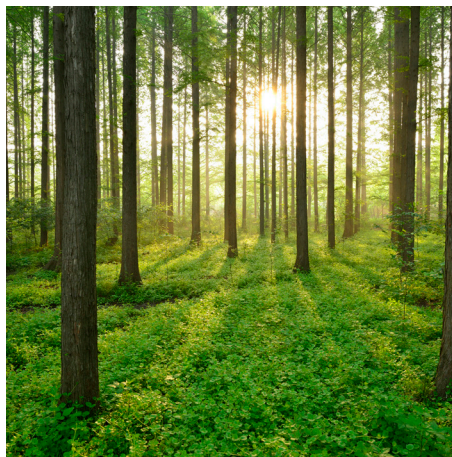


# ETT ELSYSTEM FÖR ELFORDON – FALLSTUDIE FÖR SKÖVDE ENERGI ELNÄTS NÄTOMRÅDE

RAPPORT 2023:970



ETT ELSYSTEM FÖR ELFORDON



# Ett elsystem för elfordon

Fallstudie för Skövde Energi Elnäts nätområde

PETER BLOMQVIST & EMIL NYHOLM PROFU

ISBN 978-91-7673-970-9 | © Energiforsk mars 2024

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

## Förord

**Forskningsprojektet *Ett elsystem för elfordon* har som syfte att ta ett helhetsgrepp om den förväntade elektrifieringen av fordonsflottan och dess inverkan på elsystemet. Både på nationell och EU-nivå finns mål att göra transportsektorn oberoende av fossilt bränsle, och detta innebär en omställning som erbjuder både möjligheter och utmaningar. I denna delrapport från projektet redovisas resultaten från fallstudien som utfördes på Skövde Energi Elnäts nätområde.**

Det lokala perspektivet blir i sammanhanget av en storskalig elektrifiering av fordonsflottan väldigt viktigt och en fallstudie utfördes för att få ökad förståelse för ökat årsenergibehov och toppeffektuttaget i elnätet för åren 2030 och 2045.

Totalt bestod ramprojektet av fem arbetspaket:

- AP1 Prognoser och scenarier
- AP2 Kartläggning och nulägesbeskrivning
- AP3 Elsystem och elnät
- AP4 Åtgärder och lösningar
- AP5 Syntes och rekommendationer

Övriga utförare i ramprojektet är Chalmers tekniska högskola, Handelshögskolan vid Göteborgs universitet, Power Circle och Sweco har bidragit med värdefull feedback och information även i de arbetspaket där de inte haft huvudansvaret. Även programmets styrgrupp har varit delaktiga med inspel, kommentarer och granskning av projektets resultat via workshops och möten. I styrgruppen ingår följande organisationer: Energimyndigheten, Svenska kraftnät, Ellevio, Elinorr, Kraftringen, Region Skåne, Öresundskraft, Göteborg energi, Skellefteå kraft, Tekniska verken, Energiföretagen Sverige, Jönköping energi, Transportföretagen, Volkswagen, Checkwatt, Umeå energi elnät, Volvo Cars, Luleå Energi, Mölndal energi, Nässjö Affärsverk Elnät AB, Oxelösund energi, Skövde energi, Södra Hallands kraft, Trollhättan energi, DEFA, Karlstads el och stadsnät, Krafthem, Siemens, Batteryloop och Einride.

**Stockholm, mars 2024**

**Madelene Danielzon Larsson**  
**Programansvarig, Energiforsk**

Här redovisas resultat och slutsatser från ett projekt inom ett forskningsprogram som drivs av Energiforsk. Det är rapportförfattaren/-författarna som ansvarar för innehållet.

## Sammanfattning

**Denna fallstudie inom projektet Ett elsystem för elfordon omfattar Skövdes Energis nätområde och illustrerar hur elbehovet ser ut idag, samt hur kapacitetsbehovet för lokalnätet som helhet bedöms utvecklas över tid fram till 2030 och 2045.**

Modellerat elbehov i Skövdes nätområde 2021 var ca 327 GWh inklusive förluster och toppeffektbehov ca 67 MW, där effektuttaget drivs av uppvärmningsbehov och aktiviteter dagtid. Elbehovet är ca 22 MW högre en kall dag (-10°C) jämfört med en varm dag (över 15°C), medan effektuttaget högsta timmen dagtid är ca 20 MW högre än lägsta timmen nattetid.

Det framtida årliga elbehovet beror främst av fyra faktorer: befolkningsmängd, effektivisering av elanvändning, en elektrifiering av industrin, en elektrifiering av fordonsflottan. Utifrån dessa faktorer har tre scenarier formats: grund-, låg- och högscenariot. Till 2045 förväntas elbehovet öka till 451 – 698 GWh år 2045 beroende på scenario, där elfordon står för 14 – 22 % av totalt elbehov. Detta innebär också att dagens toppeffektbehov förväntas öka rejält, särskilt i det långa perspektivet. Högscenariot pekar på 110 MW till 2045 utan en elektrifiering av fordonsflottan och 144 MW om en kraftig elektrifiering av fordonsflottan inkluderas utan planerad laddning. Detta kommer att kräva stora investeringar i lokalnätet och mot överliggande nät. Elfordon bedöms dock ha goda möjligheter att bidra till att jämna ut effektbehovet mellan dag och natt som vi fokuserat på i detta projekt. En laddstrategi som jämnar ut effektbehovet över dygnet kan reducera effektbehovet med ca 19 MW och därmed minska behov av nätinvesteringar betydligt.

Analyserna visar att det kan förekomma stora skillnader i förbrukningsprofiler mellan olika användare, vilket innebär att det uppstår stora skillnader i förbrukningsprofiler mellan olika nätstationer. Detta bör beaktas så att elnätbolag inte skapar incitament som är suboptimala. Vi poängterar också att det kan skilja en del mellan olika lokalnät beroende på vilka typer av användare som främst dominerar i nätet, till exempel om det är industritungt eller främst boenden.

Slutligen illustrerade vi hur mycket kunder kan spara genom en relativt enkel styrning, dvs. genom att ladda på natten i stället för under dagen. Kontentan av dessa exempel för 2021 var att det kan bli en ganska stor besparing, runt 40 % i båda fallen, där största besparingen låg i elpriset och därefter elnätstariffen. Men detta beror som sagt på nivån på elpriser som kan skilja mellan prisområden och år, samt att kostnaden och utformningen av elnätstariffen kan skilja mycket mellan elnätområden. Om kunder agerar på de aktuella incitamenten skulle det alltså kunna bidra till att reducera effekten för nätområdet med ca 13 % i högscenariot.

## Nyckelord

Laddinfrastruktur, elektrifierad fordonsflotta, laddstrategi, elnätstariff

## Summary

**This case study within the project “An electric system for electric vehicles” covers Skövdes Energi's local power grid and illustrates how the electricity demand looks like today, as well as how the capacity demand is expected to develop over time until 2030 and 2045.**

Modeled electricity demand in Skövde's local power grid in 2021 was 327 GWh including losses. Peak power demand was about 67 MW, which is driven mainly by heating and daytime activities. The electricity demand is approx. 22 MW higher on a cold day (-10°C) compared to a warm day (over 15°C), while the power output peak hours during the day is approx. 20 MW higher compared off-peak hours at night.

The future annual need for electricity depends mainly on four factors: population size, efficiency of electricity use, electrification of industry, electrification of the vehicle fleet. Based on these factors, three scenarios have been formed: the basic, low and high scenario. By 2045, electricity demand is expected to increase by 38-113% (i.e. to 451 – 698 GWh) in 2045 depending on the scenario, with electric vehicles accounting for 14 – 22% of total electricity demand. This also means that today's peak power is expected to increase significantly. The high scenario points to 110 MW by 2045 without an electrification of the vehicle fleet and 144 MW if a strong electrification of the vehicle fleet is included without planned charging strategy. This will require large investments in the local power grid and toward the regional grid. However, electric vehicles have a quite good potential to even out the power demand between day and night, which we focused on in this project. A charging strategy that evens out the power demand over the day can cut the peak power demand by 8 % (19 MW) and thus significantly reduce the need for grid investments.

The analyses show that there can be large differences in consumption profiles between different categories of users, which means that there can be large differences between small substations within a local power grid. This should be considered so grid companies do not create incentives that are suboptimal. In a similar manner we also point out that the consumption profile can differ between different local power grids depending on the types of users who mainly dominates, for example if it is heavily industrial or mainly residential.

Finally, we illustrated how much customers can save simply by charging at night instead of during the day. The examples for 2021 show that there could be a fairly large saving, around 40% in both cases, where the biggest saving relates to the electricity price and then the electricity grid tariff. However, this depends on the level of electricity prices, which can differ between price areas and years, and the cost and design of the electricity grid tariff that differ between local power grids. If customers act on the current incentives, it could thus contribute to reducing the peak power demand by approx. 13% in the high scenario.

# Innehåll

<b>1</b>	<b>Inledning</b>	<b>7</b>
1.1	Bakgrund	7
1.2	Syfte	7
1.3	Fallstudiens upplägg	8
<b>2</b>	<b>Metodik</b>	<b>9</b>
2.1	Överblick av scenarier	9
2.2	Gruppering av existerande kunder	11
2.3	Underlag för förändring av existerande kunder och industrilaster	11
2.4	Nyproduktion och existerande byggnadsstock	14
2.5	Elektrifiering av fordonsflottan	15
2.6	Undersökta scenarier	20
<b>3</b>	<b>Elbehov och elnät i Skövde</b>	<b>23</b>
3.1	Datakvalitet	23
3.2	Total elbehov i Skövde	23
3.3	Förbrukningsprofiler per kundgrupp	27
<b>4</b>	<b>Analys av utveckling mot 2030–2045</b>	<b>30</b>
4.1	Årsenergi	31
4.2	Effektbehov och laddbeteende	37
4.3	Lokala aspekter på effektbehov och laddning	45
4.4	Lokal elproduktion i Skövde	50
4.5	Nätтарiff och incitament för smart laddning	52
4.6	Fallstudieresultaten i ett Sverigeperspektiv	59
<b>5</b>	<b>Slutsatser och diskussion</b>	<b>63</b>
5.1	Förutsättningar för elfordon i Skövde	63
5.2	Diskussion	64
<b>6</b>	<b>Referenser</b>	<b>66</b>
<b>Bilaga A:</b>	<b>Laddningsprofiler</b>	<b>68</b>
<b>Bilaga B:</b>	<b>Toppeffekt i låg- och grundscenario år 2045</b>	<b>77</b>

# 1 Inledning

**En betydande andel av den svenska fordonsflottan måste elektrifieras för att Sverige ska kunna nå målet att minska klimatutsläppen från inrikes transporter (exkl. inrikesflyg) med minst 70 % till år 2030 (jämfört med 2010) samt att Sverige senast år 2045 inte ska ha några nettoutsläpp av växthusgaser till atmosfären.**

Denna fallstudie av Skövde Energi elnäts nätområde är en del i projektet "Ett elsystem för elfordon", ett branschöverskridande forsknings- och samverkansprojekt med fokus på samspelet mellan elsystemet och elektrifieringen av fordonsflottan ur ett lokalt, regionalt och nationellt perspektiv. Fallstudien syftar främst till att bidra med ett lokalt perspektiv på möjliga konsekvenser av en elektrifiering av fordonsflottan.

## 1.1 BAKGRUND

Elektrifiering av fordonsflottan har gått allt snabbare senaste tiden och totalt antal registrerade eldrivna fordon ökade från ca 400 000 i kvartal 3 år 2022 till ca 550 000 i kvartal 3 år 2023, varav ungefär är hälften rena elbilar.<sup>1</sup> Andelen registrerade elfordon i Skövde kommun är ungefär liknande som genomsnittet för Sverige.<sup>2</sup> Elektrifieringen av fordonsflottan har också fått politisk uppmärksamhet, inte minst genom att regeringen hösten 2020 tillsatte en elektrifieringskommission i syfte att påskynda utvecklingen mot en fossilfri transportsektor. Initiativet belyser behov av fördjupade analyser som ser till helheten, särskilt när det gäller hur en storskalig elektrifiering av fordonsflottan kan ske utan att elsystemet blir en begränsande faktor.

## 1.2 SYFTE

Syftet med denna fallstudie av Skövde Energis nätområde är att få en bild av hur en elektrifiering av fordonsflottan ökar med avseende på årsenergibehov och speciellt toppeffektuttaget i elnätet för åren 2030 och 2045. Detta inkluderar även analys av hur stor påverkan olika laddstrategier får på totalt toppeffektbehov för nätområdet. Utöver detta avses även illustreras hur de ekonomiska incitamenten för smart laddning ser ut med dagens nättariff samt hur lokala skillnader, som på verkar förutsättningar för att smart laddning, kan se ut.

---

<sup>1</sup> Elbilsstatistik.se, 2023-10-24.

<sup>2</sup> Trafikanalys, Fordon i län och kommuner 2022, <https://www.trafa.se/vagtrafik/fordon/>.

### 1.3 FALLSTUDIENS UPPLÄGG

Rapporten är indelad i fem kapitel, där huvudsaklig omfattning av respektive kapitel framgår enligt nedan.

- Kapitel 2 beskriver den metodik som använts för att genomföra analyserna i fallstudien, inklusive de scenarier och antaganden som gjorts.
- Kapitel 3 illustrerar hur elanvändningen ser ut i Skövde idag och ger olika perspektiv på denna för att öka förståelsen för vad en elektrifiering av fordonsflottan innebär.
- Kapitel 4 visar resultaten i de olika scenarierna med avseende på både årsenergi och toppeffekt, och hur det beror olika laddstrategier påverkar.
- Kapitel 5 redogör för de huvudsakliga slutsatserna från fallstudien inklusive en kort diskussion om vad elnätsbolag behöver beakta i sitt fortsatta arbete.



## 2 Metodik

Fallstudien i Skövde grundar sig på timvis mätdata för samtliga anslutna anläggningar inom Skövde Energi elnäts nätområde, samt hur information om nätstrukturen ser ut. Utifrån detta har vi byggt ett antal scenarier för utvecklingen av elanvändningen hos dagens kundgrupper och den tillkommande elanvändningen från elfordon. Utvecklingen för båda dessa beror bland annat på faktorer som utveckling av befolkningens mängd, elektrifieringstakt och slutgiltig elektrifieringsgrad i fordonsparken och energieffektivisering. Givet de undersökta scenarierna för utvecklingen, de existerande förbrukningsprofilerna hos dagens kundgrupper och antaganden kring framtida laddningsprofiler för elfordonen har vi analyserat hur elfordonsladdningen påverkar det totala elbehovet och det totala effektbehovet inom nätområdet. Fokus har varit på att analysera hur toppeffekten påverkas av olika beteende vid laddning av elfordonen.

### 2.1 ÖVERBLICK AV SCENARIER

Med utgångspunkt från historik och dagsläge analyseras tre scenarier för den framtida utvecklingen av efterfrågan på el inom Skövde elnäts koncessionsområde. Scenarierna sträcker sig fram till år 2050 med nedslag år 2030 och 2045 och belyser efterfrågan på både elenergi och eleffekt. Scenarierna beskriver ett hög-, låg- och grundscenario och utgår ifrån bedömningar av utvecklingen av elbehov för olika kundgrupper. Bedömningar för respektive kundgrupp summeras till ett totalt elbehov och i detta blir sammanlagringseffekter en viktig komponent att ta hänsyn till.

Följande parametrar beaktas i scenarierna:

1. Ökat behov från nybyggnation av bostäder och lokaler
2. Övergången till eldrift inom transportsektorn, inkluderat olika strategier för laddning av fordon
3. Förändrat elbehov hos befintlig industri och ökat elbehov från tillkommande industrier och verksamheter
4. Effektivisering hos existerande bostadshus och lokaler

Nedan följer en kort översikt av de parametrar som varierar i de olika scenarierna, för en mer detaljerad beskrivning av varje del se respektive scenarios sektion. De parametrar som beaktas och hur de varierar för de olika fallen kan ses i Tabell 2.1. Som kan ses i tabellen så baseras utvecklingen för energieffektivisering hos existerande kunder samt utvecklingen för ny och existerande industri på Energimyndighetens senaste rapport kring den långsiktiga utvecklingen av det svenska energisystemet<sup>3</sup>.

För effektiviseringen av de existerande byggnaderna antas samma nivå i alla de undersökta fallen då baserad på Energimyndighetens referensscenario. För industrin så används Energimyndighetens känslighetsfall industrin-, lägre

<sup>3</sup> Energimyndigheten. (2023). *Scenarier över Sveriges energisystem 2023 - Med fokus på elektrifieringen 2050*. ER 2023:07. Energimyndigheten.

elektrifiering- och högre elektrifierings scenario för respektive låg-, grund- och högsenario i vår modellering. Energibehovet hos nybyggnation drivs dels av befolkningsförändringen inom Skövde Energis koncessionsområde, dels av sammansättningen av de nya byggnader, dvs. andelen flerbostadshus/småhus, som tillkommer och deras tekniska egenskaper (tex. val av uppvärmningsteknik och energibehov per m<sup>2</sup>). Gällande sammansättningen, dvs. antalet småhus respektive flerfamiljshus, och de tekniska egenskaperna hos nybyggnationen så antas dessa vara samma för alla de undersökta scenarierna.

Befolkningsutvecklingen i grund- och lågsenariot bygger på SCB:s senaste befolkningsprognos för Skövde kommun<sup>4</sup>, för högsenariot bygger den på Skövde kommuns egna prognos/vision om befolkningsförändringen till 2040, vilken extrapoleras till 2050<sup>5</sup>. För fordonsflottan är det i huvudsak tre faktorer som påverkar dess framtida elbehov, befolkningsutvecklingen och den ökning i transportbehov denna medför, hur stor andel av flottan som elektrifieras och eventuella förändringar i transportarbete. Befolkningsutvecklingen styrs av samma underlag som för nybyggnationen, SCBs prognos i grund- och lågsenariot och Skövde kommuns i högsenariot, och graden av elektrifiering i fordonssektorn är tagen från det tidigare arbete som gjorts inom projektet "Ett elsystem för elfordon" arbetspaket 1 (ger prognoser till 2030, vilket extrapoleras vidare för att nå olika nivåer av total elektrifieringsgrad av olika delar av fordonsflottan). För graden av elektrifiering så används de prognoser som tagits fram för Västra Götaland som helhet. För att beskriva den existerande fordonsflottan inom Skövde Energis elnätområde används kommunal och regional statistik gällande antal fordon och uppskattade årliga medelvärden för körd sträcka för olika fordonstyper<sup>6,7</sup>. Transportarbetet antas vara konstant i hög- och grundscenarierna, men antas minska i lågsenariot då baserat på Trafikverkets rapport "Scenarier för att nå klimatmålet för inrikes transporter – ett regeringsuppdrag"<sup>8</sup>.

Tabell 2.1. Beskrivning av de olika scenarierna.

Scenario	Nybyggnation av bostäder och lokaler (befolkningsförändring)	Effektivisering hos existerande bostadshus och lokaler	Elektrifiering av fordonssektorn	Ny industri/existerande industri
Grund	SCB	Energimyndigheten lägre elektrifiering	Hög grad av elektrifiering	Energimyndigheten lägre elektrifiering
Hög	Skövde kommun <sup>9</sup>	Energimyndigheten lägre elektrifiering	Hög grad av elektrifiering	Energimyndigheten högre elektrifiering

<sup>4</sup> SCB, Statistikmyndigheten. (2023a). Befolkningsframskrivningar 2023.

<sup>5</sup> Genom kontakt med kommunen

<sup>6</sup> SCB, Statistikmyndigheten. (2023b). Fordon i trafik efter län och kommun samt fordonsslag. År 2002 - 2022.

<sup>7</sup> Trafikanalys. (2023). *Körsträckor 2022*. Trafikanalys.

<sup>8</sup> Hammarlund, S., Isacson, G., Lindblom, H., Eliasson, J., & Hunhammar, S. (2020). *Scenarier för att nå klimatmålet för inrikes transporter – ett regeringsuppdrag*. Trafikverket.

<sup>9</sup> Skövde kommuns Vision 2040 <https://skovde.se/kommun-politik/visionskovde2040/>

Scenario	Nybyggnation av bostäder och lokaler (befolkningsförändring)	Effektivisering hos existerande bostadshus och lokaler	Elektrifiering av fordonssektorn	Ny industri/existerande industri
Låg	SCB	Energimyndigheten lägre elektrifiering	Lägre grad av elektrifiering och förändringar i transportarbete	Energimyndigheten känslighetsfall industrin

## 2.2 GRUPPERING AV EXISTERANDE KUNDER

För att kunna applicera effektiviseringar på de befintliga lasterna så måste vi förstå vad dessa består av. För den underliggande data finns SCB-koder kopplade till varje lastprofil.<sup>10</sup> Dessa koder möjliggör en aggregering av laster till olika övergripande kategorier har likartade förbrukningsprofiler och vilka kan tänkas visa liknande effektiviseringsmönster. De 5 kategorier som används i arbetet kan ses i Tabell 2.2. Som kan ses är industri en kategori, medan bostäder delas upp i småhus och flerbostadshus och lokaler delas upp i handelslokaler och resterande lokaler (kontor, vårdinrättning, etc.). En vidare beskrivning av de olika kategorierna och deras lastprofiler följer i avsnitt 3.3.

Tabell 2.2. Segmentering av existerande kunder.

Kundgrupper	Koder
Industri	300
Handel	610
Lokaler mm	220,400,510,540,630,640,710,720,730, 810,820,822,830,840,850,860,870,880,950
Småhus	910,920,970
Flerfamiljshus	930,940,960

## 2.3 UNDERLAG FÖR FÖRÄNDRING AV EXISTERANDE KUNDER OCH INDUSTRILASTER

I de 5 kategorierna som presenteras ovan kommer elanvändningen att förändras i takt med att byggnader och verksamheter energieffektiviseras, Skövdes befolkning växer och nya verksamheter etableras. Som tidigare nämnts så baserar vi effektivisering och industrins utveckling på Energimyndighetens långsiktiga scenarier<sup>11</sup> och nybyggnationen på befolkningsprognoser från SCB<sup>12</sup> och underlag från Skövde kommun<sup>13</sup>. Baserat på underlaget från Energimyndighet och Skövde

<sup>10</sup> Kategoriserar även privatkunder, medan SNI-koder endast inkluderar klassificerar företag.

<sup>11</sup> Energimyndigheten. (2023). *Scenarier över Sveriges energisystem 2023 - Med fokus på elektrifieringen 2050. ER 2023:07*. Energimyndigheten.

<sup>12</sup> SCB, Statistikmyndigheten. (2023a). *Befolkningsframskrivningar 2023*.

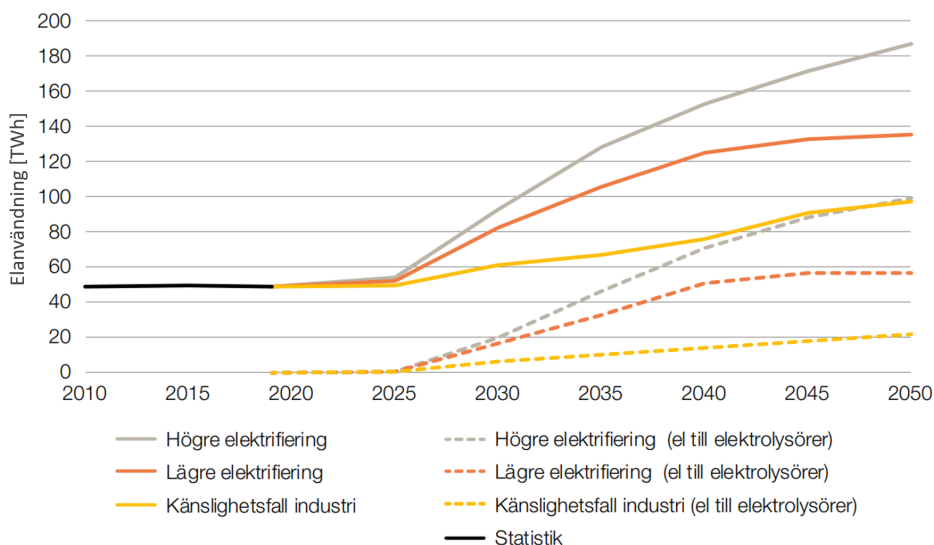
<sup>13</sup> Genom kontakt med kommunen

kommun görs lokala anpassningar utifrån de förutsättningar som gäller för Skövdes nätområde. Nedan följer en kort sammanfattning av Energimyndighetens långsiktiga scenarier som ligger till grund för de scenarier vi tagit fram för Skövde.

Från Energimyndighetens långsiktiga scenarier fokuserar vi på det som berör elanvändningen i Sverige, då deras rapport omfattar ett bredare perspektiv än denna rapport. De långsiktiga scenarierna innehåller 3 scenarier ett med *hög elektrifiering*, ett med *låg elektrifiering* och ett som kallas *känslighetsfall industri*. Det sista fallet utgår från låg elektrifiering, men där satsningar i industrin förskjuts, genomförs delvis eller inte alls. Vi inleder med en översikt över några huvudslutsatserna från Energimyndighetens rapport:

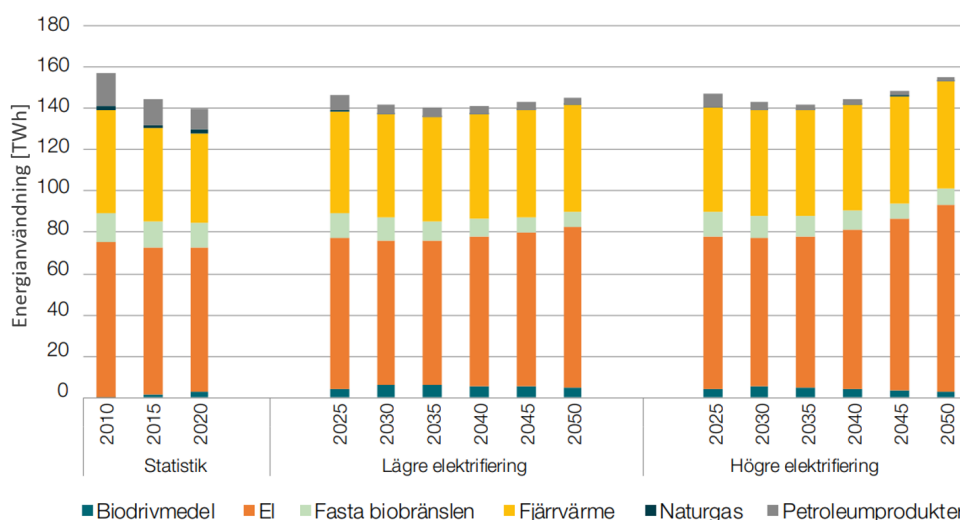
- Det bedöms råda större osäkerhet än tidigare gällande hur utvecklingen av energisystemet kommer att se ut, vilket ger ett stort utfallsrum. Det konstateras dock att man bedömer att det kommer att ske stora förändringar i energisystemet oavsett scenario, där utfallet i den förväntade elektrifieringen bedöms bli avgörande.
- Det är främst industrin som väntas stå för den största absoluta ökningen i efterfrågan på el, dels genom ökad elektrifiering, dels genom tillkommande nya industrier och elanvändning. Den tillkommande elanvändningen bedöms främst komma från produktion av vätgas genom elektrolys.
- Ökad elanvändning kan tillkomma även på kort sikt, ett scenario (Högre elektrifiering) visar på ett ökat elbehov om ca 40 % till 2035. Energimyndigheten konstaterar att detta kräver utbyggnad av elnät och elproduktion annars riskerar satsningar att inte kunna genomföras.
- Energimyndigheten menar att om man ska klara en kraftfull elektrifiering behövs alla fossilfria kraftslag. Det konstateras att år 2020 var elanvändningen 134 TWh, men beroende på scenario ligger bedömningen att behovet uppgår till 228–349 TWh till år 2050.

När det gäller utveckling av elanvändning i industrin är det stora skillnader mellan scenarierna. I fallet *känslighetsfall industri* ökar behovet från dagens ca 50 TWh till knappa 100 TWh, medan det i fallet *högre elektrifiering* ökar till närmare 190 TWh, se Figur 2.1.



Figur 2.1. Utveckling av elanvändning i industrin för perioden 2010–2050 enligt olika scenarier<sup>14</sup>.

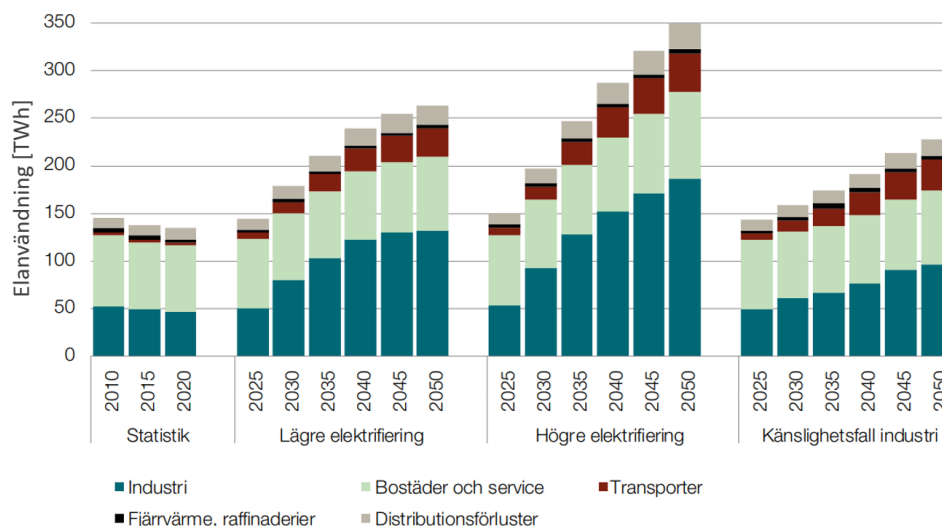
I bostadssektorn bedöms elanvändningen inte förändras nämnvärt eftersom uppvärmningsbehovet förväntas minska. Minskningen består främst av att man går från direktverkande el till en ökad andel värmepumpar, energieffektiviseringsåtgärder, samt att klimatförändringen leder till ett minskat uppvärmningsbehov. Mellanårsvariationen bedöms dock vara stor, vilket innebär att uppvärmningsbehovet kommer att variera relativt mycket mellan år. Datorhallar är den del i servicesektorn som främst bedöms bidra till ett ökat elbehov, med ett årsbehov i spannet 7,5–15 TWh till år 2045 beroende på scenario. I Figur 2.2 visas statistik samt två scenarier med olika grad av elektrifiering för bostäder och service fram till 2050.



Figur 2.2. Energianvändning inom bostäder och service per energislag 2010–2020 samt 2020–2050 i scenarierna Lägre elektrifiering och Högre elektrifiering<sup>9</sup>.

<sup>14</sup> Energimyndigheten. (2023). *Scenarier över Sveriges energisystem 2023 - Med fokus på elektrifieringen 2050*. ER 2023:07. Energimyndigheten.

I Figur 2.3 visas en översikt över utvecklingen av totalt elbehov per sektor för respektive scenario fram till och med 2050.



Figur 2.3. Elanvändning uppdelat per sektor 2010–2020 samt per scenario 2025–2050<sup>15</sup>.

## 2.4 NYPRODUKTION OCH EXISTERANDE BYGGNADSSTOCK

Då Skövde, enligt både SCB och Skövde kommun, förväntas växa kommer det finnas en nyproduktion av flerbostadshus, småhus och lokaler. Denna nyproduktion kommer påverka både energibehovet och effektbehovet i elnätet. För att veta hur detta kan påverka Skövde elnäts toppeffekt måste påverkan på den sammanlagrade toppeffekten tas fram. På liknande sätt kommer elanvändningen i de existerande flerbostadshusen, småhusen och lokalerna att ändras de också. En beskrivning av hur effekt och energibehov för tillkommande byggnader tas fram och hur effektiviseringen av existerande byggnader beräknas följer nedan.

Hur energi och effektbehovet från nyproduktion påverkar existerande lastprofil för de olika undersökta grupperna beror dels på hur lasten kopplas till användandet av byggnaderna, fastighetsel, hushållsel och verksamhetsel, dels vilket uppvärmningssätt som byggnaderna använder sig av. För flerbostadshusen antas alla nybyggnationer kopplas till fjärrvärmenätet, detta då Skövde energis elnätsområde till stora delar ligger inom det existerande fjärrvärmeområdet. Givet detta så antas flerbostadshusen öka den sammanlagrade effekten för gruppen flerbostadshus med 0,75 kW/hushåll, i detta inkluderas den fastighetsel och den hushållsel som behövs för varje hushåll. Detta värde baseras på analys av existerande elanvändningsprofiler för flerbostadshus utan elvärme i Skövdes elnät.

