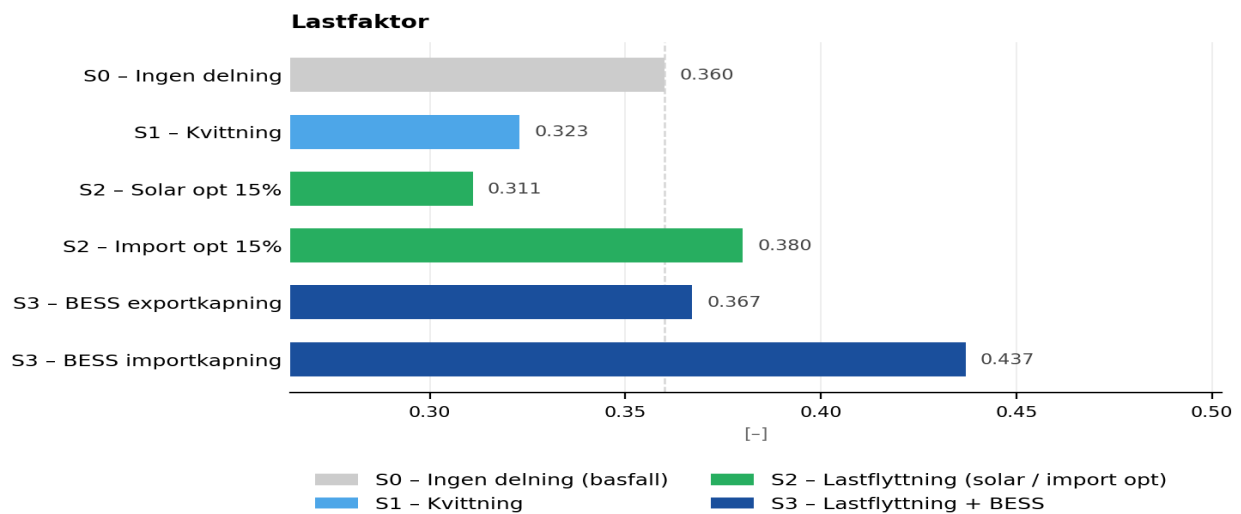


Figure 22: Lastfaktor Ytterstad

4.3 Stad

Resultaten för energigemenskapen i Stad presenteras i detta avsnitt. Fokus läggs inledningsvis på energigemenskapens förmåga att kapa effekttoppar, följt av en analys av självförsörjning, självförbrukning och lastfaktor.

4.3.1 Kapa effekttoppar

I figur 23 presenteras toppimport och toppexport för samtliga scenarier. Utan energidelning (S0) uppgår toppimporten till 354 *kW* och toppexporten till 153 *kW*. Genom fysisk energidelning (S1) reduceras toppimporten inte. Lastflyttning (S2) visar en reduktion om import-optimeringsstrategin väljs, där en reduktion till 301 *kW* kan utläsas. Lastförflyttning med solar-opt gav ingen reduktion av importtoppen. Scenariot med batteriet (S3) uppnår den lägsta toppimporten på 248 *kW*, en reduktion på 30 %. Scenario 3 där solar-opt strategin används som lastförflyttning har samma reduktion som lastförflyttningen, vilket understryker att batteriet inte har någon påverkan om denna styrning väljs för detta ändamål.

För export-diagrammet till höger i figur 23 syns en exporttopp för S0 på 153 *kWh*. S1 gav en minskning ner till 34 *kWh*. Lastförflyttning med hjälp av S2 påvisade en exporttopp på 0 *kWh* som lägst och 34 *kWh*, som högst. Detta är starkt kopplat till hur S1 presterade för denna nätstation, där majoriteten av all export redan hanterades genom kvittning inom energigemenskapen. Detta förklaras om man tittar närmare på figur 1a, där en andel verksamheter kan observeras, med hög årlig förbrukning stora delar av dygnet. Trots detta baserade som sagt valet av mängden kwp per kund på median-hushållets energiförbrukning. Detta resulterade i att den installerade effekten blev underdimensionerad i energigemenskapen Stad. För energigemenskapen Stad fanns alltid en verksamhet som behövde energi, även soliga dagar mitt på dagen när lägenheterna stod tomma och deras last var låg, vilket gjorde att elen kunde användas internt i gemenskapen och inte exporteras ut på överliggande nätet. Med så pass lite kvarvarande export, i kombination med att underskottstimmarerna låg inom det sex timmar långa tidsfönstret, kunde all export elimineras. Detta antyder att lastförflyttning kan vara ett tillräckligt verktyg i tätbebyggda energigemenskaper med gynnsamma lastprofiler, medan glesbygdsmiljöer med mer utspridda förbrukningsprofiler kan kräva kompletterande resurser som ett batteri.

Detta påvisar att lastförflyttning för denna energigemenskap var tillräckligt för att totalt eliminera all överliggande export till nätet och S3 hade den lägsta toppen på 0 *kWh*, en minskning med 100 % jämfört med basfallet.

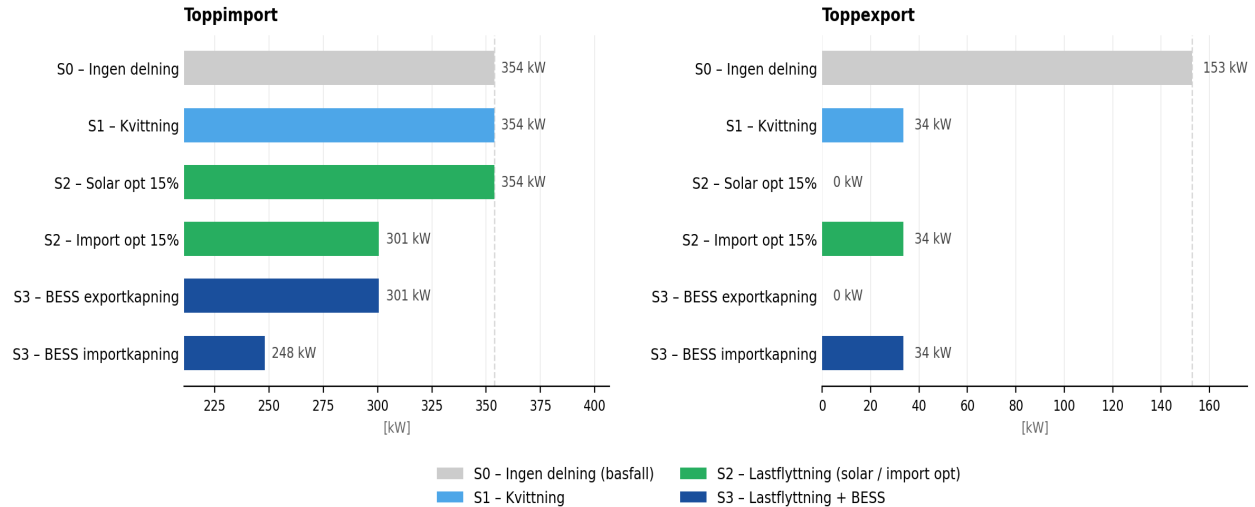


Figure 23: Effekttoppar Stad

För att illustrera hur BESS-styrningen fungerar i praktiken visas i figur 24 och 25 energiflödena kring den timme med högst export- och importeffekt under året. I figur 24 syns hur batteriet laddar när den höga effekttoppen kommer mitt på dagen. I figur 25 syns hur batteriet kapar importtopparna genom att ladda ur när energigemenskapens netto-behov går under den funna tröskeln T_L . Färgkodningen för respektive kurva kan ses i rutan till höger i figur 25. Det kan även utläsas att vissa timmar ökar importen på grund av batteriet, och skapar ett högre netto-behov än som fanns tidigare. Vid 02:00 kan det avläsas att den röda kurvan avviker från tröskelvärde T_L och istället följer den gröna kurvan, för att senare gå tillbaka ner och återigen vara konstant i ungefär 24 timmar innan samma mönster upprepar sig. Detta förklaras direkt av att vid dessa tillfällen var batteriet fullt, och kunde inte längre ta emot mer effekt. Detta leder till att gemenskapens last tillfälligt minskar, eftersom batteriet då inte längre kunde ladda från nätet. Istället följde gemenskapens netto kurvan för lastförflyttning och inte det aggregerade gemenskapsn Nettot. Detta visar att last har blivit förflyttad från timmar med hög last till timmar med lägre last, vilket är varför den gröna linjen ligger under den blåa i figur 25. Gemenskapen accepterade alltså en tillfälligt högre last under laddningstimmarna för att möjliggöra en lägre topplastimme dagen därpå, vilket är helt i linje med lastförflyttningens mål och scenario 2. Detta indikerade även att scenario 3 fungerade som tänkt, med både lastförflyttning och batteri.

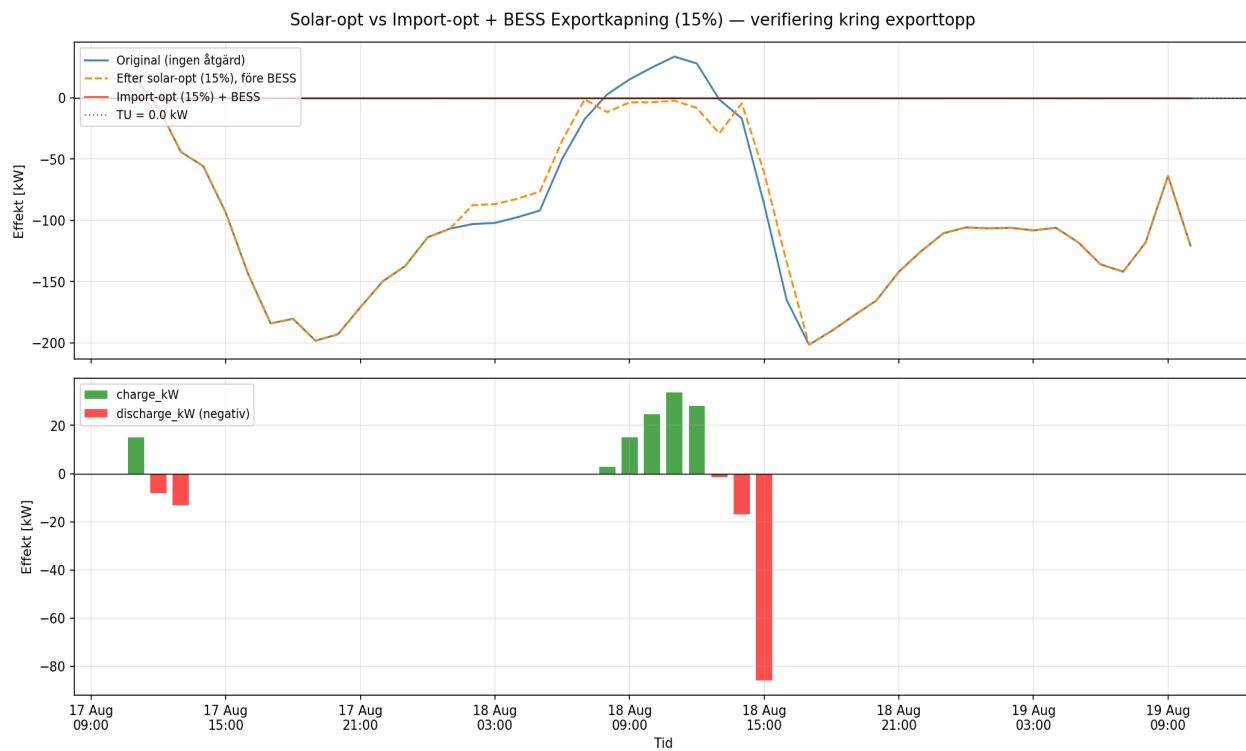


Figure 24: BESS export Stad

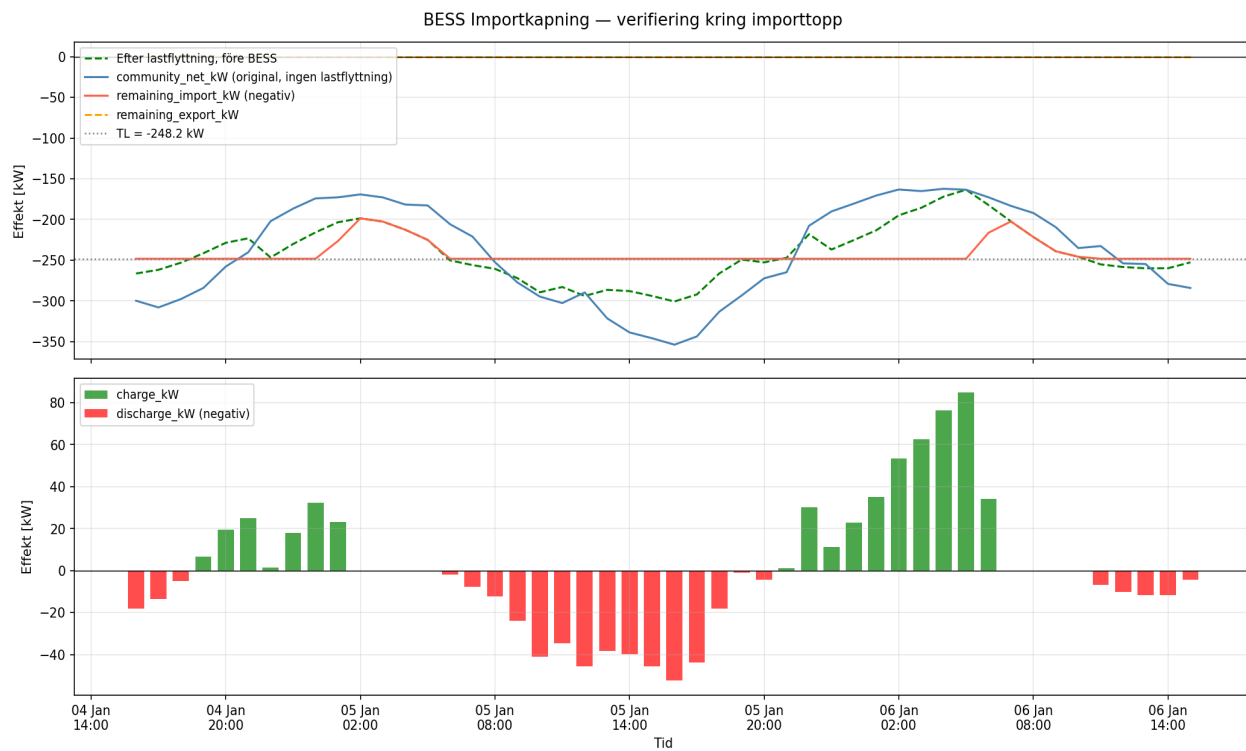


Figure 25: BESS import Stad

I figur 26 och 27 syns hur lastflyttningen omfördelar last från timmar med hög import mot timmar med produktionsöverskott, samt för timmar med solunderskott till timmar med solöverskott. I figur 26 syns tydligt hur last har förflyttas från import-toppen vid 16:00 till både tidigare och senare timmar. I figur 27 syns hur lastförflyttningen minskade all export ut mot överliggande nätet, som också noterades i figur 23.

