



UPPSALA
UNIVERSITET

Examensarbete 30 hp
Juni 2019

Elnätets beredskap inför en mycket storskalig utbyggnad av laddinfrastruktur i Sverige

Sara Wänéus
Catherine Östergren



UPPSALA
UNIVERSITET

Teknisk- naturvetenskaplig fakultet
UTH-enheten

Besöksadress:
Ångströmlaboratoriet
Lägerhyddsvägen 1
Hus 4, Plan 0

Postadress:
Box 536
751 21 Uppsala

Telefon:
018 – 471 30 03

Telefax:
018 – 471 30 00

Hemsida:
<http://www.teknat.uu.se/student>

Abstract

Large scale expansion of the charging infrastructure for electric vehicles and its affect on the power grid in Sweden

Sara Wänéus & Catherine Östergren

Forecasts show a rapidly increasing amount of electric vehicles in Sweden. The purpose of this study was to examine the challenges with a large scale expansion of charging infrastructure for electric vehicles (EV) in Sweden. This was partially achieved by a survey, which was sent to the majority of the electricity distribution network operators (EDNO) and some other companies associated with the charging infrastructure in Sweden. The other part of the study examined how an increasing amount of electric vehicles, according to forecasts from year 2019-2030, in a smaller society would affect the local power grid and the local transformer.

The result from the survey showed that many EDNO had a lack of knowledge about home charging which could delay or obstruct the transition to electrified transports. Also, regulations for EV charging were somewhat unclear or non-existent and almost no EDNO are planning for flexibility resources year 2030. The case study for the small society showed that the increasing amount of EV to 2030 will very much affect the total power load which puts new demands on the EDNO regarding dimensioning and control/digitalisation of the infrastructure.

To succeed with the implementation of a large scale expansion of EV charge infrastructure in Sweden, the communication between different companies within the business field is of great importance.

Handledare: Daniel Kulin, Power Circle AB
Ämnesgranskare: Cecilia Boström, Uppsala Universitet
Examinator: Petra Jönsson, Uppsala Universitet
ISSN: 1650-8300, UPTec ES** ***

Populärvetenskaplig sammanfattning

I slutet på 2018 fanns det i Sverige närmare 70 000 laddbara fordon, en ökning på 52% mot föregående år och en utveckling som förväntas fortsätta under 2019. Power Circle:s prognos (2019) pekar på 2,5 miljoner laddbara bilar år 2030. Bilarna kommer att behöva laddas där de stadigvarande står parkerade på dagarna eller nätterna. Dessutom behövs snabbladdning längs motorvägarna där vi reser långt. Detta innebär en storskalig utbyggnad av laddinfrastruktur.

Idag är nätet överdimensionerat, tack vare de tumregler som används för dimensionering och den tidsupplösning som tillämpas när elektrisk energi mäts och debiteras.

Där laddinfrastruktur etablerar sig bidrar detta till ytterligare laster på det elnät där anslutningen sker och flaskhalsar kan förekomma vad gäller överföring av effekt. Flera studier har visat på olika resultat om var dessa flaskhalsar uppstår, många gånger beroende på de lokala förhållanden som råder vid anslutning av en ökande andel laddbara fordon. Detta arbete har studerat på vilken nivå i elnätet som ökad risk för överlast främst uppstår vid anslutning av laddinfra samt dess effekter på nätets transformatorer.

Genom att utföra en enkätstudie som riktade sig till elnätbolag samt andra aktörer inom laddinfrastruktur identifierades det att:

- Det finns ett mörkertal kopplat till hemmaladdning då denna ej registreras vid inskaffningstillfället
- Problem vid anslutning av laddinfra uppstår främst på kvartersnivå
- Nätförstärkningar är den främsta åtgärden idag för att avhjälpa kapacitetsbrist
- Få aktörer planerar för flexibilitetsresurser till år 2030
- Regelverk kring laddinfrastruktur och flexibilitetsresurser behöver tydliggöras då de idag är oklara eller obefintliga
- Detaljerad mätdata används sällan vid dimensionering av nätkomponenter

Då resultatet från enkätstudien visade på att ökad risk för överlast vid anslutning av laddinfra främst uppstår på kvartersnivå och att hemmaladdning är ett mörkertal, valdes det att studera hur hemmaladdning kan påverka ett mindre samhälles lastprofil samt hur transformatorn i området skulle belastas vid en utökning av elbilar. Ett fiktivt samhälle med en ökande elbilspenetration under perioden 2019-2030 skapades i en modell i MATLAB. Därefter studerades samhällets lastprofil och dess utveckling av toppeffekt. Till samhället dimensionerades en transformator med hjälp av Velanders metod, som inom branschen är ett vanligt förekommande dimensioneringsverktyg. Mot den med Velanders metod beräknade toppeffekten jämfördes sedan den i samhället simulerade toppeffekten för att se om transformatorn skulle överbelastas. Även detta under perioden 2019–2030. För att studera hur belastningen av transformatorn skulle ändras under mer extrema förhållanden skapades ett *worst case* där alla elbilarna år 2030 tilläts ladda samtidigt varje dag. Laddningen förflyttades därefter i tid för att se hur lastprofilen och transformatorn påverkades.

Då antalet elbilar ökade under perioden 2019–2030 erhöles en markant ökning i toppeffekt i samhället. Tydligt var att samhällets effektuttag ökade i snabbare takt än dess elenergiförbrukning som en följd av ett ökande antal elbilar. Detta till stor del då elbilsladdningen tenderade ske då övrigt effektuttag i samhället var som störst.

Under den simulerade perioden 2019–2030 klarade transformatorn, som dimensionerades med Velanders metod utifrån 2019 års energiförbrukning, den ökande andelen elbilar i samhället utan någon kritisk överbelastning. Detta tack vare den överdimensionering som följer av Velanders metod. Vad som dock identifierades var att samhällets simulerade toppeffekt under den studerade perioden 2019-2030 snabbt närmade sig den beräknade Velanders-toppeffekten. Detta skulle kunna innebära att transformatorn inte är tillräckligt överdimensionerad om man skulle studera ett längre tidsintervall.

Många elnätbolag planerar att överge Velanders metod och övergå till mätdata för nätdimensionering. Idag är dock insamlingsmätare på nätstationer på lokalnätnivå ovanligt. Mätdata som planeras att utnyttjas i framtiden kommer vara elenergiförbrukning på timbasis vilket i sig kan bli avgörande ifall någon form av flexibilitetsresurs finns representerad eller inte. Detta för att komponenterna ska hålla hela sin förväntade livslängd. Flexibilitetsresurserna ställer i sin tur krav på uppkopplade mätare och styrsignaler i elnätet.

I denna studie simulerades minutupplöst data och en analys kring tidsupplösningen på data kunde därmed utföras. Timupplöst data uppfattar de tendenser som minutupplöst data påvisar. Däremot då den timdata som använts i detta arbete är medelvärden på minutdata faller kritiska belastningsintervall ibland bort. Detta blev tydligt då extremfallet (worst case) studerades. Där visade resultatet att överdimensioneringen av transformatorn var tillräcklig till år 2030 om man studerade 30 minuter långa effektoppar under året. Studerade man istället närbilder på minutnivå under vintermånaderna fanns det kritiska intervall där transformatorn överbelastades. Dessa kritiska intervall innefattade 5-6h alla dagar i januari, februari och december.

Exekutiv sammanfattning

Genom detta arbete har det påvisats att den prognostiserade elbilsladdningen till år 2030 kommer påverka ett litet samhälles toppeffekt. Sett till hur ett mindre samhälles aggregerade lastprofil utvecklas pga. en ökande elbilspenetration kan det bli avgörande ifall någon form av flexibilitetsresurs finns representerad eller inte för att dess komponenter ska hålla hela sin förväntade livslängd.

Att skapa en bättre dialog mellan elnätbolag och andra aktörer inom laddinfra är en förutsättning för en hållbar storskalig utbyggnad av laddinfrastrukturen i Sverige. Att skapa en tydligare bild av dagsläget genom att tillsammans bidra med erfarenheter och kunskap kommer att bidra till ett större systemtänk och underlätta implementeringen av den laddinfra som krävs till år 2030. Denna kommunikation kan användas till att skapa en gemensam front för att reda ut de osäkerheter som finns kring regelverk samt förvaltning av laddinfra.

Nomenklatur

Effekttopp – En peak som illustrerar en stor effekt [W] under en tid i jämförelse med övrig tid i en lastprofil

Elbil/Battery Electric Vehicle (BEV) – En bil vars motor drivs av elektrisk energi lagrad i ett batteri

Laddhybrid/Plug-in Hybrid Electric Vehicle (PHEV) - En bil med två motorer, där den ena drivs av elektrisk energi lagrad i ett batteri och den andra motorn via ett annat bränsle

Laddinfra.se - nationellt register för publik laddinfrastruktur

Laddinfra/laddinfrastruktur- samlingsnamn för laddbox, laddstolpe och laddstation

Laddpunkt – den kontakt varvid laddning av det laddbara fordonet sker

Laddstation - utgörs av ett flertal laddstolpar

Laddstolpe – anordning vid vilken överföring av elektrisk energi sker till elbilar och laddhybrider

Lastförskjutning - Att i tid skjuta på när ett effekttuttag sker genom att exempelvis tillämpa en flexibilitetsresurs

Lastprofil – Grafisk illustration av en förändring i effekt [W] under en bestämd tid

Toppeffekt - En maximal effekt [W] under en given tid

Sammanlagring - beräknas bland annat med Velanders metod för att kvantifiera storleken på effekttuttag

Simulerad toppeffekt – Toppeffekt under ett år i det modellerade samhället i denna studie. Den toppeffekt som motsvarar en toppeffekt erhållen utifrån mätdata.

Vehicle Grid Integration (VGI) - Samverkan mellan ett fordons batteri och elnätet för att skapa olika former av nätnytta

Vehicle to Grid (V2G) - En typ av nätnytta där elenergi kan överföras mellan batteriet i ett laddbart fordon och elnätet

Velander-toppeffekt – Toppeffekt baserat på elenergiförbrukning under ett år i det modellerade samhället i denna studie. Den toppeffekt som används vid dimensionering av en transformators märkeffekt.

Innehåll

1. Inledning	1
1.2 Syfte och frågeställningar	1
1.3 Disposition	2
2. Bakgrund	3
2.1 Kraftsystemet i Sverige	3
2.2 Mål och styrmedel	3
2.3 Prognoser för laddbara bilar	3
2.3.1 Laddinfrastruktur i Sverige	4
2.4 Aktörerna inom laddinfrastruktur	5
2.5 Laddbara fordon och laddning	5
2.6 Elnätet	6
2.6.1 Elnätets uppbyggnad	6
2.6.2 Elnätägarnas skyldigheter	7
2.6.3 Förbrukning och dimensionering	7
2.6.4 Elnätsproblematik	8
2.6.5 Framtidens elnät	8
2.7 Flexibilitetsresurser	9
2.7.1 Passiva flexibilitetsresurser	10
2.7.2 Aktiva flexibilitetsresurser	11
2.8 Tidigare arbeten/studier	11
3. Teori	13
3.1 Lastprofiler och säkringsabonnemang	13
3.2 Standardmåhuset och uppvärmning	13
3.3 Velanders metod	14
3.4 Transformatorbelastning	15
3.5 Lastförskjutning	15
4. Metod - Enkätstudie	17
5. Resultat och diskussion - Enkätstudie	18
6. Metod - Case	28
6.1 Case	28
6.2 Externa modeller som använts vid simulering	28
6.2.1 Hushållsel och tappvarmvatten	28
6.2.2 Elbilsaddning	30
6.3 Modell av samhället	31

6.3.1 Validering av modell.....	32
6.3.2 Elbilsprofil (2019-2030).....	32
6.3.3 Förändring under perioden 2019-2030	33
6.3.4 Samhället år 2030.....	33
6.4 Känslighetsanalys	34
6.5 Avgränsningar.....	34
7. Resultat och diskussion - Case.....	36
7.1 Grundsamhället år 2019	36
7.1.1 Validering av grundsamhälle utan elbilar.....	37
7.2 Antal elbilar i samhället år 2019-2030	38
7.2.2 Grundsamhälle år 2019 med 4 elbilar.....	38
7.3 Förändring mellan år 2019-2030	40
7.4 Samhället år 2030	42
7.4.1 Skillnad i toppeffekt år 2030 mot år 2019	43
7.4.2 Ny lastprofil för elbilsladdning (<i>worst case - scenario</i>)	43
7.4.3 Transformatorbelastning år 2030	47
7.4.4 Transformatorbelastning vid lastförskjutning av elbilsladdning.....	49
7.5 Känslighetsanalys	52
8. Avslutande diskussion	54
8.1 Övriga diskussionspunkter	55
8.2 Felkällor.....	56
9. Slutsatser.....	57
9.1 Förslag till fortsatta arbeten	57
Litteraturförteckning.....	58
Figurer	61

Bilagor

Bilaga A.1 – Enkät och resultat: Elnätbolag

Bilaga A.2 - Validering av frågor i enkät: Elnätbolag

Bilaga B.1 – Enkät och resultat: Andra aktörer inom laddinfrastruktur

Bilaga B.2 – Validering av frågor i enkät: Andra aktörer inom laddinfrastruktur

Bilaga C.1 – Validering av grundsamhälle utan elbilar

Bilaga C.2 – Validering av hushållstyper

1. Inledning

Många är de vindar som jorden runt driver utvecklingen mot minskade utsläpp och effektivare energianvändning. En milstolpe var när Parisavtalet antogs 2015 av alla länder och där en gemensam kraftansträngning togs för att motverka den globala uppvärmningen (Europeiska rådet 2019).