För småhusen antas dessa byggas med en fördelning mellan fjärrvärmeanslutna och värmepumpsanslutna på 50 % vardera. Småhus utan elvärme antas ha en påverkan på den sammanlagrade effekten för gruppen småhus på 2 kW/hushåll,

<sup>15</sup> Energimyndigheten. (2023). *Scenarier över Sveriges energisystem 2023 - Med fokus på elektrifieringen 2050*. ER 2023:07. Energimyndigheten.

vilket baseras på analys av existerande elanvändningsprofiler för småhus utan elvärme. För småhus med elvärme används ett av Profu utvecklat verktyg för att bedöma effekt och energibehov för småhus med bergvärme- respektive luftvattenvärmepump<sup>16</sup>. Sammanlagringen för de eluppvärmda husen sätts till toppeffektuttaget för uppvärmningssystemet plus 70% av de 2 kW/hushåll i hushållsel, detta baserat på SIS-standard<sup>17</sup>. Både det specifika effektbehovet och energibehovet för småhus antas bli lägre ju längre fram i tiden man kommer, eftersom striktare byggregler kommer sänka både effektbehovet och energibehovet för uppvärmning. Även om effektbehovet för elvärme per småhus minskar antar vi att det effektbehov som finns kvar fördelningsmässigt följer samma lastprofil som nuvarande effektbehov. Vi antar alltså inte att det finns någon möjlighet till laststyrning av värmelasten. Detta då fokus i denna studie har varit elfordonenspåverkan. För tillkommande lokaler antas alla dessa vara anslutna till fjärrvärmennätet. För lokaler antas en påverkan på den sammanlagrade effekten för gruppen på 30 W/m<sup>2</sup>. Detta värde är taget från SIS-standard<sup>16</sup>.

Från det beräknade sammanlagrade effektbehovet per hushåll eller m<sup>2</sup> och den givna byggnadstakten fås den totala effektökningen för varje grupp, vilken används för att beräkna förändringen i nuvarande lastprofil för gruppen. Förändringen i sammanlagrad topp effekt antas gälla för hela den sammanlagrade lastprofilen, dvs. energibehovet antas förändras med samma procent. Detta görs för lokaler och flerbostadshus. För dessa antas det heller inte ske någon betydande nettoenergieffektivisering av elanvändningen, detta enligt Energimyndigheternas långsiktiga scenarier (det ska nämnas att det i denna antas att existerande laster effektiviseras men att detta vägs upp av ökad elanvändning från nya laster). För småhusen görs en separat beräkning för förändringen i sammanlagrad topp effekten och den generella förändringen i elbehovet. Detta då elprofilen antas förändras då en effektivisering kommer ske för de småhus som idag har eluppvärmning, detta både i form av effektiviseringsåtgärder på klimatskalet och byte till effektivare värmepumpar.

Antalet nya lägenheter och småhus givet en viss befolkningsökning bestäms dels av antalet boende per boendetyper, här använder vi 1,9 för lägenheter och 2,7 för småhus, dels av hur fördelningen mellan antalet boende i nya lägenheter och antalet boende i nya småhus. Fördelningen antas vara att ca 84 % av nya bostäder är flerbostadslägenheter och 16 % är småhus<sup>18</sup>. Den ökade lokalytan antas vara 44 m<sup>2</sup> lokal per ny bostad.

## 2.5 ELEKTRIFIERING AV FORDONSFLOTTAN

Fordonssektorns omställning bort från fossila bränslen förväntas till en betydande del utgöras av ökad elektrifiering. Nedan följer en beskrivning av den metod som används för att ta fram hur en sådan elektrifiering skulle påverka Skövdes elnäts koncessionsområde.

<sup>16</sup> Mer information om fjärrkontrollen finns på [www.profu.se/fjkoll.htm](http://www.profu.se/fjkoll.htm)

<sup>17</sup> Svensk Standard. (2018). *Elinstallationer för lågspänning – Vägledning för anslutning, mätning, placering och montage av el- och teleinstallationer SS4370102*.

<sup>18</sup> Denna fördelning överensstämmer med de planer som finns i Skövdes framtidsprognoser

### 2.5.1 Fordonstyper

Då fordonssektorn består av olika typer av fordon som har olika typer av körbeteenden, energibehov, elektrifieringstakt och laddningsbeteende delas sektorn in i 6 kategorier:

- Personbilar
- Lätta lastbilar (totalvikt <3,5 ton)
- Tung lastbilar lokal/regional
- Tung lastbilar fjärr
- Bussar lokal/regional
- Bussar fjärr

Fördelningen mellan lokal/regional och fjärr som görs för tunga lastbilar och bussar reflekterar olika användningsmönster. Fordon i kategorin lokal/regional är fordon som dels har en laddningsplats som de dagligen återvänder till för att parkera under tiden de inte används, dels har de ofta en väldefinierad daglig körsträcka. Detta gör att deras laddningsbehov skiljer sig från fjärrfordonen där nattladdning kan ske på olika ställen och körsträckorna kan variera betydligt. Det finns ingen officiell statistik som delar upp de tunga lastbilarna och bussarna i dessa två kategorier, därför görs en uppskattning baserat på den data som finns tillgänglig, denna uppdelning beskrivs vidare i avsnittet nedan.

### 2.5.2 Elbehov för fordon i Skövdes elnäts koncessionsområde

För varje fordonstyp definierad ovan så beräknas ett framtida energi- och effektbehov i Skövdes elnät. Dessa behov baseras på:

- Beräkningar för dagens transportbehov för de olika fordonstyperna
- Elbehovet per distans för de olika fordonstyperna
- Förändring i det totala transportarbetet för varje fordonstyperna över tid

Ekvation 1 beskriver beräkning av elenergibehovet ( $E$ ) för transport för varje fordonstyp givet dagens transportbehov. Detta utgår från data på kommunal nivå för antalet fordon i trafik av varje fordonstyp ( $f$ ), regional statistik för antal km körda i snitt för varje fordonstyp ( $d$ ), andel av fordonen som antas finnas i Skövdes elnäts koncessionsområde ( $s$ ), elenergibehovet per km för de olika fordonstyperna ( $w$ ) och verkningsgraden vid laddning ( $\eta$ ). Andelen fordon i koncessionsområdet antas vara samma som andelen av kommunens befolkning som bor i koncessionsområdet. Elenergibehovet per distans som behövs för de olika fordonstyperna hämtas från litteraturen och presenteras i Tabell 2.3.

$$E \text{ (kWh)} = f(\text{st fordon}) \times d\left(\frac{\text{km}}{\text{fordon}}\right) \times s(-) \times w\left(\frac{\text{kWh}}{\text{km}}\right) \times \eta(-) \quad (1)$$

I den statistik för antalet fordon och antalet km körda i snitt per år som används finns det ingen uppdelning för fordonstyperna tunga lastbilar lokal/regional och



fjärr samt bussar lokal/regional<sup>19,20</sup>. För att skapa dessa delas det beräknade elbehovet för transporter för tunga lastbilar respektive bussar upp i dessa grupper.

Fördelningen av tunga lastbilar i de två undergrupperna är inte trivial då det inte finns någon officiell definition kring vad som skulle kunna dela upp lastbilsflottan i dessa grupper. Uppskattning av fördelningen kan antingen göras utifrån mängden transportarbete per körsträcka för gods eller mängden transportarbete per bruttovikt för lastbilar, där korta körsträckor och lättare bruttovikt indikerar lokal/regional trafik (Trafikanalys, 2023). Baserat på dessa två ansatser kan lokal/regional trafik utgöra någonstans mellan 10–60 % av det totala transportarbetet (och därmed elbehovet), antas 40 % av den tunga lastbilstrafiken vara lokal/regional i detta arbete då andelen av det totala transportarbetet som sker inom länen i snitt ligger på ungefär denna siffra<sup>21</sup>. Detta innebär då att 60 % av elbehovet kopplas till fjärrlastbilar.

För bussar definierar vi alla bussar som tillhör kollektivtrafiken, utom långdistansbussar (d.v.s. kollektivtrafik som drivs utanför regionens regi), till kategorin lokal/regional och alla långdistansbussar samt privatägda bussar som fjärr. För att beräkna denna uppdelning används tidigare erfarenheter kopplat till lokaltrafikens bussflottas andel av det totala energibehovet (vilket inkluderar lokala och regionala bussar). Detta ger en fördelning där 63% av transportarbetet för bussar räknas som lokal/regional och resterande som fjärr.

**Tabell 2.3.** Elenergibehov per fordonskilometer för olika fordonstyper, avser årsmedelvärde.

Specifik energiförbrukning	Personbilar <sup>22, 23</sup>	Lätta lastbilar <sup>6,24</sup>	Lastbilar <sup>6,25,26</sup>	Bussar <sup>6</sup>
Specifik energiförbrukning [Wh/fkm] <sup>27</sup>	185	350	1850	1600

Beräkningarna ovan ger elbehovet för transporter om dessa skulle elektrifieras i nuläget. Det är dock flera faktorer som förändrar det totala transportbehovet framåt i tiden. De som beaktas här är:

- Andel elektrifiering för varje fordonstyp
- Befolkningsförändring
- Förändring i transportbeteende (t.ex. ökad kollektivtrafik, mer hemmaarbete)

<sup>19</sup> SCB, Statistikmyndigheten. (2023b). Fordon i trafik efter län och kommun samt fordonsslag. År 2002 - 2022.

<sup>20</sup> Trafikanalys. (2023). *Körsträckor 2022*. Trafikanalys.

<sup>21</sup> Lastbilstrafik 2022, Trafikanalys, <https://www.trafa.se/vagtrafik/lastbilstrafik/>

<sup>22</sup> Jelica, D., Taljegård, M., Thorson, L., & Johnsson, F. (2018). Hourly electricity demand from an electric road system—A Swedish case study. *Applied energy*, 228, 141-148.

<sup>23</sup> <https://ev-database.org/>

<sup>24</sup> Szweczyk, Piotr, and Andrzej Łebkowski. "Studies on Energy Consumption of Electric Light Commercial Vehicle Powered by In-Wheel Drive Modules." *Energies* 14.22 (2021): 7524.

<https://doi.org/10.3390/en14227524>

<sup>25</sup> Song, Guanqiao. "Analysis of the energy consumption of the powertrain and the auxiliary systems for battery-electric trucks." (2020). <http://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:kth:diva-286349>

<sup>26</sup> Jahangir Samet, Mehdi, et al. "Road freight transport electrification potential by using battery electric trucks in Finland and Switzerland." *Energies* 14.4 (2021): 823. <https://doi.org/10.3390/en14040823>

<sup>27</sup> Wattimmar per fordonskilometer.

- Effektivisering av transportererna

Elbehovet för ett givet år för en transporttyp fås då genom beräkningen:

$$E_{framtida\ \text{år}}(kWh) = E_{Nuläget}(kWh) \times k_{framtida\ \text{år}}(-) \times b_{framtida\ \text{år}}(-) \times n_{framtida\ \text{år}}(-) \times m_{framtida\ \text{år}}(-) \quad (2)$$

Där  $E$  är elbehovet för transporter för ett givet år,  $k$  andelen elektrifiering för en given fordonstyp för ett givet år,  $b$  befolkningsförändringen för ett givet år relativt nuläget,  $n$  förändring i transportbeteende för ett givet år relativt nuläget och  $m$  effektivisering av fordonen för ett givet år relativt nuläget.

I nästa steg fördelas det årliga elbehovet för varje transporttyp ut över årets alla timmar. Då mängden transportarbete varierar beroende på månad, veckodag, och timme på dygnet så måste fördelningen av energin ta hänsyn till detta. Det görs genom att använda Trafikverkets underlag för beräkning av trafikmängd vid konstruktion av vägar<sup>28</sup>. Från denna fås en fördelning av transportarbete över månader, veckodagar och timme på dygnet. Denna fördelning används för att fördela ut elbehovet för de olika transporttyperna. I Trafikverkets underlag finns en fördelning för personbilar och en fördelning för lastbilar. I detta arbete använder vi fördelningen för personbilar för personbilar och fördelningen för lastbilar för lätta och tunga lastbilar. Då det saknas en fördelning för bussar görs antaganden kring denna. För fördelning över året antas en lägre andel trafik under sommarmånaderna (Juni-Augusti). För veckodagarna används en modifierad version av personbilstrafiken där trafiken under veckodagar skrivs upp och trafiken under helgdagar skrivs ner.

Då elanvändning för transport är något högre vid kallt väder (pga. uppvärmningsbehov, högre luftdensitet och högre rullmotstånd) höjs elbehovet för alla transportertyper med 20%<sup>29</sup> under november-mars. För att se till att årskonsumtionen, se Tabell 2.3, är konstant sänks elbehovet med 14% resterande månader på året. Laddningsverkningsgraden antas vara 90%.

Ovan antaganden bygger på att fordonen registrerade i det område som Skövde energis elnät utgör laddar inom Skövdes elnät. Så kommer naturligtvis inte att ske, en viss del av laddningen kommer att hända utanför Skövdes elnät, till exempel lastbilar som levererar gods på andra orter och elbilar som åker på bilsestrar. Att inte all laddning sker inom Skövdes elnät vägs delvis upp av att fordon som är registrerade i andra näts områden laddar i Skövde. En faktor som påverkar detta är till exempel om det sker mycket inpendling till området eller om en större genomfartsväg går genom området. Hur dessa förutsättningar ser ut i Skövde och vilka konsekvenser det kan tänkas ha diskuteras vidare i resultatkapitlet.

### 2.5.3 Laddprofiler för elfordon

Beräkningen av elbehovet för transport ger en bild av när energin, lagrad i fordonens batterier, används men säger inget om när denna energi laddas in i batterierna. För att beskriva laddbehovet antar vi att dygnselbehovet för

<sup>28</sup> Trafikverket och Sveriges Kommuner och Regioner. (2022). VGU-GUIDEN - Vägars och gators utformning.

<sup>29</sup> <https://ev-database.org/>

transporterna laddas in i fordon inom ett dygn, d.v.s. det råder en jämnvikt över använd el för transporter och laddad el för transporter över dygnet. För varje fordonssegment antas laddningen bestå av en "långsamladdning" som vi här definierar med laddning som sker när fordonet står parkerat på en hemmdestination/nattplats, för elbilar innebär det hemmet eller gatan/parkering utanför lägenheten, för lastbilar och bussar är det platsen de parkerar för natten. Den delen förväntas primärt laddas med växelström (upp till 22kW) för elbilar och effekter upp till 50kW för lastbilar och bussar. Den andra delen består av snabb-/semisnabbladdning, vilket vi definierar som laddning som sker på andra ställen än hemmdestinationen/nattplatsen och som sker när fordonen används. Detta kan innebära publika snabbbladdare för elbilar, för lastbilar kan det vara snabbbladdare som finns på platser de levererar till så att de kan ladda under tiden de lastas/lastar av men även publika snabbbladdare, vilka primärt laddar med likström.

Givet de olika laddningstyperna konstrueras det för varje fordonssegment tre typer av laddningsprofiler:

- *Oplanerad laddning*: Den "oplanerade" laddningen innebär för personbilar att dessa väljer att ladda direkt när de parkeras i hemmet i stället för att laddas nattetid, profilen för när detta sker baseras på<sup>30</sup> arbete där uppmätta körmönster från bilar användes för att avgöra när på dygnet bilar skulle laddas givet att de laddar direkt vid hemkomst. För resterande fordonstyper så innebär den "oplanerade" laddningen att större andel av den totala laddningen sker med snabbbladdare primärt under dagtid. För personbilar, lätta lastbilar och tunga lokal/regional lastbilar antas snabbbladdningen ske vid korta stop, till exempel lunch eller lastning av gods, under tiden fordonen är ute och rör på sig. Profilen för denna baseras därför delvis på de trafikprofiler från Trafikverket som användes vid beräkningen av elbehovet. Denna profil modifieras något för att ge större vikt till timmarna runt lunch då det är sannolikt att större andel fordon står stilla. För fjärrlastbilar antas samma laddprofiler som för lokal/regional, det som skiljer dessa åt är fördelningen mellan snabbbladdning och långsamladdning, där fjärrlastbilar antas ha en större andel snabbbladdning då dessa kör längre sträckor. För lokal/regional bussar baseras snabbbladdningsprofilen på en profil för pantografladdning från en modell av Göteborgs busstrafik<sup>31</sup>. Långsamladdningen består av depåladdning av bussar som sker nattetid och dagtid utanför timmarna med högst turtäthet (morgon och sen eftermiddag). För fjärrbussarna antas en liknande laddprofil som för fjärrlastbilar men där nattladdningen startar något senare på kvällen.
- *Planerad laddning*: Denna laddningsprofil är konstruerad med avseende att vara mer gynnsam ur ett elnätsperspektiv. Detta innebär två huvudsakliga skillnader mot den "oplanerade" laddningen, dels att en större del av laddningen för alla fordon utom bilar sker med långsamladdare och att profilen för långsamladdning av bilar är förlagd nattetid och är jämnt utspridd

<sup>30</sup> Hartvigsson, E. T. (2022). A Large-Scale High Resolution Geographic Analysis of Impacts from Electric Vehicle Charging on Low-Voltage Grids. *Energy* 261, 125180.

<sup>31</sup> Erlandsson, R., & Hodel, H. (2020). Impact of electrified bus transport on the electricity system of Gothenburg-Can electric buses provide a service to the electricity system? Chalmers.

under dessa timmar. Den snabbaddning som sker antas ha samma mönster som i fallet med "oplanerad" laddning.

- *Justerad laddning*: En profil med "planerad" laddning men med en jämnare fördelning av laddningen under dagtid anpassad efter elbehovskurvan i Skövdes nät. Förändringarna i denna jämfört med "planerad laddning" innebär i huvudsak att toppen för snabbaddning kring lunch planas ut och denna laddning antas i stället ske mer jämnt fördelat över dagen.

Tabell 2.4 visar fördelningen mellan andelen långsamladdning och snabbaddning för de tre laddningssätten för de olika transporttyperna. Inga enskilda laddprofiler skapas för helgdagar, dock tas det hänsyn till att fördelningen av elbehovet för transportarbete är lägre under dessa dagar. För figurer för alla laddningsprofiler se Bilaga A.: En ytterligare typ av flexibilitet i laddningen av elfordonen är "vehicle to grid" (V2G) laddning, där elfordonen matar ut el på nätet när det finns ett behov. Vi undersöker inte denna form av laddning i denna fallstudie.

**Tabell 2.4.** Fördelning mellan långsamladdning och snabbaddning för de två olika laddprofilerna och olika transporttyper. LL = Långsamladdning; SL = Snabbaddning.

Transporttyp	Andel LL – "planerad" laddning	Andel SL – "planerad" laddning	Andel LL – "oplanerad" laddning	Andel SL – "oplanerad" laddning	Andel LL – "justerad planerad" laddning	Andel SL – "justerad planerad" laddning
Personbilar <sup>32</sup>	0,8	0,2	0,65	0,35	0,8	0,2
Lätta lastbilar <sup>11</sup>	0,7	0,3	0,6	0,4	0,7	0,3
Tunga lastilar lokal/regional <sup>33,34</sup>	0,7	0,3	0,6	0,4	0,7	0,3
Tunga lastbilar fjärr <sup>35</sup>	0,6	0,4	0,4	0,6	0,6	0,4
Bussar lokal/regional	0,5	0,5	0,4	0,6	0,5	0,5
Bussar fjärr	0,6	0,4	0,4	0,6	0,6	0,4

## 2.6 UNDERSÖKTA SCENARIER

Metoderna som beskrivs ovan används för att ta fram de specifika utfallen för de olika undersökta scenarierna. Nedan följer en beskrivning av de specifika antagandena som gjorts för respektive scenario.

### 2.6.1 Grundscenariot

Grundscenariot för Skövde Energi Elnäts koncessionsområde grundar sig som nämnts i huvudsak på lågelektrifierings scenariot i Energimyndighetens

<sup>32</sup> Taljegård, M. (2017). The impact of an Electrification of Road Transportation on the Electricity system in Scandinavia. Chalmers Tekniska Högskola (Sweden).

<sup>33</sup> Elektrifiering och laddning av tunga transporter, Faktablad från Power Circle, 2021

<sup>34</sup> Recharge EU trucks: time to act! A roadmap for electric truck charging infrastructure Deployment, Transport & Environment 2020

<sup>35</sup> Behov av laddinfrastruktur för snabbaddning av tunga fordon längs större vägar, Trafikverket, 2021

långsiktiga scenarier, men där vi gjort lokala anpassningar. Gällande befolkningsökningen i Skövde har vi utgått från SCB:s prognos för Skövde kommun. Denna befolkningsökning har sedan antagits ske i Skövde Energis koncessionsområde i samma utsträckning som den befolkningsförändring som skett de senaste 10 åren (ref DESO-områden), dvs. att 92% av befolkningsökningen sker i koncessionsområdet. Detta resulterar i en befolkning på 47 100 invånare till 2050 i Skövdes elnätsområde. Detta motsvarar en tillväxt på ca 18 % (givet en befolkning i Skövdes elnäts område på drygt 40 000 i dagsläget). Denna befolkningsökning resulterar i följande nybyggnadstakt, där fördelningen mellan småhus och lägenheter baseras på data från Skövde kommun.

- 107 lgh/år<sup>36</sup>
- 19 småhus/år<sup>36</sup>
- 5 600 m<sup>2</sup>/år lokaler

Alla nybyggda lägenheter samt lokaler antas vara anslutna till fjärrvärmenätet då Skövdes elnät i huvudsak ligger inom Skövdes fjärrvärmeområde.

När det gäller användning i nuvarande småhus utgår vi från antagandena i de långsiktiga scenarierna för Sverige om ett ganska kraftigt minskat elbehov för uppvärmning. Minskningen beror som tidigare nämnts främst på klimatförändringen samt en övergång till värmepumpar från direktverkande el.

För transportsektorns utveckling görs följande antaganden till 2050:

- En hög elektrifieringstakt som initialt följer prognosen från AP1. När AP1s tidshorisont slutar så antar vi att elektrifieringen fortsätter i samma takt tills den nått respektive grupps slutgiltiga elektrifieringsgrad.
- Personbilar och lätta lastbilar når en elektrifieringsgrad på 100 %
- Lokal/regional-bussarna elektrifieras till 100 %
- De tunga lokal/regional-lastbilarna når en elektrifieringsgrad på 100%
- Fjärrlastbilar når en elektrifieringsgrad på 100 %
- Fjärrbussar når en elektrifieringsgrad på 100 %
- Ingen förändring av transportbeteende eller effektivisering av fordonen

Nya laster från industrin och elektrifiering av existerande industrialster antas öka elbehovet för industrin betydligt, denna ökning antas följa Energimyndighetens "Låg elektrifiering"-scenario.

### 2.6.2 Högscenariot

För högscenariot är befolkningstillväxten högre, med en förväntad tillväxt i Skövdes elnätsområde på 66 400 till 2050 (+1 670 per år). Detta motsvarar en befolkningsökning om ca 60 % till 2050. Detta innebär en nybyggnation på:

- 380 lgh/år
- 70 småhus/år
- 19 900 m<sup>2</sup>/år lokaler

<sup>36</sup> Nuvarande har Skövde elnät ca 7 400 småhuskunder och ca 20 100 lägenhetskunder (exklusive flerbostadshus med kollektivmätning).

När det gäller elanvändning i nuvarande bebyggelse utgår vi liksom i grundscenariot från antagandena i de långsiktiga scenarierna för Sverige. Dessa ser ut på ungefär samma sätt, dvs. ett ganska kraftigt minskat elbehov hos småhus för uppvärmning samt en viss energieffektivisering i hushållselen för både småhus och lägenheter.

Elfordonens procentuella andel av fordonsflottan är samma som i grundscenariot, det totala behovet ökar dock pga. den högre befolkningstillväxten.

För industrilasten antar vi här en ökning i linje med Energimyndighetens "Högre elektrifiering"-scenario. Detta innebär både en elektrifiering av existerande industrier i Skövde och en etablering av nya industrikunder med ett högt elbehov.

### 2.6.3 Lågsceariot

Lågsceariot skiljer sig från grundscenariot gällande transportsektorn och industrisektorns utveckling, i övrigt görs samma antaganden. Detta innebär att vi utgår från samma befolkningsutveckling som i grundscenariot och att nybyggnationen av bostäder och lokaler är samma, samt den effektivisering som sker i existerande bestånd.

För transportsektorns utveckling görs följande antaganden till 2050:

- Långsammare elektrifieringstakt jämfört med grundscenariot
- Personbilar och lätta lastbilar når en elektrifieringsgrad på 90 %
- Av lokal/regional-bussarna elektrifieras endast 65 %
- De tunga lokal/regional-lastbilarna når en elektrifieringsgrad på 60 %
- Ingen elektrifiering alls för fjärrlastbilar och fjärrbussar
- Ett visst förändrat transportbeteende vilket resulterar i lägre transportarbetet kopplat till personbilar och godstransport, men en ökning i kollektivtrafiken. Vi antar också en effektivisering på 10 % på varje trafikslag fram till 2050.

Förändring i transportbeteende och effektivisering av fordonen hämtas från Trafikverkets rapport "Scenarier för att nå klimatmålet för inrikes transporter"<sup>37</sup>. Där används scenariot "Transporteffektivisering" som underlag.

För industrin så används Energimyndighetens scenario "Känslighetsfall industrin".

---

<sup>37</sup> Hammarlund, S., Isacson, G., Lindblom, H., Eliasson, J., & Hunhammar, S. (2020). *Scenarier för att nå klimatmålet för inrikes transporter – ett regeringsuppdrag*. Trafikverket.

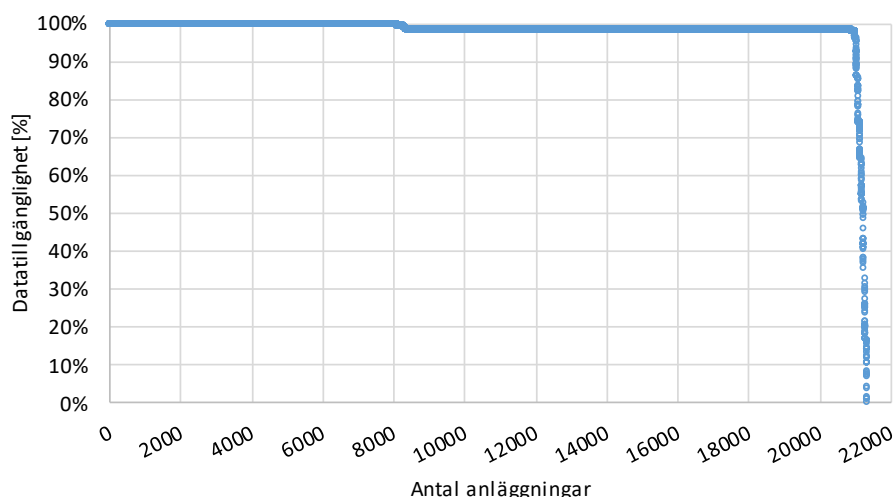
### 3 Elbehov och elnät i Skövde

Baserat på timvis data för samtliga kunder inom Skövdes nätområde illustreras det hur förbrukningsprofilen ser ut för nätområdet, samt för olika kundgrupper. Detta utgör ett underlag för modellering av det framtida elbehovet och därmed hur kraven på nätförstärkning ser ut i Skövde.

#### 3.1 DATAKVALITET

Vi har fått tillgång till timvis mätdata för samtliga anslutna anläggningar i Skövde Energi elnät år 2021, vilket var närmare 22 000 anläggningar. Till detta har vi också fått tillgång till information om nätstrukturen som gör att vi kunnat analysera förbrukningen i olika nätstationer, vilket varit värdefullt för att förstå och kunna förklara skillnader inom nätområdet.

Den sammanlagda tillgängligheten för den timvisa mätdata som analyserats för 2021 är 98,3%. En förklaring till saknade data är att alla anläggningar inte har varit i drift under hela året. Drygt 260 anläggningar har tillkommit löpande under året medan ett fåtal har kopplats bort. Den andra förklaringen till databortfall är att under april saknas data för drygt hälften av anläggningarna under 5 dygn. I Figur 3.1 illustreras datatillgängligheten per anläggning där drygt 8 000 har 100 % tillgänglighet, drygt 13 000 har ca 98,5 % tillgänglighet främst kopplat till bortfallet i april och knappt 300 en tillgänglighet under 98% då de tillkommit eller kopplats bort under året.

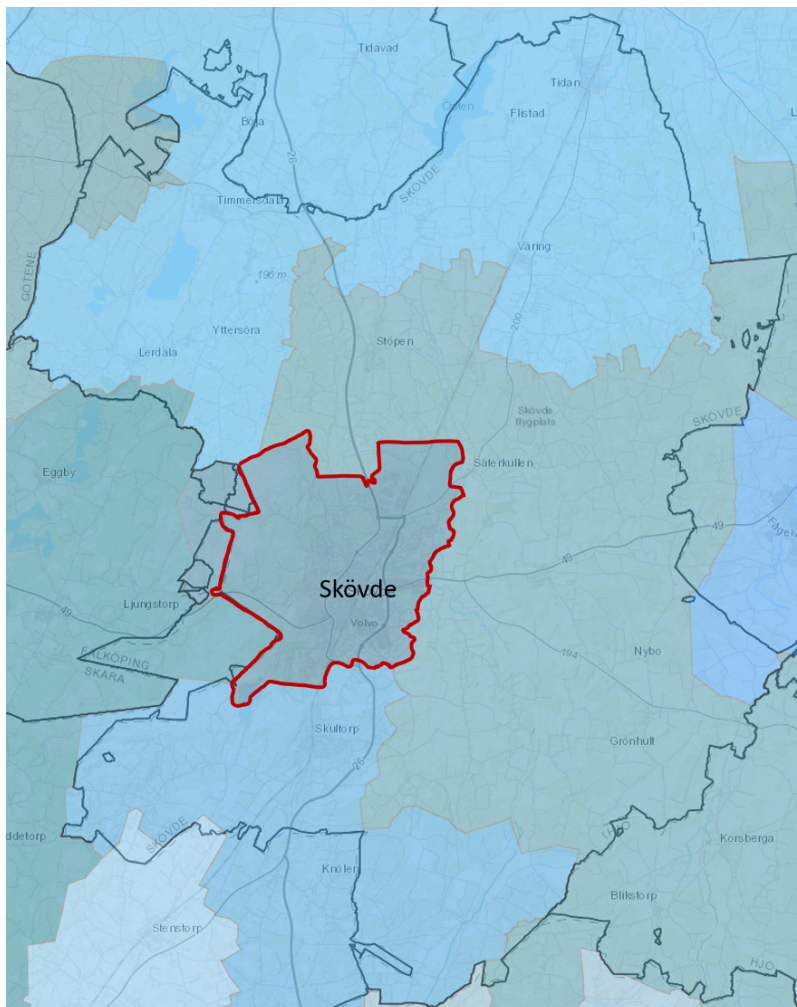


Figur 3.1: Datatillgänglighet för timvis mätdata år 2021.

#### 3.2 TOTAL ELBEHOV I SKÖVDE

I Figur 3.2 visas en karta över Skövde Energis nätområde (gräns i röd linje) och Skövde kommun (svart linje). Kartan är hämtad från Energimarknadsinspektionen där de olika färgerna visar olika nätområden. Avsikten är att illustrera omfattningen av Skövde Energis nätområde, där det framgår att det framför allt är

ett stadsnät. Kommunen Skövde är betydligt mer vidsträckt, men omfattar främst landsbygd och små orter.



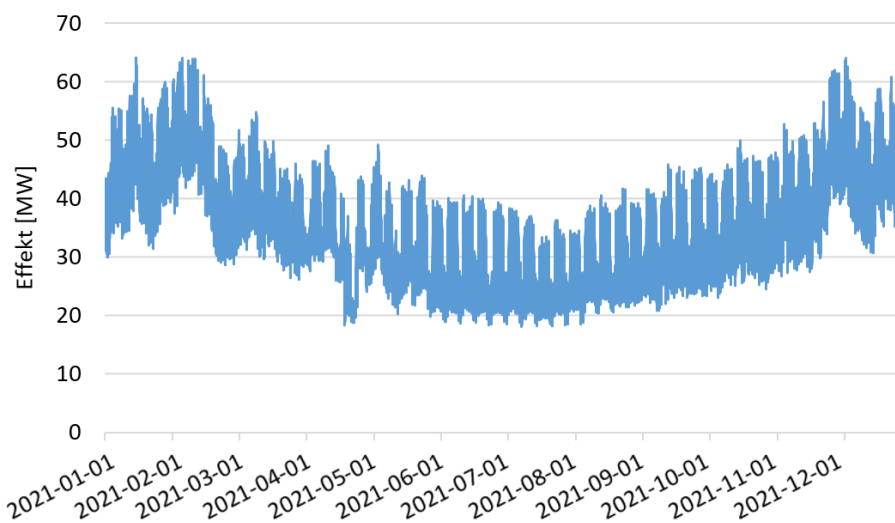
**Figur 3.2.** Karta över Skövde Energi elnäts nätområde och Skövde kommun (Energimarknadsinspektionen)<sup>38</sup>.

Den totala elanvändningen inom Skövde Energi Elnäts nätområde (nätområdeskod SKD) var under 2021 närmare 318 GWh.<sup>39</sup> Toppeffektbehovet var totalt 64,1 MW under samma år och inträffade den 15 januari kl. 10-11, se Figur 3.3. Som syns av figuren varierar effektbehovet ganska mycket mellan sommar och vinter, samtidigt som det förekommer effekttoppar som är betydligt mer frekventa.