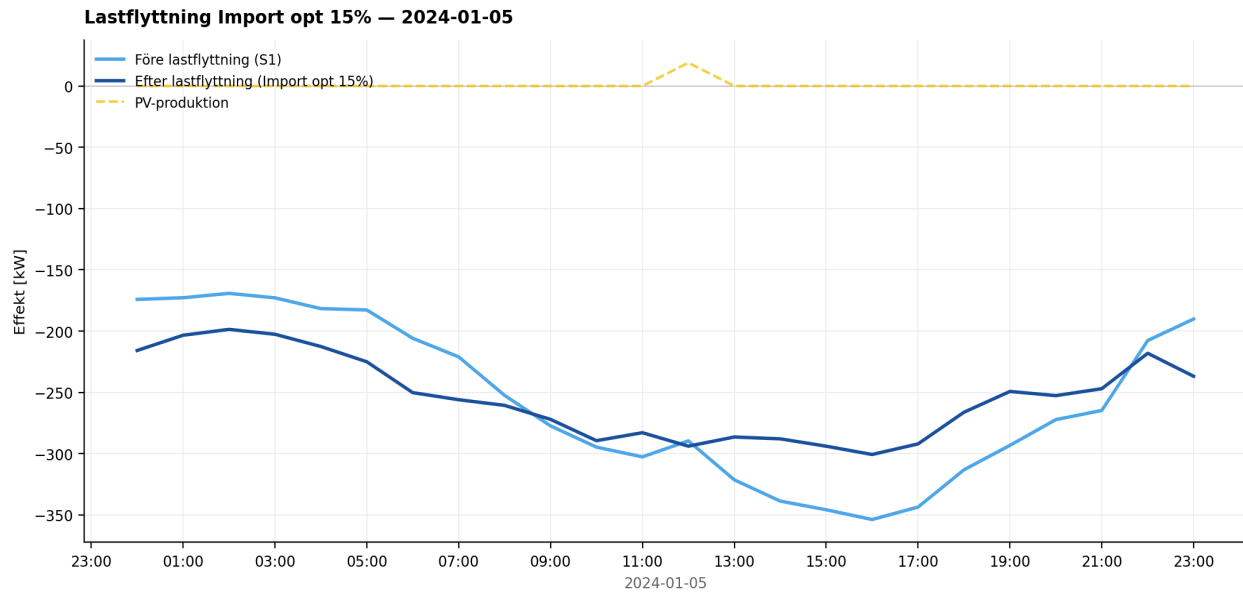


Figure 26: Lastförflyttning import-opt Stad

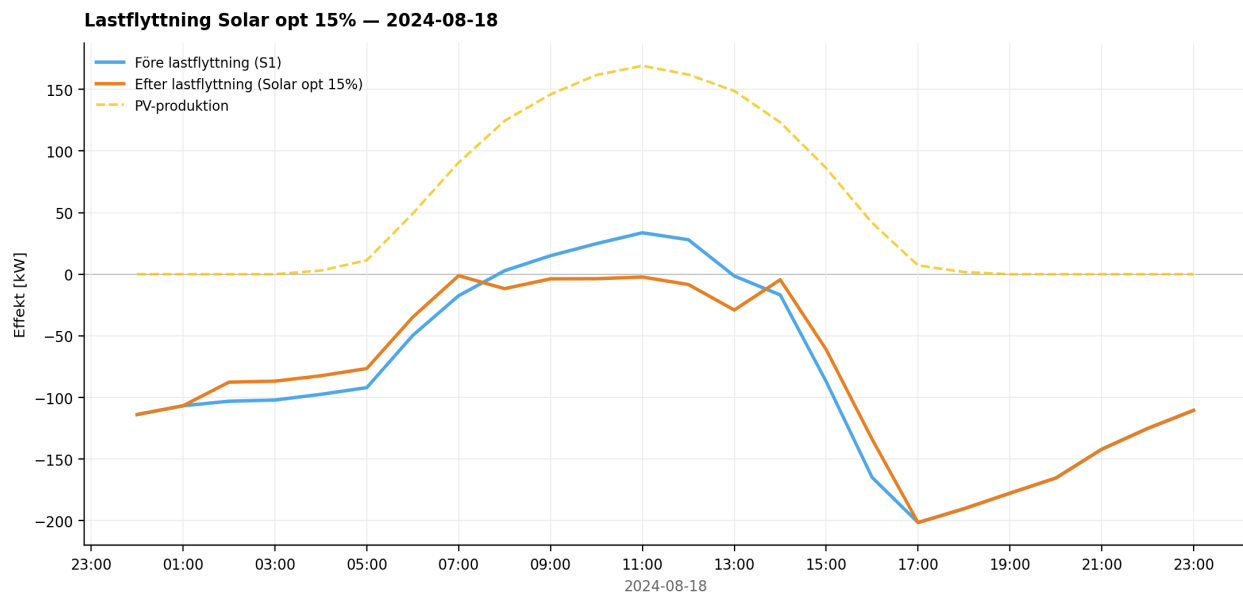


Figure 27: Lastförflyttning solar-opt Stad

I figur 28 och figur 29 syns varaktighetsdiagram för samtliga scenarion för gemenskapen Stad. I figur 28 syns hur scenario 3 kapar toppen mest aggressivt, men att skillnaden mellan de olika scenariona var mindre stora delar av tiden.

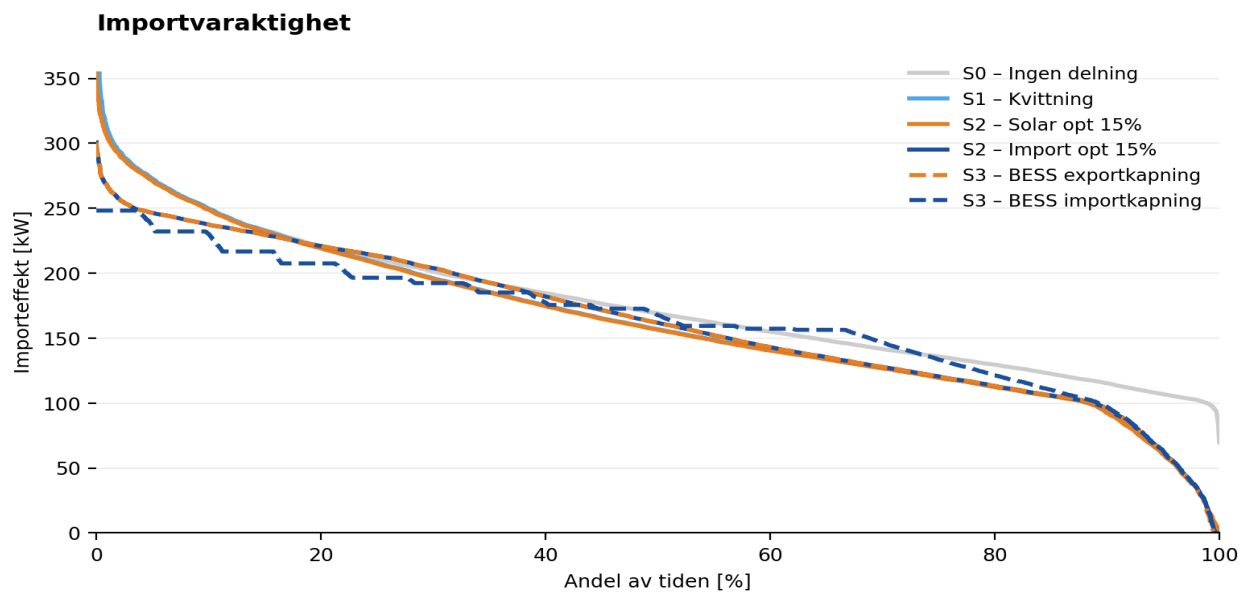


Figure 28: Varaktighetskurva import Stad

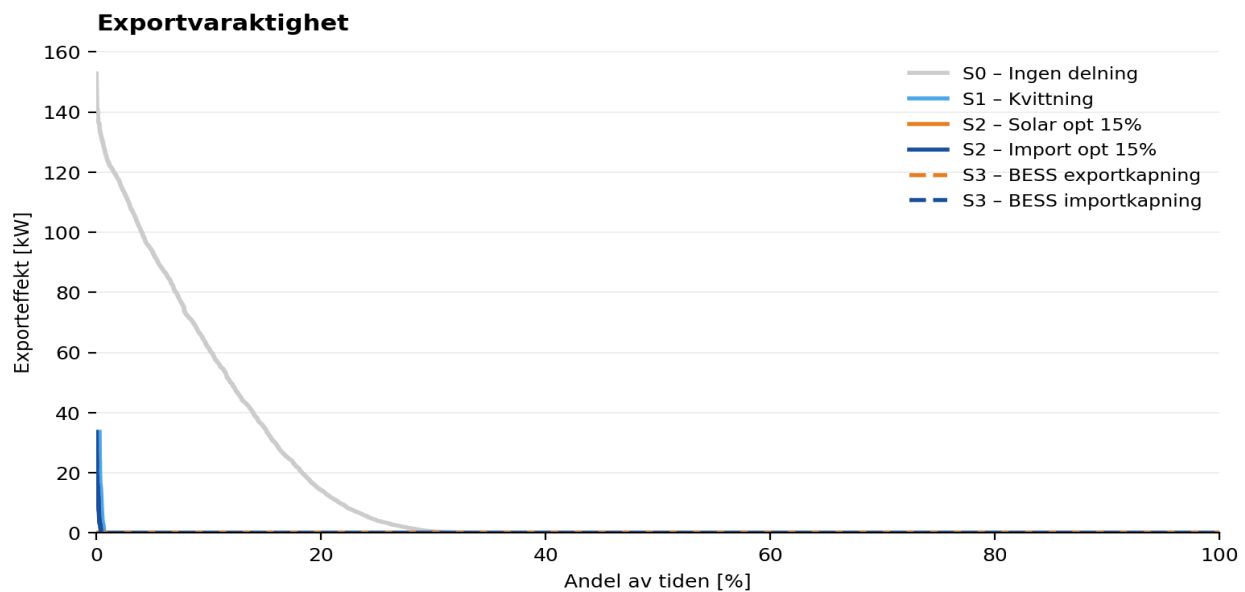


Figure 29: Varaktighetskurva export Stad

4.3.2 Självförsörjning, förbrukning och lastfaktor Stad

I figur 21 presenteras självförsörjningsgrad och självförbrukningsgrad för samtliga scenarier. Utan energidelning (S0) uppgår självförsörjningsgraden till 5 % och självförbrukningsgraden till 40 %. Fysisk energidelning (S1) innebär en förbättring av självförsörjningsgraden till 12%. Självförbrukningsgraden ökar till närmare 100 %. S2 presterar i detta fallet likadant, eftersom att S1 redan uppnått 100 % självförbrukning. Detta förklaras av samma resonemang som syntes i figur 23, där ingen el exporterades. Om all el producerad el används inom energigemenskapen, kommer självförbrukningen enligt definitionen i ekvation 19 att vara 100 %. Det kan utläsas att i detta fallet skiljde sig de olika scenarierna inte mycket åt jämfört med varandra, men markant mot basfallet.

Energigemenskapen Stads lastfaktor presenteras i figur 31, och påvisade samma mönster observerades för nätstation Ytterstad och Glesbygd, där importkapningsstrategierna återigen gav högst lastfaktor.

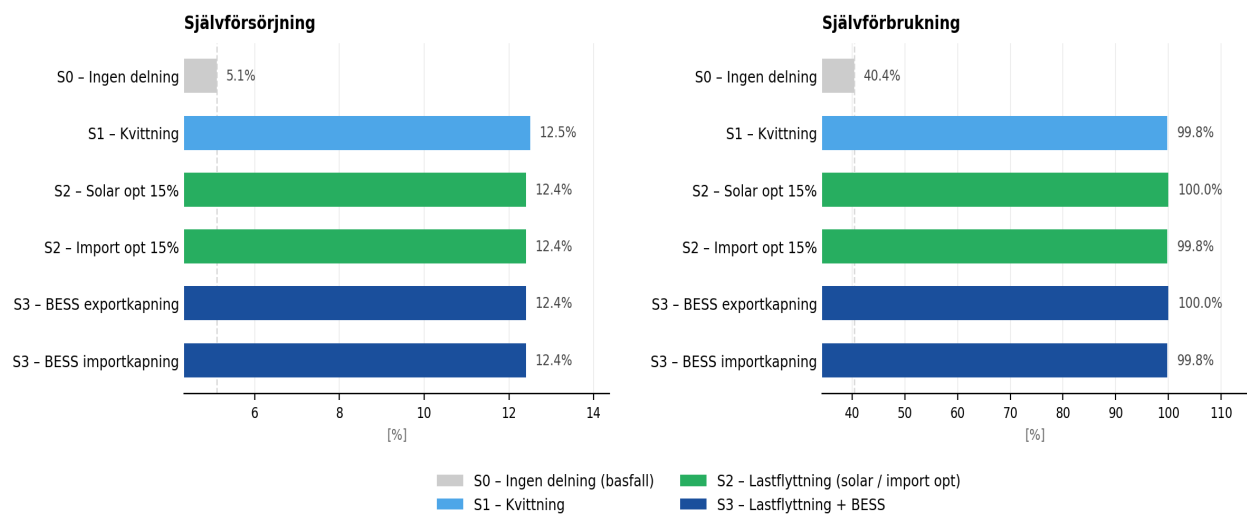


Figure 30: Självförsörjning och självförbrukning stad

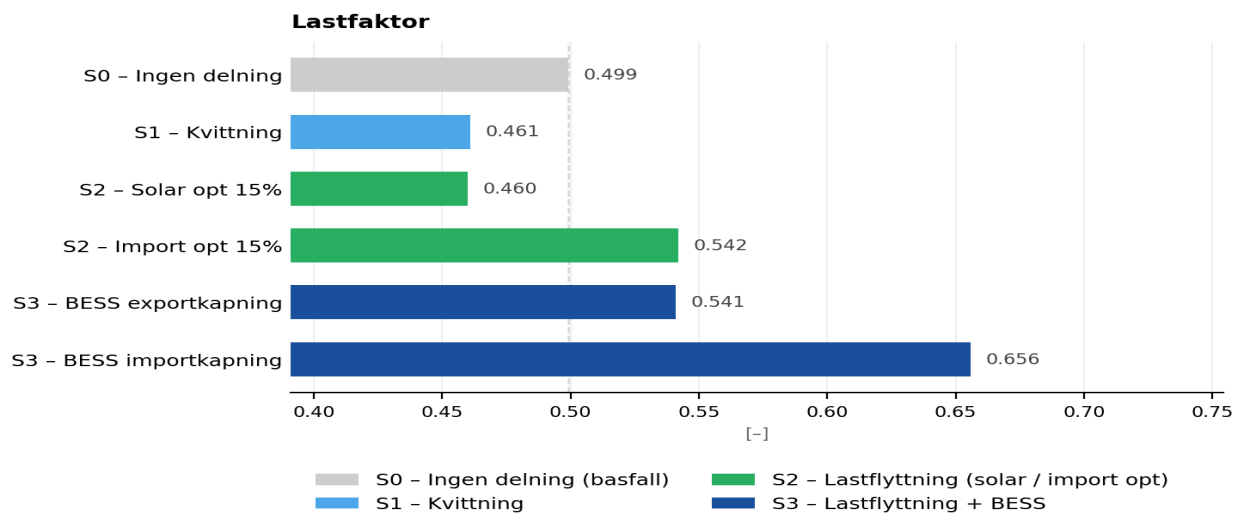


Figure 31: Lastfaktor Stad

4.4 Intervju

I detta avsnitt kommer resultaten från intervjuerna med tre personer, kallade Ingenjör 1, Ingenjör 2 och Ingenjör 3, att presenteras. Ingenjörerna är verksamma på olika elnätbolag i Sverige. Även ytterligare citat och kommentarer från en ingenjör verksam inom konsultbranschen, kallade ingenjör 4, kommer att lyftas för att ge klarhet och nyansering. Syftet med intervjuerna var att besvara frågeställningarna nedan.

