

MIKRONÄTS POTENTIAL I KVARTERET HERRJÄRVA

RAPPORT 2018:536



Mikronäts potential i kvarteret Herrjärva

ROBERT STYRBJÖRN
MATTIAS MILLINGER

ISBN 978-91-7673-536-7 | © Energiforsk oktober 2018

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Förord

Projektet *Mikronäts potential i kvarteret Herrjärva*, som ingår i programmet Smarta Elnät, handlar om att utreda vilka för- och nackdelar det finns med att upprätta ett lokalt mikronät inom ett fastighetskvarter. Projektet har studerat hur ett mikronät påverkar lönsamheten för lokal elproduktion genom att kunna föra över el mellan olika fastigheter utan att behöva passera det externa elnätet. Projektet har också utrett hur ett energilager ökar nyttan både för fastighetsägaren, genom minskade kostnader, och för nätägarna, genom att det blir mindre effektoppar, och vilken samhällsnytta det innebär genom minskade koldioxidutsläpp.

Mattias Millinger på NCC har varit projektledare för projektet och han har samarbetat med Robert Styrbjörn på KTH som stått för beräkningarna och analysen.

Energiforsk vill också rikta ett stort tack till referensgruppen, som bidragit med erfarenheter, en rättvisande bild av dagens distributionsnät och nätstationer samt en realistisk bild av framtidens nätstation. I referensgruppen har ingått:

- Anna Nilsson, Vattenfall
- Erik Lejerskog, Ellevio
- David Akerman, ABB
- Fredrik Ekelund, NCC
- Genku Kayo, KTH
- Ivo Martinac, KTH

Programmets Smarta Elnät programstyrelse, som initierat, följt upp och godkänt projektet, består av följande ledamöter:

- Peter Söderström, Vattenfall Eldistribution AB (ordförande)
- Torbjörn Solver, Mälarenergi AB (vice ordförande)
- Mira Rosengren Keijser, Svenska kraftnät
- Patrik Björnström, Sveriges ingenjörer (Miljöfonden)
- Kristina Nilsson, Ellevio AB
- Björn Ållebrand, Trafikverket
- Ferruccio Vuinovich, Göteborg Energi AB
- Per-Olov Lundqvist, Sandviken Energi AB
- Claes Wedén, ABB AB
- Daniel Köbi, Jämtkraft AB
- Hannes Schmied, NCC AB
- Mats Bergström, Umeå Energi Elnät AB
- Magnus Sjunnesson, Öresundskraft AB
- Henric Johansson, Jönköping Energi AB
- David Håkansson, Borås Elnät AB
- Peter Addicksson, HEM AB
- Anders Fredriksson, Energiföretagen Sverige (adjungerad)

Följande bolag har deltagit som intressenter till projektet. Energiforsk framför ett stort tack till samtliga företag för värdefulla insatser.

Vattenfall Eldistribution AB
Ellevio AB
Svenska Kraftnät
Göteborg Energi AB
Elinorr ekonomisk förening
Mälarenergi Elnät AB
Krafttringen Nät AB
Jämtkraft AB
Umeå Energi Elnät AB
Öresundskraft AB
Karlstads Elnät AB
Jönköping Energi Nät AB
Halmstad Energi & Miljö Nät
AB Falu Elnät AB
Borås Elnät AB
AB Borlänge Energi
C4 Elnät AB
Luleå Energi AB
ABB AB
Akademiska Hus
NKT Cables AB
NCC Construction Sverige AB
Trafikverket
Storuman Energi AB

Stockholm i juli 2018

Susanne Stjernfeldt
Energiforsk AB
Programområde Elnät, Vindkraft och Solel

Här redovisas resultat och slutsatser från ett projekt inom ett forskningsprogram som drivs av Energiforsk. Det är rapportförfattaren/-författarna som ansvarar för innehållet och publiceringen innebär inte att Energiforsk har tagit ställning till innehållet.

Sammanfattning

I rapporten undersöks potentialen för ett mikroelnät med endast en anslutningspunkt till elnätet. Studien utförs på det planerade kvarteret Herrjärva innehållande 9 fastigheter bestående av kontors-/kommersiella- och bostadsfastigheter. I studien poneras det att ett undantag från elnätkoncession erhålls. Lönsamheten för mikroelnätet med och utan solceller och med och utan batterilager jämförs med det vanliga fallet då undantag från nätkoncession ej fås.

Studien visar på god lönsamhet för solceller både med mikroelnät och med fastigheterna separata. Den visar också att införandet av ett mikroelnät även utan solceller är en lönsam investering då den genom sammanlagring minskar effekttoppar och därmed fasta månadsavgifter.

På grund av hög elanvändning i samtliga fastigheter inom kvarteret är överskottet på producerad solel så pass litet att överskottet knappt påverkar lönsamheten. Lämplig takyta med förutsättningar för solceller är den begränsade faktorn. Med ett mikroelnät ökar egenanvändningen av producerad el. Även om mängden överskottsel är liten dras slutsatsen att vid omständigheter där det genererade elöverskottet från enskilda fastigheter hade varit större skulle det leda till ännu större lönsamhet för en investering i mikroelnät med solceller på grund av att mindre el skulle behöva säljas ut på nätet med sämre lönsamhet.

En solcellsinvestering i kombination med ett mikroelnät var än mer lönsam utifrån en känslighetsanalys på 6% reell elprisökning i förhållande till 3% reell elprisökning. På liknande sätt konstaterades att batterilagrets lönsamhet är kopplad till elpris och genererat solevärdet. Dock utgjorde bristen på solevärdet i denna studie att batterilagret resulterade i att inte vara lönsamt.

Tabellen nedan visar en sammanställning över simulerade fall och deras nettonuvärdeskostnad (NPC) över 25 år och nettonvärde för använd energi per kWh (LCOE, kr/kWh).

		3% elprisökning	6% elprisökning
Basfallet - separata fastigheter utan solceller, summerade	LCOE, kr/kWh	1,43	2,02
	NPC, kr	124 490 000	174 966 000
Separata fastigheter med solceller, summerade	LCOE, kr/kWh	Beräknat medelvärde 1,38	Beräknat medelvärde 1,91
	NPC, kr	119 530 000	164 940 000
Mikroelnätet utan solceller	LCOE, kr/kWh	1,34	1,89
	NPC, kr	116 280 000	164 315 000
Mikroelnätet med solceller	LCOE, kr/kWh	1,30	1,79
	NPC, kr	112 710 000	155 153 000
Mikroelnät med batterilager - effekttoppskapning 40kW	LCOE, kr/kWh	1,32	1,81
	NPC, kr	115 012 000	157 183 000

Studien visar på flera juridiska oklarheter gällande mikroelnät. Några förslag på förändringar som skulle förbättra förutsättningarna för mikroelnät listas nedan.

- Möjlighet till undantag från nätkoncession för avgränsade interna nät (mikroelnät) där det finns en uppenbar nytta för energisystemets utveckling och påverkan för koncessionshavaren är begränsad.
 - × Förslagsvis att Energimarknadsinspektionen avgör de fall där undantag från koncessionsregelverket kan ges
- Slopa skatten på egenanvänd solcellsel innanför anslutningspunkt oavsett storlek på solcellsanläggning
 - × Den som äger en anläggning över 255 kW installerad topp effekt måste betala energiskatt på 33,1 öre/kWh för egenkonsumerad el. Definitionen av en solcellsanläggning är ej klarlagt, men en alternativ definition är att alla solceller innanför en anslutningspunkt definieras som en anläggning. Detta skulle kraftigt begränsa utbyggnaden av solceller inom ett mikroelnät
 - × Alternativt att en solcellsanläggning skatteteknisk definieras på samma sätt som för stödberättigade solcellssystem, där ett solcellssystem per byggnad alternativt per fastighet om systemet är byggt på mark är stödberättigat
- Möjlighet att mikroelnät ska kunna utgöras av gemensamhetsanläggning som ägs av en samfällighet där samtliga fastigheter anslutna till mikroelnätet ingår. Samma regler och förordningar ska gälla som för gemensamhetsanläggningar och samfälligheter enligt lag.

I kommande studier föreslås att utfallet beträffande hur batterilagers lönsamhet skulle vara under liknande förhållande men vid ett större solelöverskott undersöks. Vidare föreslås studier av mikroelnäts lönsamhet utifrån andra typer av fastigheter med större skillnad i konsumerad och producerad el för att dra slutsatser om lönsamhet utifrån att mer el kan flyttas mellan fastigheterna.

Summary

In this report the potential of a microgrid with only one connection point to the main grid is being studied. The study is done on the planned district of Herrjärva consisting of 9 properties divided by office- and residential buildings. The study supposes that an exception from grid concession is obtained. The profitability of the micro grid, with and without solar energy and with and without battery storage is compared to the case of no exception to the net concession.

The study shows good profitability for solar panels, both in the case of a microgrid and with separate properties. It also shows that a micro grid is profitable due to interleaving that lowers the total electric power peaks and thereby the fixed monthly grid fee

Due to high electricity use in all properties within the district there is almost no surplus electricity from the solar panels, thereby the surplus has almost no effect on the profitability. Suitable roof area is a limitation factor. The study shows that with a microgrid more electric power are being used within the grid. Even though the electricity surplus is small it is concluded that in circumstances with greater surplus from the individual properties it would lead to an even greater profitability for a microgrid because less electricity would have to be sold out to the main grid.

In the case of a 6 % electricity price increase a combined micro grid and solar power investment was even more profitable compared to a 3 % price increase. In the same way the profitability of a battery storage is linked to electricity price and generated surplus solar power. The lack of surplus energy from the solar panels in this study meant that the battery storage resulted in not being profitable.

The table below shows a summary of the simulated cases and their net present cost (NPC) over 25 years and the levelized cost of energy per kWh (LCOE).

		3% Electricity price increase	6% Electricity price increase
Base case – separate properties without solar panels, summarized	LCOE, kr/kWh	1,43	2,02
	NPC, kr	124 490 000	174 966 000
separate properties with solar panels, summarized	LCOE, kr/kWh	Mean value 1,38	Mean value 1,91
	NPC, kr	119 530 000	164 940 000
Microgrid without solar panels	LCOE, kr/kWh	1,34	1,89
	NPC, kr	116 280 000	164 315 000
Microgrid with solar panels	LCOE, kr/kWh	1,30	1,79
	NPC, kr	112 710 000	155 153 000

		3% Electricity price increase	6% Electricity price increase
Microgrid with battery storage – peakpower cut 40kW	LCOE, kr/kWh	1,32	1,81
	NPC, kr	115 012 000	157 183 000

The study shows several legal uncertainties regarding microgrids. Some suggestions for changes that would improve the conditions for microgrids are listed below.

- The possibility for exemptions from the grid concession for demarcated internal grids (microgrids) where there is obvious value for the development of the energy system, and the impact of the concessionaire is limited.
 - × Proposedly the *Energimarknadsinspektionen* decides which cases that would get an exception from the net concession.
- Abolish the tax on self-consumed solar electricity within a connection point, regardless of the size of the solar plant.
 - × The owner of a solar plant bigger than 255 kW installed peak power must pay energy tax of 33,1 öre/kWh for self-consumed electricity. The definition of a solar plant is not defined, but one alternative definition is that all solar production within at connection point to the main grid is considered a plant. This definition would severely limit the expansion of solar power within a microgrid.
 - × Alternatively, a solar plant is limited to a building or a property for land based plants, which is the same definition as for investment support eligible solar plants.
- The possibility for microgrids to be a joint venture owned by a joint venture where all properties connected to the microgrid is included. The same laws and regulations shall apply as for other joint facilities and joint ventures by law.

In future studies it is suggested that the battery storage profitability in systems with greater surplus electricity from solar energy would be investigated. Furthermore, studies of microgrid profitability with properties with greater difference in electricity consumption and production to draw conclusions about profitability on the fact that more electricity is potentially moved between the properties.

Innehåll

1	Inledning	14
1.1	Bakgrund	14
1.1.1	Teknik	15
1.1.2	Ekonomi	15
1.1.3	Juridik	15
1.1.4	Arbetets perspektiv	16
1.2	Syfte	16
1.3	Mål	16
1.4	Hypotes	17
1.5	Genomförande	17
2	Juridik – fallstudieanalys	18
2.1	Juridisk analys	18
2.1.1	Avgränsningar	18
2.2	Nätkoncession	18
2.3	Dispens från nätkoncession	18
2.3.1	Överföring av el för egen räkning	19
2.3.2	Överföring av el för annans räkning	19
2.3.3	Definition av begreppet byggnad	20
2.3.4	Elektriska anläggningar för produktion	20
2.3.5	Elproduktion i konflikt med nätverksamhet	21
2.4	Ägandeform för mikroelnätet	21
2.4.1	3D-fastighet	21
2.4.2	Gemensamhetsanläggning och samfällighet	22
2.5	Gemensamhetsabonnemang	22
2.6	Ekonomiska regler för solesproduktion	23
2.6.1	Regler för energiskatt och oklarheter kring begreppet anläggning	23
2.6.2	Stöd till solceller	23
2.6.3	Skattesubvention för överskottsel	24
2.7	Juridisk sammanfattning för mikroelnätet i detta arbete	24
3	Indata – förutsättningar för fallet Järva	26
3.1	Fallet – indata för de tre kvarteren i området Järva solna	26
3.1.1	Atemp och skalfaktor	28
3.2	Ekonomisk analys/Lönsamhetsanalys	28
3.2.1	Avgränsningar – de simulerade fallen för lönsamhet	28
3.3	Simuleringar i HOMER-energy	29
3.3.1	Avgränsning	29
3.4	Fastigheternas effektbehov	30
3.4.1	Effektbehov - fastighetsel	30
3.4.2	Effektbehov – verksamhetsel och hushållsel	31

3.4.3	Totalt effektbehov	32
3.5	Solcellsinstallationer	35
3.5.1	Lämpliga tak- och fasadytor för solpaneler på respektive fastighet	35
3.5.2	Solpanelernas utformning och installerad effekt per fastighet	37
3.5.3	Kostnader och livslängd för solceller och växelriktare	40
3.6	Teknisk utformning av mikroelnät för området	40
3.6.1	Endast växelströmsnät (AC) betraktas i denna studie	41
3.6.2	Endast solceller används som lokal energikälla	41
3.6.3	Endast litium-jon-batterier används för energilagring	41
3.7	Mikroelnätets utformning	42
3.7.1	Nätägarens ansvar	42
3.7.2	Anslutningspunkt och mätare	42
3.7.3	Ledningar, ställverk och säkringar	43
3.7.4	Överordnat system	43
3.7.5	Kostnader för mikroelnätet	43
3.8	Batterilager	44
3.8.1	Val av batteri vid simulering	45
3.8.2	Batterilagrets kostnad	47
3.9	Kostnader för elnät och elhandel	47
3.9.1	Nätavgift	47
3.9.2	Energiskatt	48
3.9.3	Elhandelspris	49
3.9.4	Elcertifikat	50
3.10	Mervärden för certifieringar och uppnådda energikrav	51
3.11	Värdet av efterfrågeflexibilitet	51
3.12	Simulering – ytterligare inställningar i HOMER-energy	52
3.12.1	Förväntad realränta	52
3.12.2	Jämförelser vid olika simuleringsfallstyper	52
4	Resultat	53
4.1	Resultat av simuleringar av basfallet	55
4.2	Separata fastigheter med optimerad mängd solceller	55
4.3	Mikroelnätet, utan solceller och utan batterilager	60
4.4	Mikroelnätet med solceller men utan batterilager	60
4.5	Mikroelnätet med solceller och batterilager	62
4.5.1	Batteri laddas vid överskott av el från solceller	62
4.5.2	Elprisoptimering	63
4.5.3	Batterilager används till att kapa effekttoppar	65
4.5.4	Kombination av de tre optimeringsfallen för batterilagret	68
4.6	Känslighetsanalys för batterilager	68
5	Diskussion	70
5.1	Juridik	70
5.2	Lönsamhet	71

5.2.1	Separata fastigheter med solceller	71
5.2.2	Mikroelnät utan solceller	72
5.2.3	Mikroelnät med solceller, utan batterilager	73
5.2.4	Mikroelnät med solceller och batterilager	73
5.2.5	Känslighetsanalys	74
5.3	Arbetes begränsningar	75
5.4	Slutsats	76
Referenser		77

Nomenklatur

A_{temp}	Arean av samtliga plan i byggnaden avsedd att värmas till mer än 10°C. Begränsas av klimatskärmens insida. Area för garage inräknas inte.
BBR	Boverkets byggregler är en samling av föreskrifter och allmänna råd gällande till exempel utformning, bärförmåga, brand, hygien, buller, säkerhet och energihushållning.
Diskonterad återbetalningstid	Återbetalningstid med hänsyn till kalkylräntan vilket innebär att alla in- och utbetalningar diskonteras till nuvärdet.
DoD	Depth of Discharge är ett mått på hur stor del av batteriets totala kapacitet som går att ladda ur.
DoU	Drift och underhåll
Ei	Energimarknadsinspektionen, en tillsynsmyndighet som arbetar på uppdrag av regeringen för väl fungerande energimarknader.
Ellagen	Lag som innehåller föreskrifter om elektriska anläggningar och handel med el.
Energimyndigheten	Myndigheten som arbetar på uppdrag av regeringen för ett energisystem som är hållbart, tryggt och konkurrenskraftigt.
Fastighetsel	Fastigheten används till själva fastigheten exempelvis till belysning i trapphus och el till pumpar och fläktar
Förväntad realränta	Nominell ränta minus förväntad inflation vilket motsvarar den förväntade kalkylräntan i detta arbete.
HOMER-energy	Mjukvara för optimering och design av mikroelnät och lokal kraftproduktion.
Hushållsel	Hushållsel är den el som förbrukas av hushållet
IKN-förordningen	Förordningen om undantag från krav på nätkoncession enligt ellagen.
IR	Internränta - mäter en investerings årliga avkastning. För att en investering ska vara lönsam måste internräntan vara högre än företagets kalkylränta.
Kalkylränta	Kalkylräntan utgör ett företags ställda krav på förräntning av satsat kapital. Den beror på förräntning på alternativa placeringar, investeringsrisk, inflation och den ränta företaget kan låna pengar till.

LCOE	Levelized Cost of Energy. Nettonuvärdet för användbar elenergi producerad av systemet (per kWh) betraktat över systemets livscykel.
Likström	Elektrisk ström som har samma riktning utan att växla
NPC	Nettonuvärdeskostnad (Net Present Cost) är nuvärdet av alla kostnader som inträffar under hela systemets livstid, minus nuvärdet av alla intäkter som den tjänar under sin livstid. NPC är HOMER's främsta mått på ekonomisk produktivitet. Det är det värde utifrån vilket det rankar alla systemkonfigurationer i optimeringsresultaten.
Nuvärde	Nuvärdet är värdet av alla in och utbetalningar (betalningsströmmar) omräknade till dagens pengavärde. Investeringen är lönsam om nuvärdet är större än investeringskostnaden.
PBL	Plan och bygglagen, reglerar planläggning av mark, vatten och byggande.
Sveby	Standardisera och verifiera energiprestanda i byggnader, ett branschöverskridande program som tar fram hjälpmedel för överenskommelser om energianvändning.
Verksamhetsel	El som används till ett företags verksamhet i fastigheten
Växelström	Elektrisk ström vars riktning växlar

1 Inledning

Byggnader står för mer än en tredjedel av den totala slutanvändningen av energi i världen och för hälften av den globala elkonsumtionen (1). Detta gör sektorn till den största användaren av energi och medför att den orsakar 17% av de CO₂-utsläpp som är relaterade till energianvändning (1).

Världens befolkning växer och förutspås bli omkring 9,5 miljarder år 2050. Ett ökat behov av bostadsfastigheter och annan infrastruktur är en direkt konsekvens av detta scenario. Därtill tillkommer ökade krav på standard och komfort vilket medför en framtidsprognos som säger att energibehovet förväntas öka (1).

EU-parlamentet och Europeiska unionens råd har antagit direktiv för att hålla den globala uppvärmningen lägre än 2 °C. De totala utsläppen av växthusgaser ska minska med minst 20% i jämförelse med nivåerna 1990 (2). Enligt EPBD (the EU Energy Performance of Buildings) ska alla nya byggnader vara nära-nollenergi-byggnader vid slutet av år 2020. Det innebär att byggnader ska ha hög energiprestanda enligt specificerade föreskrifter. Energitillförseln till dessa byggnader ska till största del bestå i energi från förnyelsebara energikällor där energigenereringen sker lokalt vid byggnaden eller i närheten av byggnaden (2).

Eftersom nära-nollenergibyggnadskraven för den enskilda byggnaden kan vara svåra att uppnå på ett konstandseffektivt sätt, har intresset ökat för att undersöka vinster med nära-nollenergibyggnader på distriktsnivå. Ambitionen har varit att se vilka fördelar som kan uppstå då separata byggnader interagerar för att minska det totala energibehovet (3).

Intresset för att använda förnyelsebara energikällor på ett optimalt sätt är en viktig anledning till att ett lokalt mikroel nät är intressant att undersöka (4). Bara år 2016 ökade den globala förnyelsebara kraftgenereringskapaciteten med 161 GW. Nära 62% av nettotillägget till den globala kraftgenereringskapaciteten kom från förnyelsebara energikällor (4). Fortsatt förväntad ökning av förnyelsebara energikällor ställer nya krav på lösningar beträffande hur kapaciteten från förnyelsebara energikällor ska hanteras. När exempelvis solceller integreras lokalt till nätet förändras det tidigare passivt drivna systemet till ett aktivt system med kraftflöde i två riktningar och möjlighet till lokal styrning. Mikroel nät är ett lovande sätt att svara upp mot denna förändring genom att mildra elbehovet, minska koldioxidutsläppen, öka effektkvaliteten, pålitligheten och energieffektiviteten (5).

1.1 BAKGRUND

Ett mikronät består av lokala energikällor som försörjer lokalt effektbehov. Ibland ingår även i begreppet att mikronätet ska kunna styras som en enhet och också vara möjligt att koppla ifrån nätet i ett så kallat ö-driftläge (6) (7). Vid skapandet av mikroel nät bör tekniska, juridiska och ekonomiska aspekter övervägas.

1.1.1 Teknik

Viktiga tekniska beståndsdelarna i ett mikroelnät är (6):

- lokal kraftproduktion
- lokalt energilagringssystem
- anslutningspunkt som förbinder mikroelnätet med nätet
- distributionsledning (växelström=AC eller likström=DC)
- säkringar för att garantera säker användning
- övervakning för att kontrollera spänning, effektkvalitet och frekvens
- kraftomvandlare för att anpassa ström och spänningsnivåer från mikroelnätet till de anslutna enheterna
- kontroll/styrning där information behandlas och används för att styra exempelvis fördelning av belastning, spänningsnivåkontroll och elektrisk kraftgenerering.

Flera studier om mikroelnät tar upp fördelar och nackdelar med AC-, DC- och hybridnät vilket är en viktig aspekt i utformningen av mikroelnät (6) (8). Vidare har konstaterats att användandet av lagringssystem förbättrar stabiliteten, effektkvaliteten, elförsörjningspålitligheten och den generella prestandan av mikroelnätet (6). Andra tekniska aspekter som också är föremål för studier är säkerheten kring dessa lokala nät. Med digital styrning finns en risk för intrång i dessa system som bör tas på allvar (9).

1.1.2 Ekonomi

Mikroelnätets lönsamhet är beroende av investeringskostnaden och hur nätet används (10). Att planera för god lönsamhet måste således ta hänsyn till hur mikroelnätet kan utformas optimalt i förhållande till hur det kan används optimalt. Processen att nå hög lönsamhet består därmed i en rad iterationer där olika scenarier för både utformning och användning ställs emot varandra (10). Vidare visar studier att en stor investering i solceller ofta utgör en förutsättning för att få lönsamhet i ett mikroelnät (11). Tillsammans med att mikroelnätets lönsamhet beror på många enskilda faktorer som exempelvis investeringsstöd i solceller och varierande energipris, kan förutsättningen för hela investeringens lönsamhet betraktas som osäker.

1.1.3 Juridik

Lokal förnyelsebar elproduktion är ett förhållandevis nytt fenomen för vilket alla juridiska aspekterna inte har justerats utifrån de nya tekniska möjligheter som uppstått (12). Energikommissionen lade år 2017 fram ett konstaterande att regelverk bör anpassas för försäljning av el, energilagring och energieffektivisering (12). För bildandet av mikroelnät utgör koncessionsplikten ett hinder för att få lov att överföra el mellan exempelvis bostadsfastigheter och kommersiella fastigheter vilket studeras i detta arbete (13). Detta resulterar i praktiken i att genererat elöverskott måste säljas ut på nätet för ett billigare pris än vad det kostar att köpa el från samma nät. Att istället få lov att överföra el inom ett mikroelnät till en annan byggnad inom mikroelnätet där samtidigt ett elbehov finns skulle vara

ekonomiskt mer fördelaktigt om man endast ser till mellanskillnaden mellan köpt och såld el.

Vidare finns även bestämmelser beträffande gränser för energiskatter och stöd som direkt påverkar lönsamheten för ett mikroelnät (13) (14) (15).

1.1.4 Arbetets perspektiv

I rapporten *Koncessionsplikten – i kollision med utbyggd mikroproduktion* (13) nämns möjligheten att skapa ett mikroelnät, i form av en gemensamhetsanläggning och samfällighet, där el tillåts att överföras mellan byggnader som idag inte har undantag från koncessionsplikt. I rapporten föreslås tre alternativt möjliga förändringar för att ta sig an problematiken med koncessionsplikten:

- en övergripande översyn av koncessionsregelverket
- att ett dispensförfarande införs med möjlighet till dispens från de generella bestämmelserna i fall där det finns en uppenbar nytta för energisystemets utveckling och där påverkan för koncessionshavaren är begränsad.
- att regeringens förslag till skattelättnad vidareutvecklas, genom att så långt som möjligt ta bort den geografiska kopplingen mellan produktion och förbrukning

I detta arbete utreds de juridiska och lönsamhetsmässiga förutsättningarna att bilda ett mikroelnät med solelproduktion och batterilager. Arbetet förutsätter att ovan nämnda punkt 2 (införande av dispensförfarande) är möjlig, och är därmed det förhållande utifrån vilket mikroelnätets lönsamhet undersöks.

Området som valts ut för att undersöka förutsättningarna för ett mikroelnät ligger i stadsdelen Järva i Solna. Områdets utgör arbetets fall och därmed ramen för vad som undersöks. Det är ett område som är detaljplanelagt och där delar av området har börjat bebyggas. NCC som är en av initiativtagarna till studien uppför sitt nya huvudkontor i området. Kunskap om NCC's projekterade byggnader utgör därmed också realistiska indata för undersökningen.

1.2 SYFTE

Syftet med arbetet är att undersöka de juridiska och ekonomiska förutsättningarna för lönsamhet beträffande ett mikroelnät, förlagt till tre detaljplanelagda kvarter i området Järva i Solna, i det fall undantag för koncessionsplikt skulle ges.

1.3 MÅL

Målet är att visa skillnader i lönsamhet för ett mikroelnät i förhållande till att inte ha ett mikroelnät och därmed bidra till att klarlägga förutsättningar för framtida investeringar i mikroelnät.

1.4 HYPOTES

Hypotesen är att ett mikroelnät för ett kontors- och bostadsområde med gemensam anslutningspunkt, solelproduktion och batterilager är mer lönsamt än för motsvarande område med separata anslutningspunkter per respektive fastighet.

1.5 GENOMFÖRANDE

Först ges en beskrivning av de juridiska förutsättningarna i en juridikdel. Sedan följer en indata del som beskriver metod och inparametrar. Dessa delområden ger en sammanfattande bakgrund till de resultat som senare presenteras i resultatdelen. Efter resultatdelen följer en diskussionsdel med avslutande slutsats.

