



LUND UNIVERSITY

Interaktion mellan elfordon och elnät

Fallstudier (delrapport 2)

Wehner, Jessica ; Stelling, Petra; Khan, Jamil; Lantz, Mikael

2024

Document Version:
Förlagets slutgiltiga version

[Link to publication](#)

Citation for published version (APA):
Wehner, J., Stelling, P., Khan, J., & Lantz, M. (2024). *Interaktion mellan elfordon och elnät: Fallstudier (delrapport 2)*. (TFEM; Nr. 3126). Lund University.

Total number of authors:
4

General rights

Unless other specific re-use rights are stated the following general rights apply:
Copyright and moral rights for the publications made accessible in the public portal are retained by the authors and/or other copyright owners and it is a condition of accessing publications that users recognise and abide by the legal requirements associated with these rights.

- Users may download and print one copy of any publication from the public portal for the purpose of private study or research.
- You may not further distribute the material or use it for any profit-making activity or commercial gain
- You may freely distribute the URL identifying the publication in the public portal

Read more about Creative commons licenses: <https://creativecommons.org/licenses/>

Take down policy

If you believe that this document breaches copyright please contact us providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.

LUND UNIVERSITY

PO Box 117
221 00 Lund
+46 46-222 00 00

Interaktion mellan elfordon och elnät

Fallstudier (delrapport 2)

Jessica Wehner, Petra Stelling, Jamil Khan och Mikael Lantz



LUNDS
UNIVERSITET

Dokumentutgivare, Dokumentet kan erhållas från

LUNDS UNIVERSITET
Avdelningen för Miljö- och Energisystem
Box 118
221 00 Lund, Sweden
Telephone: int+46 46-222 86 38

Dokumentnamn: Rapport 135

Utgivningsdatum: 2024-02-15

Författare: Jessica Wehner, Petra Stelling, Jamil Khan och Mikael Lantz

Dokumenttitel och undertitel

Interaktion mellan elfordon och elnät – Fallstudier (delrapport 2)

Abstrakt/Abstract

Samhällets omställning till fossilfri energi innebär bland annat en ökad elektrifiering. I sin tur innebär en ökad elektrifiering också en högre efterfrågan på nya anslutningar till och behov av ökad kapacitet i elnätet. Syftet med delrapporten är att analysera två specifika fallstudier för att belysa utmaningar och möjligheter i interaktionen mellan elfordon och elnät. Den första fallstudien behandlar utbyggnad av laddstationer för personbilar i ett flerbostadshus respektive en villa, medan den andra fallstudien behandlar utbyggnad av laddstationer för lastbilar. Fallen är uppbyggda utifrån olika nivåer med en gradvis mer utvecklad integration mellan fordon och nät och en ökande komplexitet i användningen av smart laddning. I fallen studeras faktorer såsom påverkan på elnätet, ekonomiska aspekter, samt organisatoriska och juridiska frågor. Resultaten visar att laddning av personbilar i flerbostadshus och villor kan göras utan lokala nätförstärkningar även då en stor andel av bilarna är elbilar. Däremot kan kapacitetsproblem uppstå högre upp i nätet vilket behöver hanteras av nätägaren. För lastbilar uppstår snabbt behov av ökad kapacitet hos åkerier när antalet elfordon ökar. Då ledtiderna är långa för en utbyggnad av elnätskapacitet kan terrimlösningar behövas i form av extra batterikapacitet och regeländringar som möjliggör effektivare utnyttjande av nät- och laddkapacitet.

Nyckelord

Elfordon, elektrifiering, elnät, laddstationer, personbilar, lastbilar

Omfång: 75

Språk: Svenska

ISRN LUTFD2/TFEM-- 24/3126--SE + (1- 75)

ISSN 1102-3651

ISBN 978-91-86961-61-9

Intern institutionsbeteckning

IMES/EESS Rapport nummer 135

Lund 2024

Förord

Denna rapport är en del av projektet ”Vehicle-grid interaction from a policy perspective” som finansieras av Swedish Electromobility Centre och genomförs av forskare från Lunds Tekniska Högskola och Statens väg- och transportforskningsinstitut (VTI). Det är den andra av två delrapporter med fokus på fallstudier.

Projektet har också en referensgrupp med representanter från AB Volvo, CEVT, E.ON, Lunds Tekniska Högskola, VTI, Vattenfall och Volvo Cars som lämnat värdefulla synpunkter under projektets gång.

Lund 2024-02-14

Författarna

Innehållsförteckning

Kort sammanfattning	1
Executive summary	3
Ordlista	5
1 Introduktion	7
2 Bakgrund	8
2.1 Elsystem under förändring	8
2.2 Effekter av transportsystemets elektrifiering	11
2.3 Behov av att balansera – och lösningar	12
2.3.1 Balansmarknader	13
2.3.2 Lokala flexibilitetsmarknader	16
2.3.3 Förbrukningsfrånkoppling.....	17
2.3.4 Resurser för stödtjänster.....	17
2.3.5 Vehicle-to-Grid (V2G)	18
2.3.6 Mikronät och mikroproduktion av förnybar el	18
3 Fallstudier	20
3.1 Fallstudie A: Personbilar	21
3.1.1 Beskrivning av fallen	21
3.1.2 Utveckling av fallen och konsekvenser på effektbehov	24
3.1.3 Ekonomiska aspekter.....	32
3.2 Fallstudie B: Tunga fordon	36
3.2.1 Beskrivning av fallet	36
3.2.2 Utveckling av fallet och konsekvenser i effektbehov	38
3.2.3 Ekonomiska aspekter.....	46
3.3 Organisatoriska och juridiska aspekter	54
3.3.1 Brandskydd och försäkringar	54
3.3.2 Cybersäkerhet och styrning	55
3.3.3 Regelverk som påverkar möjligheter till flexibilitet.....	55
4 Diskussion och slutsatser	57
Referenser	61
Bilaga A: Användning av personbilar	65
Bilaga B: Kostnader för el och elnät	67
Kostnader för elektricitet	67
Elnätskostnader	68

Kort sammanfattning

Elektrifiering av vägtransporter, persontransporter såväl som tunga transporter, är av central betydelse för att kraftigt minska utsläppen av växthusgaser från transportsektorn. Utbyggnad av laddinfrastruktur är en nyckelfråga för elektrifieringen. En förutsättning för att detta ska kunna ske är att det finns elnätsanslutningar på de platser som behövs, samt tillräcklig nätkapacitet i elsystemet. För att hantera denna utmaning är det nödvändigt både att bygga ut nätkapacitet på ett kostnads- och tidseffektivt sätt men också att använda befintliga nät på ett så effektivt sätt som möjligt. En mer utvecklade interaktion mellan fordon och nät skulle göra det möjligt att använda befintliga nät så effektivt som möjligt, vilket skulle både påskynda och effektivisera elektrifieringen.

I en första delrapport i detta projekt gavs en översikt över regelverk och aktörer kopplade till elektrifieringen av vägtransportsektorn samt beskrev de utmaningar som uppstår vid en utbyggnad av laddinfrastruktur. I denna andra delrapport analyserar vi på djupet två specifika fallstudier för att belysa utmaningar och möjligheter i interaktionen mellan elfordon och elnät.

Den första fallstudien behandlar utbyggnad av laddstationer för personbilar i ett flerbostadshus respektive en villa, medan den andra fallstudien behandlar utbyggnad av laddstationer för ellastbilar hos ett åkeri. Fallen är uppbyggda utifrån olika nivåer där vi studerar utmaningar och lösningar kopplade till en gradvis mer utvecklad integration mellan fordon och nät och en ökande komplexitet i användningen av smart laddning.

Sammanfattningsvis visar resultaten från rapporten att:

- Användare av elbilar i flerbostadshus och villor verkar, även vid en stor utbyggnad av laddinfrastruktur, klara sitt effektbehov inom befintlig nätkapacitet, med hjälp av smart laddning och effektvakt. Kapacitetsproblem kan dock uppstå högre upp i nätet vilket behöver hanteras av nätägaren.
- I de fall som studerats här styr nuvarande tariffer i första hand genom effektavgifter och inte skillnader i överföringsavgifter mellan låglasttid och höglasstid. Att ladda "rätt" enligt nätbolagens tariffer ger en ekonomisk fördel. Att tillhandahålla stödtjänster kan dock ge ett större ekonomiskt incitament än att anpassa laddningen till nätbolagets tariffer vilket i det enskilda lokala fallet i värsta fall kan motverka syftet med stödtjänsterna.

- När nätbolagen utformar sina framtida tariffer och lokala flexibilitetsmarknader för att utnyttja nätet så optimalt som möjligt behöver de ta hänsyn till inte bara hur elektrifieringen påverkar lastkurvorna utan också möjligheten att vissa av deras kunder kan och vill leverera olika typer av nationella stödtjänster.
- Åkerier med regional distribution och där fordon står i depå över natten får snabbt stora effektbehov givet en lite större fordonsflotta. Utbyggnad av laddinfrastruktur och framförallt elnätanslutningar tar tid. För att inte fördröja omställningen behövs interimslösningar. Dessa kan vara batterilager vid depåer eller andra platser, men också lagändringar.
- För att bättre ta vara på kapaciteten i nätet skulle regelverket behöva ses över, så att luftbokningar i större utsträckning förhindras och kapaciteter kan användas av de aktörer som behöver det. Utbyggnad av nätet skulle inte vara lika kritiskt om den befintliga effekten användes bättre.
- För att underlätta möjligheten att dela lokala kapaciteter behöver regelverket kring mikronät, peer-to-peer lösningar och energigemenskaper förtydligas.
- Ett nationellt regelverk gällande brandsäkerhet när man sätter upp batterilager och laddstolpar saknas. Företag som agerar på olika platser i landet behöver ta hänsyn till lokala krav. Att ha nationella riktlinjer och regelverk som företag kunde förhålla sig till hade påskyndat omställningen.

Executive summary

Electrification of road transport, for both personal transport and heavy-duty transport, is of central importance to reduce emissions of greenhouse gases from the transport sector. Development of charging infrastructure is a key question for electrification. One precondition for this is to make sure that there are grid connections in all places where it is needed and that there is sufficient grid capacity in the electric system. To manage this challenge, it is necessary both to build grid capacity in a cost- and time-efficient way, but also to use the existing grid as efficiently as possible. A more developed interaction between vehicle and grid would make it possible to use existing grids more efficiently, which would speed up electrification.

In the first report in this project, an overview of regulations and actors connected to the electrification of the road transport sector was given, and the challenges that arise when expanding charging infrastructure were described. In this second report, two specific case studies are analysed in depth to explore the challenges and possibilities in the interaction between electric vehicles and the grid.

The first case study deals with the expansion of charging stations for passenger cars in an apartment building or a villa, while the second case study deals with the expansion of charging stations for electric trucks at a haulage company. The cases are structured based on different levels where challenges and solutions connected to a gradually more developed integration between vehicles and grid and an increasing complexity in the use of smart charging are studied.

In summary, the results of the report show that:

- Users of electric cars in apartment buildings and villas appear, even in the case of a large expansion of the charging infrastructure, to manage their power needs within the existing grid capacity, with the help of smart charging and power monitoring. However, capacity problems can occur higher up in the grid, which needs to be handled by the grid owner.
- In the cases studied here, current tariffs are governed primarily by power charges and not differences in transmission charges between low-load times and high-load times. Charging "correctly" according to the grid companies' tariffs gives a financial advantage. However, providing support services can provide a greater financial incentive than adapting the charging to the grid company's tariffs, which in the individual local case can at worst defeat the purpose of the support services.

- When the grid companies design their future tariffs and local flexibility markets in order to use the grid as optimally as possible, they need to take into account not only how electrification affects the load curves, but also the possibility that some of their customers can and want to deliver different types of national support services.
- Haulage companies with regional distribution, and where vehicles are in the depot overnight, quickly have large power requirements given a slightly larger vehicle fleet. Expansion of charging infrastructure and above all power grid connections takes time. In order not to delay the transition, interim solutions are needed. These can be battery storages at depots or other locations, but also changes in the law.
- In order to make better use of the capacity in the grid, the regulations would need to be revised, so that air bookings are prevented to a greater extent and capacities can be used by the actors who need it. Expansion of the network would not be as critical if the existing power was better used.
- To facilitate the possibility of sharing local capacities, the regulations around microgrids, peer-to-peer solutions and energy communities need to be clarified.
- A national regulatory framework regarding fire safety when setting up battery storage and charging posts is missing. Companies that operate in different locations in the country need to take local requirements into account. Having national guidelines and regulations that companies could relate to would accelerate the transition.

Ordlista

BEV	Battery Electric Vehicle, dvs. batteri elektriskt fordon
DNO	Distributionsnätsoperatör
DSO	Demand Side Grid Support
Effekt	Den mängd elenergi som ett visst föremål förbrukar eller producerar i varje ögonblick
Ei	Energimarknadsinspektionen
Elnät	Ett sammankopplat nät av ledningar för elleverans från producenter till konsumenter.
EV	Electric Vehicle, dvs. elfordon
FCR	Frequency Containment Reserve
FFR	Fast Frequency Reserve
Flexibilitet	Ett elsystems förmåga att anpassa sig till variationerna i produktions- och konsumtionsmönster och nättillgänglighet mellan relevanta marknadstidsramar
Laddinfrastruktur	Infrastruktur som krävs för att ladda elektriska fordon. I begreppet ingår hela kedjan från elnät till laddpunkt. Ofta används dock begreppet synonymt med enbart laddpunkten. I denna rapport diskuteras stationär laddning, elväg och batteribyte med fokus på vägsektorn.
Laddplats	En plats med en laddningspunkt för laddning
Laddstation	En plats med en eller flera laddningspunkter för laddning
MSC	Mega Charging System
Nätkapacitet	Elnätets överföringsförmåga beror på elnätets fysikaliska egenskaper
V2H	Vehicle-to-home, dvs. att hemmet kan använda el från fordonet
V2G	Vehicle-to-grid, dvs. elfordonens batterier kan överföra ström till elnätet

1 Introduktion

Elektrifiering av vägtransporter, persontransporter såväl som tunga transporter, är av central betydelse för att kraftigt minska utsläppen av växthusgaser från transportsektorn. I regeringens elektrifieringsstrategi anges således att en ökad elektrifiering av fordonsflottan är avgörande för att Sverige ska nå sina klimatmål (Regeringskansliet, 2022). Regeringens utredare Hassler (2023) konstaterar dock i sin rapport om Sveriges klimatstrategi att politiken behöver göra mer kraftfulla insatser för att Sverige ska bli klimatneutralt. Han nämner särskilt att ökat fokus bör ligga på elektrifieringen av transporter och utbyggnad av laddinfrastruktur med nya mål och konkreta färdplaner.

Utbyggnad av laddinfrastruktur är en nyckelfråga för elektrifieringen. En förutsättning för att detta ska kunna ske är att det finns elnätsanslutningar på de platser som behövs, samt tillräcklig nätkapacitet i elsystemet. För att hantera denna utmaning är det nödvändigt både att bygga ut nätkapacitet på ett kostnads- och tidseffektivt sätt men också att använda befintliga nät på ett så effektivt sätt som möjligt. En mer utvecklade interaktion mellan fordon och nät skulle göra det möjligt att använda befintliga nät så effektivt som möjligt, vilket skulle både påskynda och effektivisera elektrifieringen. Elfordon har också potential att bidra till elnätets stabilitet genom att erbjuda flexibilitetstjänster och till exempel bidra till att hantera effektbrist eller skillnader mellan produktion och efterfrågan. Laddinfrastruktur för elfordon är dock en ny verksamhet där elnätsföretag och aktörer inom fordonsbranschen möts på ett sätt som inte tidigare skett. Det finns därför behov av kunskapsöverföring så att respektive bransch får kännedom om förutsättningarna för att bygga och driva elnät såväl som laddinfrastruktur.

I delrapport 1 i detta projekt gavs en översikt över regelverk och aktörer kopplade till elektrifieringen av vägtransporter. Där beskrevs även de utmaningar som uppstår vid en utbyggnad av laddinfrastruktur och möjliga lösningar för att hantera dessa.

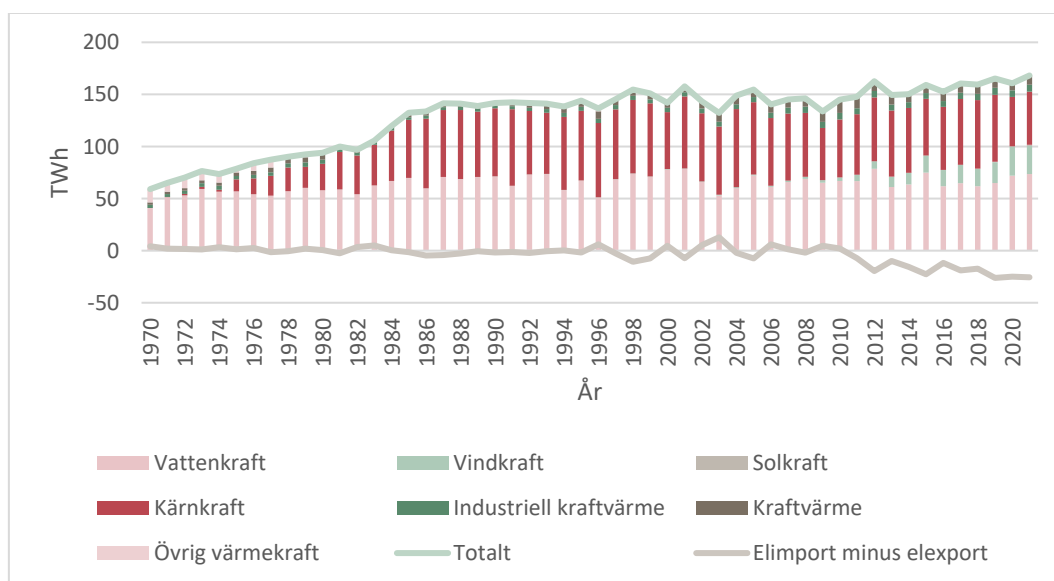
Syftet med denna delrapport 2 är att på djupet analysera två specifika fallstudier för att belysa de utmaningar och möjligheter i interaktionen mellan elfordon och elnät som identifierades i delrapport 1. Den första fallstudien behandlar utbyggnad av laddstationer för personbilar i en bostadsrättsförening respektive en enskild villa, medan den andra fallstudien behandlar utbyggnad av laddstationer för ellastbilar.

Fallen är uppbyggda utifrån olika nivåer där vi studerar utmaningar och lösningar kopplade till en gradvis mer utvecklad integration mellan fordon och nät och en ökande komplexitet i användningen av smart laddning.

2 Bakgrund

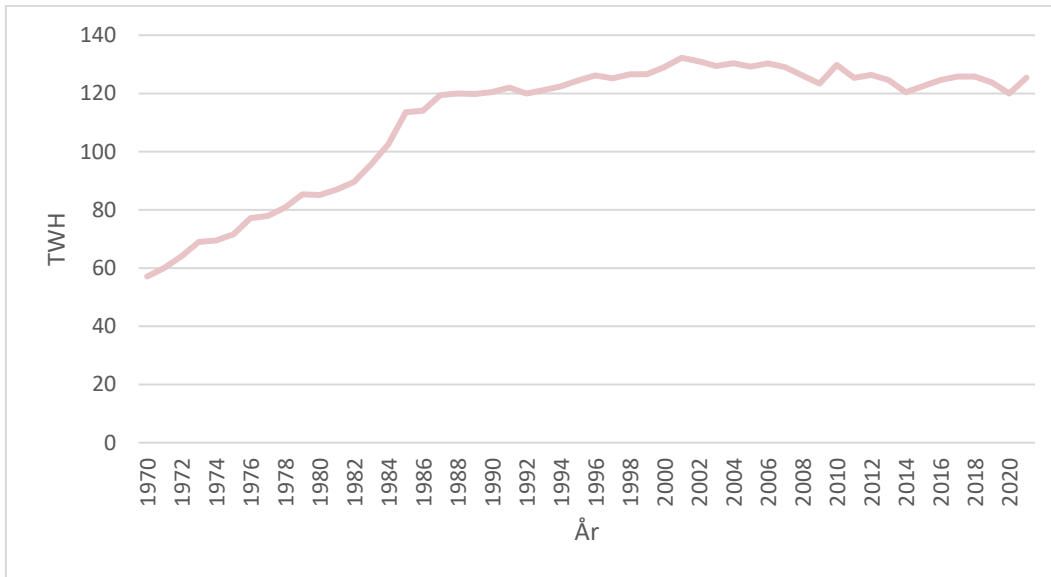
2.1 Elsystem under förändring

Det svenska elsystemet har länge varit relativt stabilt, med stora reglerbara kraftverk, kända och stabila konsumtionsmönster och en elmarknad kännetecknad av ett fåtal större aktörer. Figur 1 visar utvecklingen av elproduktion i Sverige sedan 1970 fördelat på olika kraftslag. Vattenkraft, och senare kärnkraft, har under större delen av denna period varit de viktigaste kraftslagen och stod länge för ungefär hälften av elproduktionen var. Sedan mitten av 2010-talet har vindkraften tagit en allt större andel av produktionen, och även andra förnybara kraftslag som biokraftvärme och solenergi har ökat, vilket gjort elproduktionen mer variabel. Figur 1 visar samtidigt att Sverige under samma period haft ett elöverskott och kunnat exportera mellan 15 och 25 TWh per år.



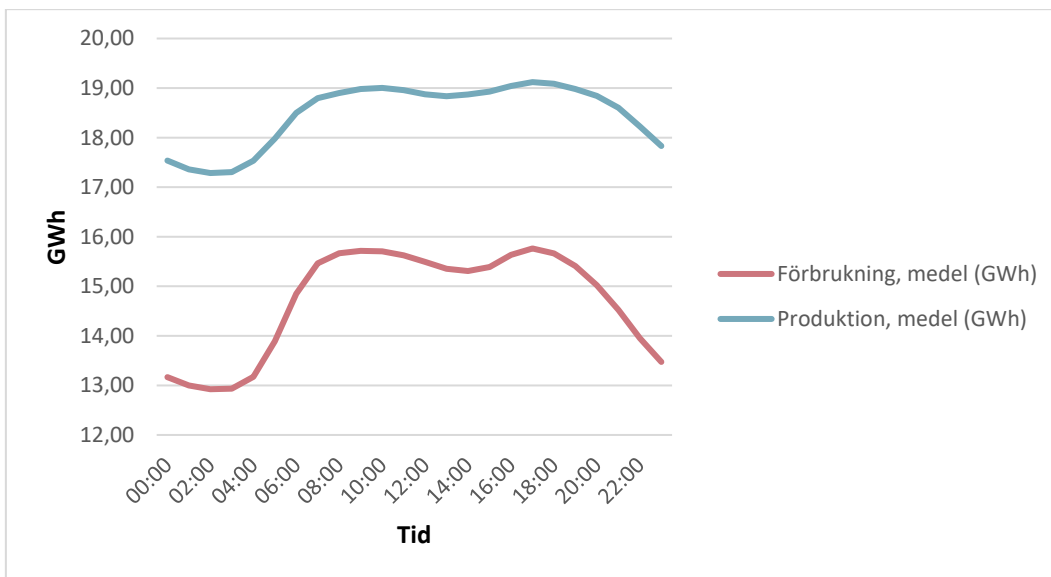
Figur 1. Elproduktion (nettoproduktion) per kraftslag fr.o.m. 1970, TWh [Energimyndigheten, 2023e].

Figur 2 visar elförbrukningen sedan 1970-talet och här framgår att elförbrukningen (och även elproduktionen) ökade starkt under åren 1970–1985 för att sedan plana ut på en dubbelt så hög nivå som för år 1970. Sedan mitten av 1980-talet har förbrukningen legat på ungefär samma nivå även om det finns viss variation mellan olika år.



Figur 2. Slutlig energianvändning av el fr.o.m. 1970, TWh [Energimyndigheten, 2023e].