Som en del av att uppnå de mål som mynnat ur Parisavtalet, däribland 2020- och 2030-målen, har satsningar gjorts inom transportsektorn som står för en stor del av utsläppen i Sverige. Till 2030 ska utsläppen minska med 70% jämfört med 2010 och med detta mål i sikte har stora satsningar gjorts inom transportsektorn genom att införa styrmedel och premiera miljöklassade fordon. En fordonstyp vars marknadsandel blir starkare för var år är just det elektrifierade fordonet. Elbil (BEV) och laddhybrid (PHEV) är båda fordonstyper som helt eller delvis drivs av elektrisk energi och skiljer sig från den konventionella bilen, främst genom de reducerade utsläppen (Regeringen [2] 2015).

Ökade marknadsandelar av laddbara fordon ökar även behovet av tillgänglig laddinfrastruktur. Laddinfrastrukturen som är kopplad till det svenska elnätet försörjs av cirka 170 olika nätbolag landet över. Med en ökad anslutning av laddinfrastruktur ökar även effektuttaget, vilket för många elnät innebär en kapacitetsbrist i överföringen av elektrisk energi (IVA 2015).

Power Circle AB, elbranschens intresseorganisation för framtidsfrågor, verkar för att samordna och möjliggöra samhällsutvecklingen genom att skapa forum och plattformar där akademi och näringsliv kan mötas och tillsammans utbyta och utveckla olika projekt. Två av Power Circles huvudområden är e-mobilitet och smarta elnät som tillsammans kommer spela en stor roll i utvecklingen av Sveriges framtida elsystem (Power Circle AB u.å.).

1.2 Syfte och frågeställningar

Detta arbete har haft tre syften. Först och främst att kartlägga olika aktörers planer för en storskalig utbyggnad av laddinfrastruktur till år 2030. Detta genom att identifiera hur elnätbolag och andra marknadsaktörer inom laddinfrastruktur planerar sina verksamheter fram till år 2030. Det andra syftet med arbetet var att studera i vilken grad denna kartläggning verkar behövas, dvs om ökad risk för överlast i ett typiskt svenskt samhälle kommer att uppstå vid en ökande andel elbilar till år 2030. Detta gjordes genom att studera hur en transformator i ett avgränsat område påverkades av en ökande andel elbilar under perioden 2019-2030. Slutligen avsågs det att studera vilka nyttor som en lastförskjutning av elbilsladdning skulle kunna bidra med.

Dessa syften föranledde följande frågeställningar:

- Är marknadsaktörerna inom laddinfrastruktur förberedda på en storskalig utbyggnad av denna fram till år 2030?
- Hur planerar marknadsaktörerna inom laddinfrastruktur att förbereda sig inför en storskalig utbyggnad av laddinfrastruktur?
- Hur påverkas ett mindre samhälles lastprofil med en ökande andel elbilar enligt Power Circle:s prognos för år 2019-2030?
- Hur påverkas en transformators belastning av antalet elbilar som laddar samtidigt och tidpunkten för laddning?

För att besvara de första två frågeställningarna, utfördes en enkätstudie. En enkät skickades ut till elnätbolag i Sverige och en enkät skickades till andra aktörer inom laddinfrastruktur, såsom exempelvis fastighetsägare, laddoperatörer, producenter av laddboxar, etc..

För att besvara de andra två frågeställningarna, skapades en modell av ett generiskt svenskt samhälle i MATLAB. Detta samhälle bestod av 121 eluppvärmda hushåll. Modellen baserades på en extern modell för hushållsel och tapparvarmvatten av J. Widén. Till denna adderades en egen elvärmeprofil för alla hushåll. Ytterligare en extern modell för elbilsladdning av Grahn et al. utnyttjades för att öka andelen elbilar i samhället under perioden 2019-2030. Under denna periode studerades samhällets lastprofil och dess utveckling av toppeffekt. För att studera hur samhällets transformator skulle belastas, utfördes en intervju med en kunnig person inom området.

1.3 Disposition

I kapitel 2, *Bakgrund*, behandlas ett fåtal av de drivkrafter som ligger bakom utvecklingen av eldrivna fordon i Sverige. De aktörer som är involverade i etableringen av laddinfrastruktur samt ett fördjupande avsnitt om elnätet och flexibilitetsresurser behandlas även i denna del.

I kapitel 3, *Teori*, tas nödvändig teori upp gällande lastprofiler, dimensionering av transformatorer och transformatorbelastning upp.

I kapitel 4, *Metod - Enkätstudie*, återfinns metoden kring den enkätstudie som utförts för att besvara de första två frågeställningarna.

I kapitel 5, *Resultat och diskussion - Enkätstudie*, presenteras resultatet från de två enkäterna som skickades ut till elnätbolag resp. andra aktörer inom laddinfrastruktur.

I kapitel 6, *Metod - Case*, återfinns beskrivningen av den modell som ligger till grund för besvarandet av de sistnämnda två frågeställningarna. Modellen, dess validering och avgränsningar samt hur känslighetsanalysen utfördes presenteras här.

I kapitel 7, *Resultat och diskussion – Case*, presenteras resultatet för den modell av ett generiskt svenskt samhälle som skapades samt hur samhällets lastprofil påverkades av en ökande andel elbilar mellan perioden 2019-2030.

Resterande kapitel behandlar diskussion och slutsatser kring resultatet.

I detta arbete har Sara Wänéus haft ansvar för de avsnitt som behandlar modellens uppbyggnad, avgränsningar, känslighetsanalys samt jämförelsen av minut mot timdata. Catherine Östergren har ansvarat för de avsnitt som behandlar validering av modellen, transformatorbelastning och lastförskjutning för elbilsladdning. Återstående delar av rapporten har hanterats gemensamt.

De figurer vars källor inte återfinns i referenslistan har författarna själva gett upphov till.

2. Bakgrund

2.1 Kraftsystemet i Sverige

Av den totalt tillförda energin i Sverige kommer de största bidragen från kärnkraft, biobränslen, råolja och petroleumprodukter samt vattenkraft. 2017 hade Sverige en total energianvändning på 378TWh varav transportsektorn utgjorde 88TWh, cirka 23% av den totala energianvändningen (Energimyndigheten [1] 2016). Transportsektorns knappa fjärdedel består till största del av energi från fossila energikällor. Såväl 2020 målen såsom målet om en fossiloberoende fordonsflotta t.o.m. 2030 är beroende av att sektorn ställs om till förnybara drivmedel för att de ska uppnås (Energimyndigheten [2] 2016).

2.2 Mål och styrmedel

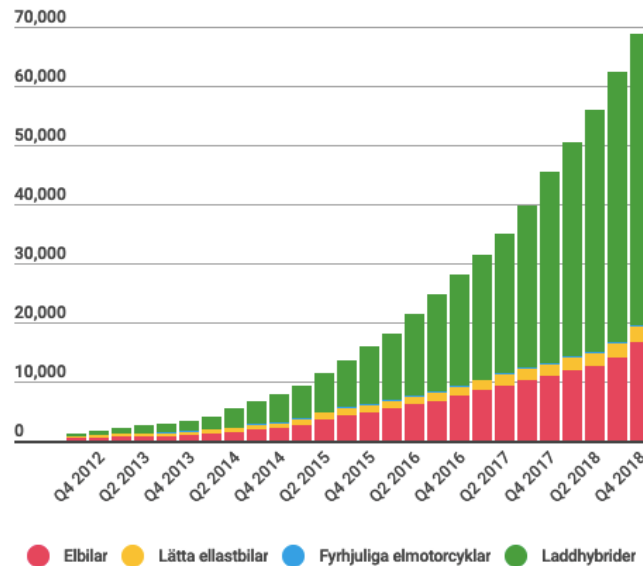
På EU-nivå har det fastställts en 2020-strategi om var EU-länderna bör uppnå och bör infinna sig år 2020. Sverige har tolkat dessa mål och omvandlat dessa till en nationell strategi som är något ambitiösare men ändå realistiska och förenliga med finansiell tillväxt. Ett av de nationella målen som strategin involverar och som berör energiområdet, är att utsläppen ska vara 40% lägre 2020 jämfört med 1990 (Regeringen [1] 2018). Läget för detta mål, enligt en utvärdering utförd av Naturvårdsverket, är att utsläppen minskar men att minskningen behöver ske snabbare för att målet ska uppnås (Naturvårdsverket [1] 2019).

Vidare har mål satts upp för hur minskningen av utsläpp ska fortsätta med ambitionen att fordonsflottan ska vara fossilfri till 2030. Detta motsvarar en minskning av växthusgasutsläppen med 70% jämfört med 2010. Viktiga förutsättningar för att konkretisera detta mål är att de andelar av den totala mängden drivmedlen som utgörs av förnybara bränslen och el behöver öka (Regeringen [2] 2015). Dessutom är det viktigt att de energikällor som används för att producera bland annat el är hållbara ur ett långsiktigt perspektiv för att reducera utsläppen (Naturvårdsverket [2] 2016).

Som en del av båda strategierna till att uppnå de nationella miljömålen har styrmedel införts för att påverka konsumenternas konsumtionsmönster (Naturvårdsverket [3] 2018). Bland andra infördes den 1 juli 2018 det s.k. Bonus Malus-systemet för bland annat personbilar. Vad systemet innebär i korthet är att fordon med en relativt låg utsläppshalt av koldioxid, däribland laddbara fordon, premieras medan bensin- och dieseldrivna fordon beläggs med en förhöjd fordonsskatt under 3 år vid nyförvärv (Transportstyrelsen u.å.).

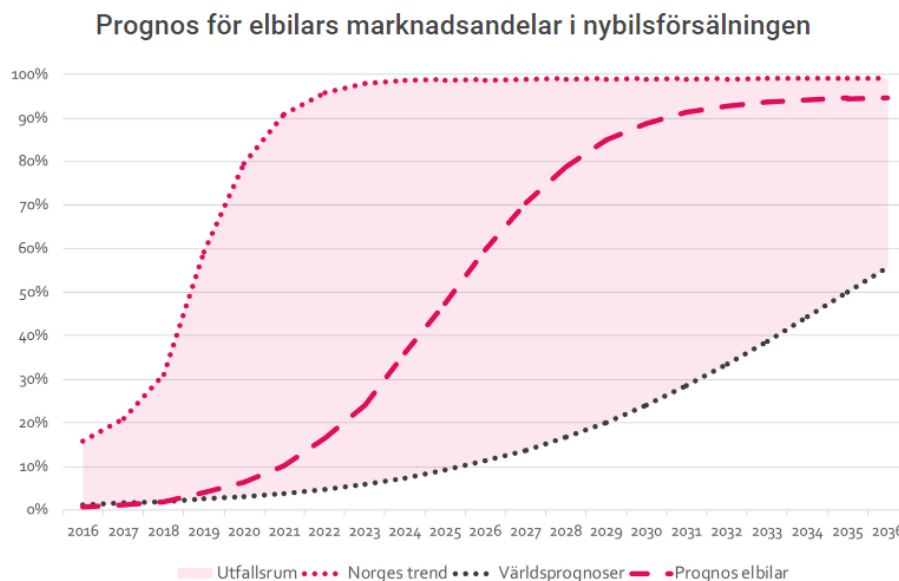
2.3 Prognoser för laddbara bilar

Som ett svar på de mål och styrmedel som införts riktade mot personbilar har det skett en markant utveckling av antalet elbilar och laddhybrider i trafik sedan 2012, se figur 1



Figur 1: Utvecklingen av elbilar, lätta lastbilar, fyrhjuliga elmotorcyklar samt laddhybrider mellan 2012 och 2018 (Elbilsläget 2018)

Som kan utläsas från figur 1 fanns det i slutet av 2018 nästan 70 000 laddbara fordon i trafik, en ökning med 52% jämfört med slutet på 2017. Utvecklingen av laddbara fordon sias vara stark med en marknadsandel på idag 2% vid nyförsäljning och en förväntad dubblering under 2019. Då antalet och omfattningen av styrmedel med mera förväntas fortsätta att premiera laddbara fordon har en prognoskurva utformats av Andersson & Kulin där en dominerande marknadsandel prognosticeras inträffa 2025, se figur 2. Vidare tillhör att det förväntade antalet laddbara fordon i trafik 2030 prognosticeras uppgå till 2,5 miljoner fordon (Andersson & Kulin 2018).



Figur 2: Prognos för utvecklingen av den procentuella andelen av elbilar i nybilsförsäljningen (Elbilsläget 2018)

2.3.1 Laddinfrastruktur i Sverige

En förutsättning för de laddbara fordon som idag körs i Sverige är tillgängligheten till publik laddinfrastruktur. I slutet på 2018 fanns det cirka 65 000 publika laddpunkter i Sverige, detta

motsvarar en laddpunkt per 10 laddbara fordon som vid samma tid beräknades till cirka 70 000st (Andersson et.al 2018). Kvoten mellan antalet laddpunkter och laddbara fordon kallad CPEV, *Charging Point per Electric Veichle*, låg under det första kvartalet av 2019 på 0,1(Elbilsstatistik, u.å.). Motsvarande statistik för antalet laddpunkter som finns i hemmet, även kallad hemmaladdning, står ej att finnas i dagsläget och betraktas som ett mörkertal vidare i rapporten.

2.4 Aktörerna inom laddinfrastruktur

Spridningen på vilka områden som de aktörer som verkar vid byggnation och drift av laddinfrastruktur kan variera vilket leder till att flertalet aspekter skall tas i beaktande vid uppförande av laddinfrastruktur. De vanligaste aktörerna är:

- Producenten
- Återförsäljare/installatören
- Driftansvarig/kund
- Elnätbolag

Nedan förklaras kortfattat vilken roll de vanligaste aktörerna har i uppförandet av laddinfrastruktur:

Producenten

Producenter står för produktion av laddinfra. Detta kan vara laddboxar för hemmabruk men även publik laddinfrastruktur med varierande effekt sådant att dess spann går från s.k. normalladdning till snabbladdning.