2 Juridik – fallstudieanalys

2.1 JURIDISK ANALYS

Metoden för den juridiska analysen består av två huvudspår; dels litteraturstudier av rapporter och juridiska dokument (lagar, regler och förordningar), dels konsultation med jurister på NCC som tolkat dessa rapporter och dokument. De rapporter som används har stöd av branschorganisationer eller består i utredningar utförda på uppdrag av staten eller statliga myndigheter.

2.1.1 Avgränsningar

De juridiska aspekter som utvärderas ligger främst i linje med detta arbetets syfte dvs att undersöka förutsättningarna för ett mikroelnät innefattande bostads- och kontorsfastigheter. Fokus ligger på att utvärdera möjligheten till dispens från koncessionsplikten samt vilka juridiska aspekter som kan komma i fråga vid en erhållen dispens.

2.2 NÄTKONCESSION

Enligt Ellagen (1997:857) 1 Kap 1 § får inte en elektrisk starkströmsledning byggas eller användas utan tillstånd. Detta tillstånd kallas nätkoncession. Vidare får enligt denna lag 2 kap 9 § nätkoncession för område endast meddelas om området utgör en med nätverksamhet lämplig enhet. Nätkoncessionen får inte heller meddelas ett område som sammanfaller med ett annat koncessionsområde.

Eftersom det mikroelnät som undersöks i denna studie skulle förbinda separata fastigheter med starkströmsledningar i ett gemensamt elnät, skulle mikroelnätet idag vara tvunget att underordna sig dessa lagparagrafer. Lagarna har stiftats för att nätverksamhet ska kunna bedrivas på ett effektivt och funktionellt sätt så att det skapar ett samhällsekonomiskt optimerat och säkert nät, skyddar investeringar och garanterar elkunders rättigheter (35).

Samtidigt hämmar koncessionsplikten utbyggnaden av mikroproduktion av el eftersom lönsamheten begränsas av att överskott av egenproducerad el måste säljas ut på det koncessionspliktiga elnätet för ett lägre pris än det pris el inhandlas för från det koncessionspliktiga nätet. Det innebär att bäst lönsamhet för egenproducerade el uppnås då denna el kan användas för att täcka det egna elbehovet (13). Dock finns det undantag från koncessionsplikten i form av dispenser för interna nät.

2.3 DISPENS FRÅN NÄTKONCESSION

I Förordning (2007:215) om undantag från kravet på nätkoncession enligt ellagen (1997:857) (även kallad IKN-förordningen och i det följande benämnd Förordningen), anges vad som krävs för dispens från nätkoncession. Undantagen gäller interna nät. Dessa definieras enligt 2 § i Förordningen som en eller flera starkströmsledningar som innehavaren använder för överföring av el för egen räkning. Undantagen gäller dock ett begränsat urval av typområden där det också

framgår att el ej får överföras till byggnader som är avsedda som bostadshus inom ett sådant område, se Förordningens 6 §. Därmed utesluter nuvarande lagar möjligheten för ett mikroelnät för område som studeras i denna studie. Studien innebär således att undersökt mikroelnät ej är samstämmigt med rådande regelverk.

I rapporten *Koncessionsplikten – i kollision med utbyggd mikroproduktion* (13) föreslås en dispens som ett av tre alternativ för att stimulera utbyggd mikroproduktion. Det anges vidare i rapporten att fördelen med dispens relativt generella undantag är att lagstiftaren inte behöver förutse alla lämpliga situationer. Lagstiftaren kan istället överlåta till Energimarknadsinspektionen att avgöra frågan från fall till fall när syftet att inte hämma förutsättningarna för småskalig förnyelsebar elproduktion är uppnått och nyttan för energisystemets utveckling står i proportion till påverkan för koncessionsinnehavaren (13).

2.3.1 Överföring av el för egen räkning

Av Förordningens 2 och 5 §§ framgår att dispens från nätkoncession idag kan ges vid överföring av el för egen räkning. Om innehavaren av ett internt nät har uppdragit åt annan att svara för driften av nätet ska överföringen av el till innehavaren anses ske för egen räkning, se 3 § Förordningen.

2.3.2 Överföring av el för annans räkning

Överföring av el för annans räkning på ett internt nät får endast ske enligt 23-31 §§ Förordning. Där betonas det att sådana interna elnät ursprungligen i sin helhet ska ha använts för överföring av el för egen räkning.

I fallet för tänkt mikroelnätet i detta arbete, skulle elnätet ursprungligen användas för överföring av el till andra eftersom mikroelnätet är tänkt att installeras från början. Förutom att el överförs från en fastighet till en annan överförs även el från mikroelnätet till hyresgäster, bostadsrättsinnehavare samt exempelvis företag som hyr kontorsutrymme inom de kommersiella fastigheterna. Dessa omständigheter gör att dispens kan ifrågasättas för det tilltänkta mikroelnätet i detta arbete. Därtill finns en risk att man inom mikroelnätet kan anses överföra el åt andra i en mer än ringa omfattning. Eventuellt skyddsbehov hos elanvändarna skulle då kunna överstiga syftet med dispensen från nätkoncession (36). Som nätägare riskera man då också att falla under de regler och övervakning som gäller för vanlig nätverksamhet (36).

Juridiskt kan överföringen av el också utgöra ett problem beroende på hur man förhåller sig till EUs elmarknadsdirektiv (Dir. 2009/72/EG). Detta direktiv anger vikten av att alla konsumenter ska få välja elhandlare fritt. Ett sådant system där varje enskild konsument skulle kunna välja vilken elleverantör de vill köpa sin el från skulle ta bort själva grunden till lönsamheten för mikroelnätet. Förutsättningarna för lönsamhet består till en betydelsefull del av de vinster som går att tjäna in på att den egenproducerade elen används inom mikroelnätet. Det är därför en fördel om solelen även används till hushållsel och verksamhetsel. Att uppfylla EU-direktiven kan således komma att vägas emot nyttan av möjlig lokal elproduktion vid ansökan om dispens (13). I Sverige har än så länge inte EU's

direktiv antagits som lag. Elkonsumenters rättigheter regleras istället i Ellagen genom villkoren för koncessionspliktigt nät. Eftersom elnät beläget inom eller på en byggnad undantas från koncessionsplikt (enligt 5 § Förordning) finns inte heltäckande lagstadgade regler för försäljning av el till hyresgäster i flerbostadshus (37). Ifall det här arbetets tilltänkta mikroelnät skulle ges dispens från koncessionsplikt kan således liknande förutsättningar beträffande försäljning av el till hyresgäster antas komma att gälla som för bestämmelserna beträffande fallet *inom eller på en byggnad*.

2.3.3 Definition av begreppet byggnad

Som nämndes i föregående stycke gäller enligt 5 § Förordning att "Ett internt nät, som är beläget på eller inom en byggnad, får byggas och användas utan nätkoncession." I samma förordning 24 § anges att: *"Överföring av el för annans räkning får äga rum på ett elnät som är beläget på eller inom en byggnad och som får användas utan stöd av nätkoncession. Detta gäller även om nätet i sin helhet ursprungligen inte har använts för överföring av el uteslutande för egen räkning."* Detta gäller exempelvis i hyreshus, där hyresvärden äger elnätet men framför allt använder det för att föra över el till hyresgästerna. Samma sak gäller i affärsgallerior. Notera att detta bara gäller så länge man ger hyresgästerna själva rätten att bestämma från vilken leverantör de köper sin el, d.v.s de måste fortfarande ha möjlighet att få tillträde till elnätet (36). Vad som definieras som en byggnad är därmed betydelsefullt eftersom det direkt kan avgöra undantag från koncession. Utformningen av byggnadskroppen har störst relevans i denna definition. Energimarknadsinspektionen har exempelvis tolkat det som att det finns fall när två huskroppar med ett sammanlänkande garage kan betraktas som en byggnad. Däremot är inte en ramp mellan två huskroppar tillräcklig för att de två ska betraktas som en byggnad (13). I ett annat beslut tydliggjorde Energimarknadsinspektionen (EI) att 5 § ska vara tillämplig då det avser kablar inom eller på en byggnad, inte nedlagda i marken under byggnaden (36).

Förutom att det enligt 5 § ska vara ett internt nät krävs också att två andra kriterier är uppfyllda för att en elledning eller ett ledningsnät ska vara undantaget från kravet på nätkoncession: Nätet får inte ha för stor utbredning och det område som undantaget gäller måste vara lätt att avgränsa. Det måste alltså på ett enkelt sätt gå att konstatera var området slutar. I EI:s beslut i ärende 2013-100645 går det att läsa mer om hur EI tolkat dessa kriterier. EI fastställde i beslutet att en utökning av ett internt nät på en flygplats inte var undantaget från kravet på nätkoncession, bland annat för att nätet skulle bli för stort (36).

2.3.4 Elektriska anläggningar för produktion

Ytterligare ett exempel på undantag från koncessionsplikt är om ett internt nät förbinder anläggningar för produktion i det fall de utgör en funktionell enhet (22 a § Förordning). Detta tillåter att förbinda solcellsanläggningar utspridda över ett begränsat område både på mark och byggnadsytor. Att sammanbinda byggnader via ett sådant nät är dock ej tillåtet ifall dessa byggnader ej kan betraktas uppfylla kraven i övrigt för ett internt nät. Det går också att ifrågasätta ifall en anläggning för produktion fortfarande skulle gå under den definitionen ifall denna anläggning

integreras med de elkonsumerande delarna av byggnaderna. Således är detta undantag från koncession ej tillämplig för det mikroelnät som undersöks i detta arbete.

2.3.5 Elproduktion i konflikt med nätverksamhet

Enligt Ellagen 3 kap. 1 a § får inte en juridisk person som bedriver nätverksamhet bedriva produktion av eller handel med el. Detta skulle kunna vara en möjlig konflikt för det studerade mikroelnätet ifall mikroelnätets ägare kan anses bedriva nätverksamhet och samtidigt producera solex som handlas med inom mikroelnätet.

Skälet till den ovan nämnda regeln i 3 kap. 1 a § är att bedrivandet av nätverksamhet och därmed utformningen av nättariffer kan sägas vara monopolverksamhet under offentlig kontroll medan produktion av och handel med el sker i konkurrens. Den reglerade verksamheten får inte påverkas av förhållanden inom den oreglerade konkurrensutsatta elproduktionen eller elhandeln (36).

Har du nätkoncession är du skyldig att ansluta den som så önskar till sin ledning och skyldig att överföra el åt annan. Dessa skyldigheter är alltså knutna till nätkoncessionen. Om det faller under undantaget har man inte heller de skyldigheter som följer av en koncession. De ledningsnät som omfattas av undantagen är snarare att jämföras med anläggningar för användning och inte för överföring av el (36).

När man får undantag för interna nät befinner man sig inte längre under den reglering och övervakning som vanlig nätverksamhet gör. Det är därför rimligt att anta att man inte omfattas av 3 kap. Ellagen angående nätverksamhet m.m. när man fått dispens från nätkoncession. Det kan dock inte uteslutas att myndigheten ändå skulle anse att man omfattas om man som nämnts tidigare inom det interna nätet överför el åt andra i en mer än ringa omfattning (36).

2.4 ÄGANDEFORM FÖR MIKROELNÄTET

Vilken äganform som är den mest fördelaktiga för ett mikroelnät är i sig en viktig juridisk fråga.

2.4.1 3D-fastighet

Att utforma mikroelnätet inklusive solceller som en separat 3D-fastighet skulle innebära att ledningar i denna 3D-fastighet skulle utformas som servitut för de övriga anslutna fastigheterna. Dock är det tveksamt om en sådan fastighetsbildning skulle godtas av lantmäterimyndigheten. Tillstånd att överföra el från denna fastighet till de övriga fastigheterna skulle kräva dispens från koncession. Det skulle dessutom förmodligen klassas som en produktionsanläggning som ansluter andra anläggningar än ett nät som förbinder två eller flera anläggningar för produktion enligt 22 a § Förordningen.

Att få tillåtelse att utforma en 3D-fastighet för mikroelnätet som de övriga fastigheterna är beroende av och som kan ha en annan helt fristående ägare är också diskutabelt då Fastighetsbildningslagen (3 kap. 1 § FBL) anger att

fastighetsbildning inte får ske om ändamålet bör tillgodoses på annat sätt än genom fastighetsbildning. En tredimensionell fastighet får nybildas endast om åtgärden är lämpligare än andra åtgärder för att tillgodose ändamålet.

2.4.2 Gemensamhetsanläggning och samfällighet

Att utforma mikroelnätet inklusive solcellsanläggningarna som en gemensamhetsanläggning kan utgöra ett lämpligare alternativ än bildandet av en 3D-fastighet. En gemensamhetsanläggning får endast inrättas för fastigheter där det är väsentligt att ha del i anläggningen. Inrättandet får ske om fördelarna överväger kostnader och eventuella olägenheter (5-6 §§ Anläggningslagen (1973:1149)).

Delägare i en gemensamhetsanläggning är de ingående fastigheterna som förvaltar anläggningen genom en samfällighetsförening (14 § Anläggningslagen). Fördelningen av kostnaden för gemensamhetsanläggningens utförande och drift fastställs vid en förrättning. Andelstal anges per fastighet utifrån den nytta varje fastighet har av anläggningen (15 § Anläggningslagen).

I samfälligheten för mikroelnät i detta arbete skulle styrelsen kunna komma att representeras av både kommersiella aktörer och privatpersoner från bostadsrättsföreningar. Det är då viktigt att förvaltningen av gemensamhetsanläggningen regleras tydligt med ett förvaltningsavtal med lämplig aktör (38).

2.5 GEMENSAMHETSABONNEMANG

Det finns lagkrav sedan 2014 på att varje ny- och ombyggd lägenhets elförbrukning ska kunna mätas (Lag (2014:267) om energimätning i byggnader). Som tidigare nämnts i stycke 2.3.2 finns inte heltäckande lagstadgade regler för försäljning av el till hyresgäster i flerbostadshus då elnät beläget inom eller på en byggnad undantas från koncessionsplikt (37). Att ha ett gemensamt abonnemang där samtliga hyresgäster/lägenhetsinnehavare och fastighetsägare delar på ett elnäts- och elhandelsabonnemang kallas att ha ett gemensamhetsabonnemang (37). Fastighetsägaren ansvarar då för eldistribution och måste samla in mätdata för förbrukad el. Fastighetsägaren fördelar sedan hyresgästernas och lägenhetsinnehavarnas elkostnader utifrån uppmätt faktisk elanvändning. Detta abonnemang möjliggör att solcellsel kan användas även för att täcka hushållsel/verksamhetsel och därmed möjliggörs lönsamhet för större installation av solceller. De fasta elnätsavgifterna bestäms också utifrån det samlade effektuttaget för hela byggnaden vilket oftast är lägre än vid en summering av de enskilda enheternas maximala effektuttag (37).

Det finns dock en del negativa följder av att ha ett gemensamhetsabonnemang. Den boende förlorar t.ex. rätt till ersättning och skadestånd vid elavbrott samt den avtalsreglerade rätten att ens elmätare kontrolleras vid misstänkt funktionsfel (39). Val av elleverantör och elhandelsavtal är ej heller längre upp till varje enskild hyresgäst/lägenhetsinnehavare. Påverkan kan dock fortsatt ske via hyresgästföreningar, bostadsrättsföreningars stadgar eller förvaltningsavtal för gemensamhetsanläggningar.

2.6 EKONOMISKA REGLER FÖR SOLELSPRODUKTION

Sedan 2017 behöver inte den solelproducent som äger flera anläggningar som sammanlagt understiger 255 kW installerad effekt betala någon energiskatt för den egenkonsumerade elen från solceller (14). Om ägarens anläggningar sammantaget överstiger 255 kW men där var och en av de enskilda anläggningarna understiger 255 kW måste en energiskatt på 0,5 öre/kWh betalas för den egenkonsumerade elen. Den som äger en anläggning med över 255 kW topp effekt måste betala en energiskatt på 33,1 öre/kWh för egenkonsumerad el för just den anläggningen men 0,5 öre/kWh för övriga anläggningar om dessa understiger 255 kW installerad effekt (14) (40).

2.6.1 Regler för energiskatt och oklarheter kring begreppet anläggning

Enligt föregående stycke kan skillnaderna i energiskatt vara stor beroende på installerad effekt per anläggning. Vad som är definitionen av en anläggning är dock oklart.

Elnätsbolagen definierar en anläggning som allt innanför en anslutningspunkt till koncessionspliktigt nät (14).

I 2 § Ellagen definieras en elektrisk anläggning som en anläggning med särskilda föremål för produktion, överföring eller användning av el. Vidare beskrivs en anläggning vara särskild om denna har skilda innehavare. Detta gör att en anläggning kan definieras som avgränsad utifrån anläggningens ägare. I det fall anläggningen tillhör en fastighet med särskild innehavare går det att säga att anläggningen är särskild för denna fastighet. Däremot ifall två intilliggande fastigheter har samma ägare och de båda fastigheterna har solceller installerade kan dessa solceller komma att betraktas vara delar av samma anläggning.

Skatteverkets definition av en anläggning med avseende på avdrag för energiskatt på el som framställts från förnybara källor är: *"Produktionsenheter som geografiskt och tekniskt är sammanhängande, exempelvis genom att dela generator eller som på annat sätt är sammanhängande, ses som en enda anläggning"*. Någon definition av sammanhängande finns ej. Det skulle i enlighet med elnätsbolagen kunna definieras som innanför anslutningspunkt till koncessionspliktigt nät. Det skulle som i Ellagen kunna definieras utifrån ifall fastigheten är särskild. Det skulle också kunna definieras som en byggnad i enlighet med 3§ SFS 2014:1582 beträffande stödberättigat solsystem där max ett stöd kan ges per byggnad.

Frågan gällande vad som räknas som en solcellsanläggning är ställd till energimyndigheten. I deras svar framgår det att de inte känner till någon klarlagd definitionen (41).

2.6.2 Stöd till solceller

Stödnivån för installationskostnader för nätanslutna solcellssystem är 30 % sedan januari 2018. Stödet kan som mest uppgå till 1,2 miljoner kr per solcellssystem och ges för maximal kostnad på 37 000 kr (exklusive moms) per installerad kilowatt (15).

Ser man till hur ett stödberättigat solcellssystem är definierat enligt 3§ SFS 2014:1582 (Förordning om ändring i förordningen (2009:689) om statligt stöd till solceller), så avser det ett system för produktion av elektricitet från solstrålning i vilket solceller ingår och som avgränsas av anslutning till fastighetsinternt eller externt elnät. Således kan stödet betraktas vara berättigat per fastighet. Dock står det vidare i 4 § att stöd endast får lämnas för ett solcellssystem per byggnad eller för ett solcellssystem per fastighet om systemet är byggt på marken. Därmed är stödet byggnadsspecifikt. Det gör att varje byggnad oavsett om flera byggnader finns inom samma fastighet, är berättigat till stöd. Vad som är definitionen av en byggnad är dock ej klart definierat. Det kan tänkas att samma definition bör antas här som vid fallet för IKN-förordningen.

2.6.3 Skattesubvention för överskottsel

Den som är mikroproducent med en säkring på max 100 ampere i anslutningspunkten har möjlighet att få skattereduktion. Skattereduktionen är 60 öre per kWh el som matas ut på nätet. Maxbelopp är 18 000 kr/år och får ej överstiga den egna uttagsnivån i kWh från nätet (15).

2.7 JURIDISK SAMMANFATTNING FÖR MIKROELNÄTET I DETTA ARBETE

- Detta arbete utgår ifrån att dispens från kravet på nätkoncession ges för avgränsade interna nät (mikroelnät) där nyttan med ett mikroelnät står i proportion till påverkan (kostnader och olägenheter) för koncessionsinnehavaren. Förslagsvis skulle Energimarknadsinspektionen (EI) kunna avgöra när sådan nytta föreligger med avseende på exempelvis förnyelsebar elproduktion och lönsamhet för mikroelnätets ägare.
- I enlighet med lagen bör kraven uppfyllas för internt nät beträffande överföring för egen räkning. Det innebär också möjligheten för mikroelnätets ägare att uppdra åt någon annan att ansvara för driften av nätet.
- Mikroelnätet ska utgöras av en gemensamhetsanläggning som ägs av en samfällighet där samtliga fastigheter inom området ingår oavsett om de har möjlighet till egen solelsproduktion eller ej. Samma regler och förordningar ska gälla som gäller för gemensamhetsanläggningar och samfälligheter enligt lag.
- Gemensamhetsabonnemang med mätning av varje enskild hyresgäst/bostadsrättsinnehavares elkonsumtion är en förutsättning för att överföring av el för annans räkning ska kunna ske. Vidare ska gemensamhetsabonnemangets utformning ingå som en del av förrättningen vid bildandet av den samfällighet för vilken mikroelnätet utgör gemensamhetsanläggningen.
- Lagar om mätning av användarnas/konsumenternas el ska uppfyllas. Varje hyresgäst/lägenhet och fastighet debiteras sin egen elanvändning utifrån individuell mätning och debitering (IMD). Rörliga och fasta kostnader för köpt el i gemensamhetsabonnemanget och för genererad el från gemensamhetsanläggningen debiteras utifrån förbrukning.
- Stödberättigat solcellssystem definieras här i enlighet med SFS 2014:1582 som ett system för produktion av elektricitet från solstrålning i vilket solceller ingår och som avgränsas av anslutning till fastighetsinternt elnät. Hänsyn tas till att

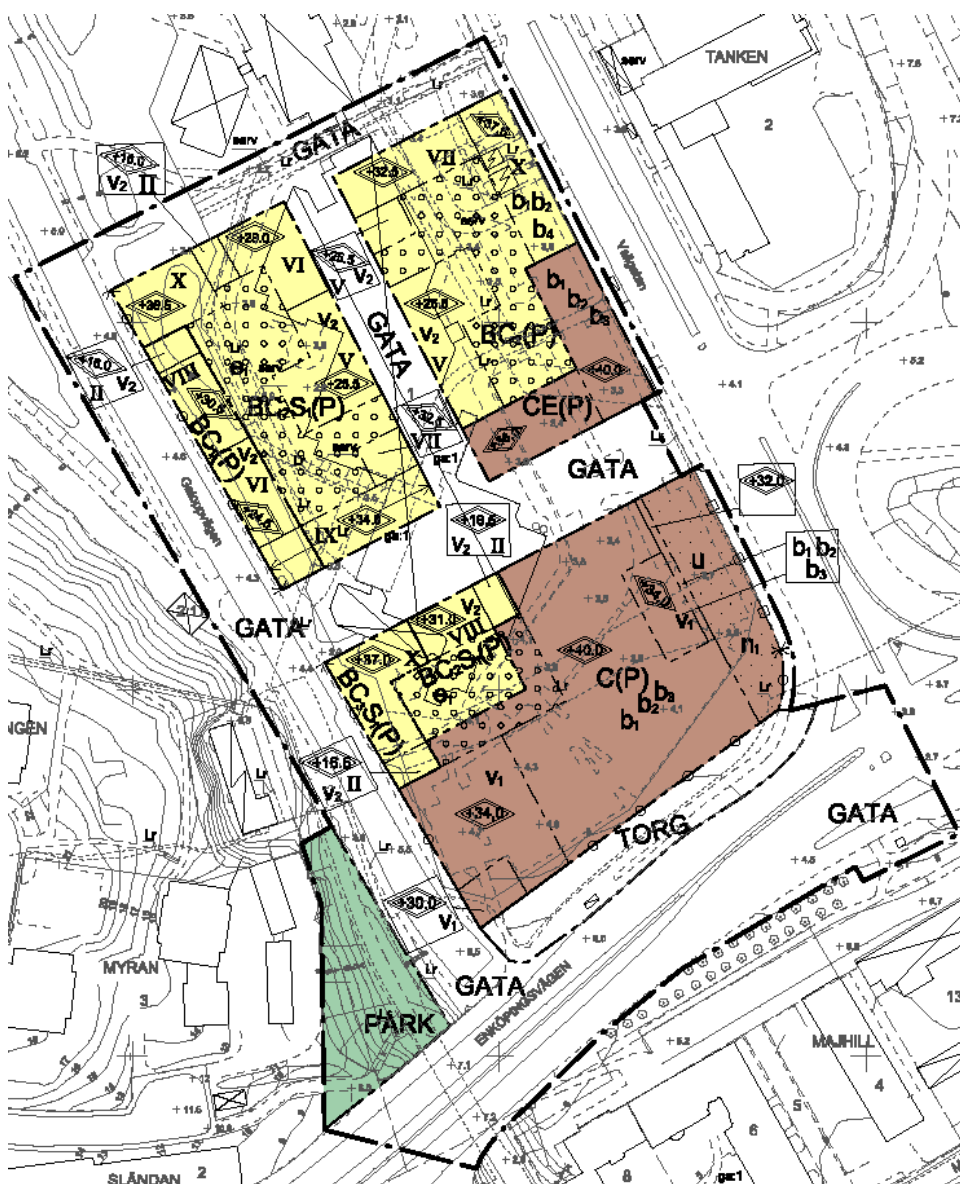
stöd endast får lämnas för ett solcellssystem per byggnad. I stödet ingår stöd för investering i batterilager för lagring av energi från solcellsproduktion. Här tolkas att stöd för investering i batterilager ges per fastighet och motsvarande andel i samfälligheten. Stödet för investeringskostnader antas beräknas utifrån summan per fastighet för investering i solcellsanläggningar och andel i batterilager. Detta gör att varje byggnad med solcellssystem är berättigat till stöd på 30% men max 1,2 miljoner kronor.

- Anläggning med avseende på energiskatt definieras i enlighet skatteverkets definition som "Produktionsenheter som geografiskt och tekniskt är sammanhängande". I detta arbete tolkas sammanhängande vara detsamma som i ovan nämnda förordning om statligt stöd till solceller (SFS 2014:1582) dvs ett solcellssystem per byggnad. Vidare tolkas mikroelnätets ägande vara fördelat i andelar. Det gör att varje andelsägare i form av fastighetsägare inte betalar skatt på egenproducerad el så länge var och en av byggnaderna har solceller installerade som ej överstiger 255 kW installerad effekt.
- Skattesubventioner är inte aktuellt för de undersökta fallen då endast fastighet B32 har en lägre säkring än 100 A och denna fastighet ej har solceller installerade (se Tabell 2 och Tabell 3).

3 Indata – förutsättningar för fallet Järva

3.1 FALLET – INDATA FÖR DE TRE KVARTEREN I OMRÅDET JÄRVA SOLNA

Metoden för att bestämma bakgrundsdata för de fastigheter som ingår i arbetet är först och främst att ta fram data om mått och funktion genom analys av den antagna detaljplanen för de tre kvarteren i stadsdelen Järva i Solna stad (22), se Figur 1.

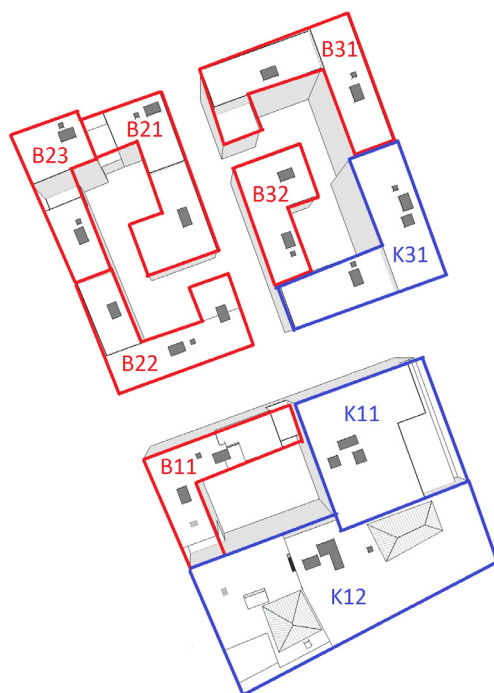


Figur 1: Detaljplan för del av kv. Startboxen inom området Järva i Solna stad. Gula områden markerar i huvudsak bostadsfastigheter. Bruna områden markerar i huvudsak centrumfastigheter vilka i detta arbete betraktas vara kontorsfastigheter.