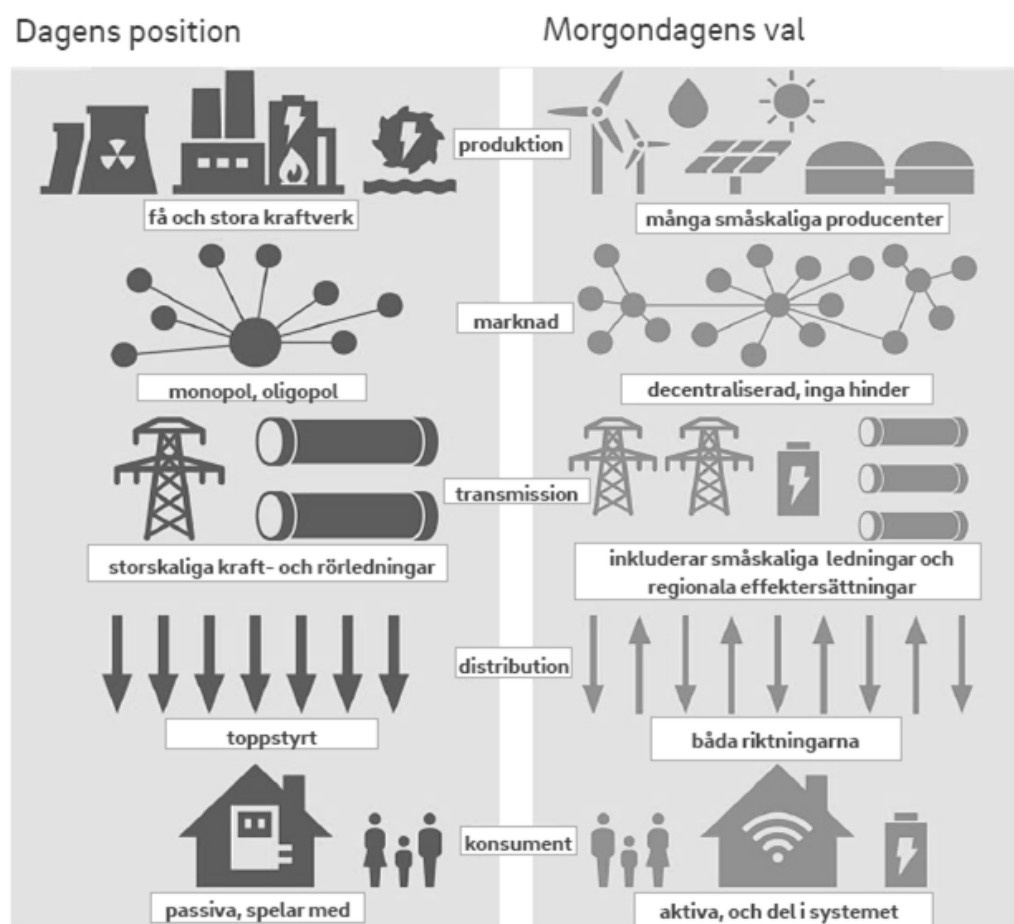
Om man vidare studerar när på dygnet produktion och förbrukning sker finner man en kurva med två pucklar under morgon och tidig kväll, se Figur 3. I figuren visas medelförbrukning och -produktion i Sverige över dygnets timmar beräknat på alla dagar år 2022. Även om förbrukningen är störst dagtid, med pucklar morgon och kväll, finns en trend att även elförbrukningen blir mer variabel då införande av elfordon och möjligheter till elabonnemang med timpris gör att konsumenter kan lägga om sin förbrukning till t.ex. natten. Sammantaget har vi alltså en utveckling där energisystemet har gått från en stabil, förutsägbar marknad till en mer variabel marknad, både avseende produktion och förbrukning.



Figur 3. Sveriges medelförbrukning och -produktion av el år 2022 fördelat över dygnets timmar [Svenska kraftnät, 2023i].

Dagens energisystem är definierat av en central produktion och relativt enkelriktade energiflöden. Dessutom är produktionen huvudsakligen planerbar, och mycket av detta kan utföras analogt eller manuellt.

I morgondagens energisystem, som exemplifieras i Figur 4, tillkommer nya energiflöden i olika riktningar, ökade mängder decentraliserad produktion och nya aktörer. Konsumtion och produktion blir mer oregelbunden, vilket gör systemet mindre planerbart och det kan uppstå kapacitetsutmaningar. Analog och manuell styrning och planering räcker inte för att hantera den ökande komplexiteten och energisystemet behöver därför digitaliseras.



Figur 4. Energisystemet – idag och imorgon [E.ON, 2023].

2.2 Effekter av transportsystemets elektrifiering

Elektrifieringen av transportsystemet sker samtidigt som även andra sektorer ska elektrifieras. Enligt Energimyndighetens senaste långtidsprognos väntas den totala elanvändningen i det högre elektrifieringsscenariot öka från 134 TWh år 2020 till 349 TWh år 2050 (Energimyndigheten, 2023d). I denna elektrifieringsprocess kan det uppstå olika bristsituationer. Man brukar skilja på tre olika typer av brist:

- Effektbrist – när behovet av el i ett område är större än den mängd el som produceras för stunden.
- Elbrist – långvarig förbrukning av el som överstiger produktionen.
- Kapacitetsbrist – Energi och effekt finns tillgängligt, men elledningarna kan inte transportera elen dit den behövs.

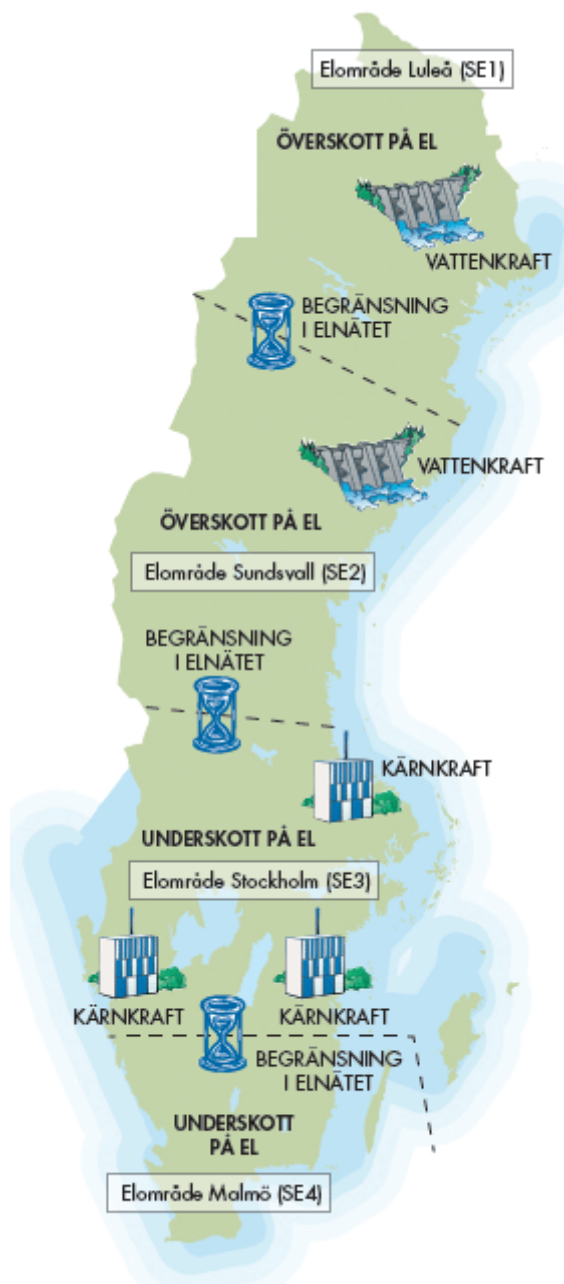
Transportsystemets inverkan på elsystemet kan i utbyggnadsskedet komma att påverka alla tre typer av brist men kanske framför allt effekt och kapacitet. Energibehovet i transportsektorn minskar med elektrifieringen på grund av den högre energieffektiviteten som eldrift innebär. I Energimyndighetens senaste långtidsprognos väntas energibehovet i transportsektorn minska med mellan 25 och 30 TWh mellan 2020 och 2050 beroende på scenario (Energimyndigheten, 2023d). Samtidigt som energianvändningen minskar ökar förbrukningen av elenergi framför allt i vägtransportsektorn, från dagens nästan försumbara nivåer till mellan 25 och 40 TWh, vilket fortfarande är en mindre andel av den totala elanvändningen.

Sveriges elmarknad är uppdelad i fyra elområden, se Figur 5. Som åskådliggörs i figuren finns det ett överskott av elproduktion i de två norra elområdena medan det är ett underskott i de två södra elområdena. El från norr måste således transporteras till söder. Samtidigt återfinns ca 90 % av alla vägtrafikfordon i elområde SE3 och SE4¹ (Trafikanalys, 2023a). Med allt fler elfordon som behöver laddas finns det således en risk för att kapacitetsbristen kan bli allt påtagligare. Laddning av, framför allt tunga fordon, kräver stora effektuttag², vilket kan riskera att leda till effektbrist.

Det finns således behov av att balansera produktion och konsumtion i såväl tid som rum.

¹ 90% av personbilarna, 89% av lastbilarna, 87% av bussarna och 91% av motorcyklarna (Trafikanalys, 2023a, Fordon i län och kommuner 2022).

² En högeffektladdningskontakt, som är under utveckling och som ska göra det möjligt för tunga lastbilar att ladda under jämförbara tider som förbränningsfordonen tankas, är ett Mega Charging System (MSC). Kontakten kommer att vara klassad för laddning med en maximal hastighet av 3,75 megawatt. MSC ska tillfredsställa marknadens efterfrågan från lastbils- och bussindustrin att ladda eldrivna tunga fordon inom rimlig tid. Förutom laddningsspänningen behöver även laddningsströmmen ökas för att öka laddningseffekten.



Figur 5. Geografisk visualisering av Sveriges elområden och kapacitet [Konsumenternas energimarknadsbyrå, 2023a].

2.3 Behov av att balansera – och lösningar

Svenska kraftnät är systemansvarig myndighet i Sverige och har bland annat till uppgift att se till att det konstant är balans mellan elproduktion och elförbrukning (Svenska kraftnät, 2023a). Svenska kraftnät mäter frekvensen flera gånger varje sekund för att kontrollera balansen. När frekvensen ligger på 50 Hz är det balans. Svenska kraftnät upphandlar reserver som kan sättas in när det råder obalans. Då det är många faktorer som påverkar balansen hanteras alla system och funktioner i en balanseringsprocess. Balanseringsprocessen

inbegriper såväl själva balanseringen av fysisk el i varje ögonblick som aktiviteter före och efter.

Ansvar för att ekonomiskt och planeringsmässigt se till att tillförseln av el till kraftsystemet är lika stor som vad som förbrukas åligger balansansvariga företag. Balansansvariga företag har avtal med Svenska kraftnät om balansansvar.

Som en del av införandet av Europas inre elmarknad, vilket regleras i EU-kommissionens förordning *Balanshållning avseende el*, kommer dagens roll som balansansvarig att delas upp i två nya aktörsroller med syftet att ge förutsättningar för ökad konkurrens och att fler leverantörer får möjlighet att erbjuda balanstjänster i form av balanskapacitet och balansenergi. De nya aktörsrollerna som ska vara implementerade senast 17 maj 2024 är:

- *Balansansvarig part* (Balance Responsible Party, BRP) som ansvarar ekonomiskt för de obalanser som kan uppstå i en viss uttags- respektive inmatningspunkt.
- *Leverantör av balanstjänster* (Balancing Service Provider, BSP) som med godkända förkvalificerade enheter eller grupper (reserver) kan erbjuda olika balanstjänster till Svenska kraftnät.

De nya rollerna möjliggör en mer flexibel aggregering av resurser. En BSP kommer att kunna lämna bud med resurser som tillhör olika BRP:ars portföljer (Svenska kraftnät, 2023b,c,d,e).

Kraftsystemets förändring ställer högre krav på balansering och denna blir alltmer komplex. En ny balanseringsmodell, Nordisk balanseringsmodell- NBM, kommer därför att införas vilket tillsammans med harmonisering till EU-regelverket inbegriper utveckling av driftprocesser, affärsprocesser och IT-system, för alla berörda parter³.

2.3.1 Balansmarknader

För att upprätthålla balansen använder Svenska kraftnät olika stödtjänster och avhjälpande åtgärder. Stödtjänster för balansering upphandlas i konkurrens på balansmarknader. Det finns olika marknader där aktörer kan bidra med reserver:

- FFR - Snabb frekvensreserv (Fast Frequency Reserve) är en så kallad avhjälpande åtgärd, och tillika en automatisk reserv. Reserven hanterar de inledningsvis snabba och djupa (transienta) frekvensförändringar som kan uppstå vid fel vid låg nivå av rotationsenergi i det nordiska kraftsystemet. Upphandlas årsvis på långa kontrakt.

³ Det inbegriper en ny gemensam nordisk energiaktiveringsmarknad för mFRR, övergång till 15 minuters avräkningsperiod för obalanser och 15 minuter som handelsenhet, ny gemensam nordisk kapacitetsmarknad för mFRR, anslutning till de europeiska handelsplattformarna för energiaktivering av aFRR och mFRR, samt de redan införda enpris och en position för obalanser och den nya gemensamma nordiska kapacitetsmarknad för aFRR.

- FCR-N – Frekvenshållningsreserv Normaldrift (Frequency Containment Reserve – Normal) stabiliserar frekvensen vid små förändringar i förbrukning eller produktion och är en automatisk stödtjänst.
- FCR-D upp – Frekvenshållningsreserv Störning uppreglering⁴ (upwards Frequency Containment Reserve – Disturbance) stabiliserar frekvensen vid driftstörningar (uppreglering) och är en automatisk stödtjänst.
- FCR-D ned – Frekvenshållningsreserv Störning nedreglering (downwards Frequency Containment Reserve – Disturbance) stabiliserar frekvensen vid driftstörning (nedreglering) och är en automatisk stödtjänst.
- aFRR – automatisk Frekvensåterställningsreserv (automatic Frequency Restoration Reserve) återställer frekvensen till 50 Hz och är en Automatiskt aktiverad stödtjänst.
- mFRR – manuell Frekvensåterställningsreserv (manual Frequency Restoration Reserve) avlastar de automatiska stödtjänsterna och återställer frekvensen till 50 Hz manuellt.
- Effektereserv – är en strategisk reserv upphandlad specifikt för effektbristsituationer, dvs. i situationer där tillgängliga balanseringsresurser på elmarknaden inte räcker till. Svenska kraftnät har då möjlighet att aktivera Effektereserven, vilken inte är detsamma som störningsreserven.
- Störningsreserv – om buden på reglerkraftmarknaden inte räcker till för att åtgärda störningar kan Svenska kraftnät aktivera störningsreserven. På 15 minuter ska systemet fås i balans igen.

De flesta av dessa stödtjänster upphandlas en dag innan respektive driftstimme. I Tabell 1 visas översiktligt de olika reserver som Svenska kraftnät upphandlar med hjälp av budgivning på de så kallade balansmarknaderna, samt vilka krav som gäller för respektive marknad.

⁴ Uppreglering är åtgärder som höjer frekvensen till dess nominella frekvens genom att tillföra mer energi till elnätet eller sänka den samlade lasten, medan nedreglering är åtgärder som sänker frekvensen till dess nominella frekvens genom att tillföra mindre energi till elnätet eller öka den samlade lasten.

Tabell 1. Översiktlig kravbild för reserver [Svenska kraftnät, 2023f].

	Avhjäljande åtgärd	Frekvenshållningsreserver			Frekvensåterställningsreserver	
	FFR	FCR-D upp	FCR-D ned	FCR-N	aFRR	mFRR
Frekvens						
Beskrivning	Snabb frekvensreserv (Fast Frequency Reserve)	Frekvenshållningsreserv - Störning uppreglering (Upward Frequency Containment Reserve – Disturbance)	Frekvenshållningsreserv - Störning nedreglering (Downward Frequency Containment Reserve – Disturbance)	Frekvenshållningsreserv - Normaldrift (Frequency Containment Reserve – Normal)	Automatisk Frekvensåterställningsreserv (Automatic Frequency Restoration Reserve)	Manuell Frekvensåterställningsreserv (Manual Frequency Restoration Reserve)
Regelering	Uppreglering	Uppreglering	Nedreglering	Symmetrisk upp- och nedreglering	Upp- och/eller nedreglering	Upp- och/eller nedreglering
Aktivering	Automatiskt vid frekvensförändringar vid låg nivå av rotationsenergi	Automatisk linjär aktivering inom frekvensintervallet 49,90-49,50 Hz	Automatisk linjär aktivering inom frekvensintervallet 50,10-45,50 Hz	Automatisk linjär aktivering inom frekvensintervallet 49,90-50,10 Hz	Automatiskt vid frekvensavvikelse från 50,00 Hz	Manuellt på begäran av Svenska kraftnät
Aktiveringstid	Tre alternativ vid 100%: - 0,7 sek (vid 49,50 Hz) - 1,0 sek (vid 49,60 Hz) - 1,3 sek (vid 49,70 Hz)	För aktiveringstid för FCR-D upp se Svenska kraftnät. Kravställning för frekvenshållningsreserver (FCR) tillkommer.	För aktiveringstid för FCR-D ned se Svenska kraftnät. Kravställning för frekvenshållningsreserver (FCR) tillkommer.	För aktiveringstid för FCR-N se Svenska kraftnät. Kravställning för frekvenshållningsreserver (FCR) tillkommer.	100% inom 5 min	100% inom 15 min
Volymkrav på Sverige	Upp till ca. 100 MW	Upp till 558 MW	Upp till 538 MW	231 MW	Upp till 111 MW	Kapacitetsmarknad: Upp till 200 MW Energiaktiveringsmarknad: Inga volymkrav
Uthållighet	30 sek alt. 5 sek - Repeterbarhet: Redo för aktivering inom 15 min	Minst 20 min	Minst 20 min	1 h	1 h	1h

Aktörer som vill delta i handeln på balansmarknaderna behöver förkvalificera de resurser som ska leverera stödtjänsterna för att säkerställa att alla krav uppfylls, se Tabell 1. Enligt Svenska kraftnät är utbudet idag begränsat och koncentrerat till ett fåtal aktörer, men det finns behov av en större anskaffning t.ex. genom batterilager, vattenkraft, värmepumpar, laddinfrastruktur för elfordon och annan utrustning som finns hos kunderna. Idag utgör vattenkraften majoriteten av resurserna som levererar stödtjänster, förutom för FFR där det huvudsakliga utbudet kommer från batterier och elpannor (Svenska kraftnät, 2023g). Under 2022 hade anläggningar för cirka 1400 MW förkvalificerat sig, vilket motsvarade nästan fyra gånger så mycket som 2021. I takt med att marknaden för stödtjänster växt (från drygt 1 miljard 2020 till drygt 6,5 miljarder kronor 2022) har också fler aktörer anmält sig

(Wickström, 2023). Kostnaderna för stödtjänsterna finansieras av stamnätstariffen och balansansvarsavgiften (Svenska kraftnät, 2020), vilket gör att de ökade kostnaderna i slutändan hamnar på kunderna.

Förutsättningarna för deltagande på balansmarknaden kan också verka som hinder, det gäller t.ex. krav på minsta budstorlek och uthållighet. Även begränsning i centralt och/eller stegvis styrd FCR kan utgöra ett hinder. De resurser som inte uppfyller kravet om minsta budstorlek kan dock typkvalificeras och ingå i en förkvalificerad grupp via en aggregator eller genom sammankoppling av olika interna resurser hos en och samma aktör. De aggregerade resurserna har behövt finnas inom samma elområde, men det kommer att ändras när BSP-rollen införs. Sådana här mindre resurser, såsom elbilsaddare eller andra mindre resurser på hushållsnivå, som aggregeras via en aggregator, vilken ofta behöver styra leveransen från dessa centralt och i steg, behöver vara uppkopplade. Det finns dock en volymbegränsning från Svenska kraftnät för hur stor andel av total FCR som får utgöras av centralt styrd och/eller stegvis reglerad FCR (Svenska kraftnät, 2023g).

Idag är det endast de balansansvariga som kan lägga bud på marknaden medan andra aktörer kan agera som underleverantörer till de balansansvariga. Detta är dock som nämnts ovan under förändring. Handeln går till så att de balansansvariga aktörerna budar in sina resurser till ett pris på de olika stödtjänstmarknaderna där det kan handla om kapacitet eller energiaktivering. Ersättningen beror på vilken marknad stödtjänsten upphandlas på. För kapacitetsaktiveringsmarknader betalas avropade bud oavsett om resursen har aktiverats eller inte, medan energiersättning utbetalas endast om resursen har aktiverats.

2.3.2 Lokala flexibilitetsmarknader

Utöver de nationella balansmarknaderna finns det även lokala flexibilitetsmarknader. På region- och lokalnätetsnivå kan det, precis som på transmissionsnätetsnivå, finnas utmaningar under vissa timmar att kunna distribuera efterfrågad mängd effekt. Det kan antingen bero på nätets distributionskapacitet eller på abonnemanget, som reglerar hur mycket effekt som får tas ut eller matas in, mot överliggande nät. Lokala flexibilitetsmarknader är tänkta att hantera sådana lokala kapacitetsbrister i elnäten som hindrar områden från att få sina behov av eleffekt tillgodosedda. I dagsläget finns ingen specifik reglering för hur lokala flexibilitetsmarknader ska vara utformade eller vilken roll och vilket ansvar olika nätföretag ska ha (Svenska kraftnät, 2023g). Än så länge har lokala flexibilitetsmarknader varit begränsade och arbetet sker i samverkan med berörda regionnätägare i pilot- och demonstrationsprojekt (Power Circle, 2022).

2.3.3 Förbrukningsfrånkoppling

Svenska kraftnät har enligt ellagen rätt att beordra förbrukningsfrånkoppling. Det innebär att vid nödsituationer kan ett kontrollerat kortare strömavbrott tillämpas. En nödsituation skulle till exempel kunna vara att elförsörjningen är gravt störd och andra åtgärder inte är tillräckliga för att undvika ett längre avbrott och skador i systemet. Förbrukningsfrånkoppling kan göras manuellt eller automatiskt. Vid några enstaka tillfällen har automatisk förbrukningsfrånkoppling skett. (Svenska kraftnät, 2023h)

2.3.4 Resurser för stödtjänster

Som beskrivits ovan finns det olika resurser som kan tas i bruk för stödtjänster: vattenkraft, elpannor, batterilager, värmepumpar, laddinfrastruktur för elfordon och annan utrustning. Nedan beskrivs närmare hur batterier och fordon kan användas som resurser för stödtjänster.

2.3.4.1 *Battery Energy Storage Systems (BESS) och Battery-to-grid (B2G)*

Battery Energy Storage Systems (BESS, batterilager) är ett sätt att spara reservkraft på plats. BESS väsentliga funktion är att fånga upp energin från olika källor (t.ex. från solen) och lagra den i uppladdningsbara batterier för senare användning. Idéen är att ackumulera den förnybara energin under lågtrafik och sedan använda energin när det behövs under högtrafik, eller under natten när det inte finns någon solenergi och alla fordon måste laddas. Dock kan BESS-lösningar inte bara användas för att lagra energi för laddning av fordon och verksamheter. De kan, om de är kopplade till elnätet, också användas för att balansera elnätet och därmed fungera som en flexibilitetslösning.

Ett brett utbud av BESS-lösningar finns tillgängliga, från containerenheter till de som installeras i särskilda byggnader. Det finns färdiga CE-märkta produkter och det finns även de som bygger sina egna batterilager. Lösningen optimeras utifrån behovet.

Batterilager kan användas för att delta på ovan nämnda balansmarknader. Enligt Ellagen får nätföretag inte ställa tekniska krav eller andra villkor som försvårar tillhandahållande av stödtjänster från energilager. Krav om säker, tillförlitlig och effektiv drift får dock ställas. Möjligheter till arbitragehandel, dvs. när man nyttjar variationer i elpriset, kan enligt Svenska kraftnät leda till att fler batterilager etableras (Svenska kraftnät, 2022).

Under den kommande femårsperioden bedömer Svenska kraftnät att framför allt litiumjonbatterier är den energilagringsform som kommer att dominera utbyggnaden av energilager i Sverige. På grund av den snabba elektrifieringen av transportsektorn, och sänkta batterikostnader, menar Svenska kraftnät att den största andelen batterier kommer att finnas i fordon. Svenska kraftnät ser därför stor potential i att hitta drivkrafter eller ge ekonomiska incitament för att fordonsbatterierna ska kunna bidra till flexibilitet i elsystemet.

2.3.5 Vehicle-to-Grid (V2G)

Vehicle-to-grid innebär att elfordonens batterier kan användas som ett energilager och att energi kan matas tillbaka till nätet, sitt hem (Vehicle-to-home, V2H) eller vad det nu må vara (Vehicle-to-everything V2X), när ett batterielektriskt fordon är parkerat och uppkopplat mot en laddare som kopplar mot elnätet. Om lasten i elnätet skulle vara högre än produktionen skulle t.ex. laddning av fordonet strypas som en frekvensregleringsåtgärd (kräver endast smart styrning av laddstolpen), men med dubbelriktad laddning skulle kapacitet och energi från fordonets batteri kunna matas in i elnätet. Genom V2G blir batteriets nyttjande högre.