Återförsäljare/installatören

Vid installation av laddboxar hemmavid eller vid uppförande av publik laddinfrastruktur sköts ofta projektering och utförandet av installationen av återförsäljaren/installatören.

Driftansvarig/kund

Då det gäller publik laddinfrastruktur är det inte ovanligt att denna roll innehas av återförsäljaren/installatören då det många gånger tas betalt av kund för att nyttja laddpunkterna. Vid hemmaladdning innehas denna roll av den individ som använder laddboxen för privat bruk.

Elnätbolag

Elnätbolag är enligt lag skyldig att förse en ansluten laddpunkt med el samt meddela om förutsättningarna till återförsäljare/installatör enl. Ellagen (Ellag 1997:857 kap 3, §9).

2.5 Laddbara fordon och laddning

Elektriska fordon kan delas in i laddhybrid och elbilar. Laddhybrider har både en konventionell förbränningsmotor samt en batteridrivna elmotor medan rena elbilar enbart har en eldriven motor. Båda typerna laddas med el från elnätet antingen via publik laddinfrastruktur eller i hemmet. Hemmaladdning är den vanligaste laddtypen i villaområden (EEA 2016).

Ju högre effekt som fordonet laddas med desto kortare blir dess laddtid om samma batteristorlek antas. Ju större batteri bilen har desto längre blir dess laddtid. De olika typerna av laddning och dess effektnivåer som använts i detta arbete är följande (Emobility u.å):

- Normalladdning: 2,3 & 3,7 kW AC
- Semisnabb laddning: 11 & 22 kW AC
- Snabbladdning: 43kW AC & 50 kW DC (Emobility u.å).

Enfas- och trefasladdning

Normalladdning kan ske antingen via enfas- eller trefasladdning. Något som kan uppkomma vid laddning av enfasladdare är att det blir en snedbelastning i hushållets trefassystem vilket leder till osymmetri. Snedbelastning av faserna resulterar i större förluster och kan resultera i att hushållet behöver säkra upp sin huvudsäkring (Bollen 2006) som följd av förskaffandet av en elbilsaddare hemmavid.

Körmönster

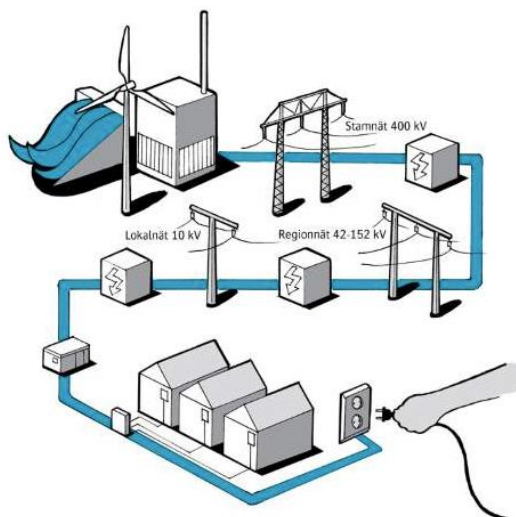
En norsk studie utförd 2014 visade på att individers körmönster inte ändrades vid förvärvande av en elbil då elbilen användes på samma sätt som en konventionell bil med förbränningsmotor. Alltså att föraren inte ändrar sina körvanor beroende på vilken typ av bil hen kör (EEA 2016). En personbil i ett svenskt hushåll körs i genomsnitt mindre än 50km per dag vilket är en sträcka som även de flesta elbilar och laddhybrider klarar av att köra tack vare batteristorlek (Ny 2017).

2.6 Elnätet

2.6.1 Elnätets uppbyggnad

Den energi som används i Sverige transporteras från producent till konsument via elnätet. I det svenska elnätet måste balans råda mellan produktion och konsumtion för att upprätthålla en frekvens på 50Hz. Frekvensen som korrelerar till spänningsskillnaderna tillåts variera mellan $\pm 0,1\text{Hz}$ och samma frekvens gäller på elnätets samtliga spänningsnivåer (Svk u.å). Spänningsnivåerna återspeglar tre olika nivåer av nät som tillsammans utgör det svenska elnätet, dessa är:

- Stamnät
- Regionnät
- Lokalnät



Figur 3: Elnätets uppbyggnad och spänningsnivåer (Vindlov 2015)

Mellan vardera spänningsnivå återfinns en transformator. Transformatorn är den komponent som transformerar ner effekt till nästa nivå i elnätet Mellan stam- och regionnät finns en stamnätsstation. På lägre spänningsnivåer i elnätet finner man fördelningsstationer, nätstationer etc.. Ännu längre ner i kedjan finns det fördelningsskåp innan elen distribueras ut till exempelvis en villakund. Transformatorernas storlek minskar även ju lägre spänningsskillnaderna blir (ABB u.å).

Stamnätet som innehar den högsta spänningsnivån utgör basen för svensk energiförsörjning. Stamnätet som även kallas transmissionsnätet överför effekt över långa sträckor, t.ex. från vattenkraftverk i norr till konsumenter i söder, från kärnkraftverken vid kusterna och in i landet. Att överföra effekt på höga spänningsnivåer minskar förlusterna vid transmissionen (Svk 2017). Stamnätet ägs av Svenska kraftnät som är det affärsverk som ansvarar för dess drift. När effekt transformeras till regionnätets nivå ändras ägandet och huvudsakligen är det tre elnätbolag som äger merparten av regionnäten i Sverige, dessa är Vattenfall Eldistribution, Ellevio AB och EON Elnät Sverige. Det finns stora industrier som direkt är kopplade till regionnäten men majoriteten av alla elnätskunder återfinns på lokalnätets nivå. Totalt sett finns cirka 170 olika nätägare på region- och lokalnätets nivå (Energimarknadsinspektionen [1] u.å).

2.6.2 Elnätägarnas skyldigheter

Ellagens tredje kapitel inleds med följande paragraf:

“Ett företag som bedriver nätverksamhet ansvarar för drift och underhåll och, vid behov, utbyggnad av sitt ledningsnät och, i tillämpliga fall, dess anslutning till andra ledningsnät. Företaget svarar också för att dess ledningsnät är säkert, tillförlitligt och effektivt och för att det på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på överföring av el.”

-Ellag 1997:857 kap 3, §1

Nätverksamhet definieras att man som idkare ställer sitt elnät till förfogande till överföring av el, detta omfattar även andra delar av verksamheten såsom projektering, underhåll och mätning av den effekt och energi som överförs på det elektriska nätet (Ellag 1997:857 kap 1, §4). Således omfattas region- och lokalnätägare av tidigare citerad lagtext från kap 3, §1 från Ellagen.

För att få ägna sig åt nätverksamhet måste ett bolag ansöka om en s.k *Nätkoncession* hos Energimarknadsinspektionen som är tillsynsmyndighet. Innehavaren av en nätkoncession har enligt lag en skyldighet att ansluta en elektrisk anläggning om inte särskilda skäl/skäliga villkor uppges (Ellag 1997:857 kap 3, §6).

2.6.3 Förbrukning och dimensionering

För att nätägare ska kunna upprätthålla tidigare nämnda och många fler lagar krävs det att elnäten kontinuerligt underhålls samt byggs ut. När nya elnät och komponenter ska dimensioneras är det många parametrar som skall tas i beaktande däribland hur mycket energi som förväntas gå åt samt vilket det största effektuttaget förväntas vara. Ett verktyg som vanligen används för att approximera dessa båda är Velanders formel vilken förklaras mer ingående senare i rapportens teoriavsnitt.

I Sverige är det lagstadgat att man som kund ska kunna ta del av sin förbrukning på timnivå (Ellag 1997:857, kap 8, §16). Detta har föranlett till att det ställs nya krav på den mätteknik som finns ute hos kund men det har även inneburit att nätbolagen fått tillgång till detaljerade

förbrukningsdata som kan användas i samband eller istället för Velanders formel vid dimensionering av nya elnät och/eller dess komponenter (Anonym intervju [1] 2019).

2.6.4 Elnätsproblematik

Nedan följer stycken som förklarar vilka dilemman som aktörer inom elnätsbranschen redan stött på eller står inför att hantera i och med förändrad användning av elektrisk energi, fler anslutningar etc.

Effektuttaget

Under de senaste åren har antalet anslutningar av nya s.k. effektkonkurrenter blivit ett vanligt förekommande inslag däribland serverhallar. Sveriges elnät som hör till de starkare i världen har således en konkurrensfördel gentemot andra länder då de starka näten i kombination med villkoren kring anslutning drar till sig denna typ av anslutning. Detta leder dessvärre till att den tillgängliga kapaciteten i stamnätet hamnat i skymundan. En annan typ av anslutning är den som hör till storstadsregioner som redan är hårt belastade och kräver stora insatser vad gäller nätförstärkningar och tillhörande ledtider för att gå problematiken tillmötes (Pöyry 2018).

Befolkningsökning

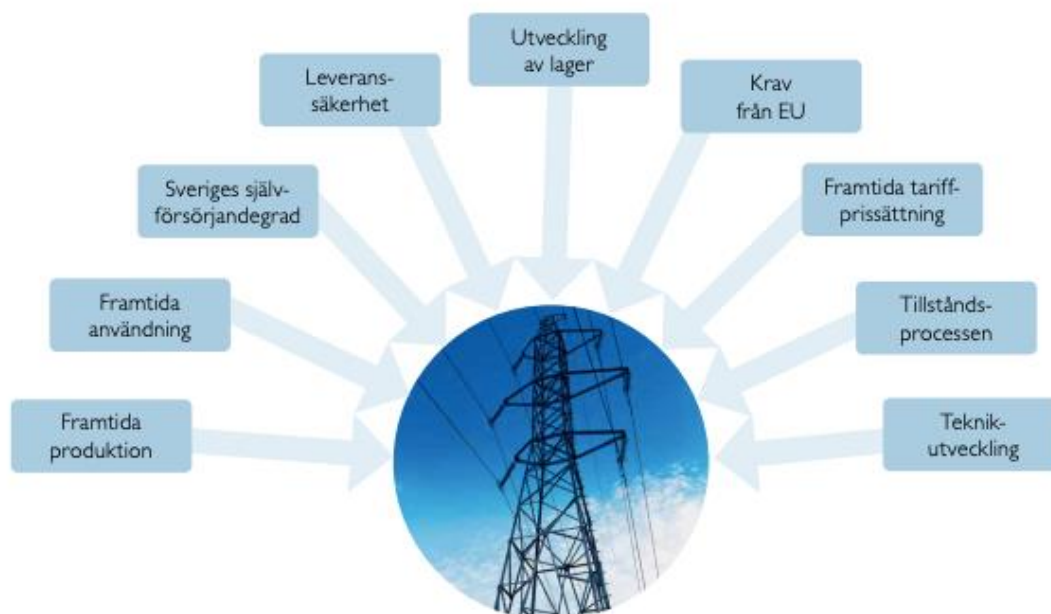
I slutet på 2018 hade Sverige en befolkning på cirka 10,2 miljoner människor. År 2030 förväntas den svenska befolkningen öka till nästan 11,2 miljoner. Av en ökande befolkning följer naturligt en ökad andel nybyggnationer där dessa framförallt kommer lokaliseras i storstadsregioner (SCB [1] 2018). Näten i storstadsregionerna är många gånger idag pressade till det yttersta gällande sin kapacitet vilket försvårar, i vissa fall förhindrar nyanslutning av bostäder, industrier etc. (IVA 2015).

Intermittenta kraftslag

Intermittent energi är sådan att kraftproduktionen av denna ej sker på kommando. Två exempel på intermittenta kraftslag är sol- och vindkraft. Sett till oförutsägbarheten i de intermittenta kraftkällorna blir en ökad installerad effekt utmanande då de i värsta fall inte levererar någon energi alls. Då varken vind blåser eller sol skiner på beställning skapar detta en effektproblematik där produktion och konsumtion inte alltid överlappar varandra och således påverkar elnätets frekvens (IVA 2015).

2.6.5 Framtidens elnät

Elnätet kommer ställas inför många utmaningar och möjligheter som kommer påverka dess utveckling. Som kan ses i figur 4 utvecklas elnätet till att klara många nya typer av nyttjande vilket kommer ställa krav på att nätet som helhet blir smartare. Att kontinuerligt förstärka elnätet för att lösa de framtida utmaningarna blir kostsamt. Ett exempel på en relativt enkel åtgärd är de timmätare som installeras hos elkonsumenter som ger elbolag information om hur kraftproduktionen skall planeras. Mätteknik jämte flexibilitetsresurser och nya affärsmodeller är idag något som har stor potential att bidra till ett smartare elnät (Swedish Smartgrid [1] u.å).



Figur 4: Påverkansfaktorer som Sveriges framtida elnät skall hantera (IVA 2016)

Av de i figur 4 presenterade faktorer har detta arbete huvudsakligen behandlat den framtida användningen av energi. Den framtida användningen av el kan i sin tur ytterligare delas in i underkategorier såsom:

- urbanisering
- utveckling av industri
- prosumenter, dvs. småskaliga konsumenter och producenter av elektrisk energi
- flexibilitetsresurser
- elektrifiering av transportsektorn

De två sista punkterna, flexibilitetsresurser och elektrifiering av transportsektorn, har studerats i detta arbete.

