



# Lokala energisystem för elektrifierade logistikapplikationer (LEELA)

2025-01-31

Triple F projekt 2022.5.2.9

Slutrapport

Janis Danebergs, CLOSER/Lindholmen Science Park

Hans Pohl, CLOSER/Lindholmen Science Park

Lars Göran Rosengren, CLOSER/Lindholmen Science Park



Projektnummer	2022.5.2.9
Titel på projektet – svenska	Lokala energisystem för elektrifierade logistikapplikationer - LEELA
Titel på projektet – engelska	Local energy systems for electrified logistic applications
Projektledareorganisation	CLOSER / Lindholmen Science Park
Namn på projektledare	Janis Danebergs, CLOSER/Lindholmen Science Park
Namn på ev övriga projektdeltagare	Bengt Johansson, GLC Daniel Briland, Svenska Retursystem Daniel Petterson, Dagab Hans Pohl, CLOSER/Lindholmen Science Park Krister Kjellström, Dagab Lars-Göran Rosengren, CLOSER/Lindholmen Science Park Marie Björnholdt, Alltransport Pontus Björkdahl, Svenska Retursystem Rickard Bergqvist, Jula Logistics
Nyckelord: 5-7 st	Elektrifiering laddning batteri solel energisystem



# Sammanfattning

För att stötta övergången till batterielektriska lastbilar behöver laddning ske i anslutning till logistikterminaler och uppställningsplatser på ett effektivt sätt. Projektet Lokala energisystem för elektrifierade logistikapplikationer (LEELA), finansierat av TripleF, har undersökt rollen av det lokala energisystemet inklusive lokal elproduktion och lagring på logistikterminaler och uppställningsplatser. Målet blir att möjliggöra mer kostnadseffektiv laddning som kräver mindre nätanslutning.

Med hjälp av modellering har projektet identifierat att stationära batterier är en attraktiv lösning under varierande förutsättningar, medan lönsamheten för solpaneler är mer känslig för variationerna av marknadsförutsättningarna. Batteriets konsekventa lönsamhet beror delvis på dess flexibilitet. Projektet identifierar att det finns flera laster på terminaler eller uppställningsplatser som kan styras mer flexibelt och skapa värde i det lokala energisystemet.

Projektets industrirelevans har garanterats med hjälp av följande projektpartners: Alltransport, Dagab, Göteborgs Lastbilscentral, Jula Logistics och Svenska Retursystem. Som en del av projektet har de aktivt arbetat med att implementera solpaneler, batterier och laddare hos sina egna terminaler och uppställningsplatser. Betydande del av projektet har ägnats åt att fylla kunskapsgapet som finns när logistikaktörerna tar steget till att utveckla sina egna lokala energisystem.

Enligt projektparterna har elektrifieringen av deras transporter gått långsammare än planerat och därmed har de haft mer tid att förbereda sig genom kunskapsbyggnad, mer genomtänkt planering och i vissa fall byggnad av laddare, batterier och solpaneler. Två aktuella teman för industripartners är att bygga ut långsamladdning som komplement till snabbaddning samt implementera mjukvara som kan koordinera alla nya resurser och integrera dessa med angränsande styr- och administrationssystem.



# Summary

To support the transition to battery-electric trucks, charging needs to be done in an efficient manner in connection with logistics terminals and parking lots. The project Local Energy Systems for Electrified Logistics Applications (LEELA), funded by TripleF, has investigated the role of the local energy system including local electricity production and storage at logistics terminals and parking lots. The goal is to enable more cost-effective charging that requires less grid connection.

Using modeling, the project has identified that stationary batteries are an attractive solution under varying conditions, while the profitability of solar panels is more sensitive to variations in market conditions. The consistent profitability of the battery depends in part on its flexibility. The project identifies that there are several loads at terminals or parking lots that can be controlled more flexibly and create value in the local energy system.

The industrial relevance of the project has been ensured with the help of the following project partners: Alltransport, Dagab, Göteborgs Lastbilscentral, Jula Logistics and Svenska Retursystem. As part of the project, they have actively worked on implementing solar panels, batteries and chargers at their own terminals and parking lots. A significant part of the project has been devoted to filling the knowledge gap that exists when logistics players take the step to develop their own local energy systems.

According to the project partners, the electrification of their transport has been slower than planned and thus they have had more time to prepare through knowledge building, more thoughtful planning and in some cases the construction of chargers, batteries and solar panels. Two current themes for industry partners are to expand slow charging of trucks to combine with their fast-charging stations and to implement software that can coordinate all new resources and integrate these with existing control and administration systems.



# Innehållsförteckning

<i>Inledning</i> .....	1
<i>Bidrag till Triple F</i> .....	3
<i>Bakgrund för modellering</i> .....	4
Förutsättningar för det lokala energisystemet och teknologival .....	4
Energimarknaden .....	4
Solpaneler, batterier och laddare .....	9
Lokal vätgasproduktion .....	12
Överslagsberäkning laddkostnad .....	13
Laddmönster .....	14
Metod för analysen.....	15
<i>Modellering av lokalt batteri och solpaneler</i> .....	17
Metod .....	17
Resultat .....	18
Diskussion .....	23
<i>Modellering av lokal vätgasproduktion</i> .....	25
Metod .....	25
Resultat .....	26
Diskussion .....	28
<i>Industripartners arbete med deras lokala energisystem</i> .....	29
Metod .....	29
Förutsättningar och fokus .....	29
Kunskapshöjning .....	30
Utveckling av det lokala energisystemet .....	30
Dagens utmaningar och problemställningar .....	32
<i>Resultat</i> .....	33
<i>Nyttiggörande och nästa steg</i> .....	34
<i>Diskussion</i> .....	35
<i>Referenser</i> .....	37



# Inledning

Utmaningar knutna till energiförsörjning utkristalliserar sig allt eftersom antalet elektrifierade tunga lastbilar ökar. För att tillgodose logistiksystemets behov samt för att fordonen skall kunna utnyttjas effektivt, förläggs laddning på tider och platser där lastbilen står stilla, exempelvis under omlastning och vid uppställning. Det skapar ett betydligt högre energibehov hos terminaler och i vissa fall väldigt höga effekttoppar, vilket i sin tur ställer större krav på tillgången till effekt från elnätet samt ökar kostnaderna i form av nätanslutningsavgifter och effekttariffer.

Med den rådande först till kvarn-principen till eventuellt tillgänglig effekt i elnätet och med en bred elektrifiering av samhället blir tillgång till effekt snabbt en bristvara, vilket både är tids- och resurskrävande att åtgärda genom utbyggnad och förstärkning av elnätet. Historiskt sätt har logistikterminaler placerats utan krav på tillgång till starkt elnät, vilket ytterligare kan försvåra arbetet med att koppla ihop logistik och elsystem när lastbilar elektrifieras.

Projektet föddes ur problemställningen att eleffekt kan bli en flaskhals vid bredare elektrifiering och att utveckling av energisystemet bakom elmätaren med lokal elproduktion och lagring är en möjlig lösning för att få tillgång till den effekt och energi som krävs för att ladda lastbilar på terminaler och depåer.

I detta projekt, som har namnet Lokala energisystem för elektrifierade logistikapplikationer (LEELA), har ovan nämnda utmaningar och möjligheter undersökts. Projektets aktörer består av Alltransport, Dagab, Göteborgs Lastbilscentral (GLC), Jula Logistics, Svenska Retursystem och CLOSER (Lindholmens Science Park) där CLOSER koordinerar projektet och utför analyser. Projektet har pågått i två år från januari 2023 till januari 2025.

Projektarbetet gjordes i tre olika parallella delar: 1) Industriaktörerna utvecklade sina egna lokala energisystem bakom elmätaren (Vertikala arbetspaket), 2) Lindholmen Science Park tog fram modelleringsverktyg och modellerade olika generella scenarier (Horisontella arbetspaket) och 3) Projektgemensamt lärande genom återkommande projektmöten där vi diskuterade gemensamma frågeställningar, bjöd in experter inom olika relevanta områden samt gjorde studiebesök hos olika anläggningar. För att bredda arbetet och fördjupa nyexaminerade talanger på området vägledades också ett examensarbete som en del av projektet där optimal styrning av laddare analyserades mer i detalj [1]

Slutrapporten är uppdelad på följande vis:

- *Bidrag till Triple F* sätter projektet i kontext för Triple F
- *Bakgrund för modellering* fördjupar läsaren i temat och lägger fram förutsättningar och antaganden som används i två följande kapitlen
- *Modellering av lokalt batteri och solpaneler* beskriver system modellerad, resultat och detaljerad diskussion av dessa
- *Modellering av lokal vätgasproduktion* beskriver system modellerad, resultat och detaljerad diskussion av dessa



- *Industripartners arbete med deras lokala energisystem* beskriver hur projektparterna har jobbat med sina lokala energisystem
- *Resultat* sammanfattar kortfattat nyckellärdomar från de olika delarna.
- *Nyttiggörande och nästa steg* fördjupar implikationer av resultaten
- *Diskussion* görs en fördjupande analys och beskrivs mer detaljerat nya frågeställningar





# Bidrag till Triple F

Projektet tar tydlig utgångspunkt i TripleF's mål om att nå fossiloberoende godstransportsektor. Fokus ligger på att möjliggöra flera batterielektriska lastbilar genom att undersöka hur effektiv terminal- och depåladdning kan byggas med hjälp av lokal elproduktion och lagring.

Arbetets fokus har legat på kunskapsbyggande genom modellering och kunskapsdelning inom och utanför projektet. Resultaten från arbetet kommer att kunna användas som vägledning för aktörer som planerar att bygga egna lokala elproduktions- och ellagringslösningar och med det underlätta ökad elektrifiering de närmaste åren. Bland forskare och entreprenörer som intresserar sig för batterielektriska lastbilar på terminaler och uppställningsplatser kan arbetet användas som underlag till aktuella problemställningar, nya frågeställningar och/eller i byggandet av nya innovativa system.

Arbetet har hjälpt projektets industriaktörer att utveckla deras planer för ökad lokal elproduktion, ellagring samt lastbilsaddning. Samtidigt är det svårt att estimerar i vilken grad denna kunskapsuppbyggnad kommer att påverka transportsektorns investeringar i batterielektriska fordon.

# Bakgrund för modellering

I denna del beskrivs förutsättningarna för analyserna, bakgrund ges till vissa antaganden i analysen och vald optimeringsmetod beskrivs mer i detalj.

## Förutsättningar för det lokala energisystemet och teknologival

I början av projektet intervjuades alla projektets industripartner för att kartlägga deras olika lokala förutsättningar i utveckling av respektive lokalt energisystem och vilka teknologier av lokal elproduktion och lagring som var av störst intresse för dem.

Förutsättningarna för olika parter såg väldigt olika ut, samt att det är av betydelse om man är lastbilscentral eller varuägare. Också varuägare kan ha olika positioner med eget åker eller ett ganska formellt förhållande till de upphandlade åkerierna.

Andra aspekter relaterat till terminal och depå som varierade var t.ex. om det finns industritak som lämpar sig för solceller, hur nätanslutningen ser ut samt hur de andra ellasterna på lastbilsterminalen ser ut. Är logistikaktören också fastighetsägaren eller behöver den förhålla sig till en fastighetsägare för att tillsammans investera i solpaneler, batteri och laddning?

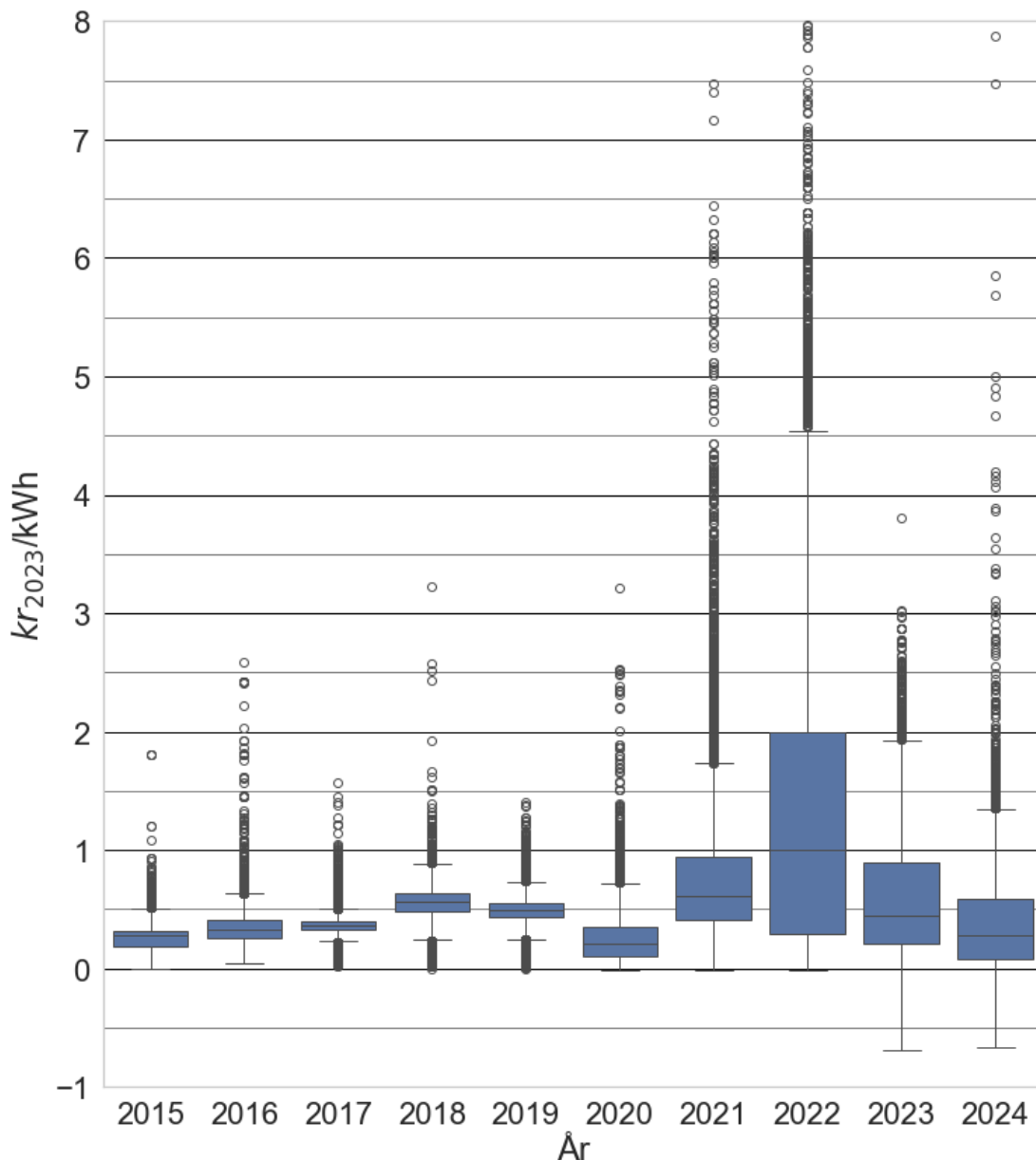
Utifrån förutsättningarna hade parterna kommit olika långt i elektrifieringsresan, både vad det gäller användning av elektriska fordon och utbyggnaden av egen laddinfrastruktur och installation av solceller. Det varierade mellan att ha erfarenhet från en, två eller alla tre delarna.