<sup>38</sup><https://energi.maps.arcgis.com/apps/MapJournal/index.html?appid=a16ee2d3041843c38cb292f9f7649ad3>

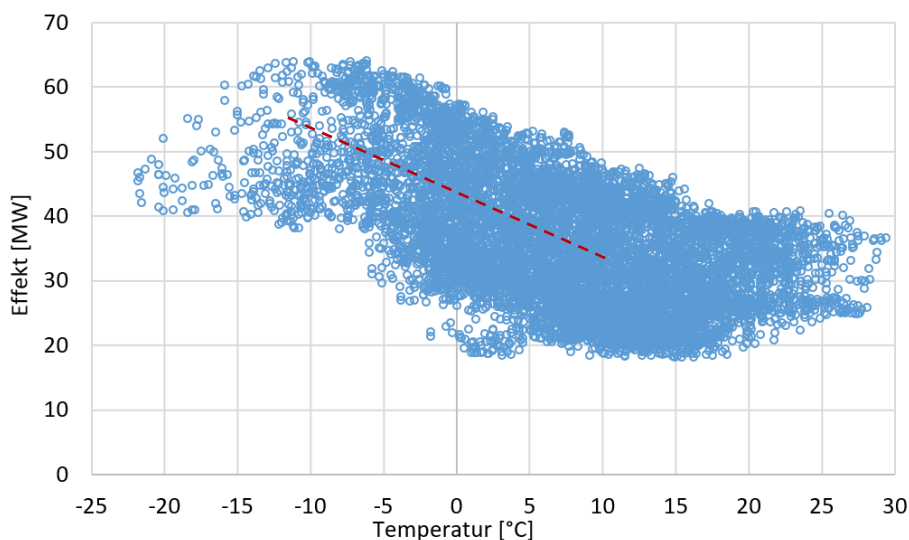
<sup>39</sup> Summerat alla kunder, exklusive förluster som ligger runt 3% alltså nära 10 GWh.





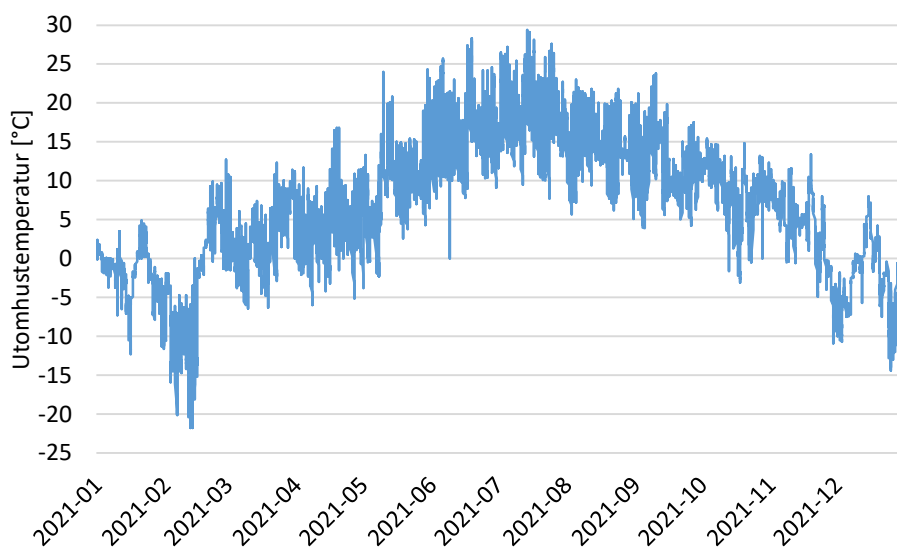
Figur 3.3. Total timvis elanvändning för nätområde SKD år 2021.

Om man ser på timvis elbehov i relation till utomhustemperatur i stället för kronologiskt blir det tydligt att det finns ett temperaturberoende, se Figur 3.4. Medeleffekten är ca 30 MW vid 15°C och högre temperaturer. Effektbehovet ökar dock med ca 0,9 MW för varje grad temperaturen sjunker, så att medeleffekten är ca 52 MW vid -10°C. Samtidigt finns det en spridning i effektbehov om ca  $\pm 12$  MW vid varje specifik temperatur. Som ses av figuren verkar effektbehovet inte öka nämnvärt då det är kallare än -10°C trots att uppvärmningsbehovet torde fortsätta öka.



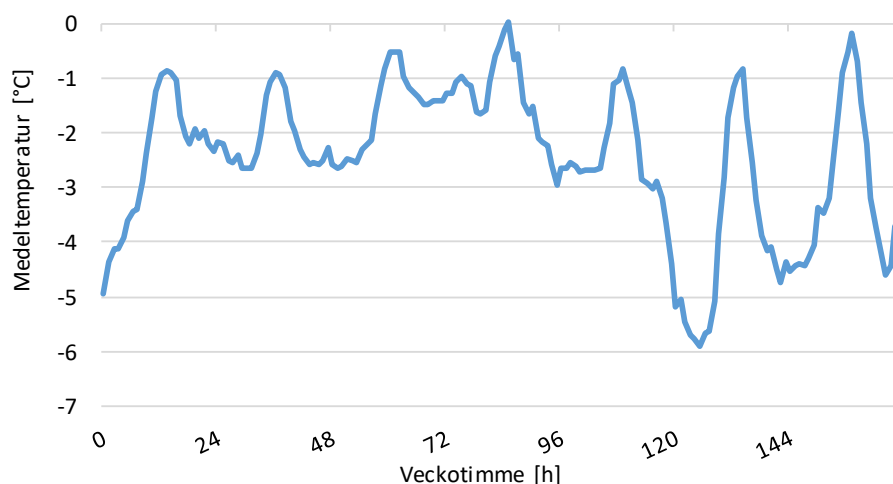
Figur 3.4. Totalt timvis effektbehov i elnätet som funktion av utomhustemperatur år 2021.

En förklaring till att effektbehovet inte ökar då temperaturen understiger -10°C år 2021 står att finna i Figur 3.5 och Figur 3.6. Figur 3.5 visar hur temperaturen varierat över hela året 2021. Utifrån detta diagram ser man att det endast är januari, februari och december som haft temperaturer under -5°C.



Figur 3.5. Utomhustemperatur per timme för 2021.

Figur 3.6 visar genomsnittligt utomhustemperatur per veckotimme för dessa kalla månader januari, februari och december.<sup>40</sup> Här ser man att de låga temperaturerna framför allt inträffat nattetid och att det varit särskilt kallt under helgerna just dessa vintermånader. Att det är kallare nattetid är normalt, vilket är en förklaring till att effektbehovet inte är som högst vid de lägsta temperaturerna. Att de kallaste perioderna inträffat under helgerna dessa månader är en ren tillfällighet, men en ytterligare förklaring till att effektbehovet inte ökat vid de lägsta temperaturerna.

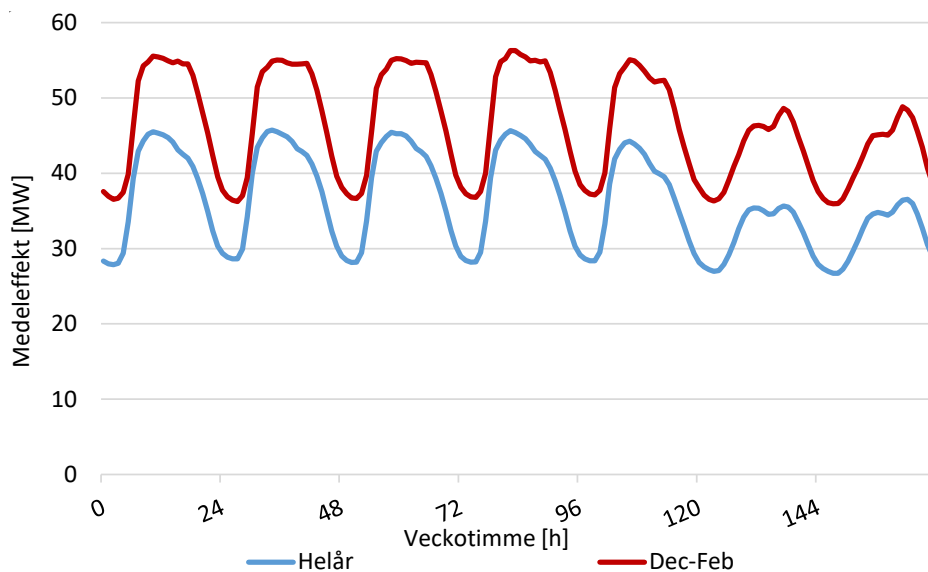


Figur 3.6. Medeltemperatur per veckotimme för januari, februari och december 2021.

För att få en förklaring till variationen av effektbehov vid samma temperatur visar Figur 3.7 hur effektbehovet varierar över dygnet och veckan. Figuren illustrerar alltså genomsnittligt elbehov per veckotimme för helåret och för december-februari som exemplifierar vintermånaderna. Som ses av figuren är elbehovet i genomsnitt

<sup>40</sup> Timme 0 inträffar alltså måndag kl. 00-01 och timme 167 inträffar söndag kl. 23-00.

betyddigt högre dagtid än nattetid och samtidigt högre på vardagar jämfört med helgdagar. Under december-februari kan det också skönjas att det finns en effekttopp under förmiddagen och en effekttopp på eftermiddagen, även om elbehovet är högt hela dagen. På helgen är effekttoppen under dagtid lägre samtidigt som eftermiddagstoppen syns tydligare, vilket beror på att företagsverksamhet utgör en mindre andel av förbrukning i förhållande till boende på helger än vardagar. Hur förbrukningsprofilen ser ut som helhet för ett lokalnät beror på vad det finns för typ av användare i nätområde.



Figur 3.7. Skövdes totala förbrukningsprofil per veckotimme för helår och december-februari.

Som ses av Figur 3.7 är den genomsnittliga skillnaden mellan effektbehovet dagtid och nattetid dryga 20 MW under vardagar för vintermånaderna. Det betyder att det torde finnas möjlighet att överföra en hel del extra elenergi i elnätet under förutsättning att tillkommande behov sker nattetid, alternativt att man genom förbrukningsflexibilitet kan skjuta en del av befintligt elbehov från dagtid till nattetid, samt till helger. Notera att detta är en bild av elbehovet i hela Skövdes nätområde medan det kan finnas andra aspekter som påverkar möjligheterna för att ansluta fler elanvändare till nätet. Det kan exempelvis finnas lokala flaskhalsar beroende på begräsningar i kablar eller lokala nätstationer och blickar vi framåt kan det även komma drivkrafter att flytta eller koncentrera last till andra timmar än nuvarande låglasttimmar (nattetid), exempelvis när det är stort utbud av vind- och solkraft till lågt pris, vilket kan öka belastningen på elnätet genom nya topplastsegment.

### 3.3 FÖRBRUKNINGSPROFILER PER KUNDGRUPP

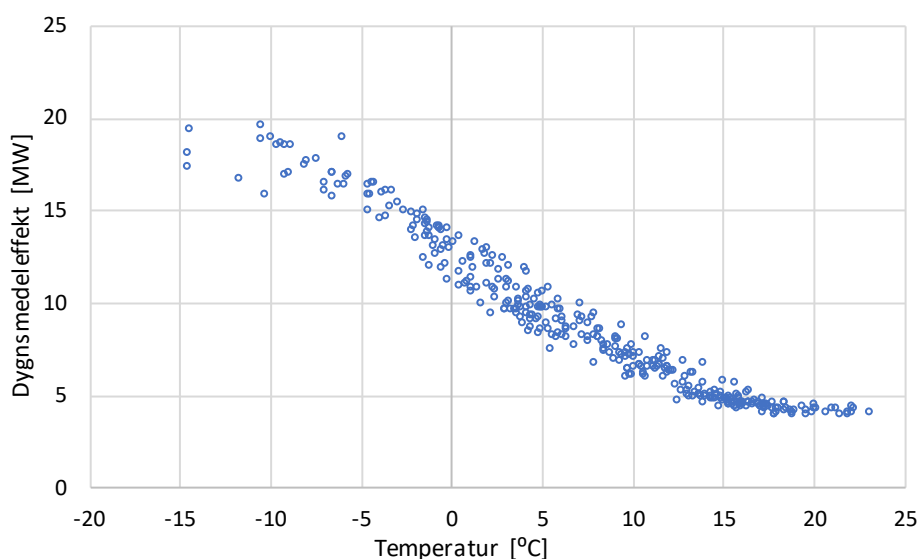
I detta projekt har vi valt att göra en relativt grov kategorisering av kundgrupper för att illustrera deras storleksordning och förbrukningsprofiler. Det finns SCB-koder men det blir snabbt många och svårt att överblicka, och fokus ligger på elfordonens roll snarare än befintliga kundkategorier. Tabell 3.1 visar de fem kundgrupper som vi har delat upp elbehovet i, samt avrundade siffror gällande

antal och årsenergi år 2021 för respektive kundgrupp (i Tabell 2.2 visas vilka SCB-koder som ingår i respektive kundgrupp).

Tabell 3.1. Antal och årsenergi per kundkategori år 2021.

Kundgrupper	Antal [st]	Energi [GWh]
Industri	120	36,5
Handel	410	43,5
Lokaler mm	1 600	98,7
Småhus	6 600	77,6
Flerfamiljshus	13 200	61,3

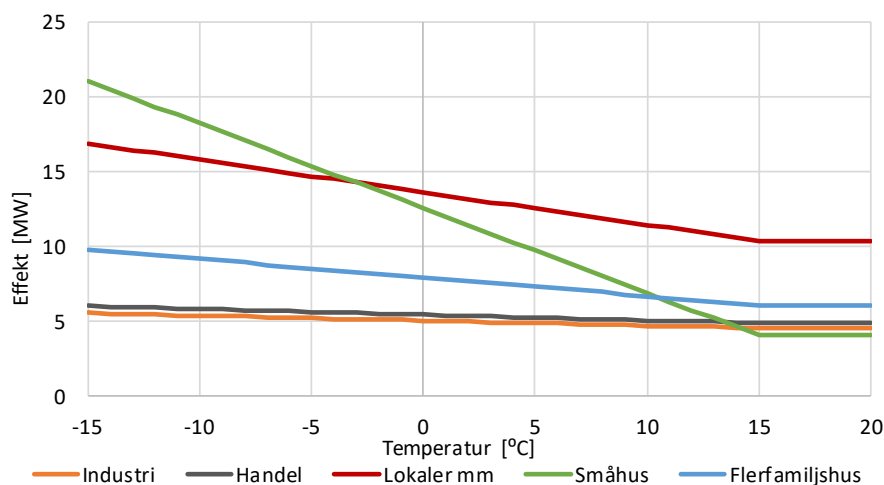
Som visades tidigare finns ett temperaturberoende för det totala elbehovet i Skövde, men det skiljer sig mellan kundgrupper. I Figur 3.8 illustreras förhållandet mellan elbehov och temperatur för kundgruppen småhus baserat på uppmätta dygnsmedelvärden år 2021. Som ses av figuren ökar dygnsmedeleffekten i princip linjärt från 15 °C allt eftersom temperaturen sjunker. Att det finns en liten spridning kan bero på flera saker som exempelvis hur långvarigt det är kallt<sup>41</sup>, mängden solinstrålning och hur blåsig det är.



Figur 3.8. Kundgruppen småhus dygnsmedeleffekt i förhållande till temperatur år 2021.

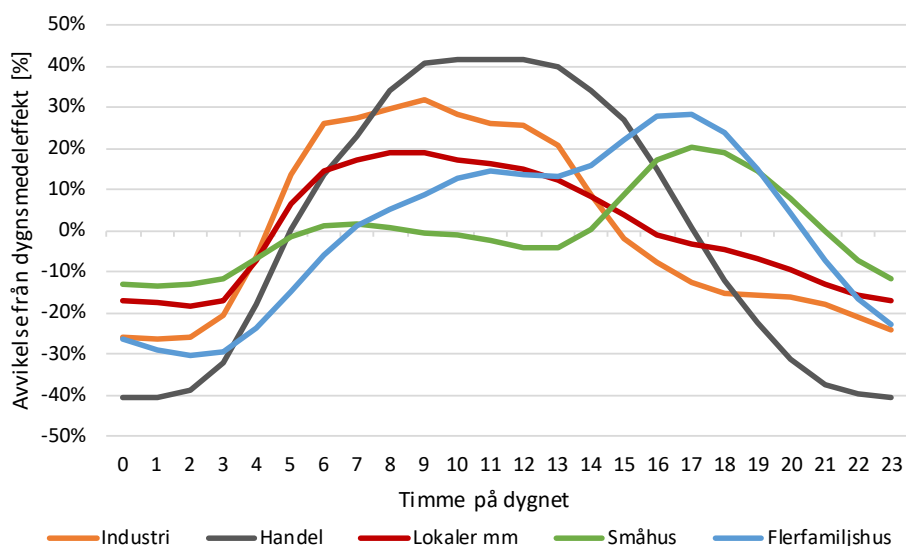
I Figur 3.9 illustreras effektbehov per kundgrupp som funktion av utomhustemperatur, baserat på mätdata för år 2021. Tydligast temperaturberoende har småhus eftersom en stor del av deras elbehov är kopplat till eluppvärmning. Även lokaler och flerfamiljshus har ett tydligt temperaturberoende då en viss andel har eluppvärmning, men i ganska stor utsträckning sker uppvärmning med fjärrvärme. Industri och handel har ett nästan obefintligt temperaturberoende då de vanligen inte har någon eluppvärmning.

<sup>41</sup> Är det varmt innan eller efter ett kallt dygn blir uppvärmningsbehovet lägre än om det är kallt flera dygn i sträck.



Figur 3.9. Eleffektbehov per kundgrupp som funktion av utomhustemperatur år 2021.

När det gäller dygnvariationen i effektbehov finns det också tydliga skillnader mellan kundkategorierna. I Figur 3.10 visas varje dygnstimmes avvikelse från genomsnittligt effektbehov per kundkategori, vilken baseras på mätdata för 2021. Det är handeln som har störst variation mellan dag och natt med ca  $\pm 40\%$ , medan småhusen har lägsta dygnsvariation. Till detta kommer att det skiljer relativt mycket när på dygnet respektive kundkategorier har sitt högsta elbehov. Exempelvis har den totala sammanlagrade industrin normalt högst elbehov kl. 06-12 medan totala lasten från småhus och flerfamiljshus har sitt högsta elbehov kl. 16-19. Förbrukningsprofilerna ser ungefär likadana ut under hela veckan förutom för industri och lokaler mm där förbrukningen under helgen ligger på ungefär samma som nattetid under vardagar.



Figur 3.10. Per kundgrupp visas varje dygnstimmes avvikelse från genomsnittlig effektbehov ett dygn.

Det är alltså ovanstående relationer, dvs. respektive kundkategoris förbrukning i förhållande till temperatur och tid, som är grunden för deras förbrukningsprofiler.

## 4 Analys av utveckling mot 2030–2045

I denna studie undersöks tre olika scenarier, nämligen Grund, Låg och Hög.<sup>42</sup> Dessa tre scenarier används för att förstå utfallsrummet gällande framtida elnätskapacitet som ges efterfrågeutveckling och andelen elfordon i lokalnätet. Tabell 4.1 ger en överblick över hur de olika faktorer varierar mellan de antagna scenarierna. Alla fallen startar år 2021 där totalt elbehov är ca 329 GWh inklusive förluster i elnätet.<sup>43</sup> För var och en av de tre scenarierna beräknas:

- Förändringen i årsenergi, dvs. det totala elbehovet för Skövde Energis nät. Samt bidraget från varje elfordonssegment och varje kundkategori till denna förändring.
- Den resulterande effektförändringen mot överliggande nät från förändringen i årsenergi för åren 2030 och 2045. Denna förändring undersöks givet de tre tidigare beskrivna laddningsstrategierna.

**Tabell 4.1.** Beskrivning av skillnad i huvudfaktorer för respektive scenario.

Scenario	Befolknings- utveckling	Effektivisering hos existerande bostadshus och lokaler	Elfords- utveckling	Industri
Grund	SCB	Energimyndigheten lägre elektrifiering	Hög grad av elektrifiering	Energimyndigheten lägre elektrifiering
Låg	Skövde kommun <sup>44</sup>	Energimyndigheten lägre elektrifiering	Hög grad av elektrifiering	Energimyndigheten högre elektrifiering
Hög	SCB	Energimyndigheten lägre elektrifiering	Lägre grad av elektrifiering och förändringar i transportarbete	Energimyndigheten känslighetsfall industrin

Utöver dessa resultat, som rör Skövde energis elnät som helhet, görs några nedslag för individuella nätstationer i Skövdes nät. För dessa nätstationer görs en analys kring möjlig påverkan från elfordonsladdning.

Slutligen så görs en ekonomisk analys för några enskilda kunder med avseende på olika laddningsstrategier. Dessa görs med avseende på den nättariffstruktur som Skövde energi använder sig av.

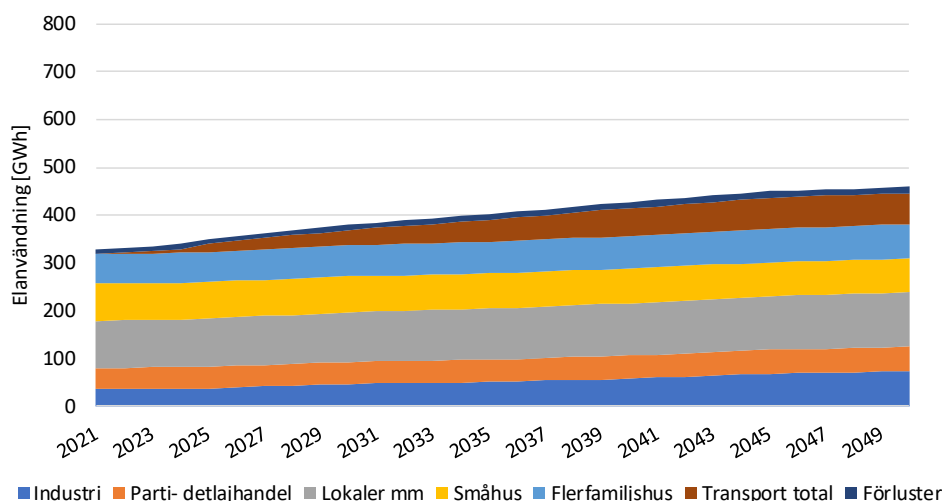
<sup>42</sup> I samtliga scenarier används temperaturer för år 2013 som representerar ett relativt normalt år.

<sup>43</sup> Förluster har något förenklat satts till 3 % oavsett tid på året.

<sup>44</sup> Enligt "Vision Skövde 2040" <https://skovde.se/kommun-politik/visionskovde2040/>

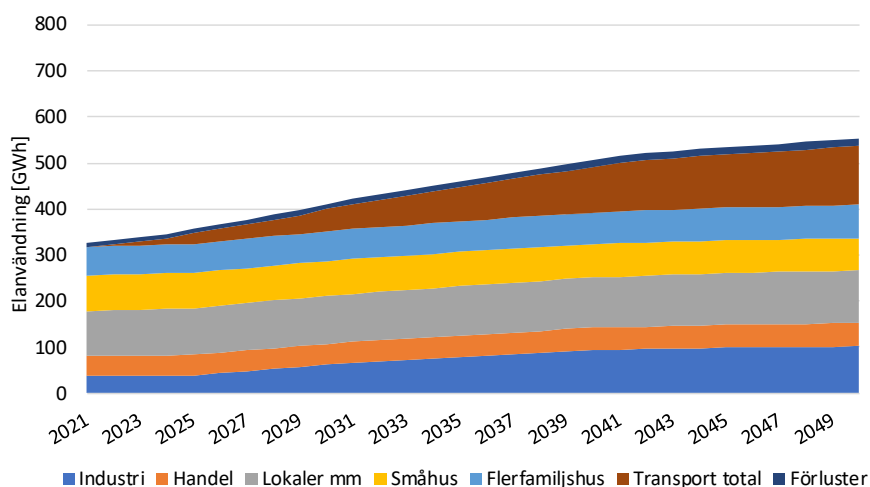
#### 4.1 ÅRSENERGI

I Figur 4.1 visas utvecklingen av energibehovet i Skövdes lokalnät omfattande lågsenariot för befintligt kundkategorier och lågsenario för elfordon, alltså lägsta utvecklingen av elbehovet. I detta fall ökar inte elbehovet särskilt dramatiskt, 380 GWh till år 2030 och 459 GWh år 2050, vilket motsvarar en ökning med 16 % respektive 40 %. I detta lågsenario för elektrifiering av fordonsflottan utgör elfordonen 9 % (32 GWh) av totalt elbehov år 2030 och 15 % (65 GWh) år 2050. Detta givet en andel elfordon 2030 för bilar, lätta lastbilar, tunga lastbilar regional/lokalt, tunga lastbilar fjärr, bussar regionalt/lokalt och bussar fjärr på respektive 43 %, 28 %, 15 %, 0 %, 65 % och 0 %. För 2050 är motsvarande respektive 90 %, 90 %, 60 %, 0 %, 65 % och 0 %



Figur 4.1. Utveckling av årsenergi per kundgrupp i lågsenariot.

I grundscenariot ökar elbehovet till 412 GWh år 2030 och 553 GWh år 2050 (motsvarande en ökning med 27 % respektive 70 %). Elfordonen utgör då 12 % (48 GWh) av totalt elbehov 2030 och 24 % (128 GWh) 2050. Detta givet en andel elfordon för bilar, lätta lastbilar, tunga lastbilar regional/lokalt, tunga lastbilar fjärr, bussar regionalt/lokalt och bussar fjärr på respektive 50 %, 38 %, 37 %, 8 %, 100 % och 5 %. För 2050 är motsvarande respektive 100 %, 100 %, 100 %, 95 %, 100 % och 100 %.

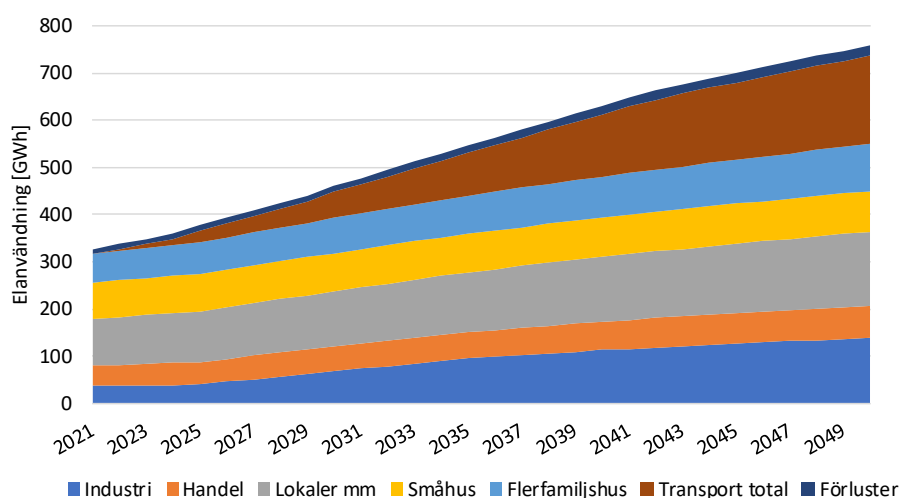


Figur 4.2. Årligt energibehov per kategori för perioden 2021–2050 enligt grundscenariot.

Högscenariot inkluderar som nämnts en hög befolkningsökning, kraftig elektrifiering av industrin och en snabb elektrifieringstakt för elfordon. Sammantaget innebär detta ett kraftigt ökat elbehov, 461 GWh år 2030 och 759 GWh år 2050 (en ökning med 41 % respektive 132 %). Alltså en dubbling av elbehovet till ungefär 2041 enligt scenariot. Den relativa andelen för el till elfordon skiljer sig inte så mycket från grundscenariot eftersom annat elbehov också ökar kraftigt. I absoluta tal blir elbehovet för elfordonen 55 GWh år 2030 och 187 GWh år 2050. Andelen elfordon för varje fordonstyp är samma som i grundscenariot.

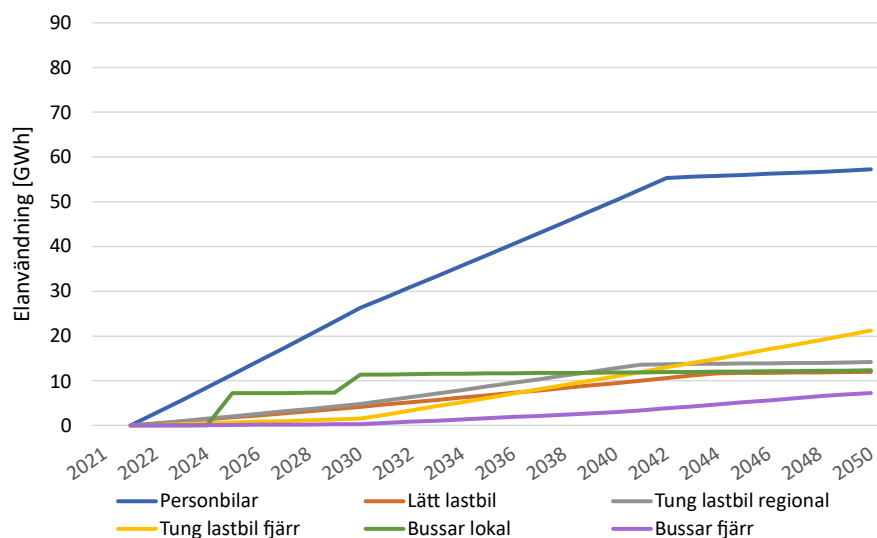
Viktigt att poängtera är att industrins utveckling antas följa de nationella scenarierna från Energimyndighetens långsiktspåbudsprognos, vilket har skalats om till Skövdes industriella elbehov. Dock ingår Skövde i en av de regioner där det förväntas ske en, relativt andra regioner, större ökning i elbehov från industrin. Men på önskan ifrån Skövde Energis undersöks olika generella nivåer på elektrifiering snarare än antaganden baserat på specifika projekt. Detta för att undvika att spekulera exakt var anslutning hamnar (i Skövdes nät eller inte) samt när ett visst projekt faktiskt realiserar som i sådana fall ger en större stegeffekt i elbehovet, dvs. när en industrisatsning väl blir av.





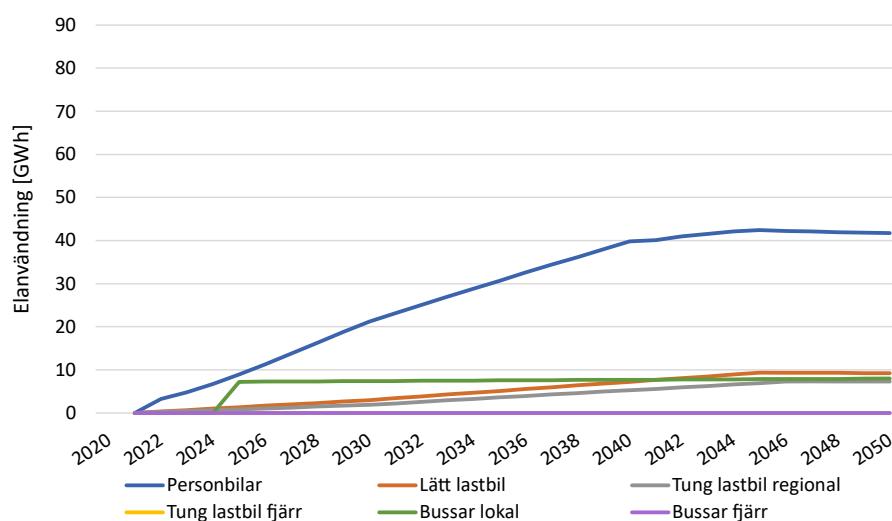
Figur 4.3. Årligt energibehov per kategori för perioden 2021–2050 enligt högscenariot.

De olika fordonsegmentens andel av transporterens elbehov i grundscenariot kan ses i Figur 4.4. På kort sikt är det framför allt elbilar och bussar som står för elbehovet. Elbilar är också den största enskilda gruppen och utgör ungefär 46 % av det totala elbehovet för fordonen vid 2050, men en större andel för tidigare år då dessa elektrifieras snabbast (förutom lokal/regionalbussar). Lätta lastbilar utgör 2050 10% av elbehovet för fordonen, de två lastbilsgrupperna utgör 28% och de två busskategorierna 16%. Som kan ses så har vi antagit att omställningen, till en fordonspark som i stort sett endast är elbilar, nås kring 2042. Efter detta beror ökningen endast på den ökande befolkningen. På liknande sätt antas regionala tunglastbilar ha nått sin mättnadsnivå kring 2040, medan de tunga fjärrlastbilarna når denna nivå först 2050. Det ska dock sägas att dessa nivåer och när de nås är högst osäkra. För lokal- och regionalbussarna sker förändringen stegvis, där första steget hänger samman med västrafiks planer på att elektrifiera bussflottan i Skövde 2025 och sen ett antagande att resterande regiontrafik elektrifieras 2030.