2.7 Flexibilitetsresurser

En kall vinterdag då den svenska befolkningen kommer hem från jobbet och ska laga middag, tvätta, diska etc. uppstår en effekttopp i elsystemet. Effekttoppar är ofta förenade med ökade kostnader både för den enskilde elkunden samt balansansvarig för elsystemet. Många gånger kan effekttoppar resultera i avbrott och störningar av olika grad i elnätet (Swedish Smartgrid [2] u.å).

En lösning till att motverka effektproblematiken är genom s.k. flexibilitetsresurser. Flexibilitetsresurser syftar till att mer effektivt använda den tillgängliga energin och effekten, både för att hantera effekttoppar men även klara övrig distribution (Swedish Smartgrid [3] u.å).

Nedan följer förklaring av ett urval av flexibilitetsresurser. Dessa har delats in i passiva- och aktiva flexibilitetsresurser.

2.7.1 Passiva flexibilitetsresurser

Den passiva flexibiliteten grundar sig i att elkunden har ett system som sköter flexibiliteten själv utefter antingen ekonomiska- eller typer av belastningssignaler. Nedan presenteras några av de idag vanligaste formerna av passiv flexibilitet.

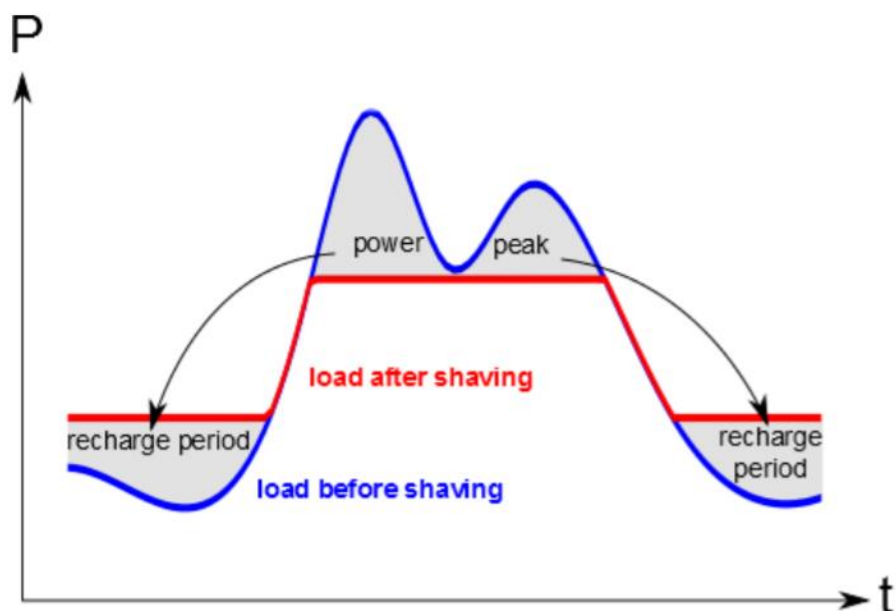
Laststyrning

En typ av utjämning av effektuttag är genom laststyrning för att minska påfrestningen på elnätet. Laststyrning kan förekomma i många former exempelvis genom att ett småhus tillåter att dess värmeanläggning fjärrstyrs där det möjliggörs att sänka värmen under en tidsperiod för att minska påfrestningen på elnät. Andra exempel på laststyrning kan vara där stora industrier lägger en del av sin verksamhet nattetid för att dess elanvändning under en dag jämnas ut. Poängen med laststyrning är att undvika de effekttoppar som en kunds elkonsumtion kan resultera vilka är dyra, både för kunder och elnätbolag (Swedish Smartgrid [4] u.å.).

Peak shaving

Vid en hög elenergiförbrukning under en viss period fås s.k. effekttoppar. Ett sätt att kapa topparna är att elkunden har ett energilager anslutet till sitt elsystem. Med ett energilager kan man kapa effekttoppar genom att låta energilagret förse elkunden med effekt under den kritiska perioden då effektuttaget från nätet är stort. Som kan ses i figur 5 laddar lagret under de tider då det sammanlagda effektuttaget är lågt och laddar ur vid höga effektuttag (G. Kamiris 2013). Energilagret är många gånger ett stort batteri kopplat till hushåll.

En signal som batteriet vanligen styrs av är låga elpriser, som t.ex. kan uppstå pga. hög kraftproduktion från bland andra intermittenta energikällor. Vid låga elpriser laddas batteriet. En annan signal som kan styra batteriet är belastningssignaler, alltså hur hårt nätet belastas pga. andra effektuttag. Vid låg belastning laddas batteriet. Oftast sker optimering av batteriet utifrån en av dessa signaler. Dock skulle dessa signaler kunna motstrida varandra och därmed förvärra belastningssituationen i nätet eller minska de ekonomiska incitamenten för kund. Exempelvis genom att ladda i en period med hög belastning och stor kraftproduktion (Kulin [1] 2019).



Figur 5: Principen för hur peak shaving fungerar (Kamiris 2013)

Lastbalansering

Hos en elkund, exempelvis en småhusägare kan det i vissa punkter under dagen vara många apparater etc. som konkurrerar om den tillgängliga effekten i hushållet. För att säkringarna inte ska gå är det viktigt att fastighetens faser blir jämt belastade. Lastbalansering ser till att dela den tillgängliga effekten mellan de laster som konkurrerar om den. Det kan bl.a. handla om att minska effektuttaget för en laddande elbil då diskmaskin, spis etc. används. Detta är en teknik som vanligen förekommer då flera laddboxar för laddbara fordon är kopplade till samma anslutningspunkt (Barnett 2009).

2.7.2 Aktiva flexibilitetsresurser

En aktiv flexibilitet grundar sig i att elkunden själv utifrån signaler justerar sin elanvändning. Signalerna kan vara samma som för den passiva flexibiliteten dvs. ekonomiska eller belastningssignaler. Nedan presenteras de vanligaste formerna av aktiv flexibilitet.

Effekttariffer

Den idag mest förekommande åtgärden att påverka hur elkunder använder sin el är genom de tariffer som elnätbolag använder sig utav. Många elnätbolag använder idag effekttariffer som en del av sitt utbud men uppger att det finns vissa svårigheter förenade med dess användning. Det handlar bland annat om att pedagogisk förklara för kund hur tariffen fungerar men även att utforma tariffen på sådant sätt att den gynnar efterfrågefleksibilitet på samtliga av elnätets nivåer, dvs. stam-, region- och lokalnät (Energimarknadsinspektionen [2] 2018).

Timmätning

Ett sätt att främja för en mer aktiv elkund är genom timmätning (Energimarknadsinspektionen [3] 2018). Idag är det inte krav på att kunder ska ha tillgång till timmätare men det finns lagstadgat i Ellagen att elkunden kostnadsfritt ska kunna ta del av sin timdata samt få timmätare installerad (Ellag 1997:857 kap 3, § 11).

Timavtal

En elhandlare kan bidra till en ökad efterfrågefleksibilitet genom s.k timavtal som möjliggör för kunderna att justera sin förbrukning beroende av de prissignaler som marknaden förmedlar. I sin enklaste form kan ett timavtal resultera i att elkunden medvetet tidigare- eller senarelägger en effektkrävande aktivitet till en mindre kostsam tidsperiod. Prissignalerna som kan korreleras till trängsel i elnätet kan således hjälpa till att minska effekttoppar (Energimarknadsinspektionen [4] 2018).

2.8 Tidigare arbeten/studier

De tidigare studier som nämns i detta avsnitt behandlar liknande problematiseringar som denna studie och låg till grund för val av s.k. Case. Ett antal studier nedan visar på begränsningar i specifika elnät och åtgärder i form av nätförstärkningar samt laststyrning. Andra visar på dilemmat kring att använda Velanders formel för beräkning av toppeffekt.

Elbilens påverkan på elnätet vid hemmaladdning och tekniker för effekttoppsreduktion – en fallstudie på två av Sala-Heby Energis lågspänningsnät. Studien utredde hur olika andelar elbilspenetrations vid 3,7 resp. 11 kW laddningseffekter påverkade två lågspänningsnät; ett stadsnät och ett landsbygdsnät. Resultatet för stadsnätet visade att transformatorn var den begränsade faktorn. Ytterligare resultat visade att de två näten

klarade av olika integrationsgrader samt att landsbygdsnätet påverkades starkare av integrationen av elbilsaddning (Eriksson 2018).

Elbilar på Lidingö - Påverkan på det regionala elnätet. Studien utredde hur olika antal elbilar påverkade Lidingös regionnät. Lastprofilen från hela Lidingö samt lastprofiler från fördelningsstationer simulerades. Enklare åtgärder för att framtidssäkra regionnätet föreslogs även. Resultatet visade att lasten från elbilarna vanligen sammanföll med effekttoppar för övrig energiförbrukning. Även vid en låg integration av elbilar erhöles en signifikant ökning i last och belastning på nätet. För en hög integration av elbilar, i enlighet med klimatmålen skulle omfattande åtgärder krävas i nätet. En lastförskjutning av elbilsaddningen innebar en mindre ökning av maxlasten (Andersson 2018).

Laddinfrastruktur för elfordon - Undersökning av befintligt elnät i Borsökna, Eskilstuna. Studien undersökte hur ett fördelningsnät påverkades av installation av elbilskontakter i privata hushåll samt hur hushållens säkringsnivåer förhöll sig mot installation av elbilskontakter. Resultatet visade att ingen nätstation överbelastades då en laddkontakt med ett effektuttag på 4,1kW installerades i samtliga 111 hushåll. En större laddeffekt än 4,1kW per hushåll var inte möjlig i området. Resultatet visade att en omställning från fossila fordon till elbilar var möjligt med det befintliga nätet. Det var 17 av 111 hushåll som skulle behöva byta säkring dock (Cleverdal et al. 2018).

Analys av ett lokalt elnät: Hur väl rustat är det för framtiden? Studien utredde hur andelen elbilar med olika laddningseffekter i ett område med 390 elkunder påverkade ett gammalt lokalnät. Resultatet visade att nätet klarade av nästan 100% elbilsintegration med en laddeffekt på 3,7kW. Högre laddeffekter ledde till en överbelastning av nätet vid ca 25–50% elbilspenetrations. Transformatorn var en av de största begränsade faktorerna (Johansson 2018).

Utvärdering av Velanders formel för toppeffektberäkning i eldistributionsnät.

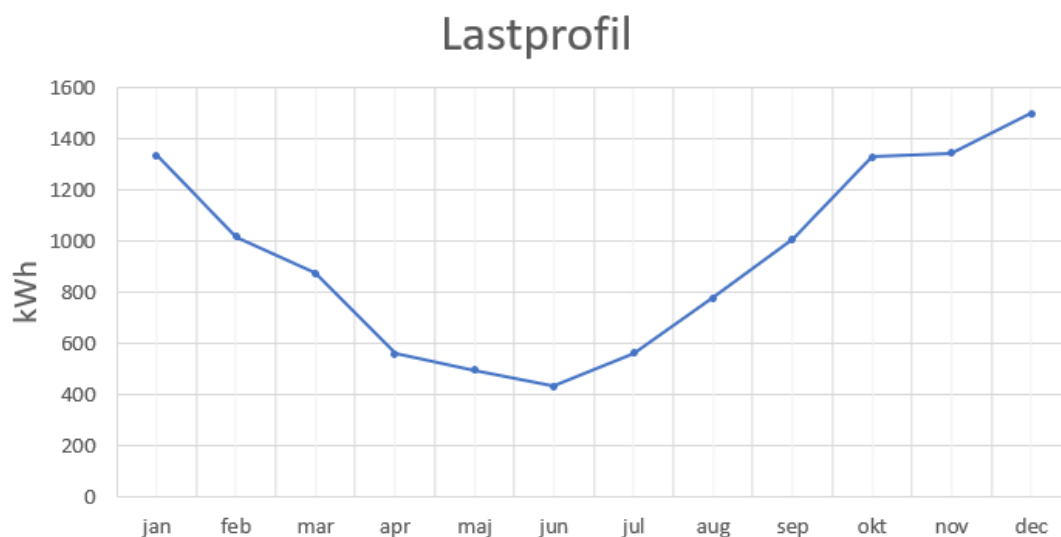
I studien togs det fram nya konstanter till Velanders formel för beräkning av toppeffekter med hjälp av regressionsanalys av historiska elanvändningsdata från Mälarenergi Elnät AB:s kunder. Studien resulterade delvis i nya Velanderkonstanter för småhus med elvärme som var $k_1=0,000331$ och $k_2=0,052119$. Velanders formel används fortfarande idag inom elnätbranschen. Slutsatser var att nya Velanderkonstanter kan och bör erhållas från historiska elanvändningsdata för att metoden ska fortsätta vara ett verktyg för toppeffektsberäkningar (Persson et al. 2018).

Hur dimensionerar vi framtidens elnät? - Fallstudie med avseende på e-mobilitet. Studien utredde Velanders tillförlitlighet genom jämförelse av toppeffekter framräknade med Velanders formel mot toppeffekter från faktiska kunders timförbrukningar. Resultatet visade att Velanders formel gav en bra indikation för den förväntade toppeffekten. Dock i fallet med en ökad elbilsintegration blev förhållandet mellan energi och effekt annorlunda och Velanders formel visade sig inte längre vara tillämpbar. Detta då toppeffekternas förändring var större än energiförbrukningens förändring. En slutsats var att det är av stor vikt att elnätbolagen får information om installation av laddboxar i hushåll. Studien poängterade dock att näten idag överdimensioneras pga. osäkerheten kring det förväntade effektuttaget samt de förhållandevis låga kostnaderna som överdimensioneringen innebär. Detta betyder därför att det finns en marginal som tillåter en ökad integration av elbilar (Ingvarsson 2017).