Alla parter tyckte att det var mest intressant att förstå hur solceller och batterier kan bidra i det lokala energisystemet för att minska effektbrist och bidra till lägre laddpriser. Det fanns också ett visst intresse av att förstå mer om vätgas, initialt med fokus som bränsle till fordon. Andra tekniker som lokal vindkraft eller elgeneratorer uppfattades inte som relevanta i närtid och exkluderades från vidare analyser.

## Energimarknaden Spotprismarknaden

Europeisk elproduktion har genomgått ett stålbad på grund av både reducerad tillgång till billig rysk naturgas och höga kostnader för naturgas på den internationella marknaden. Detta avspeglade sig i kraftigt ökande och mer volatila elpriser i Europa speciellt under år 2022 och det påverkade också i svenska spotpriser. Ökande andelar av förnybar elproduktion från sol och vind har också påverkat volatiliteten. I Figur 1 visas medianpriset samt variabilitet på elpriser i den svenska elprisområdet SE3 i form av låddiagram för olika år. Inom lådan samlas värden mellan 1:a och 3:e kvartilen (50% av alla värden) och sträcken från lådan visar spannet i max och min värden så länge de inte avviker mer än 1.5 gånger höjden på lådan. Punkterna bortom dessa kan ses som avvikande extremvärden. Även om medianpriset under både år 2023 och 2024 har fallit tillbaka till nivåer före den europeiska energikrisen, har volatilitet i marknaden kvarstått.





Figur 1 Prisnivå och volatilitet i den svenska elprisområdet SE3 i form av boxplot och utanförliggande extremvärden. Högsta värdet för år 2022 var 8,51 kr<sub>2023</sub>/kWh

Det finns sätt att skydda sig mot den ökade prisvolatiliteten och oförutsedda prisändringar som har skett under 2020-talet genom att prissäkra sin kommande elpriskonsumtion. Det brukar ske genom att ett elhandelsbolag debiterar ett riskpremium i tillägg till den förväntade elpriset för den upptecknade tidsperioden.

Ett mer aktivt sätt att säkra sig mot elprisvolatilitet och samtidigt reducera sitt elpris är genom aktiv styrning av elanvändningen. Till exempel genom att tillåta att värme eller kyla varierar inom vissa intervall kan elanvändning under de timmar då elpriset är högst reduceras. Med ett batteri är det också möjligt att dra nytta av timmesvariationerna i elpris på spotmarknaden.

I analyserna används elpriset från 2023 i elprisområde SE3.



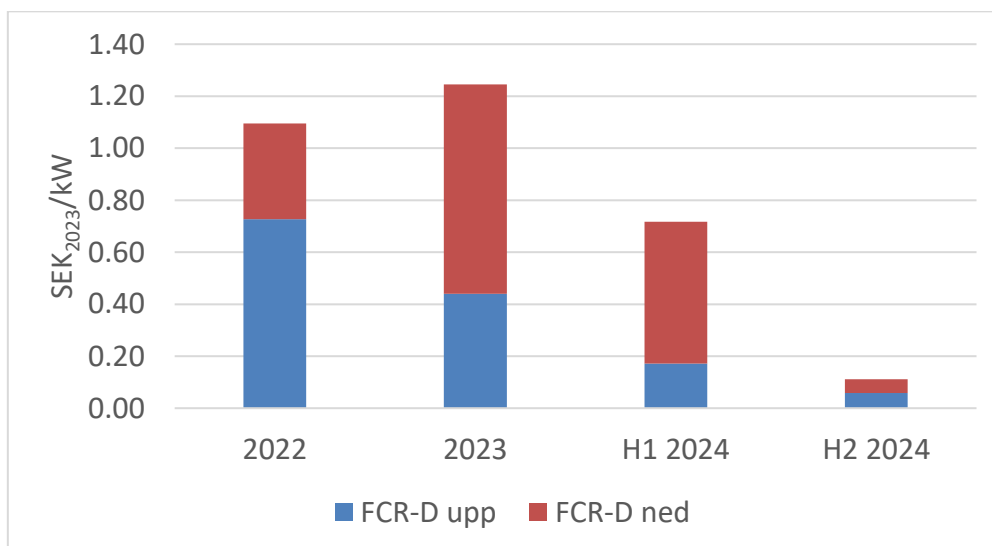
## Svenska kraftnäts balanstjänster

Svenska Kraftnät (SvK) har systemansvar för det svenska kraftsystemet. SvK måste säkerställa att produktion och efterfrågan på el är lika stor i varje givet ögonblick. För att klara av sitt uppdrag har Svenska Kraftnät olika stödtjänster/balanstjänster och avhjälpande åtgärder (se Figur 2) till sitt förfogande för att bland annat se till att frekvens i elsystemet håller sig i intervallet 49.5 – 50.5 hertz. SvK skapar marknader för dessa tjänster i vilka olika aktörer inom energisektorn erbjuder att efter en styrsignal antingen öka eller sänka sin elproduktion eller elanvändning. För ägare av stationära batterier (och andra flexibla laster) har balanstjänsterna FCR-D upp och ned och avhjälpande åtgärd FFR historiskt varit attraktiva marknader att delta i.

Ett halvtomt batteri har fördelen att på kort varsel börja både absorbera energi från elnätet (ladda batteriet) och ge energi till elnätet (ladda ur batteriet). På så vis har den trots sin relativt begränsade energilagring förmåga väldigt goda förutsättningar att delta i tids-/energibegränsade uppregerande tjänster (FCR-D upp eller FFR) och nedreglerande tjänster (FCR-D ned) samtidigt. Marknadspriset för tjänsterna FCR-D upp och ned har dock sjunkit kraftigt under 2024 (se Figur 3 där deras genomsnittliga aggregerade värde visas), bland annat eftersom fler aktörer med batterier har anslutit sig till dessa marknader.



Figur 2 Översikt över Svenska Kraftnäts olika stödtjänster och avhjälpande åtgärder [2] (\*samma sak som balanstjänster)



Figur 3 Genomsnittlig ersättning per timme för både FCR-D upp och ned balanseringstjänster, dvs. den totala genomsnittliga intjäningspotentialen för batterier per timme. H1 och H2 står för första och andra halvår.



## Elnätsbolag, nätanslutning och energigemenskaper

Elnätsbolag regleras strikt av staten för att inte utnyttja sin monopolställning gentemot sina kunder. I Sverige är det Energimarknadsinspektionen (EI) som är elnätsbolagens tillsynsmyndighet. EI sätter bland annat upp intäktsramar för att sätta rimliga elnätsavgifter samtidigt som elnätsbolagen får tillräckligt ekonomiskt utrymme att erbjuda driftsäkert elnät. Underhåll, avskrivningar av investeringar, nätförluster och skälig avkastning är några centrala kostnadsposter för elnätsbolagen.

Elnätsbolagen är skyldiga enligt lag att ansluta eller förstärka existerande anslutningar mot en rimlig kostnad om en fastighetsägare begär det. Anslutningskostnaden ska vara sådan att den inte påverkar nätavgifterna för övriga nätkunder. Samtidigt behöver elnätsbolagen garantera driftsäkert nät genom att bygga robusta lösningar. Kostnaderna för elnätsanslutning, eller effekthöjning, uppfattas ofta som betydande och storleken beror på en rad olika faktorer. Två viktiga faktorer är hur mycket nytt nät som kommer att behöva byggas samt om elnätsutvidgningen/-förstärkningen också kommer andra till godo. Om det är troligt att förstärkningen kommer till nytta för flera aktörer i framtiden ska kostnaderna för elnätsanslutning eller förstärkning delas mellan beställaren av anslutningen/förstärkningen samt potentiella framtida nätkunder. Sammantaget är det väldigt svårt att ange en generell kostnad för nätanslutning, dock är det en viktig kostnad att beakta i projektets analyser för att kunna kvantifiera nyttan av speciellt batterier och styrning av laddningen. I detta arbete antas en kostnad på 2000 kr/kW och en livslängd på 30 år och det blir en viktig parameter att beakta i känslighetsanalysen då den kan varieras mycket från fall till fall.

En väldokumenterad barriär för elektrifiering av alla sektorer i samhället har varit de långa ledtider för elnätsbolagen att installera nya nätanslutningar eller effekthöja existerande nätanslutningar. Det pågår arbete hos flera aktörer för att minska denna barriär. EI har på uppdrag från regeringen kartlagt hur ledtider kan kortas [3] och hur information kan delas effektivt mellan aktörer för nyanslutning eller effekthöjning [4]. Energiföretagen för diskussioner med branschen och arbetar fram underlag som kan underlätta etablerade och nya aktörer inom arbetet med tillståndsprocesser för elnätsanslutningar [5]. Energimyndigheten har fått i uppdrag att samordna frågor relaterat till utbyggnad av laddinfrastruktur och elnät [6]. Elnätsbolagen har också visat exempel på hur ledtider kan kortas [7, 8]. Även med detta breda arbete kring problemställningen är det svårt att förutsäga om ledtider av nätbyggande kan förkortas tillräckligt för att inte bromsa elektrifieringen.

När logistikaktörer och fastighetsägare ansöker om ny anslutning eller högre effektuttag på existerande anslutning kan effektuttaget bli så stort att elnätsbolag föreslår en övergång från lågspänningsanslutning till högspänningsanslutning. Högspänningsanslutning inkluderar investering och drift av eget ställverk och transformator, vilket ställer nya krav på aktörer vars kärnverksamhet är annat än elnät [9, 10]. Detta skapar ytterligare barriärer för logistikaktörer och fastighetsägare när de önskar att utveckla egna laddstationer.

Det är inte ovanligt att ett logistikföretag har flertal elanslutningar på samma adress eller på intilliggande anläggningar. Ofta ligger dessa anslutningar på 400 V spänning och levererar el från en av elnätsbolagens närliggande transformatorer. En situation där en aktör har flera olika elanslutningar kan lätt uppstå t.ex. när: elbehovet ökat stegvis och/eller om företaget inte velat ha högspänningsanslutning eller att den har verksamhet på två intilliggande adresser. Ett sådant upplägg kan skapa suboptimala lösningar när lokal elproduktion eller batterier kopplas in. Som exempel kommer ett batteri kunna hjälpa till att kapa effekttoppar på bara en och inte alla elanslutningar. Och vid överföring av egenproducerat solcell från en mindre



solcellsinstallation mellan anslutningarna tillkommer energiskatt (för större solcellsanläggningar behöver energiskatt betalas oavsett, se mer info i avsnitt ”Skatter och regelverk”). Det kan också finnas nackdelar i form av högre sammanlagda effektavgifter till elnätsbolagen när topplastimmen på de olika elnätsanslutningar sker vid olika tider.

En möjlighet att hantera utmaningar med långa ledtider och/eller betala för nätförstärkning är att skapa energigemenskaper med grannfastigheter och mellan olika företag under en gemensam nätanslutning. Inom det interna nätet kan lokal elproduktion enklare komma till nytta lokalt och nätanslutningen kan användas mer effektivt ifall topplastimmen för de olika aktörerna inom energigemenskaper är ej överlappande. Alternativ kan värdet av lokal laststyrning öka genom att dra nytta av den lokalproducerade elen eller att styra bort gemensamma effekttoppar. Konceptet av energigemenskaper har hittills varit ovanlig i Sverige, men relativt nyligen införda undantag från koncessionspliktigt elnät för energigemenskaper skapar nya möjligheter [11].

## Skatter och regelverk

Politiken har stor påverkan på energibranschen genom olika subventioner och avgifter. Av det totala elpriset, som består av kostnad för energi, nätanslutning och skatter (inkl. moms för privatpersoner), är två av dessa kostnadsben starkt reglerade av staten, nätanslutningsavgifter och skatter. Här beskrivs dessa mer i detalj.

### Energiskatt

Energiskatten var år 2023 39,2 öre/kWh och det är värdet som har använts i analyserna, den har dock ökat betydligt sedan dess.

Energiskatten ska betalas för alla slutanvändare av el, även av egenproducerad el. Detta efterföljs genom elnätsbolagens avläsning av elmätaren. Det finns dock två viktiga undantag som har tagits i beaktning i denna analys:

1. Vid egenproduktion av el på anläggningar med installerad effekt upp till 500 kW<sub>märkeffekt</sub> behöver inte energiskatt betalas för egenanvändning av den egenproducerade elen. För anläggningar över 500 kW<sub>märkeffekt</sub> behöver energiskatt betalas också för den elen som produceras och används lokalt bakom elmätaren [12].
2. Vid anläggningar som har ett batteri installerat utan egenproduktion av el återbetalas energiskatt för den el från elnätet som tillfälligt lagras i batteriet och sänds tillbaka till elnätet [13].

### Elnätsavgifter

Elnätsbolagens utgifter kan delas in i tre olika delar: 1) hur mycket kapacitet varje kund tar upp i elnätet 2) överföringsförluster och 3) fasta kostnader för elnätsbolaget. Elnätsavgifter för företagskunder med både hög- och lågspänningsanslutningar återspeglar dessa tredelade utgifter i form av kostnad för max uttagen effekt (effektdelen i kr/kW), konsumtion av el (energidelen i kr/kWh) och en fast kostnadsdel (kr). I denna analys är effektdelen 45 kr/(kW, månad), energidelen 0,1 kr/kWh och bortser från fasta kostnadsdelen.



Effektdelen i elnätsavgiften brukar vara rimlig vid relativt jämn konsumtion av el, men om användningsmönstret är ojämnt så som exempelvis vid en snabbbladdningsstation som används sporadiskt så blir kostnader för max utnyttjad effekt betydande relativt till den totala elkostnaden. Exempel av det visas i avsnitt ”Överslagsräkning laddkostnad” på sida 12. Exakt hur effektdelen beräknas kan dock variera betydligt mellan olika elnätsägare, från enkla till relativt komplexa beräkningar av antal maxlasttimmar som definerar kostnadsbildande effektanvändning och när dessa sker både tiden på dygnet och året. För vidare studier har t.ex. Ellevio valt relativt komplex tariffstruktur jämfört med andra elnätsbolag så som Göteborgs Energi [14, 15].

Om el produceras och skickas ut i det lokala distributionselnätet, kommer den att användas i andra närliggande verksamheter. Därmed reduceras elnätsbolagens kostnader för förluster i transmissions- och distributionselnätet. Lokala solelproducenter blir kompenserade för motsvarande nästan hela energidelen av elnätsavgiften.

Ett innovativt sätt att hantera lokal effektbrist i viss region har varit genom lokala flexibilitetsmarknader där resurser så som förbrukningsflexibilitet och energilager kan upphandlas för att garantera att det finns nödvändig överföringskapacitet. Det kan både möjliggöra att nya kunder kan använda elnätet under tiden som den förstärks eller helt ersätta nätförstärkning i områden där ökningen i efterfrågan är begränsad [16]. Medverkan i dessa marknader kan vara en möjlig inkomstkälla om en terminal befinner sig innanför det lokala flexibilitetsmarknadens gränser.

## Solpaneler, batterier och laddare

I detta underkapitel redovisas de tekniska detaljerna kring solpaneler, batterier och laddare och vilka antaganden kring dessa som har använts i analyserna.

### Installation av solpaneler

Solpaneler är en väletablerad teknik som har kontinuerligt fallit i pris och ökat i installerad kapacitet. Tekniken bidrog med den största ökningen i elproduktion globalt år 2023 med att producera mer än 300 TWh mer el än föregående år [17].

Installationer av solpaneler på industribyggnaders tak är en vanlig lösning. Då dessa tak täcker stora ytor och är relativt platta, brukar solpaneler installeras med svag lutning (12-15 grader) i östlig-västlig riktning. En sådan installation visas i Figur 4.