I de fall där projektering av fastigheter påbörjats i form av ritningar och effektsimuleringar framtagna vid detta arbetets start (2018-01-15) antas sådana

dokument och simuleringar vara mer uppdaterade än detaljplanen. Således prioriteras sådana uppgifter framför uppgifter från detaljplanen.

Vid detta arbetets start (2018-01-15) finns projektering dokumenterad för tre av fastigheterna. Dessa fastigheter betecknas i detta arbete som K11, K12 och B11 (se Figur 2). K11 och K12 utgörs av kontorsfastigheter. B11 är en bostadsfastighet. Elbehov (eleffektbehov och elenergibehov) för dessa fastigheter tas fram genom att använda senaste projekterade simuleringar utförda i programmet IDA ICE (2018-01-15). Därutöver kompletteras effektbehovet med schabloner för hushållsel och verksamhetsel enligt SVEBY (23) (24). Dessutom justeras för fastighet K11 och K12 dessa uppgifter utifrån dokumenterad projektering för servissäkringar. Fördelning av schabloner utgår ifrån uppskattningar i samråd med specialister på NCC. Beträffande kontorsfastigheterna K11 och K12 och bostadsfastighet B11 uppfyller projekterade simuleringar i IDA-ICE (utförda före 2018-01-15) krav för fastighetsenergi ställda i BBR.



Figur 2: Vald fastighetsfördelning för det studerade området i stadsdelen Järva i Solna. Röda fastigheter som inleds med beteckningen B är bostadsfastigheter. Blåa fastigheter som inleds med beteckningen K är kontorsfastigheter.

De data som används för övriga fastigheter (utöver B11, K11 och K12) beträffande elbehov skalas utifrån mått i detaljplanen för respektive fastighetstyp. Det innebär att övriga bostadsfastigheters elbehov skalas utifrån fastighet B11 och övriga kontorsfastigheter skalas utifrån det sammanvägda elbehovet i K11 och K12 eftersom dessa båda kontorsfastigheter är projekterade tillsammans. Den fastighetsindelning som visas i Figur 2 har författaren själv antagit förutom för de projekterade fastigheterna B11, K11 och K12. Uppgifter om faktisk fastighetsindelning saknades vid författandet av uppsatsen (2018-01-15).

3.1.1 A_{temp} och skalfaktor

Beräknad A_{temp} för respektive fastighet utgår från en jämförelse av fastighetsområdets fotavtryck multiplicerat med antal våningar i detaljplanen. A_{temp} har sedan justerats utifrån en jämförelse av dessa värden och projekterade A_{temp}-värden för B11 respektive den energiprojekterade enheten K11 K12. Vidare delades den energiprojekterade enheten K11K12 upp i två separata fastigheter (K11 respektive K12) i enlighet med faktisk fastighetsindelning. De båda respektive fastigheterna utgjorde 40% (K11) respektive 60% (K12) av den ursprungliga enheten. Samtliga övriga fastigheters skalfaktorer i förhållande till respektive projekterad fastighetstyp togs fram på samma sätt. I samma tabell kan utläsas att resulterade total A_{temp} motsvarar cirka 90000m². Av dessa utgör bostadsfastigheternas sammanlagda A_{temp} ca 47% och kontorsfastigheternas A_{temp} följaktligen ca 53%.

Tabell 1: Beräknad A_{temp} och skalfaktor för respektive fastighet.

Fastighet	A _{temp} , m ²	Projekterad eller Vägd
B11	7 692	Projekterad
K11K12	37 993	Projekterad
K11	15 014	Vägd
K12	22 980	Vägd
B21	5 661	Vägd
B22	7 097	Vägd
B23	8 571	Vägd
K31	9 349	Vägd
B31	9 666	Vägd
B32	3 645	Vägd
	89 674	

3.2 EKONOMISK ANALYS/LÖNSAMHETSANALYS

De metoder som här används för att jämföra lönsamheten för ett mikroelnät i förhållande till att inte ha ett mikroelnät utgår ifrån beräkning av nettonuvärdeskostnad (NPC), Levelized Cost of Energy (LCOE), internränta (IR) och diskonterad återbetalningstid (16) (17) (18). För samtliga dessa metoder presenterar simuleringsprogrammet HOMER-energy resultat utifrån de förhållanden som utvärderas. Definitionen av nettonuvärdeskostnad är utifrån HOMER-energy's egna stipulativa definition.

3.2.1 Avgränsningar – de simulerade fallen för lönsamhet

De lönsamhetsfall som kommer analyseras baseras på att antingen inte ha dispens från koncessionsplikt eller att ha dispens från koncessionsplikt.

Vid fallet utan dispens finns möjlighet att ha solceller för generering av solel eller att inte ha solceller alls. För att kunna jämföra lönsamheten kommer skillnaden att jämföras beträffande optimerad mängd solceller enligt dispensfallet med

optimerad mängd solceller enligt fallet utan dispens. Optimering av solcellsarea kommer ske inom vad som här anses vara en maximal tillgänglig takyta utan skuggning inom en i förväg avgränsad tid på dygnet.

Vid fallet med dispens kommer mikroelnät analyseras utifrån en mikroelnäts-utformning med och utan batterilager samt med olika fall av optimering av batterilagret.

Följande är en sammanfattning av de lönsamhetsfall som kommer analyseras:

- Ej dispens – separata anslutningspunkter per respektive fastighet
 - × Fall 1 – Inga solpaneler
 - × Fall 2 – Med solpaneler, optimerade per fastighet
- Dispens – gemensam anslutningspunkt för samtliga fastigheter
 - × Fall 4 – Utan solpaneler
 - × Fall 5 – Med solpaneler
 - × Fall 6 – Med solpaneler och Batterilager
 - Batteri laddas vid överskott av el från solceller. Överskott tillåts inte säljas till nätet.
 - Batteriet används utifrån elprisoptimering. Batteri laddas vid högsta gräns för inköpspris.
 - Batteriet används till att kapa effekttoppar. Batteri laddas ut vid effektgräns för varje månad då kraft ej tillåts hämtas från nätet.
 - Batteriet används för en kombination av ovanstående tre förutsättningar.

Vidare analyseras samtliga fall utifrån Vattenfalls tariffer N3T och N4 med fast och rörligt pris (se stycke 3.9.1). Dessutom analyseras de mest lönsamma fallen med real elprisökning på 3% även för en real elprisökning på 6%.

3.3 SIMULERINGAR I HOMER-ENERGY

För att göra en samlad bedömning av det studerade mikroelnätet utifrån effektbehov, energianvändning, komponentprestanda och kostnader, används i denna studie mjukvaruprogrammet HOMER-energy. HOMER-energy simulerar modeller av mikronät utifrån valda komponenter som exempelvis solceller och batterilager, vilket används i detta arbete, men även komponenter som vindkraft, vattenkraft och värmekraftverk. Programmet anses i branschen vara ett av de högst värderade simuleringsprogrammen för mikroelnät (6) (32) (33) (34).

3.3.1 Avgränsning

Användandet av endast HOMER-energy (PRO) är i sig en avgränsning för lönsamhetsbedömningen i detta arbete. Det innebär att förutom behandling av utdata från HOMER-energy i Excel används i denna studie inga andra simuleringsprogram för varken solelproduktion eller batterisimuleringar. Inte heller MATLAB används kopplad till HOMER-energy vilket annars kan vara en utökad möjlighet för att göra mer komplexa simuleringar.

3.4 FASTIGHETERNAS EFFEKTBEHOV

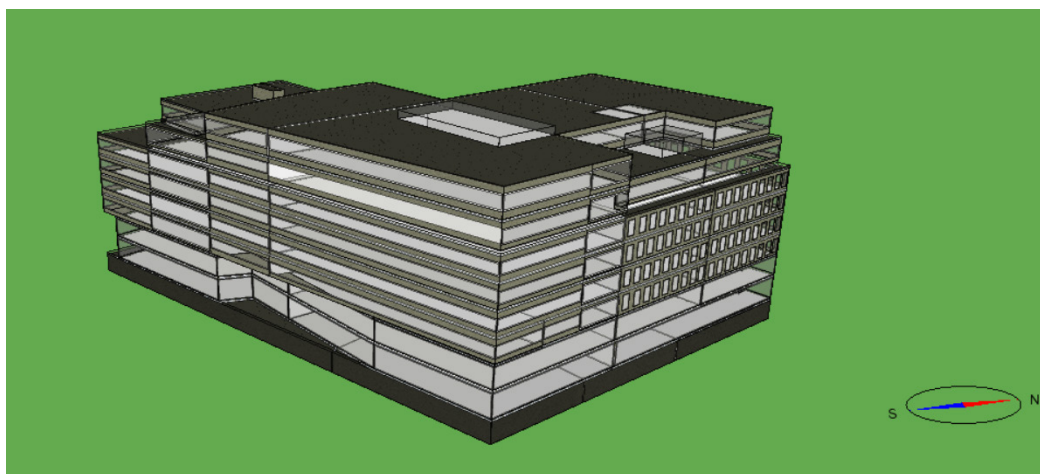
3.4.1 Effektbehov - fastighetsel

Effektbehovet beträffande fastighetsel utgår från projekterat energibehov för fastighet B11 respektive fastighetsenheten K11K12. Dessa har projekterats av NCC och utgår från modelleringar i simuleringsmjukvaran IDA ICE. De värden som används i denna studie utgår från resultat framtagna före denna studie hade påbörjats (2018-01-15).

Kontorsfastighetsenhet K11K12

De energiberäkningar för kontorsbyggnaden K11K12 som detta arbete bygger på är daterade 2017-06-30 och har utförts av Robert Linder, NCC. K11K12 (se Figur 3) har ett värmebehov som främst täcks av värme från borrhål som tillgodoses med hjälp av bergvärmepump. Spetsvärme täcks av fjärrvärme. Byggnaden kyls med fjärrkyla samt frikyla från borrhål. Värme och kyla distribueras främst via tilluft. Behovet för fastighetsel består utifrån dessa förhållande främst av el för att driva pumpar och fläktsystem. I fastighetselen ingår dock även andra faktorer som exempelvis värmekabel för issmältning, tappvarmvatten (decentraliserat), energi för att driva hissar, utomhusbelysning samt viss inomhusbelysning så som exempelvis i trapphus. Beräkningar utgår från programkrav på en persontäthet på 12m²/person och schabloner enligt Sveby med verksamhetstid vardagar 8-17 samt 70% närvaro och 108 W per person (24). BBR's kravnivå för specifik energi-användning är i detta fall 70 kWh/m² A_{temp} och år. Byggnaden K11K12 har en projekterad energianvändning på 30 kWh/m² A_{temp} och år. Därmed klarar byggnaden förutom BBR's krav även projektkravet på 40 kWh/m² A_{temp} och år.

Fördelning av energianvändningen utifrån effektbehov per timme har dels antagits utifrån resulterande timdata från modelleringen i IDA ICE. Då timdata saknats har uppskattad fördelning över år, veckodag och dygn antagits utifrån exempelvis väderdata och statistik.



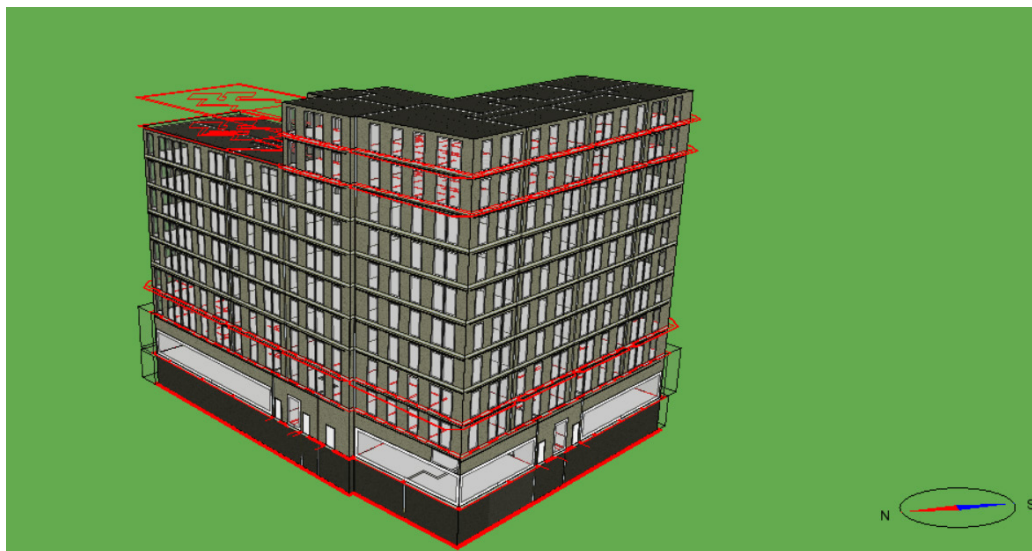
Figur 3: Östlig vy av fastigheterna K11K12, modellerad som en gemensamt projekterad byggnadsenhet i IDA-ICE.

Bostadsfastighet B11

De energiberäkningar som modellerats i IDA ICE för fastighet B11 (se Figur 4) är från ett bygglovsstadium och daterade 2017-12-04. Tillhörande energirapport är upprättad av Malin Bergkrantz, NCC. Värmebehovet i B11 täcks av fjärrvärme och distribueras med vattenburen golvvärme i lägenheterna och radiatorer i övriga delar av byggnaden. För ventilation används FTX-aggregat. I markplan finns lokaler där kylan utgörs av luftburen kyla. Fläktar, pumpar och kylning av lokaler utgör huvudparten av fastighetselen. Förutom dessa tillkommer el till exempelvis hissar, belysning av trapphus och värmekabel för issmältning.

Det krav i BBR på specifik energianvändning som ska efterlevas är viktat utifrån att byggnaden består av både lokaler och bostäder. Detta viktade krav utgör $79 \text{ kWh/m}^2 A_{\text{temp}}$ och år. Därtill har byggnaden ett projektspecifikt krav på 75% av BBR (59 kWh/m^2) samt ett krav att uppfylla Miljöbyggnad 2.2 Silver vilket är $67 \text{ kWh/m}^2 A_{\text{temp}}$ och år. Vid detta bygglovsskede var den projekterade specifika energianvändningen $61 \text{ kWh/m}^2 A_{\text{temp}}$ och år. Detta innebär att byggnaden lever upp till BBR's krav beträffande specifik energianvändning samt energikravet som ställts för Miljöbyggnad 2.2 Silver. Dock uppnås i detta skede ej det projektspecifika kravet på 75% av BBR. Eftersom byggnaden lever upp till kraven i BBR i detta skede så har de timdata som genererats från IDA ICE-modelleringen bedömts vara tillräckligt tillförlitliga för att användas i denna studie.

Fördelning av energianvändningen utifrån effektbehov per timme har dels antagits utifrån resulterande timdata från modelleringen i IDA ICE. Då timdata saknats har uppskattad fördelning över år, veckodag och dygn antagits utifrån tillgänglig väderdata och statistik.



Figur 4: Västlig fasadvy av fastighet B11 så som den modellerats i IDA-ICE.

3.4.2 Effektbehov – verksamhetsel och hushållsel

Eleffektbehov för verksamhetsel och hushållsel har ej beräknats vid projekteringen av byggnaderna B11 och K11K12. Generellt har schabloner från Sveby antagits (23)

(24). Fördelning av denna energi har fördelats som timdata utifrån uppskattningar och anvisningar i Sveby.

Vid beräkning av effektbehov har ej inkluderats laddning av elbilar. Detta trots att laddning av elbilar har projekterats för fastigheterna K11 och K12. Dels har denna avgränsning gjorts utifrån bedömningen att elbilsladdningen är väldigt specifik för dessa fastigheter vilket gör att resultat framtagna utifrån dessa effektbehov uppskattas ge ett mindre generaliserbart resultat. Dels bedöms laddning av elbilar och därigenom inverkan på elnät och effektbehov i sig utgöra en så omfattande fråga att arbetets stringens tjänar på en sådan avgränsning.

Kontorsbyggnad K11K12 - verksamhetsel

För att bestämma verksamhetsel för K11K12 har en schablon på 50 kWh/m² Atemp och år använts i enlighet med Sveby (24). Denna schablon har fördelats utifrån antaganden baserade på Swebys bedömning av normal kontorstid vardagar 8-17 (24) samt antaganden som konsulterats med handledare och referenser på NCC. Enligt Sveby är schablonen för verksamhetsel baserad på en kontorsyta för 20 m²/person (m² Atemp). Med den persontäthet på 12 m²/person (m² Atemp) som projekterats i K11K12 skulle det kunna innebära att en ännu högre schablon är lämplig. Samtidigt är schablonen beräknad utifrån statistik före år 2013 dvs före energibesparande teknik som exempelvis LED börjat användas i stor utsträckning. Efter konsultation med referenser på NCC har därför schablonvärdet på 50 kWh/m² Atemp bibehållits.

För K11K12 har också projekterad eleffektuppskattning beaktats (42). Eleffektuppskattningen är utförda för att bland annat bedöma fastighetens servissäkringsstorlek. I eleffektuppskattningen har K11 och K12 beräknats separat. Beträffande K11 har även laddning av bilar tagits med i effektberäkningarna vilket ej är fallet för detta arbete där laddning av elbilar valts att ej tas med. När dessa effekter för elbillsladdning räknats av har K11's toppeffektbehov i detta arbete ansetts som jämförligt med effektuppskattningen. NCC's eleffektuppskattning av fastighet K12 har beräknats högre än ursprungligt toppeffektbehov i detta arbete. Anledningen antas vara att verksamhetselbehov för restaurangkök har lagts till utöver Swebys verksamhetsschablon (24). För att kompensera för det har därav justeringar utförts. Schabloner från Sveby beträffande lunchrestauranger inklusive kök motsvarande 250 m² har adderats till ursprungliga beräkningar.

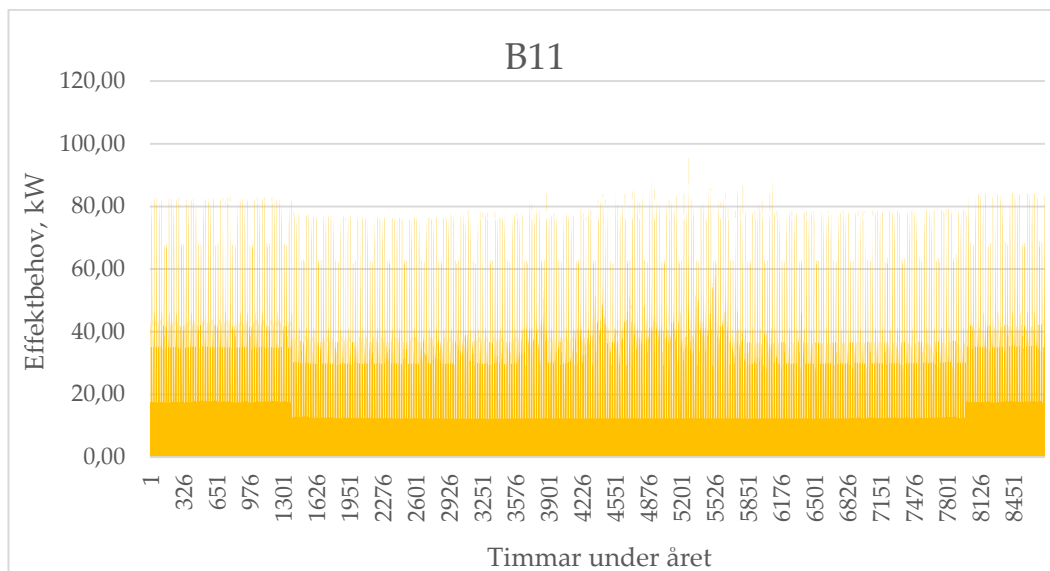
Bostadsfastighet B11 - hushållsel

Enligt Sveby kan hushållsel för ett flerbostadshus beräknas utifrån schablonen 30 kWh/m² Atemp och år (23). Denna schablon har använts i detta arbete och fördelats över årets dagar och timmar utifrån antagna värden för personers närvaro och verksamhet på dygnet.

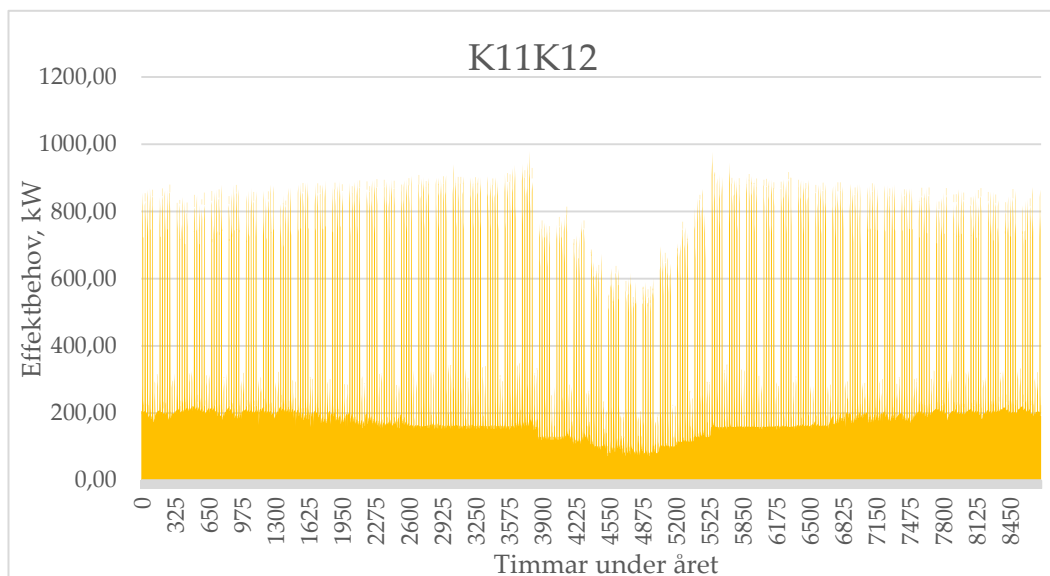
3.4.3 Totalt effektbehov

Vid simuleringar av effektbehov i IDA ICE och senare i HOMER-energy har väderdata från SMHI-SVEBY använts.

Figur 5 visar totalt effektbehov för fastighet B11 under ett helt år. Motsvarande totala effektbehov för byggnad K11K12 kan ses i Figur 6.



Figur 5: Effektbehov för fastighet B11 visat för årets samtliga 8760 timmar. Maximala effekttopp på 95kW timme 5274 motsvarar 8:e augusti kl 18:00.



Figur 6: Effektbehov för byggnad K11K12 visat för årets samtliga 8760 timmar. Maximala effekttopp timme 3780 motsvarar 7:e juni kl 12:00.

Grafen för B11 visar att den maximala eleffekten (toppeffekten) är 95kW och uppstår timma 5274 under året. Detta motsvarar 8:e augusti kl 18:00. Det går även att se att elbehovet är högre på vardagar. Det beror på att det är lokaler på markplanet i bostadsfastigheterna. Dessa lokaler kyls med luftburen kyla där el behövs för att driva denna försörjning i form av fläktar och pumpar. Elen till lokalerna har därmed förhållandevis stor inverkan. Den skarv som syns i övergången från februari till mars och i övergången mellan november och

december beror på uppskattad fördelning av energi till värmekabel för issmältning som fördelats över månaderna december till februari.

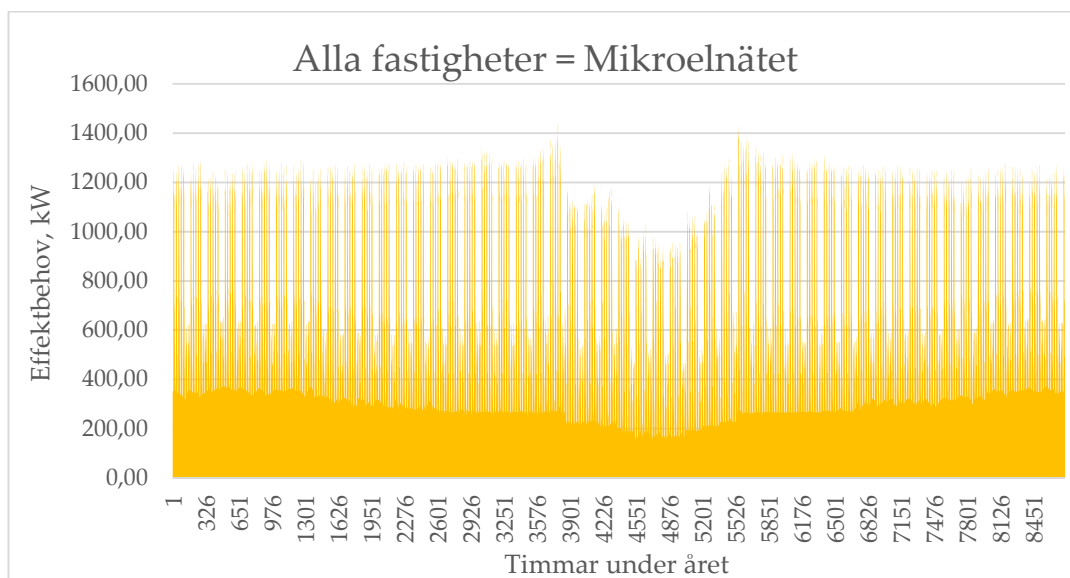
Grafen för K11K12 visar att den maximala eleffekten (toppeffekten) är 980 kW och uppstår timma 3780 under året. Detta motsvarar 7:e juni kl 12:00. K11K12 som är en renodlad kontorsfastighet visar på markanta toppar på vardagar under kontorstid kl 8-17. Den svacka i grafen som sker i mitten på sommaren orsakas av uppskattad minskning för verksamhetsel under semestertider(43).

Respektive fastighetselbehov har skalats utifrån dessa fastigheters elbehov. Detta gör att toppar för samtliga fastigheter av samma typ har samma tidpunkt för toppeffektbehov men av varierad storlek utifrån respektive fastighets skalfaktor (se Tabell 1). Respektive fastighets toppeffektbehov går att se i Tabell 2.

Tabell 2: Toppeffekten redovisad per fastighet. En summering av fastigheternas toppeffekter ses längst ner i tabellen samt en jämförelse med den toppeffekt som uppstår för mikroelnätet då effektbehoven slås samman. Tabellen redovisar även motsvarande ström för toppeffekten och vilken servissäkring denna ström skulle kräva.

Fastighet	Toppeffekt, kW	Ström, A	Servissäkring, A
B11	96	153	160
K11	387	559	630
K12	593	856	1000
B21	70	101	125
B22	88	127	160
B23	106	153	160
K31	241	348	400
B31	120	173	200
B32	45	65	80
Summa	1746	2800	
Mikroelnät	1438	2100	

I fallet för en sammanslagning av samtliga fastigheters elbehov, vilket är fallet för mikroelnätet, kan konstateras att tidpunkten för toppeffektbehov infaller timma 3780 under året (se Figur 7). Detta motsvarar 7:e juni kl 12:00. I Tabell 2 går också att se att summan av samtliga fastighetsseparata toppeffektbehov är högre än det totala toppeffektbehovet då fastigheternas separata behov slås samman till ett totalt effektbehov för mikroelnätet. Detta beror på att samtliga fastigheters toppeffektbehov inte uppstår samtidigt, varken beträffande dag eller tid på dygnet. Orsaken är främst att det är olika verksamheter i de olika typerna av fastigheter vilket ger olika effektbehovsstrukturer.