Smart laddning innebär att man styr laddningen till när det är fördelaktigt t.ex. när elpriset är lågt eller när lasten i elsystemet är lågt. Med dubbelriktad laddning kan fordonsägaren använda fordonets batteri för att lagra el som sedan hämtas antingen till den egna förbrukningen (V2H) eller säljer som tjänst till elsystemet (V2G).

Idag är det få fordon som har teknik för dubbelriktad laddning, men den teoretiska potentialen för V2G är väldigt stor: givet 3,8 miljoner fordon kan mellan 14 och 114 GW erhållas beroende på om 3,7 kW eller 30 kW levereras från fordonen (Power Circle, 2020).

Fordon som stödjer V2G kan också bli värdefulla som en reservkraft vid större elavbrott. Fordonen skulle då kunna försörja kritiska verksamheter som exempelvis sjukhus. I Kalifornien rekommenderar myndigheter att man förbereder för och planerar in laddinfrastruktur som stödjer tvåvägladdning vid kritiska byggnader för att skapa resiliens (SAFE, 2022).

2.3.6 Mikronät och mikroproduktion av förnybar el

Ett mikronät, eller energigemenskap, är ett litet elnät med lokal elproduktion, energilagring och elkonsumention. Ett mikronät kan öka tillförlitligheten i den lokala strömförsörjningen t.ex. genom att gå in i s.k. ö-drift vid elavbrott i överliggande nät genom att koppla ifrån sig från det kringliggande elnätet.

Enligt förordning 2007:215, även kallad IKN-förordningen, ges undantag från nätkoncession för vissa elledningar som således får byggas utan tillstånd. Förordningen gör det lättare att bygga interna elnät för produktion och överföring av el. Från 1 oktober 2022 finns ett förtydligande i förordningen där begreppet "delning av energi" har ersatts med formuleringen "överföring av el från en anläggning som producerar el eller från en energilagringsanläggning".

22 c § i förordningen lyder:

Ett internt lågspänningsnät för överföring av el från en anläggning som producerar el eller från en energilagringsanläggning får, om anläggningen är direkt ansluten till det interna

lågspänningsnätet och lågspänningsnätet inte är en luftledning, byggas och användas utan nätkoncession

1. inom nätinnehavarens fastighet, och

2. mellan byggnader och anläggningar som var för sig även har en anslutning till en ledning eller ett ledningsnät som används med stöd av nätkoncession.

Det faktum att det står ett *och* istället för *eller* mellan punkt 1 och 2 har gjort att nätbolag har tolkat att båda villkoren ska vara uppfyllda för att undantag ska beviljas och har sagt nej till undantag för fastighetsägare som vill dela el.

Mikroproduktion av förnybar el omfattas av särskilda skatteregler som skiljer sig åt beroende på om det är en privatbostad eller näringsfastighet (Skatteverket 2023a). Den som producerar förnybar el på sin privatbostad eller näringsfastighet kan förbruka den själv samt leverera överskottselen till elnätet, vilket gör att man blir en mikroproducent. Både för privatbostad och näringsfastighet gäller att inkomsterna för levererad el ska deklarerars, och man har rätt till skattereduktion av den el som levereras till nätet.

EU ser energidelning som ett sätt att skapa motståndskraft mot effekter av höga och varierande priser. Energidelning kan vara ett sätt för konsumenter, som av ekonomiska eller rumsliga skäl inte själva är aktiva kunder, att öka förbrukningen av förnybar energi och frigöra flexibilitetspotential (Europeiska unionens råd, 2023).

3 Fallstudier

För att bättre förstå hur de policys och regelverk som identifierades i delrapport 1 påverkar interaktionen mellan elfordon och elnät har vi utvecklat specifika fall för utbyggnad av laddinfrastruktur. Dessa bidrar till att belysa den praktiska implementeringen av olika policys och regelverk samt att identifiera eventuella behov av förtydliganden eller nya regelverk. Fallstudierna fokuserar på utmaningar och möjligheter i interaktionen mellan elfordon och elnätet, både för personbilar och tunga fordon. I fallstudierna studeras faktorer som påverkar elnätet inklusive de olika aktörerna och deras roller, ekonomiska aspekter samt organisatoriska och juridiska frågor.

Fallstudierna bygger på verkliga fall men använder sig av tänkta scenarier för laddinfrastruktur där olika nivåer läggs på varandra vilka gradvis innehåller mer komplexa lösningar. Den enklaste nivån (nivå 0) beskriver laddning utan någon särskild styrning eller interaktion mellan elfordon och elnät. På de följande nivåerna ökas komplexiteten stegvis till att omfatta till exempel smart laddning, egen lokal elproduktion och vehicle-to-grid (V2G). Avsikten är att de olika fallen ska bidra till att upptäcka hinder och möjligheter som kan hjälpa till att lösa problem med laddningsinfrastruktur för elfordon genom att fånga några av de viktigare utmaningarna. I Figur 6 ges en översikt över de två fallstudierna.



Figur 6. Översikt fallstudier.

3.1 Fallstudie A: Personbilar

I Sverige finns cirka 5 miljoner personbilar varav ca 300 000 är elbilar, vilket innebär att elbilar utgör ca 6 % av personbilarna. Antalet elbilar ökar snabbt och när det gäller nyregistrerade bilar har elbilarna legat på över 30 % från år 2022 och framåt (Allt om elbil, 2023).

3.1.1 Beskrivning av fallen

I detta kapitel undersöks förutsättningarna för laddning av eldrivna personbilar vid ett flerbostadshus (A1) och en enskild villa (A2).

Beräkningarna baseras på en generisk personbil som antas köra 30 km per dag med en genomsnittlig förbrukning på 0,2 kWh per km (Trafikanalys, 2023b,c).

Det antas också att bilarna endast laddas vid flerbostadshuset respektive villan och att varje bil ska laddas med 6 kWh per dygn. Här bortses därmed från att laddning också kan ske på annan plats.

3.1.1.1 Beskrivning av fall A1: Flerbostadshus

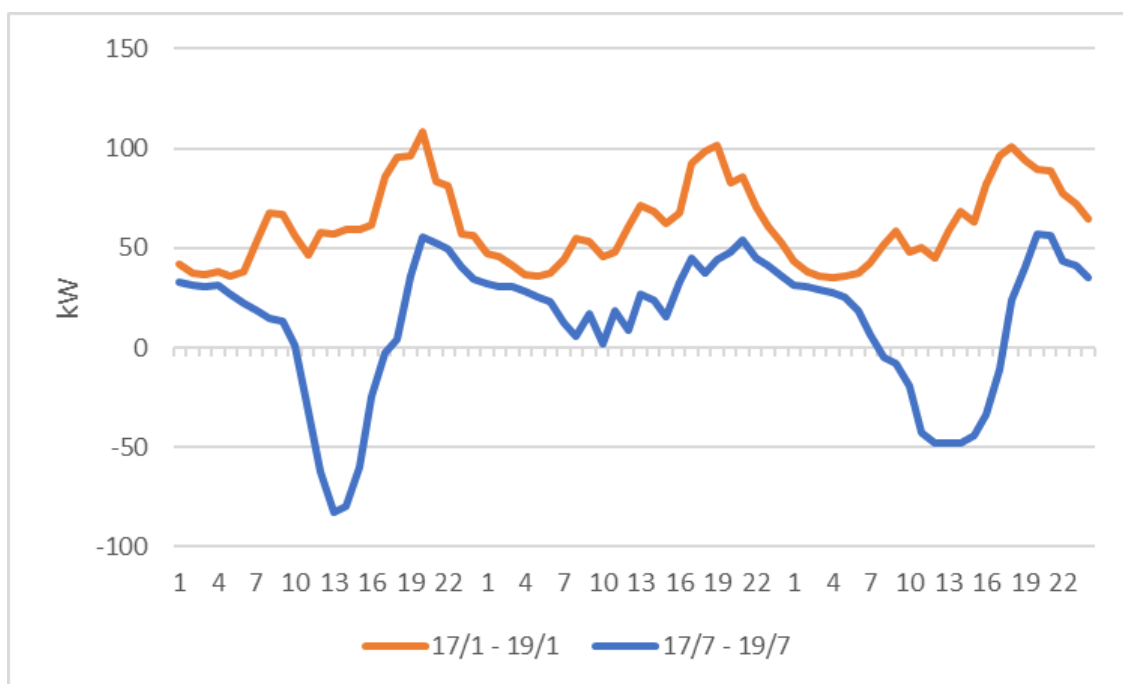
Fall A1 består av ett flerbostadshus med 144 lägenheter i varierande storlek. På fastigheten finns idag 134 parkeringsplatser. Huset värms med fjärrvärme och har individuell mätning och debitering av hushållsel. Det finns därför endast en inmatningspunkt och ett abonnemang för all elektricitet som används på fastigheten. Det finns dessutom solceller på en del av taket. Den producerade elektriciteten används i första hand internt och eventuellt överskott säljs ut på nätet. I dagsläget laddas det inte några elfordon på fastigheten.

I Tabell 2 specificeras de data som är av vikt för den vidare analysen av fallet såsom elförbrukning, storlek på anslutning till elnätet med mera.

I Figur 7 visas hur effektuttaget varierar över dygnet under några dagar i januari respektive juli. I januari finns det en tydlig effekttopp någon gång mellan kl. 17 och 19 varje dag. Det finns också en mindre topp på morgonen. Samtidigt kan det konstateras att effektuttaget under natten är mindre än hälften av det maximala effektuttaget. Under sommaren gör solcellerna att effektuttaget har ett helt annat utseende. Topparna kommer något senare på kvällen när solen gått ner och dagtid sker det istället en inmatning på nätet då solcellerna producerar mer än vad som används på fastigheten. Nattlasten tycks dock vara mer eller mindre den samma som i januari.

Tabell 2. Fallspecifikation – Flerbostadshus.

Specifikation	
Lägenheter	144 st
Parkeringsplatser	134 st
Installerad effekt	400 Ampere/280 kW
Abonnerad effekt	145 kW
Maximalt effektuttag 2022	126 kW
Maximalt effektuttag i januari 2022	117 kW
Maximalt effektuttag i juli 2022	72 kW



Figur 7. Exempel på effektuttag i flerbostadshus under några dagar i januari och juli månad.

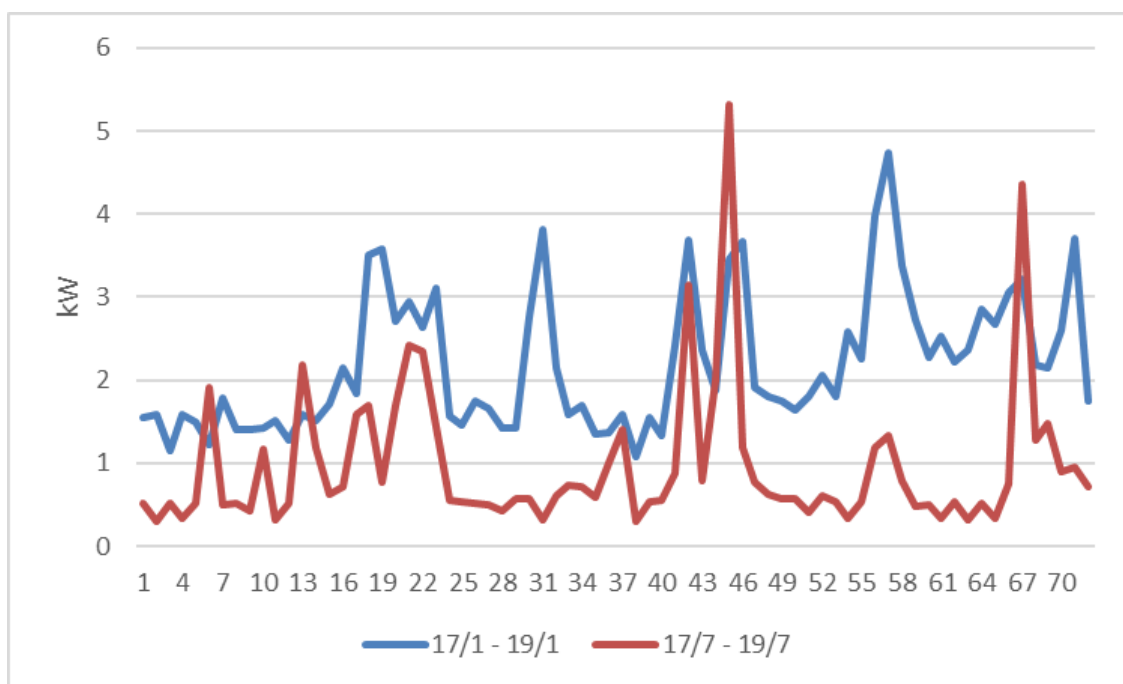
3.1.1.2 Beskrivning av fall A2: Villa

Fall A2 består av en enskild villa som värms med en värmepump. Elanvändningen kan därför variera kraftigt beroende på utomhustemperatur och hur mycket varmvatten som används av de boende. De data som redovisas här gäller därför en specifik villa under ett specifikt år och ska därför endast ses som ett exempel. I Tabell 3 specificeras de data som är av vikt för den vidare analysen av fallet.

Tabell 3. Fallspecifikation – Enskild villa.

Specifikation	
Villa	1 st
Parkeringsplatser	2 st
Abonnerad effekt	16 A/11 kW
Maximalt effektuttag 2023 (Januari – Oktober)	7,2 kW
Maximalt effektuttag i januari 2023	6,2 kW
Maximalt effektuttag i juli 2023	5,3 kW

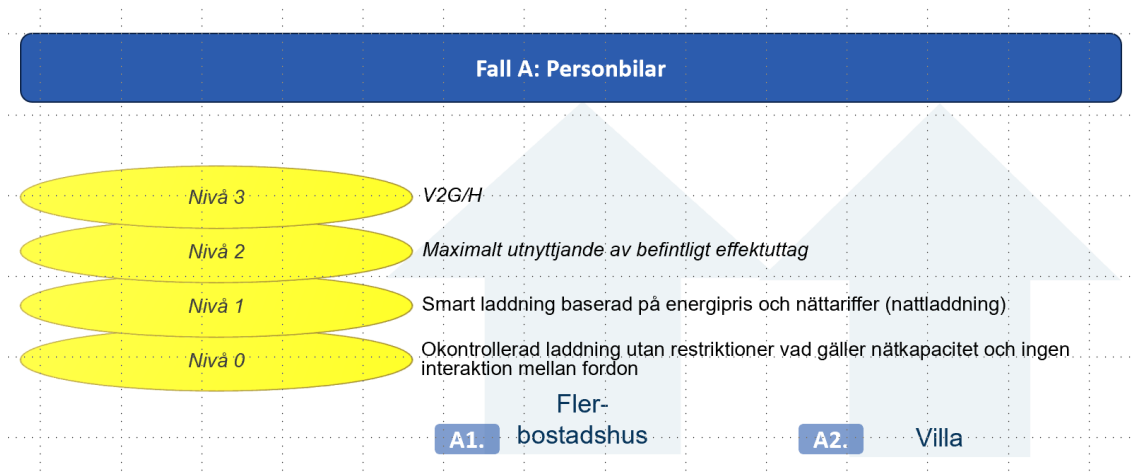
I **Figur 8** visas hur effektuttaget varierar under ett par dagar i januari respektive juli. Effektuttaget följer samma tendens som flerbostadshuset med toppar på morgonen och framförallt på kvällen. Det är dock inte lika tydligt eftersom villan också använder elektricitet för uppvärmning och varmvatten. Det framgår också att det kan uppstå höga effektuttag även under sommaren trots att värmebehovet då är mindre. Varför det är så har inte utretts närmare här men sannolikt beror det på att ett högt tappvattenuttag skett samtidigt med en hög förbrukning av hushållsel.



Figur 8. Exempel på effektuttag vid en enskild villa några dagar i januari och juli

3.1.2 Utveckling av fallen och konsekvenser på effektbehov

För de två delfallen visas hur effektuttaget och därmed påverkan på det elektriska nätet ser ut baserat på fyra olika nivåer av komplexitet vilka sammanfattas i **Figur 9**.



Figur 9. Översikt Fall A: Personbilar

3.1.2.1 Nivå 0: Okontrollerad laddning

Här laddas elbilarna utan några restriktioner vad gäller nätkapacitet och utan några former av smart laddning för att styra när elbilarna laddas. Laddningen startas istället direkt när bilen ansluts till laddaren. Det maximala effektuttaget beror därmed på hur många fordon som ansluts samtidigt samt kapaciteten på laddaren.

Flerbostadshus

Om det antas att samtliga 134 fordon som kan parkeras på fastigheten är elektriska, laddas med 3,6 kW respektive 11 kW och att de ansluts samtidigt blir det maximala effektuttaget 482 kW respektive 1,5 MW. Ett sådant effektuttag överskrider kraftigt den tillgängliga effekten och skulle inte vara möjligt utan en betydande nätförstärkning eller batterilager.

Villa

Om det även här antas att samtliga 2 fordon som kan parkeras på fastigheten är elektriska, laddas med 3,6 kW respektive 11 kW och att de ansluts samtidigt blir det maximala effektuttaget 7,2 kW respektive 22 kW. Eftersom villan idag har ett abonnemang på 11 kW är det inte möjligt att ladda vare sig en eller två bilar med 11 kW eftersom det används elektricitet även för andra ändamål. Att ladda med 7,2 kW är däremot möjligt i de flesta fall. I januari är den effekten till exempel tillgänglig i över 90 % av tiden. Skulle det bara finnas en bil som laddas med 3,6 kW är det möjligt att ladda bilen närsomhelst utan att överskrida det abonnerade effektuttaget.

3.1.2.2 Nivå 1: Laddning under natten

Laddning endast under natten (kl. 22–06). Detta exempel visar hur många fordon som teoretiskt skulle kunna laddas under natten utan att det maximala effektuttaget under året ökar. Här visas också hur det maximala effektuttaget skulle påverkas om samtliga fordon elektrifieras och laddas under natten. Skälet till att visa möjligheten till nattladdning är att elpriset såväl som belastningen på elnätet ofta är lägre på natten och detta laddningsscenario skulle därmed kunna begränsa laddningens negativa påverkan på elnätet. För att visa hur förutsättningarna varierar över året beräknas kapaciteten för januari månad samt juli månad.

Flerbostadshus

Vid flerbostadshuset är det under dessa förutsättningar möjligt att ladda närmare 20 000 kWh i januari utan att det maximala effektuttaget på 126 kW överskrids, se tabell 4. Detta motsvarar laddning av 93–113 elbilar per natt. I juli är det möjligt att ladda 123–128 fordon per dygn, se tabell 5. Sammanfattningsvis skulle minst 70 % av fordonen kunna laddas under natten utan att det maximala effektuttaget ökar.

Om effektuttaget tillåts öka till 145 kW (den abonnerade effekten) är det i princip möjligt att ladda samtliga fordon under natten. Detta kräver dock fortfarande att laddningen anpassas till fastighetens övriga elanvändning. En laddlösning där fordonsägarna själva styr över när laddningen sker utifrån pris kan därmed hamna i konflikt med fastighetens nuvarande abonnemang och skapa ökade kostnader för fastighetsägaren förutsatt att det ens är möjligt att leverera den önskade effekten. Detta blir extra tydligt man beaktar att fordon som laddas efter tariff sannolikt kommer vilja ladda samtidigt (då priset är som lägst) och inte jämnt utspritt över natten. Under dessa förutsättningar skapas en situation som liknar den okontrollerade laddningen.

Villa

För den enskilda villan är det i januari månad möjligt att ladda närmare 5–8 bilar under natten utan att överskrida det nuvarande maximala effektuttaget på 7,3 kW. I juli är det i stället möjligt att ladda cirka 8–9 bilar per natt, se också tabell 6 och 7. Förutsatt att det inte finns mer än två fordon parkerade vid villan är det därmed möjligt att ladda samtliga fordon nattetid utan att överskrida det nuvarande maximala effektuttaget.

3.1.2.3 Nivå 2: Maximalt utnyttjande av befintligt effektuttag

Här beräknas hur många fordon som skulle kunna laddas utan att det maximala effektuttaget överskrids.

Flerbostadshus

Om laddningen sker mellan kl. 17–08 kan 142 fordon laddas i januari och över 200 i juli. Om laddningen kan ske närsomhelst under dygnet ökar antalet möjliga fordon kraftigt till cirka 200 respektive mer än 350 stycken i juli, se Tabell 4 och Tabell 5.

Med en laddlösning som inkluderar lastbalansering och effektvakt skulle samtliga fordon därmed hinna laddas under kvällen och natten utan att det maximala effektuttaget ökar. Om laddning kan ske närsomhelst under dygnet är det teoretiskt möjligt att ladda mer än dubbelt så många fordon som det finns parkering till. Det skulle därmed till exempel vara möjligt att erbjuda laddning även till icke-boende.

Tabell 4. Maximal laddning av elfordon utan att flerbostadshusets nuvarande maximala effektuttag ökar (kWh).

Datum	Januari			Juli		
	A*	B*	C***	A*	B**	C***
1	620	948	1478	756	1377	2586
2	649	1007	1487	749	1453	3078
3	651	995	1508	762	1434	3059
4	625	925	1458	761	1389	2739
5	597	878	1278	758	1422	2696
6	591	917	1447	770	1474	2743
7	616	925	1331	758	1351	2512
8	628	992	1433	763	1350	2422
9	636	946	1402	751	1474	2777
10	631	937	1537	767	1495	3009
11	621	929	1457	766	1406	2916
12	604	926	1469	768	1445	3135
13	661	994	1562	764	1417	2953
14	648	1005	1661	768	1404	2637
15	633	981	1473	753	1360	2674
16	654	985	1416	753	1514	2952
17	670	967	1554	758	1409	2872
18	653	999	1566	760	1396	2339
19	648	987	1555	770	1430	2867
20	564	855	1368	759	1465	3076
21	587	866	1443	756	1449	2908
22	622	950	1502	753	1424	2655
23	631	959	1493	751	1321	2142
24	654	1001	1570	738	1352	2893
25	676	1024	1690	746	1320	2744
26	680	1045	1622	754	1344	2655
27	677	991	1631	757	1317	2299
28	652	1002	1722	758	1460	3129
29	624	949	1311	751	1433	2970
30	621	934	1605	760	1433	2964
31	646	1035	1754	758	1417	3003
SUMMA	19 668	29 855	46 784	23 495	43 734	86 403

* Laddning får endast ske mellan kl. 22–06.

** Laddning får endast ske mellan kl. 17–08.

*** Laddning sker under hela dygnet.

Tabell 5. Antal fordon som kan laddas med 6 kWh per dygn utan att flerbostadshusets nuvarande maximala effektuttag ökar (st).

Datum	Januari			Juli		
	A*	B*	C***	A*	B**	C***
1	103	158	246	126	229	431
2	108	168	248	125	242	513
3	108	166	251	127	239	510
4	104	154	243	127	231	456
5	100	146	213	126	237	449
6	99	153	241	128	246	457
7	103	154	222	126	225	419
8	105	165	239	127	225	404
9	106	158	234	125	246	463
10	105	156	256	128	249	501
11	104	155	243	128	234	486
12	101	154	245	128	241	523
13	110	166	260	127	236	492
14	108	168	277	128	234	440
15	105	163	245	125	227	446
16	109	164	236	126	252	492
17	112	161	259	126	235	479
18	109	167	261	127	233	390
19	108	164	259	128	238	478
20	94	142	228	127	244	513
21	98	144	241	126	241	485
22	104	158	250	126	237	442
23	105	160	249	125	220	357
24	109	167	262	123	225	482
25	113	171	282	124	220	457
26	113	174	270	126	224	443
27	113	165	272	126	220	383
28	109	167	287	126	243	521
29	104	158	219	125	239	495
30	104	156	267	127	239	494
31	108	172	292	126	236	500
Max	113	174	292	128	252	523
Min	94	142	213	123	220	357

* Laddning får endast ske mellan kl. 22–06.

** Laddning får endast ske mellan kl. 17–08.

*** Laddning sker under hela dygnet.

Villa

Om laddningen sker mellan kl. 17–08 kan 9 fordon laddas i januari och 15 fordon kan laddas i juli. Om laddningen kan ske närsomhelst under dygnet ökar antalet möjliga fordon kraftigt till 15 stycken i januari respektive 24 stycken i juli, se Tabell 6 och Tabell 7. Med en laddlösning som inkluderar lastbalansering och effektvakt skulle det vara möjligt att ladda avsevärt många fler fordon än vad det rimligen finns behov av vid en enskild villa.