Vad är skillnaden mellan virtuell delning och fysisk delning ur ett nätperspektiv?

Skillnaden mellan virtuell delning och fysisk delning är enligt Ingenjör 1 och Ingenjör 2 liten sett ur ett nätperspektiv. Enligt Ingenjör 2 vet inte elen vilka byggnader som delar energi med varandra. Elen kommer att enligt fysikens lagar följa den vägen med lägst impedans, vilket oftast är den elektrisk kortaste vägen. Detta innebär att producerad el från ett hus som exporteras kommer att flöda till grannhuset om denne importerar energi samtidigt. Detta innebär att fastigheter som ligger elektriskt nära varandra redan i dagsläget fysiskt delar energi på samma sätt som hade skett via ett parallellt nät, men istället sker detta via det befintliga nätet. Enligt Ingenjör 2 så ligger alltså skillnaden mellan energidelning och ingen energidelning i hur el räknas, bokförs och fördelas, och inte nödvändigtvis i hur elen flödar i nätet. Enligt Ingenjör 1 så innebär virtuell delning att inköpt energi kvittas på fakturan mot producerad energi inom energigemenskap eller mellan två parter. Därför förändrar virtuell delning inte ensamt hur elen flödar, utan att det för elnätet ser precis likadant ut som om ingen energidelning var avtalad. Skillnaden mellan virtuell och fysisk delning ligger på kabelnivå. Ifall LSP-kablarna under en nätstation är för svaga för att hantera en ökad effekt som skickas igenom den, till exempel om en ökad mängd solceller installeras, kan ett parallellt nät minska påfrestningen på kabeln och då avlasta nätet på ett sätt som virtuell delning inte kan göra, menar Ingenjör 1. Ingenjör 1 lyfter dock att detta i dagsläget sällan är ett problem, och att LSP-kablarna i stor utsträckning är dimensionerade för att kunna hantera detta eftersom det trots allt är elnätets uppgift att distribuera el. Att bygga parallella nät hade inneburit lägre nätutnyttjande av befintliga nätet menar Ingenjör 1. Ingenjör 1 lyfter att detta framförallt gäller mer tätbebyggda orter, och att solcellsinstallationer och problem i kablarna framförallt sker i glesbygd.

Sett från nätstationens perspektiv är virtuell och fysisk delning alltså likställda, eftersom nätstationen endast uppfattar det aggregerade nettoflödet av energi i båda fallen. Delningssätten kan dock skilja sig åt om det finns flaskhalsar i underliggande matarkablar, där ett parallellt nät kan avlasta kablarna på ett sätt som virtuell delning inte kan. I mån av att matcha lokal produktion och konsumtion under nätstationen spelar det ingen roll för nätet om detta sker via virtuell delning eller fysisk delning, menar Ingenjör 2 och Ingenjör 1. I dagsläget är energi delad med virtuell delning fullt beskattad precis som vanlig energi inköpt från nätet, eftersom elen måste ta vägen genom det befintliga nätet och förbi fastighetens elmätare. Eftersom ett parallellt nät inte går förbi elmätaren är elen skattefri. Enligt Ingenjör 1 kan de ekonomiska incitamenten skilja för att matcha lokal produktion och konsumtion. Om elen skulle vara billigare att köpa under vissa timmar på dygnet, såsom när gemenskapen producerar el mitt på dagen med hjälp av gemensamma solceller, skulle detta kunna bidra med att lokal konsumtion och produktion matchas bättre, vilket i sin tur kan vara en nytta för det överliggande nätet. I dagsläget skiljer sig priserna åt, vilket kan påverka hur fysisk och virtuell delning påverkar överliggande nät, menar Ingenjör 1.

Enligt Ingenjör 4 är det också i ekonomin som virtuell delning skiljer sig från dagsläget med ingen avtalad

delning. Som tidigare sagt av Ingenjör 1 och Ingenjör 2 delas el redan idag på grund av fysikens lagar. På det sättet påverkar virtuell delning inte det fysiska flödet av el i nätet, utan är mer ett instrument för hur el ska bokföras och avräknas mellan parter. Men det är med ekonomiska incitament som virtuell delning skiljer sig från fallet med ingen delning, menar Ingenjör 4. När det är gynnsamt att egenkonsumera producerad el från gemenskapen, kommer detta skapa förändrat beteende och på så sätt bidra med lastförflyttning från varje kund som är medveten om dessa prissignaler. I dagsläget finns inte de ekonomiska fördelarna med virtuell delning, men det är något som utreds och kan komma att förändras. Ingenjör 1 poängterar att virtuell delning utan någon typ av flexibilitet dock inte skiljer sig från hur dagsläget ser ut, och att detta inte bidrar med någon nytta för nätet.

Kan energidelning bidra till att en energigemenskap ska kunna öka mängden solceller?

Ingenjör 3 spontana reaktion är att energidelning via ett parallellt DC-nät inte kan hjälpa till att skjuta upp den punkt vid vilken nätet når sin kapacitetsgräns för installerade solceller. Den grundläggande utmaningen är enligt honom den naturliga missanpassningen mellan produktion och konsumtion. Solproduktionen sker framför allt mitt på dagen under soliga dagar, och är som störst under vår- och sommarmånaderna april till september. Samtidigt är lasten i bostadsområden ofta låg vid dessa tidpunkter, eftersom de boende befinner sig på sitt jobb. Under sommarmånaderna är dessutom uppvärmningsbehovet lågt, vilket ytterligare minskar lasten. Resultatet är att stora mängder producerad el inte kan egenanvändas utan måste matas ut mot det överliggande nätet och belasta transformatorn. Ingenjör 3 tillägger att fastigheter i en energigemenskap dessutom oftast ligger geografiskt nära varandra, vilket minskar sannolikheten för att produktionen skiljer sig åt mellan fastigheterna. Överskottselen kommer ändå att behöva matas ut mot det överliggande nätet.

Det finns dock situationer där ett parallellt DC-nät ändå kan göra skillnad. Ingenjör 3 lyfter att flaskhalsar i lågspänningsnät kan uppstå i matarkablarna som går från transformatorn ut till servisskåpen, eller att spänningen överstiger den tillåtna gränsen på 5 %. I sådana fall kan ett parallellt nät avlasta matarkablarna, eftersom effekten då kan ta en alternativ väg förbi flaskhalsen. Till skillnad från virtuell delning möjliggör fysisk delning på så sätt en faktisk avlastning av nätet. Igen så lyfter Ingenjör 3 att lasten för bostäder ofta är låg vid de tillfällen som det finns möjlighet att dela energi. Detta innebär att trots att en viss mängd energi kan ta en alternativ väg mellan två kunder, kommer ändå endast en liten del av energin användas av de importerande kunderna, och resten kommer att exporteras ut till överliggande nätet. Hur mycket det faktiskt hade minskat exporten är alltså fortfarande oklart enligt Ingenjör 3 och Ingenjör 2. I samband med detta lyfter Ingenjör 3 vikten av diversifiering av vilka kunder som har solcellsproduktion för att minska belastningen på nätet, eftersom det ökar möjligheten till självkonsumtion inom gemenskapen. I kombination med att elen inte längre behöver ta vägen ut genom servisskåpen skulle detta kunna innebära att en energigemenskap med energidelning kan installera mer solceller utan att överbelasta nätet, men att detta är starkt kontextberoende. Ingenjör 3 poängterar att denna diversifieringen inte kan ske hur som helst. Ligger fastigheterna med solceller i ett närliggande kluster kommer detta ha mindre påverkan på nätet, jämfört om kunderna med solceller hade varit strategisk placerade i nätets topologi.

Ingenjör 2 betonar att energigemenskapens kanske största styrka ligger i samordningen av resurser, oavsett om delningen är virtuell eller fysisk. Genom att ingå i en gemenskap kan avtal mellan kunder slutas mer naturligt, behovet av att var och en installerar egna solceller minskar, och konsumtionen kan anpassas för att bättre matcha lokal produktion, exempelvis genom ekonomiska incitament att köpa egenproducerad el. Allt detta minskar belastningen på transformatorn och förhindrar export till det överliggande nätet, och att detta är gemensamt för alla typer av energigemenskaper.

4.5 Delad energi

I detta kapitel presenteras resultatet för den delade energi per nätstation för de olika scenarierna. Resultaten kan ses i tabell 3. I tabell 3 syns hur mängden delad energi ökade för varje nivå av flex som adderades. Enligt definition av scenario 0 i kapitel Metod så delas ingen energi, eftersom alla hus ses som elektriskt isolerade från varandra. Det kan utläsas att gemenskapen Stad delade mer energi än Ytterstad och Glesbygd gjorde. Detta kan förklaras med den större mängd medlemmar som ingår i gemenskapen Stad. Större gemenskaper innebar fler medlemmar med solceller, vilket i sin tur ledde till mer delad energi. Det går också att utläsa att scenario 2 med solar-optimering påvisade en ökning från scenario 1. Detta var väntat, eftersom last förflyttas från timmar med aggregerat underskott till timmar med aggregerat överskott, där mer producerad solel kunde delas. Det syns också att scenario 3 med importkapning delar mest energi för alla nätstationer, med ett snittökning på omkring 50 %. Detta kan förklaras utifrån definitionen av delad energi i relation till batterilagring, där även den el som urladdas från batteriet inkluderas i gemenskapens totala delade energivolum. Eftersom Scenario 3 med importkapning resulterar i ökad urladdning från batteriet, följer att detta nyckeltal stiger.

Ett något oväntat resultat är att Scenario 2 med soloptimeringsstrategi uppvisar högre volymer delad energi jämfört med Scenario 3 med exportkapning för fallet Stad. Detta kan förklaras av att Scenario 3 tillämpar lastförflyttning kopplat till importoptimeringsstrategin snarare än soloptimering. Hade Scenario 3 konfigurerats med soloptimering som styrstrategi hade jämförelsen sannolikt uppvisat ett annat utfall.

Vad gäller områdestypen Stad är det anmärkningsvärt att de delade energivolymer uppvisar betydligt mindre variation mellan scenarierna jämfört med Ytterstad och Glesbygd. Detta indikerar att en form av tak för delningskapaciteten i Stad har nåtts, vilket kan härledas till den höga andelen el som redan egenkonsumerades inom energigemenskapen. Eftersom Scenario 1 redan visade sig kunna reducera exporten till överliggande nät i betydande utsträckning, finns begränsat utrymme för ytterligare delning i de efterföljande scenarierna. Mindre ökningar kan observeras i Scenario 2, men dessa var marginella jämfört med de ökningar som noterades i Ytterstad och Glesbygd.

Scenario	Glesbygd	Ytterstad	Stad
No sharing	0	0	0
S1 (Physical sharing)	27 595	98 057	119 360
S2 - Solar opt (15%)	33 533	117 619	119 629
S2- Import opt (15%)	27 410	97 993	118 494
S3 - kapa import (15%)	40 175	138 299	191 715
S3 - kapa export (15%)	41 488	126 656	119 088

Table 3: Jämförelse av delad energivolum (kWh/år) mellan olika områdestyper

5 Diskussion

I detta kapitel kommer resultaten från modelleringen, intervjuerna samt metodvalen att diskuteras. Diskussionen kommer följa frågeställningarna, för att på ett tydligt sätt behandla varje fråga, belysa resultaten och vad dessa resultat innebär.

5.1 Nätnytta sett till effekttopp, lastkurva, självförsörjning

Det framgick tydligt i varje energigemenskap att energidelning utan flexibilitet inte påverkade importtoppen i något av de undersökta fallen. Detta belyser en strukturell utmaning för energigemenskaper i nordliga klimat. I länder med större mängd sol på vintern hade förutsättningarna sett annorlunda ut, vilket antyder att resultaten från detta arbete inte är direkt generaliserbara till sydeuropeiska länder. För att knyta an till teorin om nätdimensionering som förklarades i kapitel 2.9 Dimensionering av nätet innebär detta att en energigemenskap utan flexibla resurser inte kan sänka sin toppplasttimme, vilket innebär att gemenskapen inte heller kan minska dimensioneringen av sin nätanslutning. För att en energigemenskap ska kunna påverka dimensioneringen av nätanslutningen krävs således att gemenskapen aktivt kan förskjuta eller begränsa sin förbrukning under de timmar då importtoppen uppstår. Energidelning bör därmed betraktas som ett komplement till, snarare än en ersättning för, flexibla resurser i arbetet mot en mer näteffektiv energigemenskap.

Resultaten för självförsörjning och självförbrukning påvisar hur känsliga energigemenskaper är för både dimensionering och medlemssammansättning. Att dimensionera installerad effekt av solceller baserat på median-hushållets förbrukning visade sig ha stor påverkan på resultaten, framför allt på energigemenskapen Stad där medlemmarnas förbrukning skiljde sig åt som mest. I efterhand kan konstateras att för liknande fall bör dimensioneringen ske mer detaljerat och mindre generellt. Mängden solceller bör få variera per kund, och de kunder som har störst nytta av solcellerna bör få prioritet att installera dessa på taken. I kommande studier rekommenderas att möjligheterna och nyttor avvägs i design-stadiet, där faktorer såsom fastigheternas tak-area, geografisk placering, orientering mot syd och kundernas förbrukning bör tas i åtanke för att få en mer representativ bild av energigemenskapen. Generellt påvisades att energigemenskaper med diversifierade medlemmar, såsom både hushåll och verksamheter, var gynnsamma sett till självförbrukning eftersom detta möjliggjorde ökad användning av egenproducerad el fler timmar om dygnet.

Lastfaktorn visade sig vara ett trubbigt verktyg för att utvärdera flexibilitetens effekt i detta sammanhang. Eftersom lastfaktorn definieras som medellast delat på maxlast, fångar den inte upp toppreduktion på ett rättvisande sätt när energidelning minskar medellasten utan att påverka maxlasten. Valet av nyckeltal styr vad som anses vara ett bra resultat, och lastfaktorn riskerar att ge en missvisande bild av scenariernas verkliga nätnytta. Framtida studier bör överväga kompletterande nyckeltal som bättre påvisar toppreduktionens effekt.