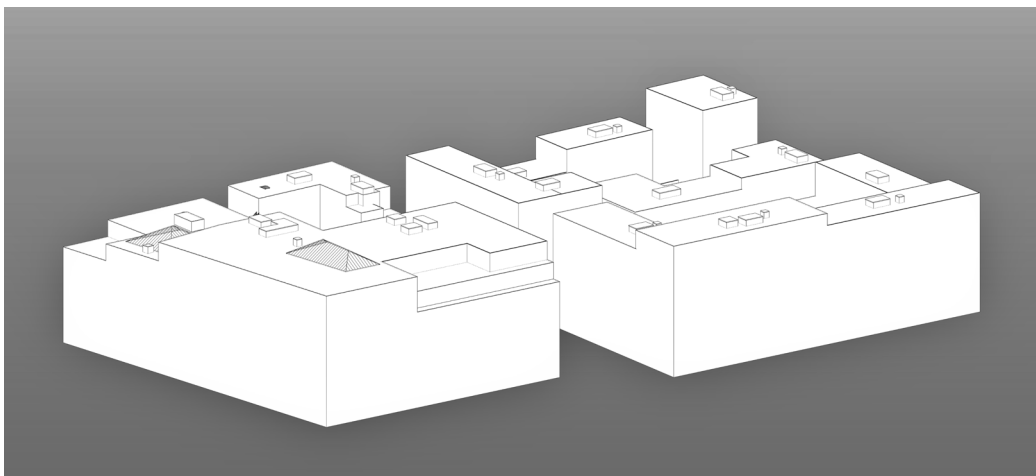
Figur 7: Effektbehov för det sammanslagna fastighetsbehovet för samtliga nio fastigheter. Detta eleffektbehov motsvarar eleffektbehovet för hela mikroelnätet. Maximala effekttoppen timme 3780 motsvarar 7:e juni kl 12:00.

3.5 SOLCELLSINSTALLATIONER

3.5.1 Lämpliga tak- och fasadytor för solpaneler på respektive fastighet

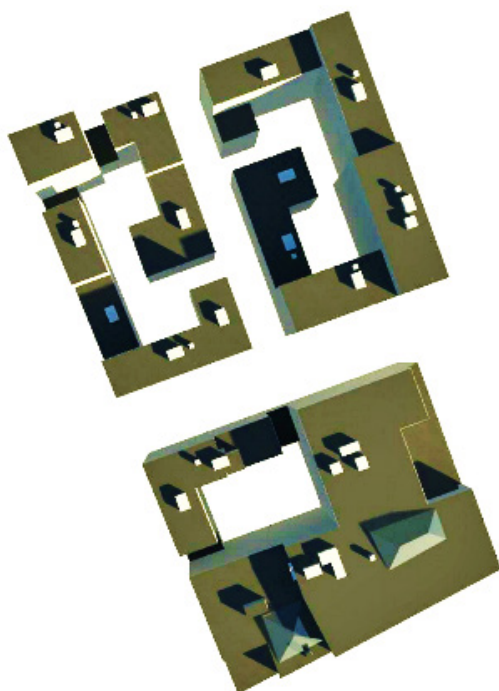
För att avgöra de separata fastigheternas förutsättning att installera solceller har en bedömning av solbelysta ytor analyserats. Utifrån detaljplanen (se Figur 1) har byggnadernas volymer modellerats i mjukvaruprogrammet Revit. Vid modelleringen av taken har det antagits att samtliga byggnader har platta tak med uppskattade installationer placerade uppe på dessa tak. Dessa uppskattade installationsvolymen kan bestå i exempelvis ventilationsaggregat och utrymmen för hissar (se Figur 8). Installationsutrymmen för fastighet B11 och byggnad K11K12 är i enlighet med projekterade ritningar och alltså inte uppskattade.

Den yta som därigenom antagits utgör i detta arbete en övre gräns för möjlig solcellsarea. Detta gör att installerad effekt utgår från dessa areor vilket också sätter en gräns för optimering.



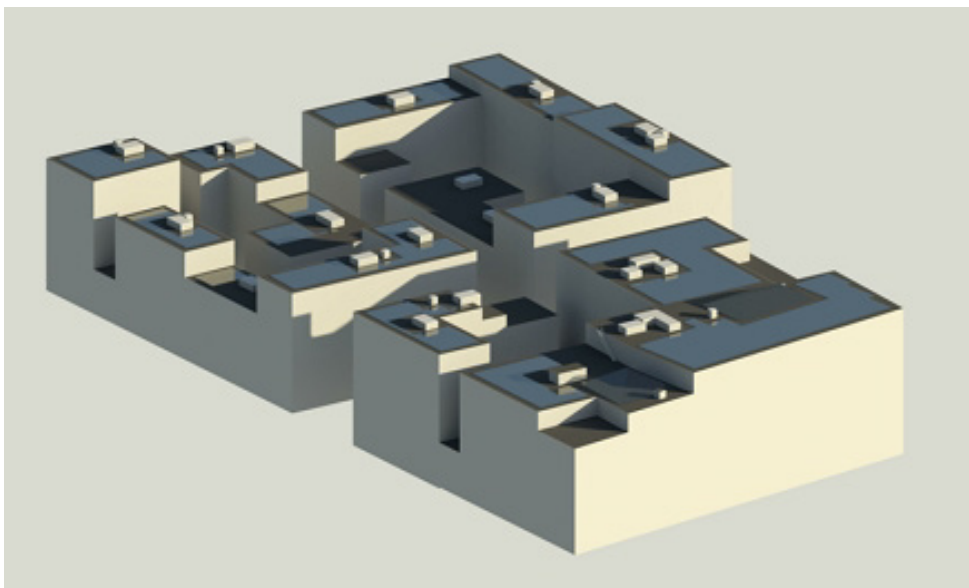
Figur 8: Modell i Revit byggd utifrån angivna mått i detaljplanen (se Figur 1 och Bilaga A). På bilden ses området från öster. På taken syns uppskattade installationsutrymmen. För B11 och K11K12 är dessa utrymmen enligt projekterade ritningar.

Modellen har renderats i klart solljus för att se var skuggor faller. Lämpliga takytor för solceller har valts efter en skugganalys som gjorts vid olika tidpunkter på året och dygnet, se Figur 9 för exempel.



Figur 9: Området i Järva vid vårdagsjämningen den 20 mars kl 9:00

Solcellsarean har ritats utifrån att de i mesta möjliga mån skall vara parallella med byggnadens riktning för att optimera mängden solceller. Vidare har ett avstånd från panelen till yttre fasad på 1,5 m valts för att göra taket och fasaden tillgänglig för underhåll.



Figur 10: Modell i Revit byggd utifrån angivna mått i detaljplanen (se Figur 1). På bilden ses området från söder. På taken syns uppskattade installationsutrymmen samt resulterande maximerade solcellsytor i stålgrå färg. För B11 och K11K12 är installationsvolymen enligt projekterade ritningar.

3.5.2 Solpanelernas utformning och installerad effekt per fastighet

Utifrån de maximala areor som tagits fram i skuggstudien har areorna multiplicerats med en faktor på 80%. Anledningen är främst att ett avstånd behövs mellan rader av solpaneler för att de svagt lutade solcellsmodulerna inte ska skugga varandra och för tillgänglighet på taket.

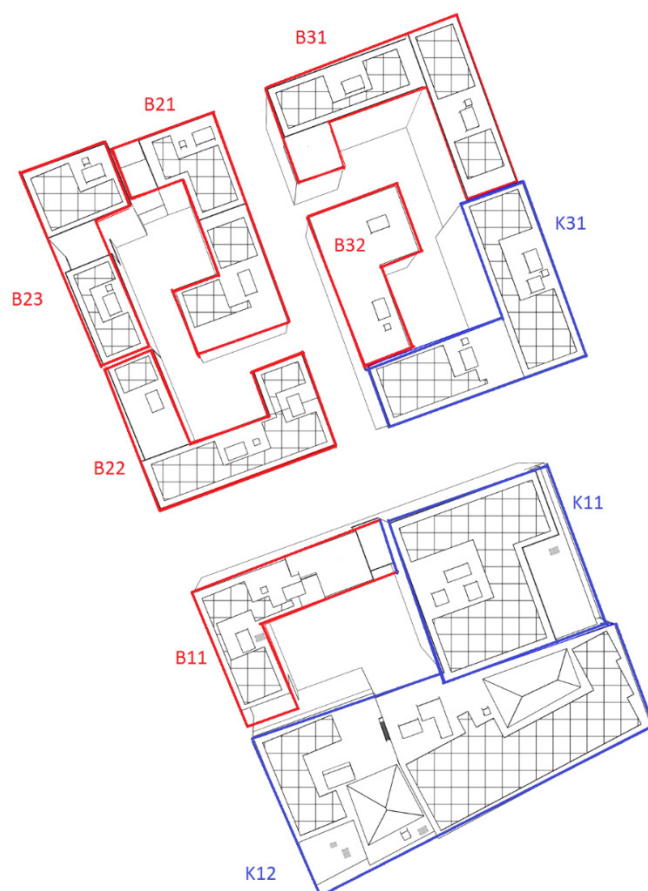
Som kan ses i Figur 11 är byggnaderna inte riktade i rakt nord-sydlig riktning. Faktum är att byggnaderna har tre olika vinklar vilket har påverkat riktningarna i förhållande till sydlig riktning dvs azimuthen för solpanelerna. Tre olika värden för azimuthen har därför här använts beroende på byggnad och den fasad som är optimal att följa. Optimal fasadriktning har antagits vara den längsta tillgängliga fasaden. Vad beträffar solpanelernas optimala lutning i förhållande till horisontalläge har en optimal lutning på 5 grader uppskattats. I detta antagande har panelernas skuggning av varandra värderats.

För fastighet K12 har det projekterats solceller på den södra fasaden. Denna yta har som tillägg till de platta taken tagits med som möjlig solcellsyta i detta arbete. Ingen annan fasad har dock en lika lämplig fasad för solceller när skuggning från omgivande byggnader och terräng beaktas. Av den anledningen har denna fasadyta valts som ett enda undantag. Lutningen av fasaden är 90 grader varför även de solpaneler som fästs på fasaden har den lutningen.

En sammanställning av samtliga maximalt installerade solcellseffekter per fastighet visas i Tabell 3 och illustreras i Figur 14. Vid beräkning av installerad effekt har en verkningsgrad på 17% använts vilket idag anses vara rimligt (44).

Tabell 3: Installerad effekt för solceller angiven per sammanhållen solcellsarea med horisontell vinkel och azimut. Tabellen anger även slutlig installerad effekt per fastighet.

Fastighet	Azimut	Horisontell vinkel	Beräknad installerad effekt per sammanhållen solcellsarea, kW	Beräknad installerad effekt per fastighet, kW	Effekt-reducering, kW	Slutlig installerad effekt, kW
B11	-22,2	5	33	33		33
K11	-20	5	117	117		117
K12	-22,2	5	43			
	-28	5	138			
	-28	90	119	300	-45	255
B21	-20	5	28			
	-20	5	15			
	-20	5	15	58		58
B22	-20	5	56			
	-22,2	5	9	65		65
B23	-22,2	5	21			
	-22,2	5	28	49		49
K31	-20	5	36			
	-20	5	57	93		93
B31	-20	5	33			
	-20	5	23			
	-20	5	13	69		69
B32	-20	5	0	0		0
				785		739



Figur 11: Solcellsareor markerade som rutnät (dock ej i rätt vinkel). Maximal solcellsarea är bestämd utifrån nämnda kriterier om skuggning. Byggnaderna är riktade så att norr är rakt uppåt i bilden och syd följaktligen rakt nedåt. Areor och slutlig installerad effekt för respektive fastighet ses i Tabell 3.

I tabellen Tabell 3 kan även utläsas en effektreducering på 45 kW för K12. Denna beror på att fastigheten annars överstiger den gräns på 255 kW som är angiven för energiskatt (se stycke 2.6.1). Därav har mängden solceller valts att reduceras på fasaden på grund av att de förväntas ge förhållandevis lägre energiproduktion än solpanelerna med lägre lutning på fastighetens tak.

I simuleringar av solinstrålning i HOMER-energy har väderdata från SMHI-SVEBY använts. Dessa data innehåller angivelse för direkt och diffus solinstrålning. HOMER-energy använder sig av direkt och global solinstrålning vid simuleringar av solceller. Global solinstrålning har beräknats som summan av direkt och diffus solinstrålning utifrån de data som använts. Vidare har en markreflektans ansatts till 0,15, utifrån albedo för asfalt med möjligt inslag av gröna ytor och träd (45).

Temperaturens inverkan på genererad kraft räknats med och då uppskattats inverka -0,5 %/temperaturgrad enligt standardvärde i HOMER-energy. NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) är ett värde som solcellens yta erhåller vid 0,8 kW/m² solstrålning och har här satts till 47 °C vilket enligt HOMER-energy är inom det temperaturspann (45-48 grader) som 60 % av tillverkarna angav för sina produkter 2007.

3.5.3 Kostnader och livslängd för solceller och växelriktare

Solcellsmodulerna i denna studie har uppskattats ha en livslängd på 25 år i enlighet med den effektgaranti som tillverkarna vanligtvis ger (44). Det är också den uppgivna livslängd med få undantag tillverkare har uppgett som prestanda för solcellsmoduler i HOMER-energy. Dock finns det tillförlitliga antaganden att livslängden skulle kunna antas till mer än 30 år vilket dock inte använts i denna studie (46).

Ett mått på första årets energiutbyte för solceller i Sverige kan antas vara ca 950 kWh per kW installerad effekt. Detta gäller vid optimerad placering och varierar beroende på var i landet installationen sker. Efter första året sker en degradering av energiutbytet per år med ca 0,3% (46). Det anses vara ett lämpligt värde utifrån det svenska mer kyliga klimatet och skiljer sig från uppmätta värden i andra länder med andra väderförhållanden. Således har detta värde ansetts rimligt i detta arbetet i samband med simuleringarna i HOMER-energy.

Investering i solceller har antagits kosta 11000kr/kW installerad effekt (46) och 7700kr/kW med erhållet investeringsstöd (se stycke 2.6.2). Denna investeringskostnad har använts oavsett om beräkningar skett för mikroelnätet eller för separata fastigheter och oavsett typ av fastighet. Utöver denna investeringskostnad har en driftskostnad antagits per år utgöra 0,151 kr/kWh genererad elenergi (47). Eftersom solcellsanläggningarna beräknas generera 950 kWh per kW installerad effekt per år (46) utgör således drift- och underhållskostnaden 143,4 kr/kW. Denna kostnad inkluderar kostnad för växelriktare.

Investeringskostnad för växelriktare har antagits vara 1000 kr/kW vilket motsvarar 700kr/kW med ekonomiskt stöd på 30% (se stycke 2.6.2) (46). Dock har byte av växelriktare efter en livslängd på 15 år för dessa fastigheter satts till 1500 kr/kW utan avdrag för stöd (46).

3.6 TEKNISK UTFORMNING AV MIKROELNÄT FÖR OMRÅDET

Den tekniska utformningen av mikroelnätet inklusive integrering av de separata fastigheterna tas fram efter konsultation med specialister samt efter analys av tidigare utförda studier. De studier som betraktas hämtas främst från sökportalen Science Direct. Även rapporter med stöd från myndigheter eller branschorganisationer har beaktats. Den slutliga utformningen väger in faktorer som ekonomi och de tekniska krav som ett behovsstyrt mikroelnät med lokala energikällor (solpaneler) och batterilagring med effektiv och smart användning förutsätter.

Uppgifter om prestanda och kostnader för komponenter som utgör delar av mikroelnätet hämtas från tillverkarnas egna angivna uppgifter på hemsidor och i direkt kontakt med företagen via mejl. Konsultation med specialister har värderats högre än uppgifter på hemsidor. Inberäknat i konsultation med specialister räknas här både direktkontakt via mejl och telefonsamtal, men också rapporter som rekommenderats av dessa specialister. En del indata beträffande prestanda har använts utifrån direkt angivna värden för dessa komponenter i simuleringsprogrammet HOMER-energy.

3.6.1 Endast växelströmsnät (AC) betraktas i denna studie

Flera rapporter har valt att bedöma ett mikroelnäts förutsättningar att använda växelström (AC), likström (DC) eller en kombination av dessa (6) (8) (27). I dessa rapporter framkommer både fördelar och nackdelar för respektive typ av mikroel nät.

I den här studien har valts att designa mikroelnätet som ett växelströmsnät med likströmslagring. Anledningen till denna avgränsning är resultat från studerade rapporter. I rapporten *Microgrid architectures for low voltage distributed generation* (8), belyser författarna att ett växelströmsmikroel nät med likströmslagring erbjuder den enklaste manövreringen eftersom energilagringen är grupperad och förbunden till en DC bus. Eftersom ekonomiska fördelar på komponentnivå finns med ett sådant centralt grupperat energilager (se stycke 3.8.2 om batteripriser) har valet i slutändan resulterat i en avgränsning av nättyp till ett växelströmsnäts fördel. Ett växelströmsnät har också fördelen av att apparaturer som används i bostäder och kontor idag är anpassade efter växelström vilket gör denna design enklare att applicera då det är väl beprövade komponenter till billigare priser (28). Dessutom är ett mikroel nät med växelström kopplat till det allmänna nätet med en nätbrytare det mest pålitliga alternativet eftersom elanvändarna då är direkt kopplade till det allmänna nätet (8).

3.6.2 Endast solceller används som lokal energikälla

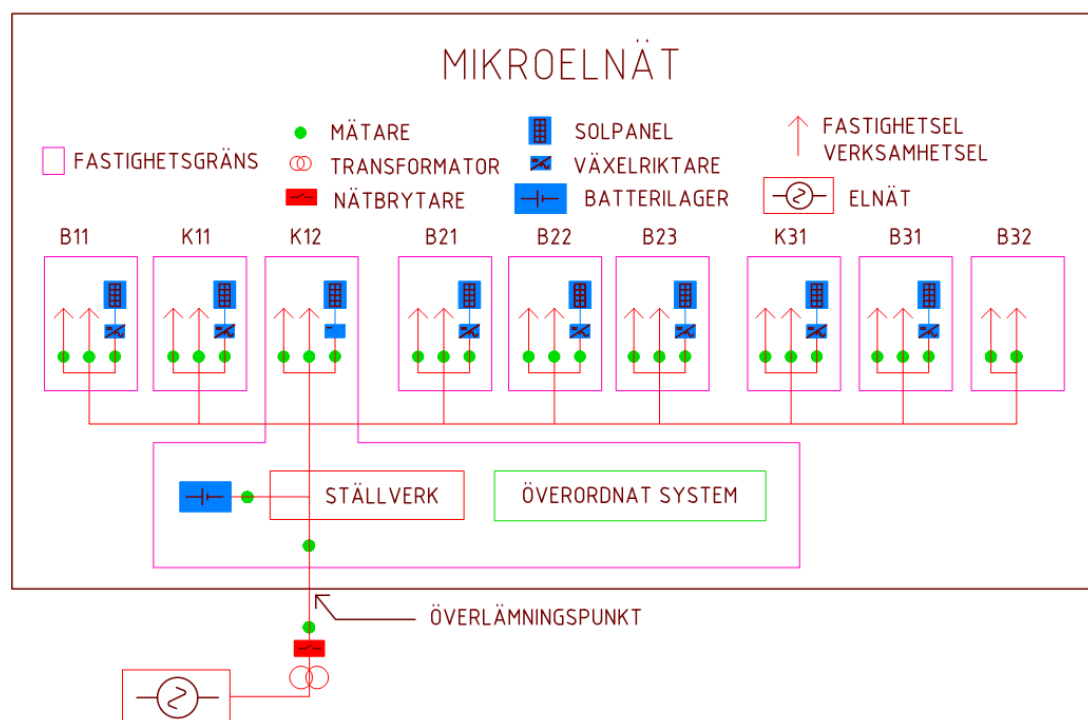
För att förenkla studien har i ett tidigt skede en avgränsning gjorts till att endast använda solceller som lokal (decentraliserad) förnyelsebar energikälla. Det finns studier för området som visar på att läget är ogynnsamt för generering av el från vindkraft (29). Dessutom har solcellsproduktion ansetts som den mest intressanta energikälla att undersöka för de inblandade parterna i studien. Utöver detta har kontorsfastigheterna K11 och K12 (se stycke 3.5.2) redan projekterats med solceller vilket har varit en bidragande orsak till detta beslut.

3.6.3 Endast litium-jon-batterier används för energilagring

Det finns en mängd alternativa ellagringsätt där de fyra huvudtyperna går att kategorisera som mekaniska, elektrokemiska, elektriska och kemiska enligt rapporten *Energilagring för en ökad användning av solenergi* (30). Rapporten kommer fram till att litiumjonbatterier har störst potential för korttidslagring av el idag. Denna slutsats ligger i linje med den senaste rapporten från konsultfirman Lazard som sedan 2015 gjort en årlig utvärdering av kostnader och prestanda för energilagringsteknologi (31). I Lazard's rapport anges att litiumjonbatterier i ökad utsträckning ersätter blysyrabatterier och lämpar sig väl för användning i både kommersiella fastigheter och bostadsfastigheter samt för mikroel nät och effekttoppskapning i större nät. Litium-jonbatterierna anges vidare ha relativ hög energidensitet, låg egenurladdning och hög laddningseffektivitet. Tillverkningen förväntas vidare att öka bland annat på grund av att litiumjonbatterier i stor utsträckning används som lagringsteknologi i elbilar. Detta gör att investeringskostnaderna för litiumjonbatterier förväntas minska kommande åren (31). Baserat på dessa rapporter har litiumjonbatterier valts som batterityp för lönsamhetsberäkningar i denna rapport.

3.7 MIKROELNÄTETS UTFORMNING

Mikroelnätet har utformats enligt Figur 14 och har tagits fram i konsultation med experter (Mattias Millinger (NCC), Fredrik Ekelund (NCC) och Elias Afeiche (ABB) [30].



Figur 12: Mikroelnätets utformning. Det överordnade systemet, SCADA-systemet, tar in information från växelriktare, mätare och batterier och kan bland annat styra batterilagrets i och urladdning samt sammanställa information från elanvändningen i hela mikroelnätet. Batterilager, ställverk och överordnat system är placerade inom fastighet K12.

3.7.1 Nätägarens ansvar

Utanför själva mikroelnätet är nätägaren ansvarig från och med överlämningspunkten (se Figur 12.). En transformatorstation för nedtransformering av spänning för mikroelnätet är placerad i direkt anknäring till området. Därefter följer en nätbrytare som kan koppla ifrån hela mikroelnätet vid störningar. Vidare har nätägaren även en debiteringsmätare för mätning av mängden köpt el.

3.7.2 Anslutningspunkt och mätare

Efter överlämningspunkten (dvs anslutningspunkten), tillhör komponenterna mikroelnätet (dvs ägs av fastighetsägarna, bostadsrättsföreningarna etc. inom samfälligheten). En mätare är placerad i direkt anslutning till överlämningspunkten för att kunna mäta in- och utgående elenergi. De båda mätarna (nätägarens debiteringsmätare och mikroelnätets) sitter efter varandra med överlämningspunkten som gräns emellan dem.

Varje fastighet har sina egna mätare för fastighetsel respektive hushållsel och verksamhetsel. Detta behövs för att kunna debitera elanvändarna för sin förbrukning och fördela kostnader och vinster inom samfälligheten (se stycke 2.4).

Vidare har varje solcellssystem mätare i anslutning till växelriktarna i respektive fastighet. Dessa är också viktiga för fördelning av kostnader och vinster inom samfälligheten samt ger en indikation på hur solcellssystemet fungerar i sin helhet. Mätning behövs även för att erhålla elcertifikat.

3.7.3 Ledningar, ställverk och säkringar

Fastigheterna kopplas samman med ledningar (separata för varje fastighet) som går till ett gemensamt ställverk för hela mikroelnätet. I ställverket ingår säkringar som säkerställer att en felande fastighet kan kopplas bort vid större fel utan att andra fastigheter påverkas. Växelriktarna i varje fastighet har brytare som säkerställer det övriga systemet från störningar ifall problem skulle uppstå med respektive solcellssystem. Alla fastigheter har för sig egna säkringssystem som säkerställer driften inom den egna fastigheten. Fastighetsnätet byggs upp enligt praxis och följer rådande elsäkerhetsföreskrifter.

3.7.4 Överordnat system

Mikroelnätet är utformat med ett överordnat system i form av ett SCADA-system för styrning och övervakning. Detta överordnade systemet är tänkt att beläggas i direkt anslutning till ställverk och möjligt batterilager (se Figur 12).

SCADA-systemet läser av information från växelriktare, mätare och batterier. Utifrån denna information styr det överordnade systemet bland annat batterilagrets i och urladdning samt sammanställer information från elanvändningen i hela mikroelnätet. Exempelvis kan härigenom effekttoppar kapas genom att det överordnade systemet läser av att effektbehovet från mikroelnätet överstiger en viss gräns varvid el istället tas från batterilagret. Vid fel i solcellssystemet ska detta överordnade system även kunna stänga av växelriktarna och skicka larm.

3.7.5 Kostnader för mikroelnätet

Kostnad för transformatorstationen, nätbrytare och debiteringsmätare utanför överlämningspunkten är beräknade att tillfalla nätägaren. Både kostnader för ställverk och SCADA-system har däremot antagits tillfalla mikroelnätets ägare.

Investeringskostnader för SCADA-systemet är uppskattat att vara 300 000 SEK (48) (49). Driftskostnaden för SCADA-systemet är ca 24 000 kr/år (28). Denna driftskostnad motsvarar drygt 8 % av investeringskostnaden.

Investeringskostnader för ställverket är ca 250 000 kr (28). Uppskattade driftskostnader per år för ställverket är 1,5% av investeringskostnaden (28).

Anslutningsavgifter har värderats utifrån Vattenfalls uppgifter om anslutningsavgifter för avstånd inom 400 meter till anslutande nät. Vattenfalls tariffer är valda utifrån att Vattenfall är nätägare för området som undersöks i denna studie (se stycke 4.6.1). Schablonpriser exklusive moms ger anslutningsavgifter enligt Tabell 5 (50).

Tabell 4: Tabellen visar anslutningsavgift per fastighet samt summerade anslutningsavgifter för hela området.

Fastighet	Servicesäkring, A	Anslutningsavgift, kr
B11	160	100 000
K11	630	340 000
K12	1 000	450 000
B21	125	85 000
B22	160	100 000
B23	160	100 000
K31	400	240 000
B31	200	140 000
B32	80	48 000
Alla		1 603 000
Mikroelnät	2 250	1 000 000

Uppgifter saknas om vilken servissäkring som krävs för mikroelnätet vars strömbehov är 2 100 A (se Tabell 2). Inte heller redovisar Vattenfall vad anslutningsavgiften är för ett så stort behov. Dock går att utläsa ur Tabell 2 att strömbehovet för ett mikroelnät minskar från 2 800 A för separata fastigheter till 2 100 A för mikroelnätet. Tittar man på kostnadsökningen i Vattenfalls tabell för anslutningsavgifter ökar kostnaden med 110 000 per 250 A i tabellens sista steg (50). En huvudsäkring som täcker 2 100 A borde täckas inom ett intervall av 2 250 A och då kosta 1 000 000 kr. Detta skulle betyda en besparing i anslutningsavgift på 603 000 kr.

Beträffande kostnader för ledningar inom mikroelnätet är det en kostnad som vid fallet för separata fastigheter tillfaller nätägaren och betalas då av fastigheterna via anslutningsavgiften. Vid mikroelnätet tillfaller dessa ledningskostnader samfälligheten. Beräknade kostnader för kablar är 317 000 kr. Dock ingår inte kostnader för att installera ledningar i detta beräknade pris. Kabellängder i kostnadsberäkningar utgår ifrån att ställverk och batterilager förläggs inom fastighet K12 för att minimera antalet ledningar och dess längder. Detta resulterar i att byggnaden på fastighet K12 blir en slags huvudbyggnad för mikroelnätet.