Tabell 6. Maximal laddning av elfordon i januari utan att villans nuvarande maximala effektuttag ökar (kWh).

Datum	Januari			Juli		
	A*	B*	C***	A*	B**	C***
1	47	82	127	54	101	162
2	47	82	135	54	101	162
3	38	66	104	50	87	146
4	38	68	115	52	94	147
5	37	66	98	52	94	146
6	37	69	100	53	93	146
7	39	76	127	54	98	159
8	47	87	139	54	101	162
9	45	76	125	54	102	163
10	46	77	130	53	97	159
11	46	77	131	54	97	149
12	47	76	129	54	97	145
13	47	84	131	53	91	142
14	48	88	140	53	97	151
15	47	80	127	53	100	152
16	45	74	118	53	94	147
17	44	76	126	51	92	148
18	43	73	123	53	90	148
19	40	71	110	53	93	152
20	42	74	123	53	93	147
21	42	71	114	53	93	147
22	34	57	91	50	93	145
23	31	56	96	52	91	145
24	42	72	124	53	94	147
25	46	75	129	54	98	158
26	44	71	124	49	94	149
27	36	58	100	52	95	147
28	44	77	126	52	95	148
29	47	87	122	53	91	144
30	46	81	132	53	96	149
31	42	71	115	53	95	153
SUMMA	1 323	2 297	3 734	1 634	2 947	4 665

* Laddning får endast ske mellan kl. 22–06.

** Laddning får endast ske mellan kl. 17–08.

*** Laddning sker under hela dygnet.

Tabell 7. Antal fordon som kan laddas med 6 kWh per dygn utan att villans nuvarande maximala effektuttag ökar (st).

Datum	Januari			Juli		
	A*	B*	C***	A*	B**	C***
1	8	14	21	9	17	27
2	8	14	23	9	17	27
3	6	11	17	8	15	24
4	6	11	19	9	16	24
5	6	11	16	9	16	24
6	6	11	17	9	16	24
7	6	13	21	9	16	26
8	8	14	23	9	17	27
9	8	13	21	9	17	27
10	8	13	22	9	16	26
11	8	13	22	9	16	25
12	8	13	22	9	16	24
13	8	14	22	9	15	24
14	8	15	23	9	16	25
15	8	13	21	9	17	25
16	7	12	20	9	16	25
17	7	13	21	9	15	25
18	7	12	21	9	15	25
19	7	12	18	9	15	25
20	7	12	21	9	16	25
21	7	12	19	9	16	24
22	6	9	15	8	15	24
23	5	9	16	9	15	24
24	7	12	21	9	16	24
25	8	13	21	9	16	26
26	7	12	21	8	16	25
27	6	10	17	9	16	24
28	7	13	21	9	16	25
29	8	15	20	9	15	24
30	8	13	22	9	16	25
31	7	12	19	9	16	26
Max	8	15	23	9	17	27
Min	5	9	15	8	15	24

* Laddning får endast ske mellan kl. 22–06.

** Laddning får endast ske mellan kl. 17–08.

*** Laddning sker under hela dygnet.

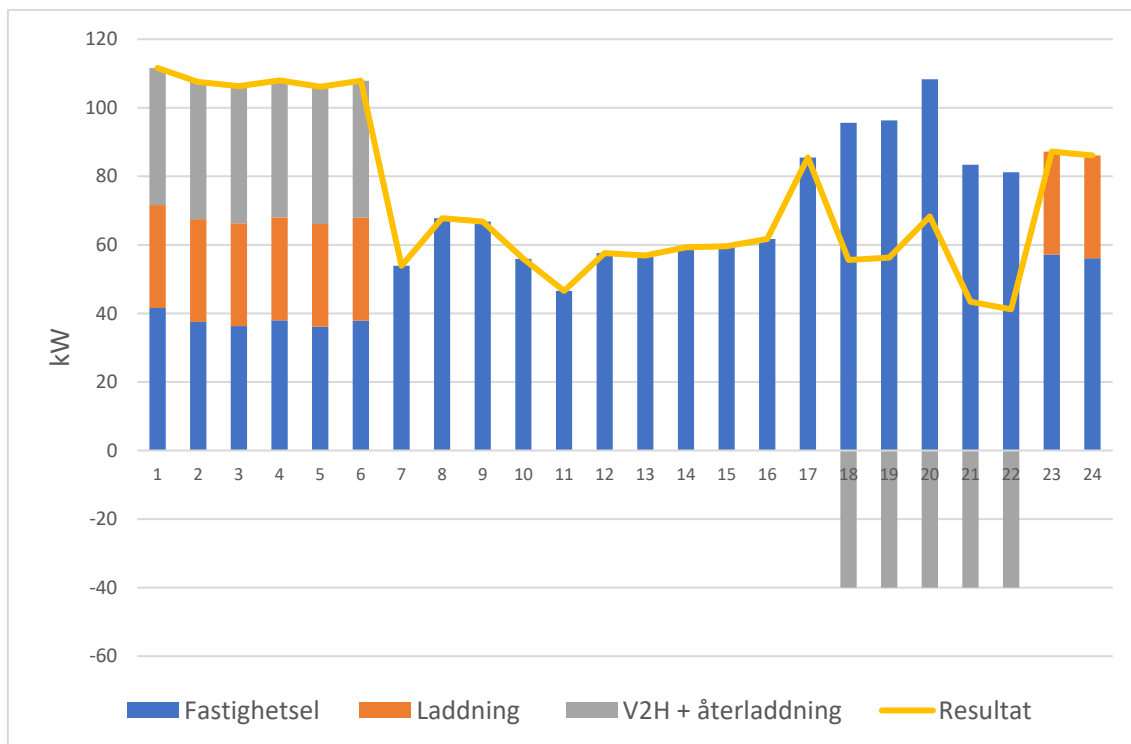
3.1.2.4 Nivå 3: V2G/H

Som beskrivits i Kapitel 2 varierar elanvändningen i Sverige över dygnet med topplaster under morgontimmarna och sen eftermiddag/tidig kväll. Ett sätt att använda elfordonen till att stärka elnätet skulle kunna vara att flytta elförbrukning och jämna ut effektuttaget över dygnet. Här visas ett exempel där elfordon används för att flytta effektuttag från tidig kväll till natten.

Flerbostadshus

Som beskrivits tidigare är det möjligt att elektrifiera en stor del eller till och med hela fordonsflottan som idag parkerar vid flerbostadshuset. Detta kräver dock ett högt utnyttjande av abonnemanget vilket ger ett litet utrymme för V2G/H. Här baseras beräkningarna därför på situationen i ett uppbyggnadsskede där det antas att cirka 30% av fordonsparken är elektrifierad vilket i det här fallet motsvarar 40 fordon.

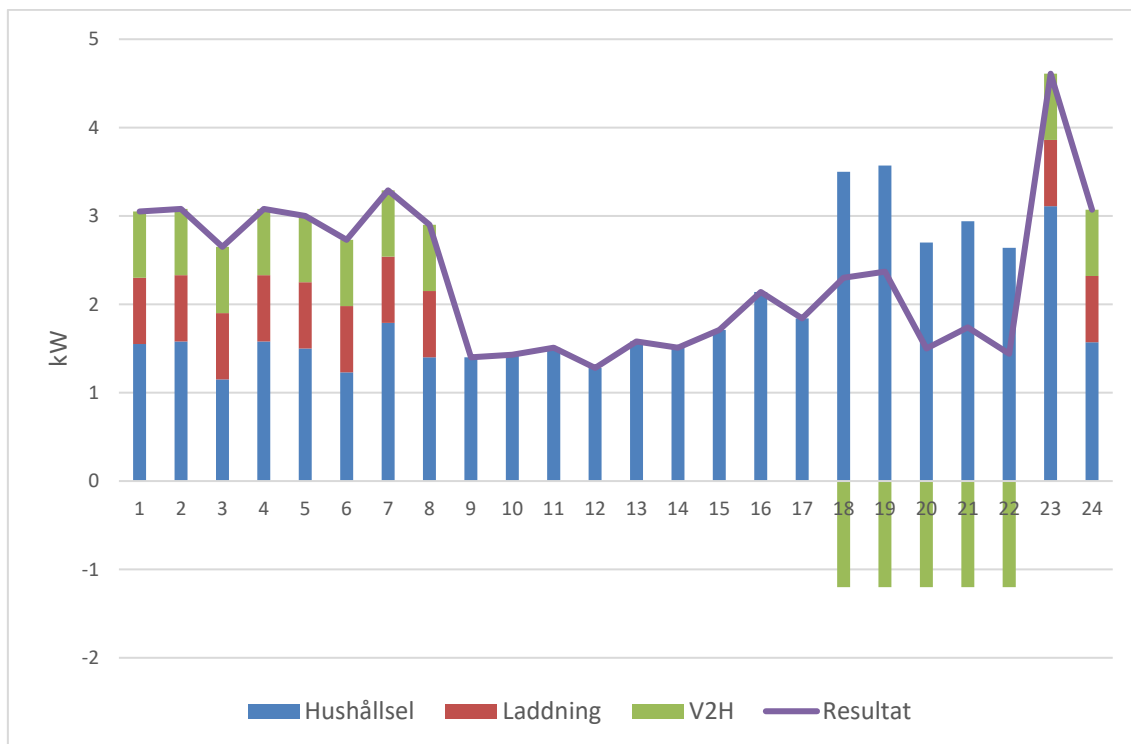
För att illustrera möjligheterna till V2G/H antas att dessa 40 fordon kan leverera 6 kWh per fordon under kvällen (kl. 17–22) och att de därefter återladdas under natten fram till klockan 08.00 samtidigt som de också laddas med ytterligare 6 kWh som motsvarar deras eget energibehov precis som tidigare. I Figur 10 visas ett exempel på hur ett sådant förfarande skulle påverka effektuttaget under ett dygn i januari. Där framgår att effektuttaget under kvällen skulle nära nog kunna halveras med hjälp av V2G/H och att återladdning av fordonen skulle kunna ske under natten utan att överskrida dagens maximala effektuttag. Med dessa antaganden skulle effektbehovet dock öka något. Om en del av återladdningen flyttas från kvällen till morgontimmarna (kl. 06–08) skulle det totala effektuttaget inte behöva öka. Så länge återladdning inte också sker under dagen kommer effektuttaget dock inte heller minska. Detta förfarande behöver därför finansieras av stödtjänster eller liknande.



Figur 10. Effektuttag vid användning av V2G/H vid ett flerbostadshus.

Villa

För den enskilda villan antas att det i ett uppbyggnadsskede finns en elbil med möjlighet till V2G. Även här antas att fordonet kan leverera 6 kWh under kvällen (17-22) och att det därefter återladdas under natten samtidigt som det också laddas med ytterligare 6 kWh. I Figur 11 visas hur ett sådant förfarande skulle påverka effektuttaget i januari. Även här skulle effektuttaget nära nog halveras under kvällen. I just det här fallet skulle det dock uppstå en kraftig topp sent på kvällen när återladdningen av elbilen påbörjas samtidigt som användningen av hushållsel är fortsatt hög. Det är dock fortfarande möjligt att kombinera V2H under kvällen och därefter kompensera detta under natten utan att dagens maximala effektuttag överskrids.



Figur 11: Effektuttag med V2G/H vid en enskild villa

3.1.3 Ekonomiska aspekter

Baserat på de fall som redovisats här är det tydligt att samtliga fordon som parkerar vid flerbostadshuset såväl som den enskilda villan skulle kunna elektrifieras utan några nätförstärkningar, investeringar i batterilager eller liknande åtgärder för att öka tillgången på effekt eller energi. Det kan dock behövas åtgärder så som smart laddning, lastbalansering och effektvakt.

Även om laddning av elfordon rent fysiskt är möjligt utan några större åtgärder från fastighetsägarens sida kan det ändå finnas ekonomiska skäl till att justera laddprofilen baserat på elprisets variation över dygnet, nätbolagens tariffer eller möjligheten till att sälja olika typer av stödtjänster.

Som beskrivs i bilaga B varierar priset på elektricitet kraftigt över tid men också mellan dygnets olika timmar. Generellt är det dock ofta lägre priser under låglasttid.

Större förbrukare av elektricitet är ofta effektkunder vilket innebär att deras nätavgift framför allt består av en avgift i kr/kW kopplad till effektuttaget samt en överföringsavgift i kr/kWh som också kan variera mellan hög- och låglasttider. Som beskrivs i bilaga B varierar den faktiska kostnaden såväl som tariffstrukturen kraftigt mellan olika nätbolag.

När det gäller mindre säkringskunder är det ofta så att de betalar en fast månadsavgift och därefter en rörlig överföringsavgift som inte differentieras. Med en sådan tariffstruktur finns

det inga ekonomiska skäl till att flytta elförbrukning så länge som det totala effektuttaget inte överskrider abonnemanget. Här baseras dock beräkningarna på ett nätbolag (Skövde Energi) som redan infört effekttariffer även för säkringskunder, se Tabell 8.

Tabell 8. Nätavgifter inklusive moms år 2024 för säkrings- och lågspänningskund inom Skövde Energis nät (Skövde Energi, 2023).

	Fast avgift (kr/år)	Effektavgift (kr/kW)	Abonnemang (kr/kW)	Överföringsavgift (kr/kWh)	
				Höglasttid	Låglasttid
16 A (Enskild Villa)	1 425	77,5		26,5	5,5
Lågspänning (Brf)	3 388	128,8	193,75	18,75	5,5

* Höglasttid: Vardagar (06-22) från november till mars. Övrig tid låglasttid.

Givet de tariffer som presenteras i tabell 8 finns det alltid en ekonomisk vinning i att flytta elförbrukning från höglasttid till låglasttid om det inte innebär att effektuttaget ökar. Om så blir fallet krävs en noggrannare beräkning.

3.1.3.1 Värdet av att ladda under låglast

Flerbostadshus

För flerbostadshuset beräknas nätkostnaden under några olika förutsättningar och presenteras i Tabell 9.

Vid en fullständig elektrifiering av fordonsparken är det möjligt att tillgodose ungefär 80% av laddbehovet under natten. Om det antas att natlladdningen maximeras utan att nuvarande effektuttag överskrider uppgår den totala nätkostnaden till mindre än 10 öre/kWh eller cirka 50 öre/dygn och bil. Om all laddning ska ske under natten ökar effektuttaget och den totala nätkostnaden fördubblas. En ökad effektavgift kan alltså inte kompenseras av en lägre överföringsavgift. Om elpriset är lägre under natten kan det i viss mån kompensera för den ökade effektavgiften. Enligt de förutsättningar som presenteras här måste elen vara 34 öre/kWh billigare under natten vilket är en relativt stor men inte orimlig prisskillnad jämfört med nuvarande marknadspriser, se också bilaga B.

Tabell 9. Nätkostnad för att ladda 134 elfordon (full elektrifiering) vid ett flerbostadshus (Fall A1).

	Ökat effektuttag	Överföring per månad		Summa		
		Låglast	Höglast	Totalt	Per kWh	Per bil
Kvälls- och natlladdning	–	19 594 kWh	5 330 kWh			
	–	1 078 kr	999 kr	2 077 kr	0,08 kr	16 kr
Natlladdning	20 kW	24 924 kWh	–			
	2 576 kr	1 311 kr	–	3 887 kr	0,16 kr	29 kr

Enskild villa

För den enskilda villan kommer laddning av en elbil med en effekt på 3,6 kW i värsta fall medföra en elnätskostnad på cirka 328 kr/månad (November–Mars) om laddningen sker under höglasttid och på ett sådant sätt att det maximala effektuttaget ökar med 3,6 kW.

Om laddningen sker under höglasttid men utan att effektuttaget ökar uppgår elnätskostnaden istället till 49 kr/månad. Om laddningen sker under låglasttid blir nätkostnaden drygt 10 kr/månad.

För laddning av en elbil vid den enskilda villan kan nätkostnaden därmed variera mellan som lägst 10 kr/månad upp till 328 kr/månad. Om det säkerställs att laddningen inte ökar det maximala effektuttaget är skillnaden mellan att alltid ladda under låglasttid respektive höglasttid cirka 39 kr/månad eller drygt 1 kr/dag.

Effektavgiften ger därmed en betydligt starkare styrsignal än den differentierade överföringsavgiften.

3.1.3.2 Värdet av att använda V2G/H

När det gäller V2G/H kan tekniken användas för flera olika ändamål. Här visas värdet dels av att använda V2H för att minska fastighetens effektuttag, dels av att använda V2G/H för att leverera stödtjänster via en aggregator.

Beräkningarna nedan baseras på flerbostadshuset och att 40 elfordon kan leverera 6 kWh per dygn för V2G/H.

I flerbostadshuset sker det maximala effektuttaget under kvällen och i januari 2022 var det maximala uttaget 117 kW. Dagtid var uttaget som mest 108 kW. Förutsatt att elfordon endast är tillgängliga för V2H under kvällar och nätter skulle de därmed kunna användas för att sänka effektuttaget med 9 kW under januari vilket minskar effektavgiften med 1 160 kr per månad. Om förhållandena är de samma resten av året blir den årliga besparingen cirka 13 900 kr. Därutöver tillkommer besparingar i minskade överföringsavgifter om el tas från bilarna under höglasttid och från nätet under låglasttid. Varje kWh som flyttas på det sättet utan att effektuttaget påverkas ger här en besparing på drygt 13 öre/kWh. Slutligen kan det också vara möjligt att göra en besparing på skillnader i elpris mellan kväll och natt.

Om det totala effektuttaget under natten får uppgå till max 108 kW är det möjligt att återladda fordon med cirka 7700 kWh under nätterna i januari månad. Därmed är det möjligt att minska elanvändningen under kvällarna med motsvarande summa vilket ger en besparing på 1 000 kr per månad eller 12 000 kr per år. Därutöver kan det också vara möjligt att spara pengar på skillnader i elpris mellan kväll och natt. Om det antas att den besparingen är i samma storleksordning som övriga poster blir den totala besparingen upp mot 40 000 kr eller 1 000 kr per bil och år. Om fordonen kan leverera mer än 6 kWh per dygn krävs färre

fordon vilket ökar besparingen per fordon. Sannolikt rör det sig dock fortfarande om enstaka 1000-lappar per år.

Ett alternativt sätt att använda V2G/H är att tillhandahålla diverse stödtjänster med hjälp av en aggregator. I föreliggande beräkningsfall används 40 personbilar som antas kunna leverera 6 kWh per dygn (kväll) vilket motsvarar upp till 240 kW för en enstaka timme. Baserat på marknadspriserna som anges av Mimer (2023) skulle värdet av dessa stödtjänster kunna variera från hundralappar till tusenlappar per timme. Om det antas att dessa 40 fordon tillsammans kan sälja stödtjänster för 500 kr per dygn blir intjäningen potentiellt 180 000 kr per år eller 4 500 kr per bil.

Huruvida intäkterna från stödtjänsterna är tillräckligt stora för att täcka eventuella ökade kapital och driftskostnader som uppstår för att möjliggöra V2G/H så som mer sofistikerade laddare, anpassade fordon, slitage av batterier och administrativa kostnader med mera har inte utretts här. Det kan dock konstateras att värdet av att sälja stödtjänster tycks vara mångdubbelt större än att använda bilen för att kapa effekttoppar och flytta elförbrukning från höglasttid till låglasttid.

3.2 Fallstudie B: Tunga fordon

I Sverige fanns det år 2021 omkring 16 500 företag (Transportstyrelsen, 2022) som har tillstånd att bedriva yrkesmässig godstrafik på väg. De flesta företagen är mycket små, 47 % är enmansföretag och endast 0,4 % av företagen har fler än 100 anställda. Totalt i Sverige finns cirka 86 000 tunga lastbilar (Trafikanalys, 2023d), varav knappt 500 är laddbara (Elbilsstatistik, 2023). Genomsnittligt antal fordon per företag med tillstånd är cirka 5. Totalt i Sverige skedde knappt 43 000 000 transporter med den totala körsträckan på dryga 3 550 000 000 km, vilket ger en genomsnittlig körlängd på cirka 82 km per transport (Trafikanalys, 2023d). Tunga fordon förbrukar mycket energi vid framdrift och kräver därför stora batterier och har ofta krav på högre effekt vid laddning.

3.2.1 Beskrivning av fallet

Fallet består av ett åkeri som utför transportuppdrag åt en kund, till vilken åkeriet är ett dotterbolag. Åkeriet utför två olika typer av transportuppdrag där det första består av lokala distributionsuppdrag mellan olika produktionsanläggningar i ett begränsat geografiskt område och det andra utgör långväga internationella transporter mellan två produktionsställen.

Distributionsuppdragen består i sin tur av två olika slags uppdrag där en del utförs i en- eller tvåskiftsverksamhet i det direkta närområdet (lokala distributionsuppdrag) och den andra delen utförs i tvåskiftsverksamhet med regionala transporter där de längsta körsträckorna är cirka 80 km enkel väg. Första skiftet börjar vid kl. 6.30 och slutar vid kl. 15.30, då skift två börjar för att sedan sluta vid kl. 22.30.

Åkeriet har 30 lastbilar, varav sex bilar är batterielektriska (BEV300) i dagsläget. Bilarna har en batterikapacitet på 300 kWh. Övriga bilar är gasdrivna eller har konventionella förbränningsmotorer, men tankas med biodrivmedel på publika tankstationer i närområdet. På åkeriets anläggning finns sex laddplatser där ellastbilarna laddar, framför allt över natten. Effekten på laddarna ligger på 150 kW, men behöver delas när flera bilar laddas samtidigt.

Anläggningen har en elanslutning på 82 kW och själva anläggningen förbrukar 22 kW. För att få tillräcklig effekt för de sex ellastbilarna har man installerat ett batterilager på 1 MWh. Detta batterilager används främst för att försörja laddning av lastbilarna under nattetid och behöver sedan laddas upp under dagen. För att hålla batterilagret i gång, dvs. att hålla systemet aktivt med kylning, övervakning och kondensskydd, förbrukas 10 kW. Från nätet är 50 kW tillgängligt för lastbilarnas förbrukning, medan den resterande energin för att maximera laddning tillförs från batterilagret som dock bara kan återladda med max 50 kW.

Batterilastbilarna kopplas till laddarna vid kl. 15.30 eller 22.30 och samtliga laddas fram till cirka kl. 6.30 då skiften börjar. Dessutom sker stödladdning under lunchrasten (kl. 11–12) och vid skiftbyte (kl. 15.30). Lastbilarna startar sina uppdrag på morgonen med fulladdade batterier. På ett år kör lastbilarna i dessa flöden mellan 40 000 och 140 000 km.

För långdistansuppdragen används nio bilar varav inga är batterielektriska i dagsläget. Varje dag startar två bilar i vardera änden kl. 9 och kl. 21. Spetsbyte av chaufför sker efter halva sträckan utomlands. För att batterielektriska lastbilar ska fungera skulle Mega Charging System (MSC) behövas finnas tillgängligt både i start, änd- och mittpunkter och dessutom halvvägs mellan mitt- och start- respektive ändpunkt för varje bil. För att upplägget ska vara resilient behövs även ytterligare MSC längs vägen. En lastbil i detta flöde kör ungefär 350 000 km per år.

I ett nästa steg ska övriga 24 distributionsbilar också elektrifieras, dvs. att de byts ut till en nyare modell, BEV600, över ett antal år (se Tabell 10 för specifikationer av lastbilar). De nya lastbilarna kommer att ha en batterikapacitet på 624 kWh. För att kunna göra detta krävs att den inkommande effekten i anläggningens elanslutning höjs – i det här fallet till 1 MW. En ny transformator behöver då installeras, liksom 24 nya laddstolpar. Planen är en successiv utbyggnad med sex laddstolpar per år och en ökning av laddarnas effekt.

Åkeriets transporter styrs av kundens produktion. Det är svårt att ladda i samband med lastning och lossning dels på grund av att det är korta uppehåll, dels på grund av svårigheter att installera laddare i lastportar, vilket gör att laddning endast kan ske vid raster. Elkostnaden för att ladda publikt för åkeriet är cirka fem gånger så hög jämfört med kostnaden man har för sin depåladdning.

Åkeriet har analyserat de nya batterielektriska lastbilarnas kapacitet och de flöden som åkeriet har. Frågor som studeras är om bilarna ska specialiseras/anpassas till specifika turer och vad det innebär i form av minskad flexibilitet och behov av backup-fordon osv.