5.2 Ökad flexibilitet

Resultaten visar tydligt att valet av lastförflyttningsstrategi har stor betydelse för vilket mål som uppnås. Som syns i figur 5, figur 14 och figur 24 är effekten av lastförflyttning nära obefintlig om fel strategi används för fel mål, där import-opt inte påverkar exporttoppar och solar-opt inte påverkar importtoppar. Detta belyser både potentialen och begränsningarna med lastförflyttning. Är strategin välvald kan den leda till nätnytta, men felkonfigurerad tillför den ingenting utöver vad energidelning med endast ett parallellt DC-nät

redan åstadkommer i scenario 1. Att smidigt kunna byta strategi anses därför vara av stor vikt, eftersom de olika typerna av lastförflyttning kan användas vid olika årstider, såsom att använda import-optimering på vintern och sol-optimering på sommaren. Detta belyser också flexibiliteten som kommer med lastförflyttning, eftersom ingen ny teknik behöver införskaffas för att hantera nya typer av lastflöden. Det anses därför viktigt för framtida energigemenskaper att vara medvetna om detta, och byta strategi med årstiderna.

Lastförflyttningens förmåga att kapa exporttoppar varierar kraftigt mellan nätstationerna. För nätstation Glesbygd minskade S2 importtoppen med 5 %, medan exporttoppen inte minskade alls, vilket syns i figur 5. Anledningen framgår vid närmare undersökning av tidsfönstret runt effekttoppen, som syns närmare i figur 9. Den sista timmen med underskott inträffade sju timmar innan toppen, vilket innebär att solar-opt-logiken, med sitt fasta fönster på sex timmar, inte kunde förflytta någon last dit. Exporttoppen kvarstod därmed oförändrad och kapningen i S3 skedde uteslutande via batteriet, vilket också bekräftas av figur 6. Hade tidsfönstret tillåtits vara längre hade toppen sannolikt kunnat kapas redan i S2, utan batteri.

För nätstation Stad var situationen den motsatta. Som syns i figur 23 räckte lastförflyttningen för att kapa samtliga exporttoppar, då exporttoppen minskade med 100 % i S2, utan att batteriet behövdes. Resultatet av lastförflyttningen syns i detalj i figur 27. Detta är starkt kopplat till hur S1 presterade för denna nätstation, där majoriteten av all export redan hanterades genom kvittning inom energigemenskapen. Det noterades att Stads toppexport var betydligt lägre än topp-importen för gemenskapen, en skillnad som inte var lika påtagligt för Ytterstad och Glesbygd. Detta signalerade återigen att gemenskapen Stads dimensionering av installerad effekt haft en stor påverkan på resultatet. Med så pass lite kvarvarande export, i kombination med att underskottstimmarna låg inom det sex timmar långa tidsfönstret, kunde all export elimineras. Detta antyder att lastförflyttning kan vara ett tillräckligt verktyg i tätbebyggda energigemenskaper med gynnsamma lastprofiler, medan glesbygdsmiljöer med mer utspridda förbrukningsprofiler kan kräva kompletterande resurser som batteri.

Glesbygds sämre förutsättningar för lastförflyttning kan delvis förklaras av gemenskapens mindre storlek. Med färre medlemmar minskar sannolikheten för diversifierade konsumtionsmönster, vilket begränsar potentialen för intern energidelning och därmed även för lastförflyttning. Det faktum att inga timmar inom tidsfönstret hade underskott att flytta last ifrån antyder även att den installerade effekten i detta fall var mer väl avvägd i förhållande till gemenskapens förbrukning. Sist så ser vi effekten av det fast satta tidsfönstret på sex timmar. Hade tidsfönstret varit mer dynamiskt hade en större effekt setts i exportkapning för gemenskapen Glesbygd. Detta belyser hur olika förutsättningar måste speglas i metodvalen för optimerad styrning av en energigemenskaps flexibla resurser. Vad som fungerade väl för de andra energigemenskaperna, fungerade inte som en generell regel att följa.

Generellt syns att scenario 3, med en kombination av lastförflyttning och batteri, presterade bäst i samtliga mätningar av kapade effekttoppar. I snitt presterade S3 ungefär dubbelt så bra som S2 isolerat, vilket belyser styrkan som ett batteri bidrar med i dessa nyckeltal. Detta lyfter dock frågan om hur mycket bättre scenario 3 behöver vara för att motivera batteriinvesteringen. I de fall där lastförflyttning ensam inte räcker som för nätstation Glesbygd, utgör batteriet ett nödvändigt komplement för att nå målen att kapa gemenskapens effekttoppar. Men i fall som nätstation Stad, där lastprofilerna är mer gynnsamma för detta mål, kan lastförflyttning vara ett tillräckligt och mer kostnadseffektivt alternativ. Detta innebär att det

finns utrymme för specifika sammansättningar av kunder att bidra med samma nyttor för elnätet utan dyra investeringar, något som bör undersökas när energigemenskaper ska skapas och vilka medlemmar som ska vara med utreds.

När det kom till att undersöka flexibilitetens påverkan på nyckeltalen självförsörjning och självförbrukning syns resultaten i figur 12, figur 21 och 30. En trend som gick att urskilja är att det igen var viktigt vilken strategi av lastförflyttning för scenario 2 som användes. Sol-opt presterade bättre än import-opt för samtliga nätstationer för båda nyckeltalen. Detta var väntat, eftersom att solar-opts syfte var att förflytta last till soliga timmar, vilket ökade användandet av egenproducerad el, vilket i sin tur ökade självförbrukningen men också minskade behovet av att köpa in el från nätet andra timmar under dygnet, vilket också ökade självförsörjningen.

Det noterades även att scenario 2 påvisade högre värden av självförsörjning och självförbrukning jämfört med scenario 3 för vissa energigemenskaper, vilket exempelvis syns i figur 21. Skillnaden är marginell men förvånande. Anledningen förklaras av att Scenario 3 använder sig av lastförflyttning kopplad till import-optimeringsstrategin, vilket för dessa nyckeltal inte presterade lika väl. Detta innebär att skillnaden om en annan lastförflyttningsstrategi hade använts i kombination med batteriet skulle blivit större och scenario 3 troligtvis hade ökat i båda nyckeltalen.

5.3 Diskussion av intervjuresultat

I intervjuerna med Ingenjör 1, Ingenjör 2 och Ingenjör 3 från de olika elnätsbolagen framkom det att virtuell och fysisk delning i många fall har samma effekt ur nätstationens perspektiv, eftersom elnätet redan idag förlitar sig på fysisk delning mellan olika hus. Den stora skillnaden mellan delningssätten ligger därför inte i hur elen flödar, utan i hur den mäts, avräknas och faktureras. Det lyftes dock att fysisk delning via ett parallellt nät kan avlasta svaga LSP-kablar på ett sätt som virtuell delning inte kan. Detta resultat kunde inte påvisas i modelleringen eftersom nätstationen utgjorde observationsplats enligt figur 4 och 3, där skillnaden mellan fallen utan och med parallella nät inte kunde påvisas. Resultatet är intressant, eftersom det känns intuitivt att extra infrastruktur skulle bidra med mer avlastning och ökad nytta, vilket alltså inte stämmer i alla fall. Så länge en energigemenskap kan matcha lokal produktion med konsumtion, vilket kan ske genom medvetna medlemmar som väljer att flytta sin last snarare än enbart via teknisk styrning, kan virtuella energigemenskaper bidra med nätnytta utan investeringar i ny infrastruktur. Om energigemenskaper inte nödvändigtvis kräver dyra investeringar, kan detta öka antalet energigemenskaper som potentiellt kan bidra med systemnyttor såsom kapade effektoppar.

Det ska dock lyftas att detta hade krävt stor samordning mellan medlemmarna, och att alla områden inte skulle ha samma förutsättningar att effektivt driva en energigemenskap. Stor samordning kräver tid och kunskap, vilket kan skapa sociala barriärer där vissa områden gynnas mer än andra. Detta gäller i ännu högre grad för fysiska energigemenskaper, där investeringar i ny infrastruktur kan innebära stora kostnader. Detta riskerar att skapa klyftor mellan dem som har resurser att delta och dem som inte har det, vilket i förlängningen skulle kunna leda till att tillgången till billigare el blir ojämnt fördelad i samhället.

I frågan om energidelning kan bidra till att en energigemenskap kan installera mer solceller råder det fortfarande osäkerheter kring ett definitivt svar. Ingenjör 3s spontana reaktion att det förmodligen inte kan bidra till mer solceller nyanserades under intervjuens gång. Diversifiering inom gemenskapen, där vissa medlemmar

har solceller medan andra inte har det, kan öka möjligheten till självkonsumtion och därmed möjliggöra mer solceller under nästationen. Problem uppstår dock om allt fler medlemmar installerar solceller, eftersom sammanlagringen som tidigare funnits naturligt i nätet försvinner. Vid soliga dagar kommer alla att exportera samtidigt, ingen kommer kunna ta emot energin, och all el exporteras till det överliggande nätet, vilket kan leda till kapacitetsproblem och hög belastning på transformatorn. Detta pekar på att energidelning i sig inte är tillräckligt för att möjliggöra en obegränsad ökning av solcellsinstallationer, något som bekräftas av intervjupersonerna och av modelleringen, där kvittningen i vissa fall endast bidrog med små reduceringar i export. Den verkliga flaskhalsen är inte hur elen delas eller faktureras, utan den grundläggande missanpassningen mellan produktion och konsumtion. För att energigemenskaper ska kunna bidra med nätnytta i takt med ökad solcellspenetration behöver delningen därför kombineras med flexibilitet, exempelvis batterilagring eller aktiv laststyrning, för att hantera överskottsproduktionen lokalt, något som också bekräftades av modellen. Utan sådana komplement riskerar energigemenskapens potentiella nätnytta att minska i takt med att fler medlemmar installerar solceller, vilket är en viktig begränsning att ta hänsyn till vid utformningen av framtida energigemenskaper.

Ingenjör 1:s observation att näten i många städer redan är väldimensionerade för att hantera ökad solcellspenetration väcker en viktig fråga: är ett parallellt DC-nät överhuvudtaget nödvändigt i de flesta fall? Om andelen platser där kapacitetsproblem faktiskt uppstår till följd av ökad solcellsinstallation är så liten som intervjuerna antyder, riskerar de potentiella nätnyttorna med ett parallellt nät att vara överskattade i ett generellt sammanhang. Det må vara sant att fysisk delning via ett parallellt DC-nät kan avlasta svaga lågspänningskablar och därmed möjliggöra en ökad mängd solceller lokalt, men detta gäller endast i de specifika fall där sådana flaskhalsar faktiskt existerar. I de fall där nätet redan klarar belastningen tillför ett parallellt nät ingen faktisk nätnytta, utan utgör enbart en kostnad. Det är därför viktigt att understryka att resultaten från detta arbete inte är direkt generaliserbara. De bygger på lokala lastprofiler och specifika nättopologier, och slutsatser om nätnytta måste värderas i varje specifikt sammanhang. Varje energigemenskap behöver utredas individuellt för att avgöra om ett parallellt nät är motiverat, eller om virtuell delning i kombination med flexibilitet är ett tillräckligt och mer kostnadseffektivt alternativ. Att resultaten inte är generaliserbara understryker samtidigt varför den kvalitativa ansatsen var nödvändig, då en kvantitativ modell hade krävt specifik data för varje enskild nättopologi och gemenskap, vilket inte varit möjligt inom denna studie.

5.4 Delad energi

I tabell 3 noterades att mängden delad energi i gemenskapen är kopplat till gemenskapens storlek, användarnas konsumtionsmönster och val av strategi för att styra gemenskapens flexibla resurser. Vid närmare analys av nyckeltalet delad energi är det relevant att beakta de ekonomiska förutsättningarna och incitamenten för energigemenskaper, även om detta inte utgör en del av huvudanalysen i detta arbete. Varje kWh som delas internt inom energigemenskapen motsvarar en kWh som inte behöver importeras från det överliggande nätet. Under förutsättning att denna el även befrias från skatter och avgifter, exempelvis genom ett icke-koncessionspliktigt nät eller förändrade regelverk för virtuell delning, innebär detta betydande kostnadsbesparingar för gemenskapens medlemmar. Dessa besparingar skulle i sin tur kunna återinvesteras i exempelvis batterilagring eller andra typer av flexibla resurser.

Det bör understrykas att en energigemenskap inte per definition genererar nyttor för elnätet i stort. Det som däremot kan bidra med sådana nyttor är flexibla resurser, vilka möjliggör ett mer effektivt utnyttjande av

elnätet. Om energigemenskaper tillåts skattelättnader eller på annat vis reducerade nätavgifter, skapas ett ekonomiskt utrymme för investering i flexibla resurser som i förlängningen kan generera systemnytta. Detta vore även av intresse för nätägare, som potentiellt skulle kunna nyttja gemenskapen som ett virtuellt kraftverk. Genom att kollektivt styra gemenskapens flexibla resurser, samt skapa en plattform för samverkan mellan både grannar och elnätsbolag, kan elnätsbolagen och energigemenskaper sluta avtal där elnätsbolagen får stöttning i form av flexibilitet och stabilitet, samtidigt som energigemenskaper får ekonomisk kompensation för att bistå med dessa tjänster. En central förutsättning för detta resonemang är dock att de ekonomiska besparingar som gemenskapen tilldelas faktiskt återinvesteras i flexibla resurser, snarare än att uteslutande gynna medlemmarna i form av sänkta kostnader. Utan denna förutsättning bedöms det svårt att motivera nätbolagen att acceptera skattebefriad el som en fördelaktig lösning ur ett systemperspektiv.

5.5 Metod-diskussion

Fast installerad effekt per kund trots olika energianvändning

I denna studie valdes det att varje kund med solceller skulle tilldelas en fast kWp installerad trots att kunderna hade olika mängd energiförbrukning per år. I verkligheten så hade en energigemenskap troligtvis installerat solceller på sina egna hustak kopplade till sin egen förbrukning och inte medianen för sina grannar. Valet resulterade i att vissa kunder, exempelvis i gemenskapen Stad, fick en underdimensionerad solcellsanläggning och väldigt lite nytta till följd av detta. Att basera installerad effekt som ett snitt på varje kunds energianvändning i gemenskapen visade sig också ha sina bekymmer. Snittet i exempelvis gemenskapen Stad var högre än för Ytterstad, på grund av de verksamheter som låg under nätstationen. Att dimensionera lägenheternas solcellsanläggningar baserat på några få kunder med mycket hög energianvändning ansågs inte verklighetsförankrat. I kommande studier hade varje hus och kund behövs utvärderas individuellt, solcellsanläggningen dimensionerats utefter behov och förmåga, och fördelats på ett mer specifikt sätt för att bättre spegla hur produktion och konsumtionsmönster i gemenskapen egentligen skulle se ut om en energigemenskap bildades. Detsamma gäller för antagandet att solcellsproduktionen baserades på samma geografiska plats. I verkligheten ligger nätstationerna på olika platser med olika förutsättningar för solceller, något som också hade behövs utvärderas närmare om en korrekt bild ska återges. Antagandet är en förenkling, men ansågs rimligt sett till mängden soltimmar, platsens longitud mm.