I detta arbete har vid simuleringar räknats med en total anslutningsavgift enligt nuvarande priser för de separata fastigheterna (se Tabell 4). Denna kostnad har även använts vid simulering av mikroelnätet trots att där endast betalas en enda anslutningsavgift. Antagandet är gjort utifrån att den totala kostnaden för ledningarna i mikroelnätet (inklusive installationskostnader) kan uppskattats vara lika stor som skillnaden i anslutningskostnader mellan fallet för de separata fastigheterna och fallet för mikroelnätet (28).

3.8 BATTERILAGER

Lösamheten för batterilagret analyseras i detta arbete endast utifrån fallet med mikroelnät och inte för de separata byggnaderna.

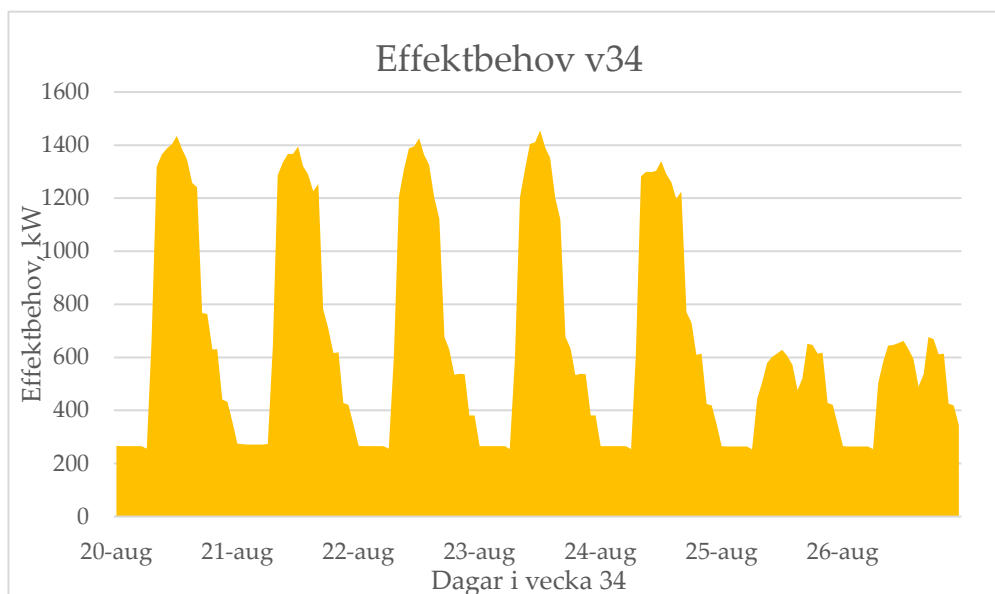
Den funktion ett batterilager kan ha ur lönsamhetssynpunkt går att sammanfatta enligt följande (51):

- Kapning av eleffektbehovstoppar. Lönsamheten baseras på att undvika höga månadsavgifter (se stycke 3.9.1)
- Lagring av överskott av genererad el från solcellerna som används vid elunderskott och därmed ersätter köpt el från nätet. Lönsamheten baseras på att inköpt el kostar mer än den el man får vid försäljning av egengenererad el (se stycke 3.9.3 och Figur 14). Att lagra elen skulle därav ge en vinst motsvarande skillnaden mellan köpt och såld el.
- Inköp av el från nätet som lagras i batteriet då elpriset är lågt och därefter laddas ur batteriet vid högre elpriser.

3.8.1 Val av batteri vid simulering

Eleffektbehovet för mikroelnätet under en vecka (vecka 34) ser ut enligt Figur 13. Diagrammet visar den vecka under året med störst eleffektbehov. Vid effekttoppskapning eftersträvas att effekttopparna kapas på ett sätt att eleffektbehovet under varje dygn blir så likartat som möjligt och att denna jämna maximala höjd så långt det går når samma nivå under hela den månad för vilken högbelastningsavgiften tas ut (se stycke 3.9.1). På så sätt undviks att betala för månadens extra effektbehovsvärden.

Studerar Figur 13 ytterligare beträffande mikroelnätets effektbehov kan udden på topparna för effektbehovet uppskattas vara 100–200 kW varje vardag. För att få ett jämnt effektbehov under vardagarnas mest effektkrävande timmar skulle det därför vara önskvärt att batterilagret har en urladdningseffekt på 100–200 kW. På grund av att effekttopparna är jämnt växande och avtagande med kulmen mitt under dagen är effekttoppskapningen också energikrävande. Toppas som varar under flera timmar kräver således inte bara en hög effekt utan också att batteriet har hög energilagringsskapacitet. Att kapa topparna mer än 100–200 kW skulle kräva att energilagret kan leverera energi under huvuddelen av arbetsdagens timmar.



Figur 13: Diagrammet visar eleffektbehovet under vecka 34 som är den vecka med störst effektbehov.

För att kapa effekttoppen 200 kW för den dag på året då mikroelnätet har högst effekttopp (23:e augusti, se Figur 13) skulle det krävas ett energilager på 795 kWh utifrån mikroelnätets effektbehovsdata. För att kapa effektbehovet till samma gräns (1238 kW) för övriga dagar samma vecka krävs som mest en energilagringsskapacitet på 857 kWh (måndagen 20:e augusti). Detta visar utifrån dessa data att det batteri som är lämpligt för just det här mikroelnätet borde ha ett förhållande mellan urladdningseffekt och energilager på ca 200 kW/850 kWh.

För simulering av batterilager i HOMER-energy finns en katalog av komponenter att välja mellan. Prestandan för dessa är förinställda beträffande urladdningseffekt och energilager i enlighet med faktiska fabrikat. Det batteri av dessa fabrikat som mest liknar det förhållande som beräknats ovan mellan urladdningseffekt och batterilager motsvaras av Teslas Powerpack2 (se Tabell 5). För både mikroelnätets batteri och Powerpack2 är faktorn 0,24 beträffande förhållande mellan urladdningseffekt och energilager enligt den jämförelse som utförts ovan.

Tabell 5: Prestanda för Teslas batterilager Powerpack2 som är vald komponent ur HOMER-energys katalog.

Powerpack2	
Nominal Voltage	380 V
Nominal Capacity	210 kWh
Nominal Capacity	553 Ah
Urladdningseffekt	50 kW
Maximal laddnings-/urladdningsström	131 A
Systemeffektivitet (AC) 2-timmarssystem	88 %
Systemeffektivitet (AC) 4-timmarssystem	89 %
Urladdningsdjup (DoD)	100 %

Batterierna i detta arbete beräknas ha en livslängd på 10 år vilket är den livslängd som föreslagits i HOMER-energy för Teslas Powerpack2. Generellt används inte livslängd i år från tillverkarna utan istället antalet cykler batteriet klarar av under sin livstid (51). För att litiumbaserade batterier ska behålla livslängden behövs inga fulla i och urladdningscykler. Vid diskussion om livslängd brukar istället begreppet Depth of Discharge (DoD) användas. Det är ett mått på hur stor del av batteriets totala kapacitet som går att ladda ur. Längre livslängd uppnås vid högre DoD. Tesla anger att DoD för Powerpack2 är 100 % (se Tabell 5). Detta innebär att batteriet har en förmåga att laddas ut helt varje cykel (51).

3.8.2 Batterilagrets kostnad

Batterilagret består av fyra beståndsdelar (48) (51):

- Battericeller – lagrar energi
- Styrsystem (BMS - battery management system) – mäter batteristatus, spänning och temperatur samt kontrollerar batteriets funktion.
- Kylsystem – kyler lagrets komponenter.
- Växelskiftare/likriktare - gör om strömmen för ingående ström från växelspanning (AC) till likspänning (DC) och för utgående ström från likspänning till växelspanning.

Vid kostnadsantagande i detta arbete har förutom kostnad för dessa funktioner även installationskostnader inkluderats i priset för investering.

Förutom typen av batteri beror priset för ett batterilagret på vilken typ av funktion batteriet är avsett för att hantera och storleken av batterilagret (31). I det här arbetet är avsikten att klara funktionerna angivna i inledningen av stycket. Storleken av batterilagret baseras på resultat från lönsamhetsberäkningar.

Efter analys av rapporter (51)(31) och dialog med referens på ABB (48) har priset på 3 000 kr/kWh används vid simuleringar i detta arbete. Därtill tillkommer ett avdrag för stöd på 30% då batterilagret installeras i samband med en solcellsanläggning (se stycke 2.6.2) (51). Det gör att slutligt simulerat batteripris är 2 100kr/kWh. Driftskostnaderna är satt till 1,5% av investeringskostnader (31) vilket i detta arbete beräknas utifrån investeringskostnad utan stöd (31).

3.9 KOSTNADER FÖR ELNÄT OCH ELHANDEL

Som elkonsument (och elprosumert) krävs att två avtal ingås. Det ena är ett avtal med nätägaren för det område där anslutningen till nätet ska ske. Det andra är ett avtal med ett elhandelsföretag som abonnenten får välja fritt (54). I den totala elkostnaden ingår elpris för den el som förbrukas och elnätsavgift vilket inkluderar både abonnemangsavgift och en rörlig överföringsavgift. Förutom dessa två kostnader tillkommer även skatter (55).

3.9.1 Nätavgift

Det studerade området i Järva, med nuvarande adress Vallgatan 3, tillhör nätområde 3 (56). Nätområdets namn är Huvudsta och har nätområdes-id HUV.

Nätägaren för detta område är Vattenfall Eldistribution AB. Därmed är det den nätägare som också använts i denna studie för analys av nätavgifter.

Varken för de enskilda fastigheterna eller för det totala mikroelnätet är säkringsabonnemang på 16-63A aktuellt (se Tabell 2). Därav gäller endast effektabonnemang för 80A eller högre vid prissättning (57). De nättariffer som använts är Vattenfalls tariffer för småskalig elproduktion som gäller från 2018-01-01 (58). Dessa gäller för småskalig elproduktion för trefasanslutningar till högspänning 6-20kV och till lågspänning 400/230V. Vidare har antagits att tariffer för lågspänning gäller (58). Detta innebär att fastigheterna i området i Järva har rätt att välja mellan nättariff N3T och N4. Dessa båda tariffer har valts att analyseras beträffande lönsamhet i detta arbete. Ersättning för inmatning ges av Tabell 6 och avgifter för uttag ges av Tabell 7 (58). I tabellerna är uppgivna höglasttider detsamma som högpristid dvs vardagar kl 6-22, under tiden november-mars med undantag för helgdagar. Månadseffektavgiften betalas för den högsta uttagna medeleffekten per timme under månaden.

Tabell 6: Vattenfall Eldistribution AB's ersättning för inmatning beträffande lågspänning. Uppgifterna är angivna exklusive moms. Ingen särskild mätavgift faktureras om kunden i samma punkt betalar en fast avgift för uttag.

Ersättningar för inmatning	
Mätavgift (kr/månad)	225
Effektersättning höglasttid (kr/kW, månad)	43
Energiersättning höglasttid (öre/kWh)	3,7
Energiersättning övrig tid (öre/kWh)	3,7

Tabell 7: Vattenfall Eldistribution AB's avgift för uttag beträffande lågspänning. Uppgifterna är angivna exklusive moms.

Avgifter för uttag	N3T	N4
Fast avgift (kr/månad)	3400	385
Månadseffektavgift (kr/kW, månad)	30	42
Högbelastningsavgift (kr/kW, månad)	74	0
Överföringsavgift högpristid (öre/kWh)	23,4	56
Överföringsavgift övrig tid (öre/kWh)	9,6	14,8

Den huvudsakliga skillnaden mellan tariff N3T och N4 är att N3T tar ut en högre fast avgift och högbelastningsavgift beträffande toppeffekter varje månad. I gengäld är överföringsavgifterna beträffande energi lägre.

3.9.2 Energiskatt

Den som producerar eller överför el ska betala skatt på elen (59). Från 1 januari 2018 är skatten 33,1 öre/kWh exklusive moms inom det geografiska område som behandlas i denna studie (40). Från och med 1 januari 2018 tar elnätbolagen istället för elhandelsbolagen upp energiskatten för betalning till staten (58). Gränser för energiskatt för el som framställts från förnybara källor behandlas ytterligare i stycke 2.6.1.

3.9.3 Elhandelspris

För elhandel erbjuds fast eller rörligt pris. Ett rörligt pris kan vara en större risk beträffande oväntade utgifter då kostnaderna för elanvändningen är svårare att förutse (60). Ett fast pris gör kostnaderna för elanvändning lättare att förutspå. Eftersom elhandlarna kompenserar för risken med ett längre elavtal vid fast elpris lägger de på en marginal som ofta gör att fast elpris är dyrare än rörligt elpris (60).

Vattenfall eldistribution har valts som elhandelsföretag i denna studie. Deras fasta och rörliga elpriser under 2017 har tillsammans med spotpriset enligt Nord Pool Spot utgjort grunden för beräknade kostnaden för elhandel.

Rörligt elpris

Vattenfall uppger att deras rörliga elpris består av inköpspris, kostnad för elcertifikat och deras eget påslag (61). Under januari till juni 2017 var detta påslag 3,0 öre/kWh exklusive moms. Från juli till december var påslaget sänkt till 2,0 öre/kWh. Utöver dessa avgifter tillkommer energiskatt och årsavgift. Priserna är beräknade exklusive moms i denna studie.

Vattenfalls inköpspris bestäms enligt den nordiska elbörsen, Nord Pool Spot (61). Det timbaserade inköpspris som använts i denna studie utgår ifrån historiken för spotpriset enligt Nord Pool Spot för år 2017. Vid beräkning av det totala rörliga priset per timme har en kompenserande avgift för elcertifikat lagts till utifrån Vattenfalls månadsstatistik för deras rörliga snittpris (61)

För det rörliga elpriset, som använts som indata för köp av el från nätet vid simuleringar i HOMER-energy, har den energiberoende delen av nätavgiften för uttag adderats till det totala rörliga elpriset. Eftersom nätavgifterna är olika för tariff N3T och N4 är också indata vid simulering av rörligt elpris uppdelade i två olika tariffer.

Årskostnaden, vilket för Vattenfalls avtal med rörligt elpris är 32 kr/månaden, har vid beräkningar i denna studie utelämnats då denna kostnad ansetts försumbar i förhållande till övriga kostnader (62).

Fast elpris

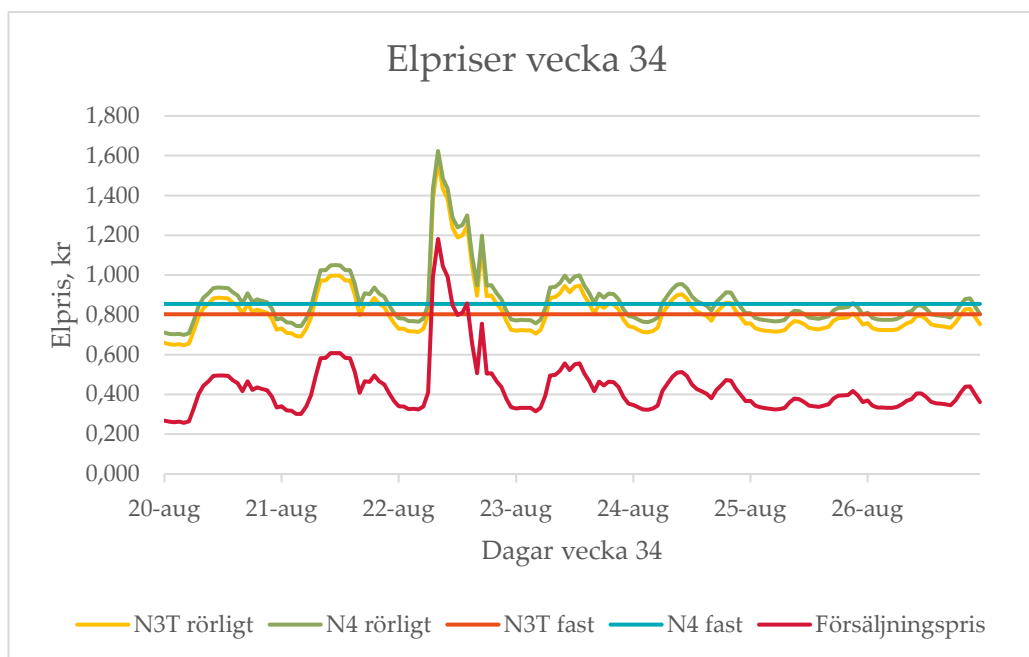
För att bestämma Vattenfalls fasta elpris har Vattenfalls snabba prisförslag använts för postnummer 17067 (Vallgatan 3, Solna) och en årlig förbrukning på 150 000 kWh (63). Den 16 februari gav denna uträkning ett fast pris på 37,6 öre/kWh för ett treårigt avtal. Trots att endast fastighet B32 har en mindre årlig förbrukning än 150 000 kWh har samma pris använts för samtliga fastigheter och även för mikroelnätet. I priset vid simulering med fast pris i HOMER-energy ingår även energiskatt 33,1 öre/kWh och överföringsavgiften till nätägaren. Då överföringsavgiften är beroende av vilken tariff som används (N3T eller N4) har även två olika tariffer använts för det fasta elpriset.

Årskostnaden, vilket för Vattenfalls avtal med fast elpris är 28 kr/månaden, har vid beräkningar i denna studie utelämnats då denna kostnad ansetts försumbar i förhållande till övriga kostnader [45].

En jämförelse av tariff och typ av elpris för vecka 34 under det första simulerade året kan ses i Figur 14.

Ersättning för försäljning av elöverskott från solceller

Den ersättning som erhålles vid inmatning av el till nätet består dels av spotpriset enligt Nord Pool Spot, dels beror den på en energiersättning per kWh till nätägaren som är oberoende av vald nättariff (se Tabell 6) (58) (64). I denna studie har inte hänsyn tagit till erbjudanden för såld el som kan förekomma för nya elproducenter.



Figur 14: Elpriset under vecka 34 det första året.

Prognos för elpris

Vid NCC's LCC-analyser beräknas elpriset stiga med 3% per år utöver inflationen. Detta är i linje med exempelvis Bixias långtidsprognos beträffande elprisets utveckling (65). Bixias prognos från 2015 räknar med att elpriset stiger med 10 öre mellan 2020 och 2030 vilket motsvarar en elprisökning på 3%. Enligt en rapport från Nordic Council of Ministers & IEA från 2016 kan elpriset komma att öka från 30 till 55 Euro per MWh mellan 2020 och 2030 (66). Det skulle betyda en ökning på 8% per år. I denna studie har en elprisökning med 3% antagits. Därutöver har en känslighetsanalys för 6% elprisökning utförts.

3.9.4 Elcertifikat

Elleverantörer som är yrkesmässiga och levererar el till en elanvändares uttagspunkt är kvotpliktiga (67). Kvoten förpliktigar innehav av elcertifikat i förhållande till elförsäljning eller elanvändning och har till syfte att skapa efterfrågan på elcertifikat (68). Kvotnivån för 2018 är 29,9% (69). Den som producerar förnyelsebar el (exempelvis solenergi) erhåller ett certifikat per MWh producerad el som den sedan kan sälja till den kvotpliktige. 2017 var

årsmedelpriset för ett elcertifikat 0,125 kr/kWh vilket är det pris som använts i denna studie (70).

3.10 MERVÄRDEN FÖR CERTIFIERINGAR OCH UPPNÅDDA ENERGIKRAV

En större mängd förnyelsebar elproduktion ökar chansen att uppnå energikrav och certifieringar (71) (72). I Miljöbyggnad version 3.0 ställs till exempel krav på att mer än 5% förnyelsebar energi genereras lokalt och används i byggnaden för att uppnå deras högsta nivå GULD. 50% av de fastigheter som byggs kräver någon form av certifiering (73). Det gör att en fastighetsutvecklare mister minst 50% av den potentiella marknaden ifall fastighetsutvecklaren väljer att utveckla fastigheter utan certifiering. Att utveckla en byggnad med en högklassad certifiering kan dessutom ge bra PR i det fall certifieringen skapar uppmärksamhet (73). I denna uppmärksamhet finns ett värde i att fastighetsutvecklaren därigenom som bolag visar sin höga kompetens. Det blir ett sätt att visa för andra att företaget ligger i framkant och inte räds utmaningar. Attraktionskraften för företaget ökar när företaget framstår som innovativt.

Det är sällan kostnaden för en certifiering direkt går att ställa emot exempelvis något så konkret som förlorad eller ökad mängd uthyrbar yta vid uppnådd certifiering (73). Det går inte heller att säga att certifiering direkt ger fastighetsköparen möjlighet att ta ut en högre hyra. Det fastighetsutvecklingsbolag vill sälja in till fastighetsköparen är att förhållandet mellan hyresintäkter och driftskostnader kan hållas på en så hög nivå att fastighetsköparen är villig att betala ett högre pris för fastigheten. Det blir en garanti för att uppnå ett högre driftnetto och ökar lönsamheten i en investering (73).

I denna studie har mervärden ej tagits med i lönsamhetsbedömningen utifrån osäkerheten i att bestämma värdet av certifieringar och uppnådda krav kopplat till mindre mängd köpt el.

3.11 VÄRDET AV EFTERFRÅGEFLEXIBILITET

Elsystemet kräver balans mellan inmatad el och förbrukad el (74). Med rätt balans behålls rätt frekvens i elnätet och därmed undviks störningar i spänningskvaliteten vilket bland annat kan leda till elavbrott eller skador på elektrisk utrustning (74). Elnätet på lokal nivå kan komma att utsättas för belastningar det inte är byggt för i takt med att antal elbilar ökar liksom mängden förnybar lokalproducerad el (74). Ett sätt att bemöta dessa nya krav är efterfrågefleksibilitet där kunderna är effektiva i sin elanvändning. Den enskilde konsumenten tar då mer ansvar genom att reglera det egna effektbehovet för att motverka effekttoppar och effektdalar. På så sätt minskar kunderna förbrukningen när elnätet är hårt belastat. Det skulle exempelvis kunna ske genom att minska elbehovet genom att dra ner på ventilation, värme och kyla kortare stunder. Svenska kraftnät hade 2015 en upphandlad effektreserv på 1 000 MW för att undvika effektbrist (74). Kostnader för detta liksom för kostnader att tvingas bygga ut elproduktionen och näten för de nya behoven kan motverkas genom den enskilde konsumentens agerande. Därmed kan i framtiden konsumenten kunna förhandla sig till bättre elavtal till lägre kostnader genom att erbjuda flexibilitet (74). Ett mikroelnät som i denna

studie är samordnat med ett överordnat system skulle kunna erbjuda sådan efterfrågefleksibilitet. Dock har sådana vinster ej tagits med i denna studie på grund av svårigheten att i dagsläget kvantifiera dessa värden.

3.12 SIMULERING – YTTERLIGARE INSTÄLLNINGAR I HOMER-ENERGY

Förutom de uppgifter för indata som hittills angivits har ytterligare några inställningar och justeringar utförts i HOMER-energy. Detta har utförts för att kunna genomföra undersökningar enligt syfte och avgränsningar i denna studie.

3.12.1 Förväntad realränta

För att undersöka utfallet av förväntad real diskonteringsränta har den nominella diskonteringsräntan ansatts till den förväntade realräntans värde samtidigt som inflationen satts till noll. Därmed är inflationen utfaktorerad och alla kostnader blir reella kostnader. Detta gör att inflationen beräknas som densamma för alla kostnader enligt uppgifter i HOMER-energy.

3.12.2 Jämförelser vid olika simuleringsfallstyper

Vid simuleringar i HOMER-energy utgår lönsamhetsberäkningar från jämförelser med basfall. Exempelvis jämförs en fastighet med solcellskomponenter och växelriktare med ett basfall där inga extra komponenter finns att tillgå och elförsörjningen endast sker från nätet. Beräkning av internränta och diskonterad återbetalningstid utgår således från kassaflöden i jämförelse med basfallet.

4 Resultat

I detta kapitel presenteras först resultat utifrån scenariot att alla fastigheter är separata och att inga solceller har använts. Även detta fall har simulerats utifrån de två olika typerna av tariffer som presenterats tidigare (N3T och N4, se stycke 3.7.1) samt för fast och rörligt pris. De tariffer och pristyper för respektive fastighet där lönsamheten har varit bäst har summerats och använts i jämförelse med lönsamhet för andra fall i studien. Detta summerade fall, här kallat basfallet, har simulerats utifrån en reell elprisökning på 3% per år. Vidare har även en känslighetsanalys utförts för en elprisökning på 6%.

Följande är en sammanfattning av de lönsamhetsfall som analyserats:

- Ej dispens – separata anslutningspunkter per respektive fastighet
 - × Fall 1 – Inga solpaneler
 - × Fall 2 – Med solpaneler, optimerade per fastighet
- Dispens – gemensam anslutningspunkt för samtliga fastigheter
 - × Fall 4 – Utan solpaneler
 - × Fall 5 – Med solpaneler
 - × Fall 6 – Med solpaneler och Batterilager
 - Batteri laddas vid överskott av el från solceller. Överskott tillåts inte säljas till nätet.
 - Batteriet används utifrån elprisoptimering. Batteri laddas vid högsta gräns för inköpspris.
 - Batteriet används till att kapa effekttoppar. Batteri laddas ut vid effektgräns för varje månad då kraft ej tillåts hämtas från nätet.
 - Batteriet används för en kombination av ovanstående tre förutsättningar.

Tabellen nedan sammanfattar resultaten utifrån LCOE, NPC, nuvärde, internränta samt diskonterad återbetalningstid.

Tabell 8: Sammanställning av studiens resultat för de olika fallen

		3% elprisökning	6% elprisökning
Basfallet - separata fastigheter utan solceller, summerade	LCOE, kr/kWh	1,43	2,02
	NPC, kr	124 490 000	174 966 000
Separata fastigheter med solceller, summerade	LCOE, kr/kWh	Beräknat medelvärde 1,38	Beräknat medelvärde 1,91
	NPC, kr	119 530 000	164 940 000
	Nuvärde, kr	se separata värden	se separata värden
	IR, %	se separata värden	se separata värden
	Diskonterad återbetalningstid, år	se separata värden	se separata värden
Mikroelnätet utan solceller	LCOE, kr/kWh	1,34	1,89
	NPC, kr	116 280 000	164 315 000
Mikroelnätet med solceller	LCOE, kr/kWh	1,30	1,79
	NPC, kr	112 710 000	155 153 000
	Nuvärde, kr	11 779 000	19 813 000
	IR, %	15,2	18,1
	Diskonterad återbetalningstid, år	8,3	7,5
Mikroelnät med batterilager - effekttoppskapning 40kW	LCOE, kr/kWh	1,32	1,81
	NPC, kr	115 012 000	157 183 000

4.1 RESULTAT AV SIMULERINGAR AV BASFALLET

Resultatet från simuleringarna av de separata fastigheterna, där utfallet, utifrån tariff och typ av pris (rörligt/fast) varit mest fördelaktigt, kan ses i Tabell 9. Resultatet är ett utfall av simuleringar för en livscykel på 25 år.

Tabell 9: Tabellen visar mest lönsamma tariff för basfallet (separata fastigheter utan solceller) beträffande Levelized Cost of Energy (LCOE), Nettonuvärdeskostnad (NPC), investeringskostnad och kostnader för drift och underhåll (DoU) Kostnaderna är utifrån 3% elprisökning per år.