Figur 4.4. Elanvändningen för respektive fordonsegment i grundscenariot.

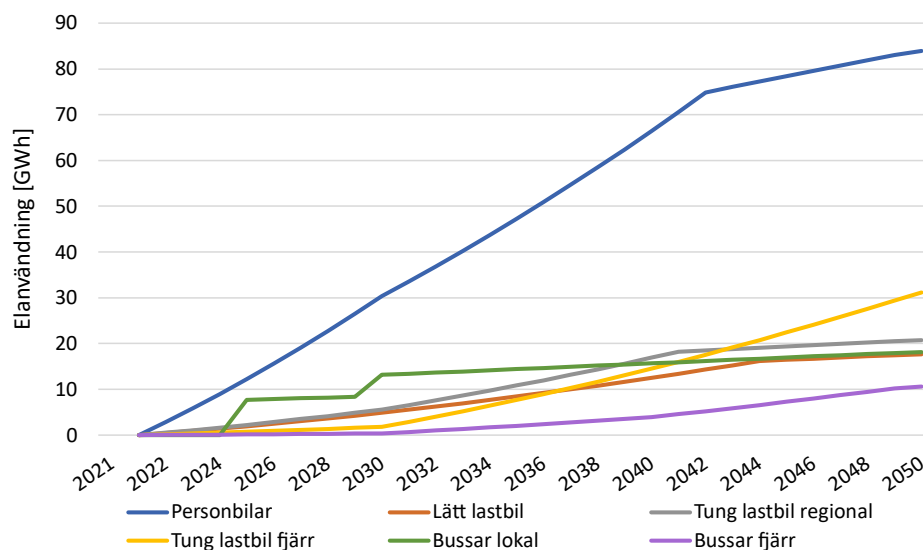
Figur 4.5 visar de olika fordonsegmentens elbehov i lågsceariot. Här är nivåerna för alla fordonsegment lägre, detta på grund av en lägre elektrifieringsgrad hos samtliga segment samt en effektivisering av fordonen. På kort sikt innebär det att de lokala bussarna står för en större andel av det totala elbehovet från elfordonen än i de andra scenarierna. På längre sikt så är det dock elbilarna som står för den största andelen av elfordonens behov, 63 % 2050. Denna andel är alltså högre än i de två övriga scenarierna. Som kan ses i figuren så minskar också elbilarnas absoluta behov något efter 2045. Detta beror både på antaganden kring effektivare elfordon och ett minskat transportarbete hos elbilarna. För övriga fordonsegment så blir elbehovet lägre än de andra scenarierna (lätta lastbilar, regionala tunga lastbilar och lokala bussar) eller uteblir helt (tung fjärrlastbilar och fjärr bussar).



Figur 4.5. Elanvändningen för respektive fordonsegment i lågsceariot.

Figur 4.6 visar de olika fordonsegmentens elbehov i högsceariot. Förhållandena mellan olika segment och hastigheten på elektrifieringen betar sig i detta scenario

på samma sätt som för grundscenariot. Det som skiljer de åt är den högre befolkningstillväxten i högscenariot som resulterar i högre absoluta nivåer för alla fordonsegment.



Figur 4.6. Elanvändningen för respektive fordonsegment i högscenariot.

Som kan ses så kan elfordonen komma att utgöra ett behov på mellan 65–187 GWh till 2050 beroende på scenario, vilket innebär 15–24 % av det totala energibehovet i Skövde energis elnät. Det finns dock ett antal osäkra faktorer kring de antaganden som görs kopplat till elfordonens utveckling som kan komma att påverka dessa resultat. En betydande faktor är hur stor andel av elanvändningen för elfordon som vi allokerar till Skövde energis elnät som faktiskt kommer att ske inom nätet. Här är den största osäkerheten de tunga lastbilarnas laddningsbeteende. Vi antar att all snabb- och semisnabbladdning av dessa sker inom Skövde energis elnät i proportion till deras andel av lastbilar i Sverige. Samtidigt diskuteras det att stora delar av snabbladdning för lastbilar förmodligen kommer att kopplas direkt mot regionnäten på grund av det höga effektbehovet. Detta gäller då dedikerade laddningsstationer, medan eventuell destinationsladdning för lastbilarna (dvs. laddning som ske vid lastning och urlastning) även i sådana fall i huvudsak är kopplade till lokalnätet. En flytt av snabbladdningen till regionnätet kommer minska elbehovet från de tunga lastbilarna i Skövdes elnät. I vilken utsträckning detta sker beror på hur stor del av denna typ av snabbladdning som kommer utgöra det totala energibehovet hos de tunga lastbilarna. Vi har antagit 40–60 % snabbladdning för fjärrtransporter (tung lastbil och bussar) beroende på laddningsbeteende, en betydande del av detta skulle alltså kunna hamna utanför Skövde elnäts område. Detta skulle då innebära en minskning av elbehovet med 0–25 GWh beroende på scenario vid 2050. Tidigare resultat i detta projekt visar på att en hög andel depåladdning (dvs. det som här benämns långsamladdning) är ekonomiskt fördelaktigt, se arbetspaket 3<sup>45</sup>. Dessa resultat skulle peka på att andelen av elbehovet för de tunga lastbilarna ligger närmre de andelar vi visar här.

<sup>45</sup> Taljegård, M., Nyholm, E., Lundblad, T., & Kobayashi, Y. (2023). Påverkan på elsystemet och elnätet av en storskalig elektrifiering av fordonsflottan. Energiforskrapport 2023-966.

Ett större elbehov från tunga lastbilarna, än det vi redovisat, skulle kunna ske om lastbilar i större utsträckning levererar gods till Skövde än tvärtom.

Ytterligare faktorer som skulle kunna få en betydande effekt på hur laddningen går till och var denna placeras är ett ändrat nyttjande av lastbilarna. Då ellastbilar har en högre investeringskostnad men lägre rörlig kostnad jämfört med lastbilar med förbränningsmotor skulle det kunna vara fördelaktigt att ha en högre antal driftstimmar på ellastbilarna (se tex. CLOSER<sup>46</sup>). Detta skulle innebära ett större behov av snabbbladdning. I den mån snabbbladdningen kopplas direkt mot regionalnätet så skulle det resultera i ett mindre elbehov kopplat till Skövde Energis elnät. Som kan ses innebär en elektrifiering av den tunga lastbilsflottan en stor förändring för transportbranschen och därmed finns en stor osäkerhet kring exakt hur laddningsbeteendet hos dessa fordon kommer att se ut.

För elbilarna finns det också ett antal faktorer utöver de vi använder som skulle kunna påverka hur stort elbehovet från dessa blir i Skövde Energis elnät. En sådan faktor är om andelen laddning från elbilar blir större i Skövdes elnät än den andel som våra antaganden innebär. Då huvuddelen av det vi designerar som långsamladdning innebär laddning vid hemmet är det i huvudsak snabbbladdning som kan ske på platser utanför det nätområde bilarna normalt befinner sig i. Om detta ökar eller minskar elbehovet från elbilar beror på om elbilar från Skövde elnäts område kommer att snabbladda mer i övriga delar av Sverige än vad elbilar från övriga Sverige kommer att snabbladda i Skövdes elnät. I vilken grad detta sker beror delvis på i vilken utsträckning det finns vägar för genomfartstrafik. I Skövde finns inga europavägar som går genom kommunen, dock går den nationella stamvägen riksväg 26 genom kommunen i nord-sydlig riktning. Detta skulle kunna innebära att Skövdes elnät får en högre andel av den totala snabbbladdningen i Sverige, detta gäller både för elbilar och lastbilar. Hur mycket högre är dock svårt att säga utan djupare analys.

Faktorer som styr bort från hemmaladdning skulle också kunna påverka elbehovet från elbilar i Skövdes elnät. En sådan faktor är ökad laddning på arbetsplatsen, förmåner från arbetsgivare samt skattelättnader som gör laddning på arbetsplatsen förmånlig skulle kunna leda till detta. Se till exempel nuvarande tillfälliga skattefrihet för laddning vid arbetsplatsen<sup>47</sup>. Då Skövde är en kommun med relativt hög inpendling jämfört med utpendling från omkringliggande kommuner, nettoinpendlingen är ca 6 600 personer per dag<sup>48</sup>, skulle en ökad laddning på arbetsplatsen resultera i ett ökat elbehov i Skövdes elnät och en minskning i omkringliggande nät. Ifall detta skulle ske i en stor utsträckning kommer elbehovet inom Skövdes elnät öka i högre grad än de resultat vi visar på här. Hur stor denna ökning blir beror på i vilken grad pendlingen sker med bil.

<sup>46</sup> <https://closer.lindholmen.se/>

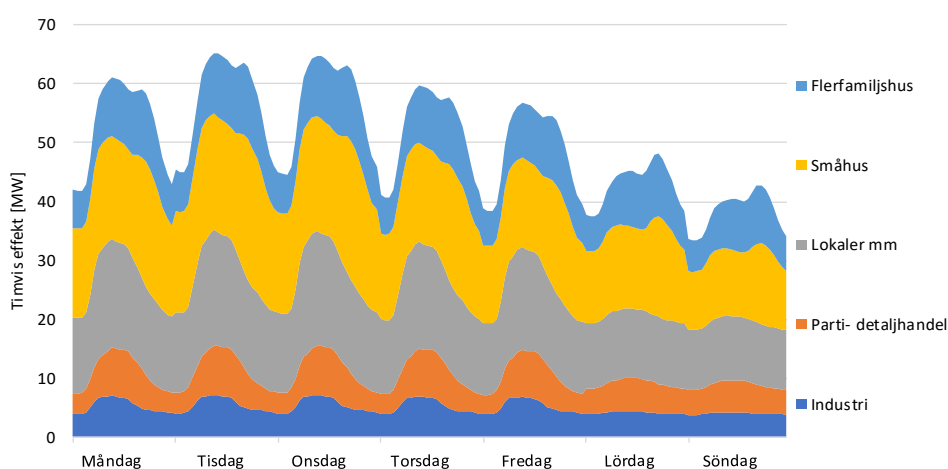
<sup>47</sup> Sveriges Riksdag. (2023). Skatteutskottets betänkande 2022/23:SkU18 Tillfällig skattefrihet för förmån av laddning på arbetsplatsen.

<sup>48</sup> Västra Götalandsregionen. (2023). Pendling och lokala arbetsmarknader i Västsverige.

## 4.2 EFFEKTBEHOV OCH LADDBETEENDE

I detta avsnitt illustreras hur effektprofilen och toppeffekten förändras vid olika scenarier för utvecklingen av elbehovet med avseende på både befintliga kundgrupper och elfordonen. Det illustreras också hur effektbehovet förändras beroende på när man laddar.

Utgångspunkten är de befintliga kundgruppernas förbrukning år 2021, vilket visas i Figur 4.7.<sup>49</sup> I figuren visas en vintervecka där temperaturen varierar från +2 °C ned till -13 °C.<sup>50</sup> För jämförbarhetens skull används samma vecka för alla figurer, dvs. Figur 4.7–Figur 4.19. Som ses i Figur 4.7 finns en ganska kraftig variation över veckan och dygnet, där maximal effekt är 67,2 MW inklusive förluster.



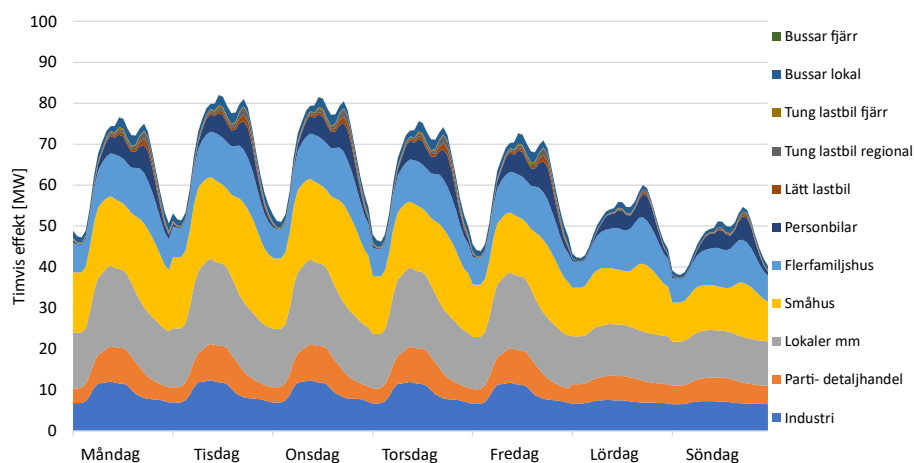
Figur 4.7. Timvis effektuttag i Skövde energis elnät under en höglastvecka, modellår 2021.

### 4.2.1 Toppeffekt vid olika scenarier år 2030

I Figur 4.8 visas timvis effektbehov i grundscenariot vid oplanerad laddning år 2030. I detta scenario har befintliga kundgrupper ökat sin sammanlagda toppeffekt ca 5 MW och utöver detta adderar elfordonsladdning ett effektbehov främst då effektuttaget i systemet redan är högt. Totalt ger detta en toppeffekt om ca 84,4 MW inklusive förluster. Det vill säga en total ökning om 17,2 MW relativt nuläget. Bidraget från elfordonen domineras av elbilarna, då de utgör den största sektorn när det kommer till energibehov då det enligt antaganden är den sektor som kommit längst i sin elektrifiering. Oplanerad laddning leder primärt till att energibehovet ökar dagtid, detta i huvudsak som ett resultat av att elbilar i stor utsträckning antas ladda dels på arbetsplatser, dels direkt vid hemkomst.

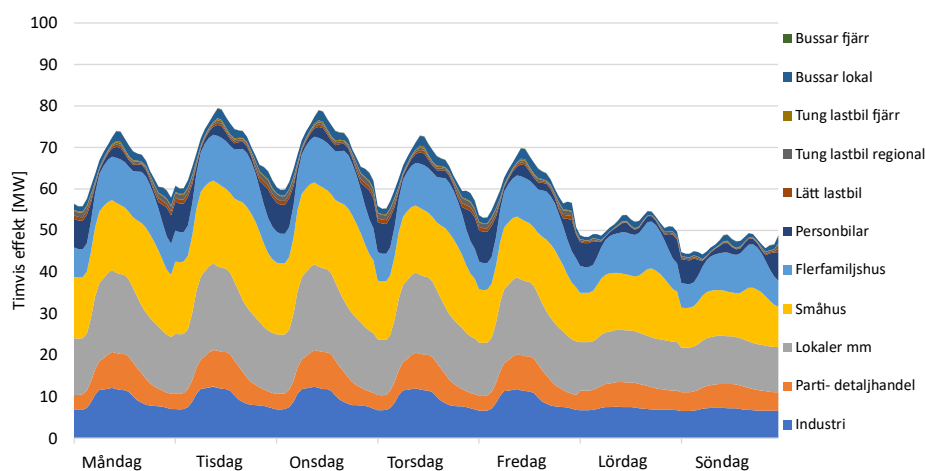
<sup>49</sup> Observera att alla figurer är exklusive förluster, vilket i samtliga fall är 3 %.

<sup>50</sup> I samtliga analyser används temperaturer för år 2013 som representerar ett relativt normalt, där höglastveckan är vecka 4 där kallaste dagarna är tisdag och onsdag.



Figur 4.8. Timvis effekt en höglastvecka modellår 2030, vid grundscenario och oplanerad laddning.

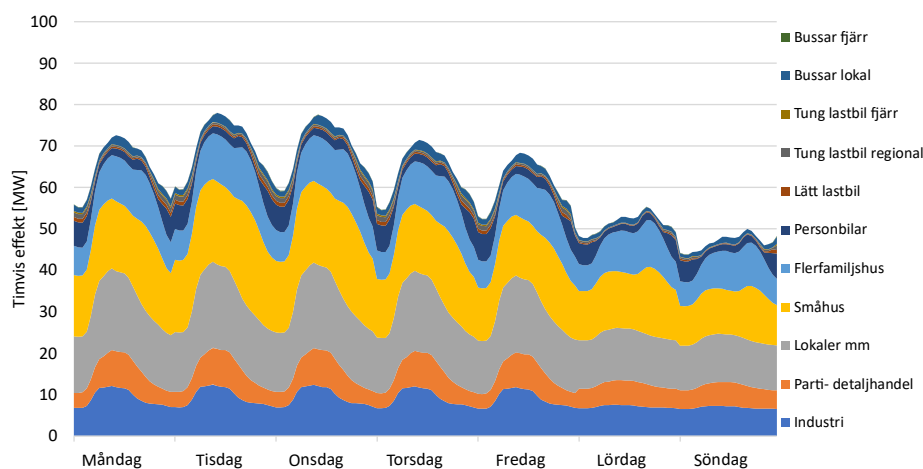
Vid smart laddning i Figur 4.9 uppstår en effektreduktion så att toppeffekten blir 81,9 MW inklusive förluster, dvs en minskning med 2,5 MW jämfört med oplanerad laddning. Av figuren syns det dock att det finns en tydligt kvarstående effekttopp vid lunchtid på vardagar. Orsaken till detta är att den laddning som antas föreligga mellan kl. 10-11 förstärker den toppeffekt som finns i övrig last.<sup>51</sup>



Figur 4.9. Timvis effekt en höglastvecka modellår 2030, vid grundscenario och smart laddning.

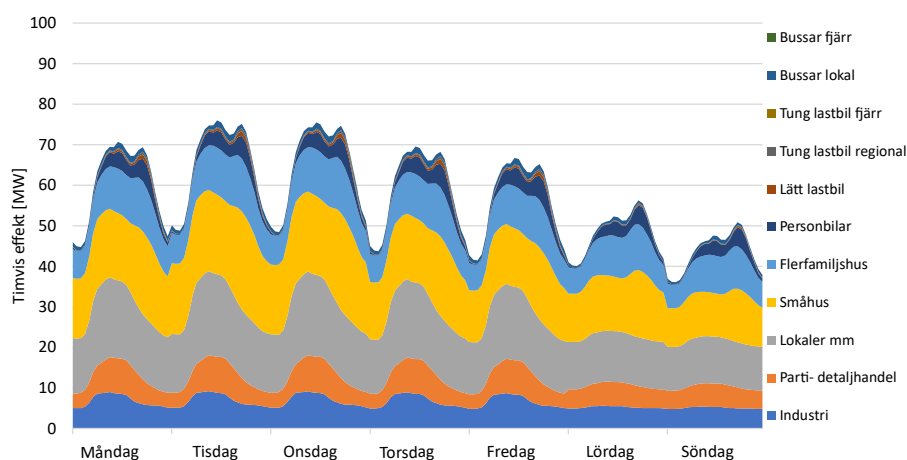
Figur 4.10 illustrerar resultatet av den justerade smarta laddningen, vilket leder till att toppeffekten minskar till 80,4 MW inklusive förluster. Detta är minskning med 4 MW jämfört med oplanerad laddning. Ur ett nätperspektiv har det alltså betydelse att smart laddning tar hänsyn till hur den befintliga förbrukningsprofilen i elnätet ser ut.

<sup>51</sup> Notera att detta är klockslaget med högst effekt, medan effekttoppen kan ha olika utseende och utbredning i de olika fall. Utseendet framgår av respektive figur, dvs. Figur 4.7-Figur 4.19.



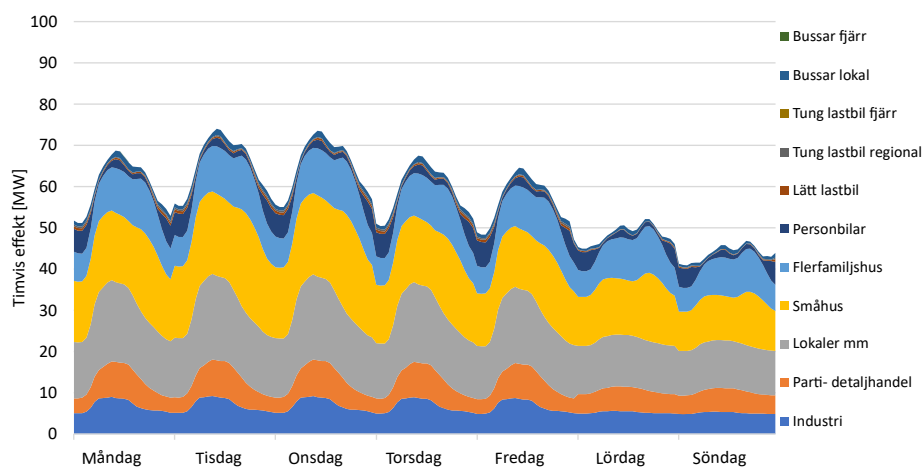
Figur 4.10. Timvis effekt en höglastvecka modellår 2030, vid grundscenario och justerad smart laddning.

Figur 4.11 visar timvis effektbehov i lågsceariot vid oplanerad laddning år 2030. I lågsceariot har det inte hunnit hända så mycket till 2030, med det syns ändå i figuren att laddningen av elfordon främst inträffar då effektbehovet redan är högt. Trots den begränsade mängden elfordon blir toppeffekten 77,9 MW inklusive förluster.



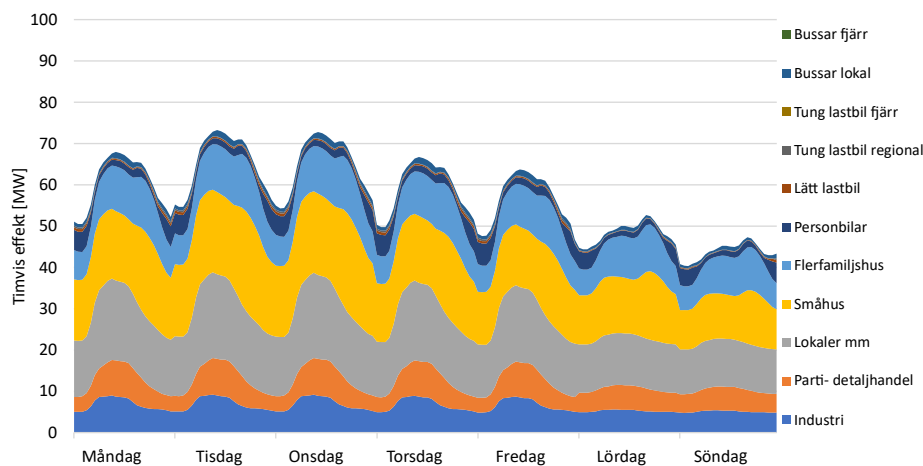
Figur 4.11. Timvis effekt en höglastvecka modellår 2030, vid lågsceario och oplanerad laddning.

Då smart laddning tillämpas, Figur 4.12, ses en liten sänkning av toppeffekt till 76,1 MW inklusive förluster, dvs en minskning med 1,8 MW. Förklaringen till den inte så stora minskningen är att andel elfordon är liten att det inte går att åstadkomma en så stor reduktion, då förbrukningsprofilen för befintliga kundgrupper antas vara oförändrad.



Figur 4.12. Timvis effekt en höglastvecka modellår 2030, vid lågsenario och smart laddning.

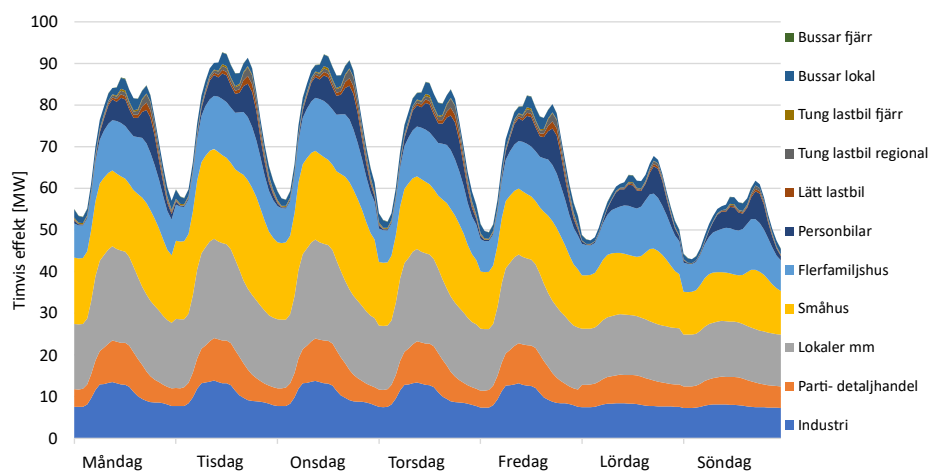
Utfallet av justerad smart laddning, Figur 4.13, skiljer sig relativt lite mot tidigare då det som sagt inte finns så mycket elfordonsladdning att spela med. Toppeffekt blir 75,3 MW inklusive förluster, vilket innebär att den minskar med 2,6 MW jämfört med oplanerad laddning.



Figur 4.13. Timvis effekt en höglastvecka modellår 2030, vid lågsenario och justerad smart laddning.

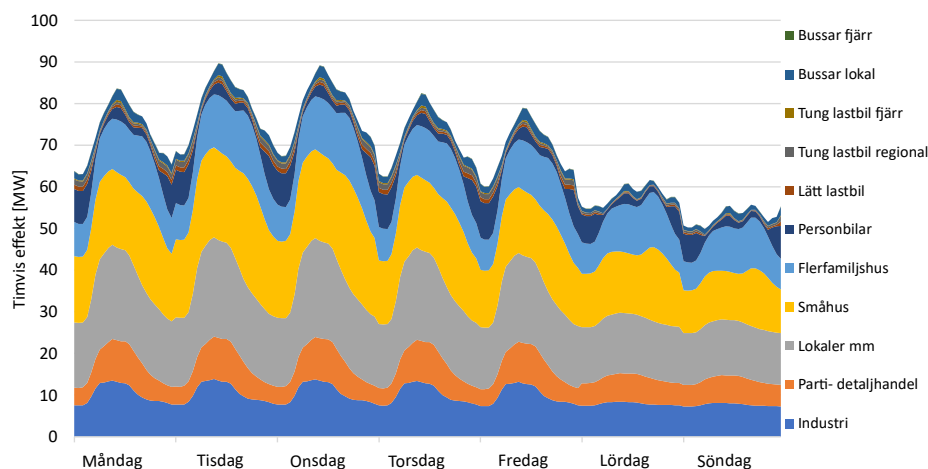
I högscenariot ökar elbehovet betydligt främst i övriga laster vilket medför att vid oplanerad laddning, Figur 4.14, nås en toppeffekt om 95,3 MW inklusive förluster. Det uppstår tydliga effekttoppar på vardagar, den första (högsta) på förmiddagen och den andra på eftermiddagen. Effektbehovet är dock relativt högt hela dagen.





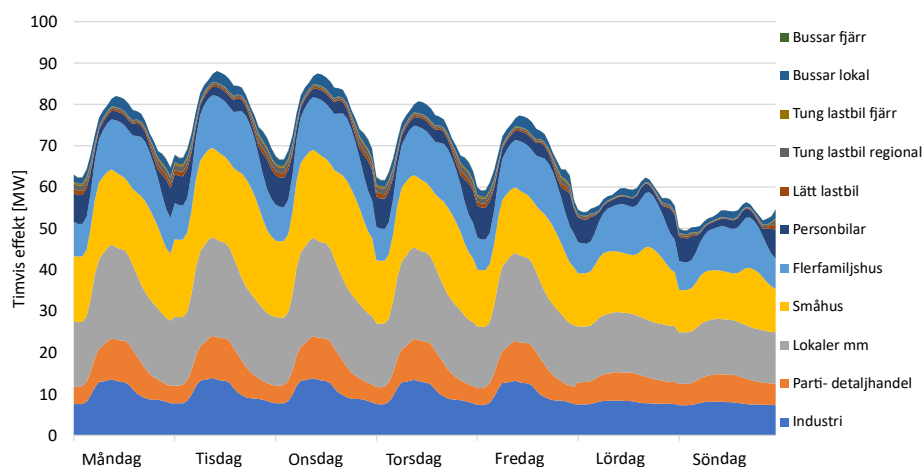
Figur 4.14. Timvis effekt en höglastvecka modellår 2030, vid högscenario och oplanerad laddning.

Då planerad laddning tillämpas sjunker topp effekt till 92,4 MW, dvs. en minskning med 2,9 MW jämfört oplanerad laddning, se Figur 4.15. Effekttoppen på eftermiddagen försvinner, men den på förmiddagen kvarstår i stor utsträckning.



Figur 4.15. Timvis effekt en höglastvecka modellår 2030, vid högscenario och planerad laddning.

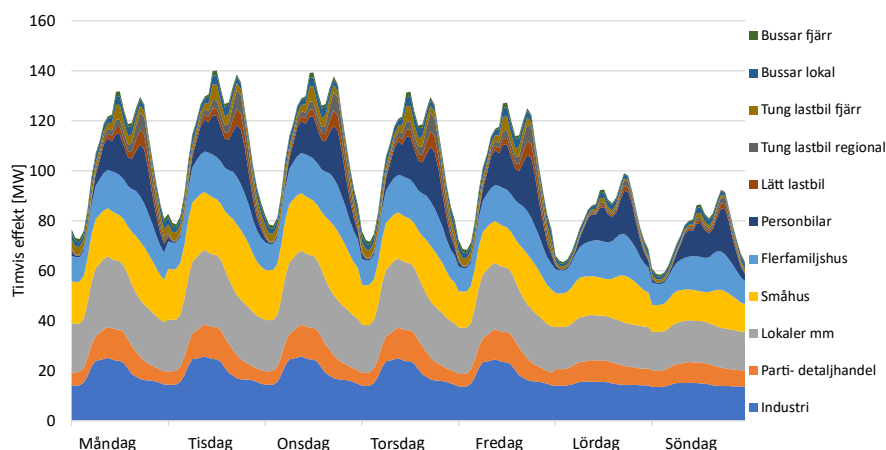
Vid justerad planerad laddning, Figur 4.16, blir topp effekt 90,7 MW inklusive förluster, dvs en minskning med 4,6 MW jämfört oplanerad laddning. Anledningen till den större reduktionen är främst att det finns en större mängd elfordon, vilket innebär att styrning med planerad laddning får större påverkan än vid en lägre andel elfordon.



Figur 4.16. Timvis effekt en höglastvecka modellår 2030, vid högsenario och justerad planerad laddning.

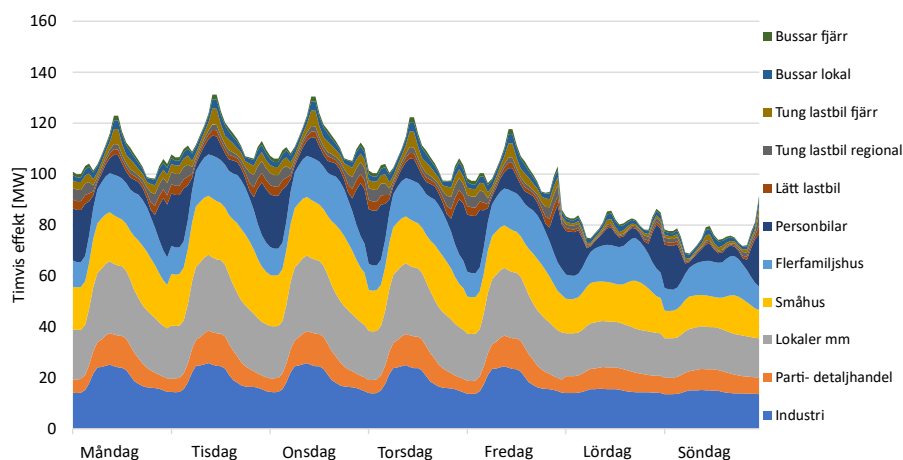
#### 4.2.2 Toppeffekt i högsenariot år 2045

För år 2045 visas endast högsenariot då det visar de mest dramatiska konsekvenserna för elnätet. Övriga analyserade fall återges i Bilaga B och ger samma typ av konsekvenser, men inte i lika stor utsträckning. Som Figur 4.17 visar så ökar toppeffekten under en höglastvecka med oplanerad laddning till drygt 144 MW inklusive förluster, vilket innebär att elnätets kapacitet behöver öka med 114 %. I denna framtid med en stor andel elfordon får de en väsentlig påverkan på toppeffekten och därmed den kapacitet som elnätet måste ha. Vid topplast står laddning av elfordon för närmare 24 % av den totala toppeffekten.



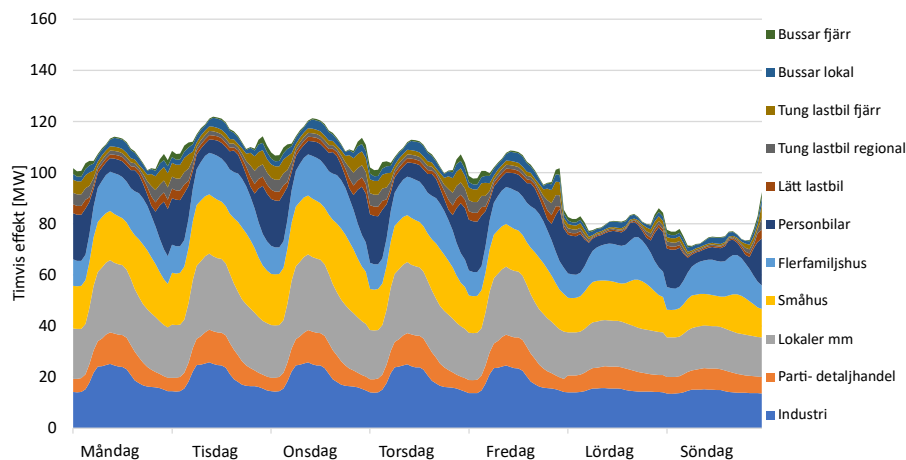
Figur 4.17. Timvis effekt en höglastvecka modellår 2045, vid högsenario och oplanerad laddning.