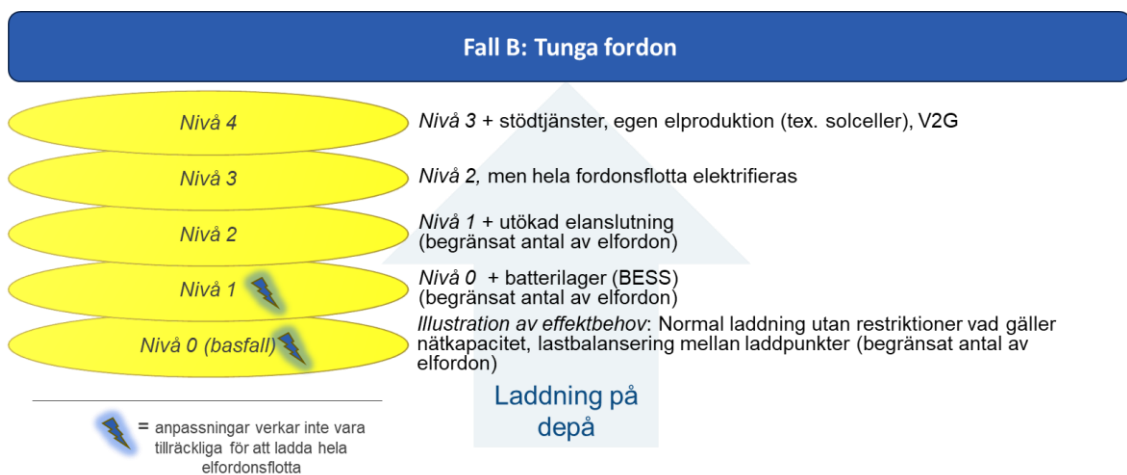
Placering av laddstolpar och batterilager styrs dels av det markutrymme som åkeriet har tillgängligt på sin anläggning, dels av säkerhetsföreskrifter avseende brandskydd. I dagsläget kan inte bilarna laddas med påkopplade trailers på grund av utrymmesskäl, men det finns behov av att kunna ladda med kopplade ekipage samt att ha snabbaddning.

Tabell 10. Specifikation ellastbilar som används i fallet.

Specifikation	Enhet	BEV300	BEV600
Batterikapacitet	kWh	300 (installerat), 217 (använt)	624 (installerat), 498 (använt)
Räckvidd	km	<250	<350

3.2.2 Utveckling av fallet och konsekvenser i effektbehov

I våra beräkningar har vi tagit utgångspunkt i det ovan beskrivna fallet, men gjort vissa förenklingar. Detta då vi inte har haft tillgång till verkliga laddnings- och förbrukningskurvor samt körsträckor för enskilda fordon. Vi bygger vårt fall i olika nivåer där vi studerar effektbehovet utifrån en delvis eller helt batterielektrisk fordonsflotta (se Figur 12). I de olika nivåerna är det dels skillnad i andelen av fordonsflottan som är elektrisk, dels i vilka lösningar som används för att klara effektbehovet.

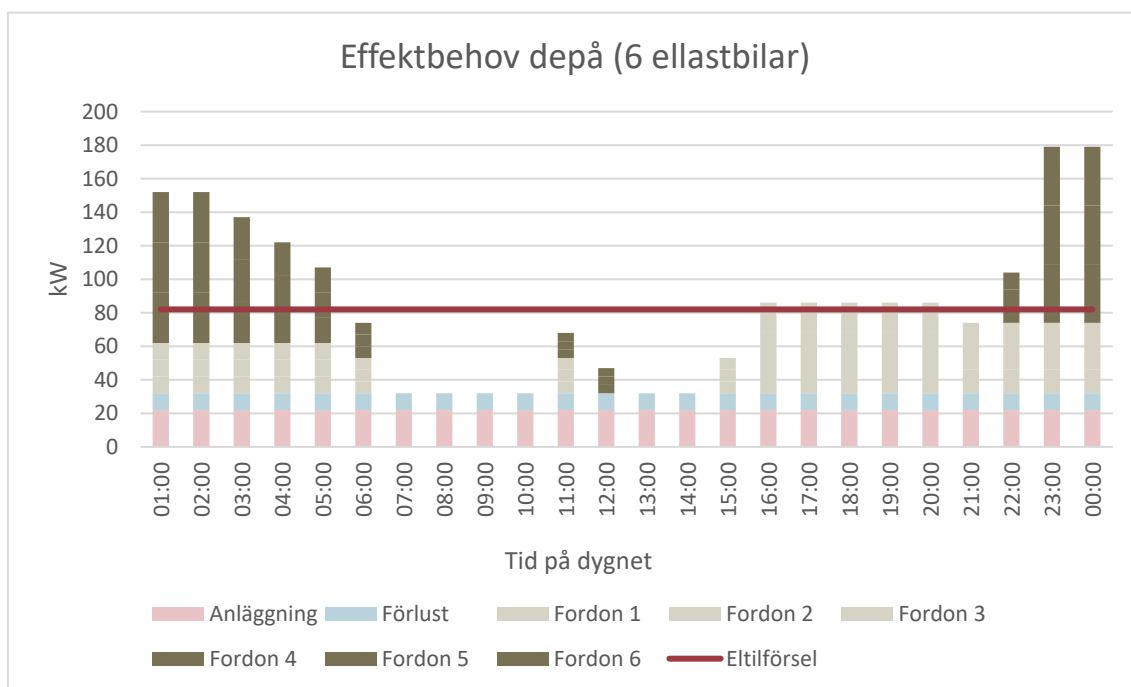


Figur 12. Översikt Fall B: Tunga fordon.

Nivå 0. I denna nivå, som beskriver basfallet, sker normal laddning av de sex ellastbilarna (6 x BEV300) utan några restriktioner vad gäller nätkapacitet för att visa lastbilarnas effektbehov. Laddningen sker med lastbalansering mellan bilarna, denna begränsas av elskåpets kapacitet om 150 kW, till vilken laddarna är kopplade. Ellastbilarna har en installerad batterikapacitet på 300 kW varav 217 kW används. Tre lastbilar körs i enskift och tre av lastbilarna körs i tvåskift.

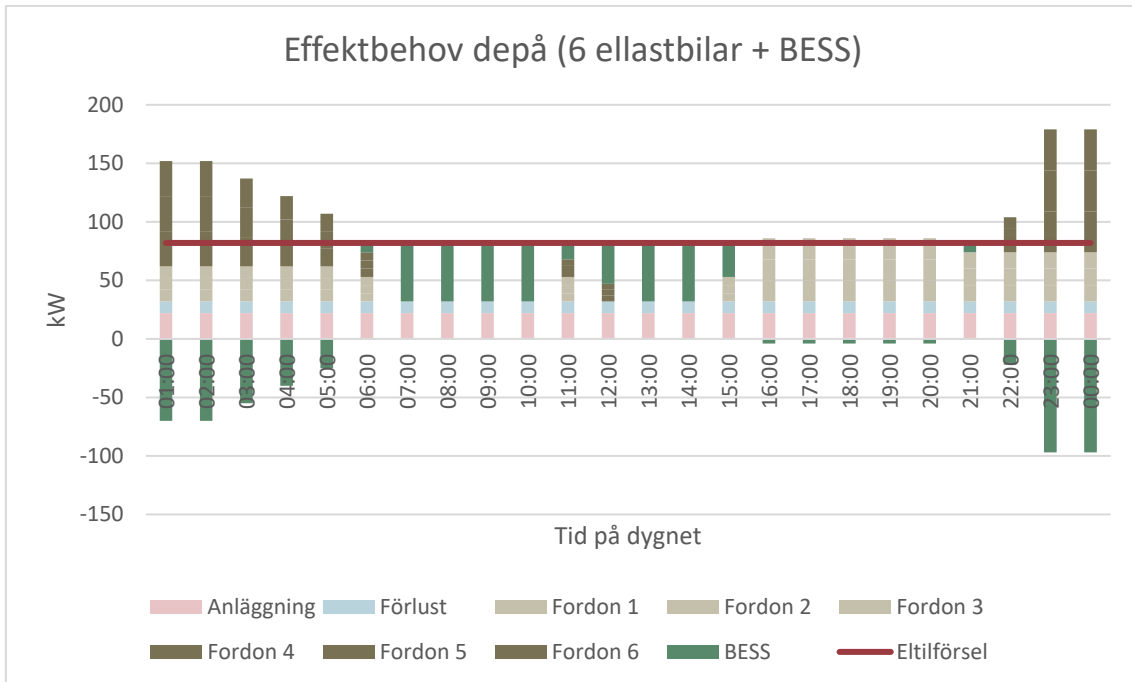
Utifrån de logistiska förutsättningarna, beskrivna ovan, ger detta att åkeriet har ett behov av cirka 170 kW under de 6–7 timmar då samtliga sex lastbilar är inkopplade för laddning under natten. I verkligheten laddas batterierna med högre effekt i början när batteriet är mer urladdat för att mot slutet av laddningen avta, dvs. det går i början av en laddning snabbare att ladda en given mängd jämfört med mot slutet då batteriet börjar bli fulladdat. Vi har räknat med en förenklad laddkurva.

Som framgår av Figur 13 överstiger effektbehovet vad som är tillgängligt i eltillförsel via elanslutningen. Utifrån de logistiska förutsättningar och med den begränsade elanslutningen som åkeriet har är det inte möjligt att införa fler än 3 ellastbilar.



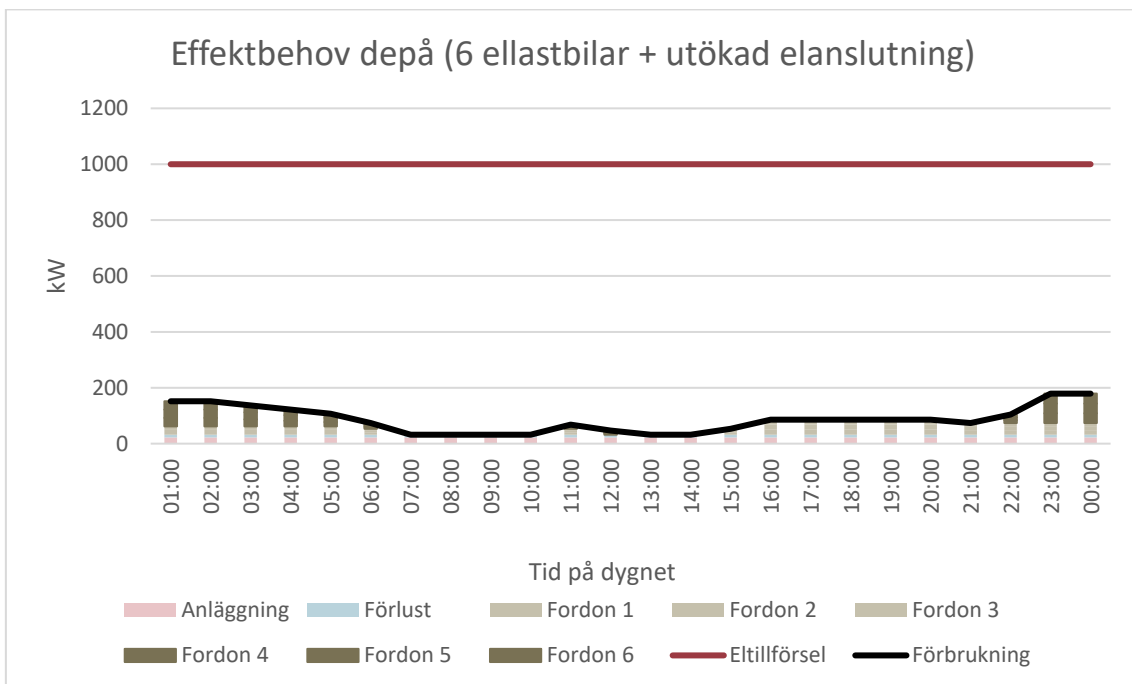
Figur 13. Effektbehov Nivå 0.

Nivå 1. För att kunna klara att ladda samtliga sex lastbilar (BEV300) utan att logistiken påverkas införs ett batterilagret, en BESS om 1 MWh. Dagtid när bilarna inte laddas, laddas i stället energilagret. Dock räcker elanslutningen inte för att ladda batterilagret helt fullt under ett dygn. Det saknas 102 kWh per dygn. Stödladdning för BESS:en kan pågå under söndagar när den största delen av verksamheten står stilla. Som visas i Figur 14 ger detta upphov till ett jämt uttag från elnätet på 82 kW över hela dygnet. Det vill säga att anläggningen nyttjar sin kapacitet till max hela dygnet och således finns det inte utrymme vare sig för någon form av styrning genom smart laddning eller att bidra till flexibilitetstjänster. Lastbilarna laddas med motsvarande 73 % av den totala installerade batterikapaciteten, vilket motsvarar 217 kW.



Figur 14. Effektbehov Nivå 1.

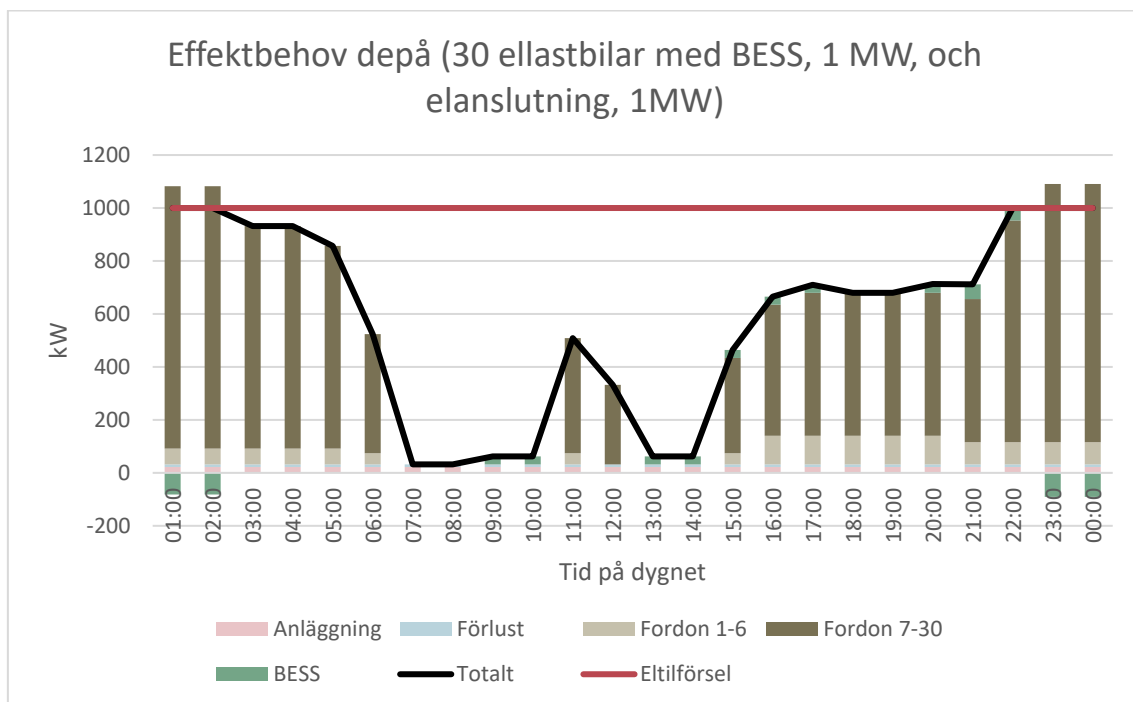
Nivå 2. För att ladda en utökad fordonsflotta, har nu elanslutningen utökats till 1 MW. Figur 15 visar effektbehovet för sex ellastbilar med utökad elanslutning. BESS:en behövs inte i detta läge. Som figuren visar är förbrukningen av sex BEV300 mycket lägre än eltillförseln vilket är en bra förutsättning för att utöka den elektrifierade fordonsflottan.



Figur 15. Effektbehov Nivå 2.

Nivå 3. Nu är samtliga 30 lastbilar batterielektriska (6 x BEV300 och 24 x BEV600). Samtidigt behållas elanslutningen på 1 MW och batterilagret ligger också på 1 MWh. De nya lastbilarna (fordon 7–30 av modell BEV600) har en installerad batterikapacitet på 624 kW, varav 498 kW kan nyttjas, vilket också är det de laddas upp med. För fordonen 1–6 gäller att samtliga av dessa nu används i enskift. Av de nya fordonen kör nio i enskift och 15 i tvåskift. Om vi studerar vilket effektbehov åkeriet har för denna helelektriska fordonsflotta utan några restriktioner annat än de rent logistiska och lastbalansering mellan laddarna ser vi, vilket Figur 16 visar, att effektbehovet under vissa timmar på natten (från kl. 23 och fram till kl. 02) är högre än 1 MW (dvs. vad som är tillgängligt i eltillförsel). Under de timmarna stöds laddning genom batterilagret.

De logistiska förutsättningarna styr laddtiden, och beroende på hur många timmar man har för att ladda alla fordonen i depån, där fördelningen av fordon som kör i en- eller tvåskift är en parameter, kan effektbehovet se helt olika ut.

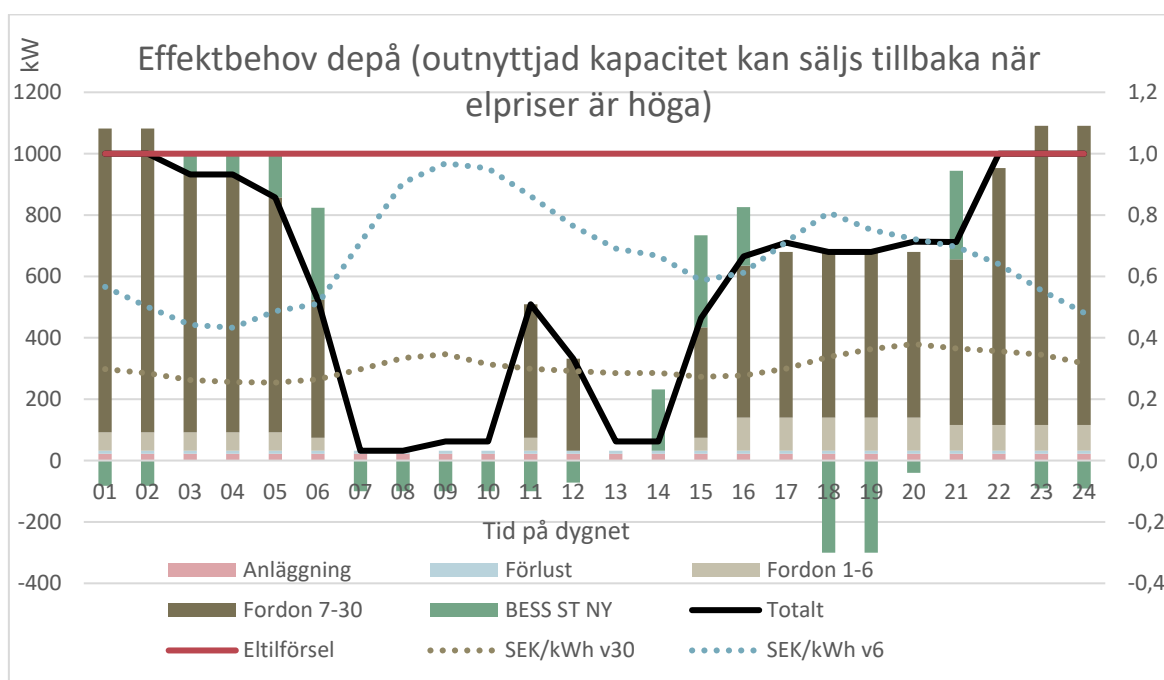


Figur 16. Effektbehov Nivå 3.

Tillsammans med batterilagret ligger totalförbrukningen under vad som behövs för att ladda alla 30 lastbilar under de timmar de är parkerade i depån, dvs. totalbehovet av effekt överstiger aldrig 1 MW. Batterilagrets utnyttjade kapacitet under dagen kan användas för stödtjänster, vilket undersöks i nästa nivå.

Nivå 4. Som Figur 17 visar är laddbehovet i depån under dagtid (dvs. mellan kl. 6.30 och 15.30 förutom lunchtiden) närmast obefintligt eftersom fordonen används i köruppdragen.

Det innebär att det dagtid finns en stor outnyttjad kapacitet i batterilagret som kan nyttjas för arbitrage eller deltagande på marknaden för stödtjänster, se Figur 17. Där visas dessutom spotpriset under sommaren (vecka 30) och under vintern (vecka 6). Spotpriset fluktuerar mycket över året, men även över dagen. Handel med stödtjänster och arbitragehandel innebär att ett aktivt deltagande krävs. Här kan beslutsfattande överlämnas till en aggregator.



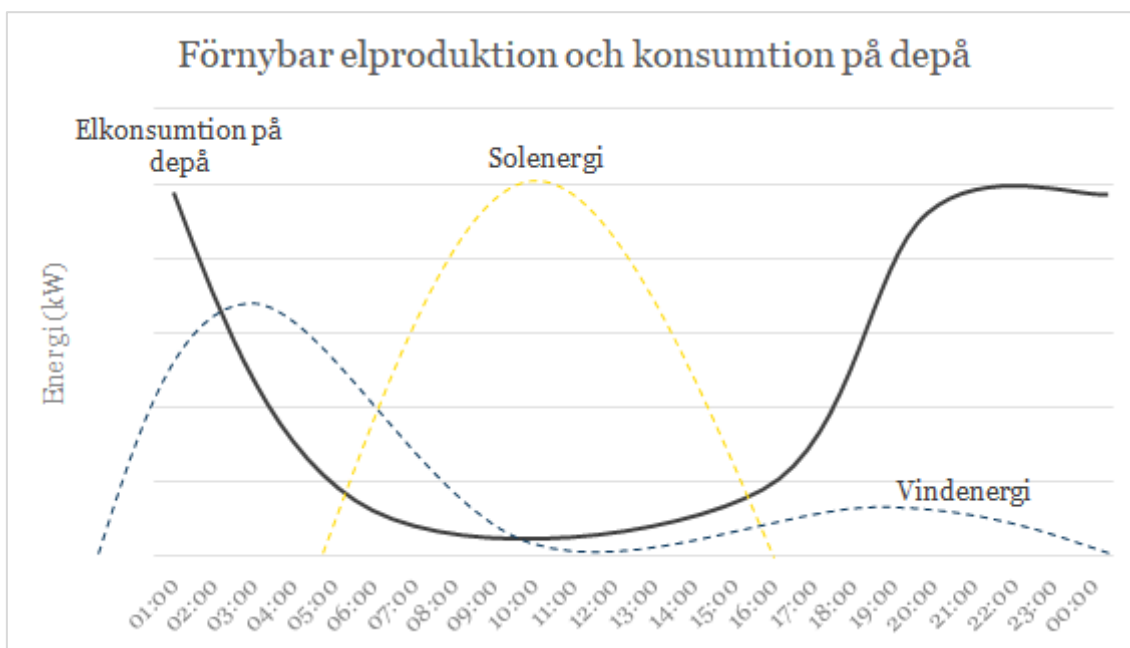
Figur 17. Outnyttjad kapacitet kan säljs tillbaka när elpriser är höga.

Dagtid finns även ett stort kapacitetsutrymme i elanslutningen. Om en solcellsanläggning skulle installeras skulle den el som produceras kunna säljas direkt till elnätet då produktionen sker när lastbilarna är ute på uppdrag och nätet är ledigt för utmatning. Alternativt kan det lagras i batterilagret. En solcellsanläggning för laddstationer kräver dock stor yta. En kW solceller täcker ungefär en yta om 5–8 m² och kan producera 800 till 1000 kWh per år (Lindberg, 2022). Falkenklev logistik har byggt en ladd- och batteripark för 22 tunga fordon med en solcellsanläggning på 1,5 MW som upptar en yta på 1,5 hektar (motsvarar drygt två fotbollsplaner) (Dagens infrastruktur, 2022). Vårt åkeri har en begränsad yta och har därför inte möjlighet att installera en större solcellsanläggning. En annan källa till förnybar energi är vindkraftverk. Mindre vindkraftverk⁵ kan installeras utan bygglov, och kan i optimala förhållanden producera 4 000 kWh per år, men en mer normal produktion ligger på 2 000 kWh per år. Det är för vårt åkeri inte heller något alternativ då denna mängd motsvarar vad

⁵ Vindkraftverket får mäta max 20 m i höjd och rotorblad får ej överstiga 3 m i diameter (Boverket, 2020).

hela verksamheten förbrukar på 1–2 dagar.⁶ Möjligheter att nyttja andras produktion genom energigemenskaper diskuteras i avsnitt 3.3.3.

Figur 18 visar schematiskt hur förnybar elproduktion skulle kunna se ut. Det är svårare att förutse när vindenergi genereras, men solenergi generas under dagen, vilket sammanfaller med en låg förbrukning av energi i depån. Därför borde man kombinera solenergiproduktion med ett batterilager så att man kan utnyttja den egenproducerade elen. Samtidigt skulle det ytterligare öka möjligheterna till deltagande på marknaden för stödtjänster.