Till analysen sammanställdes timvis solinstrålningssdata med hjälp av ”Photovoltaic Geographical Information System” (PVGIS), ett verktyg som erbjuds av Europeiska kommissionen [18]. Det har antagits att solpaneler är orienterade öst-väst med 15° lutning och att det finns 15% energitapp på grund av förluster i växelriktare och smuts på paneler. Degradering av solpanelernas effektivitet under livstiden har inte beaktats.

Storleken av en solcellsanläggning beskrivs ofta som summan av maxkapacitet för alla installerade solpaneler (märkeffekt i kW). Den faktiska maxkapaciteten som en solcellsanläggning kan leverera är ofta betydligt mindre eftersom det är inte ekonomiskt lönsamt att installera lika stor frekvensomformare som märkeffekten. Skillnaden mellan märkeffekt och faktiskt maxkapacitet är ännu större för solcellspaneler installerade i olika väderstreck, då det är omöjligt för alla solpaneler att få optimal solinstrålningssvinkel samtidigt.

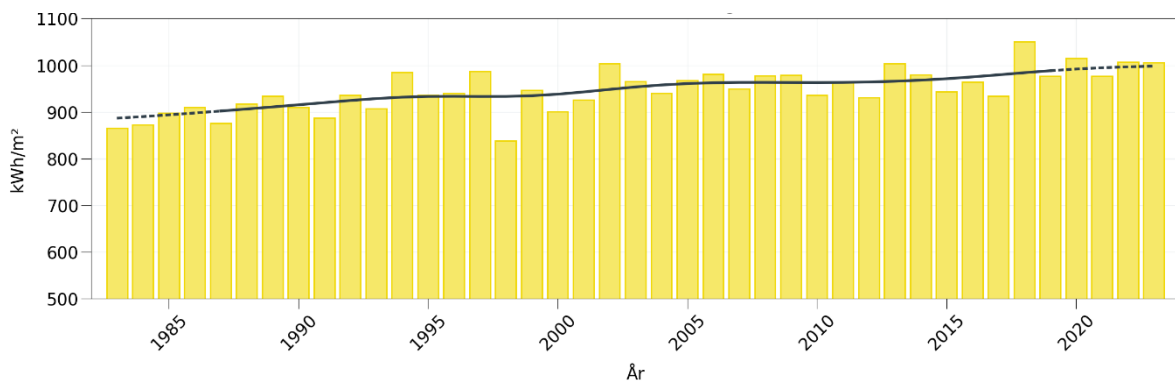




*Figur 4 Solpaneler installerade på Dagab's logistikcenter i Bålsta.*

Solinstrålning från Stockholm år 2023 användes som input. Det finns koppling mellan solinstrålning och elpris även om det i Sverige fortsatt bara finns ett begränsat antal solcellsparker. Det är betydande solelproduktion i länder som Tyskland vid ett högtryck i Nordeuropa som påverkar elpriset i elprisområde SE3 och därmed också lönsamheten för solpaneler. Därför är det viktigt att matcha tidsmässigt elpriset och solinstrålning.

År 2023 var historiskt sett ett relativt soligt år, fast det finns en historisk trend med ständigt ökande solinstrålning (se Figur 5) som gör att solinstrålningen ändå kan ses som representativ för framtidsorienterad modellering.



*Figur 5 Historiskt solinstrålning i Sverige sammanställt från åtta observationsstationer. Linjen visar glidande medelvärde över tio år. Observera att skalan inte börjar från noll för att betona ändringen över tid [19]*

## Drift av batterier

Med drastiskt sjunkande priser på litium-jon batterier under det senaste decenniet har intresset ökat för att använda dem i elnätet, även om deras roll som energilager i energisystemet fortsatt är begränsad.

Fördelen med batteri är de är enkla att installera och har stor flexibilitet som möjliggör en rad olika tjänster som bland annat:





- Energiarbitrage (lagra el när det är billigt och använda när det är dyrt),
- Kapa effekttoppar
- Delta i elnätets stödtjänstmarknader
- Öka egenanvändning av el från egna solceller
- Back-up elförsörjning

Batteriets lönsamhet beror på hur det deltar i dessa olika tjänster. Det kräver dock smart styrning av batteriet för att maximera dess nytta/avkastning och samtidigt begränsa onödig degradering av batterikapaciteten.

En viktig teknisk faktor för batteriet är hur mycket effekt det kan ge ut och absorbera relativt till dess energikapacitet. Det brukas beskrivas i den engelska uttrycket *c-rate* och definieras som:

$$C\text{-rate} = \frac{(ur\text{-})laddningshastighet (kW)}{\text{Lagringskapacitet (kWh)}} \quad (1)$$

Beroende på kemi och design av batteriet kan det ha olika *c-rates*. Högre *c-rate* sätter större krav på batteriet vilket ökar dess pris per lagrad energimängd. Det kan också ge en bättre produkt när mycket energi behöver överföras under korta tidsintervaller så som höga och kortvariga toppeffekter eller medverkan i SvK's balanstjänster.

Batteriet har tre tydliga fördelar i stödtjänstmarknaden då det kan:

- 1) ändra i- eller urladdningshastigheten snabbt
- 2) delta samtidigt i både uppreglerande och nedreglerande stödtjänstmarknader om den är halvfull och då både ladda och ladda ur på begären från SvK
- 3) Ett halvfullt batteri som ibland gör snabba och kortvariga i- och urladdningar som en del av sin deltagelse i stödtjänstmarknaden är också ett mer gynnsamt tillstånd för batteriets åldrande jämfört med att omsätta mycket energi genom att frekvent laddas full och töms.

## Laddare

I arbetet inkluderas laddlösning baserat på DC laddning. Laddkostnaderna baseras på reella kostnader för installerade laddare inklusive markarbete i de fall det har varit relevant. Kostnaden för nätanslutning inklusive eventuell transformator täcks i separat kostnadspost.

## Använd data i analysen

Tabell 1 sammanställer inputdata som används vidare i analysen.

Batteriers antagna tekniska livstid är 3500 cykler, vilket har tagits med i beräkningen som begränsning på 350 cykler per år.



Tabell 1 värden som har använts i analysen

Kostnadspost	Solpaneler	Batteri	Laddare
Investeringskostnad	8 000 kr <sub>2023</sub> /kW <sub>märkeffekt</sub> [20]	8 000 kr <sub>2023</sub> /kWh [21]	6 000 kr <sub>2023</sub> /kW [22]
Livslängd	30 år [23]	10 år [24]	10 år
Driftkostnader	1% av investeringskostnader [23]	100 Kr <sub>2023</sub> /(kWh&år) [24]	3% av investeringskostnader*
C-rate		1 [21]	
Max cykler per år		350 [24]	

\* Antaget värde

## Lokal vätgasproduktion

Ett sätt att möjliggöra lokal lagring av energi för längre tidsperioder är att omvandla el till vätgas via elektrolys. Det finns många olika tekniska lösningar för produktion, hantering och användning av vätgas. I detta arbetes analys ingår att förstå lönsamhet av lokal vätgasproduktion för olika kostnadsnivåer av elektrolysör och utesluter betydande kostnader så som installation av en lokal vätgasstation, bränsleceller för elproduktion vid energi/effektbrist och att transportera vätgas till annan verksamhet.

Analyserna är generella och därav har också antaganden kring kostnader och effektivitet gjorts på publikt tillgängliga kostnadsdata som har uppfattats som representativa. Antagna investeringskostnader för elektrolysör och kompressor är sammanställda i Tabell 2 och tekniska livstider och underhållskostnader i Tabell 3.

Modelleringen av vätgastillverkning antar följande steg: en elektrolysör med nödvändiga tillbehör inkl. ett första komprimeringssteg till 10 bar, en kompressor som kan komprimera vätgasen från 10 till 500 bar och ett flyttbart lager för komprimerad vätgas med tryck upp till 500 bar. Det flyttbara lagret antas att bytas ut två gånger i veckan för att simulera transport av vätgas till användning av vätgas på annan plats.

Kostnaderna för en installation påverkas betydligt av storleken på elektrolysör där utrustningen, projektering och installation sjunker per producerat kilogram av vätgas för ökande storlek på anläggning [25, 26]. I denna studie har kostnaden för investering tagits fram för en anläggning på ca 1 MW. Detta så att modelleringsresultat med betydligt mindre anläggningar kommer att i realiteten vara dyrare och större anläggningar vara billigare.

I elektrolysören (och bränslecellernas) kärna sker en kemisk reaktion i likhet med solpaneler och batterier. Också i likhet med solceller och batterier finns det en potential att elektrolysörers och bränslecellers kostnader sjunker drastiskt allt eftersom större volymer av utrustningen produceras och installeras. Därav har lagts till olika kostnadsnivåer för elektrolysör för att utforska dess lönsamhet vid en sådan potentiell kostnadssänkning.

Kostnaden för kompressorn baseras på att det krävs en tre-stegs kompressor på 1 kW för att komprimera ett vätgasflöde på 15 kW från 10 till 500 bar. I analysen inkluderas 2 x 100% redundans för kompressor för att ta höjd för acceptabel driftsäkerhet.



Tabell 2 Kostnad för elektrolysör och kompressor. Källa utgångsestimat elektrolysör [25], kompressor [27], energilager [28], projekterings och installationskostnader [26]

Komponent	Prisnivå	Projekterings- & installationskostnader (40% av utrustningen)		Totalt
		Urustning Kr <sub>2023</sub> /kW <sub>H2</sub> (Kr/(kg <sub>H2</sub> /h))	Kr <sub>2023</sub> /kW <sub>H2</sub>	
Elektrolysör	Utgångsestimat	21 000	8 400	29 400
	Låg	14 700	5 900	20 600
	Extra låg	8 400	3 400	11 800
Kompressor		4 000 (43 200)	1 600	5 600
Vätgaslager				9 500 kr/kg <sub>H2</sub> (285 kr/kW <sub>H2</sub> )

Tabell 3 Estimerad livstid och underhållskostnader för komponenter i vätgassystemet

Komponent	Livstid [år]	Årliga underhållskostnader [% av investeringskostnad]	Källa
Elektrolysör	13	3%	[29]
Kompressor	8	6%	*
Flyttbar lager	15	2%	[28]

\* Uppskattad värde

## Överslagsberäkning laddkostnad

Som en referens visas här en överslagsberäkning av kostnader för installation och drift av laddare fördelat på elnät, energi (0.4 kr/kWh), skatter och själva laddaren där investeringskostnaderna tas med som en annuitet med hänsyn till investeringens tekniska livslängd och 8% kalkylränta (Mer info om annuitet här: [30]). De andra kostnaderna i tillägg till elpris är beskrivna tidigare i bakgrunden. Detta representerar inte laddoperatörers samtliga kostnader då det ofta tillkommer kostnader för mark, försäkringar, serviceavtal, supportcenter, over-head etc. Beräkningarna tar inte i beaktning någon statlig investeringsstöd.

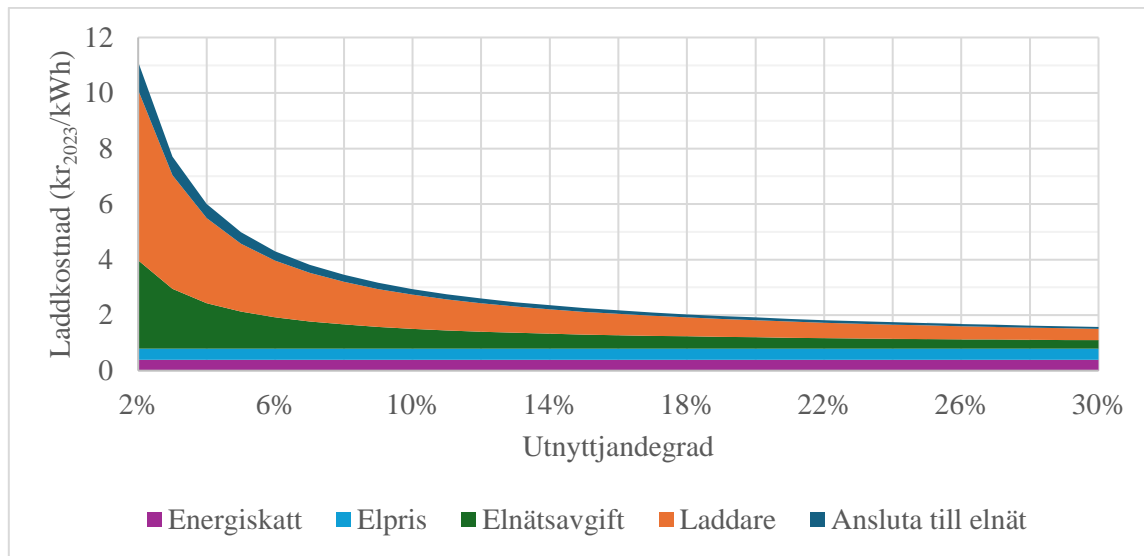
Sammanställning av de olika kostnadskomponenters bidrag som funktion av laddstationens utnyttjandegrad visas i Figur 6. Överslagsberäkningen görs per överförd energienhet och är därmed applicerbar oavsett laddstationens storlek. Dock med följande antaganden som är svåra att nå i verkligheten:

- (i) Laddstationen används på ett sådant vis att dess maxeffekt uppnås månatligen oavsett dess utnyttjandegrad. Detta ger avtagande kostnad av effektleden i elnätsavgiften med ökande energigenomströmning vid högre utnyttjandegrad.
- (ii) Utnyttjandet av laddstationen är konstant över komponenternas livslängd.

I analysen görs antagandet att kostnaden för att ansluta till elnätet är en tredjedel av kostnaden för själva laddaren, men resultaten visar att elnätsanslutningen utgör en betydligt lägre andel. Det beror på att nätanslutningens tekniska livstid är tre gånger längre än för laddaren.



Investering i lokal elproduktion och lagring bakom elmätaren kan hjälpa till att reducera laddkostnaden, eftersom investeringen i solceller och batterier kan reducera kostnaderna av elnätsanslutning, elnätsavgifter, själva elenergin och energiskatt. Den lokala elproduktionen och lagringen påverkar dock inte kostnaden av själva laddaren, som är en viktig kostnadsdrivare.