Fastighet	Nättariff	Pristyp	LCOE, kr/kWh	NPC, kr	Investeringskostnad, kr	DoU, kr/år
B11	N4	Rörligt pris	1,45	7 147 000	100 000	451 000
B21	N4	Rörligt pris	1,45	5 291 000	85 000	333 000
B22	N4	Rörligt pris	1,45	6 607 000	100 000	417 000
B23	N4	Rörligt pris	1,44	7 943 000	100 000	502 000
B31	N4	Rörligt pris	1,45	8 977 000	140 000	566 000
B32	N4	Rörligt pris	1,46	3 425 000	48 000	216 000
K11	N3T	Rörligt pris	1,43	27 033 000	340 000	1 709 000
K12	N3T	Rörligt pris	1,42	40 966 000	450 000	2 593 000
K31	N3T	Rörligt pris	1,45	17 101 000	240 000	1 079 000
Totalt			1,43	124 490 000	1 603 000	7 866 000

Kurvor för inköpt elektricitet för dessa simuleringar följer eleffektbehovskurvorna (se exempel i Figur 5 och Figur 6). Den totala summan för NPC (124 489 598 kr) är den nettonuvärdeskostnad som övriga fall jämförts med. Investeringar som efter en livscykel på 25 år ger lägre kostnader än detta utfall kan betraktas som lönsamma. För de separata fastigheterna där optimerad mängd solceller inkluderats bedöms lönsamheten för respektive fastighet utifrån jämförelse med respektive fastighets NPC i denna tabell.

4.2 SEPARATA FASTIGHETER MED OPTIMERAD MÄNGD SOLCELLER

Utifrån den maximala gräns som beräknats för installerad effekt för solcellsmoduler (se stycke 3.5.2 och Tabell 3) och de tariffer och priser för respektive fastighet som är mest lönsamma, erhålls resultat enligt Tabell 10, Tabell 11 och Tabell 12. Dessa resultat gäller vid en elprisökning på 3 % per år. Som samtliga fastigheter är det taktan som är begränsande, mer solceller hade förbättrat lönsamheten.

Tabell 10: Tabellen visar mest lönsamma tariff för separata fastigheter med optimerade solceller beträffande Levelized Cost of Energy (LCOE), Nuvärdeskostnad (NPC), investeringskostnad och kostnader för drift och underhåll (DoU). Kostnaderna är utifrån 3% elprisökning per år.

Fastighet	Nättariff	Pristyp	LCOE, kr/kWh	NPC, kr	Investeringskostnad, kr	DoU, kr/år
B11	N4	Rörligt pris	1,40	6 925 000	368 000	420 000
B21	N4	Rörligt pris	1,34	4 937 000	553 000	281 000
B22	N4	Rörligt pris	1,35	6 195 000	626 000	356 000
B23	N4	Rörligt pris	1,38	7 617 000	498 000	456 000
B31	N4	Rörligt pris	1,37	8 518 000	700 000	500 000
B32	N4	Rörligt pris	1,46	3 425 000	48 000	216 000
K11	N3T	Rörligt pris	1,38	26 166 000	1293 000	1 592 000
K12	N3T	Rörligt pris	1,36	39 300 000	2523 000	2 354 000
K31	N3T	Rörligt pris	1,40	16 446 000	995 000	989 000
Totalt				119 530 000	7 604 000	7 164 000

Tabell 11: Tabellen visar optimerad installerad solcellseffekt och växelriktare samt energiproduktion. De effekter som visas beträffande installerad effekt och växelriktare är optimerade värden utifrån det maximala värde som angetts i Tabell 3. Vidare visas genererad energi per kW installerad effekt första året.

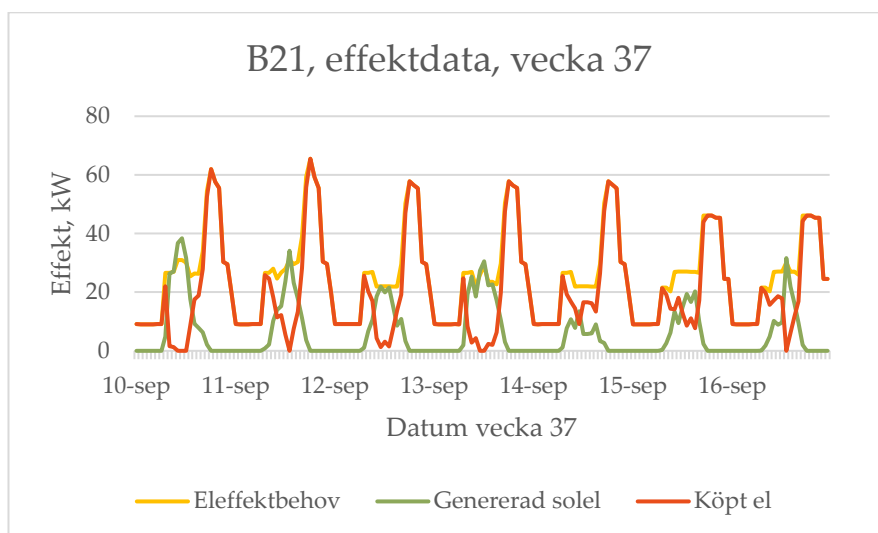
Fastighet	Installerad effekt, kW	Växelriktare, kW	Genererad solel, kWh/år	Köpt el, kWh/år	Såld el, kWh/år	Förnyelsebar kvot, %	Solelenergi per installerad effekt, kWh/kW, år
B11	33	20	30 000	288 000	20	8,9	938
B21	58	31	53 000	187 000	2600	20,8	941
B22	65	36	59 000	239 000	1800	18,7	940
B23	49	30	44 000	311 000	150	11,8	938
B31	69	41	63 000	339 000	550	14,8	941
B32	0	0	0	150 000	0	0	0
K11	117	74	106 000	1110 000	10	8,3	941
K12	255	156	223 000	1642 000	510	11,4	907
K31	93	56	84 000	674 000	150	10,5	941
Totalt	739	444	662 000	4 939 000	5790		

Tabell 12: Lönsamhet beträffande separata fastigheter efter optimering och enligt tariffer i Tabell 11.

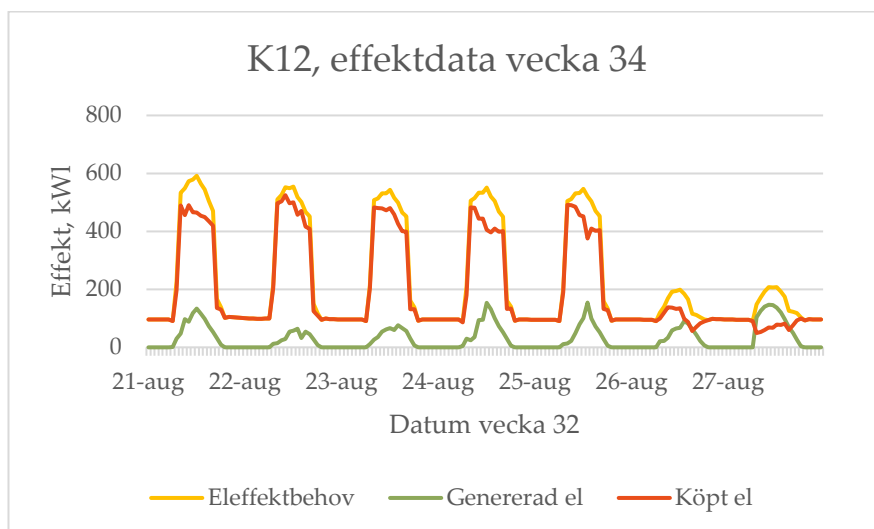
Fastighet	Nuvärde, kr	IR, %	Diskonterad återbetalningstid, år
B11	222 000	9,8	12,7
B21	354 000	9,3	13,3
B22	412 000	9,5	13,0
B23	327 000	9,7	12,7
B31	459 000	9,7	12,7
B32	0	inte tillämpligt	inte tillämpligt
K11	866 000	10,3	12,2
K12	1 666 000	9,6	13,0
K31	655 000	10,0	12,4
Totalt	4 960 000		

För samtliga fastigheter med solceller uppnås avgränsningen för maximal installerad effekt vid optimering med 3% elprisökning. Genererad energi per installerad effekt är lägre för fastighet K12 på grund av dess solceller på fasaden som första året genererar 843,54 kWh/kW installerad effekt och således drar ner värdet för snittproduktionen.

Exempel på veckor beträffande effektdata för fastigheterna B21 och K12 kan ses i Figur 15 och Figur 16. Graferna visar förhållandet mellan elbehov och genererad el samt det resulterade inköpet av el under den vecka under året då behovet av köpt el når sin maximala topp.

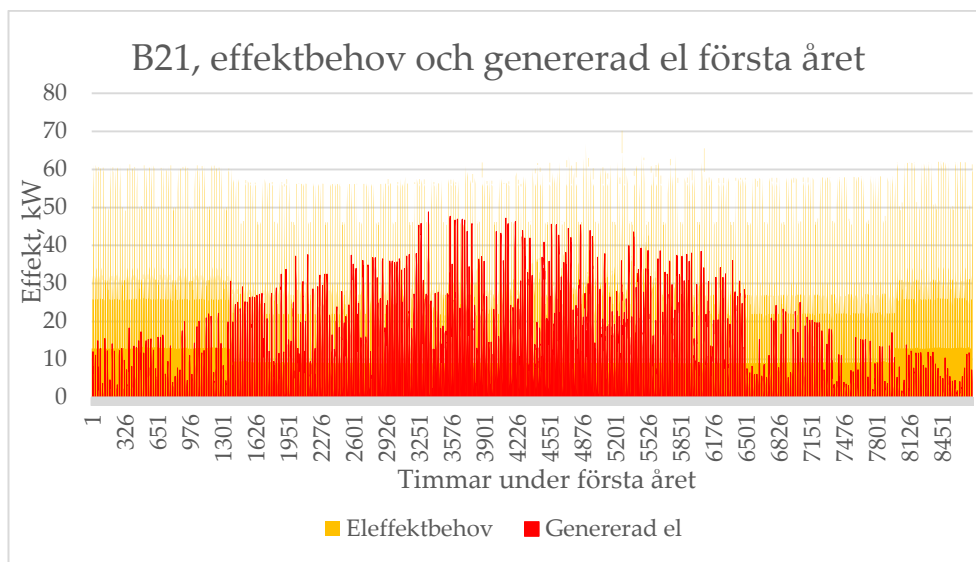


Figur 15: Grafen visar fastighet B21 den vecka då fastigheten uppnår sitt maximala effektbehov av köpt el, 65,5kW. Det uppstår kl 18 den 11:e september. B21 är den bostadsfastighet där högst andel av effektbehovet täcks av förnyelsebar el, 20,8%.

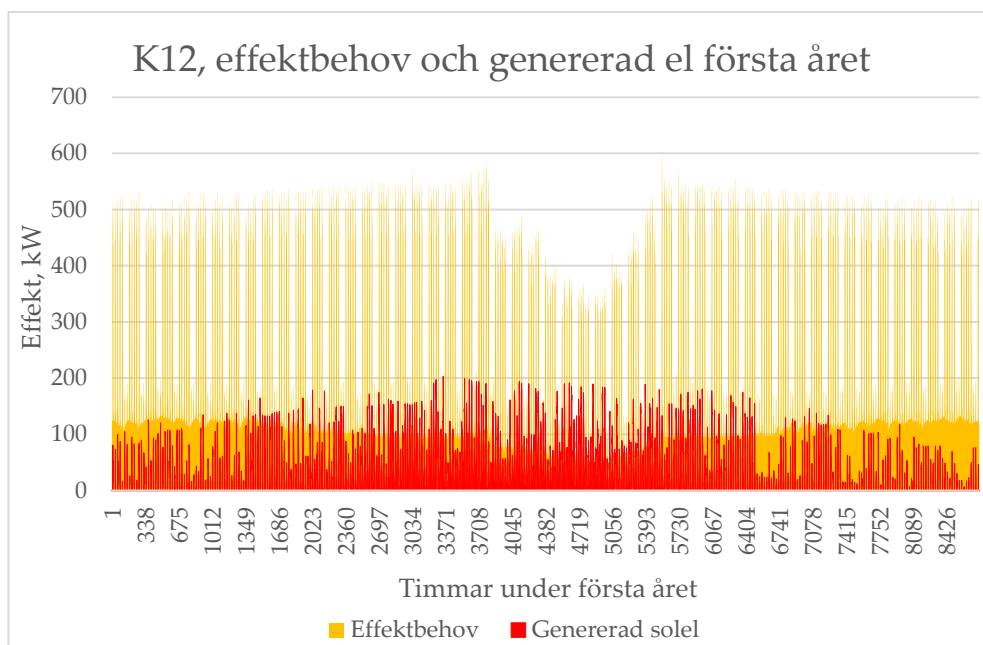


Figur 16: Grafen visar fastighet K12 vecka 34 vilket är den vecka då fastigheten uppnår sitt maximala effektbehov av köpt el, 524,9kW. Det inträffar tisdagen den 22:e augusti kl 10:00. K12 är den kontorsfastighet där högst andel av effektbehovet täcks av förnyelsebar el, 11,4%.

I Figur 17 och Figur 18 visas de fastigheter per respektive typ (bostad- och kontorsfastighet) med högst andel använd egengenererad el i förhållande till sitt effektbehov. Fastighet B21 är den fastighet som säljer mest el till nätet under året (se Tabell 12).



Figur 17: Grafen visar fastighet B21's genererade el under första året i förhållande till fastighetens eleffektbehov. B21 är den fastighet med högst andel använd egengenererad el i förhållande till sitt effektbehov 20,8%.



Figur 18: Grafen visar fastighet K12's genererade el under första året i förhållande till fastighetens effektbehov. K12 är den kontorsfastighet med högst andel egengenererad el som täcker det egna effektbehovet, 11,4%.

4.3 MIKROELNÄTET, UTAN SOLCELLER OCH UTAN BATTERILAGER

För det fall att ett mikroelnät skulle införas i området i Järva men inte några solceller skulle installeras finns ändå skillnader i förhållande till basfallet med separata fastigheter. Som nämnts i stycke 3.4.3 är summan av de enskilda fastigheternas toppeffektbehov högre än toppen för det sammanlagda effektbehovet. Detta kunde konstateras bero på de två olika typerna av nyttjande av fastigheterna vilket gav olika effektbehovsprofil. I Tabell 13 visas resultatet av simuleringar med olika tariffer och pristyper och utan solceller och batterilager. Simuleringen är utförd utan att inkludera mikroelnätets extra kostnader för ställverk och överordnat system. Beräknade nuvärdeskostnader för dessa motsvarar ett tillägg på ungefär 1 miljon kr. Därutöver är den enda skillnaden i förhållande till basfallet det sammanlagda eleffektbehovet samt vald tariff och pristyp.

Tabell 13: Tabellen visar utfallet för mikroelnätet utan solceller och utan batterilager beträffande Levelized Cost of Energy (LCOE), Nuvärdeskostnad (NPC), investeringskostnad och kostnader för drift och underhåll (DoU). Inte heller kostnad för ställverk och överordnat system är inkluderat i dessa kostnader.

Nättariff	Pristyp	LCOE, kr/kWh	NPC, kr	NPC i förhållande till basfallet, kr	Investeringskostnad, kr	DoU, kr/år
N3T	Fast pris	1,42	122 945 000	-1 545 000	1 603 000	7 767 000
N3T	Rörligt pris	1,34	116 280 000	-8 210 000	1 603 000	7 341 000
N4	Fast pris	1,52	131 795 000	7 305 000	1 603 000	8 334 000
N4	Rörligt pris	1,44	125 132 000	642 000	1 603 000	7 907 000

4.4 MIKROELNÄTET MED SOLCELLER MEN UTAN BATTERILAGER

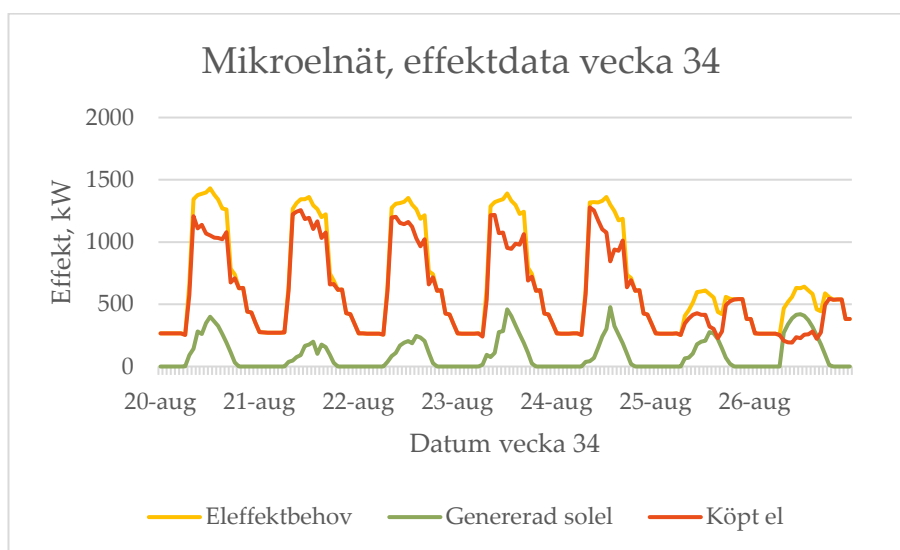
I Tabell 14 och Tabell 15 visas beräknade resultat för lönsamhet och elproduktion utifrån samtliga tariffer och pristyper. Även för mikroelnätet är det takytan som är begränsande gällande solceller, om möjligt skulle mer installerad effekt förbättra lönsamheten (se stycke 3.5.1 och Tabell 15). De värden för lönsamhet som presenteras beträffande nuvärde, internränta och diskonterad återbetalningstid, är utifrån en jämförelse med basfallet. Figur 19, Figur 20 och Figur 21 visar exempel på hur köpt el förhåller sig till eleffektbehov och genererad solel.

Tabell 14: Lönsamhetsvärdering av mikroelnätet i jämförelse med basfallet. Beräkningarna utgår från 3% elprisökning per år.

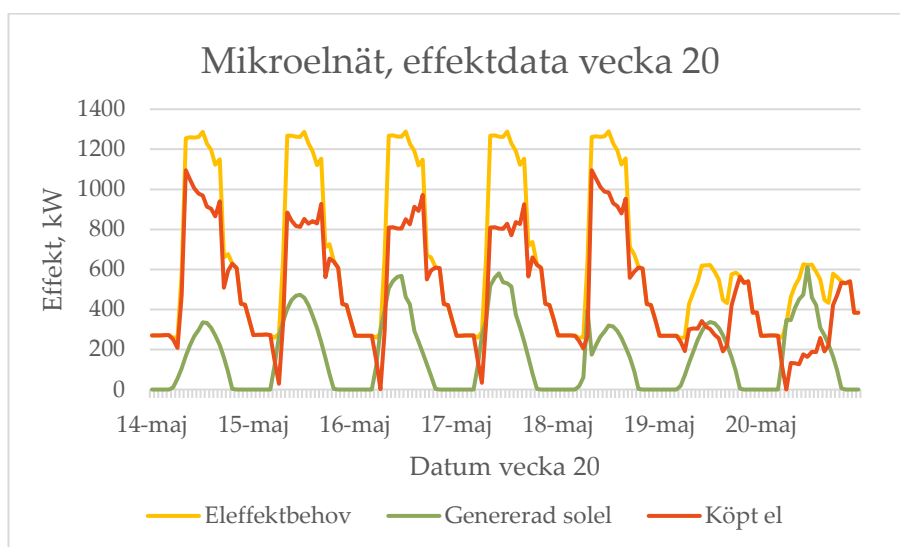
Nättariff	Pristyp	LCOE, kr/kWh	NPC, kr	Investeringskostnad, kr	DoU, kr/år	Nuvärde, kr	IR, %	Diskonterad återbetalningstid, år
N3T	Fast pris	1,37	118 526 000	8 176 000	7 064 000	575 000	10,1	12,5
N3T	Rörligt pris	1,30	112 710 000	8 172 000	6 692 000	11 780 000	15,2	8,3
N4	Fast pris	1,45	126 176 000	8 181 000	7 554 000	-1 686 000	1,7	inte tillämplig
N4	Rörligt pris	1,39	120 550 000	8 177 000	7 193 000	3 939 000	8,3	15,3

Tabell 15: Energi- och effektdata utifrån simuleringar av mikroelnätets olika tariffer och pristyper.

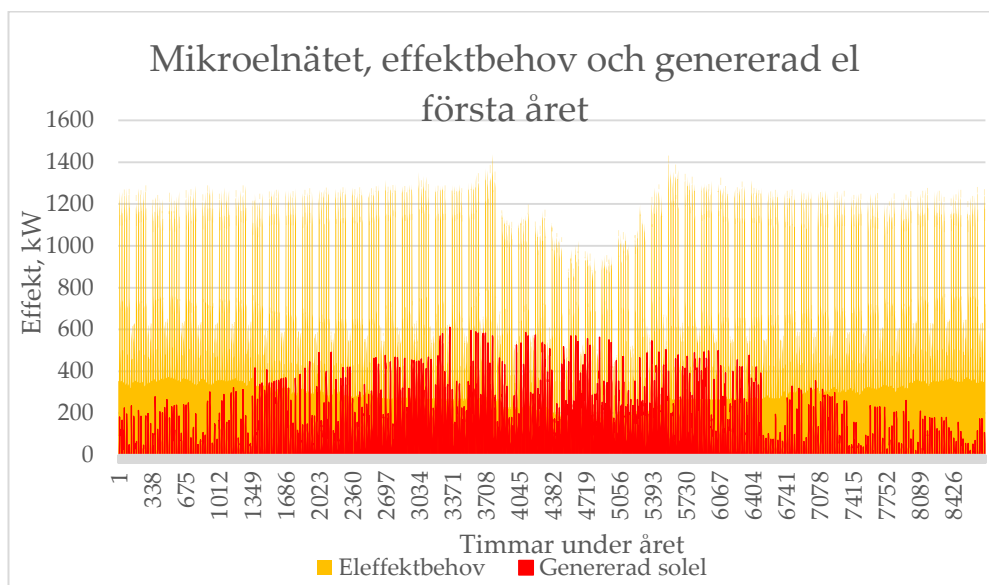
Nättyp	Pristyp	Installerad effekt, kW	Växleriktare, kW	Genererad solel, kWh/år	Köpt el, kWh/år	Såld el, kWh/år	Förnyelsebar kvot, %
N3T	Fast pris	740	464	663 000	4 931 000	650	11,3
N3T	Rörligt pris	740	459	663 000	4 931 000	590	11,3
N4	Fast pris	740	469	663 000	4 930 000	610	11,3
N4	Rörligt pris	740	466	663 000	4 931 000	600	11,3



Figur 19: Effektdata för mikroelnätet vecka 34 vilket är den vecka där köpt el når sin maximala effekttopp. Det inträffar fredagen den 24:e augusti kl 9:00.



Figur 20: Effektdata för mikroelnätet vecka 20 vilket är den vecka då genererad solel når sin maximala topp, 611kW. Detta inträffar den 20:e maj kl 11:00.



Figur 21: Genererad soleffekt och effektbehov för mikroelnätet under det första året.

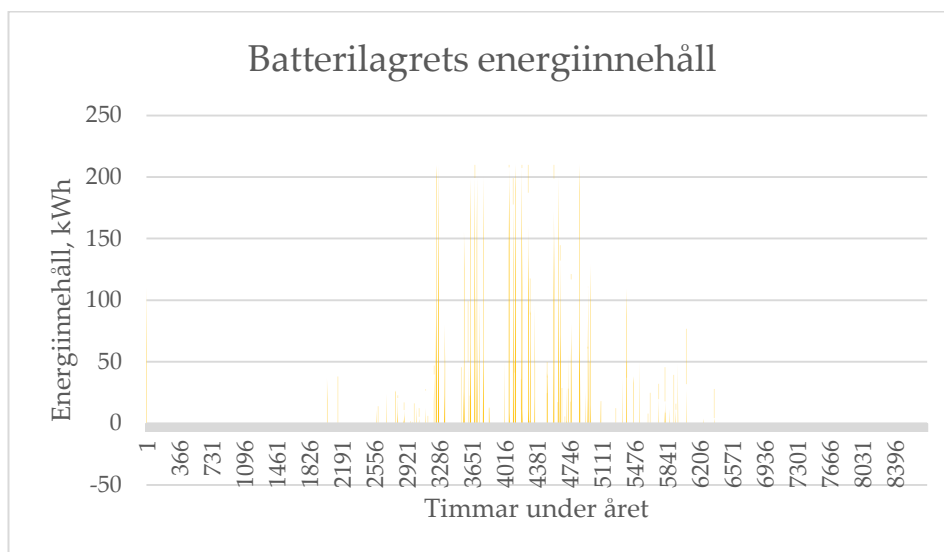
4.5 MIKROELNÄTET MED SOLCELLER OCH BATTERILAGER

Resultat från simuleringar av batterilager utgår ifrån att möjligheten med ett batterilager har lagts till ett redan optimerat mikroelnät med maximal mängd solceller utifrån studiens avgränsning (se stycke 3.5.1). Vid optimering av fall med batterilager i HOMER-energy finns valmöjligheten att antingen välja att batteriet konstant är laddat till en viss andel för att kunna bemöta ett kommande effektbehov, alternativt att batteriet endast laddas vid elöverskott från energikällor inom mikroelnätet. Vid valet att batteriet alltid är laddat till en viss nivå, tas el för denna laddning från det externa nätet så tillvida inte överskott från tillgänglig el från energikällor inom nätet finns att tillgå (75).

Vid lönsamhetsoptimering i HOMER-energy används alltid den tillgängliga elenergi källa vars el momentant kan erhållas för lägst pris. HOMER-energy sätter priset för elenergi från batteriet till snittet av den energikostnad batteriet laddats med samt med ett tillägg för kostnader för själva investeringen av batteriet inklusive drift, underhåll och batteribyte (75).

4.5.1 Batteri laddas vid överskott av el från solceller

Diagrammet i Figur 22 visar batteriets energiinnehåll under första året för det fall då batteriet laddas med överskott från solceller. Batteriets maximala energiinnehåll är 210 kWh som uppnås vid ett antal kortvariga tillfällen under året. Huvuddelen av tiden är batterilagret tomt. Ett enda batteri används vid detta mest lönsamma fall och resulterar i en LCOE på 1,31 kr/kWh. Batteriets sammanlagda energi som passerat batteriet under ett år genom i och urladdning uppgår till 3650 kWh.

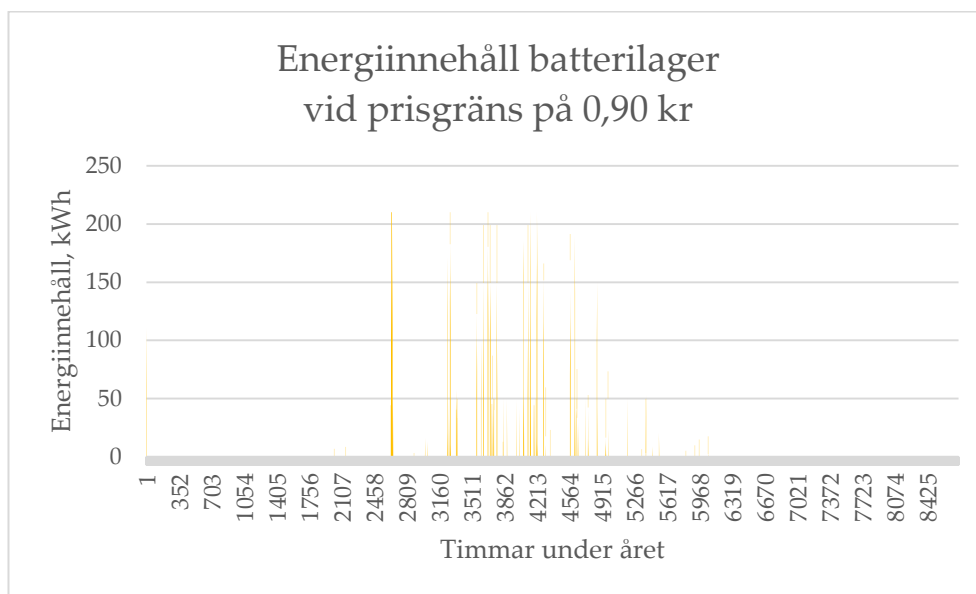


Figur 22: Diagram för batteriets energiinnehåll under första året. Batteriet är i detta fall Powerpack 2 med maximalt energiinnehåll på 210kWh.