3. Teori

3.1 Lastprofiler och säkringsabonnemang

En lastprofil beskriver hur elenergin som en elkund förbrukar är fördelad, vanligen med timupplöst data. Olika typer av kunder kan ha olika utseende på sina respektive lastprofiler. En lastprofil kan användas som ett visualiseringsverktyg för att identifiera under vilka tidpunkter effekttoppar inträffar men kan även ge en fingerhandsvisning om hur kraftproduktion ska ske och planeras. I figur 6 finnes en lastprofil från ett småhus i mellersta Sverige som skapats m.h.a. förbrukningsdata från Telge Nät.



Figur 6: Lastprofil för ett småhus med en 16A-säkring och en årlig elenergiförbrukning på 11 MWh

Vilken huvudsäkring ett hushåll väljer beror på dess årliga elförbrukning samt dess maximala effekttuttag. Figur 7 visar vilken säkringsstorlek Vattenfall rekommenderar beroende på storleken på dessa parametrar.

Färg	Säkringsstorlek	Årlig elförbrukning	Maximalt effekttuttag
Grå	16A	0-20 000 kWh	11 kW
Blå	20A	20 000-25 000 kWh	14 kW
Gul	25A	25 000-30 000 kWh	17 kW
Svart	35A	30 000-40 000 kWh	24 kW
Vit	50A	40 000-55 000 kWh	35 kW
Koppar	63A	55 000-70 000 kWh	44 kW

Figur 7: Val av huvudsäkring (Vattenfall u.å.)

3.2 Standardsmåhuset och uppvärmning

I Sverige utgörs 45% av alla hushåll av småhus. Eftersom antalet invånare i småhus generellt sätt är högre än i andra bostadstyper, beräknas 53% av Sveriges befolkning bo i småhus (SCB [2] 2018). Det typiska småhuset i Sverige har tillgång till en enskild parkering och är uppkopplat till ett robust elnät (Löfblad et al. 2018).

Uppvärmningen av ett småhus utgör generellt cirka hälften av husets totala energianvändning. Detta är ett potentiellt betydande bidrag till hushållets lastprofil och effekttoppar, speciellt under vintermånaderna. I ett examensarbete utfört av E. Dahlberg 2015 utformades en modell för det typiska standardsmåhuset. Ett resultat som erhöles var hur stor andel av den totala mängden elenergiförbrukning som går till elvärme samt hur denna andel är fördelad under ett år. Modellen för standardhuset som byggdes visade på att 59,48% av total mängd elenergi går till elvärme och dess procentuella fördelning under året presenteras i tabell 1 (Dahlberg 2015).

Tabell 1: Andel elvärme av total mängd elenergiförbrukning för standardsmåhuset under 1 år

Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec
15,5	14,0	11,9	7,75	4,68	2,49	2,28	2,80	4,57	7,34	11,8	14,7

3.3 Velanders metod

Velanders metod har länge använts och används än idag för att uppskattningsvis beräkna toppeffekten för en kund och den sammanlagrade toppeffekten för flera kunder utifrån deras elenergiförbrukning. Detta för att kunna dimensionera nätkomponenter i olika områden i Sverige. Velanders formel ser ut enligt ekvation (1) och togs fram av Sten Velanders år 1952. Den sammanlagrade toppeffekten för kunder inom samma kundkategori beräknas enligt formel (2) (Persson et al. 2018).

$$P = k_1 * W + k_2 * \sqrt{W} \quad (1)$$

$$P = k_1 * \sum_i W + k_2 * \sqrt{\sum_i W} \quad (2)$$

Där:

- P = toppeffekt [W]
- W = årsenergi [Wh]
- k_1 & k_2 = s.k. Velanderskonstanter beroende på kundkategori

För eluppvärmda småhus används konstanterna enligt tabell 2. Dessa konstanter har i denna studie använts vid beräkning av toppeffekt i det simulerade samhället i modellen, som endast bestod av småhus med eluppvärmning (Tallberg 2014).

Tabell 2: Velanderskonstanter för eluppvärmda småhus

Velanderskonstant	Värde
k_1	0,0003
k_2	0,025

Som avsnittet "Tidigare arbeten/studier" visat, är Velanders metod inte längre tillämpbar vid en ökad elbilspenetrationsgrad. En tidigare studie handlade om att ta fram nya Velanderskonstanter för att metoden ska vara mer representativ för verkligheten. Under en intervju som utfördes under arbetets gång erhöles dock information om att förbrukningsdata på timnivå från kunder kommer användas för att förutspå toppeffekter och dimensionera nätkomponenter och att man planerar att överge Velanders formel (Lagerstöm 2019).

3.4 Transformatorbelastning

Enligt vad som benämnts tidigare, utnyttjar många elnätbolag idag Velanders metod för att utifrån energiförbrukningar beräkna toppeffekten för ett nätområde. Denna toppeffekt används sedan för dimensionering av bland annat transformatorn för detta område. Velanders formel ger en högre toppeffekt än den faktiska vilket resulterar i en överdimensionering som fungerar som en säkerhetsmarginal. Insamlingsmätare på nätstationer på lokalnivå är idag ovanligt (Lagerström 2019).

Livslängden hos transformatorn beror på omgivningstemperatur, kylning och belastning. En jämn belastning kopplar till en lång livslängd. Vid en högre belastning åldras transformatorn snabbare. Motsatt om transformatorn opererar vid en lägre och jämnare effekt resulterar detta i en längre teknisk livslängd. Belastningsförhållandet bör inte överskrida 1,5 gånger märkeffekten. (Wik 2012)

Hur transformatorn återhämtar sig efter en varierande belastning beror även på de avgörande parametrarna olje- och omgivningstemperatur. Låga sådana temperaturer innebär att transformatorn kan belastas till viss del högre än dess märkeffekt utan någon stor skada inträffar. Däremot om överlast sker vid transformatorns maximala oljetemperatur kommer temperaturen öka ytterligare och bidra till en förkortad livslängd. Vid detta scenario förstörs isoleringen och det produceras gaser såsom metan-, CH_4 , och etangas, C_2H_6 , vilket är tecken på överlast. Dessa gaser bidrar ytterligare till en kortare livslängd. Då transformatorns isolering brutits ned så pass att "*Partial Discharge*" (PD) uppstår, kan en fortsatt PD i förlängningen få transformatorn att kortsluta lindningarna och med haveri som följd.

I standarden EN60076-7 för transformatorer benämns två typer av belastning; *Long time emergency loading* (LTEL) och *Short time emergency loading* (STEL). Där innebär LTEL ett scenario med 1,8 gånger märklasten och en maximal temperatur på 115°C . STEL innebär ett scenario med 2 gånger märklasten, men ingen specifik temperatur. STEL bör inte pågå i över 30 minuter. Begreppen LTEL och STEL benämns dock oftast i nödsituationer och används inte för dimensionering.

En transformators livslängd beror alltså på dynamiken mellan många parametrar, såsom belastning, temperatur och tid. Exempel är om en transformator normalt har ett utgångsläge på 80% last och sedan en överlast på 180% i 5-10 minuter är påverkan liten. Samma om en överlast på 125% sker i 3 timmar varje dag men utgångsläget är 50% last skulle inte en ny transformator behövas om kylning fungerar bra. Alltså är en rimlig överlast under en viss tid inte någon större fara om kylning finns att tillgå (Lagerström 2019).

3.5 Lastförskjutning

Utan styrning och incitament kommer elbilsladdningen infalla samtidigt som de effekttoppar Sverige idag hanterar. Dessa uppkommer framförallt tidig morgon, vanligen mellan 06.00-08.00 och sen eftermiddag/tidig kväll 16.00-20.00. Det innebär en ökad last under perioder där nätet redan befinner sig under stor press (IVA 2015).

Att skjuta på när elbilsladdningen inträffar i tiden s.k. lastförskjutning innebär att man tidigare eller senarelägger den tid då fordonet laddar. Detta kan antingen göras passivt, via styrutrustning kopplad till laddboxen i hemmet eller aktivt, genom att koppla på laddningen då övriga effektuttag i hushållet är lägre. Lastförskjutning, som är en form av efterfrågefleksibilitet, bidrar till att sänka effekttoppar. Detta är önskvärt både ur ett ekonomisk och tekniskt

perspektiv. Nyttan beror dock på vilka styrsignaler som lastförskjutningen opererar efter, enligt avsnitt 2.7.1 *Peak shaving*. Minskade kostnader, mindre nätförluster och tryggare energiförsörjning är ett fåtal av de aspekter som påvisar potentialen med efterfrågefleksibilitet (Copenhagen Economics 2017).

4. Metod - Enkätstudie

För att skatta elnätbolagens beredskap valdes det att sammanställa en enkät (se bilaga A.1) där just beredskap och erfarenheter hos elnätbolagen avsågs undersökas. Ytterligare en enkät sammanställdes, dock riktad mot andra aktörer inom laddinfrastruktur såsom laddboxleverantörer, fastighetsägare m.fl. (se bilaga B.1).

Under processen att ta fram respektive enkät utfördes litteraturstudier för att identifiera relevanta frågeställningar. Ytterligare vägledning erhöles från handledare Daniel Kulin, ämnesgranskare Cecilia Boström samt doktorand Johannes Hjalmarsson. En sammanställd betaenkät skickades ut till en testgrupp för respektive kategori, elnätsägare och andra aktörer inom laddinfra. Kommentarer från testgruppen arbetades sedan in i enkäten varvid alfaversionen kunde sammanställas. Utöver kommentarer om frågornas relevans lyftes vikten av förtydligande av begrepp och terminologi. Relevansen i frågorna upplevdes olika beroende på vem betatestaren var och dess roll i bolaget.

Deltagande elnätbolag valdes genom att beräkna vilka bolag som stod för 90% av den totala mängden överförd elenergi i Sverige 2018. Dock kan samtliga av dessa 90% klassas som stora bolag om man jämför mot de bolag som står för resterande 10% av mängden överförd energi i Sverige. Då det ansågs relevant att även tillfråga dessa 10% slumpades ett urval av bolag ut från denna del.

De aktörer som valdes ut till att svara på den enkät som riktade sig mot andra aktörer inom laddinfrastruktur identifierades via deras respektive hemsidor. Denna grupp var inte homogen utan innehöll fastighetsägare, leverantörer av laddboxar och andra samarbetspartners.

5. Resultat och diskussion - Enkätstudie

I denna del presenteras resultat och diskussion kring de två enkäter som skickades ut till elnätbolag resp. andra aktörer inom laddinfrastruktur.

5.1 Enkät - elnätbolag och andra aktörer inom laddinfrastruktur

En enkät skickades ut till 55 elnätbolag, som står för 90% av all elektrisk överföring i Sverige. Den skickades även ut till 10 mindre bolag. Från de totalt 65 elnätbolagen som enkäten skickades ut till svarade 45st, vilket motsvarar en svarsfrekvens på ca 70%. För de större bolagen blev svarsfrekvensen ca 73% och för de mindre bolagen blev svarsfrekvensen 50%. Då resultat anges i andelar i detta avsnitt innebär det andelar av deltagarna som svarade på enkäten, dvs 45st, om inget annat anges.

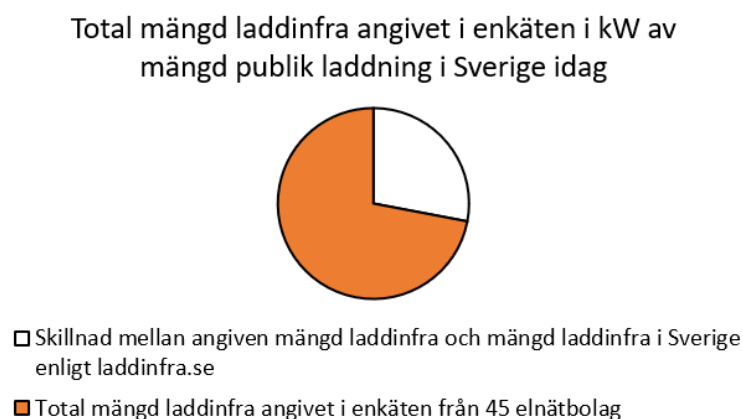
Från den enkät som riktade sig till andra aktörer inom laddinfrastruktur skickades denna ut till 16 deltagare varav 7st deltog i studien. Detta motsvarar en svarsfrekvens på cirka 44%. På samma sätt som för enkäten som riktade sig till elnätbolag kommer resultatet anges i andelar av deltagare som svarade på enkäten om inget annat anges.

5.1.1 Laddinfra idag, planer och prognoser

I detta avsnitt presenteras resultat som besvarade frågeställningar såsom:

- Kan elnätbolagen uppskatta mängden laddinfra de har anslutet till sina elnät idag?
- Om inte, hur kommer det sig?
- Vilket behov av laddinfra år 2030 har det kommunicerats ett behov av från andra aktörer till elnätbolagen?
- Vilken mängd laddinfra planerar elnätbolagen att ansluta till år 2030?
- Om det kommunicerade behovet och elnätbolagens planer skiljer sig åt, hur kommer det sig?
- Vilken laddteknik är vanligast idag?

I enkäten fick bolagen uppskatta mängden laddinfra i kW/MW de har anslutet till deras elnät idag. Den totala mängden av ansluten laddinfra som erhöles från de 45 bolagen är representerat i figur 8 där det ställs mot mängden publik laddning i Sverige enligt Laddinfra.se. Figur 8 visar att de tillfrågade bolagens mängd laddinfra är 72% av den mängd publik laddning som existerar i Sverige enligt Laddinfra.se.