Figur 6 Laddkostnad som funktion av laddstationens utnyttjandegrad fördelat på olika kostnadskomponenter (ej komplett kostnadsbild)

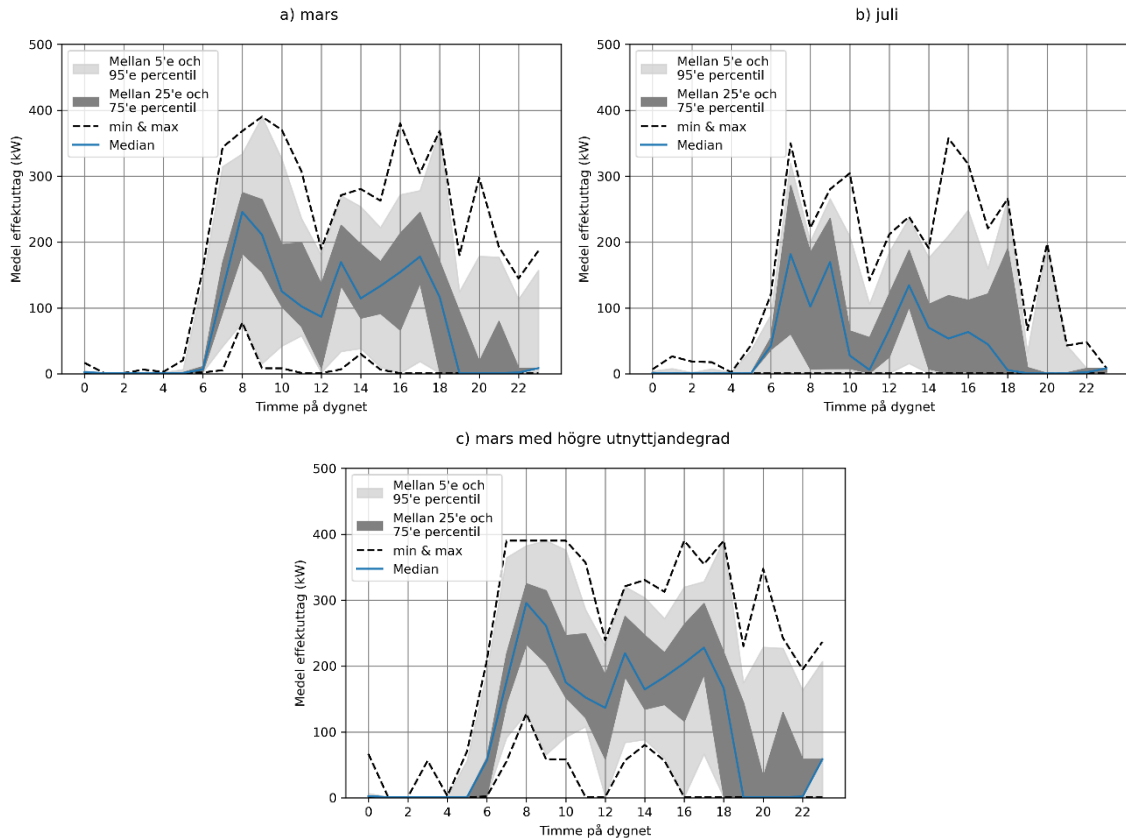
## Laddmönster

Efterfrågan på laddning är en central parameter för att dimensionera laddlösningar och till dess anknutna lokala elproduktion och lagring. Det är en viktig parameter för lönsamheten då laddmönster kommer att påverka utnyttjandegrad som i sin tur påverkar laddkostnader, så som beskrivit i förra kapitlet.

Laddmönstren kommer att vara unika för varje plats och ändra sig över tid allt eftersom fler fordon elektrifieras. I det här arbetet har vi utgått från data som Göteborgs Lastbilscentral delade med sig från första halvåret som deras laddstation var i drift (januari – juli 2023). Under mars månad hade stationen sin högsta elförbrukning och utnyttjandegrad (16% med hänsyn till månadens maxeffekt). I stark kontrast till mars var juli, då stationen hade betydligt lägre elförbrukning men liknande maxeffekt vilket gav en utnyttjandegrad på 10% med hänsyn till månadens maxeffekt. En sista artificiell laddmönster skapades för att modellera en högre utnyttjandegrad av laddaren genom att addera 50 kW högra laddning för alla tillfällen när laddaren används, men där maxeffekt begränsades till samma värde som var i mars. Det gav en laddprofil med 22% utnyttjandegrad relativt till månadens högsta maxeffekt. Figur 7 visar hur laddmönster ser ut under vardagar för alla de tre olika fallen (mars, juni och mars med högre utnyttjandegrad). I analysernas huvudscenario används den laddmönster som observerades för mars, medan i känslighetsanalysen används de två andra laddningsmönstren som visas.



Laddmönster på en laddstation är svåra att förutsäga då logistikbranschen är väldigt dynamisk. I graferna nedan, för både mars och juli, återfinns dock ett användarmönster som är liknande med mycket laddning under arbetstid och tidig kväll. Det står i stark kontrast med andra publikationer som förutspått att lite laddning sker på morgonen, medan mycket av laddningen sker nattetid [31].



Figur 7 Fördelning av laddeffekt över dygnet för vardagar under mars (a), juli (b), samt modifierad mars-profil med högre utnyttjandegrad (c).

## Metod för analysen

Arbetet är baserat på tekno-ekonomisk analys med hjälp av linjäroptimering. Genom att beskriva olika komponenters tekniska egenskaper samt deras investerings- och driftkostnader sammanställs dessa i ett ekvationssystem tillsammans med relevanta systembegränsningar. Ett kostnadsminimum hittas för detta ekvationssystem med hjälp av en optimeringsalgoritm. Det är en väletablerad metod för att hitta optimala lösningar på komplexa problem, inte minst för små och stora energisystem.

## Mjukvara

Det finns redan många etablerade modelleringsmiljöer för linjäroptimering av energisystem. Projektets fokus har varit att i största möjliga mån använda existerande modelleringsmiljöer och fokusera på projektets specifika frågeställningar snarare än att bygga ny modelleringsmiljö. För val av miljö lades tyngd på: öppen och redigerbar modelleringsmiljö,



god dokumentation samt på ett verktyg med fokus på energisystem (i motsatts till elkraftssystem). Efter utvärdering av flertal kandidater valdes den Python-baserade modelleringsmiljön Calliope [32].

För att göra relevanta analyser behövde verktyget utvecklas med följande funktionalitet:

- Kunna modellera Svenska Kraftnäts balanstjänster
- Ta hänsyn till effektledet av elnätsavgiften som varierar månatligt
- Begränsa antal laddcykler för batteriet under dess livstid

Som alla modelleringsverktyg klarar inte heller detta verktyg att representera verkligheten i alla dess nyanser. Till exempel är det inte möjligt att ta hänsyn till gradvis degradering som finns både hos solceller och batterier, varför inputvärden och resultat i effekt och energi ska ses som medeltal över komponenternas livstid.

Modelleringen görs med timupplösning och inkluderar alla årets timmar. Det ger möjlighet att ta hänsyn till dag-, vecko- och säsongsvariationer. Från andra sidan finns det också stor variation i effektbehov och solelsproduktion inom en given timme, som modellen klarar inte av att fånga upp.

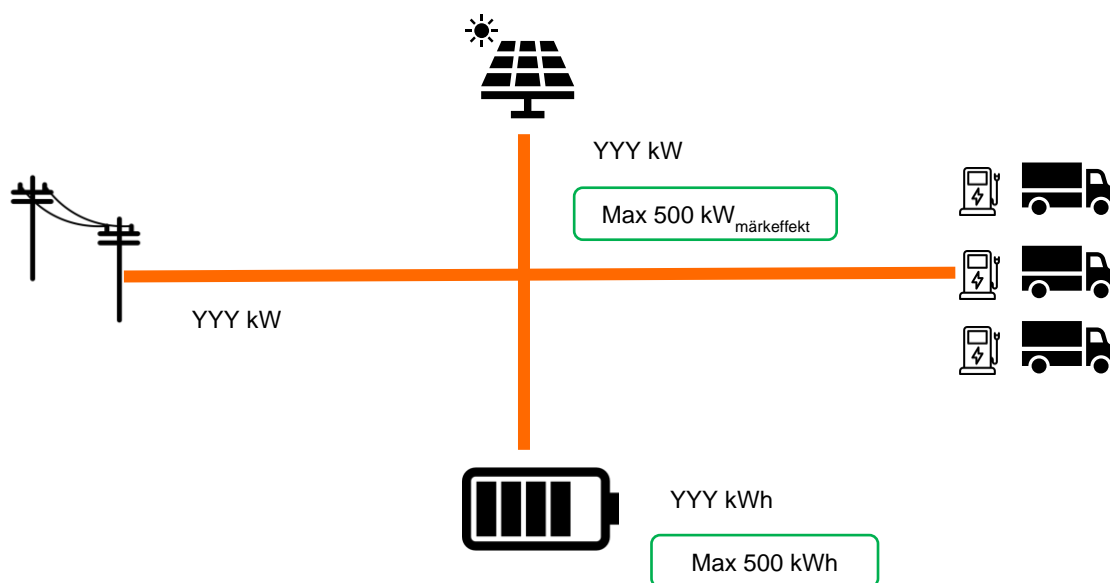


# Modellering av lokalt batteri och solpaneler

## Metod

Varje terminal är unik. I utformning, aktiviteter som sker på den, elförbrukning och elnätanslutning. Det gör det utmanande att säga något generellt om lokala batteriers och solpanelers roll, eftersom terminalens unika förutsättningar kan påverka hur stort värde skapas genom att lägga till solpaneler och batterier. Med antagande att effektbehovet kommer att behöva utökas utöver terminalers nuvarande effektkapacitet, så generaliseras modelleringen genom att bortse från terminalens nätanslutning och elbehov. Det blir en enkel modell med ett givet laddbehov som behöver tillgodoses via investering i nätanslutning, batteri och/eller solpaneler, så som illustrerat i Figur 8. Både solpaneler och batteriet är bakom elmätaren.

Systemet är gjort för en mindre/mellanstor terminal som har plats att installera upp till 500 kW<sub>märkeffekt</sub> solpanelsanläggning och därmed undvika att betala energiskatt på den egenproducerade elen. Det är också satt en övre begränsning på batteriets storlek för att behålla relevans för resultaten.



Figur 8 Illustration över modellen

För att skapa bredd och djup i analysen, följdes följande fyra steg:

1. Identifiera passande intäktsnivå från SvK's balanstjänster där batteriet behöver skapa andra nyttor i tillägg till deltagelse i balanstjänsterna för att motivera en investering av batteriet i det lokala energisystemet.
2. Jämföra effekt på systemet av att lägga till antingen solpaneler, batteri eller båda två för att se hur det påverkar resultatet i form av laddkostnad.
3. Göra en känslighetsanalys genom att ändra alla viktiga ingångsparametrar och utvärdera hur optimal installationsstorlek av komponenter samt laddkostnad varierar.



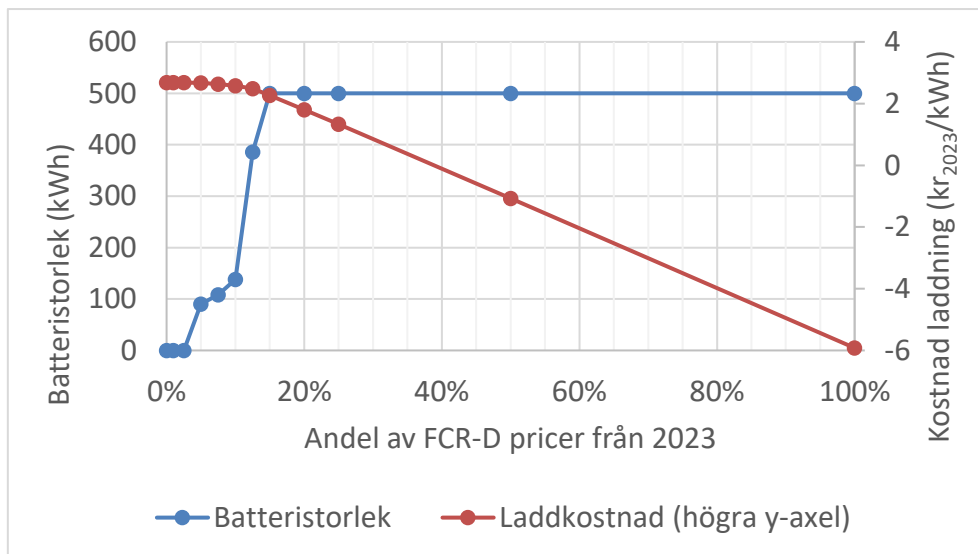
- Undersöka hur laddkostnaden ändras vid en vald storlek på investeringen av solpaneler och batterier. Resultatet jämförs med ett system utan solpaneler och batterier.

## Resultat

### Svenska Kraftnäts balanstjänster

Under tidiga 2020-talet var ersättningen från SvK marknad för balanstjänster väldigt attraktiva för batterier men är redan starkt reducerade. Därför görs en utvärdering av batteriets lönsamhet vid olika fraktioner av prisnivån som rådde 2023, se Figur 10. Modellen optimerar för minsta möjliga laddkostnad, och under 2023 var det möjligt att få så stora intäkter från marknaden av balanstjänster att det blev ett netto positivt pengaflöde även om energi behöver köpas för att ladda bilarna. Därav visas laddkostnaden som negativt fram till att frekvenshandeln är reducerad till ca 35% av prisnivån 2023.

När ersättningen från balanstjänster är mindre än 5% av marknadspriset år 2023 var batteriet inte lönsamt, vilket tyder på att intäkt från balanstjänsterna är värdefull men kan vara en bråkdel av prisnivån som rådde då. När ersättningen är 15% eller större väljs största tillåtna batteristorlek i modellen, vilket indikerar att ovanför denna prisnivå är balanstjänster så attraktiva så att de blir den drivande eller enda faktorn för investering i batteri. För de kommande analyserna justerades ersättning från balanstjänster ned så att den motsvarar 10 % av marknadspriset som rådde under 2023.



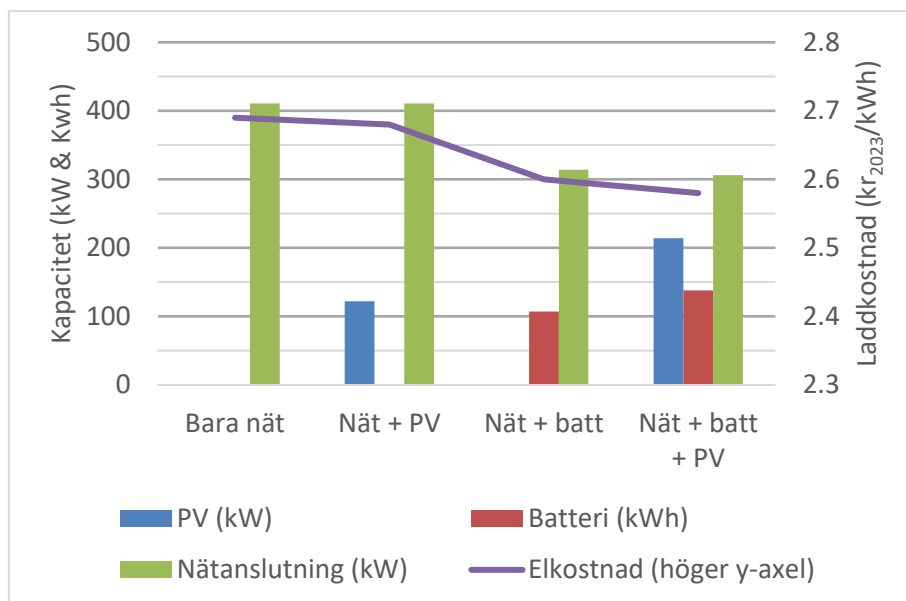
Figur 9 Variation i batteristorlek och laddkostnad vid olika prisnivåer på FCR-D upp och ned marknadspriser för år 2023

### Batterier och/eller solpaneler?

Med den reducerade prisnivån på balanstjänster utforskas hur stor investering som görs i nätanslutning, solpaneler och batterier, där de två sistnämnda är tillgängliga alternativ antingen var för sig eller i en kombination. I Figur 10 visas resultatet tillsammans med hur laddkostnaden påverkas i modellen. Störst påverkan skapas vid installering av ett batteri, den hjälper också till att skapa mervärde för solpanelerna.