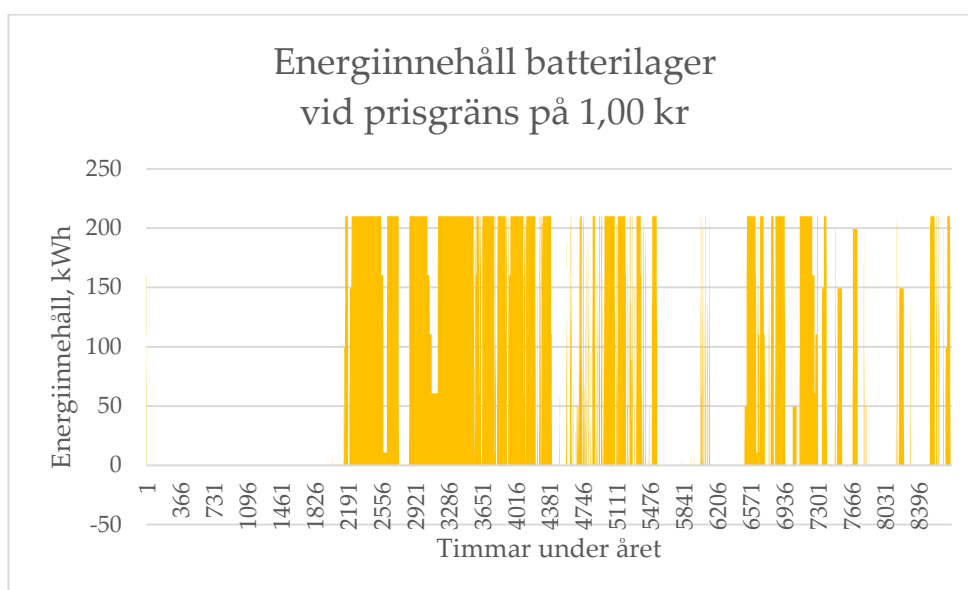
4.5.2 Elprisoptimering

Vid elprisoptimering laddas batteriet upp och ur utifrån gränser för inköpspris av el från nätet. Huruvida batteriet laddas ur för att täcka eleffektbehov beror på vilket pris energin i batteriet beräknats ha i förhållande till pris på elenergi från nätet samt tillgänglig mängd solel. Batterilagret laddas konstant upp till en i förväg bestämd andel av batterilagret för att kunna bemöta ett kommande eleffektbehov. I detta arbete är andelen satt till 100% vilket således är ett fullt laddat batterilagret.

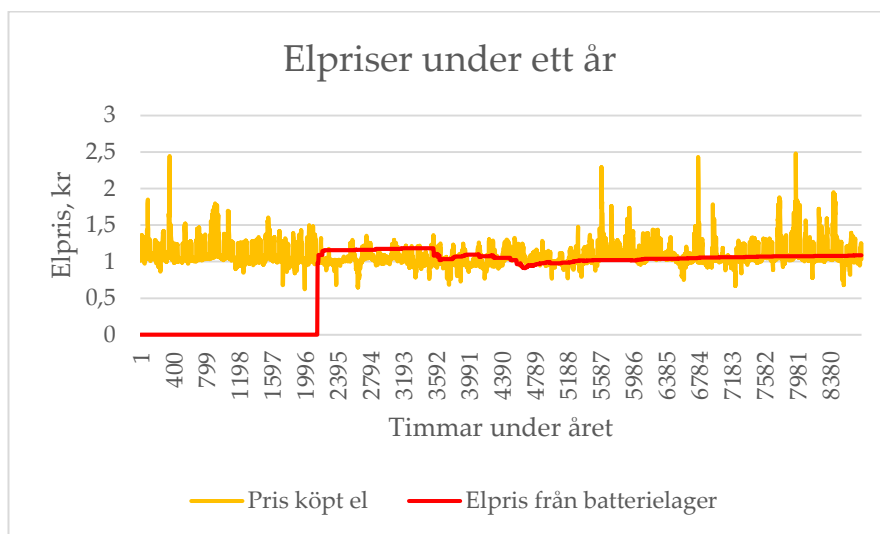
I Figur 23 respektive Figur 24 visas energiinnehåll i batterilagret då det laddas upp vid elpriser från nätet lägre än prisgränserna 0,90 kr respektive 1,00 kr. Figur 25 visar HOMER's beräknade elpris för elen från batterilagret samt elpriset från nätet enligt tariff N3T och rörligt elpris.



Figur 23: Energiinnehåll i en enhet batterilager (Tesla Powerpack2) vid en prisgräns på 0,90 kr.



Figur 24: Energiinnehåll i en enhet batterilager (Tesla Powerpack2) vid en prisgräns på 1,00 kr.



Figur 25: Elpriser under första året för el från nätet (N3T rörligt pris) och el från batterilagret laddat vid en prisgräns på 1,00kr/kWh. Nätets elpris motsvarar i detta fall ett slutvärde av 3% ökning av elpriset fördelat lika över systemets livscykel på 25 år.

I Tabell 16 visas värden för mikroelnätets lönsamhet och batterilagrets energiinnehåll utifrån tariffen N3T rörligt elpris vilken är den mest lönsamma tariffen för fallet med mikroelnätet med solceller (se stycke 4.4). Resultaten varierar utifrån den prisgräns som ansatts för att bestämma när batterilagret får laddas med el från nätet.

Tabell 16: Lönsamhetsjämförelse beträffande olika prisgränser för laddning av batteri.

Nätavgifts-kategori	Antal PP2	Prisgräns för laddning, kr	Årlig energimängd som passerar batteriet, kWh/år	LCOE, kr/kWh	NPC, kr	DoU, kr/år
N3T rörligt	1	0,9	3 600	1,31	113 761 000	6 731 000
N3T rörligt	1	1	14 700	1,31	113 787 000	6 732 000
N3T rörligt	1	1,1	7 500	1,31	113 776 000	6 732 000
N3T rörligt	1	1,2	7 200	1,31	113 778 000	6 732 000

4.5.3 Batterilager används till att kapa effekttoppar

Då batteriet används till att kapa effekttoppar ansätts en effektgräns för köp av el från nätet baserat på tidigare simuleringars resulterande eleffekttoppar för elenergi köpt från nätet. Topparna för köpt el utan effekttoppskapning visas i Tabell 17.

Tabell 17: Effekttoppar i kW per månad för köpt el till mikroelnätet utan kapning med hjälp av batterilager.

Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec
1248	1222	1158	1197	1204	1191	951	1278	1212	1212	1228	1251

Subtraherade värden utifrån storleken på kapningen har beräknats för respektive månad. Resulterande effektgränsen anger över vilket värde kraft ej tillåts hämtas

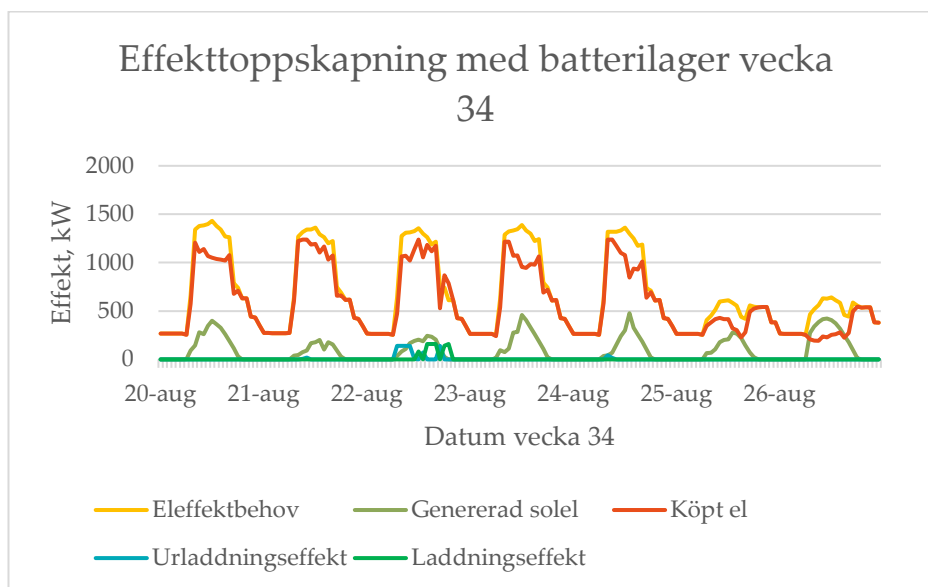
från nätet. Resultat av lönsamhetsberäkningar utifrån effekttoppskapningar samt tariff N3T och rörligt elpris (se stycke 4.4), visas i Tabell 18.

Tabell 18: Resulterande NPC och LCOE för effekttoppskapning med hjälp av batterilager (PP2 = Powerpack2). Simuleringarna är utförda utifrån tariff N3T och rörligt elpris.

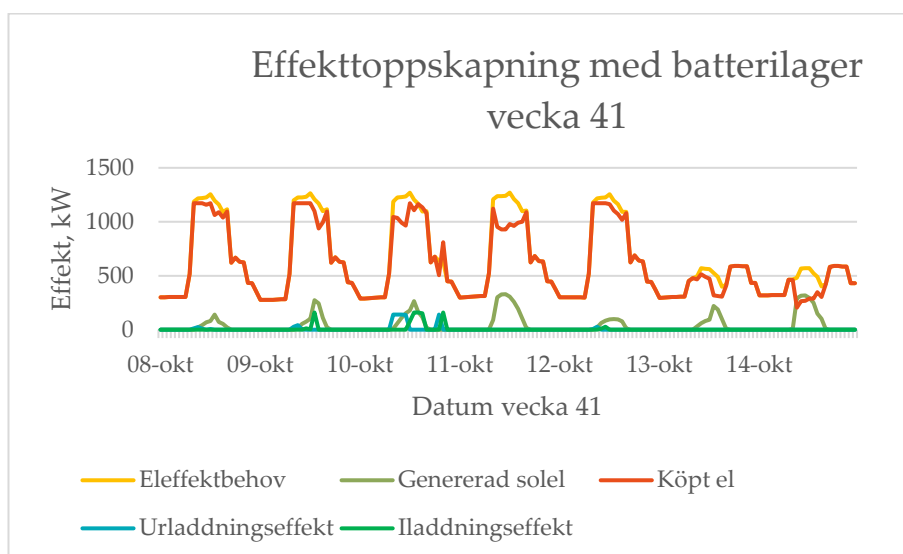
Storlek på effekttoppskapning, kW	Antal PP2	LCOE, kr/kWh	NPC
20	3	1,33	115 331 000
30	3	1,33	115 176 000
40	3	1,32	115 012 000
50	4	1,33	115 859 000
80	4	1,33	115 432 000
90	5	1,34	116 281 000
100	5	1,34	116 157 000
110	5	1,34	116 030 000
120	5	1,34	115 895 000
130	6	1,35	116 766 000
140	6	1,34	116 654 000
160	7	1,35	117 426 000
200	9	1,37	118 974 000

Nuvärde, internränta eller diskonterad återbetalningstid anges inte för effekttoppskapning. Detta beror på att vid simuleringar i HOMER-energy har fallen med effekttoppskapning ej kunnat ställas i relation till varken basfallet eller mikroelnätetsfallet utan batterilager. Kapning av effekttoppar innebär att mikroelnätet ej har tillgång till el utöver en viss effektgräns. Detta gör att fall som inte har tillgång till batterilager eller annan energikälla som kan ersätta effektbehovet för topparna inte får något resultat vid simuleringarna i HOMER-energy. Däremot är de ekonomiska förutsättningarna i övrigt lika som vid mikroelnätets fall utan batterilager. Därav ger beräkningen av LCOE och NPC resultat som är möjliga att jämföra med detta fall.

Figur 26 och Figur 27 visar 40 kW effekttoppskapning med hjälp av batterilager för vecka 34 respektive 41. Vecka 34 är den vecka under året med högst effekttopp för köpt el utan batterilager. Vecka 41 är en av de veckor då batterilagret är som mest aktivt vid 40kW kapning.

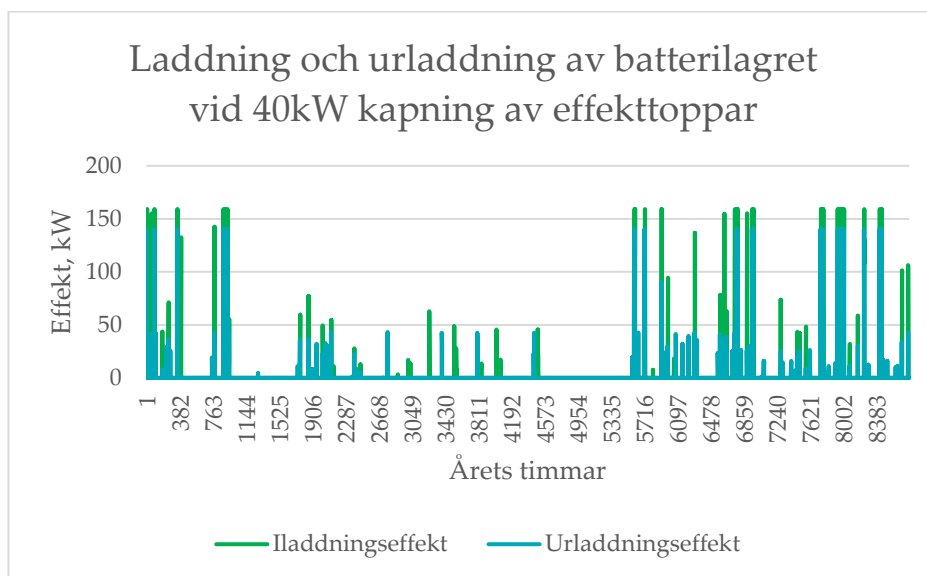


Figur 26: Effekttoppskapning med batterilager vecka 34. Samtliga månaders effekttoppar för köpt el kapas med 40 kW.



Figur 27: Effekttoppskapning med batterilager vecka 41. Samtliga månaders effekttoppar för köpt el kapas med 40 kW.

Vid effekttoppskapningen 40 kW är batteriet inställt på att alltid laddas upp fullt efter urladdning (se stycke 4.5). Effekten för laddning och urladdning av batteriet visas i Figur 28.



Figur 28: Laddning och urladdning av batterilagret för effekttoppskapning på 40kW samtliga månader. 3 stycken Powerpack2 används i detta fall som batterilager.

4.5.4 Kombination av de tre optimeringsfallen för batterilagret

Då kombinationen av de tre fallen för batterilager inbegriper optimering utifrån prisgräns har ett snittpris på slutvärdet av en elprisökning på 3% använts istället för en årlig procentuell ökning.

Trots att flera olika prisgränser kombinerats med olika stora kapningar av effekttoppar har inga lägre värden för LCOE och NPC registrerats än för de tidigare resultaten från fallet med endast effekttoppskapning. Det simuleringsfall där batteriet har mest energigenomströmning vid effekttoppskapning med 40kW ges vid prisgränsen 1,58kr för inköp av el från nätet. Denna genomströmning är då 16 200 kWh/år. Det ger ett LCOE på 1,35kr/kWh och NPC motsvarande 117 465 000 kr. Även detta fall, liksom i fallet med bara effekttoppskapning med 40 kW, är optimerat med 3 enheter Powerpack2.

4.6 KÄNSLIGHETSANALYS FÖR BATTERILAGER

En känslighetsanalys har utförts för en reell elprisökning på 6% per år. I denna analys har endast de mest lönsamma tarifferna och elpriserna beaktats.

Tabell 19 visar en sammanställning över resultaten. Man ser att lönsamheten för solceller blir betydligt bättre än vid fallet för 3 %. För jämförelse med 3% elprisökning se stycke 4.

Tabell 19: Sammanställning över resultaten med en reell elprisökning på 6 %

Fastighet	LCOE, kr	NPC, kr	Investeringskostnad, kr	DoU, kr/år
Basfallet – separata fastigheter utan solceller	2,02	174 966 000	1 603 000	11 097 000
Separata fastigheter med solceller	1,91	164 940 000	7 599 000	10 150 000
Mikroelnät utan solceller	1,89	164 315 000	1 603 000	10 416 000
Mikroelnät med solceller	1,79	155 153 000	8 191 000	9 407 000
Mikroelnät med solceller och batterilager	1,81	157 372 000		

5 Diskussion

Syftet med arbetet har varit att undersöka juridiska och ekonomiska aspekter beträffande ett mikroelnät under förutsättningar att undantag för koncessionsplikt skulle kunna ges. Målet var att visa skillnader i lönsamhet för ett mikroelnät i förhållande till att inte ha ett mikroelnät och därmed bidra till att klarlägga förutsättningar för framtida investeringar i mikroelnät. Grunden till arbetet har varit rådande juridiska och tekniska förutsättningar samt analys av det detaljplanelagda område i Järva som valts ut som fall för denna studie. Resultat för lönsamhetsbedömningar har erhållits genom simuleringar i mjukvaruprogrammet HOMER-energy.

5.1 JURIDIK

Det finns idag inget undantag för koncessionsplikt för den typ av fastigheter och förhållanden som undersöks i den här studien. Speciellt anges i IKN-förordningen att det inte är tillåtet att överföra el till byggnader avsedda för bostadshus inom interna nät. I denna studie har därför dispens ansetts som ett möjligt alternativ för att kunna införa ett mikroelnät där både bostäder och kommersiella lokaler i form av kontor ingår. Denna dispens finns inte idag men är en förutsättning för de antaganden som denna studie undersöker.

En dispens för undantag för koncessionsplikt skulle kunna grunda sig på ställningstagande till nyttan av ett internt nät som mikroelnätet skulle utgöra. En definition av vad som räknas in i nyttobegreppet skulle i så fall behövas. Förslagsvis skulle aspekter som ökad produktion av förnyelsebar energi samt lönsamhetsaspekter i nutid och i framtid för mikroelnätets ägare, nätagare och elhandlare kunna vägas in vid ställningstagande till en sådan dispens.

En gemensamhetsanläggning med väl förrättad fördelning av kostnader och drift samt en förvaltning tydligt reglerad med förvaltningsavtal skulle lämpa sig väl som ägandeform för ett mikroelnät. En viktig aspekt är att samfälligheten för gemensamhetsanläggningen kan uppdra åt någon annan att ansvara för driften av nätet och fortfarande betraktas överföra el för egen räkning. Genom att exempelvis ha auktoriserade företag som sköter driften skulle det fortsatt vara möjligt för myndigheter att säkerställa elkonsumenterna trygg och kvalitativ överföring av el inom mikroelnätet.

Ett gemensamhetsabonnemang där samtliga ägare och hyresgäster har en gemensam elhandlare förenklar fördelningen av kostnader för el samt gör att den genererade elen från solceller kan användas för att täcka både fastighetsel och hushållsel respektive verksamhetsel. På så sätt minskas mängden elöverskott som annars överförs till nätet för lägre försäljningspris än inköpspris. Det gör också att förutsättningen för lönsamhet blir bättre för större anläggningar

Mikroelnät som omfattas av undantag för interna nät kan betraktas jämställt med anläggningar för användning och därmed inte för överföring av el. Därigenom betraktas inte mikroelnätets ägare bedriva nätverksamhet och undviker också

konflikten med Ellagen beträffande att en juridisk person som bedriver nätverksamhet inte får bedriva produktion av eller handel med el.

Den som äger en anläggning med över 255 kW installerad toppeffekt måste betala en energiskatt på 33,1 öre/kWh för egenkonsumerad el. För det studerade mikroelnätet medför det bland annat att lönsamheten minskar för fastighet K12 ifall denna fastighet väljer att installera den maximalt möjliga mängd på 300 kW som i denna studie ansetts vara möjlig. En bedömning gjordes att det var mer lämpligt att installera de 255 kW som är gränsen för höjd energiskatt. Med tanke på att övriga fastigheter inte når upp till denna gräns, och att det till och med finns en fastighet inom mikroelnätet där förutsättningarna bedömts vara otillräckliga för att installera solceller, hade det varit lämpligt med ett undantag från denna gräns vid mikroelnät bestående av flera fastigheter. I detta fall tyder dessutom resultatet från simuleringarna på att en större mängd solceller är mer lönsam än den mängd som simulerats i detta arbete. Det borde helt enkelt vara möjligt att betrakta en fastighets installerade effekt över 255 kW som även tillhör mikroelnätet så länge den sammanlagda effekten inte överstiger 255 kW för samtliga fastigheter. Total gräns för mikroelnätet skulle därav kunna utformas som 255 kW gånger antalet fastigheter som ingår i samfälligheten. Den installerade effekten skulle därigenom kunna fördelas fritt där bäst förutsättningar finns för solelproduktion inom mikroelnätsområdets gränser. En bidragande grund till en sådan definition av gränsen är också att det i detta fall är osäkert vad som utgör egenkonsumtion från en specifik anläggning då anläggningen i första hand är direkt kopplad till det gemensamma mikroelnätet och inte direkt till det egna nätet inom fastigheten för fastighetsel och verksamhetsel.

I övrigt borde det generellt vara lämpligt med en tydligare definition av begreppet anläggning än den skatteverket anger för att kunna avgöra vad förutsättningarna är beträffande energiskatt inför en investering i solceller. Det är intressant att konstatera att varken energimyndigheten eller energimarknadsinspektionen har klargjort en tydlig definition av detta begrepp.

5.2 LÖNSAMHET

Lönsamhetsbedömning utfördes genom att jämföra fall beträffande Levelized Cost of Energy (LCOE), nettonuvärdeskostnad (NPC=Net Present Cost), nuvärde, internränta (IR) samt diskonterad återbetalningstid.

5.2.1 Separata fastigheter med solceller

Resultatet visar att redan vid simulering av separata fastigheter är solceller en lönsam investering under förutsättningar att elpriset reellt stiger 3% om året. Lönsamheten för solceller gäller oavsett vilken pristyp eller tariff som använts i denna studie. Summerat NPC för separata fastigheter med solceller i jämförelse med basfallet utan solceller ger en kostnadsminskning på nära 5 miljoner kronor.

När de separata fastigheterna optimeras i HOMER-energy enligt i denna uppsats angivna indata, uppnås den uppskattade maximala installerade effekten för solceller som baserats på tillgänglig och lämplig takarea. Det kan förväntas att en ännu större mängd solceller hade varit mer lönsamt eftersom samtliga fall uppnår

den maximala avgränsningen och endast en liten mängd solsel säljs till nätet. Det gäller både de separata fallen och fallen för mikroelnät. Det har dock inte undersökts i denna studie vid vilken oavgränsad installerad effekt en optimal lönsamhet uppstår.

I sex av åtta fastigheter med solceller täcker den förnyelsebara egengenererade elen över 10% av den egna totala elenergiebehovet och i något fall till och med över 20% av elbehovet (se Tabell 11). För kontorsfastigheterna ligger topparna av eleffektbehov i fas med topparna av egengenererad solsel (se Figur 16). Det bidrar till att ett solelsöverskott sällan uppkommer. Det i sin tur betyder att den ekonomiskt negativa effekten sällan uppstår beträffande att el skulle tvingas överföras till nätet för en billigare peng än vad det kostar att köpa el från nätet. Trots att bostadsfastigheternas elbehov generellt inte ligger i fas med topparna för genererad solsel på samma sätt som för kontorsfastigheterna, så är ändå elenergiebehovet större delen av dagen så pass stort att den mesta egengenererade elen används inom den egna fastigheten (se Figur 15). Det gäller även fastighet B21 som beträffande A_{temp} är en av de mindre fastigheterna på grund av sin förhållandevis låga höjd. I jämförelse med andra högre bostadsfastigheter så har B21 ändå ungefär samma takyta att tillgå. En bidragande anledning till att elen ändå används inom den egna fastigheten är att gemensamhetsabonnemang har antagits för samtliga fastigheter oavsett om de beräknats som separata fastigheter eller som delar i ett mikroelnät. På så sätt bidrar inte bara fastighetselen utan också hushållselen till den egna solelskonsumtionen. Ifall den genererade solselen endast hade kunnat användas till att täcka fastighetselen hade elöverskottet från solelsproduktionen förväntats vara betydligt större.

Det är intressant att också jämföra fastighet B21 med fastighet B32 som också har en förhållandevis mindre storlek beträffande A_{temp} . Fastighet B32 uppfyller inte kriterierna för solcellsinstallation enligt avgränsningarna i denna studie. Anledningen är att fastighetens tak skuggas av fastighet K11 och K12 framförallt på förmiddagen. Det leder till att man inom fastighet B32 betalar 0,12 kr mer per kWh än inom fastighet B21 sett till LCOE. En fastighet som B32 har därför mycket att vinna på att vara del av ett gemensamt mikroelnät med gemensam lokal solselproduktion. Ytterligare en aspekt är den beträffande miljöcertifiering av byggnader. Även om denna studie inte har gjort hänsynstaganden beträffande ekonomiska vinster av en certifiering går det ändå att se att exempelvis fastighet B32 hade haft svårare att uppnå certifieringen GULD för Miljöbyggnad 3.0 där krav ställs på mer än 5% lokalproducerad förnyelsebar energi som används inom den egna byggnaden.

5.2.2 Mikroelnät utan solceller

En del av effekten av att slå samman de separata fastigheterna till ett mikroelnät går att avläsa genom att jämföra de separata fastigheterna utan solceller med mikroelnätet utan solceller. Tidigare har nämnts i stycke 3.4.3. att effektbehovstoppen för de sammanslagna fastigheternas effektbehov är betydligt lägre än summan av de enskilda effekttopparna. I Tabell 2 går att utläsa att skillnaden är över 300kW. Den inbesparade kostnaden för minskade månads-effektavgifter och högbelastningsavgifter samt minskade fasta nätavgiften per

månad då ett abonnemang ersätter nio abonnemang, bidrar till att sänka kostnaderna vid införandet av ett mikroelnät (se Tabell 7). Jämförs den totala summerade nettonuvärdeskostnaden (NPC) för de separata fastigheterna utan solceller med nettonuvärdeskostnaden för mikroelnätet utan solceller vid tariff N3T och rörligt elpris är besparade kostnader 8,2 miljoner kronor. Även om kostnader för ställverk och det överordnade systemet inte har räknats med i utgifterna för mikroelnätet så är besparingen enligt beräkningarna fortfarande 7 miljoner kronor. Det går vidare att se att ett mikroelnät utan solceller ger en lägre nettonuvärdeskostnad än den sammanlagda nettonuvärdeskostnaden för de separata fastigheterna med maximerad mängd solceller. Besparingen vid alternativet att införa ett mikroelnät är således större än vid alternativet att maximera solcellsinstallationer på de separata fastigheterna.

5.2.3 Mikroelnät med solceller, utan batterilager

För det fall som undersökts i denna studie resulterade införandet av ett mikroelnät inte i en optimerad större mängd installerad solcellseffekt i förhållande till optimerad solcellsinstallation i de separata fastigheterna. Bidragande anledningen är som nämnt den avgränsning som gjorts i studien beträffande tillgänglig lämplig installationsyta. Däremot tyder resultaten på en ökad lönsamhet vid införande av solceller i mikroelnätet. I jämförelse med basfallet skiljer det 11,7 miljoner kronor beträffande nettonuvärdeskostnader (NPC) vid införandet av ett mikroelnät med solceller. Det är således 3,5 miljoner ytterligare besparing i jämförelse med att införa mikroelnätet utan solceller. Jämförs denna besparing med införandet av solceller på de separata fastigheterna så är de minskade utgifterna mindre i fallet för mikroelnätet. Detta kan vara orsakat av att den besparing som införandet av solcellerna ger i förhållande till basfallet beträffande minskade effekttoppar, är besparingar som sammanlagringen ger beträffande effektbehov vid införandet av ett mikroelnät. Solcellernas kapning av effekttoppar i mikroelnätet får således inte lika stor betydelse som för solceller i de separata fastigheterna.