En stor andel elfordon i ett större elnät innebär också att planerad laddning får en större påverkan på toppeffekt, se Figur 4.18. Vid planerad laddning sjunker toppeffekten till ca 135 MW inklusive förluster, dvs en minskning med 9 MW. I detta fall blir det dock ännu tydligare att den kvarstående laddning som sker kl. 10-11 innebär att effekttoppen som kvarstår blir betydande.



Figur 4.18. Timvis effekt en höglastvecka modellår 2045, vid högscenario och planerad laddning.

I fallet med justerad planerad laddning sjunker topp effekt till knappt 126 MW inklusive förluster, dvs. en minskning med 19 MW. Som ses av Figur 4.19 blir förbrukningen ett kall vintervecka väldigt jämn och utan några tydliga effekttoppar.



Figur 4.19. Timvis effekt en höglastvecka modellår 2045, vid högscenario och justerad planerad laddning.

#### 4.2.3 Aspekter som påverkar topp effektbehov

Resultaten ovan visar att vid en omfattande elektrifiering av fordonsflottan kan elfordons laddstrategier spela en betydande roll för hur effektbehovet i Skövde energis elnät utvecklas. Precis som för elenergibehovets utveckling finns det ett antal faktorer som skulle kunna påverka hur effektuttaget från elfordonen utvecklas. För faktorer som förändrar energianvändningen, där minskningen eller ökningen i energianvändning är fördelad över året på samma sätt som det tidigare behovet, skalar den procentuella förändringen för energianvändningen på samma sätt. Det är dock inte säkert att 1 % minskning i energi resulterar i 1 % minskning i

effekt. Men en lägre energianvändning för elfordon torde leda till ett lägre effektbehov relativt nära 1 % då de inte behöver laddas lika ofta.

Gällande placeringen av snabbbladdningen av tunga lastbilar och ett ökat behov på grund av inpendling är dock inte påverkan jämnt fördelad över dygnet. Båda dessa faktorer påverkar olika delar av laddningen för respektive fordonstyp. En flyttning av snabbbladdningen av lastbilarna till regionnätet skulle till exempel primärt påverka laddningen dagtid givet de antaganden vi gör här, eftersom det är då denna laddning i huvudsak sker. Detta skulle innebära att toppeffektbehovet i Skövdes elnät skulle kunna minska ytterligare. I Figur 4.19, justerad planerad laddning för 2045, så utgör de tunga fjärrlastbilarna runt 2 MW av laddningen dagtid. För effekttoppen vid planerad laddning för 2045, Figur 4.18, är den runt 6 MW. Att tänka på här är dock att beroende på hur en elektrifiering av lastbilarna påverkar sättet som lastbilarna körs kan tidsaspekten för snabbbladdningen komma att förändras med ett behov som är mer jämnt fördelat över dygnet. För inpendling sker den största effektökningen dagtid i de elnätsområden som har en nettopositiv inpendling och effektminskningen nattetid för de elnätsområden som har en nettonegativ inpendling. Då Skövde har en nettopositiv inpendling skulle detta innebära ett ökat effektbehov för Skövdes del.

Bland de faktorer som inte nödvändigtvis påverkar det totala energibehovet för fordonen i elnätsområdet utan när fordonen laddar finns dels elfordonsägarnas beslut kring när de vill ladda, dels att elbehovet hos elfordonen har ett temperaturberoende (elbehovet är högre vid låga temperaturer pga. uppvärmningsbehov av kupé och batteri, högre vindmotstånd och större rullmotstånd om det är snö). Temperaturberoendet tar vi delvis hänsyn till genom att ha ett generellt högre behov vintertid. Vid extremt låga temperaturer kan dock elbehovet från elfordonen öka ytterligare. Vi har antagit ett ökat behov på 20 %<sup>52</sup> i förhållande till snittbehovet vintertid, detta motsvara det ökade behov som fås vid -10 °C. Vid kallare väder än så kan alltså effektbehovet i elnätet som helhet öka ytterligare (notera här att det maximala effektuttaget från de enskilda laddarna inte ökar, enbart i vilken utsträckning denna effekt nyttjas alternativt hur länge den nyttjas). Detta påverkar dock i huvudsak absoluta nivån som laddning av de olika fordonen innebär, effekten av att styra laddningen på ett planerat sätt kvarstår.

En annan faktor som kan få betydande påverkan är en flytt av laddningen av fordonen längre i tiden än inom dygnet som vi simulerar i denna studie. För att kunna flytta laddningen längre tidsskalor än inom den period de står stilla mellan körningar behöver fordonen ha tillräckligt stora batterier för att kunna uppfylla det transportarbete som sker mellan laddningstillfällena. För personbilar är det troligt att en sådan möjlighet kommer att finnas. De flesta elbilar som säljs idag har en batteristorlek som kan lagra mer energi än det behov som generellt behövs för daglig användning av fordonet. För lastbilar och bussar finns det förmodligen inte samma flexibilitet för när man kan tänkas ladda. Detta då batteriernas storlek med stor sannolikhet kommer att anpassas efter ett dagligt körbehov. Detta innebär att den stora förändringen gällande förändrat laddningsbeteende förmodligen kommer ske hos elbilarna. Hur mycket energi som kan tänkas flyttas i tiden och hur länge den kan tänkas flyttas analyserar vi inte djupare. Som en räkneövning

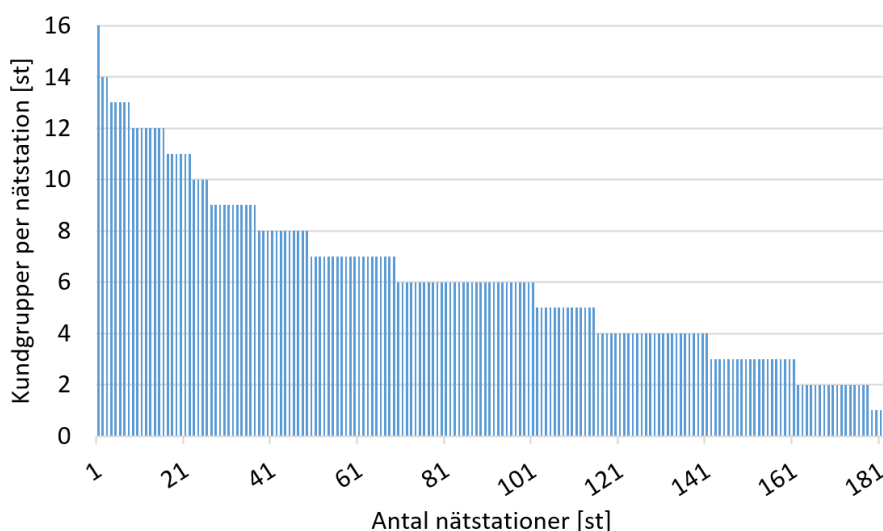
<sup>52</sup> Baserat på data från <https://ev-database.org/>

går det att se i Figur 4.19 att om elbilsladdningen nattetid skulle koncentreras under en tre timmars period i stället för utspridd över hela natten, drivet av tex. låga elpriser, skulle det skapas effekttoppar nattetid som är högre än den tidigare toppeffekten. Det går också att se i figuren att det finns betydande utrymme att flytta laddning till helgerna då både elbehovet för lastbilar och övriga laster är lägre. Det skulle till exempel vara möjligt att flytta hela laddningsbehovet för elbilar under vardagar till helgdagarna utan att öka effektbehovet i systemet, det skulle till och med minska effektbehovet då det tar bort elbilarnas laddning under vardagar.

Som vi visat i figureerna ovan och med de enkla överslagsräkningarna så kan elfordonens laddningsbeteende, och då framför allt elbilarna då det är dessa som har störst flexibilitet, få betydande påverkan på effektbehovet i Skövdes energis elnät. Hur laddningen kommer att ske kommer att bero på dels de ekonomiska incitament som nättariffstrukturen och elprisets variation kommer att ge, dels om detta ekonomiska incitament är tillräckligt stort för att få elbilsägarna att agera på det. Men som indikerat i AP3 i detta projekt och som visats av bland annat Taljegård<sup>53</sup> så finns det en betydande potential för flexibilitet i laddningen av elbilarna.

### 4.3 LOKALA ASPEKTER PÅ EFFEKTBEHOV OCH LADDNING

Ovanstående analys visar resultat för Skövdes nätområde som helhet. Det finns dock lokala skillnader i nätet beroende på vilka kundgrupper (här avser vi med kundgrupp enskilda SCB-koder) som är anslutna till Skövde Energis 182 nätstationer.<sup>54</sup> I de allra flesta fall är det mer än en kundkategori som betjänas av en nätstation. I Figur 4.20 visas antal kundgrupper per nätstation, där en indelning gjorts enligt SCB-koder som består av 28 olika kundkategorier.



Figur 4.20. Antal kundgrupper (SCB-koder) per nätstation.

<sup>53</sup> Taljegård, M. (2019). *Electrification of road transportation-implications for the electricity system*. Sweden: Chalmers Tekniska Högskola

<sup>54</sup> Transformatorstation där transformering ner till lågspänning sker, dvs. till 0,4 kV.

För att illustrera att det kan råda stora skillnader mellan nätstationer inom ett lokalnät har vi valt ut några stationer med olika ingående kundtyper, vilka utgör underliggande förbrukning. Avsikten är att ge en bild av hur det påverkar förutsättningarna för elfordonsladdning i olika delar av lokalnätet.

Då belastningen i respektive nätstation analyserats kan det konstateras att det finns en del marginal mellan maximal och utnyttjad kapacitet. Hur stor denna marginal är varierar mycket mellan nätstationer. Det är främst två orsaker till dessa marginaler. Nätbolag arbetar ofta med ett fåtal standardstorlekar på transformatorer då det blir mer kostnadseffektivt i inköp och att det är lättare att hålla reservlager, vilket innebär att man kan sätta in en transformator som är lite överdimensionerad mot elbehovet i nätstationen. Den andra anledningen är att man har krav på att hålla redundans för elöverföring i nätet, det så kallade n-1 kriteriet, som innebär att man ska kunna klara ett bortfall av den största kritiska komponenten i nätet. Ett bortfall av en nätstation innebär alltså att man ska kunna göra omkoppling och leda förbrukningen en annan väg för att upprätthålla leveranssäkerheten. Detta ökar belastningen i de nätstationer dit elen leds om vilket gör att en viss marginal behövs.

För att illustrera hur det kan se ut i olika nätstationer följer nedan tre exempel från nätstationer med olika kundgrupper som dominerar elbehovet.

#### 4.3.1 Nätstation med stor andel lägenheter

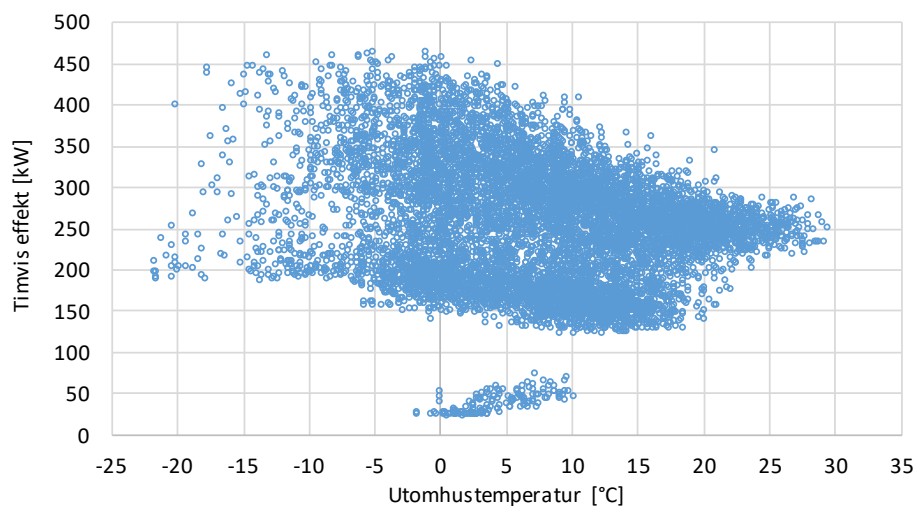
Nätstation A har en kapacitet om 800 kW och förser 592 anläggningar med el. Antal anläggningar per kundkategori som nätstationen betjänar framgår enligt Tabell 4.2, samt summerad årsenergi och maximal effekt. Tabell 4.2 visar att den totala abonnerade maxeffekten för nätstationens alla abonnenter är närmare 2 000 kW, vilket är betydligt högre än nätstationens kapacitet. Förklaringen till att maximal utnyttjad effekt i stationen inte blir så hög den utjämning som sker tack vare att kundernas maximala effektbehov i stor utsträckning inträffar vid olika tillfällen.

Tabell 4.2. Antal anläggningar per kundkategori för nätstation A.

Text	Antal	Energi [MWh]	Effekt [kW]
Lägenhet	542	1 038	1 354
Parti- eller detaljhandel	3	80	45
Fastighetsförvaltning	28	830	346
Småhus ej elvärme	7	93	115
Gatu- och vägbelysning	2	43	12
Övriga samhällsservice	5	47	61
Hotell och restaurang	4	87	37
Skolor med kök	1	4	10

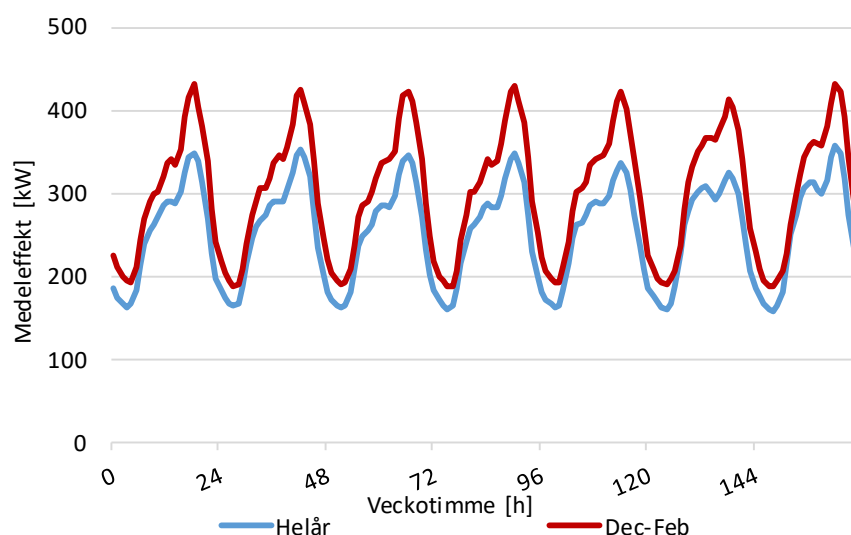
Anläggningarna från Tabell 4.2 sammanlagda timvisa förbrukning i relation till utomhustemperatur visas i Figur 4.21. I denna nätstation är den sammanlagrade elförbrukningen ganska svagt kopplad till utomhustemperaturen. Anledningen är

att endast en liten andel av användarna har el som uppvärmningskälla, då andelen fjärrvärme normalt är hög för lägenheter. Maximal uppmätt timvis effekt var 465 kW, vilket inträffade 2021-01-07 kl. 17-19 då det var  $-1,1^{\circ}\text{C}$  ute.



Figur 4.21. Timvis effektuttag sammanlagrat för station A år 2021.

I nätstation A inträffar den dygnsmässiga effekttoppen dagligen mellan kl 18-19 och det är ingen tydlig skillnad mellan vardag och helg, se Figur 4.22, främst då andelen elbehov för boende är hög. I detta fall är det stor skillnad i förbrukning mellan natt och dag och möjlighet för laddning under nattetid blir stor utan att det påverkar kapaciteten i elnätet nämnvärt. Svårigheten kopplat till lägenheter brukar dock vara att finna plats för fordon att ladda.



Figur 4.22. Medeleffekt per veckotimme helår och vintermånader för station A år 2021.

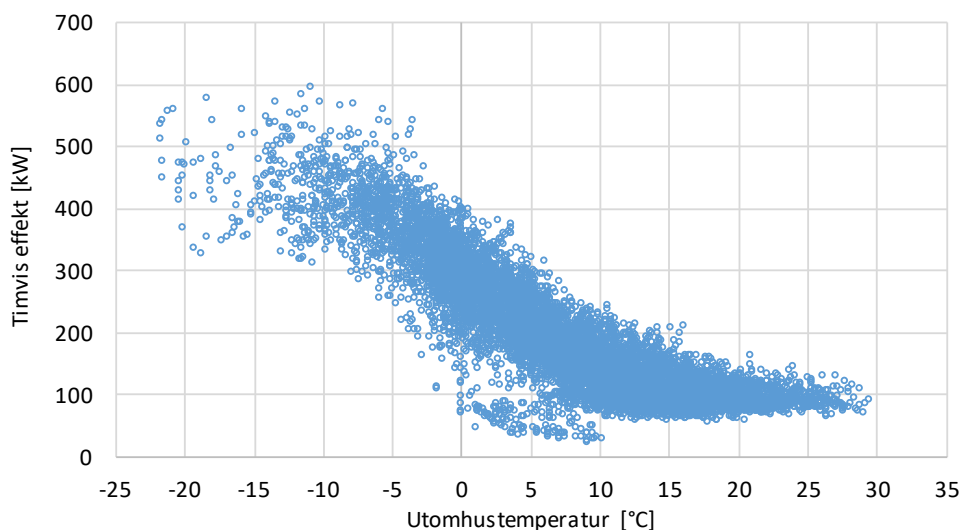
### 4.3.2 Nätstation med stor andel småhus med elvärme

Nätstation B har en kapacitet om 800 kW och förser 93 abonnenter med el. Antal abonnenter per kundkategori som nätstationen betjänar framgår enligt Tabell 4.3, samt summerad årsenergi och maximal effekt.

Tabell 4.3. Antal anläggningar per kundkategori för nätstation B.

Kategori	Antal	Energi [MWh]	Effekt [kW]
Småhus med elvärme	82	1 536	1 173
Småhus utan elvärme	8	190	90
Gatubelysning	1	25	2
Järnväg och busstrafik	1	0,3	20
Övrig samhällsservice	1	1,7	23

Anläggningarnas sammanlagda timvisa förbrukning i relation till utomhustemperatur visas i Figur 4.23. Som ses av figuren är elförbrukningen starkt kopplad till utomhustemperaturen, vilket främst beror på att andelen småhus med elvärme är högt i nätstationen. Maximal uppmätt timvis effekt var 596 kW, vilket inträffade 2021-02-05 kl. 07-08 då det var -10,1°C ute.

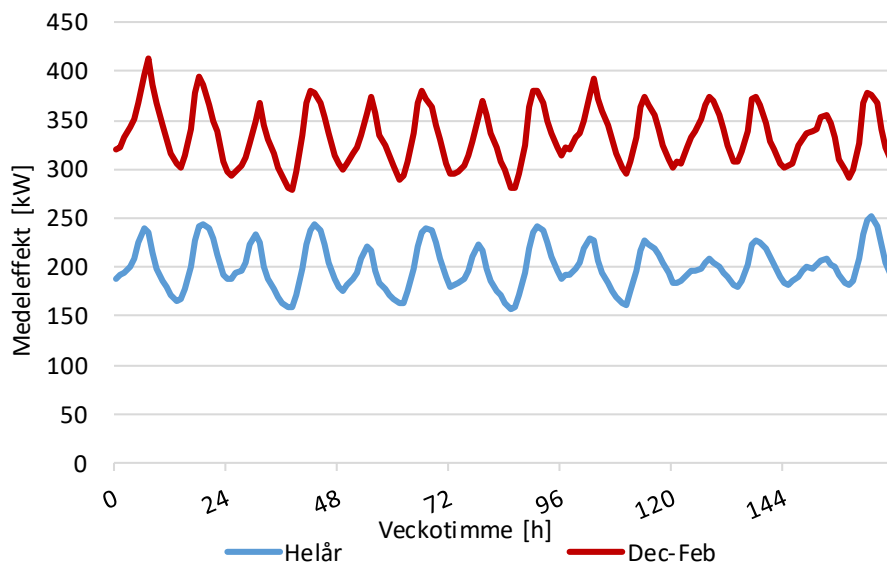


Figur 4.23. Timvis effekt sammanlagrat för station B år 2021.

När det gäller förbrukning per veckotimme uppstår det 2 effekttoppar per dygn, vid kl. 07-08 och kl. 18-19, där skillnaden är liten mellan vardag och helg, vilket framgår av Figur 4.24. För att jämna ut förbrukningsprofilen för denna nätstation bör man alltså ladda mellan kl. 11-15 och kl. 00-03 (och i viss utsträckning timmar före och efter), vilket skiljer sig mot hur det ser ut för lokalnätet som helhet. Nu är visserligen inte stationen fullt utnyttjad, men som nämndes tidigare behövs en del



marginal i vissa nätstationer ifall man behöver leda om förbrukning i händelse av fel.



Figur 4.24. Medeleffekt per veckotimme helår och vintermånader för station B år 2021.

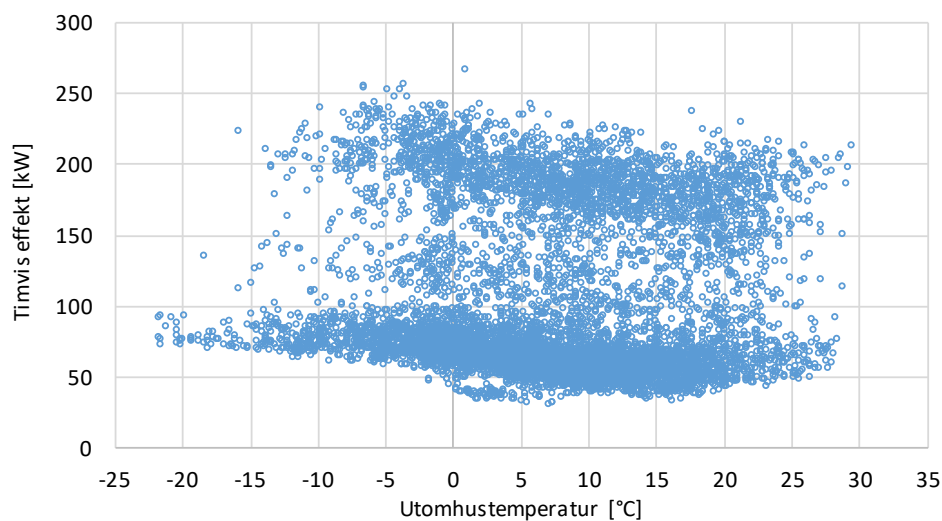
#### 4.3.3 Nätstation med låg nattlig förbrukning

Nätstation C har en kapacitet om 800 kW och förser 33 anläggningar med el. Antal anläggningar, summerad årsenergi och maximal effekt per kundkategori som nätstationen betjänar framgår enligt Tabell 4.4.

Tabell 4.4. Antal anläggningar per kundkategori för nätstation C.

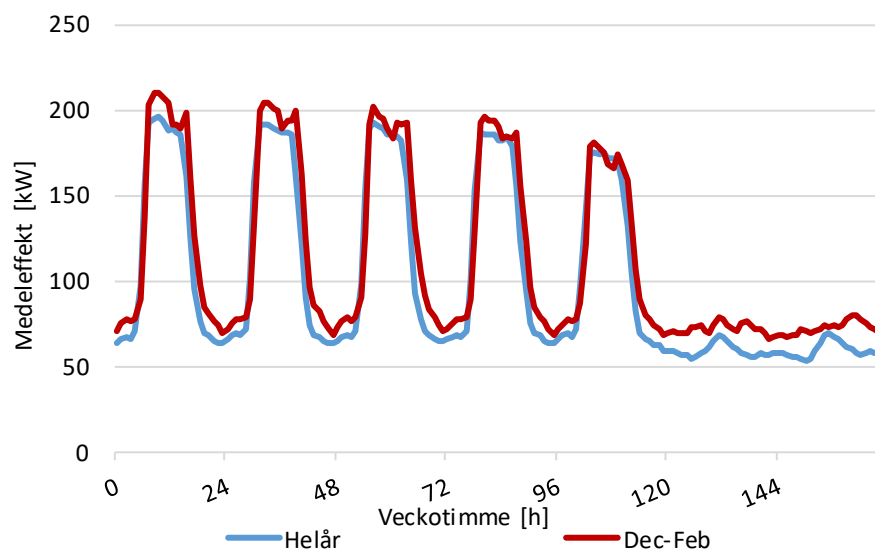
Text	Antal	Energi [MWh]	Effekt [kW]
Industri	16	489	171
Parti- eller detaljhandel	8	262	103
Fastighetsförvaltning	3	81	37
Offentliga tjänster	1	0,2	14
Småhus ej elvärme	1	6,5	19
Kontor	4	52	45

Anläggningarnas sammanlagda timvisa förbrukning i relation till utomhustemperatur visas i Figur 4.25. I denna nätstation är den sammanlagrade elförbrukningen svagt kopplat till utomhustemperatur då användarna till största delen består av industrier som normalt sett har en liten andel temperaturberoende elanvändning. Maximal uppmätt timvis effekt var 267 kW, vilket inträffade 2021-12-13 kl. 08-09 då det var 0,9°C ute.



Figur 4.25: Timvis effekt sammanlagrat för station C år 2021.

För denna nätstation är skillnaden mellan natt och dag väldigt stor och dessutom är förbrukningen låg under helgdagar, se Figur 4.26. Detta innebär att det finns stor potential för laddning under nattetid utan att det påverkar kapaciteten i nätstationen nämnvärt. Möjligheten till ladda under nattetid och helger är dock inte alltid så enkel, det beror på om det är arbetsfordon som ska ladda då de inte används eller om det är fordon som ska laddas under arbetstid.

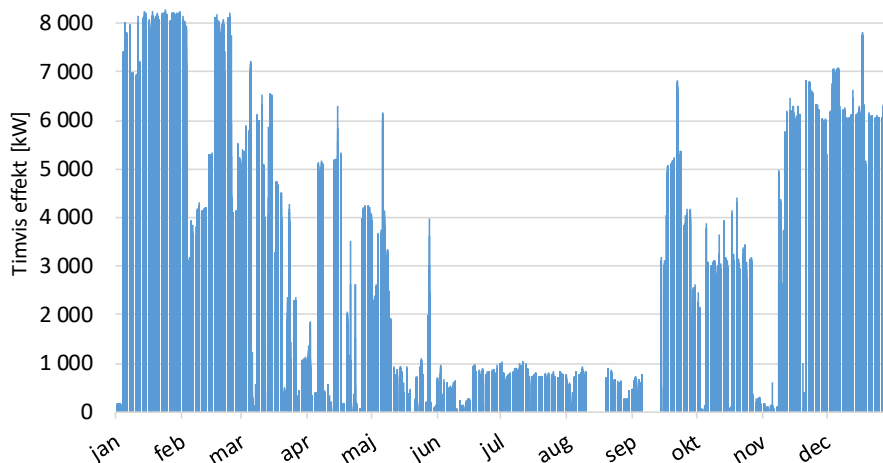


Figur 4.26. Medeleffekt per veckotimme helår och vintermånader för station C år 2021.

#### 4.4 LOKAL ELPRODUKTION I SKÖVDE

Lokal elproduktion har en betydelse för elnätet då den kan skapa utrymme för ytterligare elbehov om det finns begräsningar i elnätskapacitet. Detta förutsätter dock att elproduktion sker samtidigt som elbehovet är som störst. Inom Skövdes nätområde fanns totalt 245 lokala anläggningar som producerade el under 2021.

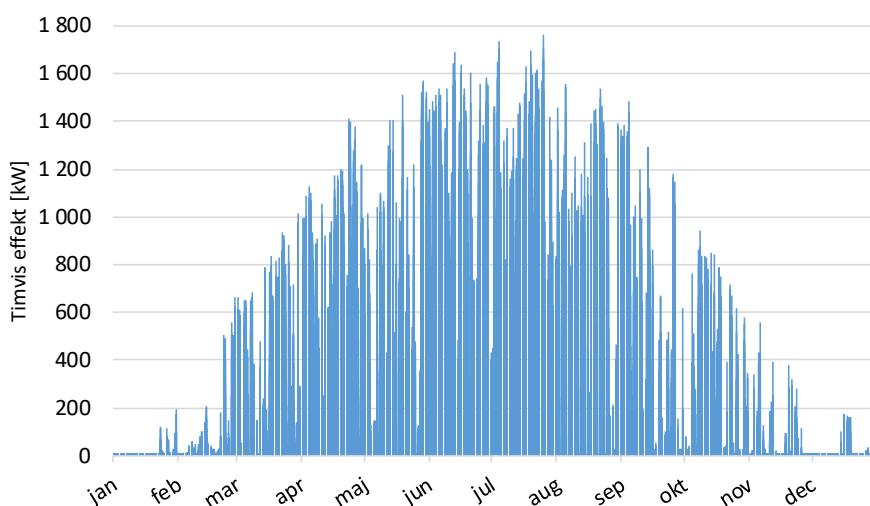
Den absolut största är Skövde Energis kraftvärmeverk som hade en maximal timvis elproduktionseffekt om 8 276 kW under 2021, se Figur 4.27 för årsprofil för elproduktion.



Figur 4.27. Elproduktion från Skövdes kraftvärmeverk år 2021.

De övriga anläggningarna är uteslutande mindre solcellsanläggningar där mediananläggningen hade en maximal timvis elproduktion om 7,9 kW (medel 9,7 kW), medan den största av dessa hade 65 kW maximal timvis elproduktion.

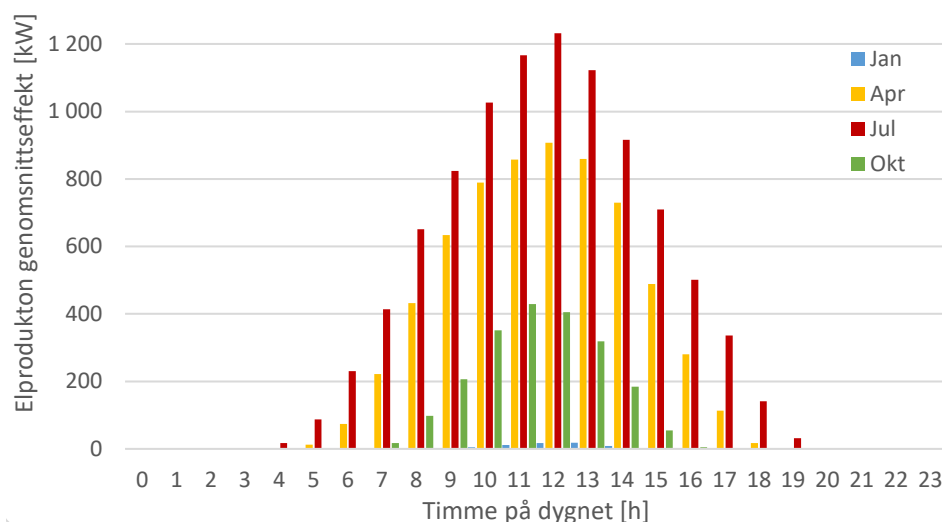
Som ses i Figur 4.28 var elproduktionen från alla solcellsanläggningar maximalt 1 762 kW under år 2021, där produktionen främst inträffade under sommarmånaderna. Notera att solcellsanläggningarna sitter på fastigheter och har nettomätning, vilket gör jämförelsen något orättvis. Faktum kvarstår dock att även vid bruttomätning är produktionen väldigt låg de mörkaste vintermånaderna.



Figur 4.28. Elproduktion timvis från samtliga solcellsanläggningar i Skövde år 2021.

Solcellsanläggningarna producerar dagtid främst under sommarhalvåret då det inte föreligger någon kapacitetsbrist i nätet.<sup>55</sup> Fastigheter med kylbehov sommartid kan dock få ett bra utnyttjande med egna solceller på fastigheten. För småhus med elvärme är maximalt effektbehov i genomsnitt 8,9 kW, men då detta främst inträffar vintertid bidrar inte solceller bidra till att minska maxeffekten.

I Figur 4.29 visas genomsnittlig elproduktion från solkraften i Skövde per timme på dygnet för månaderna januari, april, juli och oktober under 2021. Som synes så är elproduktionen högst under juli medan den är väldigt liten under januari.



Figur 4.29. Medeleffekt per timme över dygnet för månaderna januari, april, juli, oktober år 2021.