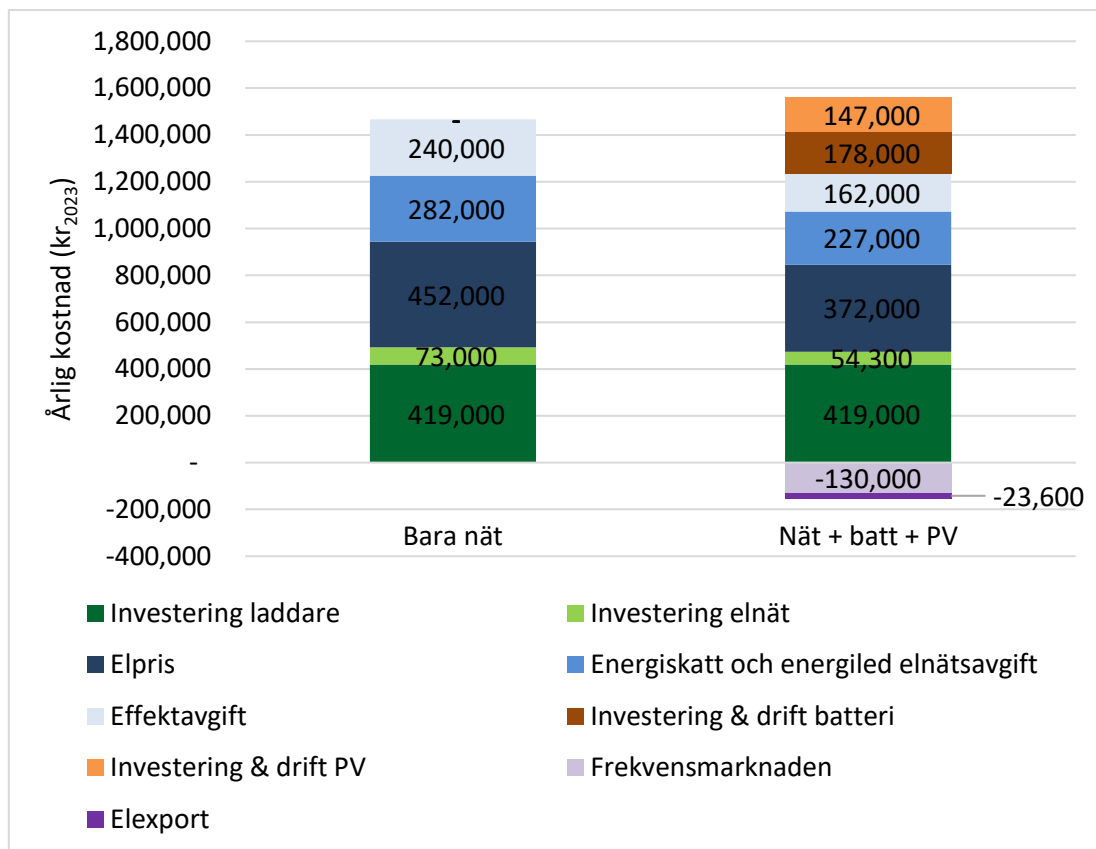


Figur 10 Installerad kapacitet för elförsörjning och lagring samt laddkostnad vid olika kombinationer av nätanslutning, installation av solpaneler (PV) och batterier.

Fördelningen av kostnader för scenarier ”Bara nät” och ”Nät + batt + PV” visas i Figur 11. De extra kostnaderna för batteri och solpaneler möjliggör att kostnader för investering i elnät, inköp av el, elnätsavgifter och energiskatt kan reduceras samt att intäkter genereras från balanstjänster och elförsäljning till nätet.

Vid vald nivå på ersättning från balanstjänster så kompenserar intäkten därifrån en betydande del av batteriets årliga avskrivningskostnader. Installationen av batteriet hjälper också till att reducera investering i elanslutning och för löpande kostnader av el, energiskatt och elnätsavgift.





Figur 11 Fördelning av årliga kostnader som inkluderar både driftkostnader och annualiserade investeringskostnader

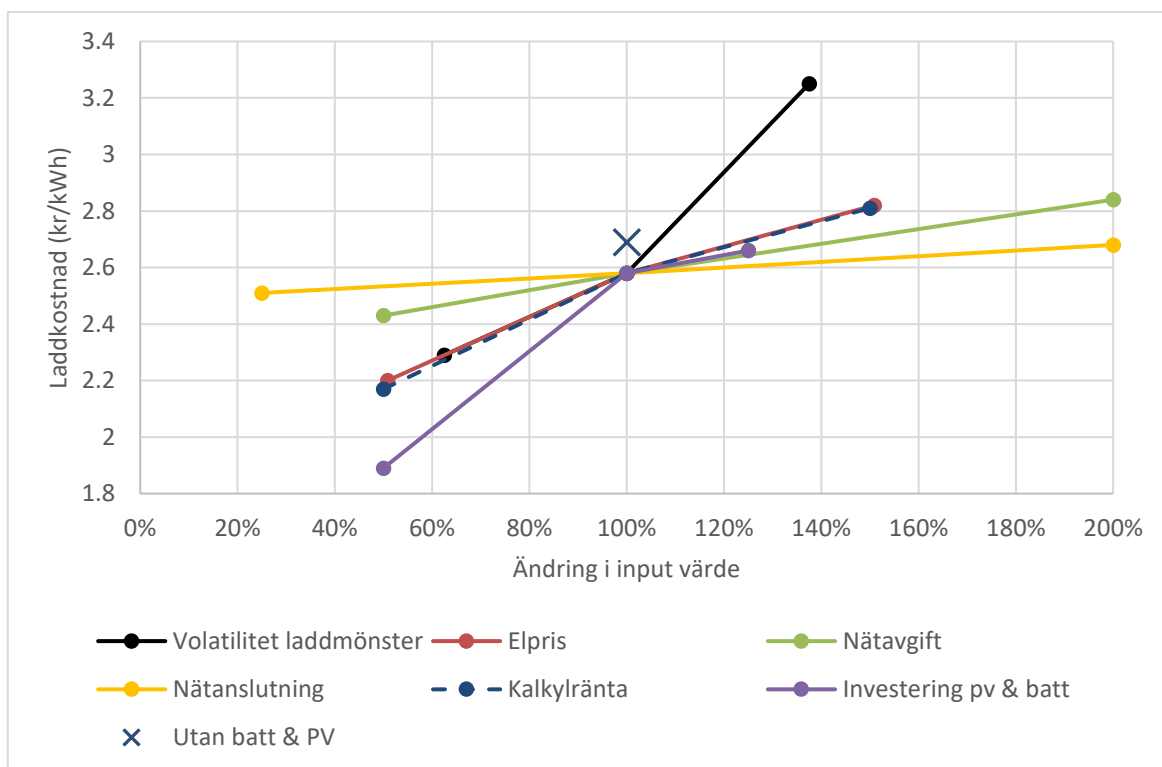
## Känslighetsanalys

Genom en känslighetsanalys undersöks hur robust den förslagna systemlösningen av solpaneler och batterier samt beräknade laddkostnaden som presenterat i förra kapitlet är. Detta görs genom att se hur mycket en ändring av de olika ingångsparametrar påverkar laddkostnaden och installationsstorlek av batteri, solpaneler och nätanslutning.

De olika variablerna ändras olika mycket beroende på uppskattat osäkerhet/sannolikhet att en kostnadsfaktor avviker från antagna standardvärdet. Till exempel ses som lite sannolikt att investeringskostnader för solpaneler och batterier ökar drastiskt, medan kostnad för nätanslutning kan variera betydligt.

I Figur 12 visas hur laddkostnaden varierar vid betydande ändring av olika inputvärden. Linjer med brantast sluttning illustrerar de ingångsvärden som ger störst påverkan. För att ge en referenspunkt till hur stora förändringarna är illustrerar krysset kostnader för ett system utan ett lokalt batteri och solpaneler. Vid ändring av de flesta ingångsvärden kommer också elkostnaden för ett system utan solpaneler och batterier att påverka laddkostnaden, mer om det i nästa delkapitel.





Figur 12 Känslighetsanalys som visar påverkan på laddkostnad vid variation av olika ingångsparametrar

För varje modellresultat (som visas som en punkt i Figur 12) har modellen hittat en ny, optimal kombination av batterier, solpaneler och nätanslutning. Variationen i storlek av dessa komponenter visas i Tabell 4. Från tabellen går att utläsa några extrema fall där systemlösningen blir radikalt annorlunda, till exempel vid lägre investeringskostnad av solpaneler och batterier och vid låg kalkylränta.

Tabell 4 Variation i storlek för installerade komponenter och laddkostnaden

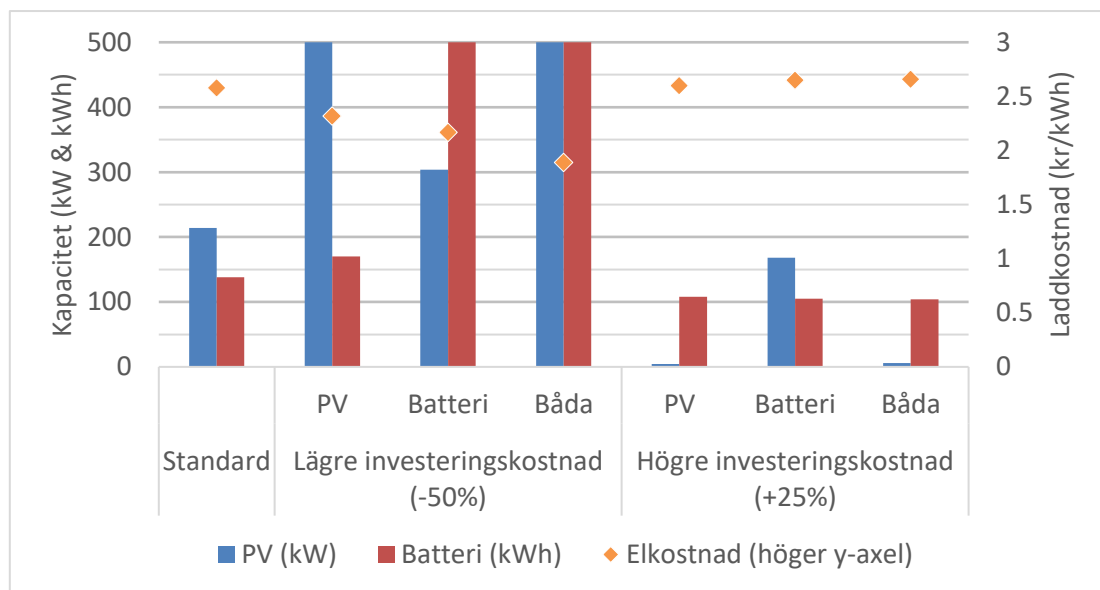
	Std	Volatilitet laddmönster		Elpris		Effektavgift		Investering PV + batt		Nätanslutning		Kalkylränta	
		Hög	Låg	Hög	Låg	Hög	Låg	Hög	Låg	Hög	Låg	Hög	Låg
<b>PV (kWtoppeffekt)</b>	214	86.4	280	500	0	388	126	5.86	500	260	202	0	500
<b>Batteri (kWh)</b>	138	149	133	193	107	231	108	104	500	184	143	107	467
<b>Nätanslutning (kW)</b>	306	246	350	291	314	303	314	317	528	294	354	314	538
<b>Laddkostnad (kr/kWh)</b>	2.58	3.25	2.29	2.82	2.2	2.84	2.43	2.66	1.89	2.87	2.51	2.81	2.17

En djupdykning är gjord i fallet med lägre investeringskostnad för solpaneler och batterier för att förstå dynamiken av ändringarna, se Figur 13. Batteriet blir så billigt att installera att det blir lönsamt att använda enbart i marknaden för balanstjänster och det når max tillåten kapacitet i modellen. Också solpanelerna vid antagen prisnedgång ger tillräckligt billig el för att maximera dess installerade kapacitet.



Det är värt att notera att både i den bredare känslighetsanalysen (Tabell 4) mer specifika utvärderingen av kostnader i batterier och solceller (Figur 13) så är batteriet närvarande i alla scenarier. I 10 av 12 scenarier i Tabell 4 ligger batteristorleken mellan 104 och 231 kWh, och i de övriga fallen betydligt högre. Det visar batteriets robusta värdeskapande i en bred variation av utgångspunkter. Med dess antagna laddhastighet på 1-C motsvarar dess laddhastighet i de flesta scenarier mellan ca 33-76% av nätanslutningseffekten.

Solpanelers bidrag i system är däremot mycket mer osäker då dessa är mer känsliga för variabeländring och kan antingen vara lönsamma, kompletterande eller ej lönsamma att ha med i sitt system (se Tabell 4). Närmare granskning av Figur 13 visar att den optimala storleken av solpanelerna varierar med batteristorlek, även när enbart priset för batteriet ändras.



Figur 13 En fördjupad känslighetsanalys för variation i investeringskostnad separat eller gemensamt för solpaneler och batterier

## Känslighetsanalys av investerad system

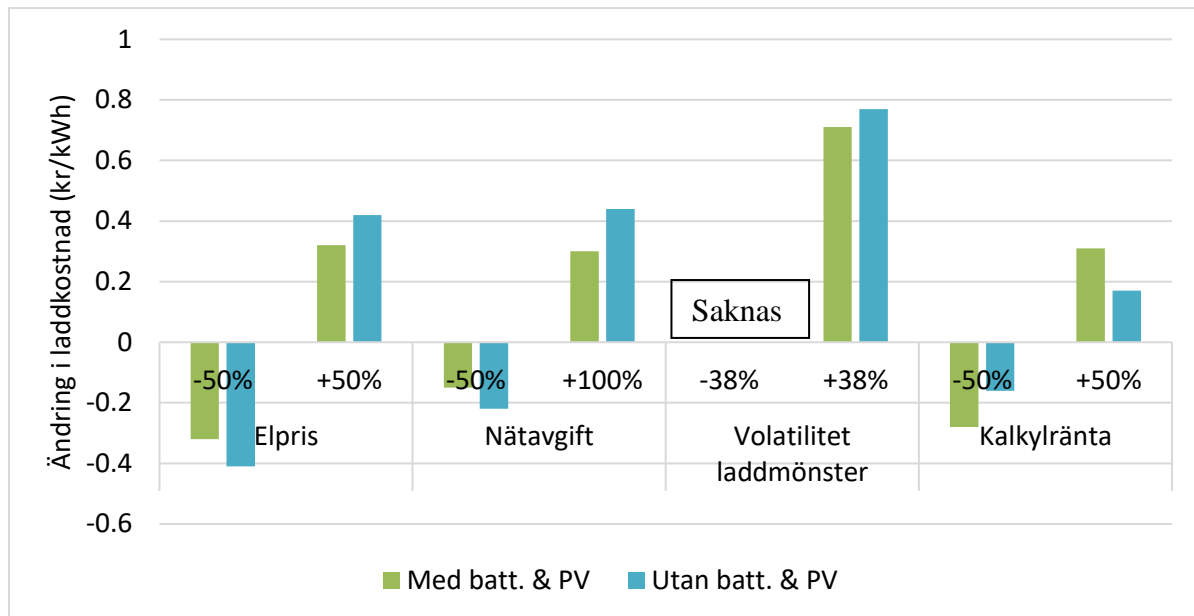
Ofta blir system införskaffade utifrån kunskapsläget vid tidpunkten för investeringen, men världen förändras ständigt. Figur 14 illustrerar förändringen i laddkostnad för ett redan byggt system när yttre faktorer förändras under dess livstid. Jämförelsen görs mellan ett system där optimal storlek på batterier, solpaneler och nätanslutning var installerade utifrån antagna standardscenariet (138 kWh, 214 kW och 306 kW för respektive komponent) och ett system utan batterier och solpaneler.