Figur 8: Hur stor andel av marknaden av publik laddning som täcks i enkäten enligt vad elnätbolagen själva fått uppskatta

75% av deltagarna kunde uppskatta mängden laddinfra anslutet till deras elnät idag. Kommentarer visade dock att de flesta endast kunde svara gällande publik laddning, och alltså inte hemmaladdning. Detta då elnätbolagen inte gör någon skillnad på förbrukad elenergi för en elbil och t ex elvärme eller en frys. Energiförbehovet, oavsett typ, aggregeras för en kund. Vid införskaffande av en värmepump har kunden en anmälningsplikt gentemot elnätbolaget, vilket inte gäller för inskaffandet av en elbil. Detta gör det omöjligt för elnätbolag idag att uppskatta den totalt anslutna laddinfra (inkl. hemmaladdare) anslutet till deras elnät och på så sätt svårt att prognostisera samt planera inför framtida anslutningar och motverka en ökad risk för överlast.

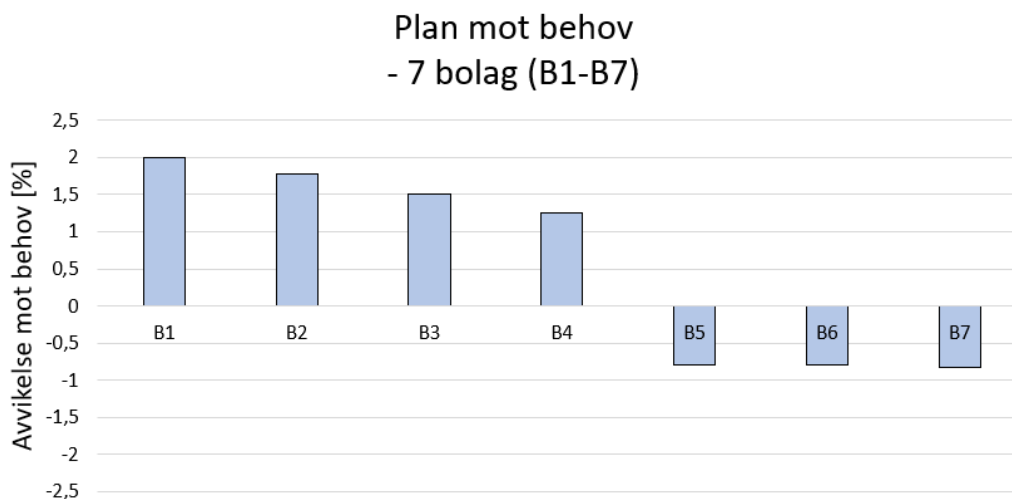
Frågan “Hur mycket laddinfra anslutet till era elnät 2030 har det kommunicerats ett behov av, ange svar i kW/MW” avsåg mäta (det kommunicerade) behovet från andra aktörer såsom t ex kommuner, laddoperatörer etc. Resultatet visade att mer än hälften av deltagarna inte kunde besvara detta. Kommentarer visade även att en sådan kommunikation är bristfällig om än existerande idag.

En annan fråga i enkäten var “Hur mycket laddinfra förbereder ni att ansluta till era elnät fram till år 2030, ange svar i kW/MW”. Denna fråga kunde ca hälften av nätbolagen inte besvara. Kommentarer visade att många elnätbolag “tar projekten när de kommer” och förbereder sällan.

Av de nätbolag som besvarade båda frågorna angående kommunicerat behov till år 2030 samt deras egna planering av laddinfra till år 2030 blev resultatet enligt tabell 3. Figur 9 illustrerar även denna skillnad. I figur 9 har svaren från de bolag som svarade på båda frågorna om behovet resp. planer för laddinfra år 2030 på önskad form tagits med (se bilaga A.2).

Tabell 3: Skillnad mellan elnätbolagens uppskattade behov av laddinfra år 2030 och deras planer för anslutning av laddinfra till år 2030. Antal deltagare som svarade på dessa två frågor på önskad form var 16st.

Plan VS Behov	Antal av deltagarna (av totalt 16st)
Plan = Plan	9
Plan < Behov	3
Plan > Behov	4

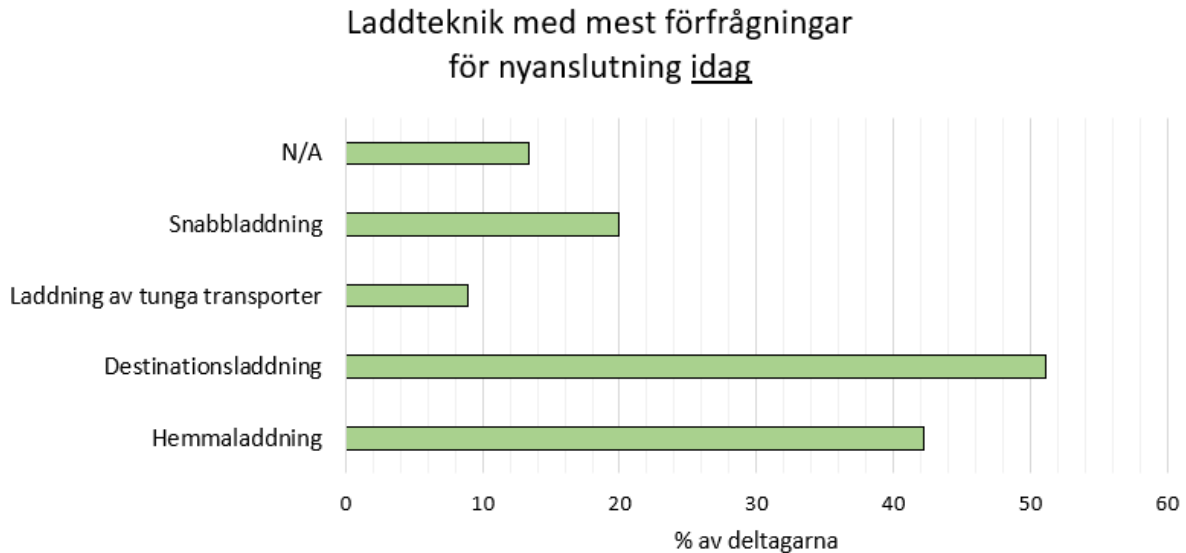


Figur 9: Mängden laddinfra som elnätbolagen planerar att ansluta i förhållande till vad de uppskattar behovet av ansluten laddinfra till deras elnät kommer vara år 2030. 7/45 bolag svarade olika på frågan om plan och behov enligt figur. 9/45 bolag svarade samma på frågan om plan och behov. Resterande svar var svårtolkade.

Största orsaken till varför planerna kunde skilja sig från behovet var som tidigare nämnt att elnätbolagen “tar projekten när de kommer” och agerar först vid beställning. En orsak som nämndes till detta var att elnätbolag kan bygga lokalnät på ca 6 månader så att de inte behöver ta höjd för detta. Motsvarande ledtid för regionnät förmedlades inte. Ytterligare orsaker som togs upp var att behovet bygger på prognoser som leder till osäkra planer. En återkommande orsak till skillnaden i behov och plan var mörkertalet kring hemmaladdning. Många deltagare nämnde att de inte har någon möjlighet att uppskatta mängden ansluten laddinfra i nuläget. Ytterligare en faktor till olikheterna mellan behovet år 2030 och planerna för anslutning till år 2030 var att man väntar på mer gynnsamma omständigheter vad gäller tariffer. Figur 9 visar att fyra bolag planerar att ansluta mer laddinfra än vad det kommunicerats ett behov av. Orsak till detta skulle även kunna bero på osäkerheter i prognoser, men att dessa bolag till skillnad från övriga arbetar preventivt.

Resultatet från enkäten som riktade sig till andra aktörer inom laddinfrastruktur visade även på svårigheter att uppskatta behovet av laddinfra till år 2030. 57% kunde inte uppskatta behovet medan 14% hänvisade till de prognoser Power Circle AB utfört.

Resultatet för vilken laddteknik som har mest förfrågningar av nyanslutning idag presenteras i figur 10. Övriga kommentarer var att hemmaladdning sköts av kunder själva och elnätbolagen involveras endast vid byte av säkring. Här återkom alltså faktumet om mörkertalet kring hemmaladdning, vilken påverkar resultatet i figur 10 på så sätt förfrågningar av nyanslutning för hemmaladdning är ovanlig. Att deltagare ändå svarat “Hemmaladdning” på denna fråga skulle alltså mer kunna ses som deras hypotes. Resultatet från enkäten som riktade sig till andra aktörer inom laddinfrastruktur påvisade samma fördelning för de olika teknikerna där destinationsladdning var störst, sedan hemmaladdning och slutligen snabbladdning.



Figur 10: Mest förekommande laddteknik idag (Enkät svar från enkät riktad till elnätbolag)

5.1.2 Problematik och åtgärder kring anslutning idag

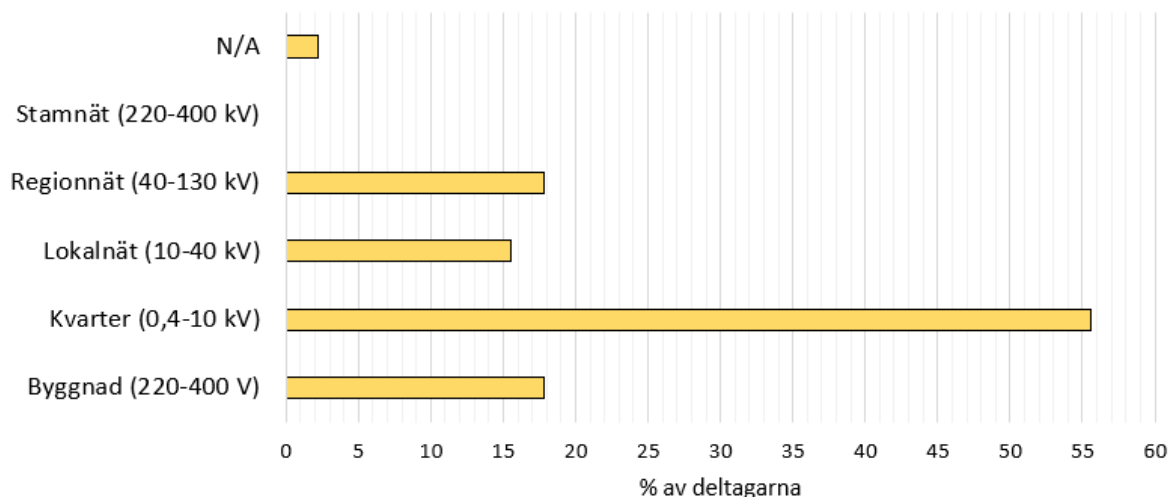
I detta avsnitt presenteras resultat som besvarade frågeställningar såsom:

- Stöter elnätbolagen idag på problem, gällande begränsningar i deras elnät, vid anslutning av laddinfra?
- På vilken nivå i elnätet uppstår dessa begränsningar i form av kapacitetsbrist vanligen?
- Vilka effektkonkurrenser är störst idag?
- Vilka åtgärder utförs idag för att kringå en sådan problematik?
- Utnyttjar elnätbolagen någon form av flexibilitetsresurs?

Majoriteten av deltagarna stöter idag endast på problem, gällande begränsningar i deras elnät, vid anslutning av laddinfra 0-1 gånger av 10. Däremot visade det sig att ändå 60% av deltagarna någon gång stött på problem. Som nämnts tidigare tas sällan hemmaladdning i beaktande, detta gäller troligen även resultatet här. Effektproblematiken är ett faktum, men eftersom att effektbehovet i anslutningspunkter aggregeras är det sannolikt att kapacitetsbrist i elnätet inte kopplas till ny laddinfra och på så vis kan denna fråga vara svåranalyserad. Denna tankeställning togs i beaktande under vidare analys av enkätsvaren. Alltså att åtgärder samt på vilken nivå i elnätet som kapacitetsbrist uppstår inte är direkt kopplat till nyanslutning av laddinfra utan snarare kring en allmän effektproblematik pga. en förändring i aggregerat effektbehov.

Hur deltagarna besvarade frågan “Var någonstans i kedjan uppstår främst problem, m.a.p. kapacitetsöverföring, vid anslutning av laddinfra?” presenteras i figur 11. Tydligt var att deltagarna ansåg att kapacitetsbrist främst uppstår på kvartersnivå (0,4-10 kV). Dock nämndes det även att kapacitetsbrist på kvarternivå kan beror på problem på högre nivå i elnätet. Motsvarande svar från enkäten som riktade sig till andra aktörer inom laddinfrastruktur påvisade att majoriteten av de svarande, 57%, ansåg att problematiken främst förekommer i byggnader. Vidare ansåg 28,6% att kvarter och 14% att lokalnät var där den främsta problematiken uppstod.

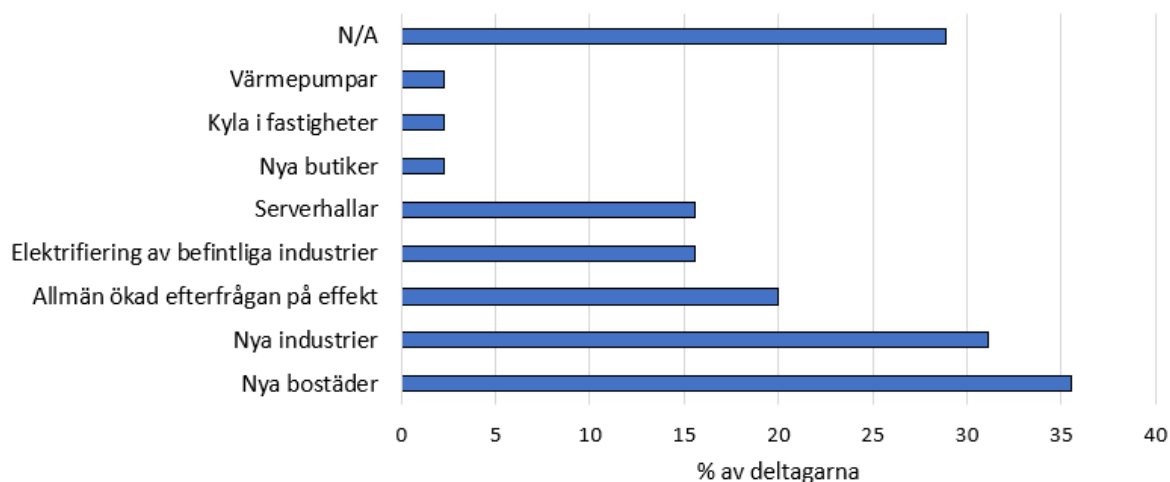
Var uppstår problematik m.a.p kapacitetsöverföring vid anslutning av laddinfra?