#### 4.5 NÄTTARIFF OCH INCITAMENT FÖR SMART LADDNING

Skövde Energi Elnät har som nämnts närmare 22 000 kunder i sitt nätområde. Summerar man samtliga kunders maximala effektuttag blir det totalt närmare 152 MW år 2021. Men eftersom alla kunder inte har sin högsta förbrukning samtidigt skapas en utjämnande effekt som innebär att maximalt effektbehov om 64,1 MW samma år, exklusive förluster.

Det finns dock möjligheter att jämma ut förbrukningen i elnätet ytterligare då det förekommer en variation över året och dygnet som visats i Figur 3.7. Olika kundgrupper har skilda möjligheter till att flytta sin förbrukning och därmed minska topeffekten för elnätet som helhet och det behövs dock incitament för att detta ska ske. Skövde Energi Elnät har fastställt en tariff som syftar just till att ge incitament för ett effektivare nyttjande av elnätet, vilket ska ske senast 1 januari 2027 enligt föreskrifter<sup>56</sup>. Tabell 4.5 och Tabell 4.6 visar elnätstariffen i Skövde för

<sup>55</sup> En stor mängd solcellsanläggningar under en nätstation kan innebära effektbegränsningar för inmatning av el från solcellerna. Solcellsanläggningar byggs ofta i kluster då inspiration sprids mellan grannar i områden.

<sup>56</sup> Energimarknadsinspektionen. (den 26 April 2022). Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd för utformning av nättariffer för ett effektivt utnyttjande av elnätet EIFS 2022:1.

samtliga kunder. Höglasttid omfattar november-mars på vardagar (mån-fre) kl. 06-22, medan övrig tid är låglasttid.

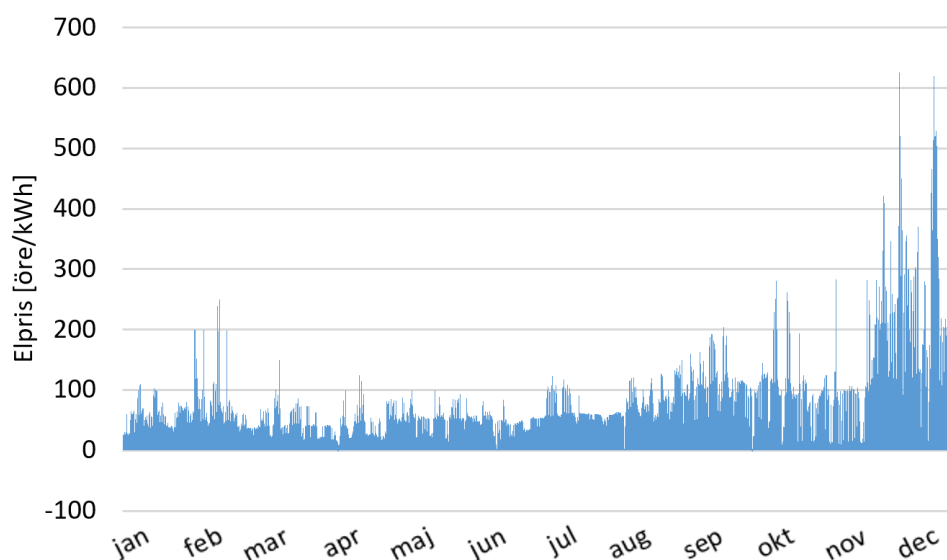
Tabell 4.5. Elnätarriff för Skövdes nätområde upp till säkring 63 A.

Taxa	Säkring	Fast avgift [SEK]	Elöverföring Låglast [öre/kWh]	Elöverföring Höglast [öre/kWh]	Månadseffekt Höglast [kr/kW/månad]
N14E	16 A	1 036	6,1	24	49
N15E	20 A	1 628	6,1	24	49
N16E	25 A	1 848	6,1	24	49
N17E	35 A	1 980	4,4	13,3	49
N18E	50 A	2 310	4,4	13,3	49
N19E	63 A	2 860	4,4	13,3	49

Tabell 4.6. Elnätarriff för Skövdes nätområde för kunder med säkring högre än 63 A.

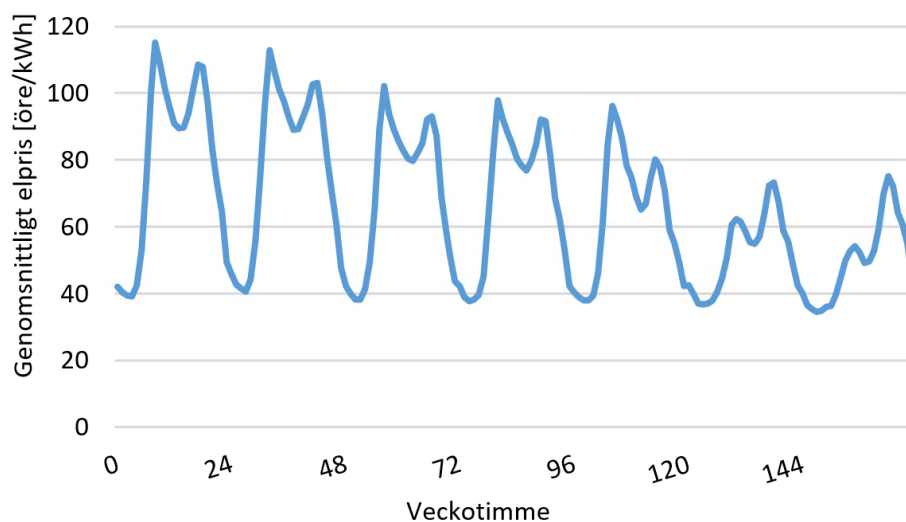
Taxa	Fast avgift [SEK]	Elöverföring Låglast [öre/kWh]	Elöverföring Höglast [öre/kWh]	Månadseffekt Höglast [kr/kW/månad]	Abonnemang [kr/kW]
LSP	2 357	4,4	13,3	103	146
HSP	8 592	2,5	11,3	74	115

Den andra delen som påverkar kundernas agerande är elpriset som sätt på elmarknaden Nordpool spot för elområde 3. I Figur 4.30 visas timvis elpris för år 2021, där priset varierar mellan timmar och var högt framför allt i slutet av året. Till detta tillkommer energiskatt som är 39,2 öre per kWh (2023) och på totalen tillkommer moms om 25 %.



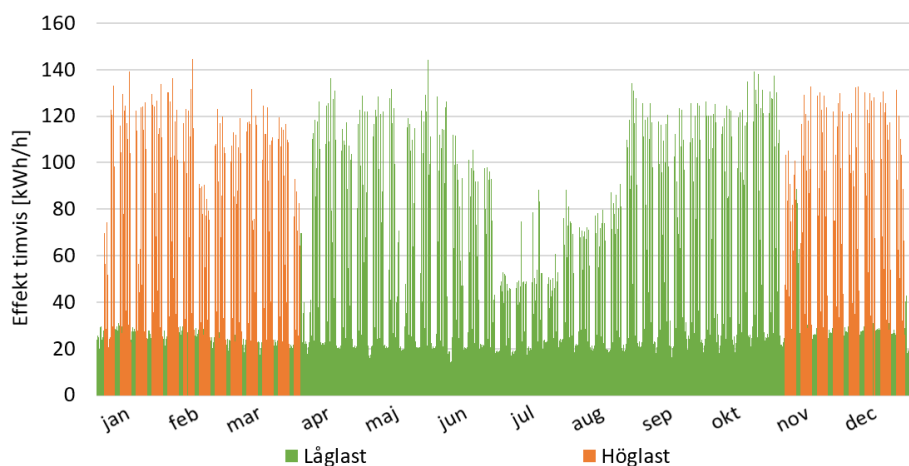
Figur 4.30. Elpris per timme för i elprisområde 3 år 2021.

För att förtydliga hur priset varierar i genomsnitt över veckans timmar visas denna variation i Figur 4.31. Notera att figuren visar medelvärdet för respektive veckotimme över helåret.



Figur 4.31. Genomsnittligt elpris per veckotimme [h] över året 2021.

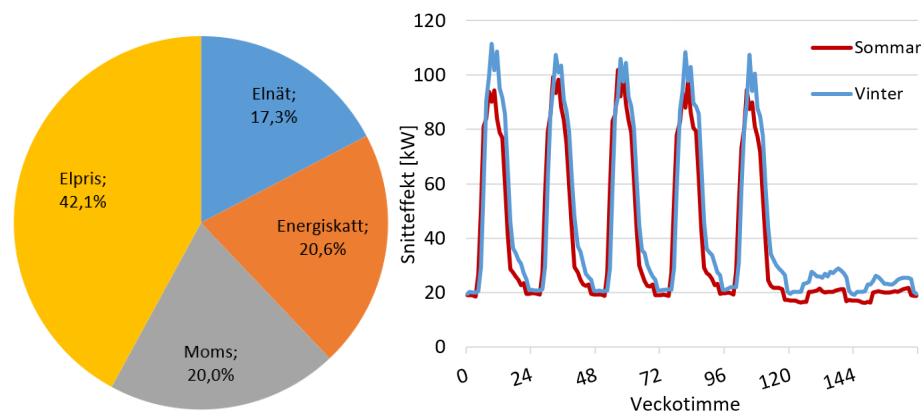
För att illustrera hur de ekonomiska incitamenten ser ut har vi tillämpat ovanstående nättariff, elpris och skatter på två olika exempelkunder. Första exemplet (Exempelkund A) är på en större offentlig verksamhet som har en elförbrukning om drygt 360 000 kWh, se Figur 4.32. Figuren illustrerar timvis elbehov för exempelkunden indelat i hög- och låglasttid enligt Skövde Energis nättariff.



Figur 4.32. Timvis elbehov för anläggning 2021 där hög- och låglasttimmar illustreras.

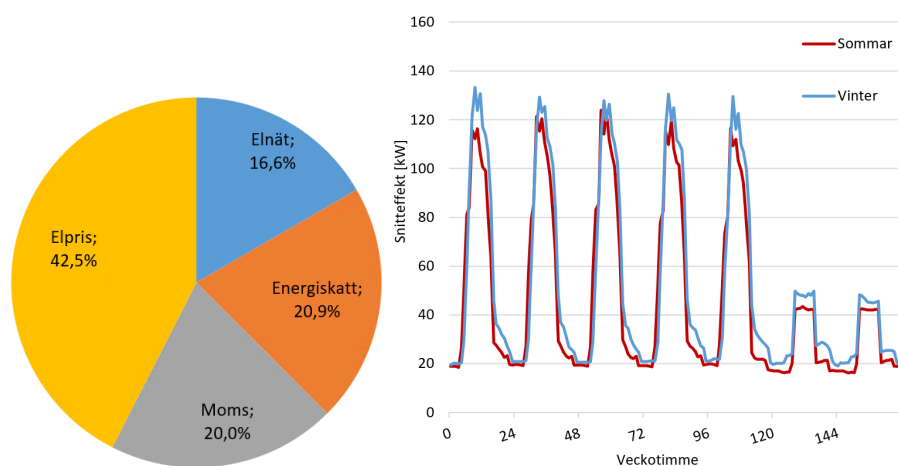
Givet ovanstående elnätstariff, elpris och skatter blir kostnaden ca 685 000 kr per år, dvs 1,90 kr/kWh där kostnad för kunden fördelas enligt Figur 4.33. Som ses av figuren utgör elnätskostnaden 17,3 % av kundens totala kostnad. Elpriset står för största andelen av kostnaderna, 42,1 %, och då har vi ändå bara inkluderat elpris

från Nordpool<sup>57</sup> medan det normalt tillkommer ett påslag från elleverantören. Skatter i form av energiskatt och moms är nästan lika mycket som elpriset och står för 40,6 % av kundens totalkostnad.



**Figur 4.33.** Fördelning av kostnader (till vänster) för exempelkund A och snittdrift över veckan sommar respektive vinter (till höger).

Om man lägger in 22 kW konstant laddning kl. 08-15 varje dag, vilket motsvarar en laddning om totalt dryga 64 000 kWh per år<sup>58</sup> blir elprofilen och fördelning av kostnaderna enligt Figur 4.34. Kostnaden för laddningen blir då totalt 113 043 kr per år och alltså 1,76 kr per kWh. Notera att vi antagit att man inte behöver höja abonnemanget utan har viss marginal på befintligt uttag, vilket annars hade höjt kostnaden något.



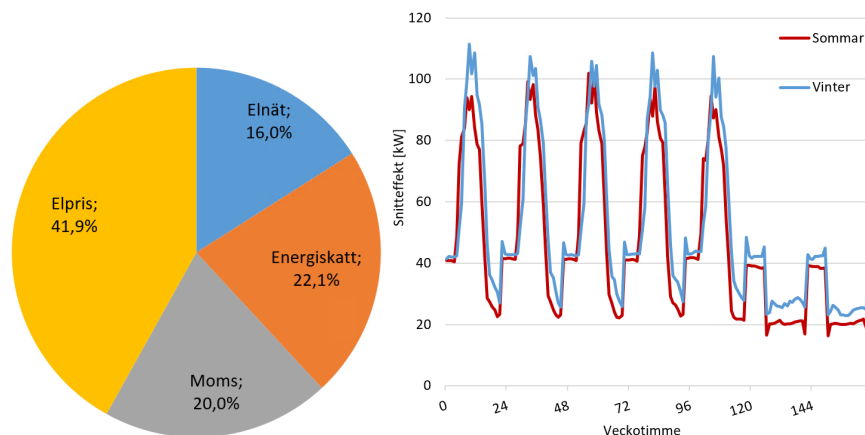
**Figur 4.34.** Fördelning av kostnader (till vänster) för exempelkund A med laddning kl 08-15 och snittdrift över veckan sommar respektive vinter (till höger).

Om laddningen om 22 kW i stället skulle ske kl. 22-05, dvs samma mängd laddning per år men andra tider, sjunker kostnaden till 68 503 kr per år motsvarande 1,07 kr per kWh. Det finns alltså 44 539 kr per år att spara på att ladda under natten jämfört med dagen. Besparingen fördelas sig som 12 271 kr på elnät, 23 361 på elpris och 8 908 på moms (som beror av underliggande kostnader).

<sup>57</sup> I elförsäljning kan det tillkomma en liten fast kostnad och ett påslag på spotpriset.

<sup>58</sup> Motsvara ca 32 000 körda mil eller ca 20 bilar med en årlig körsträcka 1 600 mil vardera.

Då energiskatten enbart beror av mängden energi oavsett när det sker förändras inte denna kostnad.

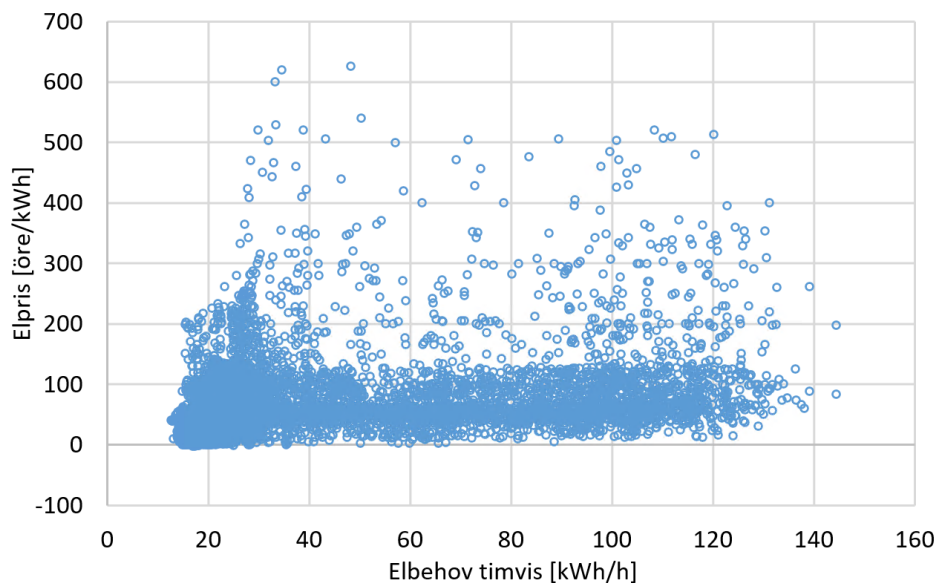


**Figur 4.35.** Fördelning av kostnader (till vänster) för exempelkund A med laddning kl 22-05 och snittförbrukning över veckan sommar respektive vinter (till höger).

Som ses av Figur 4.35 utgör elnätkostnaden endast 16,0 % i fallet med nattladdning. Relativt sett sjunker alltså laddkostnaden för elnät mest, men då dess andel av totalkostnaden är låg ger i stället elpriset starkast incitament i absolut besparing.

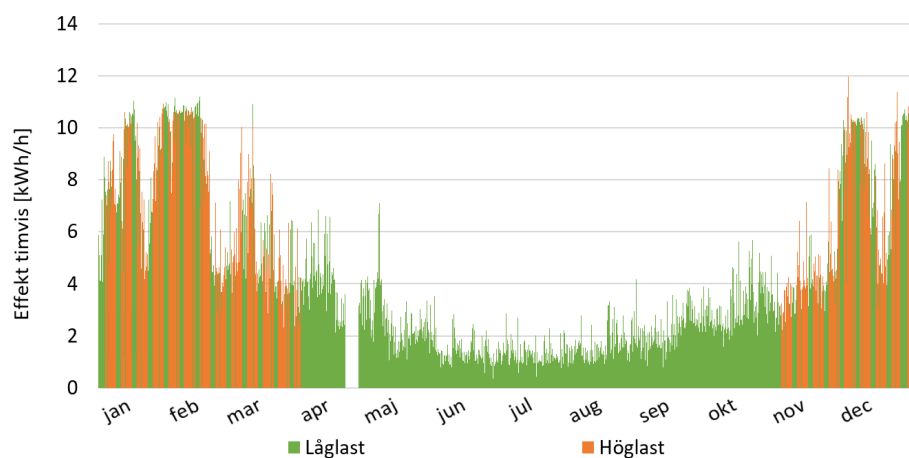
Incitamenten för att reducera kostnader beror alltså av elpriset och elnätstariffen då energiskatt inte ger någon styrning medan moms är ett påslag av totala kostnader och därmed förstärker de ekonomiska incitamenten. I Figur 4.36 visas elpris i relation till ursprungligt elbehov för exempelkund A, dvs. utan laddning. Av figuren framgår det att elpriset tenderar att vara högre då elbehovet är högt. Det inträffar dock att elbehovet är högt då elpriset är lågt och vice versa. Detta betyder att elpriser vid vissa tillfällen för denna anläggning ger incitament att ladda då elbehovet redan är högt. Dock behöver kund beakta att abonnemangent inte överskrids, och elnätsbolaget hur det ser ut för nätstation och elnätet som helhet. Poängen är, även om exemplet endast visar en kund, att det kan finnas tillfällen då elpriset och elnätet ger motstridiga incitament. Orsaken är att elpriset speglar utbudet av el på en elområdesnivå medan elnätstariffen speglar belastning i det lokala elnätet. Det kan därför vara önskvärt med motstridiga prissignaler som tillsammans speglar den faktiska situationen för området.





Figur 4.36. Elbehovet timvis för exempelkund A i förhållande till elpris utan elfordonsladdning.

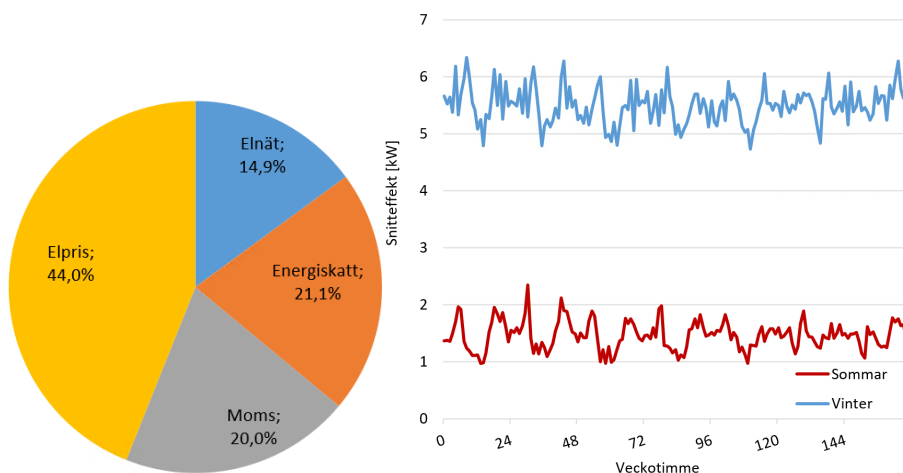
I det andra exemplet (exempelkund B) visas en villakund med elvärme som har ett årsbehov om ca 27 600 kWh, i Figur 4.37.<sup>59</sup> Figuren illustrerar timvis elbehov för exempelkunden indelat i hög- och lågladdtid enligt Skövde Energis nättariff.



Figur 4.37. Timvis elbehov för anläggning 2021 där hög- och lågladdtimmar illustreras.

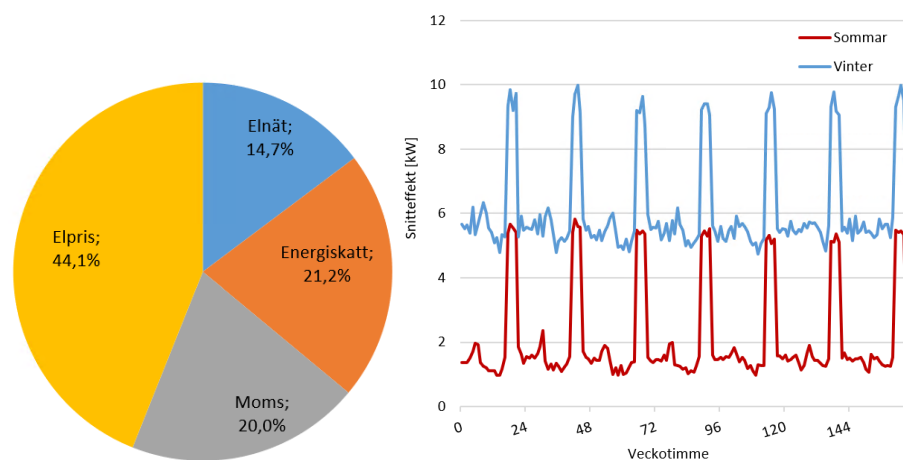
Till vänster i Figur 4.38 visas kostnadsfördelning för kunden och som framgår står elnätkostnaden för 14,9 % av total kostnad. Total kostnad är 52 214 kr per år motsvarande 1,85 kr per kWh. Till höger i figuren visas den stor skillnaden i förbrukning mellan sommar och vinter, samtidigt som man kan skönja en viss en viss dygnsprofil med en morgon- och kvällstopp.

<sup>59</sup> Som visas i figuren finns ett databortfall några dagar i april, se avsnitt 3.1, vilket inte korrigerats för.



**Figur 4.38.** Fördelning av kostnader (till vänster) för exempelkund B och snittförbrukning över veckan sommar respektive vinter (till höger).

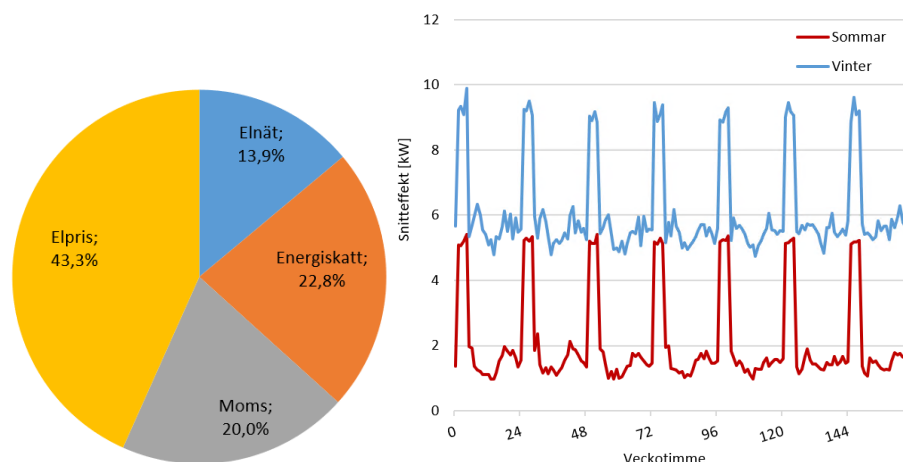
I detta fall antar vi att laddningen är 3,7 kW och sker kl. 17-20 varje dag, vilket ger en ett årligt elbehov om ca 5 400 kWh per år.<sup>60</sup> Elprofilen och fördelning av kostnaderna blir då enligt Figur 4.39. Kostnaden för laddningen blir 9 893 kr per år motsvarande 1,83 kr per kWh. Vi utgår från man inte behöver öka säkringen då det finns en marginal på befintligt uttag.



**Figur 4.39.** Fördelning av kostnader (till vänster) för exempelkund B med laddning kl. 17-20 och snittförbrukning över veckan sommar respektive vinter.

Om laddningen förskjuts till att ske kl. 01-04, dvs. samma mängd laddning per år men andra tider, sjunker kostnaden till 5 626 kr per år motsvarande 1,04 kr per kWh. Det innebär alltså en besparing om 4 267 kr att ladda under natten jämfört med eftermiddagen när man kommer hem. Besparingen är åter störst för elpriset med 2 321 kr, därefter 1 092 kr på elnät, 853 kr på moms och 0 kr på energiskatten. Återigen minskar elnätskostnaden mest procentuellt, men då dess andel är liten får i stället elpriset störst genomslag, se Figur 4.40.

<sup>60</sup> Vi har gjort denna förenkling för att illustrera skillnaden mellan dagtid mot nattetid. I verkligheten sker laddning sannolikt laddning mer slumpartat någon gång i veckan



Figur 4.40. Fördelning av kostnader för en typisk villakund med laddning kl. 01-04.

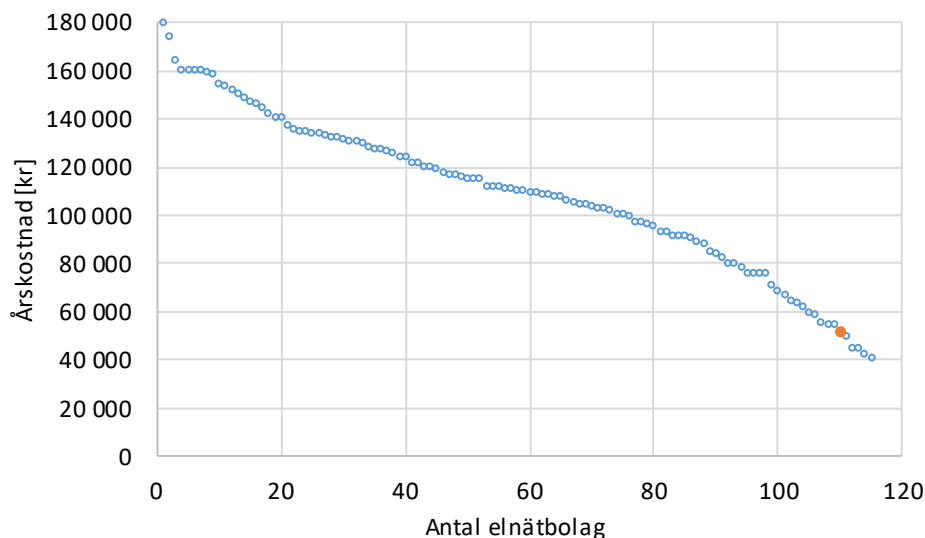
## 4.6 FALLSTUDIERESULTATEN I ETT SVERIGEPERSPEKTIV

Resultaten från denna fallstudie ger en uppfattning om ett flertal aspekter kopplat till elfordonsladdning. I detta avsnitt avser vi sätta resultaten i perspektiv till hur det kan se ut i andra lokalnät runt om i Sverige.

### 4.6.1 Elnätets incitament för smart laddning

I avsnitt 4.5 visades hur elkostnaderna för ett par kunder fördelar sig på elpris, elnät, energiskatt och moms. Till detta illustrerades hur mycket pengar som kan sparas genom att ladda under natten i stället för dagtid.

Elnätskostnaden utgör som visats en relativt liten del av totalkostnaden med Skövdes elnätstariff. Hur stor andel elnätstariffen utgör kan dock skilja en hel del mellan olika lokalnät, vilket illustreras i Figur 4.41. I figuren framgår årskostnaden för en kund med ett maximalt effektbehov om 100 kW och årsenergibehov om 350 MWh (liknande exempelkund B), baserat på Energimarknadsinspektionen beräkningar. Som ses av figuren är elnätskostnaden i Skövde (markerat som en orange cirkel) bland de lägsta inrapporterade i landet. Detta innebär att elnätskostnaden rimligen utgör en betydligt större andel på andra orter med högre elnätstariffer och därmed blir incitamentet för att ladda smart större, dvs. när kostnaderna är låga. Detta förutsätter dock att tariffen är konstruerad på ett sådant sätt att den ger dessa incitament.



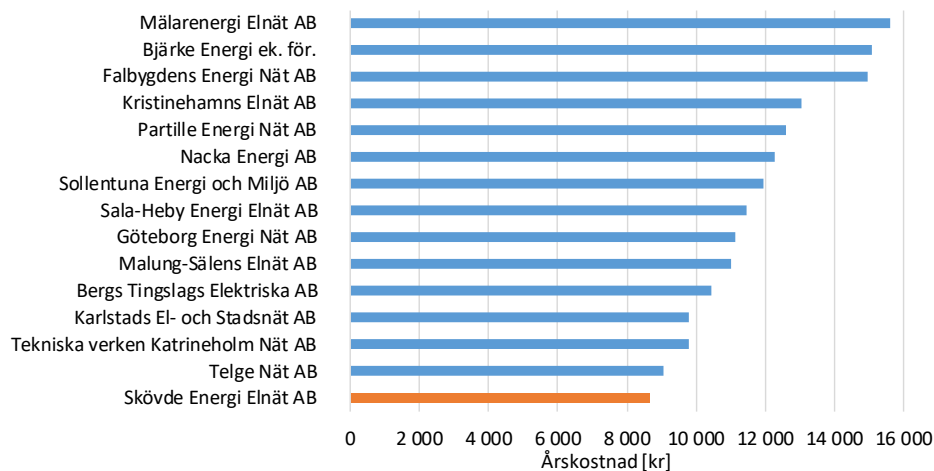
**Figur 4.41.** Årskostnad för kund med 100 kW och 350 MWh per år (bearbetning av Energimarknadsinspektionens data år 2023).

I Figur 4.42 visas Energimarknadsinspektionen beräkning av årskostnad för effekttariffer gällande villakunder med 25 A säkring och 30 MWh årsenergi. Notera att det endast finns 16 bolag med inrapporterade effekttariffer mot villakunder. De flesta andra företag har säkringsabonnemang som brukar bestå av en fast säkringsavgift och ett energipris för elöverföring som normalt inte ger något incitament för kunder att förändra sin förbrukningsprofil.<sup>61</sup>

Energimarknadsinspektionen har tagit fram föreskrifter som ska leda till ett effektivare nyttjande av elnätet. Föreskrifterna innebär bland annat att elnätsbolagen ska inkludera en effektkomponent som ska vara tidsdifferentierad. Föreskrifterna trädde i kraft 1 juli 2022 och ska börja tillämpas senast 1 januari 2027<sup>62</sup>.

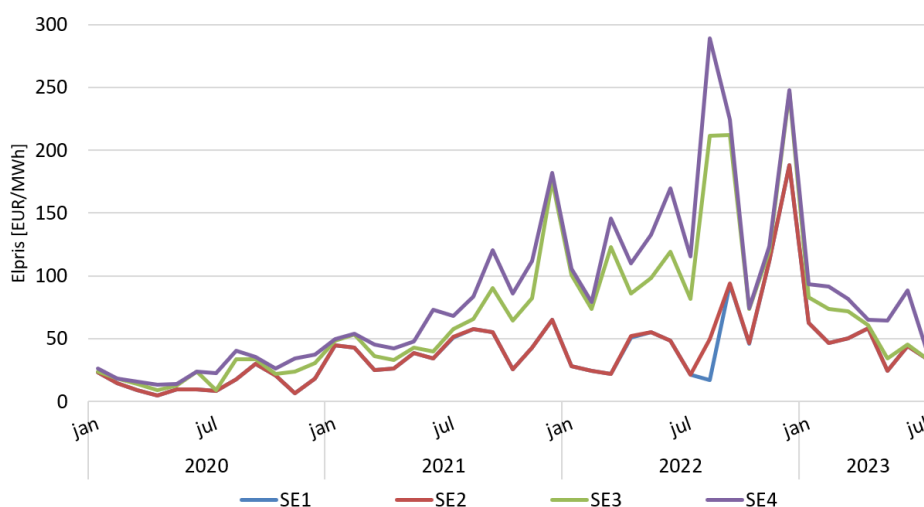
<sup>61</sup> Ett fåtal företag har olika energipriser under höglasttid och låglasttid.

<sup>62</sup> Energimarknadsinspektionen. (den 26 April 2022). Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd för utformning av nättariffer för ett effektivt utnyttjande av elnätet EIFS 2022:1.