Resultatet visar att ett system med solpaneler och batterier mer effektivt absorberar variationer i elpris och elnätavgifter, och ger en mer förutsägbar laddkostnad. Motsatt logik gäller när kostnad för lån eller investering ändras, i detta fall i form av kalkylränta.

Ökad volatiliteten av laddmönster slår hårt mot laddkostnaden och de investerade solpaneler och batterier har bara begränsad möjlighet att bromsa laddkostnadsökningen. Däremot så gick det inte att göra jämförelsen med sjunkande volatilitet i laddmönstret (dvs större elkonsumention



av laddarna med bibehållen maxeffekt) då elanslutningen är mindre än maxeffekt och batteriet var inte i standardscenariot dimensionerad för att lagra den större energimängden som krävdes. Det synliggör behovet att dimensionera elnätanslutningen för framtida behov och exponerar svagheten av lokalt installerade batteri till en för specifikt uppsatt användarfall.



Figur 14 Variation i laddkostnad vid varierande inputsparametrar

## Diskussion

Solpaneler och speciellt batterier kan reducera både behovet av nätanslutning och laddkostnad. Analyserna visar att batterier har god anpassningsförmåga och kan förbli lönsamma även om en rad ingångsparametrar ändras. Dess lönsamhet är dock beroende av att den kan delta i marknaden för balanstjänster. Ersättning från balanstjänster FCR-D upp och FCR-D ned har historiskt varit goda och kan sjunka med upp till 95% från 2023 års prisnivå och ändå förbli en viktig intäktskälla för att ge lönsamhet i en batteriinvestering. Under andra halvan av 2024 skedde en drastisk reduktion av ersättning från balanstjänsterna, där den genomsnittliga ersättningen i FCR-D upp och ned marknaderna sjönk med 91% från 2023 års prisnivå.

Solpanelerna är mer priskänsliga än batterier. Beroende på scenario i känslighetsanalysen installerades max kapacitet eller inga solpaneler, medan resultat för batterier var mer konstant vid vald, reducerad, ersättning från balanstjänsterna. Resultaten visar också att det är möjligt att räkna hem en större installation av solpaneler om dessa monteras tillsammans med batterier bakom elmätaren.

I analysens standardscenario kunde laddkostnaden reducera med ungefär 10 öre/kWh när solpaneler och batterier installeras i anslutning till laddparken. Det behöver läggas i kontext att många omvärldsfaktorer och laddstationens användningsmönster kan påverka laddkostnaden så mycket som 40-80 öre per kWh. Så lokal elproduktion och lagring kan vara ett bidrag till ett effektivt framtida laddlösningar på terminaler, men att det finns andra viktiga



faktorer som formar laddkostnaden. Några av dessa går att påverka så som användarmönstret av laddstationen som i ett ideellt fall koordineras med andra stora elförbrukare på terminalen alt. uppställningsplatsen.

Känslighetsanalysen av redan installerade system visade en svaghet när ett batteri ersätter nätanslutning för att det skapar en risk att batteriet blir för liten vid ett framtida ökat elbehov. När elnätsförstärkning prioriteras ned i favör av batterier tidigt i en elektrifieringsprocess, tillsammans med faktum att elnät är en god teknisk lösning för att förse en jämn strömanvändning, så kan sådan prioritering leda till mer frekvent behov av elnätsförstärkning än ideellt

Om systemet överdimensioneras för att säkra framtidens behov kan kostnaden för systemet (inklusive nätanslutning, batteri och laddaren), i ett tidigt skede av transporterernas elektrifiering, vara högre än presenterat här. Om laddstationens utnyttjandegrad ökas finns samtidigt gott om potential att sänka laddkostnaden relativt till den kostnadsnivån som har indikerats i detta arbete. För detta specifika fall av laddmönster så skulle det enkelt kunna göras med hjälp av mer nattladdning.

Som konsument av el finns många faktorer som påverkar användningskostnaden och dessa kan ändras relativt drastiskt, inte minst som vi har erfarit under senaste åren med strypt gastillgång i Europa. Även om det inom projektet inte finns några självklara exempel där ett lokalt helt självförsörjande elsystem skulle vara billigare än ett med nätanslutning, indikerar resultaten ändå att batteri och solpaneler kan reducera volatiliteten av elkostnaden så länge räntan och/eller krav på investeringslönsamhet inte ändras.

Ett framtida scenario som en partner diskuterat rör nästa steg i utvecklingen för omlastnings-terminaler då fjärrtransportlastbilar tas emot som behöver ladda med c:a 1 MW under 45 minuter. De kommer ibland under samma tidsperiod eftersom gods ibland skall utbytas dem emellan. Däremellan kan laddningsbehovet vara avsevärt lägre. Kostnad för och ibland tillgång på effekt för att möta denna typ av behov förväntas ställa krav på en lokal batterilagerlösning. I fortsatta projekt kommer kostnadsanalyser att göras där känslighet för stora men kortvariga laddbehov adresseras.

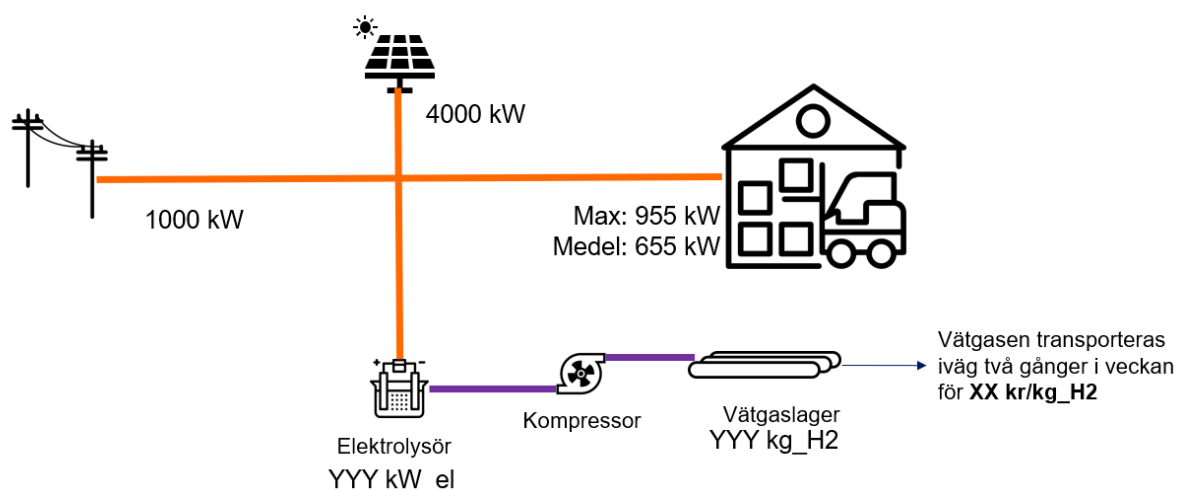


# Modellering av lokal vätgasproduktion

## Metod

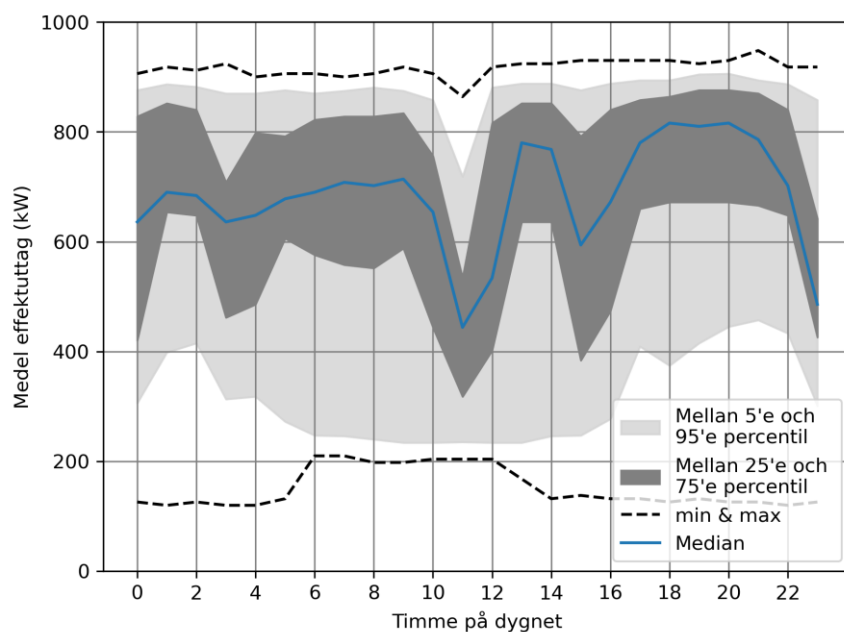
Figur 15 visar en modell för att utvärdera lokal vätgasproduktion från överproduktion av solpaneler. Vätgas kan användas till mycket, såsom att återigen producera el via bränsleceller, tanka fordon som drivs av vätgas, användas i industriella processer etc. Det finns redan kommersiella aktörer som satsar på lokal vätgasproduktion för egenförsörjning av el och värme [33] samt till transporter [34, 35].

Denna räkneövning fokuserar på att utvärdera vid vilka prisnivåer på vätgas det blir lönsamt att investera i vätgasproduktion och lagring (med antagandet att vätgaslagret töms två gånger i veckan) från "överskottsel". Det lämnar öppet frågan om det är lönsamt att använda vätgasen i olika applikationer vid det valda vätgaspriset. Kostnaden och de tekniska aspekterna av elektrolysör, kompressor och lagring är beskrivna tidigare i rapporten.



Figur 15 Modell för att modellera vätgasproduktion

I arbetets huvudscenario är elanvändning baserat på en industri som har relativt jämn elförbrukning över dygnet och året så som sammanställt i Figur 16



Figur 16 Variation av industrins elanvändning över årets alla dagar som används i modellen

## Resultat

Storlek på elektrolysör och lagerkapacitet visas i Tabell 5 och Tabell 6. De olika kostnadsnivåer för investering i elektrolysör finnes i Tabell 2 på sidan 13.

Tabell 5 Matris över installerad kapacitet (eleffekt i kW) av elektrolysör vid olika kostnadsnivå för investering i elektrolysör och vätgaspris

Scenario	vätgaspris (kr <sub>2023</sub> /kg <sub>H2</sub> )					
	50	75	100	125	150	200
Utgångsestimat	0	0	142	490	638	943
Låg capex	0	0	310	568	757	1102
Extra låg capex	0	0	407	712	907	1333

Tabell 6 Matris över installerad lagerkapacitet (i kg<sub>H2</sub>) vid olika kostnadsnivå för investering i elektrolysör och vätgaspris

Scenario	vätgaspris (kr <sub>2023</sub> /kg <sub>H2</sub> )					
	50	75	100	125	150	200
Utgångsestimat	0	0	192	609	750	1074
Låg capex	0	0	393	675	831	1191
Extra låg capex	0	0	486	780	930	1344

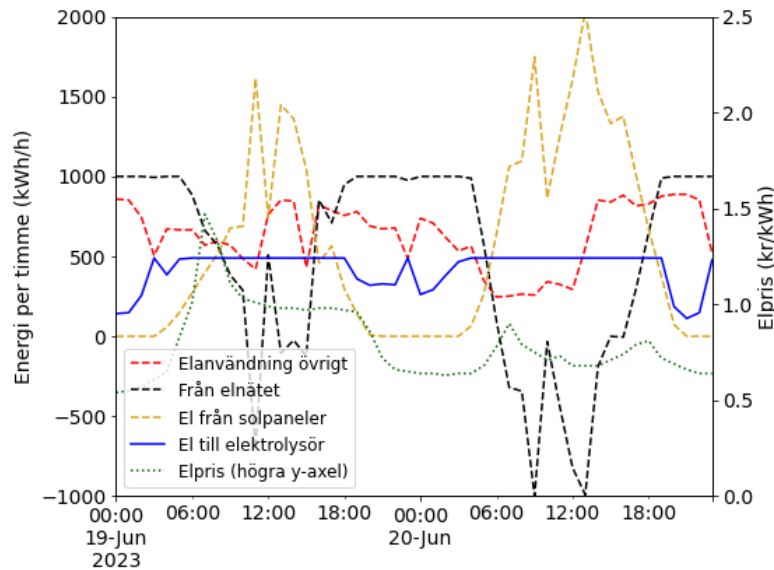
Två exempel på hur elektrolysören samverkar med resten av andra komponenter vid terminalen och elnätet under en tidsperiod av två dygn under sommaren och vintern visas i



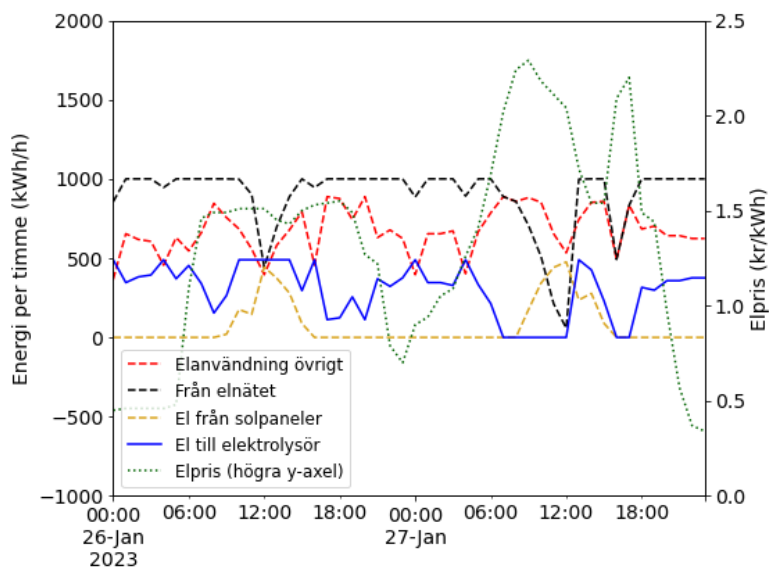


Figur 17 och Figur 18, respektive. Det är utdrag från scenario med utgångsstatist av kapitalkostnader och en vätgaspris på 125 kr/kg<sub>H2</sub> i vilken installerades en elektrolysör med kapacitet på 490kW<sub>el</sub>.

I den första figuren är ett utdrag över två sommardagar där mycket solex produceras. Elektrolysören producerar så mycket el som det är möjligt, men blir tvungen att gå ner i delast nattetid när nätanslutningen inte räcker till. I Figur 18 går det att se att elektrolysören går i mycket större utsträckning på delast då elnätanslutningen är begränsad och elbehovet på existerande terminal prioriteras. Dock finns det, på grund av höga elpriser, timmar då elektrolysören inte producerar el även om det finns ledig kapacitet i elnätanslutningen.



Figur 17 Utdrag på hur systemet är optimerad sommartid med mycket solinstrålning



Figur 18 Utdrag på hur systemet är optimerad vintertid med begränsad solinstrålning och höga elpriser den 27:e januari



## Diskussion

Denna analys visar att det blir lönsamt att installera elektrolysör i ett lokalt energisystem med mycket solcell och begränsat nätanslutning om vätgasen över tid kan avsättas för minst 100 kr/kg<sub>H2</sub>.

De kostnadsnivåer som här presenteras för vätgasen ska tolkas försiktigt. Detta eftersom den kommer att vidarebehandlas genom den används i en tankstation eller bränslecell eller transporteras bort till en kund. All vidarebehandling skapar betydliga kostnader genom investering i ytterligare utrustning eller transporter.

En elektrolysör kan skapa mer värdeströmmar så som restvärme, syrgas och delta i olika balanstjänster till elnätet. Dessa har inte beaktats i detta arbete och skulle kunna sänka kostnaden för lokalt producerat vätgas.