Figur 11: På vilken nivå i elnätet som problematik främst uppstår vid anslutning av laddinfra (Enkät svar från enkät riktad till elnätbolag)

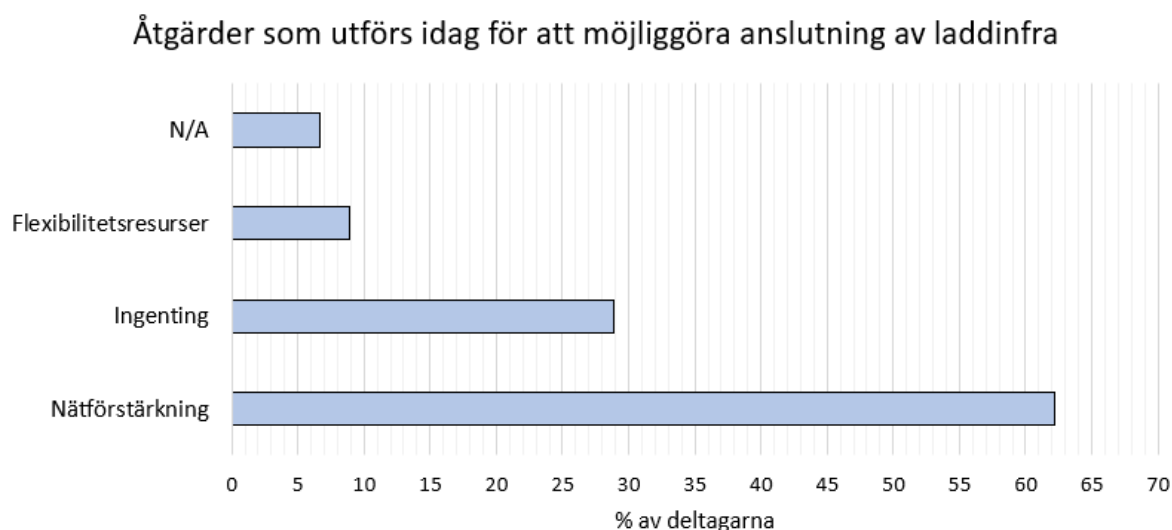
De effektkonkurrenter som deltagarna stött på presenteras i figur 12. Resultatet visar att deltagarna ansåg att "Nya bostäder" var den största effektkonkurrenten idag.

Mest förekommande effektkonkurrenter idag



Figur 12: Effektkonkurrenter som elnätbolagen hittills stött på

Resultatet för vilka åtgärder elnätbolagen utför idag för att möjliggöra nyanslutning av laddinfra presenteras i figur 13. Övriga kommentarer visade ännu en gång på att man ser till det aggregerade behovet och inte laddinfra individuellt. Även här nämndes återigen att elnätbolag tenderar att "ta projekten när de kommer".



Figur 13: Åtgärder som elnätbolagen utför idag för att möjliggöra nyanslutning av laddinfra

Flexibilitetsresurser som nämndes var batterilager för elbussar samt flexibla avtal. En kommentar var att huruvida lokalnätägare kan tillåta anslutningar ligger hos region- och stamnätägare att besvara och tillfredsställa då dessa i detta fall aviserat att lokalnätet i fråga inte får mer effekt.

Från enkätsvaren att döma, verkar flexibilitetsresurser inte vara särskilt etablerat idag. I frågan huruvida elnätbolag aktivt diskuterar och söker former för att ha utbyte av flexibilitetstjänster med laddoperatörer, svarade ca 55% nej och ca 20% ja. Resterande visste inte.

5.1.3 Flexibilitetstjänster

I detta avsnitt presenteras resultat som besvarade frågeställningar såsom:

- Hur resonerar elnätbolagen kring Vehicle Grid Integration (VGI)?
- Vilka möjligheter ser elnätbolagen med VGI?
- Vilka utmaningar ser elnätbolagen med VGI?
- Har elnätbolagen en handlingsplan för Vehicle to Grid (V2G)?

Deltagarna ansåg att det fanns ekonomiska möjligheter samt möjligheter att avlasta elnätet med hjälp av VGI. Med avlasta nätet menade de att VGI bidrar till att kapa effekttoppar och flytta last över tid. VGI skulle kunna fungera som en typ av flexibilitetsresurs i form av ett effektlager och bidra till att man utnyttjar elnätet mer effektivt. Detta skulle kunna vara en lösning till att hantera den ökande graden av intermittent energi och på så sätt bidra till frekvensreglering och att reducera störningar i nätet. Dessutom skulle VGI innebära att man kan skjuta upp eller undvika nätförstärkningar. Andra menade på att VGI även skulle kunna skapa samhällsekonomisk nytta och bidra till värde/vinster för både kund och elnät.

Några deltagare såg begränsade eller inga möjligheter med VGI idag. Argument var att kunder vill ha en fulltankad bil på morgonen och inte släppa ifrån sig laddning, om man inte får betalt.

En utmaning för VGI ansåg deltagarna vara att forma affärsmodeller, regelverk och styrmedel. De nämnde juridiska frågor som en utmaning och att det behövs ekonomiska samt pedagogiska incitament mot företag samt kund. Här togs även utmaningen kring ansvarsfördelning upp. Detta innebar osäkerheter såsom; Vilken roll får elnätbolaget? Vem ansvarar för att hålla och

säkerställa elkvalitén på den el som matas ut på nätet från bilarna? En deltagare belyste även dilemmat med hur långt ett bilbatteri ska få leverera ut i nätet, eller bara i fastigheten, och att en utmaning är att finna ett sådant gränssnitt. En annan deltagare lyfte frågan om vem som ska avgöra när uttag/inmatning ska ske.

En annan tydlig utmaning gäller teknik ansåg deltagarna. Några menade att utmaningen ligger i kommunikation (IoT) och datahantering. Andra menade på att en utmaning är att enas om en gemensam teknologi och få ett gränssnitt som fungerar med samtliga bilmärken.

Ytterligare en utmaning som togs upp var kundflexibilitet. Utmaningar här var ekonomiska och pedagogiska incitament mot kund samt att få tillstånd från kund. Man var orolig över kunders acceptans.

Den sista stora utmaningen med VGI som belystes var hur man ska kunna prognostisera aggregerad kapacitet. Idag är volymen laddbara bilar i Sverige förhållandevis liten och utan någon form av anmälningsplikt för inskaffande av en laddbox blir prognoser svåra att utföra.

Ett utförligare svar gällande utmaningar med VGI från enkäten som riktade sig mot andra aktörer inom laddinfrastruktur löd:

“Regelverk! Vi måste frikoppla elpriset. Stora elförbrukare har elavtal med svk, om de stänger en av sina stora förbrukare när svk ber om det får de ersättning för det. Istället för att man projicerar ner el kan svk välja att be stora förbrukare att använda mindre el och få pengar för det. vi kan hjälpa till med frek.reglering och borde få pengar från svk oberoende av elpris. Regelverket är inte moget, du får inte ta energi från bilar och sälja på elnätet. Det får du däremot om du har solceller. Behövs regelverk för att möjliggöra v2g.”

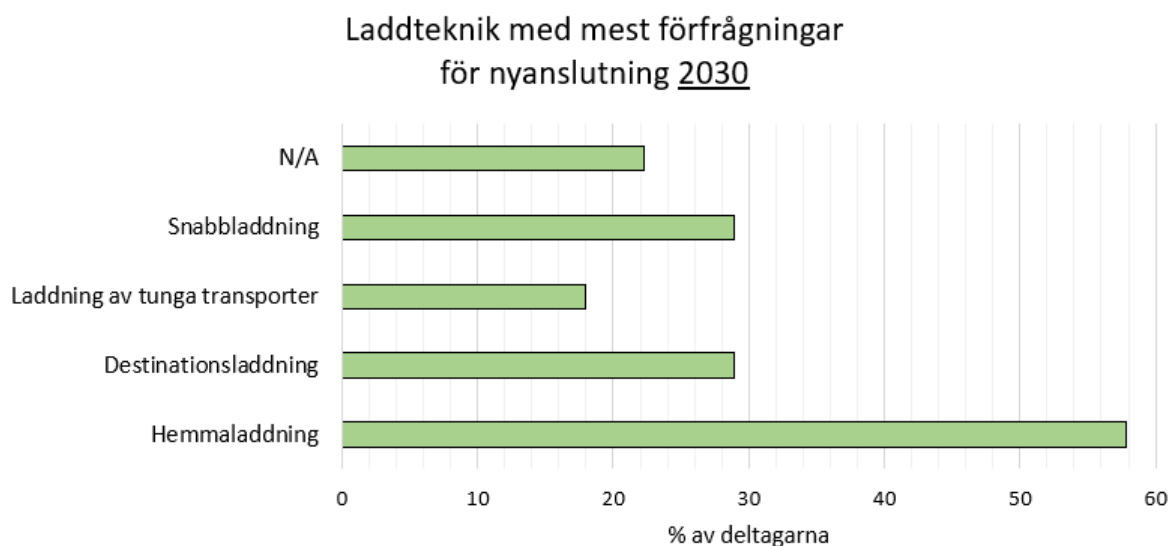
Vad gäller frågan om elnätbolagen har en handlingsplan för V2G svarade endast en av deltagarna ja. Motsvarande fråga i enkäten riktad till andra aktörer inom laddinfrastruktur visade att en av deltagarna har en handlingsplan för V2G.

5.1.4 Framtida utmaningar, planer och prognoser till år 2030

I detta avsnitt presenteras resultat som besvarade frågeställningar såsom:

- Vilken laddteknik är vanligast år 2030?
- Kan elnätbolagen ansluta den mängd laddinfra som de planerar till år 2030? Med avseende på elnätets nuvarande egenskaper.
- Vilka åtgärder förbereds till år 2030 för att motverka en kapacitetbrist i elnäten?
- Hur ser elnätbolagen på flexibilitetstjänster till år 2030?
- Hur stora är kostnaderna för dessa åtgärder?
- Hur kommer förvaltningen av laddinfra att se ut år 2030?

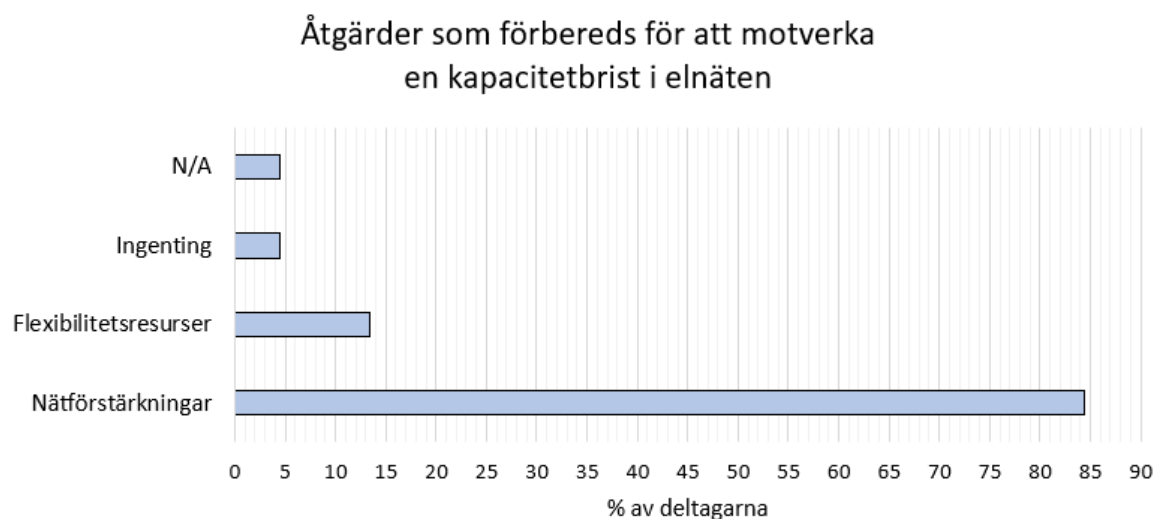
Resultatet för vilken laddteknik som troligen kommer att ha mest förfrågningar av nyanslutning år 2030 presenteras i figur 14. Deltagarna ansåg att hemmaladdning kommer vara den vanligaste laddtekniken. Att hemmaladdning kommer vara den främsta typen av laddning i framtiden finns det många indikationer på och det har svaren här även visat på.



Figur 14: Mest förekommande laddteknik 2030

Huruvida elnätbolagen förbereder eller inte förbereder att ansluta laddinfra till deras elnät till 2030 är en fråga som diskuterades i avsnitt 5.1.1. På frågan om de tror att denna mängd är möjlig att ansluta m.a.p. deras elnäts nuvarande egenskaper svarade ca 35% ja, medan 40% svarade nej och ca 25% inte visste.