Figur 4.42. Årskostnad för villakund 25 A och 30 MWh per år (bearbetning av Energimarknadsinspektionens data år 2023).<sup>63</sup>

Något att beakta när det gäller att ladda "smart" är att elpriserna, som för Skövde år 2021 utgjorde den största kostnadsposten, kan variera ganska mycket mellan prisområden och år. I Figur 4.43 visas hur månadsmedelpriset varierat för respektive elprisområde under de senaste åren. Notera också att timpriserna varierat betydligt mer än detta.



Figur 4.43. Elpris som månadsmedel per prisområde för perioden januari 2020 till juli 2023.

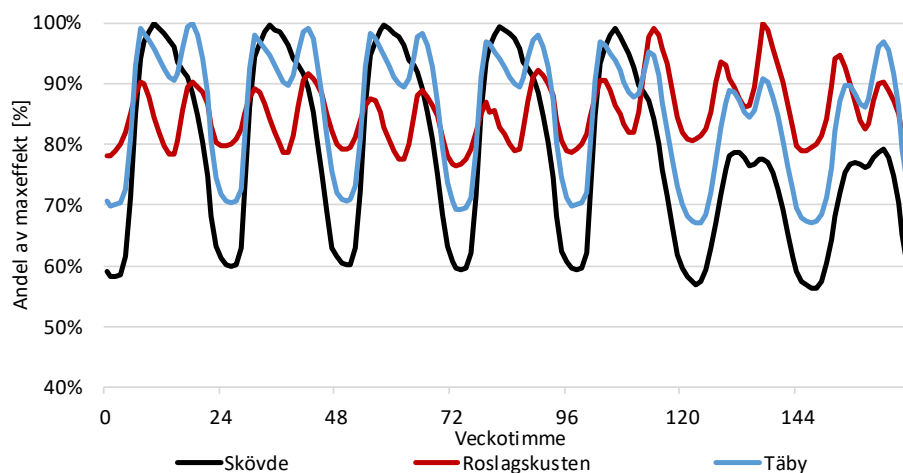
#### 4.6.2 Förbrukningsprofiler i olika lokalnät

Resultaten i avsnitt 4.2 gällande hur smart laddning kan påverka effektuttaget från nät och vilken potential det innebär gäller specifikt för Skövdes lokalnät. Som tidigare visats har Skövde en ganska stor andel industri, lokaler och handel i förhållande till andelen bostäder. Dessutom har man en relativt stor andel

<sup>63</sup> Utöver dessa finns också Jukkasjärvi Sockens Belysningsförening u.p.a. som har en årskostnad om 59 328 kr, vilket exkluderades pga. den stora avvikelserna då nätet inte är jämförbart med de andra.

fjärrvärme i staden som gör att temperaturberoendet blir mindre än för orter med en stor andel elvärme. Det är alltså värt att notera att det kan finnas ganska stora skillnader i förbrukningsprofiler för olika lokalnät beroende på vad man har för typ av kunder.

I Figur 4.44 visas hur elbehovet, medelvärdesbildat över årets alla timmar, varierar över veckan för nätområdena i Skövde år 2021, Roslagskusten och Täby år 2019. Som visats tidigare har Skövde sin högsta förbrukning på vardagar kl. 10-11 medan förbrukningen är ca 40 % lägre på natten, samt med tydligt lägre förbrukning på helger. I Täbys nätområde, med en större andel boende, inträffar två effekttoppar per dag. De boendes förbrukning leder till en morgontopp och en kvällstopp medan förbrukningen sjunker betydligt mindre på helger. Även Roslagskusten, där elbehovet i stor utsträckning består av boende med en stor andel elvärme, har en effekttopp på morgonen och en på kvällen. Dessutom leder den höga andelen bostäder till att elbehovet till och med är högre på helg jämfört med vardag.



Figur 4.44. Elbehov per veckotimme för Skövde år 2021, Roslagskusten och Täby år 2019.

Ovanstående olikheter i elprofiler mellan lokalnät gör att incitament bör se olika ut och anpassas efter respektive lokalnäts situation. Som visades i 4.3 gäller det även att ta hänsyn till förutsättningen i respektive nätstation i lokalnätet.

## 5 Slutsatser och diskussion

I fallstudien visas hur elbehovet ser ut idag för Skövdes lokalnät, samt hur kapacitetsbehovet för lokalnätet bedöms utvecklas över tid fram till 2030 och 2045. Scenarierna visar på ett ökat effektuttag om 38–115 % vid oplanerad laddning till 2045, där elfordonen effektbehov utgör 20–24%. Till detta illustreras också hur mycket smart laddning kan bidra till att minska kapacitetsbehovet, vilket var 8–13 %, samt hur förutsättningarna kan skilja sig inom nätet. Slutligen visades att det ekonomiska incitamentet för att ladda på natten jämfört med dagen är stort om både timpris på el och effekttariff tillämpas.

### 5.1 FÖRUTSÄTTNINGAR FÖR ELFORDON I SKÖVDE

Analysen av det nuvarande totala elbehovet inklusive förluster, 327 GWh, visar att det finns en stor skillnad mellan sommar och vinter samt mellan dag och natt. Temperatur är en drivande faktor där elbehovet är ca 22 MW högre en kall dag (-10°C) jämfört med en varm dag (över 15°C). Den andra drivande faktorn för elbehovet är skillnaden i förbrukning över dygnet och veckan där skillnaden mellan högsta timmen dagtid och lägsta timmen nattetid är ca 20 MW.

Det framtida årliga elbehovet förändras i huvudsak av fyra faktorer; den ökade befolkningen och den tillkommande byggnation den tillför, effektivare elanvändning hos nuvarande kunder, en elektrifiering av existerande industri/tillkommande industri och en elektrifiering av fordonsflottan. För att undersöka dessa har vi i detta arbete undersökt tre olika scenarier, grund-, låg- och högscenariot, där dessa fyra faktorer varieras. Tabell 4.6 visar på det totala elbehovet och elfordonens elbehov för 2030 och 2045 i de tre scenarierna. Skillnaden i utfall mellan de olika scenarierna blir betydande både med avseende på det totala elbehovet och elbehovet för elfordonen. Fördelningen mellan de olika fordonssegmenten varierar beroende på scenario, men 2045 utgör personbilar 49 – 64 % av elfordonslasten (de högre värdena gäller för lågscenariot), lätta lastbilar 10 – 14 %, tunga lastbilar 10 – 26 % (de lägre värdena gäller för lågscenariot) och bussar 12 – 15 %.

Tabell 4.6: Årligt elbehov i Skövde energis elnät för åren 2030 och 2045 för de olika scenarierna.

År	Last (GWh)	Grundscenario	Högscenario	Lågscenario
2030	Total	412	462	381
	var av			
	elfordon	50	58	34
2045	Total	533	698	451
	var av			
	elfordon	118	166	68

Med de antaganden som gjorts gällande utveckling av elbehovet i Skövde kan vi konstatera att dagens toppeffektbehov om ca 67 MW förväntas öka rejält, särskilt i det långa perspektivet, dvs. 2045. Högelscenariot pekar på 72 MW till 2030 och 110 MW till 2045 utan en elektrifiering av fordonsflottan. Om en kraftig elektrifiering av fordonsflottan inkluderas utan planerad laddning blir toppeffekten högre, 96 MW till 2030 och 144 MW till 2045, vilket kommer kräva stora investeringar i lokalnätet och mot överliggande nät. I detta framtidsscenario är skillnaden mellan högsta timmen dagtid och lägsta timmen nattetid ca 63 MW.

Elfordon bedöms dock ha goda möjligheter att bidra till att jämna skillnaderna i effektbehov mellan ut dessa skillnader, speciellt skillnaden mellan dag och natt som fokuserats på i fallstudien. En sådan smart laddning kan reducera effektbehovet med ca 19 MW år 2045 vid ett högelscenario och därmed minska behov av nätinvesteringar betydligt.

Projektet har dock visat att det finns en komplexitet att ta hänsyn till i själva nätet då det kan förekomma stora skillnader i förbrukningsprofiler mellan olika användare. Det finns också stora skillnader i förbrukningsprofil i olika nätstationer då det beror på vilka typer av användare som är kopplade till respektive nätstation. Detta bör beaktas så att man inte skapar incitament för hela nätområdet som är suboptimala för delar av nätet ifall det finns flaskhalsar lokalt. Det poängteras också att det kan skilja en del mellan olika nätområden beroende på vilka typer av användare som främst dominerar i nätet, t ex om det är industritungt eller främst boende; om det är en stor andel elvärme eller fjärrvärme i nätet.

Slutligen illustrerades hur mycket kunder kan spara genom en relativt enkel styrning, dvs. genom att ladda på natten i stället för under dagen. Kontentan av dessa exempel för 2021 var att det kan bli en ganska stor besparing, runt 40 % i båda fallen, där största besparingen låg på elpriset och därefter elnätstariffen. Men detta beror som sagt på nivån på elpriser som kan skilja mellan prisområden och år, samt att nivån på och utformningen av elnätstariffen kan skilja mycket mellan elnätsområden.

## 5.2 DISKUSSION

Vi befinner oss fortfarande i ett tidigt skede i elektrifieringen av fordonsflottan. Idag är ungefär 10 % av bilflottan i Sverige elektrifierad, dvs. elbil eller laddhybrid, där den marginal som funnits i elnätet till stor del kunnat användas utan att man behövt göra några större anpassningar i hur man laddar elfordon.<sup>64</sup> Med en snabbt ökande andel elfordon, samt övrig planerad elektrifiering, kommer dessa marginaler snabbt att försvinna och ett investeringsbehov uppstå. Detta kan vara svårt att hinna med för elnätsbolagen och då kan styrning i form av det som illustrerats i denna fallstudie vara värdefullt för att ge andrum på kort sikt, samt bidra till ett effektivare nyttjande av elnäten på lång sikt.

För respektive lokalnät kommer det ha stor betydelse var och på vilket sätt laddningen kommer att ske. För lokalnätsägare blir det alltså viktigt att så tidigt

<sup>64</sup> Andelen för lastbilar och bussar är betydligt lägre.



som möjligt förstå om en stor del av laddpunkterna i en region hamnar inom lokalnätet, i angränsande nät eller i regionnätet. På vilket sätt laddningen sker, blir det större stationer med snabbaddning eller en större spridning med långsam nattladdning, påverkar också lokalnätsplanering och investeringsbehovet. I viss utsträckning kommer lokalnätsägare kunna vara med och påverka detta då de anger möjligheterna för att upprätta laddplatser. Oavsett blir det dock viktigt att incitamenten som ges till slutkunder är korrekta, dvs. att de ger incitament för ett effektivt nyttjande av nätet.

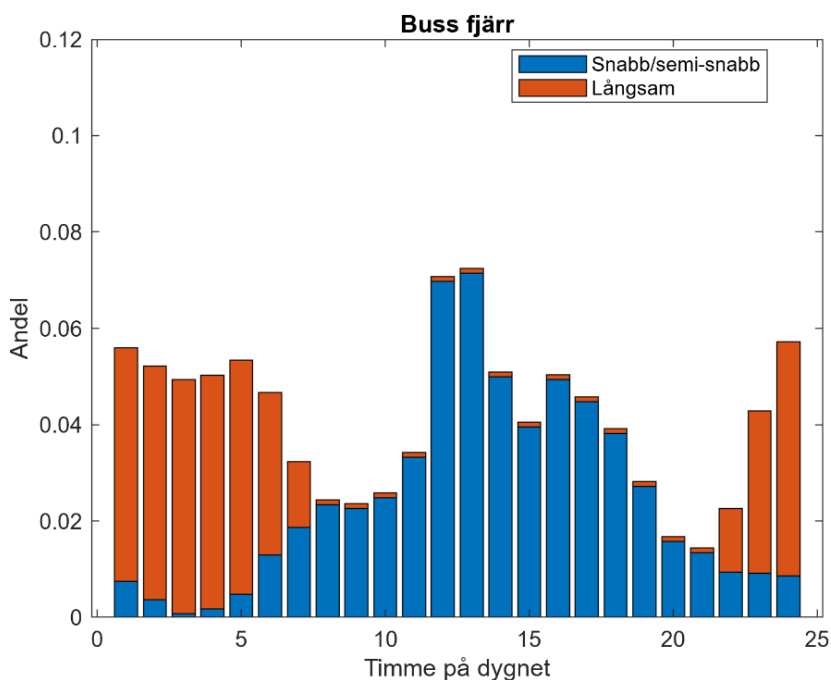
Varje elnätbolag bör alltså utreda hur deras specifika förutsättningar ser ut i dagsläget och anpassa elnätstariffen för att åtminstone ge incitament till att laddning främst sker då belastning är låg i nätet. I detta bör man beakta dels det sammanlagrade effektbehovet mot regionnätet, dels hur belastningen för respektive nätstation påverkas av tillkommande laddning.

## 6 Referenser

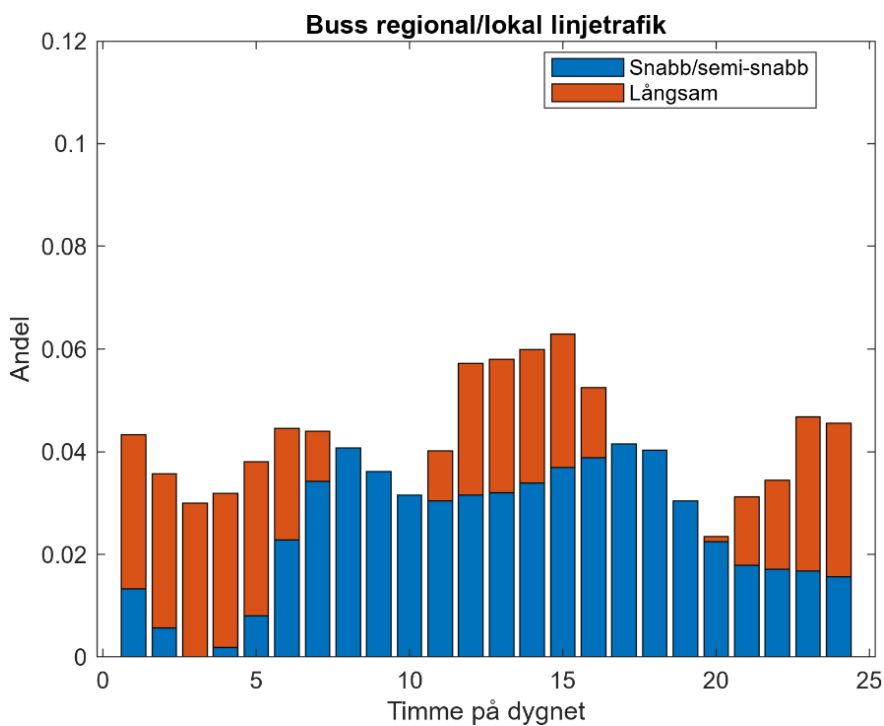
- Energimarknadsinspektionen. (den 26 April 2022). Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd för utformning av nättariffer för ett effektivt utnyttjande av elnätet EIFS 2022:1.
- Energimyndigheten. (2023). *Scenarier över Sveriges energisystem 2023 - Med fokus på elektrifieringen 2050*. ER 2023:07. Energimyndigheten.
- Erlandsson, R., & Hodel, H. (2020). *Impact of electrified bus transport on the electricity system of Gothenburg-Can electric buses provide a service to the electricity system?* Chalmers.
- EV Database. (den 12 Juni 2023). *Current and Upcoming Electric Vehicles*. Hämtat från EV Database: <https://ev-database.org>
- Hammarlund, S., Isacson, G., Lindblom, H., Eliasson, J., & Hunhammar, S. (2020). *Scenarier för att nå klimatmålet för inrikes transporter – ett regeringsuppdrag*. Trafikverket.
- Hartvigsson, E. T. (2022). A Large-Scale High Resolution Geographic Analysis of Impacts from Electric Vehicle Charging on Low-Voltage Grids. *Energy* 261, 125180.
- Jahangir Samet, M., Liimatainen, H., van Vliet, O., & Pöllänen, M. (2021). Road freight transport electrification potential by using battery electric trucks in Finland and Switzerland. *Energies* 14.4, 823.
- Jelica, D. T. (2018). Hourly electricity demand from an electric road system—A Swedish case study. *Applied energy*, 228, 141-148.
- Power Circle. (2021). *Elektrifiering och laddning av tunga transporter*.
- Power Circle. (den 24 Okt 2023). *Elbilsstatistik.se*. Hämtat från [Elbilsstatistik.se](https://elbilsstatistik.se)
- SCB, Statistikmyndigheten. (2023a). *Befolkningsframskrivningar 2023*.
- SCB, Statistikmyndigheten. (2023b). *Fordon i trafik efter län och kommun samt fordonsslag. År 2002 - 2022*.
- Skövde Kommun. (den 10 Juni 2023). *Skövde kommuns Vision 2040*. Hämtat från Skövde kommuns Vision 2040 : <https://skovde.se/kommunpolitik/visionskovde2040/>
- Song, G. (2020). *Analysis of the energy consumption of the powertrain and the auxiliary systems for battery-electric trucks*. Stockholm: Kungliga Tekniska Högskolan.
- Svensk Standard. (2018). *Elinstallationer för lågspänning – Vägledning för anslutning, mätning, placering och montage av el- och teleinstallationer SS4370102*.
- Sveriges Riksdag. (2023). *Skatteutskottets betänkande 2022/23:SkU18 Tillfällig skattefrihet för förmån av laddel på arbetsplatsen*.
- Szewczyk, P., & Łebkowski, A. (2021). Studies on Energy Consumption of Electric Light Commercial Vehicle Powered by In-Wheel Drive Modules. *Energies* 14.22, 7524.
- Taljegård, M. (2019). *Electrification of road transportation-implications for the electricity system*. Sweden: Chalmers Tekniska Högskola.
- Taljegård, M., Nyholm, E., Lundblad, T., & Kobayashi, Y. (2023). *Påverkan på elsystemet och elnätet av en storskalig elektrifiering av fordonsflottan*. *Energiforskrappport 2023-966*.
- Trafikanalys. (den 20 Juni 2023). *Fordon i län och kommuner 2022*. Hämtat från Trafikanalys: <https://www.trafa.se/vagtrafik/fordon/>

- Trafikanalys. (2023). *Körsträckor 2022*. Trafikanalys.
- Trafikanalys. (2023). *Lastbilstrafik 2022*. Trafikanalys.
- Trafikverket. (2021). *Behov av laddinfrastruktur för snabbladdning av tunga fordon längs större vägar (Nr TRV 2020/113354)*. Trafikverket.
- Trafikverket och Sveriges Kommuner och Regioner. (2022). *VGU-GUIDEN - Vägars och gators utformning*.
- Transport & Environment. (2020). *Recharge EU trucks: time to act! A roadmap for electric truck charging infrastructure Deployment*. Transport & Environment.
- Västra Götalandsregionen. (2023). *Pendling och lokala arbetsmarknader i Västsverige*.

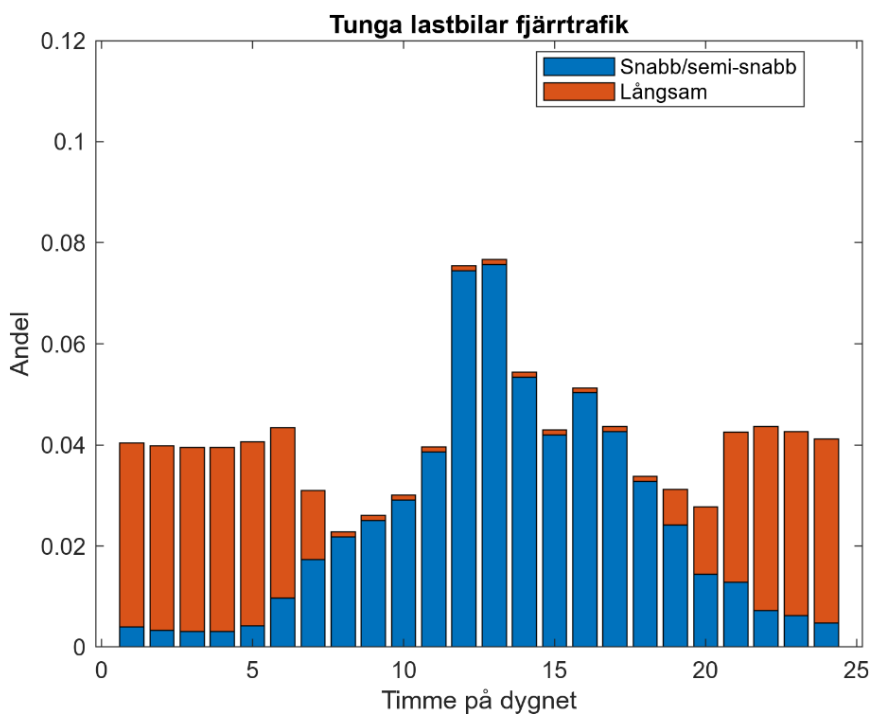
## Bilaga A: Laddningsprofiler



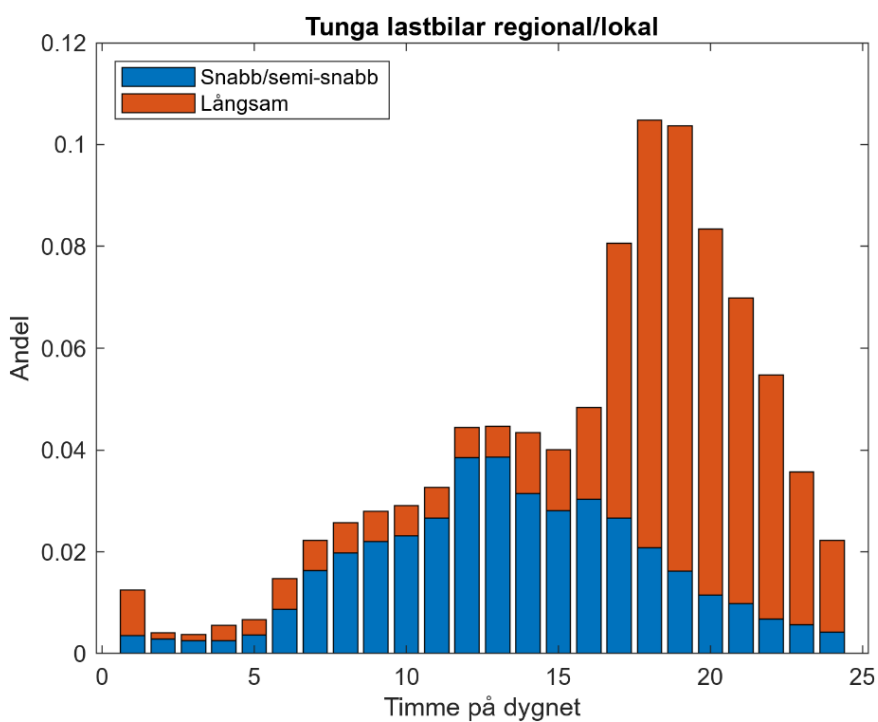
Figur 6.1. Laddningsprofil "oplanerad" laddning av fjärrbussar.



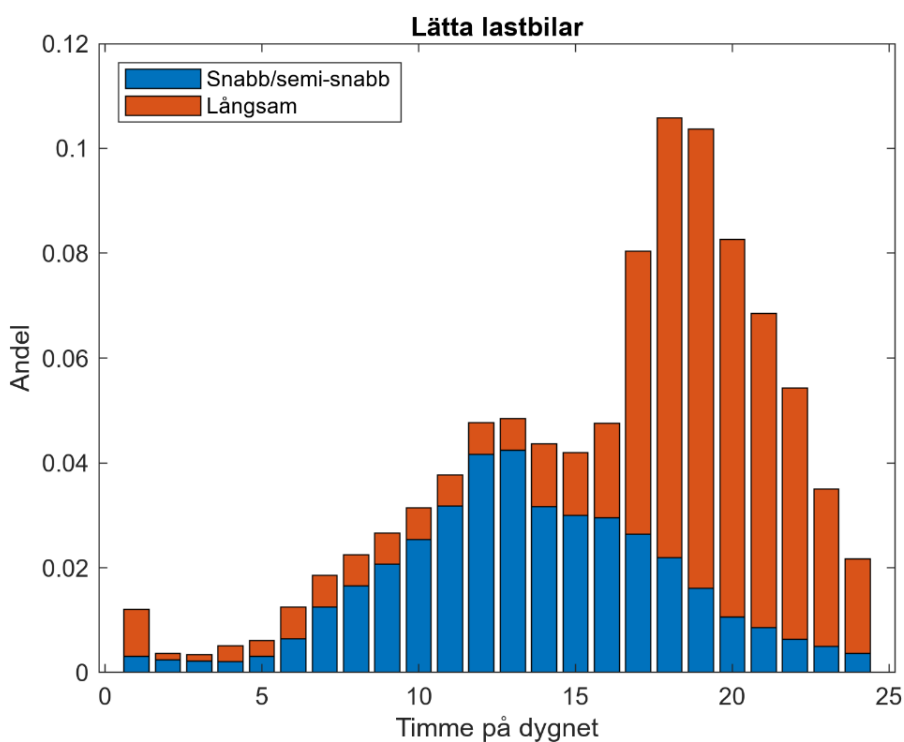
Figur 6.2. Laddningsprofil "oplanerad" laddning av lokal/regionalbussar.



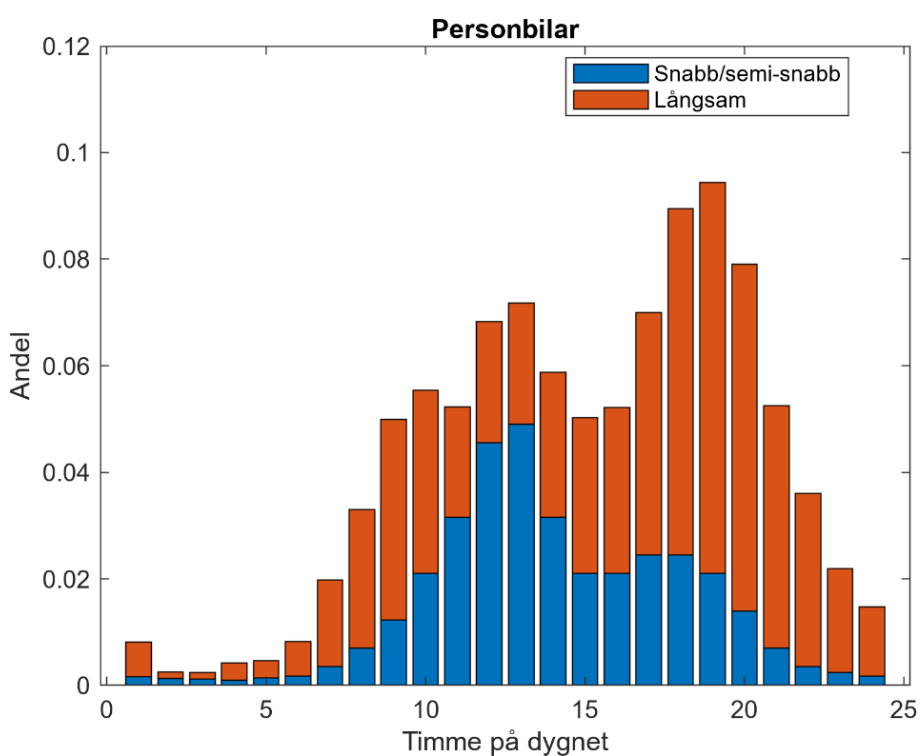
Figur 6.3. Laddningsprofil "oplanerad" laddning av tunga fjärrlastbilar.



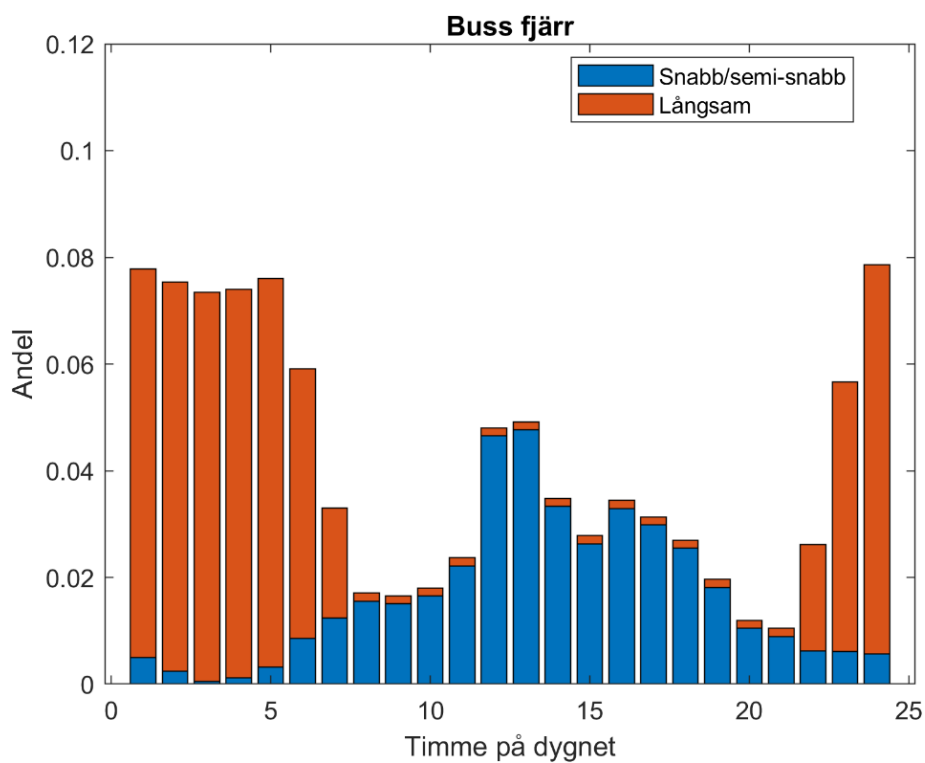
Figur 6.4. Laddningsprofil "oplanerad" laddning av tunga regional/lokallastbilar.



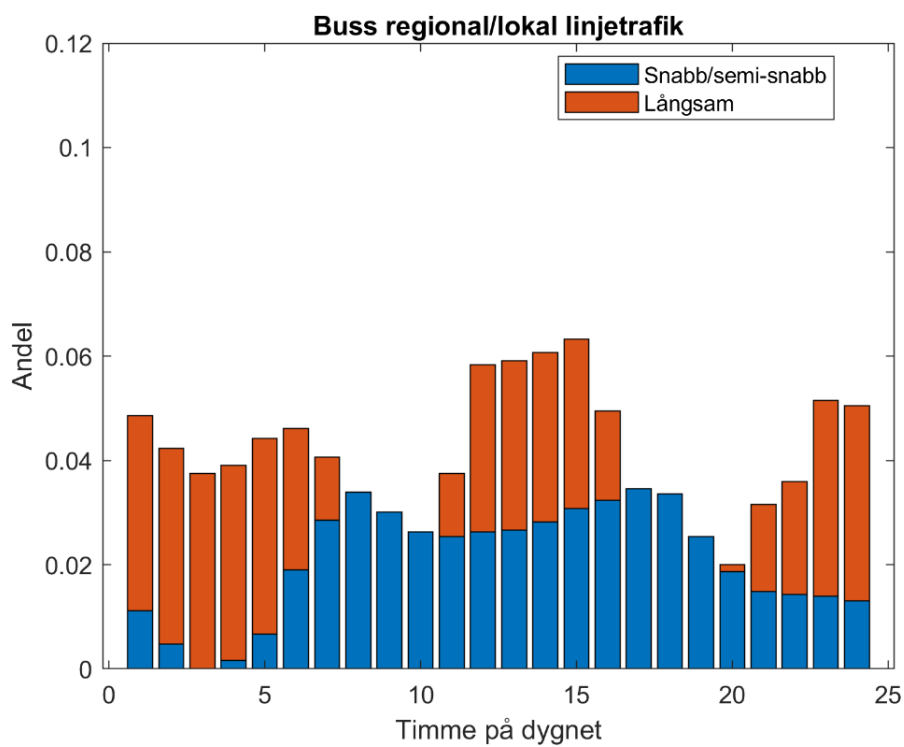
Figur 6.5. Laddningsprofil "oplanerad" laddning av lätta lastbilar.