Vid installation av laddning och elektrolysör på samma terminal behöver belastningen på nätanslutningen beaktas extra noggrant då båda två komponenter kommer att ha efterfrågan på effekt från elnätet. Det kan dock behövas mindre eleffekt till laddning om de utsläppsfria transporterna sker med vätgaslastbil.

Ett annat scenario som diskuterats mellan projektpartnererna rör hantering av terminalkopplad effektförsörjning från nät och solceller på terminaltak eller närliggande markplacering. Vid stark solinstrålning och mycket vind tenderar elpriset att gå ner då det finns mycket överproduktion i norra Europa. Då kan det också vara intressant att producera vätgas lokalt för att utnyttja under andra perioder. I fortsatta projekt kommer detta scenario att studeras utifrån F&I-perspektiv.



# Industripartners arbete med deras lokala energisystem

Projektets industripartners jobbade aktivt inom projektet med att utveckla deras egna lokala energisystem med att främst ha fokus på att utveckla koncept och installera laddning, solpaneler på industritak och batterier. I detta kapitel beskrivs hur projektet har bidragit till det arbetet, viktiga teman som har kommit upp inom deras arbete samt vilka utmaningar är viktiga för de i dagsläget.

## Metod

Följande arbetssteg har gjorts inom projektet för att arbeta effektivt med att utveckla energisystemen bakom elmätaren hos respektive partner:

### 1. Förutsättning och fokus

Det gjordes platsbesök hos varje projektpartner inkluderat en omfattande intervju för att förstå på djupet varje organisations på följande punkter: (i) perspektiv och intresse, (ii) förstå lokala förutsättningar för deras lokala energisystem (iii) identifiera deras utmaningar.

### 2. Kunskapshöjning

En del av frågeställningarna angreps med hjälp av modelleringsverktyget, varav senaste versionen av de generella utmaningarna som modellerats har presenterats tidigare i rapporten. I mindre utsträckning har modellen använts för att modellera platsspecifika system.

De industriella projektparterna har haft en stark drivkraft att lära sig mera om det lokala energisystemet som vi har arbetat med genom:

- a. Kunskapsdelning inom projektet
- b. Tagit in experter för utvalda områden för föreläsning
- c. Gjort studiebesök

### 3. Företag har tagit hem kunskap och applicerat på den egna anläggningar.

Kunskapen som har genererats projektgemensamt har företagen tagit till sig och applicerat i deras utvecklingsarbete av egna lokala energisystem (vertikala arbetspaket).

### 4. Viss iteration har skett mellan steg 2 och 3.

Ny information från projektet, egen utveckling av deras energisystem på terminalen samt utvecklingen av omvärlden har över tid lett till nya frågeställningar som vi inom projektet har försökt lyfta och anpassa oss till under projektets gång.

## Förutsättningar och fokus

Från kartläggningen av projektaktörernas terminaler och uppställningsplatser dras slutsatsen att förutsättningarna ser väldigt olika ut, både vad det gäller de tekniska och organisatoriska aspekterna. De tekniska delarna som skilda aktörerna åt var hur deras byggnader och arealer på vilka de verkar ser ut, hur transportflöden sker på dessa områden och utformning av det lokala elsystemet inkl. anslutning till elsystemet och installation av solceller. Organisatoriska



skillnader låg både i om de är transportutövare, varuägare eller bägge delar och om de äger eller hyr terminal alt. uppställningsplats.

Trots sina olika förutsättningar var alla aktörer intresserade av att lära sig mer om hur batterier och solpaneler passar in i deras lokala energisystem och hur dessa komponenter kan stödja kommande laddbehov av ellastbilar. Projektparterna har uttryckt med säkerhet att på deras verksamhet kommer att laddas fler ellastbilar, men att det saknas en tydlig vägledning för hur detta bäst görs.

Ett återkommande tema i projektet har varit att förstå hur laddningen på de enskilda terminalerna blir rätt prisad men också så billig som möjlig för att enklare ställa om till elektriska fordon.

## Kunskapshöjning

Flera insatser gjordes för att möjliggöra kunskapshöjning inom projektet. Utöver månatliga projektmöten där det fanns utrymme att dela med sig av och diskutera ämnesrelaterade frågor har nedan genomförts:

- Samtal med inbjudna experter inom följande områden:
  - Framtidens ellastbilar och deras laddbehov, Per Bengtsson på Volvo
  - Möjligheter för prissäkring som slutkonsument, Marcus Melin på Vattenfall
  - Frekvensregleringsmarknader, Olle Mattson på CheckWatt
  - Batterier för elektromobilitet och nätstödjtjänster, Evelina Wikner på Chalmers
  - Vätgas till transportsektorn, Mikael Antonsson på Hydri
- Tre fysiska projekträffar som kombinerats med studiebesök. Inom projektet gjordes ett externt besök hos Falkenklev i Malmö, samt besök hos Dagab, Göteborgs Lastbilscentral och Jula Logistics för att visa upp för varandra och dela med sig av erfarenheter från egna installationer.

## Utveckling av det lokala energisystemet

I Tabell 7 beskrivs de viktigaste punkterna som har diskuterats i projektet och/eller påverkat utbyggnaden av batteri, solceller och laddning hos projektets industripartners.

*Tabell 7 Viktiga punkter för projektpartners vid utveckling av deras lokala energisystem*

<b>Tema</b>	<b>Beskrivning</b>
Ökande elektrifiering	Under projektets gång har alla företag antingen ökat antal ellastbilar i deras verksamhet eller gjort betydliga beställningar av batterielektriska lastbilar. Dock upplever flera av projektmedlemmarna att utvecklingen har gått saktare både vad det gäller elektrifieringstakten och deras arbete med att utveckla deras lokala energisystem med laddare, solpaneler och batterier.
Installation av solceller	Alla aktörer har varit intresserade av solceller, de som ännu inte har installerat solcellerna (2 av 5) har jobbat aktivt för detta. Det har dock varit utmanande på grund av svaga takkonstruktioner som antingen har gjort det tidskrävande att hitta rätt lösning eller gjort investeringen för dyr.



Kunskaps- byggnad och installation batterier	Under projektets gång har mycket fokus lagts på stationära batterier, inte minst för dess goda intäktsmöjligheter från SvKs balanstjänster under merparten av projektiden. En aktör hade redan investerat i ett batteri i början av projektet som blev driftsatt under projektiden, en annan aktör har gjort beställning medan övriga på olika sätt har arbetat med frågan om hur stationära batterier skulle kunna passa deras verksamhet.
Layout laddare, solceller och batterier	Ett viktigt arbetsmoment för projektpartners har varit att hitta rätt placering och installation av laddare i denna fortsatt tidiga och omogna fasen, där det råder stor osäkerhet kring hur snabbt elektrifieringen av transporter kommer att ske eller hur den optimala lösningen för laddning och lokala energisystem ser ut. Betydliga investeringar görs eller ska göras av projektparter i deras lokala energisystem inklusive laddare, så stor fokus har varit att hitta tekniska lösningar som passar de flesta framtidsscenarioer av olika elektrifieringstakt och teknikutveckling.
Prioritering hos företagen	Det kunskapsbyggande som har gjorts inom projektet har hjälpt projektmedlemmarna att lyfta frågan om att utveckla deras lokala energisystem med solceller och batterier internt i företaget. Till exempel genom att ta in konsult för att ta fram ett mer detaljerat format för plats specifika förutsättningar och lösningar.
Finansiering	Ett mindre diskuterat tema som ibland ändå har lyfts är finansiering av utrustning, både företagens ekonomiska kapacitet att ta investering och vem som ska ta den. Till exempel förhållandet mellan en varuägarens som är i behov av laddinfrastruktur och eleffekt på en terminal som de hyr av en separat fastighetsägare.
Laddkostnad	Laddkostnad och laddpris har setts som nyckelfaktor för elektrifiering och har diskuterats ur olika synsätt. Både från logiken att marknaden inklusive större publika laddoperatörer sätter marknadspriset för laddning (5-6 kr/kWh) även vid semi-publik laddning till en mer flexibel prissättning som periodvis kan vara så låg som 1 kr/kWh, samt välgrundade argument för ett pris någonstans däremellan.
Dialog kring körschema och laddning	Flera projektpartner (både varuägare och transportör) har aktiva dialog med sin transportutförare eller uppdragsgivare, beroende av aktör, för att skapa rätt förutsättningar för transportflöden av batterielektriska lastbilar. Dessa dialoger lyfts upp som kritiska för elektrifieringen. Genom ett sådan dialog planeras effektiva rutter och laddstopp för batterielektriska lastbilar som ibland resulterar i justering av lastning/lossningstider.
Elnätsbolag	Några projektpartners har upplevt långa ledtider hos elnätsbolagen och ibland i kombination med bristande kommunikation.
Kunskap om regelverk	Speciellt de aktörer som har arbetat med att förbereda inför utbyggnad eller varit mitt uppe i den processen har också kontinuerligt lärt sig om regelverk som behöver följas.



## Dagens utmaningar och problemställningar

Hur ser aktörerna nu i sluttampen av projektet på utvecklingen av elektrifiering, terminalens roll som laddplats och energi och effektförsörjning av den, inklusive installation av solpaneler och batterier?

Alla aktörer tycker att elektrifieringen inte har skett så snabbt som förväntat under hösten 2022. Samtidigt har frågeställningen om hur deras lokala energisystem fortsatt kan designas varit relevant.

Utmaningen kvarstår hos aktörerna att hitta lösningar som är effektiva och framtidssäkra. Projektet har gett mer kunskap och insikter, men det fortsatt finns ingen given lösning som passar alla, delvis på grund av att aktörernas förutsättningar ser olika ut och delvis för att elektrifiering av lastbilar och dess laddning fortsatt är i ett tidigt utvecklingskede.

En pågående utmaning för aktörerna är att ta investeringsbeslut inte bara för rätt komponent (batteri, solpaneler, laddare). Men också att den ansluts på rätt sätt och vid rätt tidpunkt i nuvarande infrastruktur för att undvika dyr ombyggnation.

Prisnedgången för dessa komponenter fortsätter den historiska trenden av betydande årlig prisreduktion. I tillägg sker en konstant produktutveckling. Något som kräver en avvägning mellan att vänta tills billigare och bättre komponenter blir tillgängliga och att installera komponenter då det finns behov av dessa för att kunna ladda ellastbilar som redan rullar.

Flera av projektpartners har installerat snabbaddare och har nu börjat jobba mer aktivt med att komplettera dessa med lösningar för långsamladdning av fler fordon. Långsamladdning på terminal ses som ett grundläggande steg för att ha möjlighet att skala upp sin elektriska lastbilsflotta där fordon utnyttjas effektivt och transportaktören har god kontroll av laddare och laddkostnad. Vanligt användarfall av långsamladdning är under kvällen/natten, efter att dagskiftet är avslutat. Alla aktörer ser fördelar att kombinera ett system av långsamladdning med existerande snabbaddning, antingen genom att dela nätanslutningen och effektavgiften mellan båda laddsystemen eller att samma laddinfrastruktur används som långsamladdare vid användning av alla laddpunkter eller snabbaddare vid användning av få laddpunkter.

För att skapa störst nytta med det lokala energisystemet på terminaler och uppställningsplatser inklusive laddning, solceller och batterier, krävs en god orkestrering av alla komponenter (t.ex. laddning, batterier, solpaneler, andra laster), angränsande system (transport-administrationssystem, ekonomisystem, etc) och yttre faktorer (elpris, effekttariffer, väderprognos, etc) så att det lokala energisystemet jobbar koordinerat, effektivt och kostminimerande. För detta behövs passande realtidsstyrning som både kan ta höjd för komplexiteten, företagets unika förutsättningar och vara lättanvänd av transportaktören. Projektpartners ser behov av sådana styrsystem utan att det finns en tydlig lösning på marknaden som passar alla.



# Resultat

Nedanför sammanställs nyckelresultat från de tre resultatdelar som har beskrivits och diskuterats i detalj tidigare i rapporten:

## Modellering batteri och solpaneler

Installation av både batteri och solpaneler kan vara attraktivt för att stödja laddning av ellastbilar genom behov av mindre elnätsanslutning, lägre laddkostnad och i viss mån användas som prissäkring mot volatila kostnader i elsystemet. Genom känslighetsanalyser kunde identifieras att batteriet var en lönsam investering vid variation av alla input värden, men förutsätter att den kan få en viss intäkt från balanstjänster. En av batteriers starka sidor är dess flexibilitet, genom att köpa mindre el när elpriset är högt, kapa effekttoppar, öka egenanvändning av solel och delta i Svenska Kraftnäts balanstjänster.

Laddmönster, investeringskostnader, elpris och kalkylränta blev identifierade som de viktigaste inputvärden för att hitta rätt kombination av solpaneler och batterier i det lokala energisystemet och vilken laddkostnad det blev.

I analysens standardscenario kunde laddkostnaden reducera med ungefär 10 öre/kWh när solpaneler och batterier installeras i anslutning till laddparken. Det behöver läggas i kontext att många omvärldsfaktorer och laddstationens användningsmönster kan påverka laddkostnaden så mycket som 40-80 öre per kWh.

## Modellering vätgas

Med ett verklighetsnära case baserat på överproduktion av solel på en terminal, undersöktes kostnadsnivån för lokalproducerad vätgas via elektrolysör. Det blev tekno-ekonomiskt lönsamt att installera elektrolysör under förutsättning att komprimerat vätgas har ett värde  $>100$  kr/kg<sub>H<sub>2</sub></sub>. Modelleringen visade också att elektrolysören använder i betydande utsträckning nätanslutningen i tillägg till den lokalproducerade solelen.

## Utveckling av det lokala energisystemet hos industriaktörer

Projektets industripartners har fått djupare förståelse och utvecklat sina egna lokala energisystem genom kunskapsdelning inom projektet, kunskapsöverföring från experter inom olika relevanta delområden och industriaktörers egenintresse att utveckla sina laddlösningar och lokala energisystem. Detta har bland annat lett till att kartlägga de tekniska och kommersiella förutsättningarna för att investera i laddare, solpaneler och batterier. I vissa fall har aktörer tagit investeringsbeslut eller gjort detaljerad förstudie delvis baserat på kunskap upparbetat inom projektet.



# Nyttiggörande och nästa steg

Kunskapsspridning har gjorts i form av presentationer av preliminära resultat på följande publika event: Transportforum år 2024 och 2025, EVS37 i Sydkorea, CLOSERS resultatkonferens 2024. Projektet och dess resultat har också presenterats vid ett flertal enskilda möten och stängda sällskap, så som på konsortiemötet till det stora demonstrationsprojektet REEL och till en delegation av FN:s organisation för industriell utveckling (UNIDO) bestående av representanter från Etiopien och Volvo.

Slutgiltigt resultat (denna rapport) och inspelning av projektpresentationen från Transportforum 2025 sprids genom CLOSERS kommunikationskanaler, webbsida, och LinkedIn, efter projektavslut. Resultaten kommer även att presenteras vid Triple Fs vårkonferens 2025.

Resultaten kommer under kort och medellång sikt kunna vägleda aktörer som funderar på solpaneler, batterier och vätgas i anslutning till godsterminaler och lastbilars uppställningsplatser i frågor om tekniskt nytta och lönsamhet av sådana installationer. Projektets värde kunde redan observeras hos projektets industripartners hur dessa har utvecklat sina egna lokala energisystem inklusive installation av solpaneler, batterier och laddning.