Tröskelstrategi med batteriet

Valet att använda en tröskel för att bestämma när batteriet skulle ladda och ladda ur baserade på fokuset som frågeställningarna ställde på toppkapning och inte endast effektkapning. Att tillåta batteriet att ladda eller ladda ur baserat på om gemenskapen aggregerat importerade eller exporterade hade tillåtit att batteriet minskade lastflödet vid dessa tillfällen, och förmodligen vid mycket fler tillfällen än endast vid särskilt höga effektföden. Fokuset låg dock på att kapa effekttopparna, eftersom dessa ofta ses som den dimensionerande faktorn när elnätet byggs. Kan mindre toppar garanteras, kan kabeltjockleken minskas, vilket leder till sparade kostnader för elnätsbolagen och mer resurseffektivt användande av till exempel koppar som nu behöver brytas i mindre mängder. Detta kan ses tydligt i figur 11, 19 och 28, där den största skillnaden mellan de olika scenariona sker vid höga laster, medans det i mitten ser mycket mer lika ut.

Att tillåta batteriet att ladda från elnätet vid låga laster var ett designval som gjordes för att säkerställa att batteriet kunde kapa importtopparna på vintern. Skulle batteriet tillåtas att endast ladda från gemenskapens solceller och alltid ladda ur vid importbehov, skulle batteriet säkerligen vara tomt när importtoppen kom,

vilket skulle innebära att topparna skulle förbli desamma som tidigare. Detta syns tydligt i exempelvis figur 25. I verkligheten är det oklart att en sådan strategi i skulle användas, eftersom batteriet vid vissa timmar ökar lasten och därför kostnaden för gemenskapen. Sådan styrning är ofta känslig för konsumenter som gärna ser sig betala så lite som möjligt, och risk finns att en strategi som ökar kostnaden skulle sticka i ögonen på vissa medlemmar. Med nya reformer om prissättning på elhandel, som exempelvis effekttariffer, kan denna styrning kanske komma att öka i popularitet, eftersom att man i så fall skulle få ekonomisk ersättning för att hålla nere sina effektkurvor.

Batteriets storlek

För denna analys så valdes det att dimensionera batteriet baserat på gemenskapens topplasttimme. I denna analys ignorerades även ekonomiska aspekter som avkastning och avräkning med mera. Detta innebär att batteristorleken skulle kunna ökas, eftersom ekonomin inte spelade någon roll. Ett större batteri hade kunnat kapa effekttopparna i större utsträckning, vilket skulle ge resultaten en mer positiv framtoneing och visa på stora möjligheter för energigemenskaper att bidra med nyttor till nätet. Eftersom att det är viktigt att komma ihåg att ekonomi är något som i praktiken kommer att spela en stor roll för en energigemenskap, valdes dock ett mindre batteri. Resultaten ämnar inte åt att perfekt återspegla ett tekniskt system, men ska inte heller överdrivas för att framhäva en poäng som kan vara svår att realisera.

Basfallets utformning

I detta arbete jämfördes de adderades en ny flexibel resurs per scenario, för att jämföra hur dessa påverkade de valde nyckeltalen. Basfallet scenario 0, definierades som ett fall utan delning, där det saknades en intern fysisk nätstruktur som kvittar flödena. Detta led i sin tur till att transformatorbelastningen modellerades som summan av samtliga kunders individuella import- och exportflöden, vilket ger en högre aggregerad belastning än i de fysiska scenarierna. Som tidigare beskrivet i definitionerna av de olika scenarierna så sker intern matchning redan i praktiken om kunderna är elektriskt sammankopplade under nätstationen. Detta lyfter frågan om vilket scenario som ska vara basfallet, scenario 0 eller scenario 1? Eftersom modellen ser lastflödena endast från nätstationens perspektiv, syns ingen skillnad mellan en gemenskap som har fysisk delning via ett parallellt likströmsnät och en gemenskap som är elektriskt sammankopplade enligt dagens standard för lågspänningsnät. Det är därmed även rimligt att betrakta scenario 1 som ett referensscenario, då detta återspeglar det faktiska driftsförhållandet under normala omständigheter. Valet att inkludera scenario 0 motiverades av ambitionen att tydliggöra den effekt som balansen mellan lokal produktion och konsumtion har på elnätet, då detta utgör en grundläggande förutsättning för tolkningen av de övriga scenarierna

5.6 Lastförflyttning genom förändrat användarbeteende

Hur lastförflyttningen i de olika gemenskaperna ska utföras har inte klarlagts i denna rapporten. Som diskuterades i kapitel 2.8 Virtuella kraftverk finns möjlighet att styra laster med mjukvara såsom Energy Management Systems, moderna styrsystem och AI. Det finns dock alternativ, såsom mänskligt engagemang från medlemmarna i energigemenskapen. Lastförflyttning i sig kan låta komplext och något som i praktiken kan vara svårt att uppnå, eftersom det krävs uppkopplad teknik som kan svara på styrsignaler från elnätsbolagen, samarbetsvilja och samtycke från kunderna i energigemenskapen och standardiserade protokoll för kommunikation. Lastförflyttning kan dock ske genom engagemang från energigemenskapens medlemmar, som samordnar sig för att på bästa sätt stötta elnätet som beskrivet i kapitel 2.8 Virtuella kraftverk att energigemenskaper skapar en plattform för att samordna en grupp och informera allmänheten lyfts av Ingenjör 2 som en av

de nyttorna som energigemenskaper kan bidra med i elnätet, oavsett om de är använder virtuell eller fysisk delning. Något som är intressant är att detta inte kräver någon ny teknik som batterilager eller en aggregator, utan kan uppnås endast med tydlig information och en vilja från konsumenter att påverka. Detta bör lyftas som en styrka och kan tjäna som inspiration för framtida energigemenskaper. En sådan utveckling skapar potentiellt förutsättningar för ett mer medvetet konsumentbeteende, samtidigt som det ger elnätsbolagen en tydligare och mer väldefinierad motpart i dialogen kring nätplanering och kapacitetsutnyttjande.

6 Slutsats

I detta kapitel kommer arbetets frågeställningar kopplas till resultaten. Frågeställningarna kommer att besvaras en i taget för att på ett tydligt sätt framföra vad arbetet har kommit fram till.

Hur skiljer sig virtuell avräkning och fysisk delning från varandra ur ett nätperspektiv?

Virtuell och fysisk delning har samma effekt på transformatorn, eftersom det med dagens uppbyggnad av lågspänningsnätet redan sker fysisk delning via det befintliga nätet. Detta innebär att fysisk delning inte bidrar med avlastning av transformatorn, om all energidelning sker under samma nätstation. Fysisk delning via ett parallellt likströmsnät kan bidra med att avlasta nätet vid lokala flaskhalsar i matarkablar under nätstationen på ett sätt som virtuell delning inte kan, vid en strategiskt vald placering. I dagsläget skiljer sig de ekonomiska incitamenten för fysisk och virtuell delning åt, där el delad via parallella nät är befriad från elnätskostnader och skatter.

Kan en energigemenskap bidra med nätnytta sett till: kapad effekttopp, ökad solcellsinstallation, jämnare lastkurva, ökad självförsörjning?

Energigemenskaper som använder sig av energidelning kan inte bidra med att sänka sin toppplasttimme utan befintliga flexibla resurser. Energigemenskaper kan vid vissa förutsättningar sänka sin topp-export, genom att öka egenkonsumeringen av el under nätstationen. Energigemenskaper kan bidra med att öka självförsörjningen genom energidelning under soliga dagar. I frågan om energigemenskaper kan bidra med ökad solcellsinstallation kan inte fastställas generellt, eftersom detta starkt är kopplat till specifik nättopologi, kund-sammansättning, placering av solceller och eventuella flaskhalsar i underliggande nät.

Hur bidrar successivt ökad flexibilitet, från lastflyttning till batterilager, till nätnytta i en energigemenskap?

Ökad flexibilitet gav i alla nyckeltal en förbättring gentemot basfallet. Nivån av flexibilitet som krävdes varierade dock mellan gemenskaperna, vilket antyder att prestandan för dessa resurser påverkas av en rad andra faktorer. Scenariot med batterilager presterade bäst i alla nyckeltal, vilket kan antyda att batteri är ett nödvändigt komplement för energigemenskaper som siktar till att bidra med mer nätnytta. För vissa nyckeltal och gemenskaper presterade lastförflyttning väl. Dess potential bör därför utredas vidare av framtida energigemenskaper, för att fastställa i vilken mån lastförflyttning kan minska behovet av batteri, eller reducera storleken på ett eventuellt sådant.

Hur stor är potentialen för energidelning givet befintliga konsumtionsmönster och tillgängliga flexresurser?

Potentialen för energidelning inom en energigemenskap beror på flera olika faktorer, såsom gemenskapen storlek, installerade effekt, medlemssammansättning och befintliga flexibla resurser. Det framgår tydligt att gemenskapen Stad delade mest energi, detta av flera olika anledningar. Stad hade mest installerad effekt, hade störst spridning i kundfördelning och var störst sett till antalet medlemmar. Dessa faktorer spelade stor roll för att öka mängden delad energi. Lastförflyttning mot soliga timmar påvisade en ökning i mängden delad energi, medans lastförflyttning för att kapa importtoppar påverkade mängden delade energi negativt. Mest energi kunde delas om gemenskaperna hade tillgång till ett batteri. Hur delad energi definierades visade sig ha stor påverkan på slutliga resultatet. Vid hög självförbrukning nådde gemenskapen Stad ett tak för

mängden delad energi. Till skillnad från de övriga gemenskaperna gav ökad flexibilitet därför ett relativt litet tillskott av delad energi.

Sammantaget visar arbetet att energigemenskapers potential att bidra med nätnytta är starkt kontextberoende, men att ökad flexibilitet konsekvent förbättrar prestandan oavsett gemenskapens förutsättningar.

Framtida studier inom ämnet energigemenskaper behövs för att klargöra dess påverkan på samhället i stort. Denna studien har endast fokuserat på elnätet, men energigemenskaper är ett bredare begrepp som når mycket längre än så. Vidare studier om energigemenskapers medlemmar lyckas minska sina effektoppar mer än områden där ingen gemenskap har etablerats hade varit intressant, för att se hur väl samordning och kommunikation fungerar när en energigemenskap fungerar som plattform för grannskapet att diskutera energi.

Hade studien fått fortgå hade både analyser och simuleringar för lågspänningsnät på kabelnivå utvecklats, för att undersöka skillnaden mellan virtuell delning och fysisk delning på en annan nivå än från nätstationen. Ett eller flera fall av hur parallella nät påverkar lastflödena skulle kunna bidra till att besvara frågan om energigemenskaper kan installera mer solceller än områden där ingen gemenskap är etablerad.

Framtida studier hade kunnat titta närmare på hur villkorade avtal kan användas som flexibilitet, för att se hur en energigemenskap kan stötta elnätet på andra sätt än de som undersöktes i denna rapport.

References

1. Ekman K. Högsta majpriset på el sedan krisåret 2022. 2026. <https://www.svt.se/nyheter/ekonomi/hogsta-majpriset-pa-el-sedan-krisaret-2022> [Accessed on: 2026 May 27]
2. Brandt D et al. Framtidens elnät börjar i kvarteret – nu är det dags för energigemenskaper. 2026. <https://www.nyteknik.se/debatt/framtidens-elnaet-boerjar-i-kvarteret-nu-aer-det-dags-foer-energigemenskaper/4430027> [Accessed on: 2026 May 27]
3. Nygren F. Så påverkas svenska elmarknaden av Ukrainakriget. 2022. <https://www.tn.se/naringsliv/14715/forskare-sa-paverkas-svenska-elmarknaden-av-ukrainakriget/> [Accessed on: 2026 May 26]
4. Lejestränd A. Effekttariffer - varför då? 2025. <https://www.energiforetagen.se/energifakta/elsystemet/elnatet--distribution-av-el/effekttariffstariffer/> [Accessed on: 2026 May 27]
5. Borglund A. Så kan energigemenskaper stärka omställningen. 2024. <https://www.energi.se/artiklar/2024/augusti-2024/sa-kan-energigemenskaper-starka-omstallningen/> [Accessed on: 2026 May 26]
6. Wickström J. I Brunnshög testas mikronät med internetlogik. 2025. <https://www.energi.se/artiklar/2025/juni-2025/I-brunnshog-testas-mikronat-med-internetlogik/> [Accessed on: 2026 May 27]
7. RISE. Så blev energidelning möjlig för futuristiska stadsdelen Tamarinden. <https://www.ri.se/sv/berattelse/sa-blev-energidelnig-mojlig-for-futuristiska-stadsdelen-tamarinden> [Accessed on: 2026 May 27]
8. Power Circle. Energigemenskaper som stöttar elnätet. <https://powercircle.org/energigemenskaper-som-stottar-elnatet/> [Accessed on: 2026 May 26]
9. Energimarknadsinspektionen. Flexibilitet i elsystemet. 2025. <https://ei.se/bransch/flexibilitet-i-elsystemet> [Accessed on: 2026 May 31]
10. Power Circle. Vad är flexibilitet? Tech. rep. Power Circle, 2024. <https://powercircle.org/vad-ar-flexibilitet.pdf>
11. Nilsson A. Flexibilitet i energisystemet. 2025. <https://www.energimyndigheten.se/energisystem-och-analys/energisystem-och-analys/flexibilitet-i-energisystemet/> [Accessed on: 2026 May 31]
12. HemSol. Solceller till en bostadsrättsförening. <https://hemsol.se/solceller/brf-bostadsrattsforening/> [Accessed on: 2026 May 25]
13. Energimyndigheten. Så undersöker du förutsättningarna för solel. <https://www.energimyndigheten.se/effektiv-energianvandning/guider/solelportalen/har-mitt-hus-ratt-forutsattningar/sa-undersoker-du-forutsattningarna/> [Accessed on: 2026 Apr 29]
14. Solar Power World Online. What's a good value for kWh/kWp? An overview of specific yield. 2017. <https://www.solarpowerworldonline.com/2017/08/specific-yield-overview/> [Accessed on: 2026 Apr 29]
15. Energimyndigheten. Energigemenskaper för ett mer robust energisystem. 2026. <https://www.energimyndigheten.se/energisystem-och-analys/energisystem-och-analys/energigemenskaper-en-viktig-del-av-framtidens-energisystem/> [Accessed on: 2026 May 25]
16. PowerCircle. Vad är en energigemenskap. Tech. rep. Power Circle, 2026. https://powercircle.org/vad_ar_en_energigemenskap.pdf