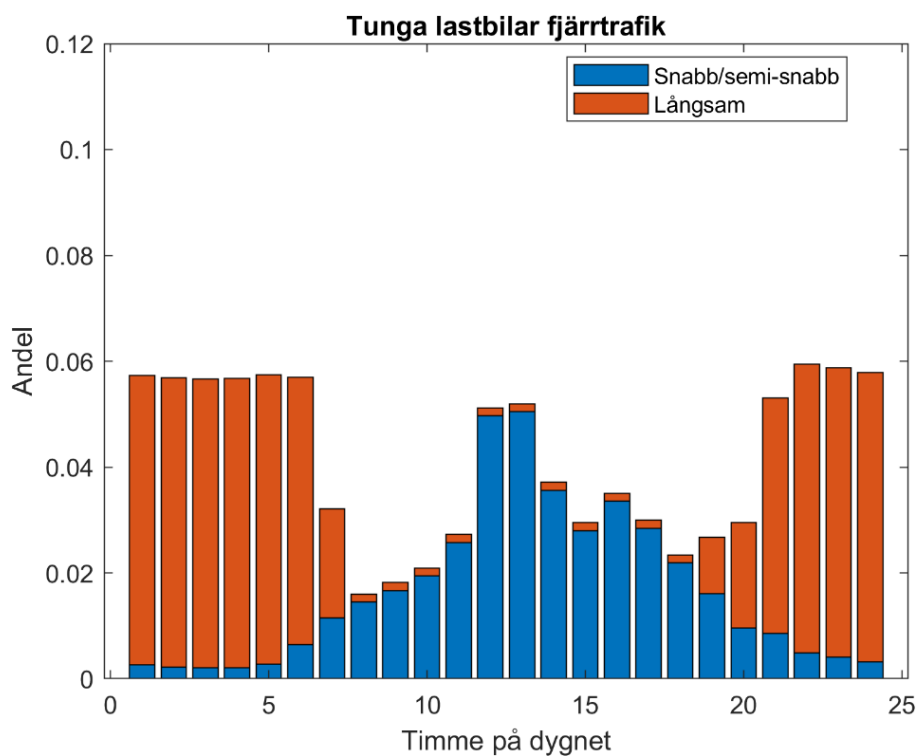
Figur 6.6. Laddningsprofil "oplanerad" laddning av personbilar.



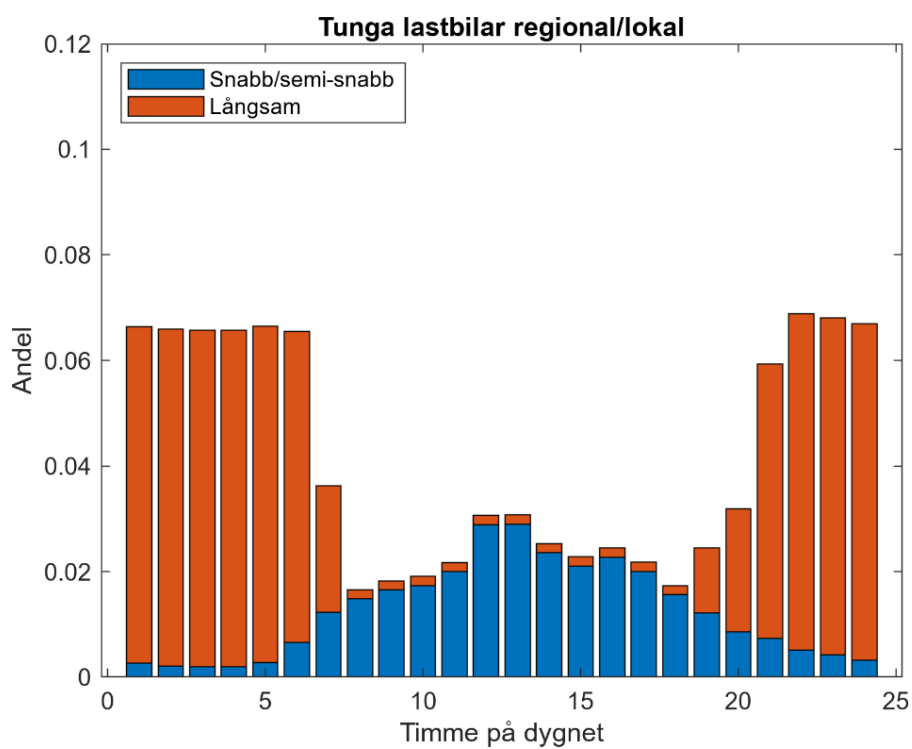
Figur 6.7. Laddningsprofil "planerad" laddning av fjärrbussar.



Figur 6.8. Laddningsprofil "planerad" laddning av regional/lokalbussar.

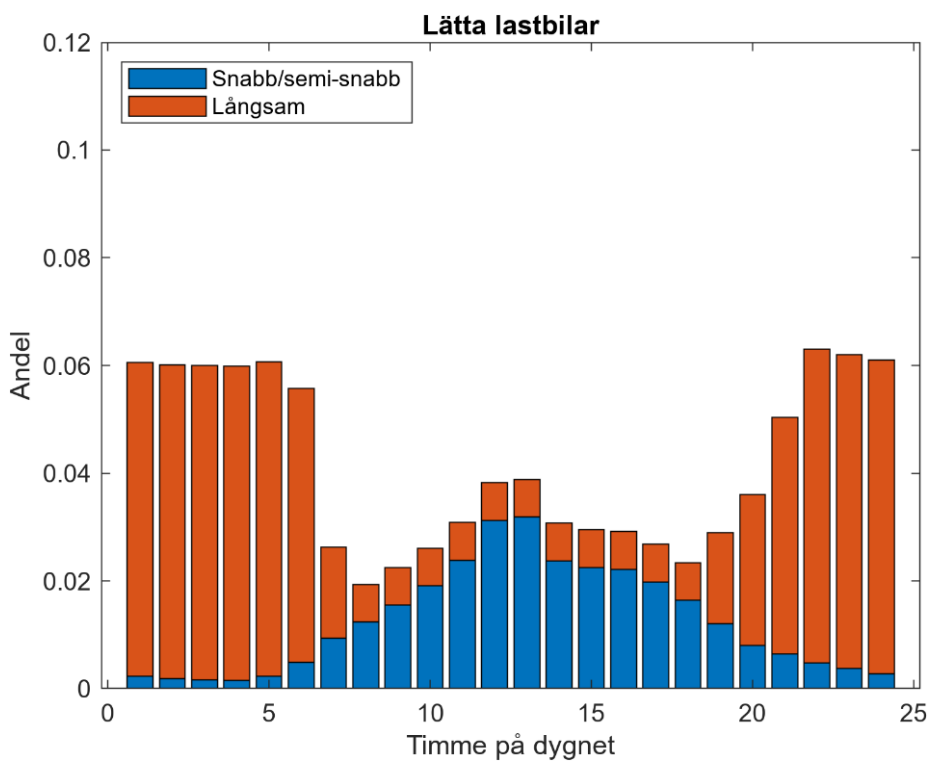


Figur 6.9. Laddningsprofil "planerad" laddning av tunga fjärrlastbilar.

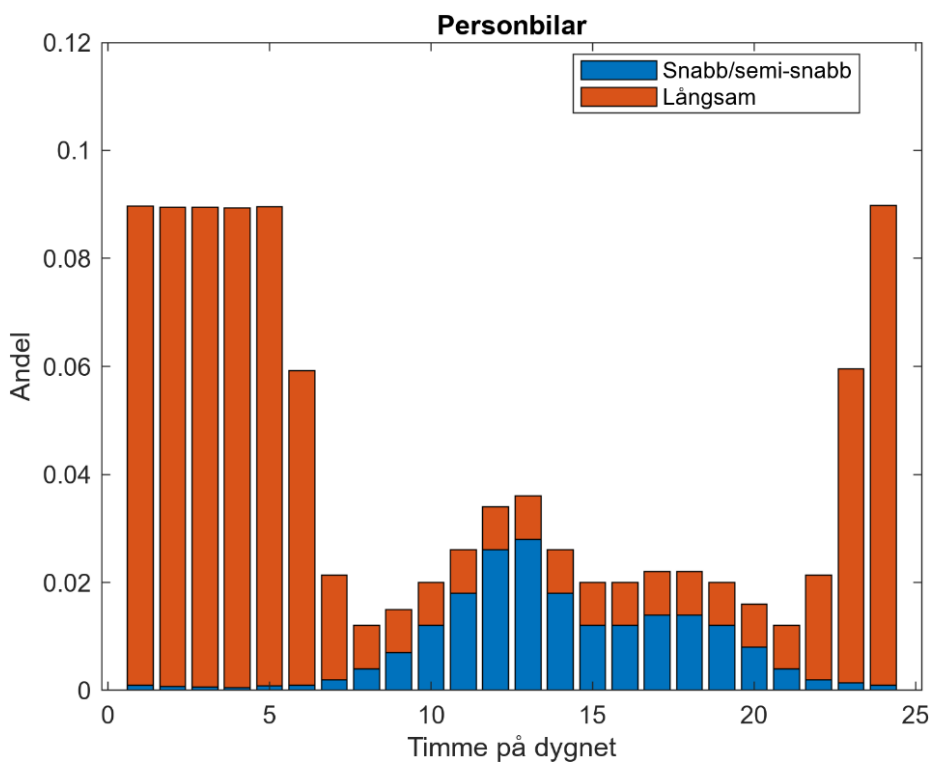


Figur 6.10. Laddningsprofil "planerad" laddning av tunga regional/lokallastbilar.

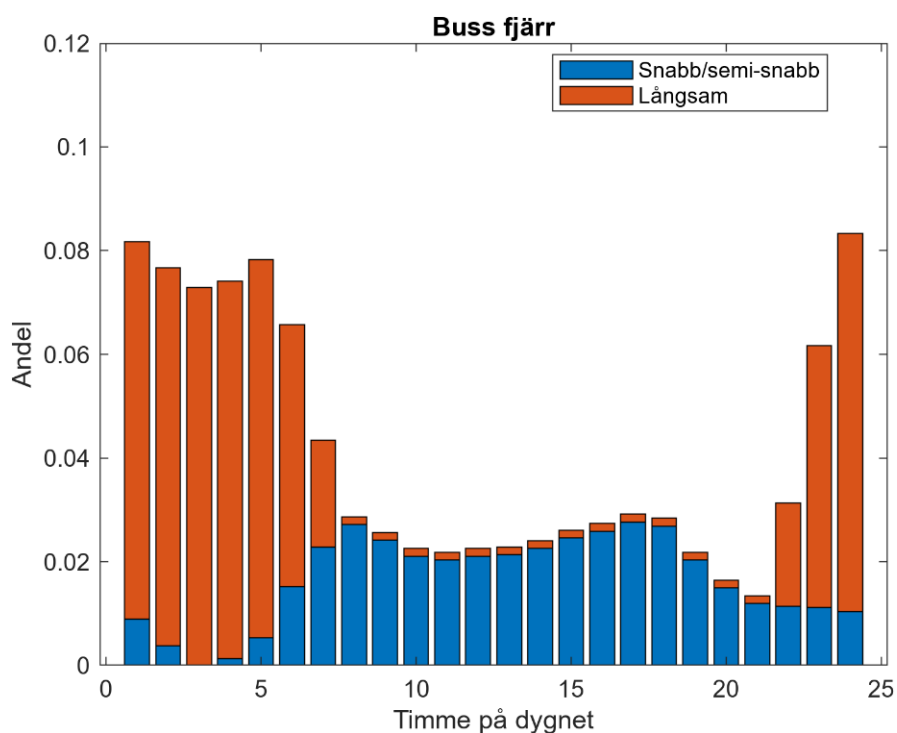




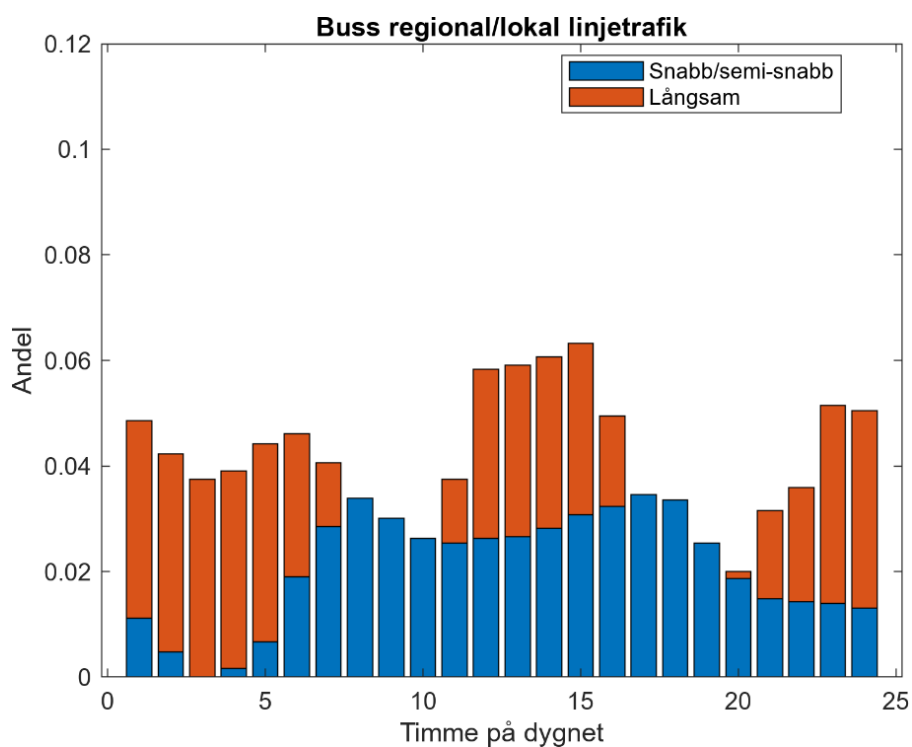
Figur 6.11. Laddningsprofil "planerad" laddning av lätta lastbilar.



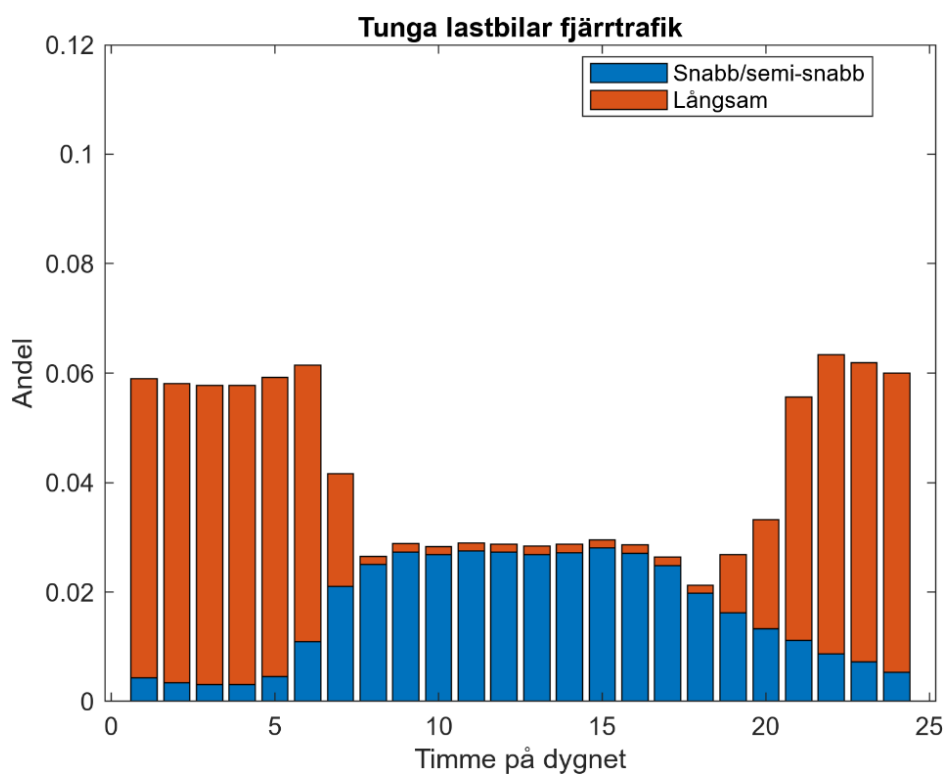
Figur 6.12. Laddningsprofil "planerad" laddning av personbilar.



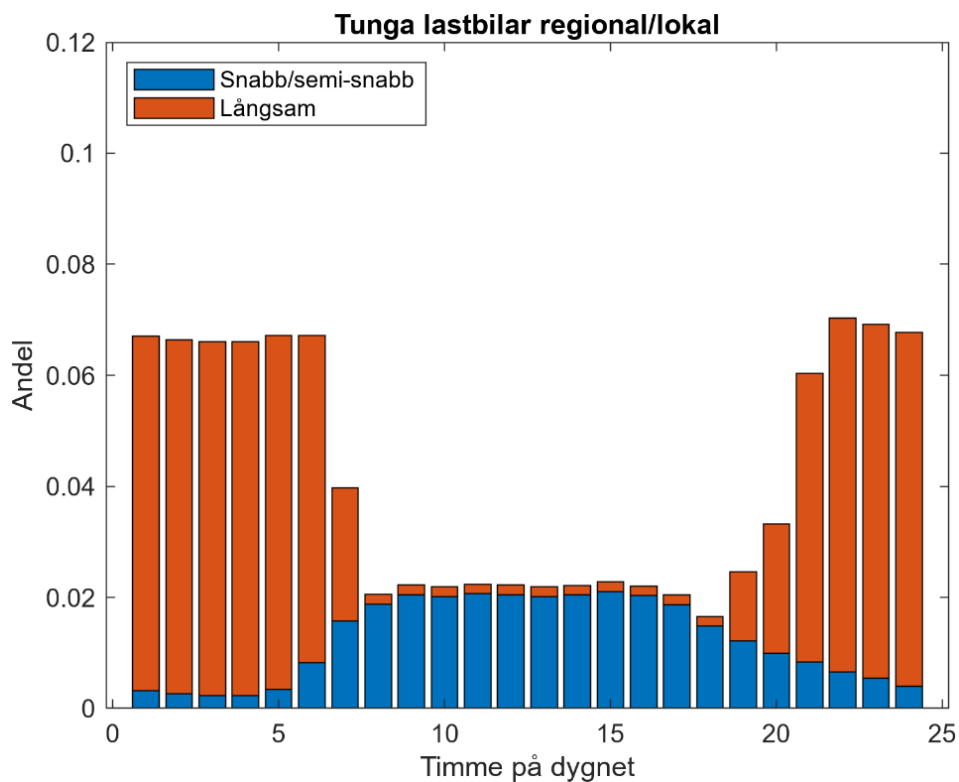
Figur 6.13. Laddningsprofil "justerad planerad" laddning av fjärrbussar.



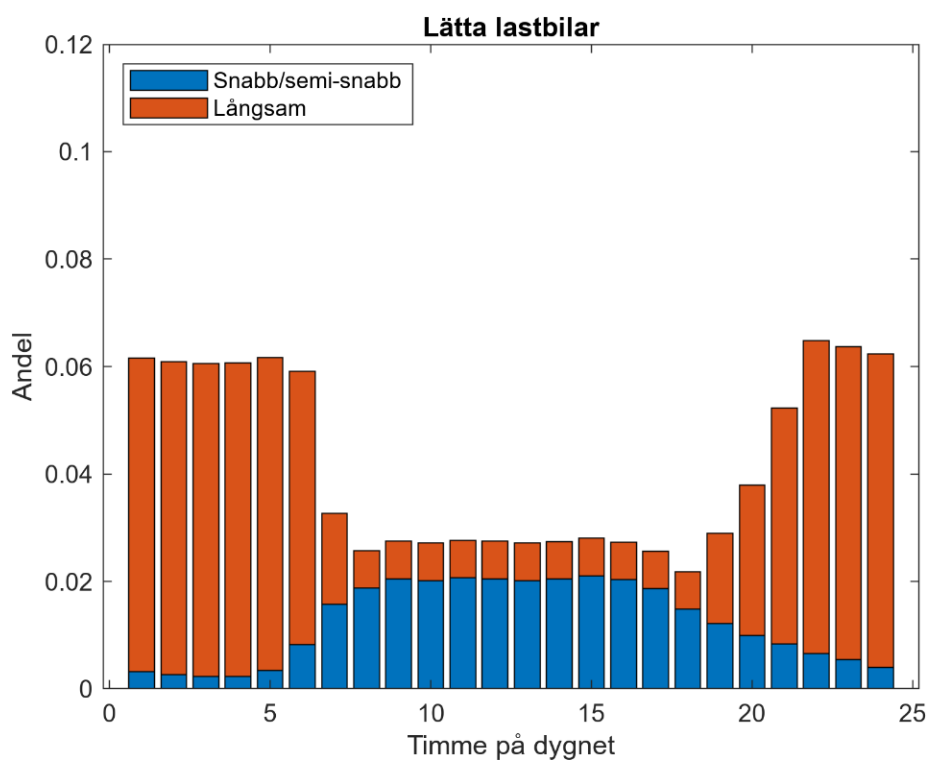
Figur 6.14. Laddningsprofil "justerad planerad" laddning av regional/lokalbussar.



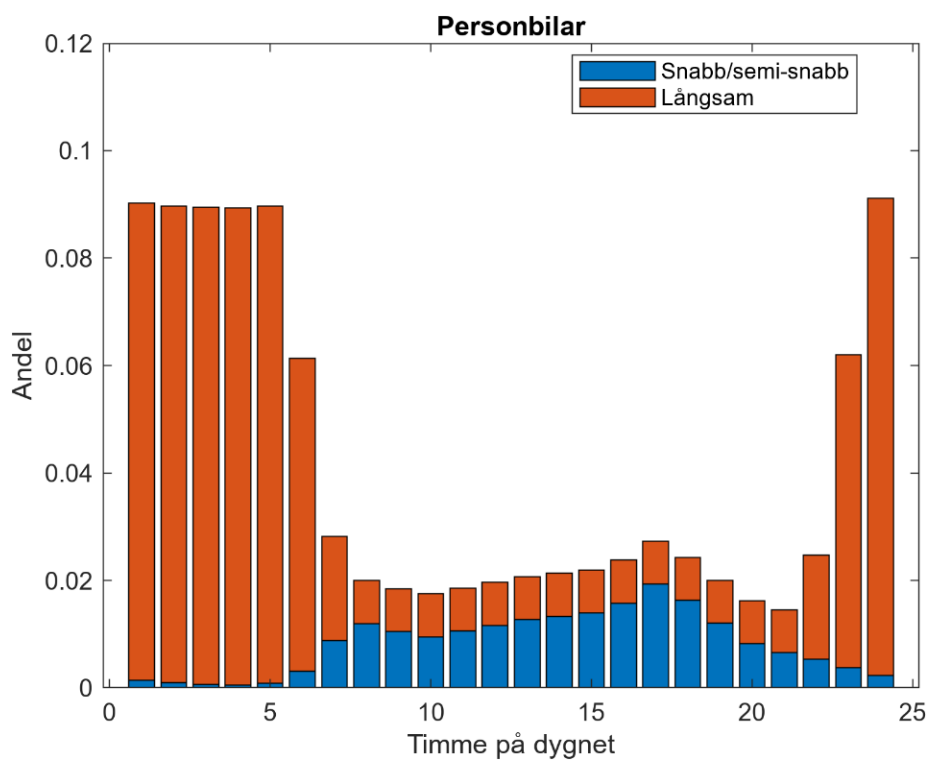
Figur 6.15. Laddningsprofil "justerad planerad" laddning av tunga fjärrlastbilar.



Figur 6.16. Laddningsprofil "justerad planerad" laddning av tunga regional/lokallastbilar.

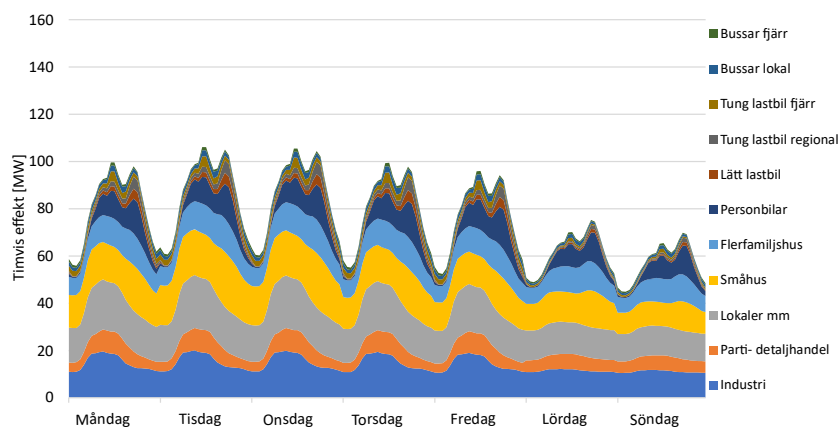


Figur 6.17. Laddningsprofil "justerad planerad" laddning av lätta lastbilar.

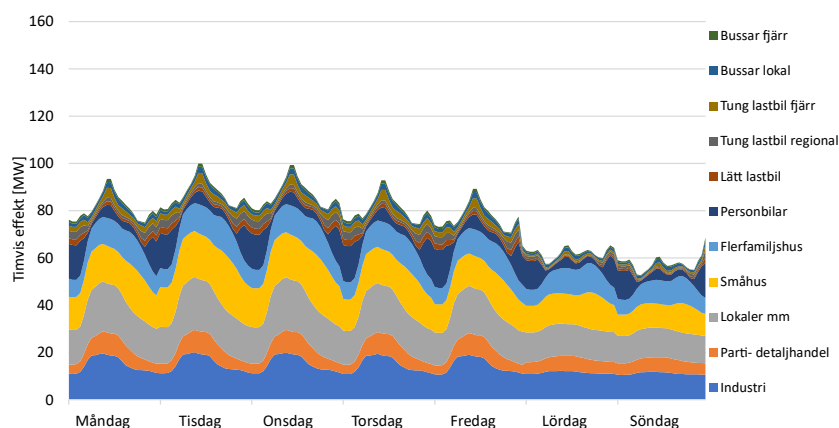


Figur 6.18. Laddningsprofil "justerad planerad" laddning av personbilar.

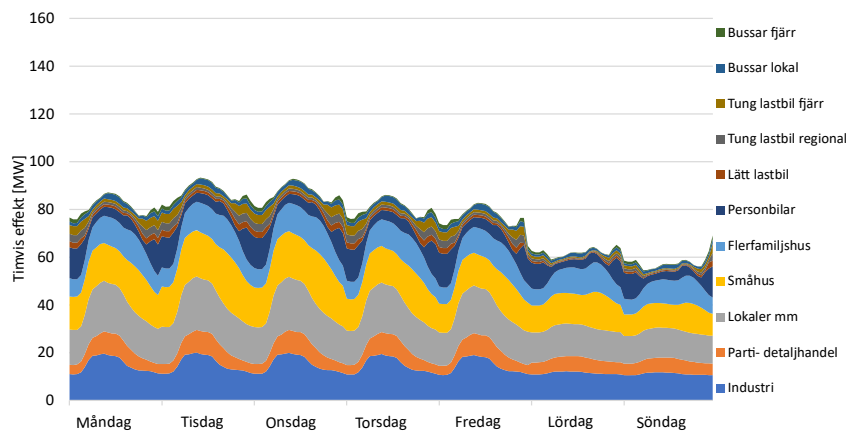
## Bilaga B: Toppeffekt i låg- och grundscenario år 2045



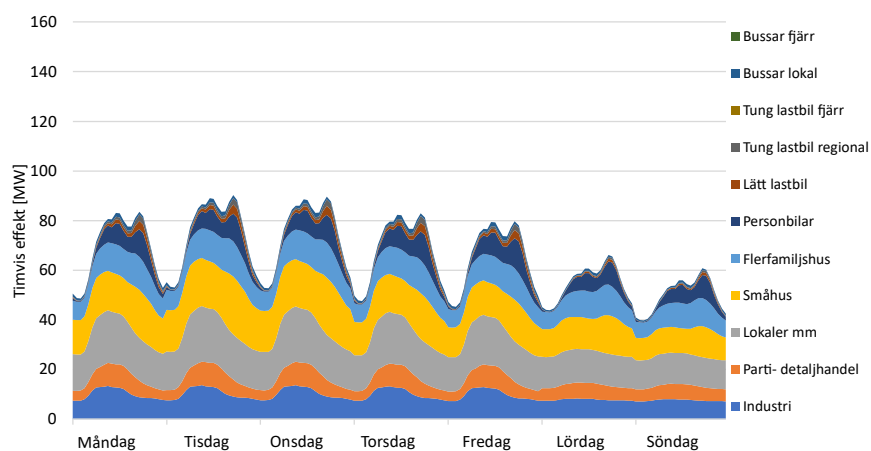
Figur 6.19. Timvis effekt en höglastvecka modellår 2045, vid grundscenariot och oplanerad laddning.



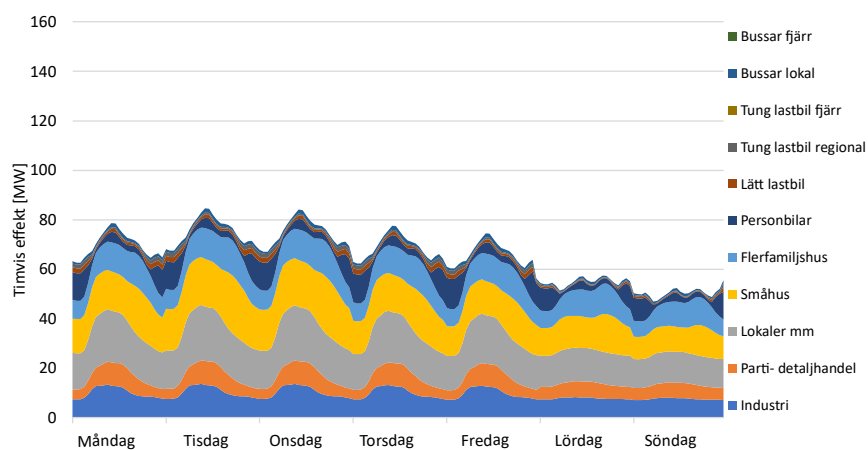
Figur 6.20. Timvis effekt en höglastvecka modellår 2045, vid grundscenariot och planerad laddning.



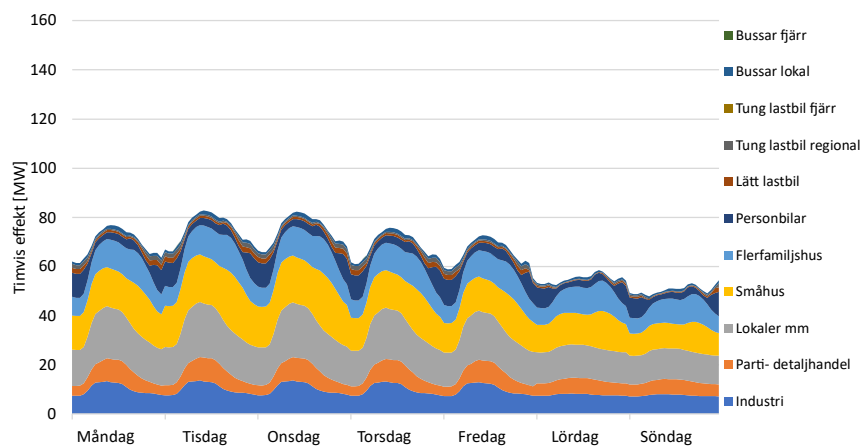
Figur 6.21. Timvis effekt en höglastvecka modellår 2045, vid grundscenariot och justerad planerad laddning.



Figur 6.22. Timvis effekt en höglastvecka modellår 2045, vid lågsceariot och oplanerad laddning.



Figur 6.23. Timvis effekt en höglastvecka modellår 2045, vid lågsceariot och planerad laddning.



Figur 6.24. Timvis effekt en höglastvecka modellår år 2045, vid lågsceariot och planerad laddning.

# ETT ELSYSTEM FÖR ELFORDON – FALLSTUDIE FÖR SKÖVDE ENERGI ELNÄTS NÄTOMRÅDE

En betydande andel av den svenska fordonsflottan måste elektrifieras för att Sverige ska kunna nå de transportpolitiska målsättningarna. I projektet Ett elsystem för elfordon utfördes denna fallstudie för Skövdes Energis nätområde för att undersöka hur elektrifieringen påverkar kapacitetsbehovet för lokalnätet fram till 2030 och 2045.

För att analysera förväntat kapacitetsbehov har ett grund-, låg- och högscenariot tagits fram. Givet dessa förväntas elbehovet i Skövde uppnå 451-698GWh år 2045 beroende på scenario, där elfordon står för 14–22% av behovet. Utvecklingen skulle innebära att dagens toppeffektbehov ökar rejält. Högscenariot pekar på en toppeffekt om 144 MW till 2045 med en kraftig elektrifiering av fordonsflottan utan någon styrning av laddningen. Potential finns att kapa effekttoppar men stora skillnader förekommer i förbrukningsprofiler mellan olika användare och olika användare kan dominera olika områden av nätet, vilket innebär att det uppstår olika styrningsbehov. Detta bör beaktas så att elnätbolag inte skapar suboptimala incitament för styrning.

Slutligen illustrerade fallstudien vilka besparingar kunder kan uppnå genom att ladda på natten i stället för under dagen. Beräkningar med 2021 års priser i Skövdes nätområde pekar på en besparing på ca 40%. Om kunder agerar på aktuella incitamenten skulle det kunna reducera effektbehovet med ca 13% i högscenariot.

## Ett nytt steg i energiforskningen

Forskningsföretaget Energiforsk initierar, samordnar och bedriver forskning och analys inom energiområdet samt sprider kunskap för att bidra till ett robust och hållbart energisystem. Energiforsk är ett politiskt neutralt och icke vinstutdelande aktiebolag som ägs av branschorganisationerna Energiföretagen Sverige och Energigas Sverige, det statliga affärsverket Svenska kraftnät, samt gas- och energiföretaget Nordion Energi. Läs mer på [energiforsk.se](http://energiforsk.se).