Figur 18. Exempel förnybar elproduktion och konsumtion på depå.

Fraunhofer Institute (Plötz & Speth, 2021) har analyserat fordonsdata från europeiska lastbilar för att identifiera lämpliga platser för laddinfrastruktur. Ur datan kan man bland annat utläsa hur långa stopp som lastbilarna gör, se Tabell 11. Det flesta uppehållen är kortare än 1 timme. Uppehåll som är över 8 timmar kan antas vara nattetid på depå för regionala transporter. Möjligheterna att ha lastbilarna uppkopplade för att kunna utnyttja V2G ges av uppehållstiderna. Vårt fall uppvisar ungefär samma mönster – ett längre uppehåll för nattvilan och endast kortare stopp vid lunchrast och skiftbyte vilket är de enda tillfällen där laddning är möjlig och likaledes V2G. Givet att V2G skulle genomföras för stödtjänst, t.ex. FCR-D, så måste resursen vara tillgänglig under minst 20 minuter. Det är en förhållandevis lång tid för en lastbil som måste vara redo för köruppdrag enligt scheman, men om det däremot skulle innebära att lastbilarna endast bidrar under ett par minuter genom att strypa laddning eller ladda tillbaka torde det inte ha någon större inverkan på verksamheten och

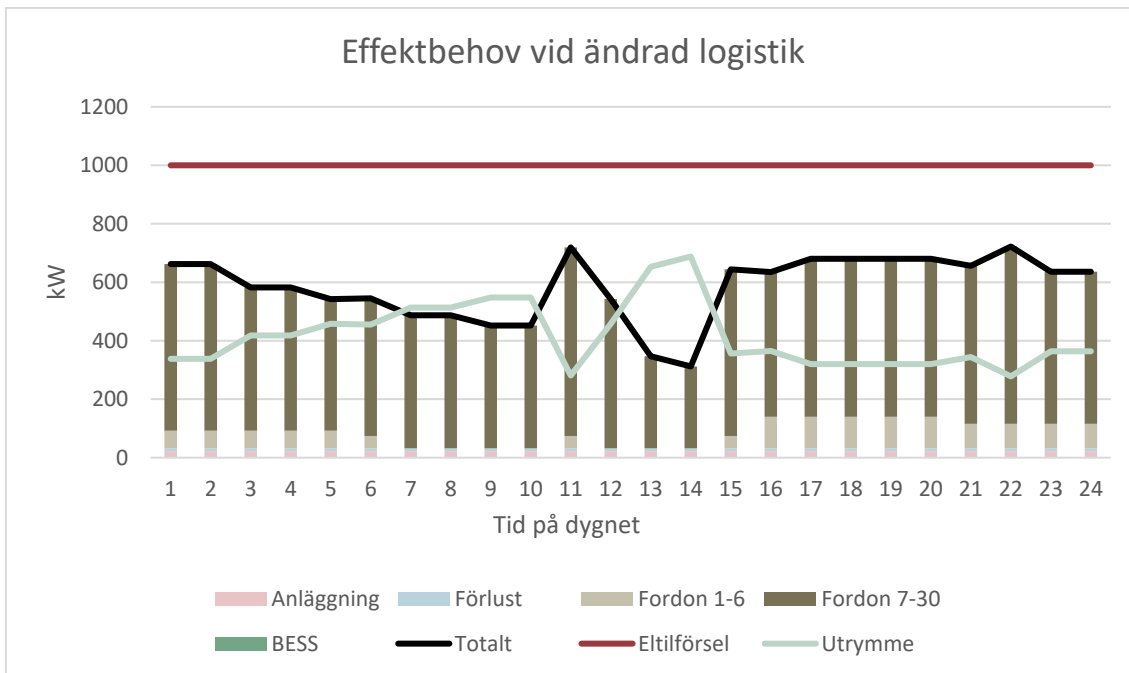
⁶ I vårt fall med sex ellastbilar ligger energiförbrukningen på cirka 2 000 kWh per dag.

således vara fullt möjligt. Att använda V2H för åkeriets egen del får anses svårt, då all energi som kan laddas i fordonen förbrukas omedelbart i köruppdragen.

Tabell 11. Sammanfattning av statistik över fördelning uppehåll vid stopp [Källa: Plötz & Speth, 2021].

Uppehåll	½-1 h	1-3 h	3-8 h	8-23 h	23-44 h	>44 h
<i>Fjärtransport</i>						
Medel	35%	24%	6%	31%	2%	2%
Median	34%	25%	5%	27%	1%	1%
SD	12%	13%	5%	18%	2%	3%
<i>Regional transport</i>						
Medel	44%	23%	6%	24%	1%	3%
Median	44%	22%	4%	24%	1%	1%
SD	15%	12%	5%	17%	2%	43%

Olika laddstrategier för kommersiella transporter presenteras i en rapport av Power Circle (2023a). Om fordonen skulle vara uppkopplade under dagen, skulle elförbrukningen bli mer jämn och man skulle minska effekttopparna. För att genomföra sådana förändringar kan en förändring av leveranstider och upplägg av rutter krävas, vilket betyder att samtal med transportköparen behövs. Pondera att logistiken skulle gå att förändra så att sex stycken BEV600 skulle användas för köruppdrag mellan kl. 16 och 06, varpå de kan laddas mellan kl. 06 och 16, se Figur 19. Genom denna manöver skulle man få ett betydligare jämnare uttag, samt lägre högsta uttag. Utöver om det är möjligt rent logistiskt behöver man även analysera vilka kostnader ett sådant upplägg skulle få jämfört med ursprungsfallet, dvs. om besparing i eventuella effektagifter är högre än kostnaderna för den ökade energiförbrukningen dagtid.



Figur 19. Effektbehov för ett förändrat logistikupplägg. Sex BEV600 laddas under förmiddagen och körs under eftermiddagen. Effektbehov är mer jämnt fördelat under dagen.

3.2.3 Ekonomiska aspekter

Följande avsnitt ger en översikt över ekonomiska aspekter, såsom investerings- och driftkostnader.

3.2.3.1 Investeringskostnader

Att investera i ellastbilar och bygga ut laddinfrastrukturen för tunga fordon ses ofta som en ekonomisk utmaning. Depåladdning antas vara den huvudsakliga laddningen för de tunga elfordonen (Energimyndigheten, 2023c), men även semipublik laddning är aktuellt. För att uppskatta investeringskostnader för anskaffning av tunga ellastbilar och utbyggnad av laddpunkter för tunga fordon görs följande uppskattningar.

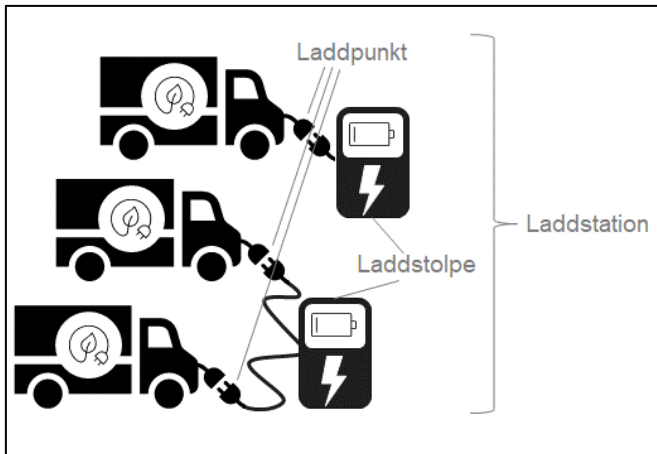
Ellastbil

I samtal med de två största lastbilstillverkarna i Sverige (Scania och Volvo Lastvagnar) framgår att en ellastbil kostar ungefär 2,5–3 gånger så mycket som en konventionell diesellastbil. Inom projektet REEL (Closer, 2022) publicerades investeringskostnader med en avskrivningstid på 6 år för ellastbilar som är jämförbara med ellastbilarnas batteristorlekar som beskrevs i fallstudien ovan. Kostnaderna för BEV300 och BEV600 antas som följande:

- BEV300: 3,5 mil SEK
- BEV600: 4,2 mil SEK

Laddpunkter och laddstolpar

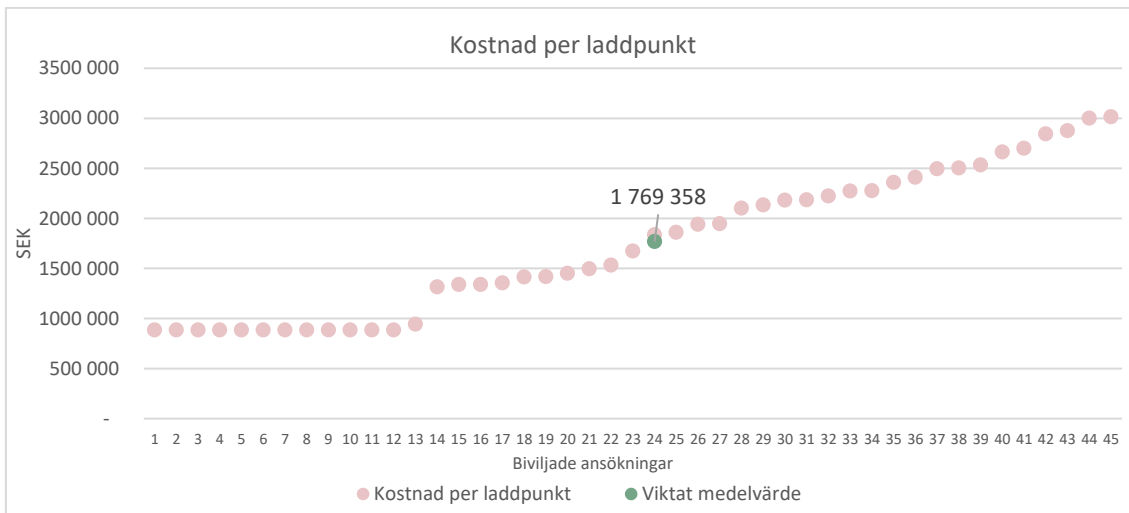
En uppskattning för kostnader för utbyggnad av laddstationer för tunga fordon är svårare att ta fram eftersom det hittills inte har byggts så många publika laddstationer för tunga fordon. För den här studien genomfördes en analys av alla 140 laddstationer som beviljades stöd av Energimyndigheten (2023a,c) inom ramen för programmet ”Regionala elektrifieringspiloter för tunga transporter”. Alla 75 beviljade ansökningar och beslutsmeddelanden har granskats, och de planerade kostnaderna för laddpunkter och laddstolpar kartlagts. I det här steget exkluderades alla värden som inte kunde definieras som en laddpunkt eller laddstolpe, dvs. laddpark, laddpool eller bara lokalisering. Det antas att en laddstolpe har mellan en och två laddpunkter (se Figur 20). Laddpunkter, som erhöll stöd, ska individuellt kunna leverera minst 350 kW, och minst 175 kW vid lastbalansering mellan flera laddningspunkter.



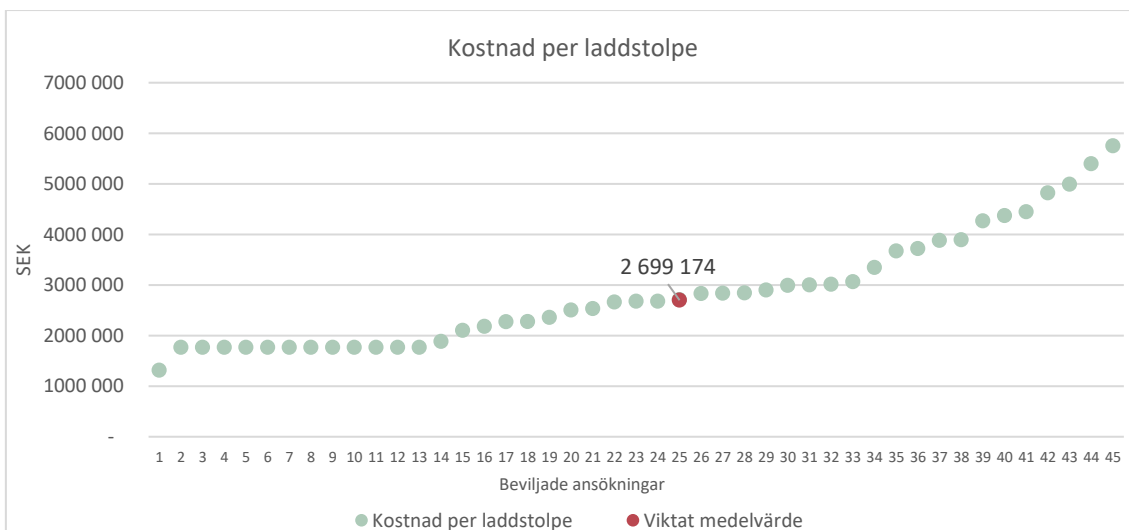
Figur 20. Illustration av laddpunkt, laddstolpe och laddstation.

Vidare i beräkningen exkluderades kostnader som verkade vara outliers, och de viktade medelvärdena av alla uppskattade kostnader beräknades (se Figur 21 och Figur 22). Eftersom det handlar om uppskattade kostnader som kunde få 100 % stöd i fallet att ansökningar beviljades, kan man utgå från att de sökta stöden ligger högre än de verkliga kostnaderna. Dock är dataunderlaget bestående av 140 laddstationer ändå den mest omfattande kostnadssammanställningen av laddinfrastruktur av tunga fordon som är tillgänglig just nu, och därmed kan ett medelvärde ge en bra indikation på investeringskostnader för utbyggnad av laddpunkter och laddstolpar. Kostnader inkluderar kostnadspunkter för utrustning, material, markarbete, lönekostnader, köpta tjänster och övriga kostnader som ingår i byggandet. Enligt kartläggningen ligger kostnaderna på:

- Laddpunkt: 1 769 358 SEK
- Laddstolpe: 2 699 174 SEK



Figur 21. Kostnad per laddpunkter. Medelvärde beräknades av värden från beviljade ansökningar inom Regionala Elektrifieringspiloter.



Figur 22. Kostnad per laddstolpe. Medelvärde beräknades av värden från beviljade ansökningar inom Regionala Elektrifieringspiloter.

Batterilager

Batterilager samlar in energi under dagen, lagrar den och stödjer sedan laddning av elfordon under natten. Enligt en rapport av Goldman Sachs (2023) förutspås batteripriser falla med 40 % till 2025 jämfört med priser från 2022 vilket såklart också kommer att påverka priset på batterilager i framtiden. Här beräknas kostnaden för ett batterilager⁷ enligt följande:

- 500 kWh batterilager: 790 000 SEK
- 1 MWh batterilager: 1 580 000 SEK

3.2.3.2 Driftskostnader

Utbyggandet av hemma- och depåladdning är en viktig drivkraft för att snabba på elektrifieringen då det är kostnadseffektivt jämfört med publik laddning och bidrar till att fler ställer om till elektrifierade fordon. Priset för el vid publik laddning kan vara fem gånger så högt som vid egen depåladdning (Energimyndigheten, 2023b). Dessutom bidrar långsam laddning, med låg effekt under de timmar då belastningen på elsystemet är lägre, till en bättre balans i elsystemet.

I det följande ges uppskattningar för elenergikostnad, elnätsavgift och energiskatt på depåladdning.

Elenergikostnad

Medelpriserna för elspothandeln på den nordiska elbörsen Nord Pool ligger för SE3 under 2023 (medel av elpriset från januari till november 2023) på 57,3 öre/kWh (Konsumenternas energimarknadsbyrå, 2023b).

Elnätsavgift

Nätsavgiften består av en fast del, abonnemangsavgiften, och en rörlig del, överföringsavgiften. Abonnemangsavgiften baseras bland annat på hur stor huvudsäkringen är (Konsumenternas energimarknadsbyrå, 2023c). Överföringsavgiften betalas per överförd kilowattimme (kWh). Både den fasta och den rörliga avgiften fastställer varje nätbolag individuellt. För enkelhetens skull antas här 10 öre/kWh som elnätsavgift.

⁷ Antagande på Goldman Sachs (2023) med 1580 SEK/kWh batterilager.

Energiskatt

Energiskatten på elektricitet var under 2023 39,2 öre/kWh exklusive moms för de flesta elkonsumenter (Vattenfall, 2023a; Skatteverket, 2023b).

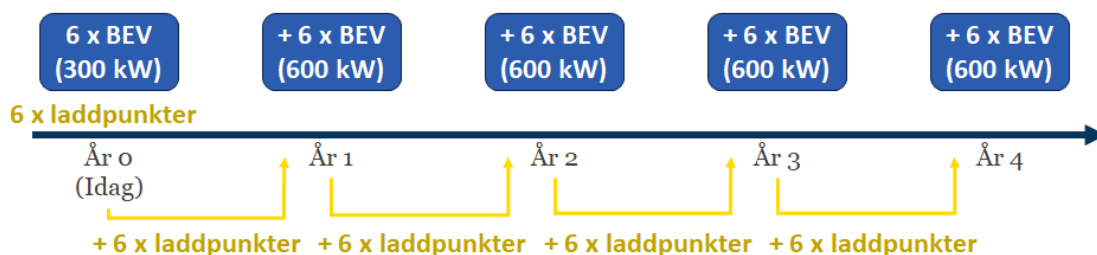
Effekttariff

Senast år 2027 ska alla nätföretag ha infört en effekttariff. Idag är det en mindre del av nätföretagen som har infört det och det finns inte några riktlinjer för hur den ska utformas, vilket gör att det varierar mellan nätföretagen hur den beräknas. Det finns inte några riktlinjer för hur den ska utformas och idag är det en mindre del av nätföretagen som har infört det. Det finns företag som baserar avgiften på de tre högsta effektuttagen i månaden och andra som sätter den vid högsta uttag under en timme i månaden. Ibland betalas den bara under höglast exempelvis under vinterhalvåret. I vår beräkning nedan har vi inte räknat in någon kostnad för effekttariff.

3.2.3.3 Ekonomisk översikt

Flera investeringar behöver tas över de närmaste fyra åren för att elektrifiera flottan och bygga ut laddinfrastrukturen vid depån.

Figur 23 visar vilka investeringar som behöver tas och när. Som framgår av fallbeskrivningen antas att det i dagsläget finns sex mindre ellastbilar och sex laddpunkter, vilka utökas årsvis med sex större ellastbilar och sex laddpunkter till.



Figur 23. Investeringstidslinje.

I det följande presenteras beräkningar av investerings- och driftkostnader för år 0 och år 1.

Som nämnts i fallbeskrivningen utgår vi från att lastbilarna som utför lokala och regionala transporter körs 40 000 km till 140 000 km per år. För år 0 antas att de första sex ellastbilarna kör i snitt 90 000 km per år. Dessutom antas en 6-årig avskrivningsperiod för ellastbilar, laddstolpar och batterilager. En beräkning av investerings- och driftkostnader för det första året landar på 5,9 mil SEK (se Tabell 12).

Tabell 12. Kostnader - År 0.

Kostnader	Kostnad per styck	Enhet	Antal	Enhet	Kostnad per år (SEK)
<i>---Investering (6 år avskrivning)</i>					
Ellastbil (300 kW)	3 500 000	SEK	6	st.	3 500 000
Laddstolpe (2 uttag)	2700000	SEK	3	st.	1 350 000
Batterilagger (1MWh)	1580000	SEK	1	st.	263 333
<i>---Driftkostadd (6 BEV á 90 000 km/år)</i>					
Elenergikostnad	0,573	SEK/kWh	702 000	kWh/år	402 246
Elnätavgift	0,1	SEK/kWh	702 000	kWh/år	70 200
Energiskatt	0,392	SEK/kWh	702 000	kWh/år	275 184
TOTAL					5 860 963

Under andra året behöver inte bara de första ellastbilarna, laddstolparna och energilagret fortsätta att betalas av, utan det tillkommer nya investeringskostnader för ytterligare sex större BEV och sex laddstolpar. Avskrivningsperiod ligger också här på 6 år. Utöver detta tillkommer driftkostnader. Här antas att de sex mindre BEV bara används för de kortaste sträckorna (40 000 km/år) och att de nya BEV kör dryga 100 000 km per år. Beräkningen av investerings- och driftkostnader för det andra året landar på 12 mil SEK, se Tabell 13.

Tabell 13. Kostnader - År 1.

Kostnader	Kostnad per styck	Enhet	Antal	Enhet	Kostnad per år (SEK)
<i>---Investering (6 år avskrivning)</i>					
Ellastbil (300 kW)	3 500 000	SEK	6	st.	3 500 000
Laddstolpe (2 uttag)	2700000	SEK	3	st.	1 350 000
Batterilagger (1MWh)	1580000	SEK	1	st.	263 333
Ellastbil (600 kW)	4 200 000	SEK	6	st.	4 200 000
Laddstolpe (2 uttag)	2700000	SEK	3	st.	1 350 000
<i>---Driftkostnad (6 BEV á 40 000 km/år, 6 BEV med 115 000 km/år)</i>					
Elenergikostnad	0,573	SEK/kWh	1 209 000	kWh/år	692 757
Elnätavgift	0,1	SEK/kWh	1 209 000	kWh/år	120 900
Energiskatt	0,392	SEK/kWh	1 209 000	kWh/år	473 928
TOTAL					11 950 928

Som tabellerna ovan visar är de största kostnadsdrivarna i omställningen ellastbilarna och laddinfrastrukturen. Batterilagret och driftkostnader utgör mindre kostnadsposter. Batterilagret skulle vidare kunna utökas till exempel för att i större utsträckning delta på frekvensmarknaden, lagra energi när den är billig eller använda batterilagret för peak-shaving. För att bedöma ellastbilarnas konkurrenskraft i jämförelse med diesellastbilar behövs en analys av framtida el- och bränslepriser, något som är mycket osäkert att förutspå. En del

analyser har dock genomförts där författarna menar att batteridrivna lastbilar kan konkurrera med diesellastbilar beroende på körmönster och laddstrategi (Basma & Rodríguez, 2023; Parviziomran & Bergqvist, 2023; Karlsson & Grauers, 2023). Enligt beräkningar är ellastbilar konkurrenskraftiga inte bara om priset på dieselbränsle håller sig på nuvarande höga nivå på 1,8 EUR/liter (exklusive moms) utan även om priset på dieselbränsle är endast 1,2 EUR/liter (Karlsson & Grauers, 2023).

3.2.3.4 Ekonomiskt bidrag från stödtjänster

Som beskrevs i Kapitel 2.3 finns det ett ökat behov av stödtjänster i det svenska elsystemet. Vårt åkeri har ett batterilagret på 1000 kWh. Under vissa tider på dygnet skulle det vara möjligt för åkeriet att bidra med någon form av stödtjänst till elnätet. Genom att låta batterilagret vara laddat till hälften (500 kWh) finns möjlighet att både bidra till både upp- och nedreglering. Tabell 14 nedan visar en möjlig intjäning per timme på de olika FCR-tjänsterna för 500 kW. Beräkningen är gjord på medelvärdet av avropade priser per timme för vecka 6 (vintern) respektive vecka 30 (sommaren), samt medelvärde av växelkurs för respektive vecka. Hur mycket som faktiskt är möjligt att tjäna beror på vilka bud som ges och vad som avropas, samt hur många timmar som man deltar.

Hur mycket som avropas varierar över året och dagen, samt vilken stödtjänst det handlar om. Under vecka 6 avropades till exempel i snitt för FCR-D upp mellan 700 och 750 MW per timme i SE3, medan det i vecka 30 avropades mellan 1200 och närmare 1600 MW.

Tabell 14. Möjlig intjäning av deltagande på FCR-marknaden med 500kW per timme beräknat på medelvärdet av avropade priser vecka 6 och vecka 30 2023 [Mimer, 2023].