17. Sveriges Energigemenskaper. Vad är en energigemenskap. <https://www.sverigesenergigemenskaper.se/energigemenskap> [Accessed on: 2026 May 25]
18. Morén, G., Upphagen, M., Carlén, A., Nässén, P. Tedebrand, L. Energidelning. Tech. rep. Energimarknadsinspektionen, 2025. <https://ei.se/download/18.7d378150193deb65c61181ac/1737382889566/Energidelning-Ei-R2025-01.pdf>
19. Norddqvist A and Thörnell E. Energigemenskaper - Vad är det och hur kommer det påverka Jämtkraft Elnät? Tech. rep. Jämtkraft, 2023. https://www.jamtkraft.se/WT/documents/288/Energigemenskap_Extern_publ.pdf
20. PhoenixContact. Likströmsnät inom industrin. <https://www.phoenixcontact.com/sv-se/industrier/likstromsnat> [Accessed on: 2026 Apr 29]
21. Öljemark J. Hur fungerar kraftnätet? 2025. https://www.ekonomifakta.se/sakomraden/energi/om-energi/hur-fungerar-kraftnattet_1211907.html [Accessed on: 2026 May 25]
22. Energimarknadsbyrån. Elens väg. 2026. <https://www.energimarknadsbyran.se/el/elmarknaden/det-svenska-elnetet/elens-vag/> [Accessed on: 2026 May 25]
23. Boverket. Elnätets uppbyggnad. 2023. <https://www.boverket.se/sv/PBL-kunskapsbanken/detaljplan/lamplighetsbedomning/elnet/uppbyggnad/> [Accessed on: 2026 May 25]
24. Vattenfall. Elnätets uppbyggnad. <https://www.vattenfalleldistribution.se/var-verksamhet/om-elnetet/elnetets-uppbyggnad/> [Accessed on: 2026 May 25]
25. Schultz C von. Solceller stressar elnätet – ny transformator minskar risk för skadad elektronik. 2026. <https://www.nyteknik.se/energi/solceller-stressar-elnaetet-ny-transformator-minskar-risk-foer-skadad-elektronik/4463349> [Accessed on: 2026 May 27]
26. Tahir S. Distribuerad genererings påverkan på dimensionering och planering av lågspänningsnätet i Halmstad. Examensarbete. Chalmers tekniska högskola, 2016
27. Isacsson Boyd C and Petersson R. Voltage Control with D-STATCOM to Enable Increased Solar Power in Low Voltage Networks. Tech. rep. Lunds tekniska högskola, 2025. <https://lup.lub.lu.se/student-papers/search/publication/9204752>
28. Augustini E and Pernefors E. Metoder för kapacitetsbedömning - En potentialstudie för effektivt nätutnyttjande. Examensarbete. Lunds Tekniska Högskola, 2025
29. Akinyemi AS. Analysis of voltage rise phenomena in electrical power network with high concentration of renewable distributed generations. Tech. rep. Durban University of Technology, 2022. <https://pmc.ncbi.nlm.nih.gov/articles/PMC9098646/>
30. Schneider Electric. Why is the Transformer Rating in kVA Instead of kW. 2024. <https://eshop.se.com/in/blog/post/why-is-the-transformer-rating-in-kva-instead-of-kw.html> [Accessed on: 2026 May 25]
31. Schneider Electric. What are transformers. <https://www.se.com/us/en/work/featured-articles/what-is-a-transformer/> [Accessed on: 2026 May 25]
32. EE Power. Transformer power factor and impedance. <https://eepower.com/technical-articles/transformer-power-factor-and-impedance/> [Accessed on: 2026 May 25]
33. Tesla. What is a virtual power plant. 2021. <https://www.tesla.com/learn/what-is-a-virtual-power-plant> [Accessed on: 2026 May 27]
34. Sawilam M and Kizilkaya B. Impact of Virtual Power Plants on grid stability and renewable energy integration in smart cities using IoT. Tech. rep. James Watt School of Engineering, University of Glasgow, 2025. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484725001350>

35. Martin L and Brehm K. Clean Energy 101 - Virtual Power Plants. 2023. <https://rmi.org/clean-energy-101-virtual-power-plants/> [Accessed on: 2026 May 27]
36. Ingvarsson O. Hur dimensionerar vi framtidens elnät? Examensarbete. Lunds Tekniska Högskola, 2017
37. Kurklu N. Dimensionering av lågspänningsområde. Kandidatuppsats. Umeå Universitet, 2023
38. Ingvarsson O. Hur dimensionerar vi framtidens elnät? Fallstudie med avseende på e-mobilitet. Examensarbete. Lunds Tekniska Högskola, 2017
39. Ellevio. Ny prismodell för lägenheter – lägre kostnader när fler delar på elnätet. 2025. <https://www.ellevio.se/nyheter/nyheter/ny-prismodell-for-lagenheter--lagre-kostnader-nar-fler-delar-pa-elnatet/> [Accessed on: 2026 May 25]
40. Svensson A and Madjidian D. Koordinerad spänningsreglering i nät med distribuerad produktion. Tech. rep. Energiforsk, 2021. <https://energiforsk.se/media/31176/koordinerad-spänningsreglering-i-nat-med-distribuerad-produktion-energiforskrapport-2021-808.pdf>
41. Mulenga E. Limits set by component loadability on solar power integration in distribution networks. Tech. rep. Luleå University of Technology, 2022. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S037877962200181X>
42. Mehta P and Tiefenbeck V. Limits set by component loadability on solar power integration in distribution networks. Tech. rep. Universität Erlangen-Nürnberg, 2022. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2210670722004917>
43. Energimarknadsbyrån. Normal elförbrukning och elkostnad för lägenhet. 2026. <https://www.energimarknadsbyran.se/el/dina-elavtal-och-kostnader/elhandelsavtalet/elforbrukning/normal-elforbrukning-och-elkostnad-for-lagenhet/> [Accessed on: 2026 May 25]
44. Energimarknadsbyrån. Normal elförbrukning och elkostnad för en villa. 2026. <https://www.energimarknadsbyran.se/el/dina-elavtal-och-kostnader/elhandelsavtalet/elforbrukning/normal-elforbrukning-och-elkostnad-for-villa/> [Accessed on: 2026 May 25]
45. LKF. Spadtag för EnergyNet - LKFs hyresgäster i en världsunik energisatsning. <https://www.lkf.se/artikel/spadtag-for-energynet-lkfs-hyresgaster-i-en-varldsunik-energisatsning> [Accessed on: 2026 May 25]
46. Solcellsvalet. Jämför priser på solceller. <https://www.solcellsvalet.se/blank> [Accessed on: 2026 May 25]
47. Padovani F, Thakur J, and Laumert B. D1.3 Techno-economic analysis. Tech. rep. RISE, 2024. https://www.ri.se/sites/default/files/2024-12/D1.3%20Techno-economic%20analysis_0.pdf
48. Griffiths D. Introduction to Electrodynamics. 5th ed. Cambridge: Cambridge University Press, 2023
49. Turesson J and Linderfalk J. Effektfullt gemenskap. Examensarbete. Lunds tekniska högskola, 2025