Internräntan på en investering i mikroelnät inklusive solceller är över 15% då det mest lönsamma fallet jämförs med basfallet. Motsvarande diskonterade återbetalningstid är drygt 8 år vilket är flera år kortare än något annat alternativ (se Tabell 14). Det går även att se att överskottet av el som överförs till nätet minskar. Dock är det för just det här fallet inte en stors mängd energi eftersom överskottet redan innan införandet av mikroelnätet var litet.

5.2.4 Mikroelnät med solceller och batterilager

Mikroelnätets lokala generering av solel ger inget stort överskott, därav är lagring av solelöverskott av liten betydelse i denna studie. Vid fallet för optimering med batterilager utifrån att ett batteri installeras för att ta hand om detta överskott resulterade i en låg nettonuvärdeskostnad. Det är till synes något positivt. Det går däremot att se att kostnaden att införa batterilagret inte kommer till någon direkt användning. I själva verket är införandet under dessa förutsättningar i stort sett endast en extra utgift som inte medför någon besparing.

Att styra laddning av batteriet utifrån elprisreglering gav ett högre NPC än att inte ha något batterilager alls. Således resulterade detta inte heller i någon lönsamhet i

jämförelse med att ha ett mikroelnät med solceller men utan batterilager. Batteriet används i högre grad än när det endast laddas med solelsöverskott. Utgångsläget är att alltid ha ett fulladdat batteri. Det används när priset för el i det laddade batteriet är lägre än priset för elen som hämtas från nätet. Det resulterar dock ändå i att elen från batteriet används sällan. Anledningen kan bero på att kostnaden att investera i batteriet också är en del av elpriset från batteriet. Det är helt enkelt billigare att använda sig av elen direkt från nätet. Om detta är anledningen behöver batteripriset bli lägre för att uppnå lönsamhet. Också avsaknaden av elöverskott spelar stor roll i detta fall. När el från solceller laddar batteriet är den elen betydligt billigare än från nätet vilket gör att el som tas ut från batteriet också kan anses vara billigare att använda. Hade det funnits ett större solelsöverskott som laddat batteriet hade det också varit mer lönsamt att använda den elen än elen från nätet.

När batterilagret användes till att kapa effekttopparna beträffande köpt el gav inte det heller ett lönsamt resultat. Det gick att se att batteriet kunde kapa effekttopparna men att utgiften batterilagret medför inte vägdes upp av tillräckligt stora minskade utgifter. Även i detta fall kan orsaken tänkas vara brist på solelsöverskott för lagring, samt att kostnaderna för batteriet i dagsläget fortfarande är för högt. Att inte lönsamhet uppnåddes kan också orsakats av typen av toppar som i detta fall kapades. Ifall topparna hade varit högre men inte pågått under lika lång tid skulle ett mindre batterilager krävas energimässigt. Resultaten i detta fall visar att tre enheter Powerpack2 används för att kapa effekttopparna 40kW trots att urladdningseffekten i en enhet Powerpack2 är 50kW och därmed borde ha räckt till för denna kapning. Anledningen är förmodligen just den att energimängden som krävs är förhållandevis stor för att utföra denna kapning.

5.2.5 Känslighetsanalys

Den känslighetsanalys som utförts för en reell elprisökning på 6% gav inga tydliga förändringar som påverkade lönsamhetsbedömningarna i jämförelse mellan de olika fallen. Den högre elprisökningen resulterade dock i större utgifter relaterat till köp av el och därmed också större lönsamhet för solceller. Fördelen med fallet vid införande av ett mikroelnät utan solceller i förhållande till fallet då solceller infördes i de separata fastigheterna som uppstod vid 3% elprisökning, var vid 6% nästan obefintlig. Dessa båda fall innebar vid 6% ungefär en lika stor besparing beträffande nettonuvärdeskostnaden. Detta styrker slutledningen att vinsten vid införande av mikroelnätet utan solceller främst utgörs av minskade utgifter orsakat av lägre effekttoppar. På motsvarande sätt blir installation av solceller i högre grad mer lönsamma ifall elpriset stiger.

Beträffande införandet av ett mikroelnät med solceller steg internräntan från 15% till 18% och den diskonterade återbetalningstiden sjönk från 8,2 år till 7,5 år. Beträffande batterilagrets lönsamhet hade förmodligen även i detta fall ett större överskott genererat solceller ett bättre resultat. Skillnaden mellan att kunna lagra detta överskott och använda elen från solcellerna vid behov i förhållande till priset att köpa el från nätet hade i så fall varit större. Denna möjliga fördel uteblev.

5.3 ARBETES BEGRÄNSNINGAR

I metoden för arbetet gjordes en avgränsning beträffande att installerad mängd solceller endast kunde uppgå till vad som ansågs som tillgänglig och lämplig takyta. Detta har genomgående haft en inverkan på resultatet. Ändå betraktas denna avgränsning vara lämplig eftersom syftet med studien var att utgå från området Järva och dess förutsättningar.

I studien har flera antaganden gjorts utifrån att det område som studerats ännu inte är ett byggt område. Därmed har skalning utifrån beräknade energimodelleringar samt schabloner utgjort grunden för effektbehovet. Även om rimligheten i de slutliga effektbehovsprofilerna har granskats av flera experter finns ändå en risk att ett verkligt fall med befintliga byggnader hade gett ett annat resultat. Exempelvis hade kanske en mer ojämn effektprofil för mikroelnätet kunnat ge ett bättre resultat angående lönsamheten för batterilagret vid kapande av effektoppar. Det hade kanske också gett en annan möjlighet till solelsöverskott ifall korta perioder av lägre eleffektbehov visat sig uppstå under timmar då solen genereras.

I studien har spotpriset för 2017 använts som grund till det rörliga elpriset. Förhållandet till andra års spotpris har inte kontrollerats varvid det finns en osäkerhet i att basera lönsamhetsbedömningen på detta pris. Ambitionen har varit att genom att använda ett rörligt pris kunna få mer dynamiska simuleringsresultat som ger en tydligare bild av hur batterilagret och solelsproduktion kan påverka lönsamheten. Genom att använda både ett rörligt pris och ett fast pris kunde också skillnader analyseras som i resultatet visade sig vara av stor betydelse för lönsamheten. Skillnaden mellan fast och rörligt pris under år 2017 påverkar i denna studie lönsamheten på samma sätt för systemets alla år. Detta förhållande kan dock se olika ut beroende på år. Därmed kan det också ge olika utfall för systemets lönsamhet från år till år.

De stora skillnaderna i lönsamhet för mikroelnätet i förhållande till tariffer och pristyper visar också på en osäkerhet i möjligheten att bedöma lönsamheten över lång tid. Resultatet är i hög grad beroende av hur nätägare och elhandlare väljer att sätta sina respektive priser. Det finns en påtaglig risk för mikroelnätets lönsamhet om exempelvis en nätägare väljer att förändra sina tariffer på ett sätt som inte går i linje med den ursprungliga bedömningen vid investeringstillfället. En sådan förändring skulle exempelvis i det här fallet kunna vara att tariffen N3T förändras så den mer liknar N4.

Huruvida resultatet från denna studie är möjligt att generalisera till andra områden beror på hur lika förutsättningarna är. I detta fall använde sig byggnaderna av både fjärrkyla och fjärrvärme samt borrhål och bergvärmepump. Dessa förutsättningar är specifika och resulterar i eleffektbehov som påverkat resultatet av lönsamhetsanalysen. Vidare består området av ungefär 50% bostäder och 50% kontor. Då effektbehovet påverkas av byggnadernas funktion går det att anta att om liknande förutsättningar beträffande förhållande mellan funktionerna finns för andra områden är också möjligheten att generalisera dessa resultat bättre på dessa områden.

Genomgående i arbetet har valts att jämföra optimerade resultat. Det innebär att utgångspunkten är att samtliga fastigheter har valt den mest lönsamma tariffen och pristypen. Ifall istället några av fastigheterna i basfallet exempelvis inte valt den mest optimala tariffen medan mikroelnätet fortfarande valt samma optimala tariff hade lönsamheten för mikroelnätet kunnat bli ännu större. Också motsatsen hade uppstått ifall mikroelnätets ägare valt exempelvis ett fast pris i förhållande till att de separata fastighetsägarna valt det mest optimala tariffalternativet.

5.4 SLUTSATS

Hypotesen i detta arbete var att ett mikroelnät för ett kontors- och bostadsområde med gemensam anslutningspunkt, solelproduktion och batterilager är mer lönsamt än för motsvarande område med separata anslutningspunkter per respektive fastighet. Slutsatsen är att denna hypotes stämmer enligt de resultat som framkommit i denna studie. Mikroelnätet har i studien framförallt visat sig minska kostnader relaterade till effektoppar och fasta månadsavgifter i så hög grad att de investeringar som mikroelnätet medfört har varit lönsamma att genomföra. Vidare har kunnat konstaterats att en större mängd solcellsgenererad el stannar kvar inom mikroelnätsområdet än vad var fallet för de enskilda fastigheterna. Även om denna mängd el inte var stor, kan fördelar under andra omständigheter där överskottet från enskilda fastigheter är större beträffande genererad solel antas leda till ännu större lönsamhet för en investering i mikroelnät med solceller. Speciellt är en solcellsinvestering lönsam i kombination med investeringen i ett mikroelnät ifall reellt elpris ökar till 6% per år. På liknande sätt är batterilagrets lönsamhet kopplad till elpris och solesöverskott. I denna studie utgjorde bristen på solesöverskott att batterilagret resulterade i att inte vara lönsamt. I kommande studier föreslås därför att undersökas vad utfallet beträffande batterilagrets lönsamhet skulle vara under liknande förhållande men vid ett större solesöverskott. Vidare föreslås ytterligare studier av investering i mikroelnät med andra typer av funktioner och storleksförhållande mellan funktioner för att dra ytterligare slutsatser om när införandet av ett mikroelnät är som mest lönsamt. Beträffande de juridiska aspekterna finns anledning att se över definitioner av vissa begrepp som idag är oklara även för Energimyndigheten och Energimarknadsinspektionen och som direkt styr lönsamheten genom att avgöra gränser för exempelvis energiskatt och stöd till solcellsinvesteringar. Slutligen har denna studie visat på fördelar med mikroelnät som inte kan komma samhället till godo på grund av rådande svensk lagstiftning angående koncessionsplikt. Därav finns anledning att se över denna lagstiftning för att möjliggöra mikroelnäts utveckling på ett sätt att inrättandet är möjligt ifall fördelarna överväger kostnader och eventuella olägenheter.

Referenser

1. **International Energy Agency.** *Transition to Sustainable Buildings- Strategies and Opportunities to 2050*. Paris : IEA, 2013. ISBN:978-92-64-20241-2.
2. **EPBD.** Directive 2010/31/EU of the European Parliament and of the council of 19 May 2010 on the energy performance of buildings (recast). *Official Journal of the European Union*. 2010, 18.06.10.
3. **Kayo, G, Hasan, A och Siren, K.** *Energy sharing and matching in different combinations of buildings, CHP capacities and operation strategy*. Aalto : Aalto University School of Engineering, 2014.
4. **REN21.** *Renewables 2017 Global Status Report*. Paris : REN21 Secretariat, 2017. ISBN 978-3-9818107-6-9.
5. **Bullich-Massagué, E. Díaz-González, F. Aragüés-Peñ.** *Microgrid clustering architectures*. Barcelona : Universitat Politècnica de Catalunya ETS d'Enginyeria Industrial de Barcelona, 2018.
6. **Planas, E. Andreu, J. Ignacio Gárate, J. Martínez de Alegría, I. Ibarra, E.** *AC and DC technology in microgrids: A review*. Bilbao : University of the Basque Country UPV/EHU, 2015.
7. **Parhizi, S. Lofti, H., Khodaei, A. och Bahramirad, S.** *State of the Art in Research on Microgrids: A Review*. Denver : University of Denver, 2015.
8. **Patrao, I. Figueres, E. Garcerá, G. González-Medina, R.** *Microgrid architectures for low voltage distributed generation*. Valencia : Universidad Politècnica de Valencia, 2014.
9. **Ali Memon, A. Kauhaniemi, K.** *A critical review of AC Microgrid protection issues and available solutions*. Vaasa : University of Vaasa, 2015.
10. **Quashie, M. Bouffard, F. Bouffard, C. Jassim, R. Joós, G.** *On bilevel planning of advanced microgrids*. Montreal : McGill University, Montreal, 2018.
11. **Armendáriz, M. Heleno, M. Cardoso, G. Cardoso, S. Stadler, M. Nordström, L.** *Coordinated microgrid investment and planning process considering the system operator*. Stockholm : KTH Royal Institute of Technology, 2017.
12. **Statens Offentliga Utredningar.** *Mindre aktörer i energilandskapet*. Stockholm : Norstedts Juridik, 2018. ISBN 978-91-38-24764-8.
13. **Gåverud, H. Sernhed, K.** *Koncessionsplikten – i kollision med utbyggd mikroproduktion*. Stockholm : Elforsk, 2014.
14. **Svensk Solenergi.** Energiskatte- och momsregler för solelproducenter. [Online] Svensk Solenergi, den 11 07 2017. [Citat: den 09 02 2018.] <http://svensksolenergi.se/nyheter/nyheter-2017/energiskatte-och-momsregler-foer-solelproducenter>.
15. **Energimyndigheten.** Stöd till solceller. *Energimyndigheten*. [Online] den 08 01 2018. [Citat: den 22 02 2018.] <http://www.energimyndigheten.se/fornybart/solenergi/solceller/stod-till-solceller/>.
16. **Skärvard, P. och Olsson, J.** *Företagsekonomi 100*. Malmö : Liber, 2011. Upplaga 15:1.
17. **HOMER energy.** Total Net Present Cost. *HOMER energy*. [Online] den 21 02 2018. [Citat: den 21 02 2018.] https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.11/total_net_present_cost.html.
18. **HOMER energy.** Levelized Cost of Energy. *HOMER energy*. [Online] den 21 02 2018. [Citat: den 21 02 2018.] https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.11/levelized_cost_of_energy.html.
19. **Rydberg, Peter.** Specialist NCC. *Mejlkontakt*. den 24 04 2018.
20. **BELOK.** BELOK LCC. [Online] BELOK. [Citat: den 28 04 2018.] <http://www.belok.se/lcc/>.
21. **Upphandlingsmyndigheten.** Generell kalkyl. *Upphandlingsmyndigheten*. [Online] den 23 11 2016. [Citat: den 24 04 2018.] <https://www.upphandlingsmyndigheten.se/omraden/lcc/lcc-kalkyl/generell-kalkyl/>.

22. **Solna kommun.** Detaljplan för del av Kv. Startboxen m fl inom stadsdelen Järva i Solna stad. Solna : Solna Stad, den 01 06 2017. P17/7. BND 2015:136.
23. **Svebyprogrammet. Brukarindata bostäder, Version 1.0.** Stockholm : Sveby (Standardisera och verifiera energiprestanda för byggnader), 2012.
24. **Svebyprogrammet. Brukarindata kontor, Version 1.1.** Stockholm : Sveby (Standardisera och verifiera energiprestanda för byggnader), 2013.
25. **Bengtsson, Anna. Malmsten, Jon. Förstudie: Solceller.** Stockholm : Solkompaniet, 2015.
26. **Malmsten, Jon. Solkompaniet.** Solceller på tak, Möjligheter och fallgropar. *BELOK*. [Online] den 02 02 2018. [Citat: den 02 02 2018.] <http://belok.se/handbok-solceller-pa-tak/>.
27. **John Justo, J. Mwasilu, F. Lee, J. Jung, J-W.** *AC-microgrids versus DC-microgrids with distributed energy resources: A review.* Seoul : Dongguk University-Seoul, 2013.
28. **Ekelund, Fredrik.** Kvalificerad specialist NCC. *Konsultation via mejl, telefon och Skype 23-02 till 23-05.* 2018.
29. **Schmied, Hannes.** Teknisk specialist, NCC. *Styrgruppsmöte.* den 08 01 2018.
30. **Fahlén, E. Johansson, N. Jansson, M. Grill, E.** *Energilagring för en ökad användning av solenergi - En fallstudie för tre svenska kontorshus.* Göteborg : Energimyndigheten, 2017.
31. **LAZARD.** *Lazard's levelized cost of storage analysis - version 3.0.* New York : LAZARD, 2017.
32. **Nordström, Lars.** Professor kommunikation och styrning i elkraftsystem KTH. *Mejlkontakt.* den 19 01 2018.
33. **Armendariz Perez., Mikel.** PhD Electrical Engineering. *Mejlkontakt.* den 19 01 2018.
34. **Hittinger, E. Wiley, T. Kluza, J. Whitacre, J.** *Evaluating the value of batteries in microgrid electricity systems using an improved Energy Systems Model.* Rochester : Rochester Institute of Technology, 2014.
35. **Statens offentliga utredningar. Bättre kontakt via nätet - Betänkande av Nätanslutningsutredningen.** Stockholm : Fritzes Offentliga Publikationer, 2008. ISBN 978-91-38-22914-9.
36. **Hellener, Jessica.** Bolagsjurist NCC. *Korrespondens via Elly Höijer, chefsjurist, NCC 30-01 till 24-05.* 2018.
37. **Stuns energi.** Solel i flerbostadshus - En rapport om förutsättningar för att sälja solel. [Online] 2017. [Citat: den 10 04 2018.] <http://stunsenergi.se/wp-content/uploads/2017/05/Informationsrapport-Solel-i-flerbostadshus.pdf>.
38. **Höijer, Elly.** Chefsjurist, NCC. *Möte och mejlkontakt 30-01 till 24-05.* 2018.
39. **Konsumenternas energimarknadsbyrå.** Kollektivmätning. *Konsumenternas energimarknadsbyrå.* [Online] den 10 04 2018. [Citat: den 10 04 2018.]
40. **Konsumenternas Energimarknadsbyrå.** Höjd energiskatt från 1 januari 2018. *Konsumenternas Energimarknadsbyrå.* [Online] den 22 02 2018. [Citat: den 22 02 2018.] <http://www.energimarknadsbyran.se/El/El-nyheter/Kategorier/2017/Hojd-energiskatt-1-januari-2018/>.
41. **Sjöström, Linn.** arbetar med finansiering av forskning på solenergiområdet på enheten för Hållbar el, Energimyndigheten. *Mejlkontakt.* den 22 05 2018.
42. **Lindgren, Lotta.** Installationsledare, NCC. *Mejlkontakt 05-03 till 19-04.* 2018.
43. **Millinger, Mattias.** Certifierad Uppdragsledare, NCC. *Konsultation 08-01 till 25-05.* 2018.
44. **Stridh, B.** Hur räknar man ut yta och verkningsgrad för solceller? *Bengts nya villablogg.* [Online] den 13 06 2017. [Citat: den 09 02 2018.] <http://bengtsvillablogg.info/tag/verkningsgrad/>.
45. **Adamsson, Bo. Hidemark, Bengt.** *Utformning av lågenergihus.* Statens råd för byggnadsforskning. Stockholm : Spångbergs Tryckerier, 1986. ISBN 91-540-4471-5.
46. **Stridh, B. och Larsson, D.** *Investeringskalkyl för solceller.* Stockholm : Energimyndigheten, 2017. Rapport 2017:02.
47. **Asserup, C. och Grettve, S.** *Produktionskostnader för el från solceller i Sverige - Intervjustudie med solcellsbyggare under 2017.* Eskilstuna : Energimyndigheten, 2017. ISSN 1403:1892.

48. **Afeiche, Elias.** Teknisk säljingenjör – mikronätslösningar, ABB. *Mejlkontakt*. den 22 03 2018.
49. **Larsson, Robert.** Nya & gamla valutakurser. *RL.se*. [Online] den 22 02 2018. [Citat: den 22 02 2018.]
50. **Vattenfall Eldistribution.** Ny och tillfällig anslutning. *Vattenfall*. [Online] den 06 02 2018. [Citat: den 06 02 2018.] <https://www.vattenfalleldistribution.se/foretag/el-till-verksamheten/ny-anslutning/>.
51. **Häger, O.** *Ekonomiska och tekniska möjligheter med batterilager En lönsamhetsstudie av batterilager i solcellsförsedda kontorsbyggnader*. Uppsala : Uppsala Universitet, 2017. ISSN: 1650-8319, UPTEC STS17 016.
52. **Muio, Danielle.** Everything we know about Tesla's massive commercial battery, the Powerpack. *Business Inside Nordic*. [Online] den 11 11 2016. [Citat: den 12 03 2018.] <http://nordic.businessinsider.com/tesla-powerpack-2-commercial-battery-facts-features-2016-11?r=US&IR=T>.
53. **Jürgens, Jörn.** Director, Energy Storage Systems (EMEA) LG Chem Europe GmbH. *Mejlkontakt*. den 03 05 2018.
54. **Konsumenternas Energimarknadsbyrå.** Nät- och elhandelsavtal. *Konsumenternas Energimarknadsbyrå*. [Online] den 22 02 2018. [Citat: den 22 02 2018.] <http://www.energimarknadsbyran.se/El/Dina-avtal-och-kostnader/Sektionssida/Nat--och-elhandelsavtal/>.
55. **Vattenfall.** Elavtal för verksamheter med medelstor förbrukning på 150 000 kWh/år - 2 GWh/år. *Vattenfall*. [Online] den 16 02 2018. [Citat: den 16 02 2018.] <https://www.vattenfall.se/foretag/elavtal/medelstor-forbrukning/>.
56. **Svenska Kraftnät.** Om Nätområden.se. *Svenska Kraftnät*. [Online] den 22 02 2018. [Citat: den 22 02 2018.] <https://www.natomraden.se/om>.
57. **Vattenfall Eldistribution.** Elnätspriser. *Vattenfall*. [Online] den 16 02 2018. [Citat: den 16 02 2018.] <https://www.vattenfalleldistribution.se/foretag/el-till-verksamheten/elnatspriser/>.
58. —. Tariffer för småskalig elproduktion / 2018. *Vattenfall*. [Online] den 01 01 2018. [Citat: den 16 02 2018.] <https://www.vattenfalleldistribution.se/globalassets/foretag/el-till-fastigheten/elnatspriser/tariffer-for-smaskalig-elproduktion-soder-2018---2.pdf>.
59. **Skatteverket.** Energiskatt på el. *Skatteverket*. [Online] den 22 02 2018. [Citat: den 22 02 2018.] <https://www.skatteverket.se/foretagochorganisationer/skatter/punktskatter/energiskatter/energiskattpael.4.15532c7b1442f256bae5e4c.html>.
60. **Konsumenternas Energimarknadsbyrå.** Välja fast eller rörligt elpris? *Konsumenternas Energimarknadsbyrå*. [Online] den 22 02 2018. [Citat: den 22 02 2018.] <http://www.energimarknadsbyran.se/El/Dina-avtal-och-kostnader/Sektionssida/Valja-fast-rorligt-elpris/>.
61. **Vattenfall.** Prishistorik över Rörligt elpris. *Vattenfall*. [Online] den 16 02 2018. [Citat: den 16 02 2018.] <https://www.vattenfall.se/elavtal/elpriser/rorligt-elpris/prishistorik/>.
62. —. Frågor och svar om Elpriser och avtal. *Vattenfall*. [Online] den 16 02 2018. [Citat: den 16 02 2018.] <https://www.vattenfall.se/elavtal/fragor-och-svar/>.
63. —. Vi har gjort det enkelt för dig! *Vattenfall*. [Online] den 16 02 2018. [Citat: den 16 02 2018.] <https://www.vattenfall.se/foretag/elavtal/liten-forbrukning/bli-kund/>.
64. —. Mikroproduktion – sälj din överskottsel. *Vattenfall*. [Online] den 16 02 2018. [Citat: den 16 02 2018.] <https://www.vattenfall.se/solceller/salj-din-overskottsel/>.
65. **Bixia.** Snabbare höjning av elpriset – enligt elbolaget Bixias långtidsprognos. *Bixia*. [Online] den 11 05 2015. [Citat: den 25 04 2018.] <https://www.bixia.se/om-bixia/press/nyheter/2015/snabbare-hojning-av-elpriset>.
66. **International Energy Agency.** *Nordic Energy Technology - Cities, flexibility and pathways to carbon-neutrality*. Paris : IEA, 2016. ISBN: 978-92-64257-66-5.
67. **Energimyndigheten.** Kvotpliktig. *Energimyndigheten*. [Online] den 03 07 2017. [Citat: den 25 04 2018.]
68. —. Om elcertifikatsystemet. *Energimyndigheten*. [Online] den 03 07 2017. [Citat: den 25 04 2018.] <http://www.energimyndigheten.se/fornybart/elcertifikatsystemet/om-elcertifikatsystemet/>.

69. —. Kvotnivåer. *Energimyndigheten*. [Online] den 03 07 2017. [Citat: den 25 04 2018.] <http://www.energimyndigheten.se/fornybart/elcertifikatsystemet/kvotpliktig/kvotnivaer/>.
70. —. CESAR. *Energimyndigheten*. [Online] den 25 04 2018. [Citat: den 25 04 2018.] <https://cesar.energimyndigheten.se/WebPartPages/AveragePricePage.aspx>.
71. **Boverket webredaktionen**. Energikrav. *Boverket*. [Online] den 03 07 2017. [Citat: den 17 01 2018.] <https://www.boverket.se/sv/byggande/bygg-och-renovera-energieffektivt/energikrav/>.
72. **Swedish Green Building Council**. Miljöbyggnad 3.0 - Bedömningskriterier för nyproduktion. [Online] den 10 05 2017. [Citat: den 08 05 2018.] <https://www.sgbc.se/docman/bgo-2014/947-3-0-mb-nyproduktion-170510-vers-170915/file>.
73. **Andersson, Andreas**. Fastighetsutvecklare, NCC. *Möte*. den 16 04 2018.
74. **Alvehag, K. Werther Öhling, I. Östman, K. Broström, E. Strömbäck, E.** *Åtgärder för ökad efterfrågefleksibilitet i det svenska elsystemet*. Eskilstuna : Energimarknadsinspektionen, 2016. Ei R2016:15.
75. **HOMER-energy**. Battery Control (discharge, charge, & operate as desired). *HOMER-energy*. [Online] den 25 08 2016. [Citat: den 18 05 2018.] <http://usersupport.homerenergy.com/customer/en/portal/articles/2187044-battery-control-discharge-charge-operate-as-desired->.

MIKRONÄTS POTENTIAL I KVARTERET HERRJÄRVA

Byggnader står för mer än en tredjedel av den totala slutanvändningen av energi i världen och för hälften av den globala elkonsumtionen. Det gör sektorn till den största användaren av energi och medför att den orsakar 17 procent av de koldioxidutsläpp som är relaterade till energianvändning.

Här presenteras jämförelser av lönsamheten av olika mikronätlösningar som visar att ett mikronät är lönsamt. Studien har utförts på det planerade kvarteret Herrjärva i Solna som består av 9 kontorsfastigheter, kommersiella fastigheter och bostadsfastigheter.

Resultaten visar på god lönsamhet för solceller både med mikroelnät och i separata fastigheter. Studien visar också att införandet av ett mikroelnät även utan solceller är en lönsam investering eftersom samanlagring minskar effekttoppar och därmed de fasta månadsavgifterna. Här presenteras också juridiska hinder och förslag på ändringar som kan möjliggöra mikronät.

Ett nytt steg i energiforskningen

Energiforsk är en forsknings- och kunskapsorganisation som samlar stora delar av svensk forskning och utveckling om energi. Målet är att öka effektivitet och nyttiggörande av resultat inför framtida utmaningar inom energiområdet. Vi verkar inom ett antal forskningsområden, och tar fram kunskap om resurseffektiv energi i ett helhetsperspektiv – från källan, via omvandling och överföring till användning av energin. www.energiforsk.se



Energiforsk