Tid	Möjlig intjäning Vecka 6			Möjlig intjäning Vecka 30		
	FCR-N (Sek)	FCR-D upp (Sek)	FCR-D ned (Sek)	FCR-N (Sek)	FCR-D upp (Sek)	FCR-D ned (Sek)
00:00:00	1350	976	891	5004	1195	7360
01:00:00	1354	966	889	5074	1186	7299
02:00:00	1353	960	893	5023	1186	7306
03:00:00	1355	960	975	5066	1183	7562
04:00:00	1356	963	974	5074	1186	7651
05:00:00	1329	971	1011	4716	1186	7409
06:00:00	1342	985	939	4506	1178	7306
07:00:00	1322	981	867	4419	1177	7134
08:00:00	1320	978	695	4394	1178	6778
09:00:00	1309	982	623	4404	1178	7065
10:00:00	1306	979	619	4440	1175	7061
11:00:00	1291	980	587	4441	1175	7277
12:00:00	1281	998	589	4482	1176	7211
13:00:00	1280	1010	589	4457	1176	7223

14:00:00	1277	999	560	4421	1178	7122
15:00:00	1279	1004	555	4419	1174	7179
16:00:00	1281	1003	550	4406	1176	7215
17:00:00	1281	1005	548	4326	1180	6821
18:00:00	1285	1015	550	4304	1173	6277
19:00:00	1285	1016	553	4289	1174	6255
20:00:00	1289	1014	748	4319	1171	6298
21:00:00	1296	1012	1636	4404	1176	6456
22:00:00	1323	1013	1665	4523	1177	6504
23:00:00	1330	1006	1663	4581	1172	6451

Enligt Vattenfall (2023b) är deltagande på frekvensmarknaden sällan något som påverkar den dagliga verksamheten då aktiveringar vanligen inte varar längre än två till tre minuter även om resursen ska vara tillgänglig i 20 minuter. I dagsläget är det lukrativt att delta på balansmarknaden och det finns goda möjligheter att tjäna pengar. Med ett större batterilager är det möjligt att tjäna flera miljoner per år per installerad MW, vilket gör att återbetalningstiden kan bli endast tre till fyra år (Vattenfall, 2023b). De stora intjäningsmöjligheterna kan bero på att det är en relativt omogen marknad med få deltagande aktörer. När fler aktörer kommer in på marknaden ökar konkurrens i buden och vinsterna bör minska.

Idag går buden via de balansansvariga men som beskrivits i Kapitel 2.3 kommer detta att ändras i en snar framtid. Eftersom buden läggs dagen innan behöver aktörerna vara aktiva. Det är inte säkert att ett åkeri har vare sig tid eller kunskap för att detta. Genom att använda sig av en aggregator kan beslut överlämnas till denne. Det finns även alternativ i de lokala flexibilitetsmarknaderna där t.ex. ett avtal för säsongstillgänglighet torde kunna vara attraktivt för fall liknande vårt åkeri.

3.3 Organisatoriska och juridiska aspekter

I det här avsnittet avhandlar vi regler och aktörer med hänsyn till viktiga organisatoriska och juridiska aspekter.

3.3.1 Brandskydd och försäkringar

Installation av såväl energilager (BESS) som laddstolpar måste följa Elsäkerhetsverkets regler om elinstallationsarbete och säkerhetskrav på starkströmsanläggningar (Elsäkerhetsverket, 2022). Dessa stipulerar bland annat att installation av batterilager ska utföras av registrerade elinstallationsföretag och installeras i enlighet med "god elsäkerhetsteknisk praxis". Om elinstallationsföretaget tillämpar svensk standard som komplement till Elsäkerhetsverkets föreskrifter, uppfylls kravet på detta. Batterilager som uppfyller gällande regelverk och standarder och som installeras och underhålls på rätt sätt anses som säkra. Innan installationen ska en skriftlig anmälan göras till elnätbolaget så att elnätbolaget kan utreda eventuella konsekvenser för nätet av det planerade batterilagret. Placeringen av batterilagret behöver ta hänsyn till de krav som ställs avseende värme och ventilation. I Boverkets byggregler (BBR) finns inte någon specifik reglering om energilagring med batterier. Det saknas också vägledning eller motsvarande från Boverket. Det gör att det är upp till varje räddningstjänst att avgöra vilka krav som ska ställas på installationen av batterilagret, vilket gör att krav och kostnaderna kan skilja sig åt mellan olika kommuner. Denna brist försöker ett antal aktörer angripa i ett projekt som projektleds av RISE (2022), genom att ta fram en tänkt nationell vägledning.

I BBR finns dock några generellt formulerade föreskrifter som kan vara tillämpliga. En sådan föreskrift är kravet på brandcellsindelning i byggnader i avsnitt 5:53.

Utöver detta kan försäkringsbolag ha egna regler, t.ex. har If som krav att el som lagras i batterilager ska förvaras i egen brandcell som uppfyller lägst brandklass EI 30 alternativt stålcontainer placerad minst 6 meter från byggnaden (If, 2023). De har även liknande säkerhetsföreskrifter gällande laddning av el- och hybridbilar som ska ske på annan plats än i produktions- eller i tillhörande lagerbyggnad. Anordning för laddning ska placeras 6 meter eller längre ifrån sådan byggnad. Vidare ska matningen till laddningsstationen ske avskild från annan elinstallation via en separat gruppledning försedd med synlig och tillgänglig fränkopplingsanordning.

Gällande bygglov för energilager finns det inte heller några nationella regler, utan det kan skilja från kommun till kommun. Däremot är det lovplikt för transformatorstationer om sådan behöver installeras. Många typer av batterier innehåller miljöfarliga kemikalier, vilka skulle kunna falla under Seveso-direktivet. Dock klassas batterier som varor enligt ECHA

(European chemicals agency) och omfattas därför inte av direktivet så länge som de inte utgör avfall (MSB, 2023).

Det behövs således en dialog med flera olika aktörer innan batterilagret/laddarna kan installeras. Kostnaderna för installation kan skilja sig åt beroende på lokala omständigheter och hur lokala myndigheter eller försäkringsbolag agerar. Vidare påverkar det vilka möjligheter man har med den fysiska placeringen av laddarna och energilager. Kan inte laddare placeras i lastnings/lossningsportar kan man inte heller ladda under dessa stopp. Har man begränsat utrymme kan det bli svårt att få till adekvat placering. Säkerhet är förstås att sätta i främsta rummet, men avsaknad av nationella regelverk ger utrymme för visst mått av godtycklighet.

3.3.2 Cybersäkerhet och styrning

Elektrifieringen och digitaliseringen av olika sektorer medför en risk för cyberattacker. Cybersäkerhet är därför av hög vikt och borde säkerställas medan elektrifieringen pågår. Men frågeställningar om prioriteringar mellan olika marknader på lokal och nationell nivå kvarstår. En förordning som reglerar detta är förordningen (EU) 2019/881⁸ som syftar till att säkerställa en väl fungerande inre marknad genom ett organisatoriskt ramverk och samtidigt sträva efter att uppnå en hög nivå av cybersäkerhet, cyberresiliens och förtroende inom EU (Nordin & Andersson, 2022). Förordningen ger dock främst en ram för frivilliga produkter, tjänster och processer. I Sverige har förordningen bidragit till utformning av en lag (2021:553)⁹ som innehåller kompletterande bestämmelser till EU:s cybersäkerhetsakt.

I samband med utbyggnad av laddinfrastruktur och fler och fler batterilagrar, kräver flera aktörer ett system som inte bara är säkert, men också i balans genom styrning. Elnätsbolagen ser behov att styra större belastningar genom att skicka ut styrsignaler till aktörer. Men i dagsläget finns det regulatoriska hinder som gör att elnätsbolag inte får styra någons effektuttag eller hur mycket ett batteri matar in på nätet. (Power Circle, 2023b)

3.3.3 Regelverk som påverkar möjligheter till flexibilitet

Den potential som finns till V2G kan endast nyttjas om laddboxarna och/eller fordonen klarar dubbelriktad laddning. Idag är det få fordon och laddare på marknaden som har teknik för dubbelriktad laddning, samt att tekniken är dyrare. Det finns i dagsläget inget krav på att laddboxar som installeras ska klara dubbelriktad laddning, men det kan finnas ett behov av att reglera detta om V2G ska kunna realiseras.

⁸ Förordning (EU) 2019/881 om Enisa (Europeiska unionens cybersäkerhetsbyrå) och om cybersäkerhetscertifiering av informations- och kommunikationsteknik (cybersäkerhetsakten).

⁹ Lag (2021:553) med kompletterande bestämmelser till EU:s cybersäkerhetsakt.

ACER (2023) har genomfört en marknadsuppföljning av efterfrågefleksibilitet och efterlevnad av EU:s direktiv om gemensamma regler för den inre marknaden för el per 31 december 2022. För Sveriges del är resultatet varierande, samtidigt har det under 2023 införts flera nya regler (se delrapport 1).

Enligt dagens regler kan man inte ha variabla/flexibla avtal där anslutningen ligger på olika effektnivåer under olika tider på dygnet. Villkorade avtal kan användas vid nyanslutningar vid kapacitetsbegränsningar i nätet. Villkorade avtal innebär att nätbolaget tillfälligt kan dra ner effekten (se mer i delrapport 1). I våra fall skulle det snarare handla om att elanslutningen ”delades” med annan/andra kund/er som har behov av effekt under dagen. Det skulle kunna vara i form av peer-to-peer eller mikronät eller en ny form av flexibelt avtal som medger olika effekter vid olika tidpunkter. Europeiska unionens råd har i sin allmänna riktlinje från oktober 2023 enats om att alla kunder ska ha rätt till system för energidelning (användning, delning och lagring av egenproducerad energi) och att alla konsumenträttigheter ska utvidgas till slutkunder i system för energidelning. Enligt förslaget (Europeiska rådet, 2023) bör *”aktiva kunder som äger, leasar eller hyr en lagrings- eller produktionsanläggning ha rätt att dela överskottsproduktion mot betalning eller kostnadsfritt och ge andra konsumenter möjlighet att bli aktiva eller dela den förnybara energi som produceras eller lagras i gemensamt leasade, hyrda eller ägda anläggningar, antingen direkt eller genom en tredjepartsfacilitator”*. Betalning föreslås vidare kunna regleras direkt eller automatiserat peer-to-peer.

Däremot om det finns en lokal flexibilitetsmarknad skulle aktörer med förbrukningskurvor likt vårt åkeris i Fall B, dvs. med en elanslutning med hög effekt men där det finns tider under vilka man ligger långt under anslutningens effekt, kunna sälja sin kapacitet där. E.ON har t.ex. som krav att delta på någon av deras lokala flexibilitetsmarknader att leverantören ska kunna leverera minst 0,1 MWh/h under minst 1h vardagar under november till mars. Beroende på aktörens möjligheter kan de delta med fria bud som läggs dagen innan och där ersättning ges för köpt flexibilitet, svara på nätägarens behov (tillgänglighetsordrar) som har varierande framförhållning och där ersättning ges för tillgänglighet (vid matchning) samt avropad flexibilitet, eller genom säsongstillgänglighet (dvs. under hela perioden som marknaden har öppet) där ersättning ges för tillgänglighet och avropad flexibilitet.

En motsvarighet till paragraf §14a i den tyska energiindustrilagen (EnWG) finns inte i Sverige i dagsläget. Paragraf §14a reglerar att nätoperatörer i Tyskland får minska belastningen på nätet genom att tillfälligt ”dämpa” kundens effekt under en kortare period (maximal två timmar om dagen). I gengäld, får nätoperatören inte längre vägra eller fördröja inkoppling av nya privata laddpunkter för elfordon med hänvisning till eventuell lokal överbelastning av deras nät.

4 Diskussion och slutsatser

Syftet med denna rapport är att genom fallstudier belysa utmaningar i interaktionen mellan elfordon och elnät, behovet av förstärkt nätkapacitet vid utbyggnad av laddinfrastruktur, samt lösningar för att undvika att sådana nätförstärkningar behöver göras. Fallstudierna har valts ut för att representera laddning av personbilar (vid en villa och ett flerbostadshus) samt laddning av tunga lastbilar vid terminal. Fallstudierna inkluderar också olika nivåer av komplexitet i systemet med smart laddning och V2G-lösningar. I det följande återges de huvudsakliga slutsatserna från fallstudierna samt policyimplikationer.

För personbilar är en huvudslutsats att det är möjligt med en utbyggnad av laddinfrastruktur i anslutning till hemmet, som klarar en elektrifiering av de fordon som parkeras där idag, utan att gå över den kapacitet som redan finns i befintliga elanslutningar. Detta kan göras med hjälp av idag existerande lösningar för smart laddning utan att använda mer avancerade flexibilitetslösningar såsom V2H eller V2G.

Från användarnas sida, dvs. bostadsrättsföreningen eller villaägaren, finns alltså inget direkt behov att installera batterier eller införa lösningar som V2H eller V2G i syfte att klara kapacitetsbehovet. Däremot kan det finnas ekonomiska incitament till att använda dessa lösningar för att i första hand leverera olika stödtjänster men också för att kunna kapa effekttoppar och ladda vid tidpunkter med lågt elpris och lägre överföringsavgifter.

Även om den enskilda fastigheten klarar sin elektrifiering utan att förstärka nätet kan det dock bli problem med kapaciteten för nätägaren högre upp i nätet om alla användare i ett område går över till elbilar och ska ladda dessa i hemmet, eftersom det sammanlagda effektbehovet då kan överstiga nätets kapacitet. Det kan sålunda finnas behov för nätägaren att finna lösningar för att klara av det ökade kapacitetsbehovet genom olika former av flexibilitetslösningar. Fallstudiens resultat tyder på att en sådan utveckling inte kommer att drivas på från slutkundernas håll då de sannolikt inte ser behovet. Snarare bör det betraktas som ett samhällsintresse som bör drivas på av nätägare och myndigheter.

För tung trafik är situationen annorlunda jämfört med personbilar. Depåer för lite större flottor av ellastbilar kräver stora nätanslutningar. I det fall som studerats här har åkeriet en begränsad anslutning till sin anläggning och de har därför ett behov av att höja sin elanslutning. Utbyggnad av elnät och transformatorer kan ofta ta flera år enligt vad som diskuterades i delrapport 1. Ett lokalt stationärt batterilager kan vara en kortsiktig lösning i övergången från konventionella till eldrivna lastbilar för att överbrygga ledtider för utbyggnad av elnäten. Alternativt skulle lastbilarna kunna ladda på publika laddstationer, vilket innebär

en högre energikostnad (publik laddning kostar cirka fem gånger så mycket) och kan påverka logistiken på grund av eventuella väntetider. En annan lösning för att överbrygga de långa ledtiderna kan också vara lagändringar. Ett exempel på det senare kommer från Tyskland där lagen ändrats så att nätoperatörer kan minska den privata kundens effekt under en kortare period (maximalt två timmar om dagen) under en begränsad övergångstid av maximalt två år för att undvika lokala överbelastningar av nätet.

Vi noterar vidare att i jämförelse med en standardförbrukningskurva, är effektbehoven och förbrukning vid depåladdning det motsatta, dvs. effekttopparna kommer under natten medan dagen uppvisar effektdalar. Det är också svårt för ett åkeri att jämna ut kurvan och minska effekttopparna då laddtiderna styrs av de logistiska förutsättningarna. Kan man arbeta med andra logistikupplägg, för vilket det ofta krävs ett samarbete med transportköparen, finns det möjligheter att jämna ut kurvan. Investeringen i laddstationer är hög, men en möjlighet att kompensera för sådana högre kostnader skulle kunna vara att åkeriet öppnar upp sina laddpunkter för andra aktörer och erbjuder så kallad semi-publik laddning under dagen då det finns outnyttjad kapacitet.

Egen energiproduktion kan vara ett sätt att minska driftskostnader, men stora ytor behövs. Om åkeriet ska använda den egenproducerade elen vid depån behöver den lagras i batterilager. Det skulle även vara möjligt att direkt mata ut i nätet. Om åkeriet saknar ytor, som i det beskrivna fallet, skulle ett alternativ kunna vara att köpa eller hyra andelar i en solcellspark givet att reglerna om energigemenskap kommer att medge detta. Det finns möjligheter att delta på marknaden för olika stödtjänster vilket kan rendera höga intäkter. Gällande V2G dikterar logistikkraven möjligheterna. Nuvarande förutsättningar (dvs. uppehållstider, logistiska förutsättningar och -upplägg) skulle kunna medge V2G givet att det handlar om korta insatser som inte påverkar verksamheten. Större användning av V2H för att kapa effekttoppar eller likande är inte möjligt med dagens förutsättningar.

Utifrån vårt åkeris situation kan vi konstatera att det finns en utvecklingspotential gällande avtalsformer. En ny form av variabel/flexibel avtal som innehåller en tidsdifferentierad dimension angående abonnerad effekt skulle kunna vara en lösning att effektivare ta till vara på befintlig kapacitet. Det angränsande problemet med luftbokning av elabonnemang¹⁰, det vill säga att man har ett högre abonnemang än vad man utnyttjar, skulle också kunna adresseras genom att skapa incitament för att frivilligt minska sitt abonnemang. Detta kan gälla för befintliga såväl som nya avtal. Incitament kan skapas genom samtal med nätbolagen (Energiföretagen, 2023) där man skapar sig en gemensam bild av behoven. En rädsla som många företag har är att man inte kan få den önskade effekten när behovet uppstår och att man därför inte vill sänka sina abonnemang. Skarpare incitament kan skapas genom regeländringar eller högre avgifter.

¹⁰ För mer om luftbokningar se delrapport 1.

Mikronät, peer-to-peer lösningar och energigemenskaper skulle också kunna vara sätt att överbrygga flaskhalsproblem med nätkapacitet. I dagsläget är det dock otydligt vad som gäller¹¹ i Sverige samtidigt som EU:s regelverk är under revision, vilket gör att det finns osäkerheter för företag hur de kan nyttja dessa alternativ.

Sammanfattningsvis visar resultaten från föreliggande studie att:

- Användare av elbilar i flerbostadshus och villor verkar, även vid en stor utbyggnad av laddinfrastruktur, klara sitt effektbehov inom befintlig nätkapacitet, med hjälp av smart laddning och effektvakt. Kapacitetsproblem kan dock uppstå högre upp i nätet vilket gör att nätägare och myndigheter behöver skapa incitament som styr slutkundernas beteende även om de redan har en tillräcklig anslutning.
- I de fall som studerats här styr nuvarande tariffer i första hand genom effektavgifter och inte skillnader i överföringsavgifter mellan låglasttid och höglasstid. Att ladda "rätt" enligt nätbolagens tariffer ger en ekonomisk fördel. Att tillhandahålla stödtjänster kan dock ge ett större ekonomiskt incitament än att anpassa laddningen till nätbolagets tariffer vilket i det enskilda lokala fallet i värsta fall kan motverka syftet med stödtjänsterna.
- När nätbolagen utformar sina framtida tariffer och lokala flexibilitetsmarknader för att utnyttja nätet så optimalt som möjligt behöver de därför ta hänsyn till inte bara hur elektrifieringen påverkar lastkurvorna utan också möjligheten att vissa av deras kunder kan och vill leverera olika typer av nationella stödtjänster.
- Åkerier med regional distribution och där fordon står i depå över natten får snabbt stora effektbehov givet en lite större fordonsflotta. Utbyggnad av laddinfrastruktur och framförallt elnätanslutningar tar tid. För att inte fördröja omställningen behövs interimslösningar. Dessa kan vara batterilager vid depåer eller andra platser, men också lagändringar.
- För att bättre ta vara på kapaciteten i nätet skulle regelverket behöva ses över, så att luftbokningar i större utsträckning förhindras och kapaciteter kan användas av de aktörer som behöver det. Utbyggnad av nätet skulle inte vara lika kritiskt om den befintliga effekten användes bättre.
- För att underlätta möjligheten att dela lokala kapaciteter behöver regelverket kring mikronät, peer-to-peer lösningar och energigemenskaper förtydligas. I dagsläget

¹¹ Otydligheter har lett till överklaganden till Energimarknadsinspektionen, men även beslut från EI upplevs otydligt se [Elnätsbolagen motarbetar mikronät - Borätt Forum \(borattforum.se\)](#) [Tydligt regelverk viktigt för aktiva kunder - Energiföretagen Sverige \(energiforetagen.se\)](#) [Delning av energi – nytt beslut om undantag från koncessionsplikt - Energiföretagen Sverige \(energiforetagen.se\)](#)

skapar regelverket frågor hos företag som annars kunde vara en viktig byggsten i den lokala elproduktionen.

- Ett nationellt regelverk gällande brandsäkerhet när man sätter upp batterilager och laddstolpar saknas. Företag som agerar på olika platser i landet behöver ta hänsyn till lokala krav. Att ha nationella riktlinjer och regelverk som företag kunde förhålla sig till hade påskyndat omställningen då aktörerna direkt vet vilka krav som ställs samt att man då lättare kan beräkna kostnaderna för installationen. I dagsläget ger de olika kraven olika kostnadsbilder som gör det svårt för aktörerna att förutsäga investeringskostnaden.

Referenser

- ACER (2023), "Flexibility solutions to support a decarbonised and secure EU electricity system", EEA/ACER Report 09/2023, online: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/EEA-ACER_Flexibility_solutions_support_decarbonised_secure_EU_electricity_system.pdf.
- Allt om elbil (2023), "Elbil Milstolpen: Nu finns det 300 000 elbilar i Sverige", online: <https://alltomelbil.se/milstolpen-nu-finns-det-300-000-elbilar-i-sverige/>
- Basma, H. & Rodríguez, F. (2023), "A total cost of ownership comparison of truck decarbonization pathways in Europe", Working Paper 2023-08, International Council on Cleaner Transportation, online: <https://theicct.org/wp-content/uploads/2023/11/ID-54-%E2%80%93-EU-HDV-TCO-paper-working-paper-28-A4-50145-v2.pdf>.
- Boverket (2020), "Vindkraftverk", online: <https://www.boverket.se/sv/PBL-kunskapsbanken/lov--byggande/anmalningsplikt/bygglov-for-anlaggningar/vindkraftverk/>.
- Closer (2022), "REEL – Regional Electrified Logistics", rev1, datum: 2022-10-31, online: https://closer.lindholmen.se/sites/default/files/2022-11/reel-report_0.pdf.
- Dagens infrastruktur (2022), "Falkenklev invigde landets största laddpark", publicerades: 2022-10-19, online: <https://www.dagensinfrastruktur.se/2022/10/19/falkenklev-invigde-landets-storsta-laddpark/>.
- Energiföretagen (2023), "Så frigjorde Luleå Energi 1000 MW i elsystemet", publicerades: 2023-10-16, online: <https://www.energi.se/artiklar/2023/oktober-2023/sa-frigjorde-lulea-energi-1000-mw-i-elsystemet/>.
- Energimarknadsinspektionen (2023), "Nätavgifter – elnät", <https://ei.se/om-oss/statistik-och-opppna-data/natavgifter--elnet>
- Energimyndigheten (2023a), "Beviljade projekt inom Regionala Elektrifieringspiloter", <https://www.energimyndigheten.se/klimat--miljo/transporter/laddinfrastruktur/stod-att-soka-inom-laddinfrastruktur/regionala-elektrifieringspiloter/beviljade-projekt-inom-regionala-elektrifieringspiloter/>.
- Energimyndigheten (2023b), "Handlingsprogram för laddinfrastruktur och tankinfrastruktur för vätgas", Slutrapport, ER 2023:23, online: <https://www.energimyndigheten.se/4aa6ed/globalassets/nyheter/2023/ER202323>.
- Energimyndigheten (2023c), "Regionala elektrifieringspiloter för tunga transporter", <https://www.energimyndigheten.se/klimat--miljo/transporter/laddinfrastruktur/stod-att-soka-inom-laddinfrastruktur/regionala-elektrifieringspiloter/>
- Energimyndigheten (2023d), "Scenarier över Sveriges energisystem 2023 – Med fokus på elektrifieringen 2050", ER 2023:07, <https://energimyndigheten.a-w2m.se/Home.mvc?ResourceId=213739>.
- Energimyndigheten (2023e), "Den officiella statistiken", online: <https://www.energimyndigheten.se/statistik/den-officiella-statistiken/>.
- Elbilsstatistik (2023), "Laddbara fordon i Sverige – November 2023", senast besökt: 2023-12-11, online: <https://www.elbilsstatistik.se/>.