Appendix A

6.7 Känslighetsanalys Glesbygd

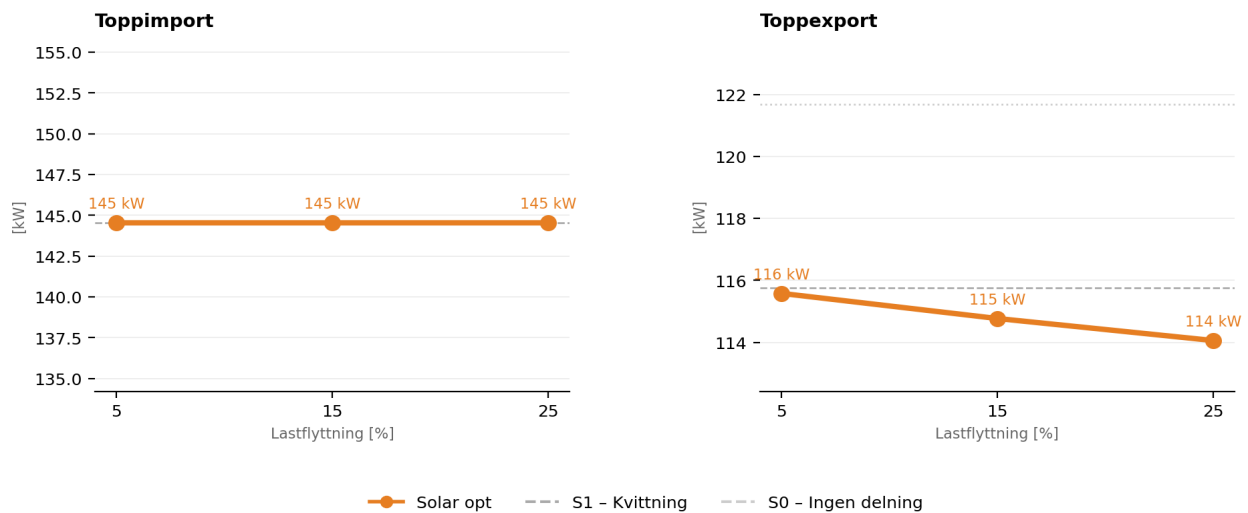


Figure 32: Känslighetsanalys solar-opt Glesbygd effekttoppar

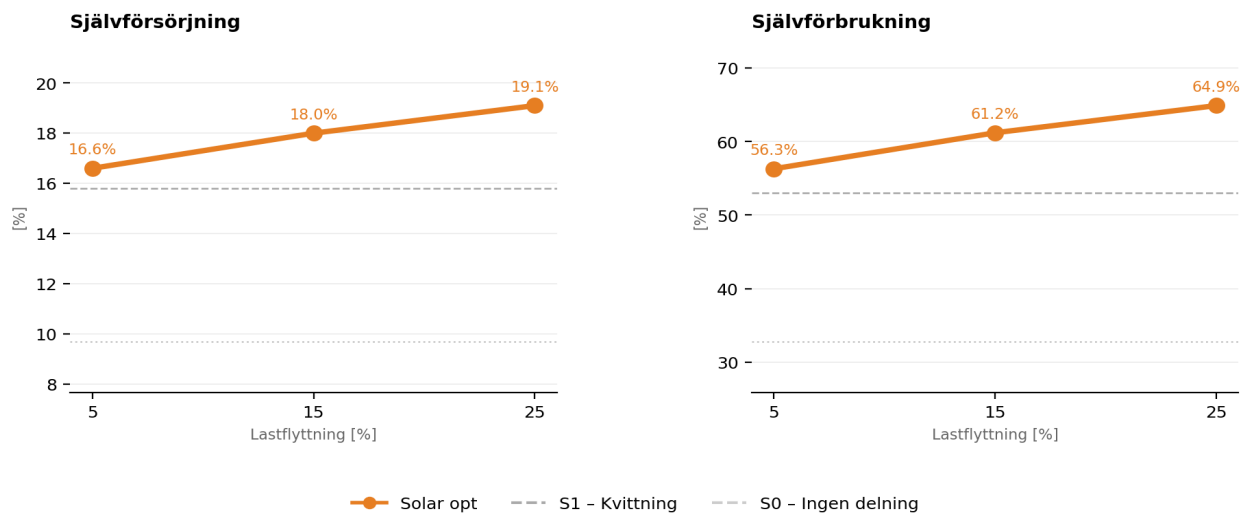


Figure 33: Känslighetsanalys solar-opt Glesbygd självförbrukning

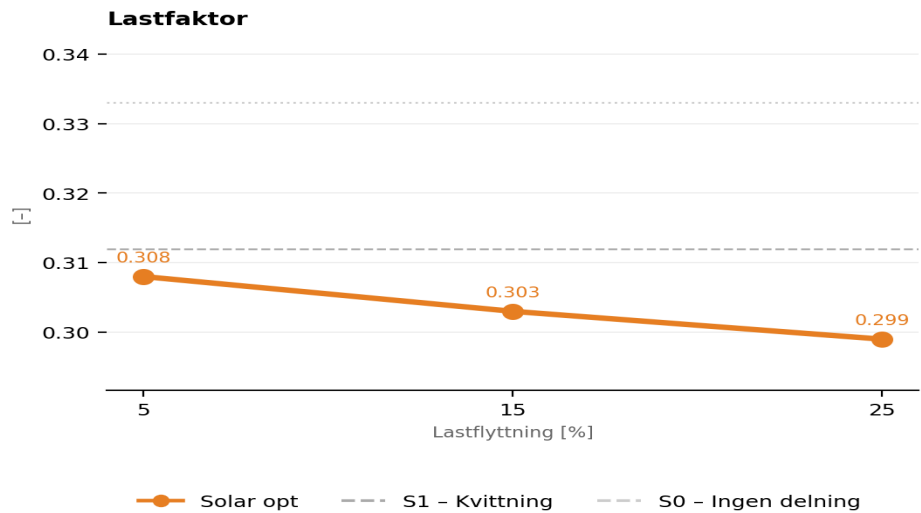


Figure 34: Känslighetsanalys solar-opt Glesbygd lastfaktor

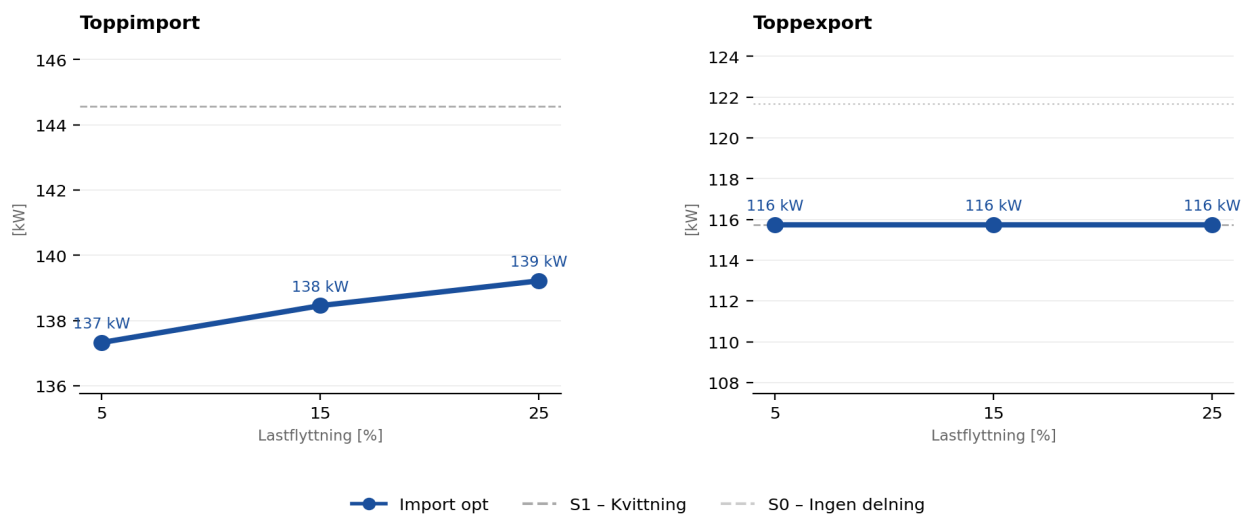


Figure 35: Känslighetsanalys import-opt Glesbygd effekttoppar

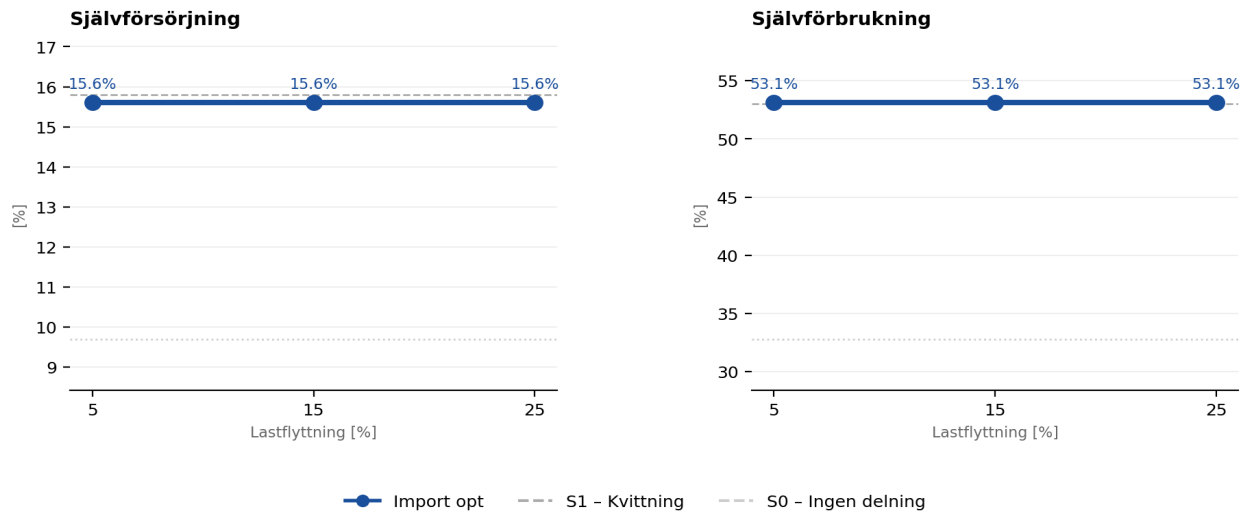


Figure 36: Känslighetsanalys import-opt Glesbygd självförbrukning

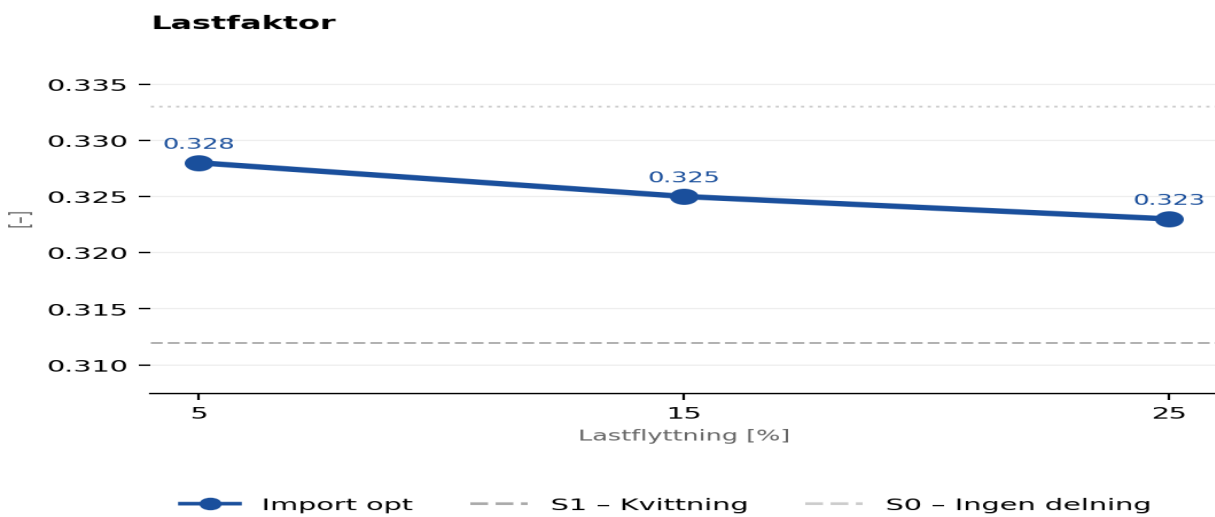


Figure 37: Känslighetsanalys import-opt Glesbygd lastfaktor

6.8 Känslighetsanalys Ytterstad

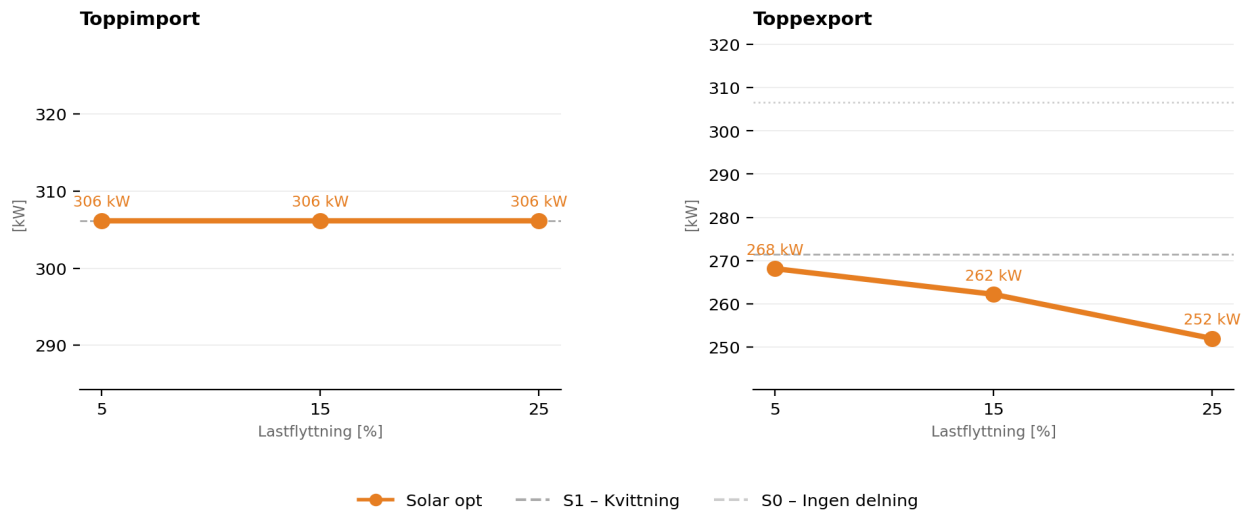


Figure 38: Känslighetsanalys solar-opt Ytterstad effekttoppar

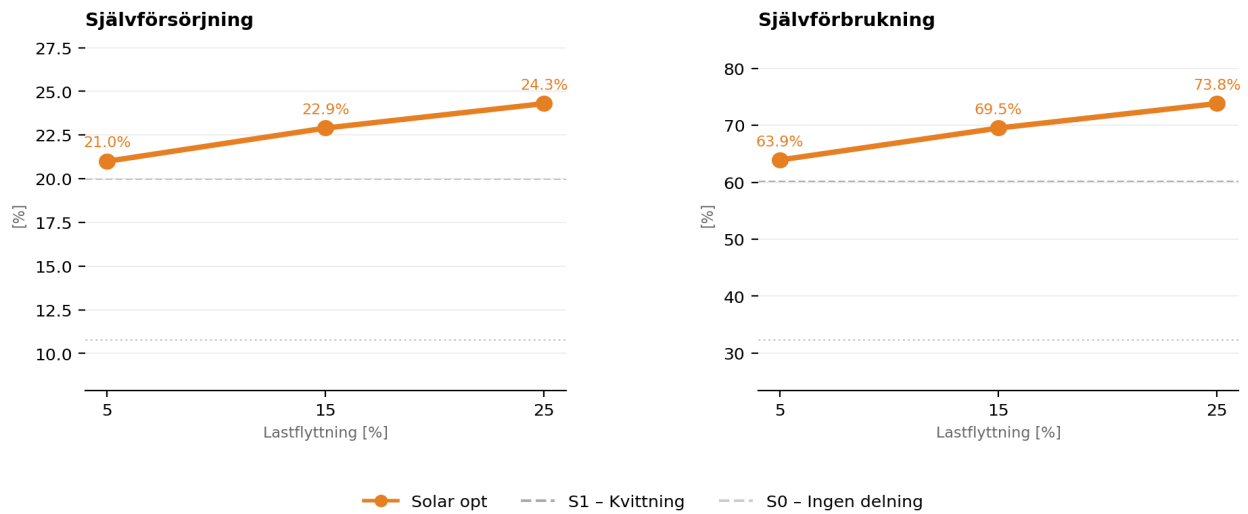


Figure 39: Känslighetsanalys solar-opt Ytterstad självförbrukning

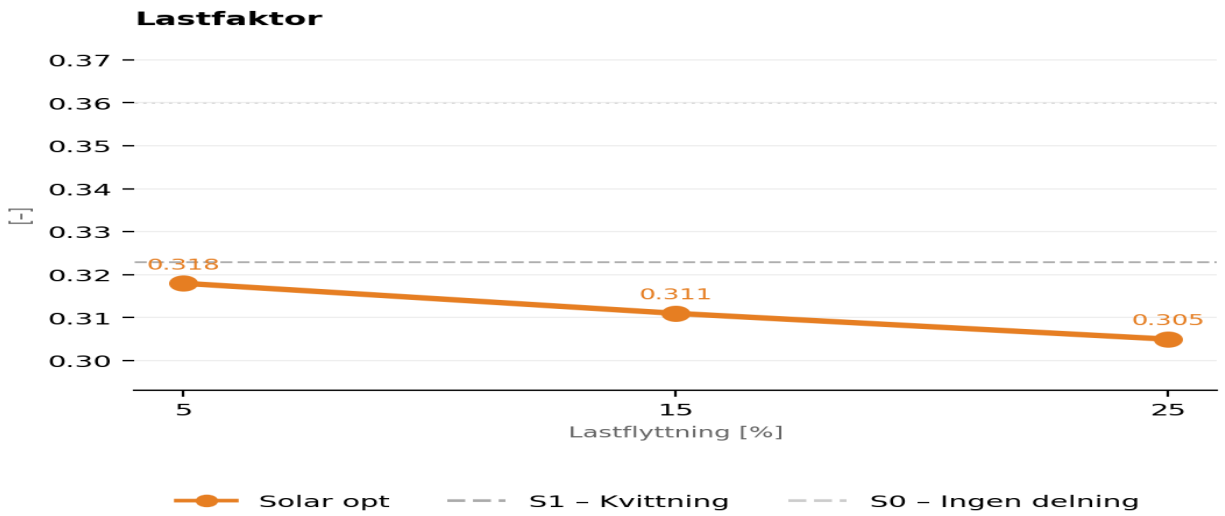