Projektet har identifierat en rad olika områden där mer kunskap behöver byggas (se nästa kapitel). För att på den mest effektiva sättet bygga nödvändig kunskap blir det viktigt att göra systemdemonstrationer som inkluderar validering av dessa teknologier och exemplifiera lösningar på utmaningar som har lyfts.





# Diskussion

För att sätta modelleringsresultaten i rätt kontext är det viktigt att förstå att dessa resultat är baserade på förhandsbestämda antaganden om framtida elanvändning, solinstrålning och marknadspriser när den optimala lösningen av lokal elproduktion och lagring tas fram. Dessa resultat hjälper till att vägleda hur ett optimalt system ser ut och hur den kan skapa störst möjlig nytta med de antagna inputvärden. Verkligheten är däremot mycket mer komplex när antaganden behöver göras om hur elanvändningen och solinstrålningen kommer att vara kommande timmen för att veta om batteriet ska laddas från elnätet nu eller solpaneler nästa timme. Ett annat exempel är beslutet om ett pågående effekttopp kommer bli månadens högsta, eller om det kommer en betydligt större effekttopp om två veckor? Denna brist på säkra data om framtiden gör det mycket svårare att realtidsoptimera t.ex. ett batteri, och skapar ett gap mellan den linjäroptimerade resultaten visade här och verkligheten.

Resultaten är dock tydliga med att batterier och solceller kan skapa värde i det lokala energisystemet genom att reducera behov av elnätsanslutning eller att kapa effekttoppar i en existerande nätanslutning. Elnätsanslutningen förblir dock central i modelleringsresultaten eftersom teknik som solpaneler och batterier klarar av att bara ersätta en mindre del av energimängden på en tekniskt och ekonomiskt rimligt sätt. Projektets industripartner har inte heller sett ett egenvärde att ha minsta möjliga elnätsanslutning, då låg laddkostnad är den viktigaste drivkraften. Dock kvarstår problembilden att flertal projektpartners upplever redan nu eller ser framtida utmaningar i att skaffa tillräcklig eleffekt på grund av svårnavigerat och utdragen process med elnätsbolagen.

Investeringskostnader för batterier och solpaneler är ett centralt parametrar som drastiskt påverkar investeringens lönsamhet och hur stor kapacitet av vald komponenten ska installeras i det lokala energisystemet. Det är sannolikt att över tid kommer investeringskostnader på batterier och solpaneler att reduceras, baserat på dess historiska kostnadsreduktioner över senaste decenniet. Med det i åtanke kan större installationer av batterier och solpaneler bli lönsamma än vad som presenteras här.

Utmaningen med solpaneler är att de installeras i allt större omfattning i Sverige och Europa och därmed trycker ner elpriser under de soligaste timmarna. Det sätter mer krav på att hitta lönsamhet för de. Ett modellresultat var att solpanelerna var mer lönsamma (större installation) när de installerades tillsammans med batteri. Det skulle även vara intressant att undersöka alternativa placeringar av solceller, där de producerar mindre energi totalt sett, men mer energi under de timmar när elpriserna är högre - exempelvis på morgonen, kvällen, eller under dagtid när solen står lågt.

Ett annat sätt att få mer tillgång till effekt och använda egna lokala elsystem med produktion och lagring mer effektivt är att samla flera elanslutningar i samma område i en större gemensam anslutning. Kartläggning av projektets industripartners visar att det är vanligt att samma aktör har flertalet nätanslutningar i samma område. Eftersom effekttoppar sällan överlappar mellan dessa anslutningar och/eller med aktiv laststyrning finns det god möjlighet att tillgängliggöra eleffekt till nya ellaster med i stort sett redan existerande infrastruktur. Genom en gemensam anslutningspunkt kan också lokal elproduktion och lagring skapa större värde, t.ex. att solpaneler på terminaltak förser intilliggande laddare med ström utan att betala elnätsavgifter (och för mindre solcellsanläggningar också undgå att betala energiskatt). En sådan delning av anslutning och koordinering av ellaster skulle också kunna ske med andra



grannfastigheter. Ett sätt att dela de lokala elnätsresurser är genom etablering av energigemenskaper, som senaste åren har utvecklats både i Sverige och EU.

Projektets modellering av vätgas visar relativt högt tillverkningskostnad av vätgas på terminal med antaganden att relativt mogen teknologi används, utan synergier med andra produkter från vätgasproduktion (syre och värme) eller balanstjänster till elnätet. Det finns fortsatt många alternativ att studera hur vätgas kan produceras billigare och skapa värde i anslutning till terminal eller uppställningsplats.

Genom projektet identifierades tydligt behov och vilja hos projektets industripartners att lära sig mer om elsystemet i allmänhet, hur de kan implementera rätt laddningslösning utifrån deras förutsättningar och hur deras effektbehov kan försörjas genom en kombination av elanslutning, egen elproduktion, lagring och flexibilitet. I projektet deltog fem aktörer från logistikbranschen, men behovet för kunskaphöjning kommer bara att öka när fler aktörer påbörjar elektrifieringen sina fordon.

För att skala upp elektrifiering av lastbilar och dess tillhörande laddbehov på terminaler och uppställningsplatser identifieras inom denna projektet fortsatt behov av kunskapsbyggande och demonstration inom ett flertal områden. Sammanställning av några viktiga områden:

- Teknisk utveckling och systemdemonstration av integrerade styrsystem av laddning, elproduktion och lagring som är väl kopplade mot andra anliggande styrsystem (transportplanering, etc) och marknadsdata (väder, elpris, etc).
- Demonstration och kunskapsdelning av nya sätt att installera solpaneler som skapar mest värde baserat på lokala förutsättningar, elmarknadsutvecklingen och sjunkande investeringskostnader.
- Kvantifiera och utnyttja flexibilitet bortom batteri på terminaler och uppställningsplatser så som smart laddning och styrning av andra större ellaster (t.ex. kylaggregat, värmepump, ventilationssystem).
- Med en bredare ansats förstå hur lokal vätgasproduktion och eventuellt också lokal elgenerering med bränslecell kan skapa värde, till exempel vid större variation av elpriser och genom att tillämpa nya/billigare teknologier.
- Utforska och demonstrera potential för energigemenskaper som ett effektivt sätt att ta till vara lokal elproduktion, lagring och flexibilitet samt öka effekttillgång.
- Sprida existerande kunskap på ett effektivt sätt till de aktörer som ska bygga laddning och är intresserade av effektförsörjning genom lokal elproduktion och lagring.

Projektet har inte haft fokus på affärsmodeller eller ägarskap av existerande och tillkommande infrastruktur. Dock kan en god förståelse och kartlagd nytta av olika affärs- och ägarskapsmodeller underlätta och påskynda investeringar i lokal elproduktion och lagring.

För att bygga kunskap inom ovannämnda teman krävs ett samarbete mellan aktörer i transportsektorn, experter från energibranschen och leverantörer av olika system. Ett effektivt sätt att skynda på kunskapsbyggandet är genom demonstrationsprojekt. Kunskapsbyggandet och demonstrationer kan underlättas genom offentligt riktat stöd. Det offentliga och branschorganisationer kan också spela en viktig roll för att sprida kunskapen.



# Referenser

- [1] A. Salimi, "Enabling truck transition: The future for charging battery electric trucks at logistic terminal," Uppsala Universitet, 2024.
- [2] Svenska Kraftnät, "Stödtjänster och avhjälpande åtgärder," 15 02 2023. [Online]. Available: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/verktyg-for-systemdrift/stodtjanster-och-avhjalpande-atgarder/>.
- [3] J. Sidén, A. Carlén, E. Carlsson och H. Abdirisak, "Kortare ledtider för anslutning av nya laddningspunkter till elnätet (Ei R2022:08)," Energimarknadsinspektionen, Eskilstuna, 2022.
- [4] S. Larsson, L. Jaakonantti, C. V. Nylander, M. Lahti, L. Ström och J. Sidén, "Informationsdelning vid ansökningar om anslutning till elnäten (Ei R2024:05)," Energimarknadsinspektionen, Eskilstuna, 2024.
- [5] A. Johannesson, "Kortare och effektivare tillståndsprocesser för investeringar i omställningen," Energiföretagen, 27 01 2021. [Online]. Available: <https://www.energiforetagen.se/fardplan-energi/del-tidslinjer-tidslinje-fardplan-energi/tidslinje-kortare-och-effektivare-tillstandsprocesser-/>. [Använd 11 12 2024].
- [6] Energimyndigheten, "Nationell samordning av laddinfrastruktur," 22 11 2024. [Online]. Available: <https://www.energimyndigheten.se/klimat/transporter/laddinfrastruktur/nationell-samordning-av-laddinfrastruktur/>. [Använd 11 12 2024].
- [7] A.-S. Borglund, "Rekordsnabba tillstånd för Ellevios elnät i Mariestad," Tidningen Energi, 31 10 2024. [Online]. Available: <https://www.energi.se/artiklar/2024/oktober/rekordsnabba-tillstand-for-ellevios-elnat-i-mariestad/>. [Använd 11 12 2024].
- [8] Vattenfall Eldistribution, "Vattenfall Eldistribution inför nytt arbetssätt för snabbare elnätsutbyggnad," 03 10 2024. [Online]. Available: <https://www.vattenfalleldistribution.se/om-oss/nyheter-och-press/vara-nyheter/2024/10/vattenfall-eldistribution-infor-nytt-arbetsatt-for-snabbare-elnatsutbyggnad/>. [Använd 11 12 2024].
- [9] Energiföretagen, "Anslutning av kundanläggningar >1–36 kV till elnätet, IBH 21," 2021.
- [10] Elsäkerhetsverket, "Handbok för innehavare av elanläggningar, utgåva 3," 2023.
- [11] Energimyndigheten, "Energigemenskaper, Förutsättningar och förslag på främjande insats (ER 2024:20)," 2024.
- [12] Skatteverket, "Mikroproduktion av förnybar el – näringsfastighet," [Online]. Available: <https://www.skatteverket.se/foretag/skatterochavdrag/fastighet/mikroproduktionavfornybarelnaringsfastighet.4.309a41aa1672ad0c837b4e8.html>. [Använd 10 12 2024].
- [13] Skatteverket, "Skatt på el," [Online]. Available: <https://skatteverket.se/foretag/skatterochavdrag/punktskatter/energiskatter/skattpael.4.15532c7b1442f256bae5e4c.html>. [Använd 10 12 2024].
- [14] Ellevio, "Elnätspriser företag," 30 12 2024. [Online]. Available: <https://www.ellevio.se/abonnemang/elnatspriser-foretag/>. [Använd 31 01 2025].
- [15] Göteborg Energi, "Elnätsavgiften," [Online]. Available: <https://www.goteborgenergi.se/foretag/elnat/elnatsavgiften>. [Använd 31 01 2025].



- [16] Power Circle, "Lokala flexibilitetsmarknader," April 2022. [Online]. Available: <https://powercircle.org/lokala-flexibilitetsmarknader-2022.pdf>.
- [17] H. Ritchie och P. Rosado, "Electricity Mix," OurWorldinData.org, 01 2024. [Online]. Available: <https://ourworldindata.org/electricity-mix>. [Använd 12 12 2024].
- [18] European Commission, "Photovoltaic Geographical Information System," 01 03 2022. [Online]. Available: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/tools.html](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html). [Använd 03 01 2025].
- [19] SMHI, "Klimatindikator - solinstrålning," 26 06 2023. [Online]. Available: <https://www.smhi.se/klimat/klimatet-da-och-nu/klimatindikatorer/stralning-1.17841>. [Använd 03 01 2025].
- [20] A. O. Westerberg och J. Lindahl, "National Survey Report of PV Power Applications in Sweden 2023," IEA Photovoltaic Power Systems Programme, 2024.
- [21] R. Lantz och Soltech, Interviewees, *Mejlkonversation*. [Intervju]. 2024.
- [22] A. Josefsson och N. Zaiko, "Regional Electrified Logistics, Charging infrastructure for trucks (2024:02)," CLOSER at Lindholmen Science Park AB, Göteborg, 2024.
- [23] J. Lindahl, D. Lingfors, Å. Elmquist och I. Mignon, "Economic analysis of the early market of centralized photovoltaic parks in Sweden," *Renewable Energy*, vol. 185, pp. 1192-1208, 2022.
- [24] C. Augustine och N. Blair, "Storage Futures Study: Storage Technology Modeling Input Data Report," National Renewable Energy Laboratory, USA, 2021.
- [25] J. Proost, "State-of-the art CAPEX data for water electrolyzers, and their impact on renewable hydrogen price settings.," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, nr 9, pp. 4406-4413, 2019.
- [26] Tractebel Engie & Hincio, "Study on early business cases for H2 in energy storage and more broadly power to H2 applications," Hydrogen Joint Undertaking, 2017.
- [27] J. Danebergs, "Techno-economic Study of Hydrogen as a Heavy-duty Truck Fuel. A Case Study on the Transport Corridor Oslo – Trondheim (Examensarbete)," KTH, 2019.
- [28] M. D. Solomon, W. Heineken, M. Scheffler och T. Birth-Reichert, "Cost Optimization of Compressed Hydrogen Gas Transport via Trucks and Pipelines," *Energy Technology*, vol. 12, nr 1, 2024.
- [29] A. Buttler och H. Spliethoff., "Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, pp. 2440-2454, 2018.
- [30] Wikipedia, "Annuitetsmetoden," [Online]. Available: <https://sv.wikipedia.org/wiki/Annuitetsmetoden>. [Använd 30 12 2024].
- [31] B. Borlaug, M. Muatori, M. Gilleran, D. Woody, W. Muston, T. Canada, A. Ingram, H. Gresham och C. McQueen, "Heavy-duty truck electrification and the impacts of depot charging on electricity distribution systems.," *Nature Energy*, vol. 6, nr 6, pp. 673-682, 2021.
- [32] B. P. Stefan Pfenninger, "Calliope: a multi-scale energy systems modelling," *Journal of Open Source Software*, vol. 825, p. 3(29), 2018.
- [33] A. Martinsson, "Huset som som inte behöver någon el," Göteborgs-Posten, 04 11 2015. [Online]. Available: <https://www.gp.se/nyheter/goteborg/huset-som-som-inte-behoover-nagon-el.818c1b9b-b80e-40c6-87b3-b96dbfa32650>. [Använd 30 12 2024].



- [34] K. H. Teigland, "This hydrogen lorry is powered by sunshine – from the north," Norwegian Scitech News, 31 01 2020. [Online]. Available: <https://norwegianscitechnews.com/2020/01/this-hydrogen-lorry-is-powered-by-sunshine-from-the-north/>. [Använd 30 12 2024].
- [35] Åbro Bryggeri, "Nu investerar Åbro Bryggeri i fossilfri transport," [Online]. Available: <https://www.abro.se/pressmeddelande/nu-investerar-abro-bryggeri-i-fossilfri-transport/>. [Använd 30 12 2024].
- [36] V. Ramasamy, J. Zuboy, E. O'Shaughnessy, D. Feldman, J. Desai, M. Woodhouse, P. Basore och R. Margolis, "U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks, With Minimum Sustainable Price Analysis: Q1 2022," National Renewable Energy Laboratory (NREL), USA, 2022.



Triple F står för **Fossil Free Freight**, som anspelar på programmets syfte - att bidra till att minska godstransporternas koldioxidutsläpp i Sverige. Triple F är Trafikverkets forskning- och innovationssatsning och Lindholmen Science Park står som värd i samarbete med VTI och RISE. Programmet startade 2018 och kommer som längst pågå till 2030.