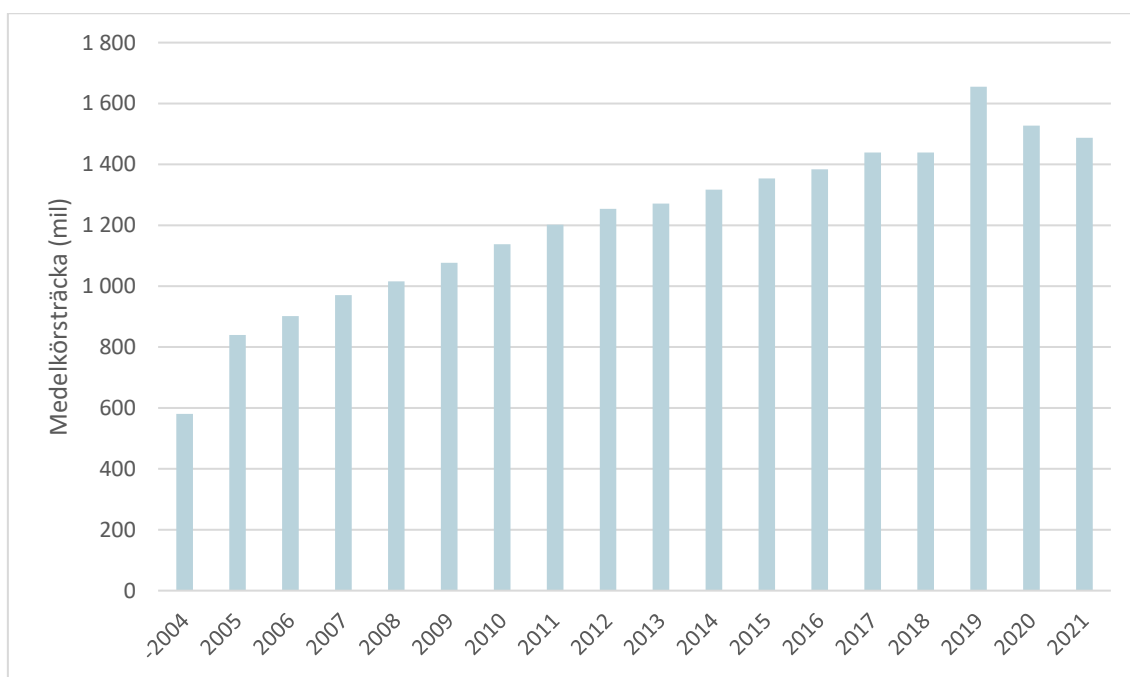
- Elsäkerhetsverket (2022), "Installation av batterilager", online:
<https://www.elsakerhetsverket.se/privatpersoner/din-elanlaggning/bygga-och-renovera/installation-av-batterilager>.
- E.ON (2023), "Lokala energilösningar", ppt-presentation, s. 66, online:
<https://closer.lindholmen.se/sites/default/files/2022-02/sa-elektrifierar-vi-sveriges-regionala-lastbilstransporter.pdf>.
- Europeiska unionens råd (2023), Förslag till EUROPAPARLAMENTETS OCH RÅDETS FÖRORDNING om ändring av förordningarna (EU) 2019/943 och (EU) 2019/942 samt direktiven (EU) 2018/2001 och (EU) 2019/944 för att förbättra utformningen av unionens elmarknad– Allmän riktlinje.
- Goldman Sachs (2023), "Electric vehicle battery prices are falling faster than expected", publicerades: 2023-11-01, online: <https://www.goldmansachs.com/intelligence/pages/electric-vehicle-battery-prices-falling.html>.
- Hassler, J. (2023), "Sveriges klimatstrategi 46 förslag för klimatomställningen i ljuset av Fit-For-55", Regeringskansliet, online:
<https://www.regeringen.se/contentassets/0b09ab52d60b4f8f8212acc1b71fbbb8/sveriges-klimatstrategi--46-forslag-for-klimatomstallningen-i-ljuset-av-fit-for-55.pdf>.
- If (2023), "Installera solceller", online:
https://www.if.se/foretag/forsakringar/egendom/fastighetsforsakring/brandsakerhet/solceller?_gl=1*_nrpifg*_up*MQ.&gclid=EAIaIQobChMI8MvRqPboggMVkO-yCh0dgga2EAAYASAAEgLaBvD_BwE.
- Karlsson, J. & Grauers, A. (2023), "Case Study of Cost-Effective Electrification of Long-Distance Line-Haul Trucks" *Energies* 16, no. 6: 2793. <https://doi.org/10.3390/en16062793>.
- Konsumenternas energimarknadsbyrå (2023a), "Elområden", online:
<https://www.energimarknadsbyran.se/el/elmarknaden/elomraden/>.
- Konsumenternas energimarknadsbyrå (2023b), "Månadspriser på elbörsen", online:
<https://www.energimarknadsbyran.se/el/dina-avtal-och-kostnader/elpriser-statistik/manadspriser-pa-elborsen/>.
- Konsumenternas energimarknadsbyrå (2023c), "Nätavgifter", online:
<https://www.energimarknadsbyran.se/el/dina-avtal-och-kostnader/elkostnader/natavgifter/>.
- Lindberg, A. (2022), "Hur många solceller behövs till ett hus?", publicerades: 2022-09-30, online:
<https://www.elskling.se/tips-rad/solenergi/hur-manga-solceller-behovs-till-ett-hus>.
- Mimer (2023), online: <https://mimer.svk.se/>.
- MSB (2023), "Lagstiftning av litiumbatterier", online: <https://www.msb.se/sv/amnesomraden/skydd-mot-olyckor-och-farliga-amnen/farligt-gods/litiumbatterier/lagstiftning-av-litiumbatterier/>.
- Nordin, L. & Andersson, J. (2022), "Regeringsuppdrag om elektrifieringen av transporter: digitaliseringens möjligheter att effektivisera och påskynda elektrifieringen av transporter – inklusive rättsliga förutsättningar", VTI rapport 1109.
- Parvizomran, E., & Bergqvist, R. (2023), "A cost analysis of decarbonizing the heavy-duty road transport sector". *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 120, 103751.
- Plötz, P. & Speth, D. (2021), "Truck Stop Locations in Europe – Final Report". Karlsruhe: Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI.
- Power Circle (2020), "Vad är V2G - Vehicle to Grid", Faktablad, online:
<https://www.powercircle.org/v2g.pdf>.

- Power Circle (2022), "Local flexibility markets", White Paper, online:
https://powercircle.org/local_flexibility_markets.pdf.
- Power Circle (2023a), "Efterfrågefleksibilitet från kommersiella transporter", online:
https://powercircle.org/smart_laddning_lastbilar.pdf.
- Power Circle (2023b), "Forskning och utveckling av V2X i Sverige - En syntesrapport om forskningsläget och framtida forskningsbehov", online: https://powercircle.org/syntes_v2x.pdf.
- Regeringskansliet (2022), "National Electrification Strategy – a secure, competitive and sustainable electricity supply for a historic climate transition. A summary", online:
https://www.regeringen.se/contentassets/fe23dccb7384109a5e39de2c8105432/popversion-elstrategi_eng/
- RISE (2022), "Vägledning brandskydd för batterienergilagrar", online: <https://www.ri.se/sv/vad-vi-gor/projekt/vagledning-brandskydd-for-batterienergilagrar>.
- SAFE (2022), "Advancing Vehicle to Grid Technology Adoption – Policy Recommendations for Improved Energy Security and Resilience", datum June 2022, online: <https://electrificationcoalition.org/wp-content/uploads/2022/06/Advancing-V2G-Technology-Adoption.pdf>.
- SCB (2023), "Genomsnittliga priser på el, hushåll och icke hushåll 2014", online: <https://www.scb.se/hitta-statistik/statistik-efter-amne/energi/prisutvecklingen-inom-energiomradet/elpriser-och-elavtal/>
- Skatteverket (2023a), "Mikroproduktion av förnybar el", online
<https://www.skatteverket.se/privat/fastigheterochbostad/mikroproduktionavfornybareprivatbostad.4.12815e4f14a62bc048f41a7.html>
- Skatteverket (2023b), "Skatt på el", online:
<https://www.skatteverket.se/foretag/skatterochavdrag/punktskatter/energiskatter/skattpael.4.15532c7b1442f256bae5e4c.html>.
- Skövde Energi (2023), "Elnätstaxa", online: <https://skovdeenergi.se/elnat/taxor-avgifter/elnatstaxa-priser-med-moms/>.
- Svenska kraftnät (2022), "Lagring av el – omvärldsanalys", SvK 2022/2773, datum 2022-11-30, online:
<https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2022/rapport-ru-energilagrar.pdf>.
- Svenska kraftnät (2023a), "Vårt uppdrag", online: <https://www.svk.se/om-oss/verksamhet/>.
- Svenska kraftnät (2023b), "Balansansvarig", online: <https://www.svk.se/aktorsportalen/balansansvarig/>.
- Svenska kraftnät (2023c), "Balansering av kraftsystemet", online: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/balansering-av-kraftsystemet/>.
- Svenska kraftnät (2023d), "Införande av aktörsrollerna BSP och BRP", online: <https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar-elmarknad/inforande-av-aktorsrollerna-bsp-och-brp/>.
- Svenska kraftnät (2023e), "Ny nordisk balanseringsmodell (NBM)", online: <https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar-elmarknad/ny-nordisk-balanseringsmodell-nbm/>.
- Svenska kraftnät (2023f), "Översiktlig kravbild för reserver", online:
<https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/bidra-med-reserver/oversiktig-kravbild-for-reserver-oktober-2023.pdf>.
- Svenska kraftnät (2023g), "Strategisk handlingsplan för ökad flexibilitet – Redovisning av regeringsuppdrag avseende att främja ett mer flexibelt elsystem inom Svenska kraftnäts ansvarsområden", SvK 2022/2276, online: <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/rapport-ru-framjande-av-flex-i-elsystemet-deluppdrag-1.pdf>.

- Svenska kraftnät(2023h) ”Förbrukningsfrånkoppling”, online: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/verktyg-for-systemdrift/forbrukningsfrankoppling/>
- Svenska kraftnät (2023i), ”Elstatistik”, online: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/kraftsystemdata/elstatistik/>.
- Trafikanalys (2023a), ”Fordon i län och kommun”, publicerad 2023-02-16, online: https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.trafa.se%2Fglobalassets%2Fstatistik%2Fvagtrafik%2Ffordon%2F2023%2Ffordon_lan_och_kommuner_2022.xlsx&wdOrigin=BROUSELINK.
- Trafikanalys (2023b), ”Transportsektorns samhällsekonomiska kostnader 2022 – bilagor”, TRV rapport 2023:1.
- Trafikanalys (2023c), ”Resvanor”, senast publicerad den 29/5 2023 , online: <https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.trafa.se%2Fglobalassets%2Fstatistik%2Fresvanor%2F2022%2Fresvanor-i-sverige-2022.xlsx&wdOrigin=BROUSELINK>.
- Trafikanalys (2023d), ”Fordon 2022”, online: <https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.trafa.se%2Fglobalassets%2Fstatistik%2Fvagtrafik%2Ffordon%2F2023%2Ffordon-2022.xlsx&wdOrigin=BROUSELINK>.
- Trafikanalys (2023e), ”Körsträckor”, publicerad 2023-04-13, online: <https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.trafa.se%2Fglobalassets%2Fstatistik%2Fvagtrafik%2Fkorstrackor%2F2022%2Fkorstrackor-2022---2023-09-22.xlsx&wdOrigin=BROUSELINK>.
- Transportstyrelse (2022), ”Tillståndsmätning 2022”, rapport: TSG 2022-10382, online: <https://www.transportstyrelsen.se/globalassets/global/publikationer-och-rapporter/rapporter/vagtrafik/rapport-tillstandsmatning-2022-gods-och-sociala-villkor.pdf>.
- Vattenfall (2023a), ”Energiskatten 2023 – Detaljerad information om energiskatt på el”, online: <https://energyplaza.vattenfall.se/guide/energiskatten-2023?hsCtaTracking=98ce6fd9-ca33-480e-ac38-b66d0f5c0830%7C20408bd1-b188-48ac-bd63-c10046b62d92>.
- Vattenfall (2023b), ”Flexibilitet blir extra lönsamt med batterilager”, online: <https://energyplaza.vattenfall.se/blogg/flexibilitet-blir-extra-lonsamt-med-batterilager>.
- Vattenfall (2023c), ”Elavtal med timpris”, online: <https://www.vattenfall.se/elavtal/elpriser/timpris/#setimpris>.
- Wickström, J. (2023), ”Marknaden för stödtjänster är långt ifrån mättad”, Tidningen Energi, El, värme & kyla, senast uppdaterat: 2023-05-08, online: <https://www.energi.se/artiklar/2023/maj-2023/marknaden-for-stodtjanster-ar-langt-ifran-mattad-an/>.

Bilaga A: Användning av personbilar

Den svenska fordonsflottan består idag av cirka 5,7 miljoner personbilar. År 2022 kördes dessa personbilar i genomsnitt 1 126 mil per år eller 3,2 mil per dygn (Trafikanalys, 2023e). Nyare fordon används generellt något mer än äldre, se figur 22, men skillnaden är relativt liten. Det är inte heller någon större skillnad mellan personbilar som drivs av elektricitet eller andra drivmedel, se tabell 15.



Figur 24. Medelkörsträcka år 2022 för personbilar beroende på registreringsår [Trafikanalys, 2023e].

Tabell 15. Medelkörsträcka år 2022 beroende på drivmedel [Trafikanalys, 2023e].

Drivmedel	Medelkörsträcka (mil)
Bensin	874
Diesel	1 471
El	1 087
Elhybrid	1 308
Laddhybrid	1 372
Etanol	994
Gas	1 584
Övriga	775
Totalt	1 126

Av den totala körsträckan anger Trafikanalys (2023c) att cirka 32% består av resor till och från arbete och skola, 36% består av resor kopplat till fritidsaktiviteter och 14% är resor för service och inköp. I tabell 16 visas den totala körsträckan samt körsträcka per resa för personbilar beroende på syftet med resan. Sammanfattningsvis framgår det att den genomsnittliga resan till arbete, skola, service och inköp är cirka 30 km tur och retur från hemmet. Fritidsresor är i genomsnitt dubbelt så långa men sker å andra sidan mer sällan jämfört med arbetsresor. Övriga resor är betydligt längre men också mer sällsynt och svarar för en mindre del av den totala körsträckan.

Här baseras beräkningarna på att varje personbil ska kunna laddas motsvarande 30 km/dygn hemma. Beräkningarna inkluderar därmed inte daglig laddning på arbetet eller annan plats. För längre sträckor antas att det finns tillgång till publik snabbaddning.

Tabell 16: Total körsträcka i Sverige samt genomsnittlig körsträcka per resa (Trafikanalys, 2023c)

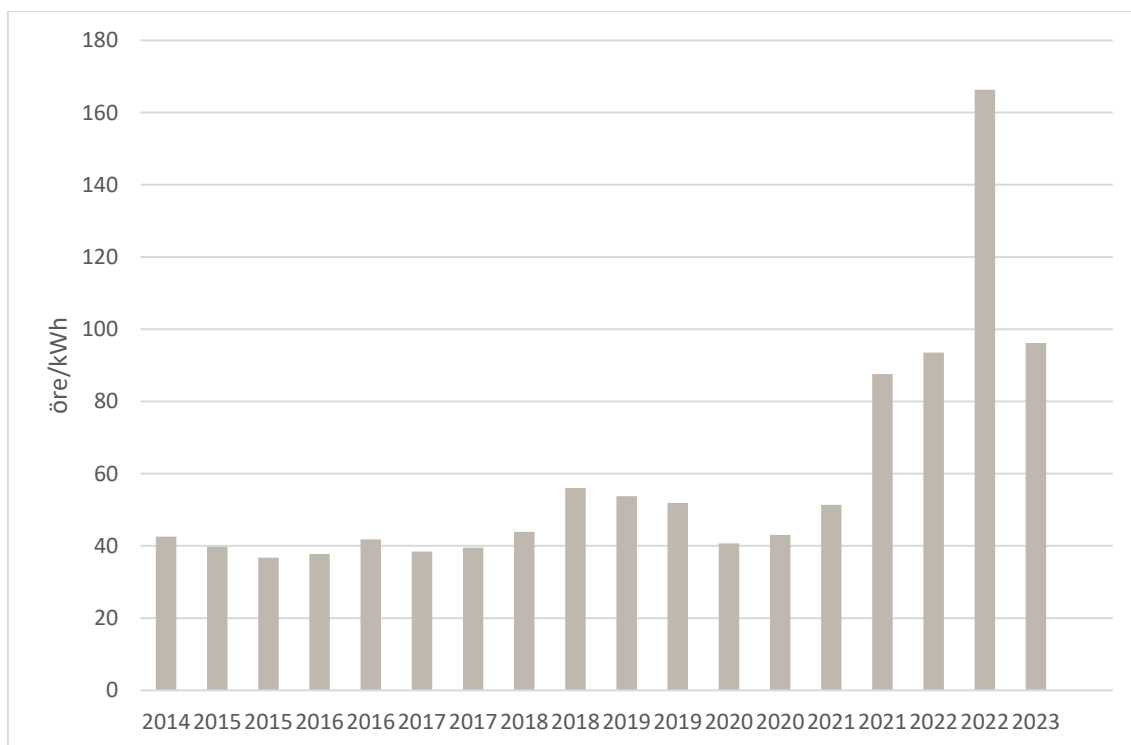
	Färdlängd (Miljoner km)	Sträcka per resa (km)	Antal huvudresor per person och dag*
Arbets-, tjänste- och skolresor	26 670	27 ±3	0,29
Service och inköp	11 987	31 ±5	0,11
Fritid	30 066	58 ±8	0,15
Annat ärende	7 683	119 ±76	0,02
Uppgift saknas	7 255	169 ±54	0,01
Samtliga	83 661	41 ±4	0,59

*Baserat på huvudsakligt ärende och huvudsakligt färdmedel

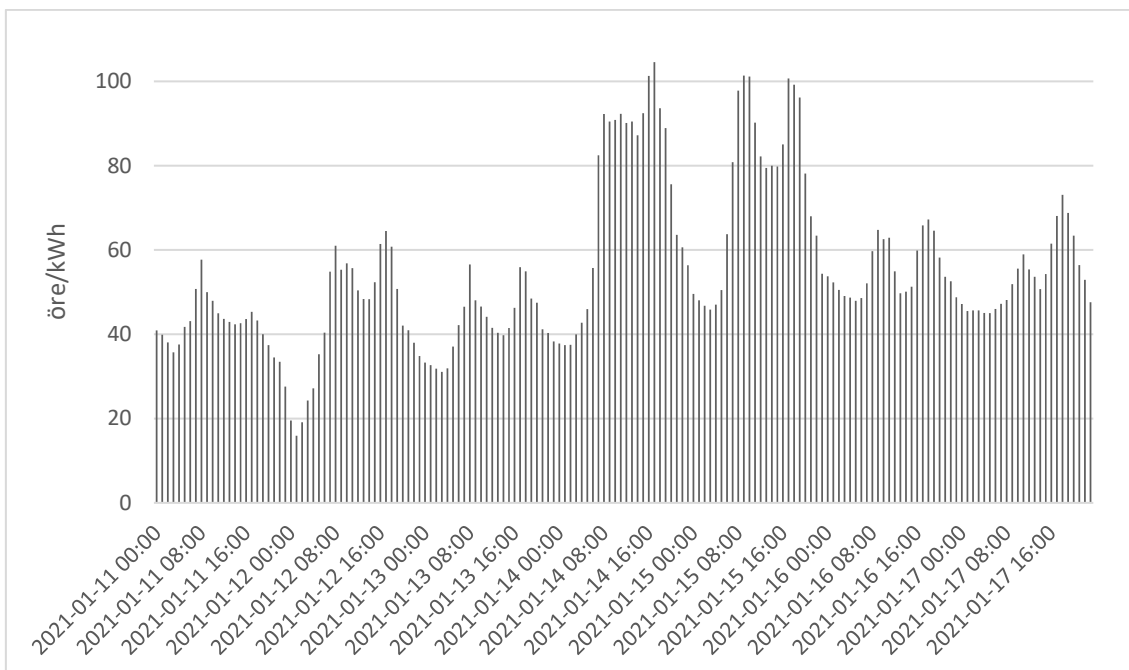
Bilaga B: Kostnader för el och elnät

Kostnader för elektricitet

Marknadspriset för elektricitet varierar timme för timme och det kan också skilja sig år mellan olika delar av landet. I figur 23 visas hur elpriset varierat per halvår för större hushållskunder (5 – 15 000 kWh/år) i Elområde 3. Där framgår att elpriset som sådant legat mellan 0,8 – 1,0 kr/kWh de senaste åren med undantag för andra halvåret 2022 då marknadspriserna steg kraftigt på grund av Rysslands krig mot Ukraina. Samtidigt kan priset variera kraftigt mellan olika dagar och timmar vilket framgår i Figur 24. Under perioden mellan den 10/1 och den 17/1 2021 varierade timpriset från mindre än 20 öre/kWh till över 1 kr/kWh. Även om priset varierar mycket kraftigt kan det konstateras att priset i allmänhet är lägre på natten än under dagen.



Figur 25: Genomsnittligt elpris per halvår för större hushållskunder (SCB, 2023).

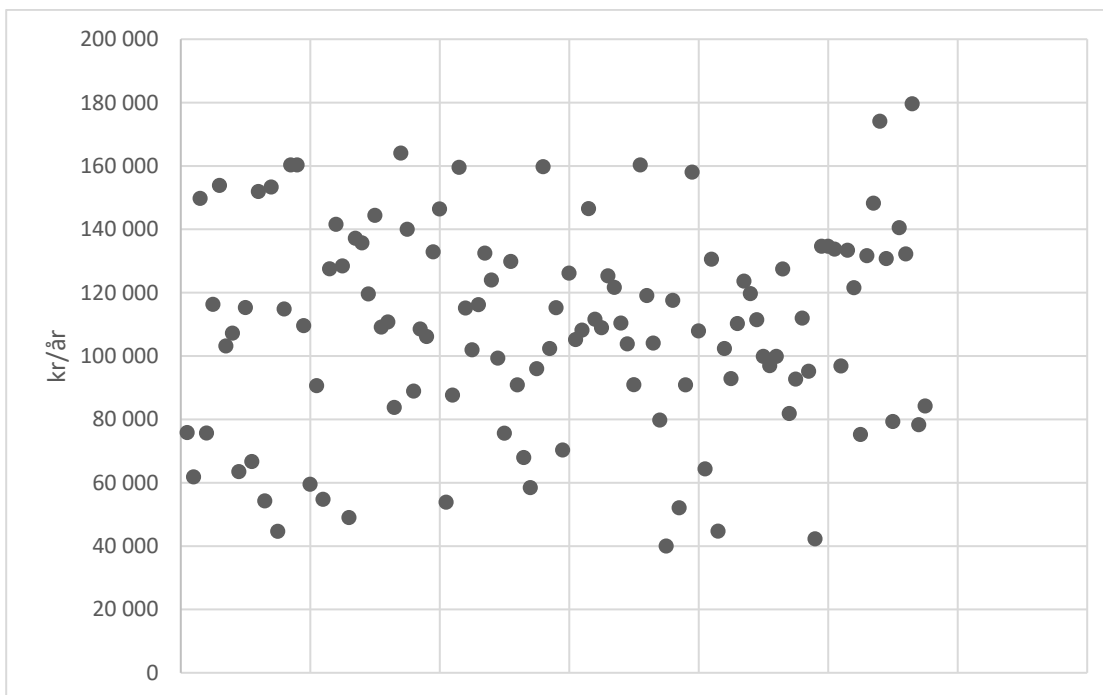


Figur 26: Elhandelspris per timme i elområde 3 (Vattenfall, 2023c)

Elnätskostnader

Alla fastigheter som är anslutna till elnätet ska betala en avgift för detta till elnätsägaren. Eftersom elnäten är lokala monopol reglerar Energimarknadsinspektionen hur stora avgifterna får vara. Avgiftens konstruktion kan dock variera betydligt mellan olika nätbolag. För mindre förbrukare, så kallade säkringskunder, består den dock ofta av en fast avgift kopplad till säkringsstorlek och en rörlig avgift per kWh levererad elektricitet. För större kunder (så kallade effektkunder) är den fasta avgiften ofta betydligt lägre och istället för att avgiften baseras på fast säkringsnivå utgår en avgift per kW använd effekt. Det maximala effektuttaget kan till exempel beräknas på årsbasis eller månadsbasis.

I figur 25 nedan visas hur den totala nätavgiften varierar mellan olika nätbolag för en tänkt kund som förbrukar 350 MWh per år med ett effektabonnemang på 100 kW. I genomsnitt är kostnaden 108 800 kr/år eller 0,31 kr/kWh. Kostnaden hos de olika nätbolagen varierar dock mellan 0,11 – 0,51 kr/kWh. Som jämförelse varierar elnätskostnaden för en villa med 16A säkring och en årsförbrukning på 5000 kWh mellan 0,39 och 1,5 kr/kWh exklusive moms med ett medelvärde på 0,78 kr/kWh (Energimarknadsinspektionen, 2023). Det är också en relativt stor variation i andelen fasta kostnader och andelen rörliga kostnader. Den totala kostnaden för att ladda en elbil kan därför variera betydligt mellan olika nätområden.



Figur 27: Nätavgift för kunder med en anslutning på 100 kW och en förbrukning på 350 MWh/år (Energimarknadsinspektionen, 2023)