Figure 40: Känslighetsanalys solar-opt Ytterstad lastfaktor

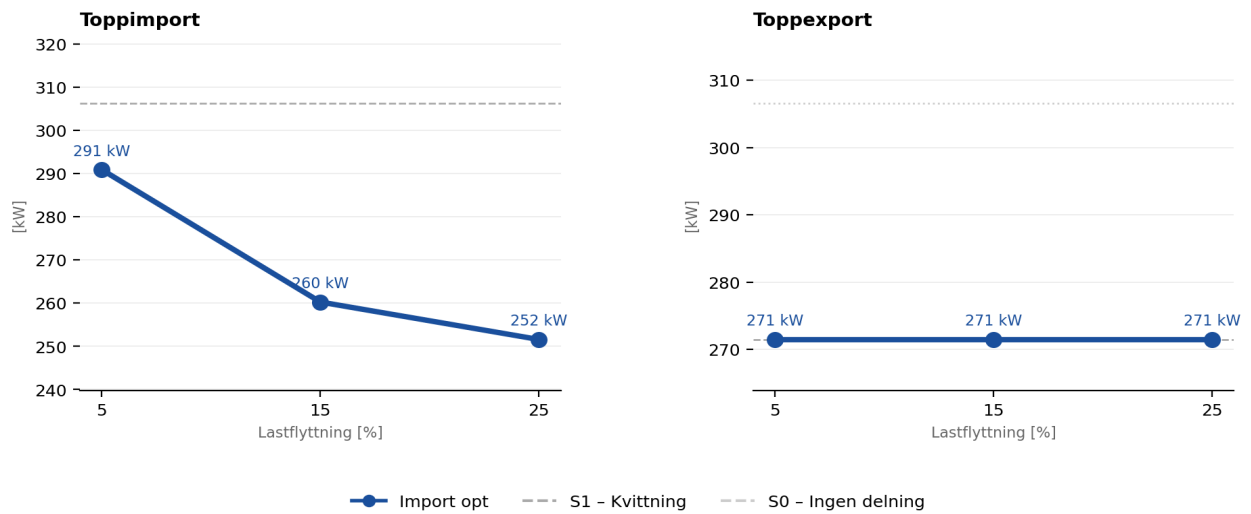


Figure 41: Känslighetsanalys import-opt Ytterstad effekttoppar

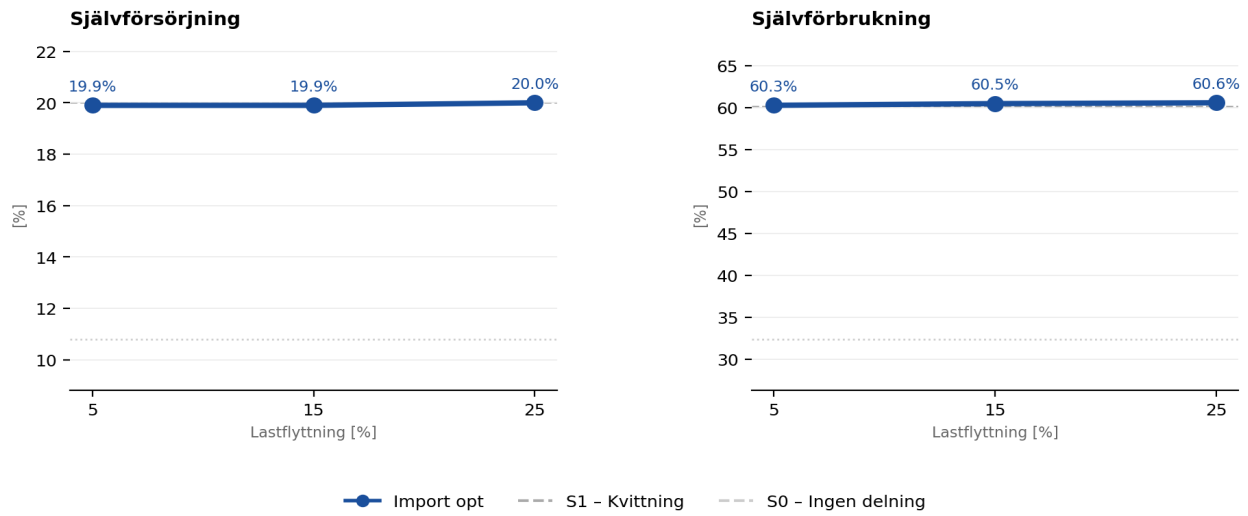


Figure 42: Känslighetsanalys import-opt Ytterstad självförbrukning

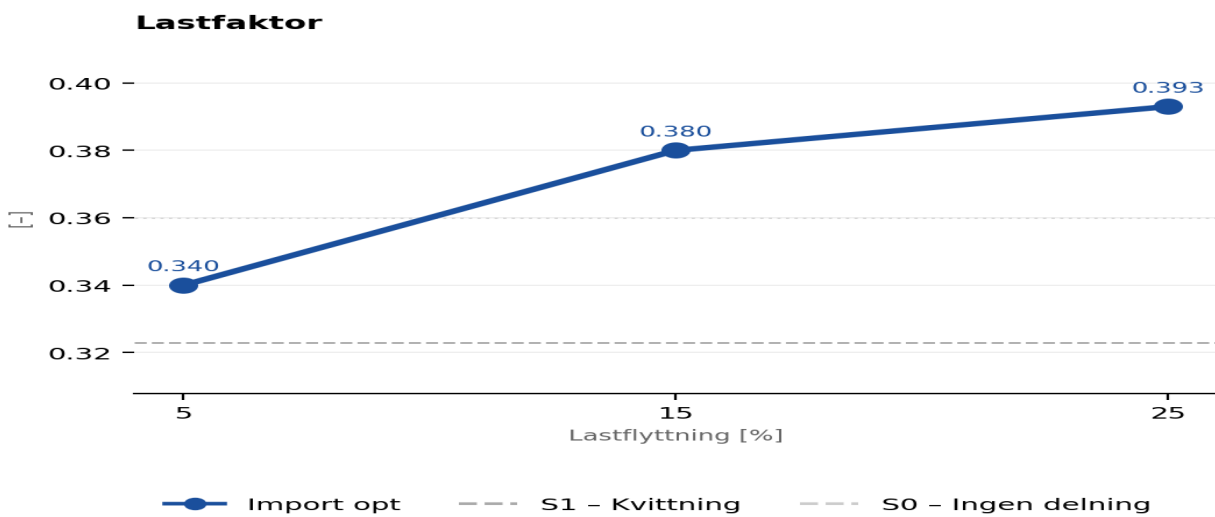


Figure 43: Känslighetsanalys import-opt Ytterstad lastfaktor

6.9 Känslighetsanalys Stad

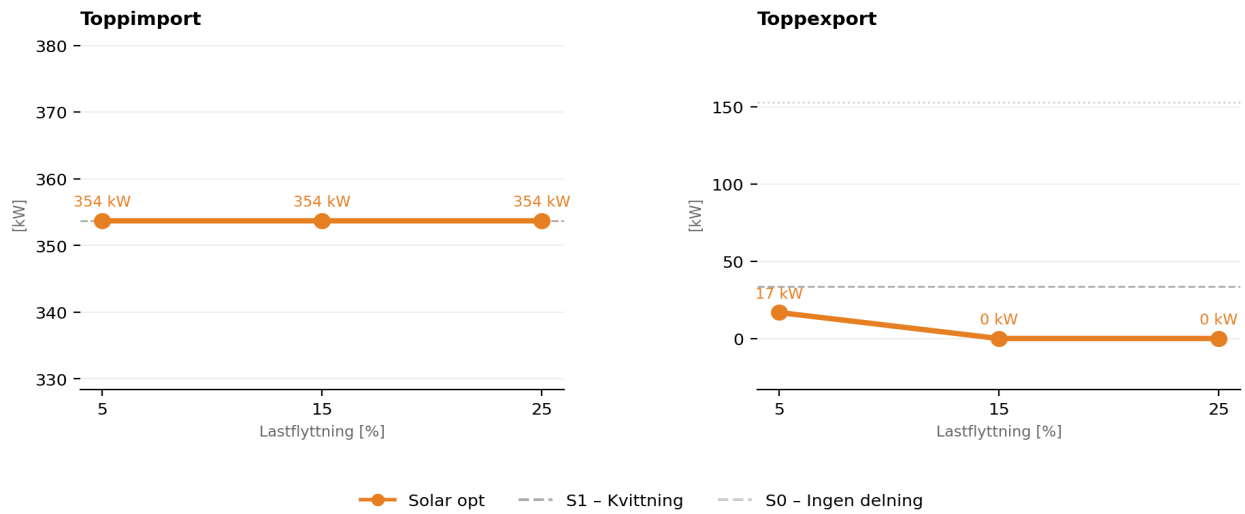


Figure 44: Känslighetsanalys solar-opt Stad effekttoppar

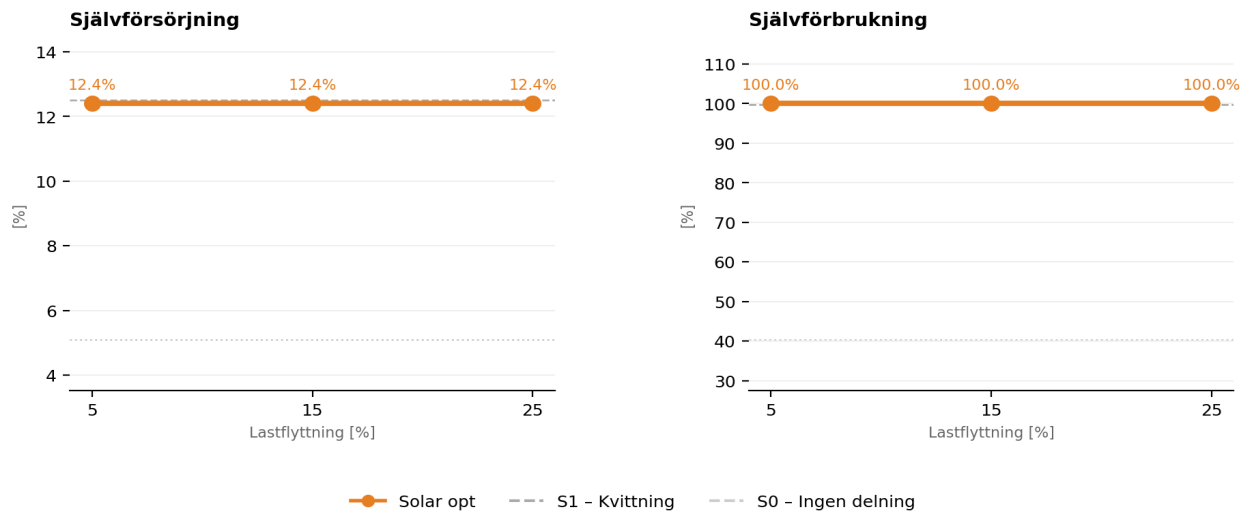


Figure 45: Känslighetsanalys solar-opt Stad självförbrukning

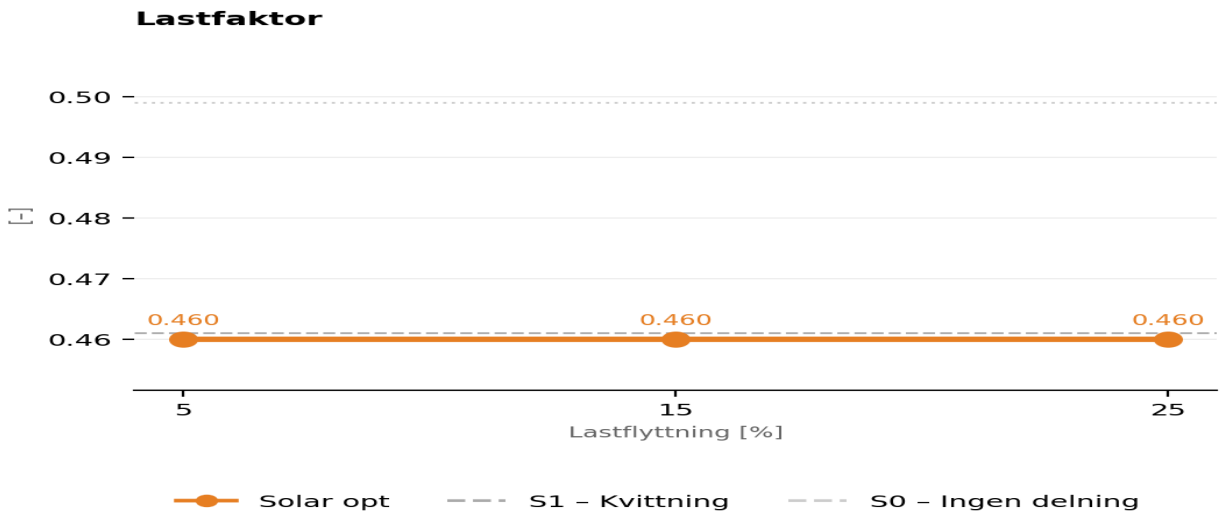


Figure 46: Känslighetsanalys solar-opt Stad lastfaktor

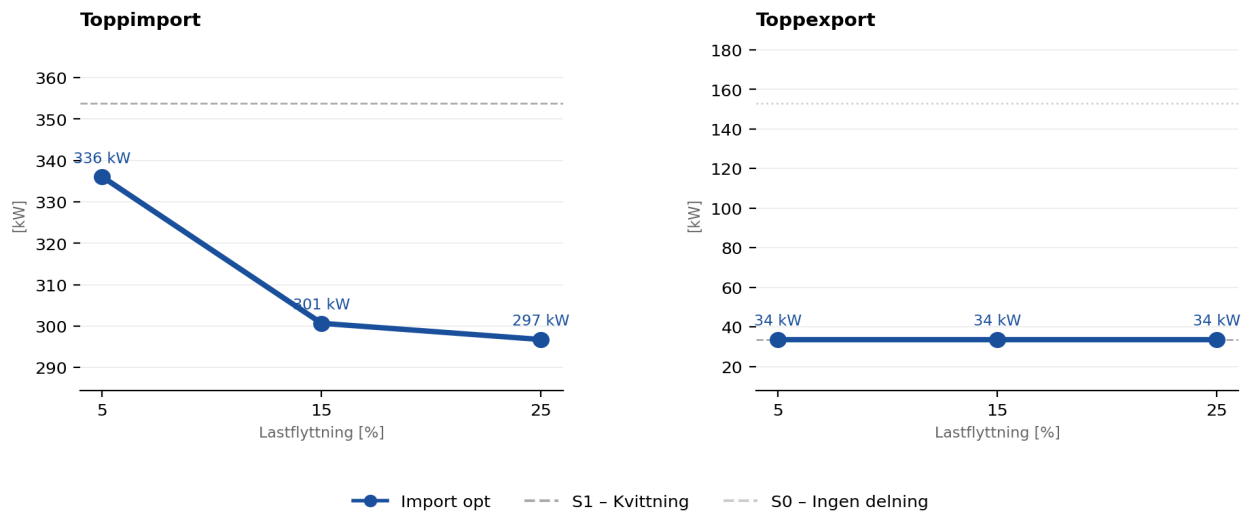


Figure 47: Känslighetsanalys import-opt Stad effektoppar

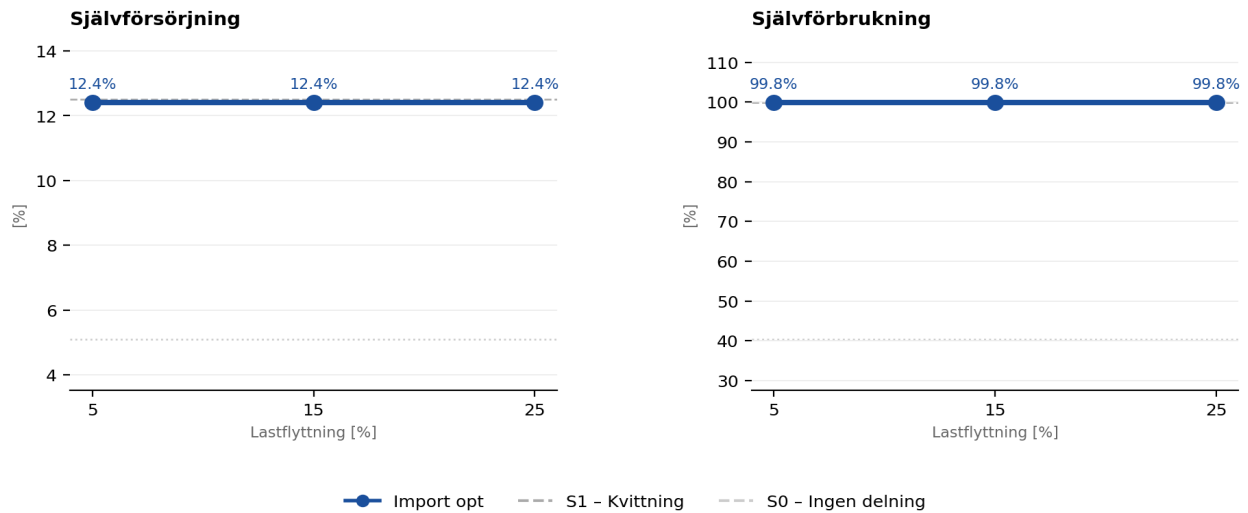


Figure 48: Känslighetsanalys import-opt Stad självförbrukning

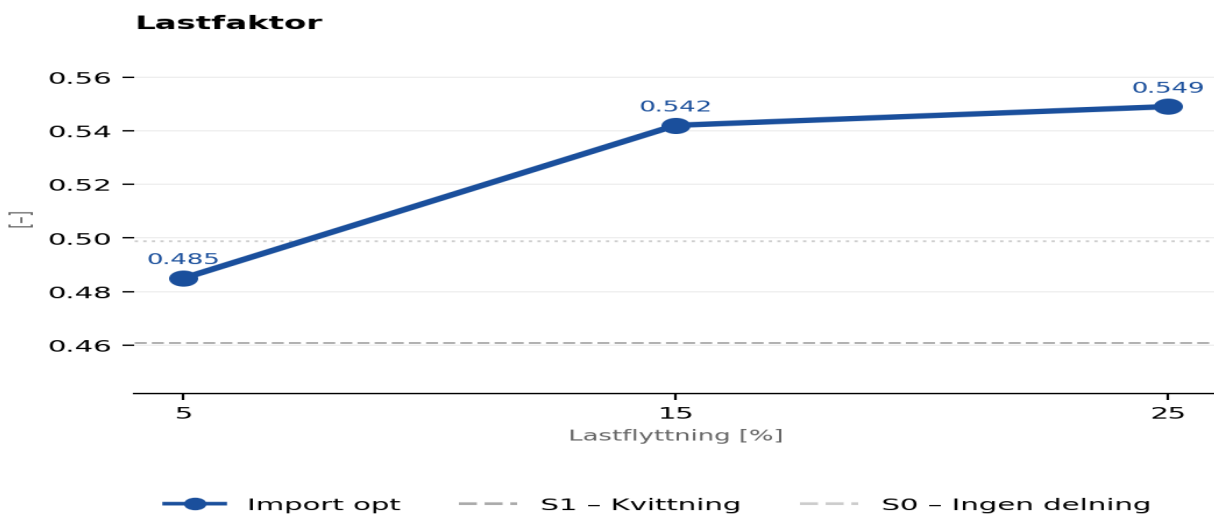


Figure 49: Känslighetsanalys import-opt Stad lastfaktor