Resultatet för vilka åtgärder elnätbolagen förbereder till år 2030 för att motverka en kapacitetbrist i deras elnät presenteras i figur 15. Tydligt var att majoriteten utför nätförstärkningar. Detta resultat är i enlighet med resultatet för vad elnätbolagen gör idag för att för att möjliggöra anslutning av laddinfra till deras elnät. Övriga kommentarer var att man utför scenarioanalyser och letar flaskhalsar och där förbereda förstärkningar av nätet. Ett elnätbolag svarade att man kollar på affärsmodeller, kundintegration, prismodeller och VGI. Av de deltagare som svarade "ingenting" på denna fråga, var det en som tidigare hade svarat att det inte var möjligt att ansluta den laddinfra som förbereds pga. deras elnäts nuvarande egenskaper.



Figur 15: Åtgärder som elnätbolagen förbereder för att motverka en kapacitetbrist i deras elnät år 2030

De flexibilitetsresurser som nämndes och som är representerade i figur 17 var batterilager (inkl. fordonsbatterier) samt en flexibilitetsmarknad och flexibilitet i elnätstaxan. Två deltagare svarade att de själva inte förbereder någon form av flexibilitetsresurs, men ändå planerar att nyttja sådana.

Kostnaderna för åtgärderna skiljde sig åt, beroende på elnätbolagets planer. Generellt kunde man se en större kostnad för att ansluta det uppskattade behovet av laddinfra år 2030 än kostnaden för den planerade laddinfra som ska anslutas till år 2030. Vidare kunde cirka 60% av de deltagande inte kunde besvara frågan eller svarade att man inte diskuterat frågan/inte räknat på det.

5.1.4.1 Förvaltning av laddinfra år 2030

En återkommande utmaning som resultatet visat på är hur förvaltningen av laddinfra kommer att se ut år 2030. En fråga i enkäten behandlade just denna utmaning och aktörernas roll i elsystemet. Några deltagare trodde inte på någon förändring till 2030, varav ett argument var att det var föga troligt att man kommer att göra skillnad på effektuttag orsakat av laddinfra eller av en annan maskin. Ett annat argument för detta var att regelverk inte kommer att ha ändrats speciellt mycket till dess. Andra har troligen svarat hur de tror det kommer att se ut eller hur de anser att det bör se ut.

Det var spridda skuror i hur elnätbolagen trodde att deras roll kommer att se ut. Några antog att elnätbolagen kommer att äga infrastrukturen, medan andra menade att ägarstrukturen kan komma att vara olika för olika sorters laddinfrastruktur, t ex publik laddning, hemmaladdning, laddning för tung trafik. Ett bolag svarade att de inte har en ambition att äga laddinfrastruktur i enlighet med "EU:s Ren energi för alla i Europa paketet". En deltagare trodde att nätbolagen kommer att ställa krav som förvaltaren måste uppfylla.

Ett antal deltagare trodde att de privata aktörerna kommer att ta ett mycket större ansvar och att elnätbolagens roll kommer vara mindre. Ett skäl som nämndes här var att elnätbolag är begränsade i vad som får/inte får göras såsom t ex att ett elnätbolag inte kan bedriva fri handel och konkurrera med olika typer av marknader. Andra menade att det kommer bli någon form av statlig styrning med offentliga aktörer.

Många deltagare ansåg att kundens roll kommer att spela in mer och att det kommer bli ett större kundansvar samt en större kundflexibilitet hos fastighetsägare samt att kunden kommer att äga och drifta sina egna anläggningar.

Två återkommande ord i svaren var aggregator och flexibilitetsmarknad. Ett elnätbolag ansåg att ett större energisystemtänk krävs till år 2030. Bolaget i fråga menade att man idag tar enstaka projekt när de kommer. Detta innebär att t ex projekt såsom en parkeringsplats med laddstolpar eller ett projekt för laddning för tung trafik hanteras separat idag. Deltagaren ansåg att man snarare bör ha ett större systemtänkt för hela transportsektorn m.a.p. laddinfrastruktur.

5.1.5 Kommunikation mellan elnätbolag och övriga aktörer inom laddinfrastruktur

I detta avsnitt presenteras resultat som besvarade frågeställningar såsom:

- Finns det projekt inom laddinfrastruktur som inte blivit av?
- Vad vara orsaken till att dessa inte blev av?
- Förmedlades orsakerna till varför projektet ej blev av?

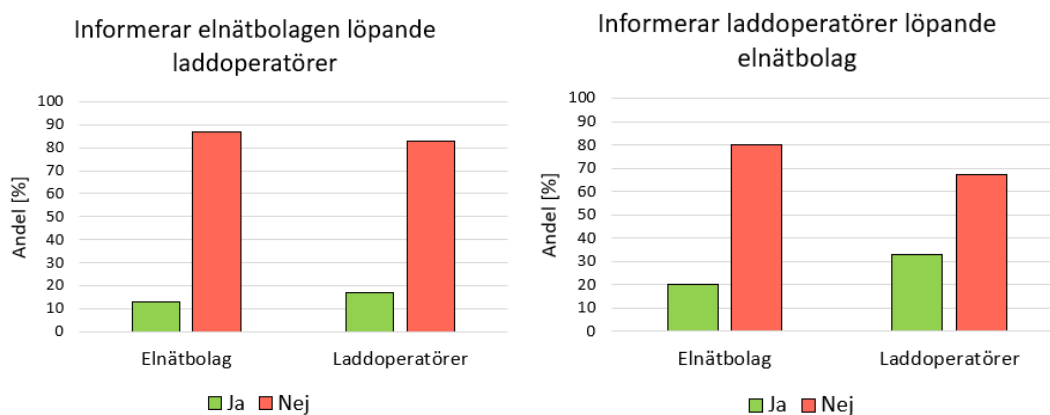
- Informerar elnätbolag och övriga aktörer inom laddinfrastruktur varandra om sina planer?

Av deltagarna var det ca 30% som någon gång meddelat villkor för anslutning av laddinfra som lett till att ett projekt inte genomförts/blivit dyrare än projektören beräknat. Majoriteten till de inställda projekten berodde på kapacitetsbrist i elnätet. Ett antal nämnde även en omedvetenhet hos kunde angående kostnader/pris. En nämnde även en allmän omedvetenhet hos kund; t ex att en kund velat ha orimligt många laddstolpar med en orimligt hög laddeffekt till en parkering.

Från enkäten som riktade sig till andra aktörer inom laddinfrastruktur angavs likande anledningar som lett till att projekt inte genomförts/blivit dyrare än förväntat.

Då ett projekt inte blivit av svarade majoriteten av deltagarna att deras elnätbolag alltid förmedlar orsakerna till beställaren. Färre elnätbolag förmedlar dock åtgärder till beställaren för att avhjälpa problematiken.

Frågorna “Informerar elnätbolagen löpande laddoperatörer om deras planer för nätförstärkning i olika befintliga/planerade anslutningspunkter i framtiden” och “Informerar laddoperatörer löpande elnätbolag om deras planer för utbyggnad av laddinfra” ställdes i enkäten för elnätbolag samt i enkäten för andra marknadsaktörer inom laddinfra. Resultatet presenteras i figur 16. Tydligt var att majoriteten svarade nej på båda frågorna. Från figuren att döma syns även att laddoperatörer oftare informerar elnätbolag om sina planer än tvärtom. Det syns även att laddoperatörer anser att kommunikationen i båda riktningarna är snäppet bättre än vad elnätbolagen anser.



Figur 16: Informerar elnätbolagen och laddoperatörer varandra om deras planer för nätförstärkning i olika befintliga/planerade anslutningspunkter i framtiden resp. deras planer för utbyggnad av laddinfra

6. Metod - Case

6.1 Case

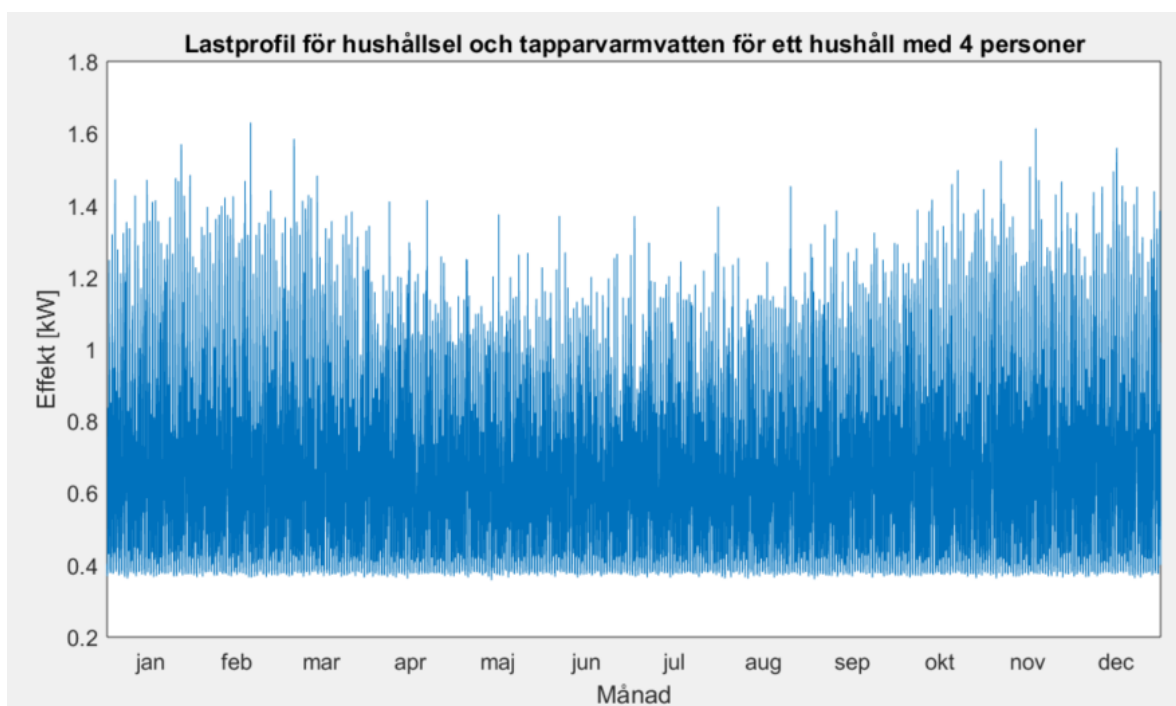
Tidigare arbeten/studier (se avsnitt 2.8) har visat på att det många gånger är lokala förhållanden som avgör om och hur mycket elbilar ett lokalnät klarar av. Därför skapades en modell i MATLAB av ett generiskt svenskt samhälle som genererade en lastprofil. Den enda föränderliga parametern var andel elbilar i samhället mellan år 2019-2030. Tidigare studier visade även på otillförlitligheten för Velanders metod, varvid en jämförelse mellan beräknad och simulerad topp effekt har utförts. Nedan följer en genomgång av modellens uppbyggnad samt vilka antaganden som gjorts och vilka externa modeller som använts vid dess skapande.

6.2 Externa modeller som använts vid simulering

I den modell som byggts för att ta fram den aggregerade lastprofilen för det simulerade samhället har två stycken externa modeller tillämpats. En modell för hushållsel och tappvarmvatten av J. Widén och en för elbilsaddning av Grahn et al.. Båda dessa modeller har tillämpats direkt i den aggregerade modellen utan omskrivningar och presenteras i detta avsnitt. En egen profil för eluppvärmning av hushållen skapades senare och adderades till de två externa modellerna. För att simulera eluppvärmningen av hushållen samt hur denna fördelades under ett år användes informationen inhämtad från stycke 3.2.

6.2.1 Hushållsel och tappvarmvatten

J. Widén vid Uppsala Universitet har skapat en modell för lastprofilmodellering för lägenheter och småhus. Denna modell genererar en lastprofil för användningen av hushållsel och tappvarmvatten. För den delen av modellen som modellerar småhus simuleras dessa parametrar för fristående hus med 1-7 personer boende i huset. Modellen genererar en lastprofil med minutupplöst data för ett år för slumpad hushållsstorlek, se figur 17 (Widén 2010).



Figur 17: Lastprofil för hushållsel och tappvarmvatten för ett hushåll med 4 personer under ett år. Genererad från modell av J. Widén vid Uppsala Universitet.

Inparametrar

Input i modellen är bland annat dagsljusdata samt kyl- och frysprofiler. Medan de parametrar som används för hushållets aktivitetsmönster är s.k. *Markov Chain Transition Probabilities*¹, vidare kallade Markov-kedjor. Dessa Markov-kedjor används för att skapa en modell för ett hushålls aktivitetsvanor. De aktiviteter som inkluderas i kedjorna är:

1. Ej hemma
2. Sover
3. Lagar mat
4. Tvättar
5. Diskar
6. TV
7. Dator
8. Audio
9. Övrigt användning

Vilka samtliga används för att skapa en modell för hushållets aktivitetsvanor (Widén 2010).

Antaganden och förenklingar

Modellen tar hänsyn till att apparater kan vara på utan att de aktivt används av hushållet. Kyl- och frysapparater antas vara oförändrade över tid då dess variation är så pass liten att den anses vara försumbar. För att simulera hur belysningen ändras baseras denna parameter på närvaron i hushållet men även i kombination med dagsljusdatan som är indata i modellen. Aktivitet 3, matlagning, antas ha en konstant effektförbrukning under den tid aktiviteten inträffar. Aktivitet 4 och 5, tvätt och disk, antas ha en effektförbrukning som startar efter den aktiva användningen av apparaten, med andra ord startar maskinen efter det att den aktiva användningen av den avslutas. Aktivitet 6, 7 och 8 antas ha en konstant effektförbrukning under nyttjandet och att de befinner sig i stand-by då en aktivitet ej inträffar, då med konstant, fast lägre, effektförbrukning. Aktivitet 9, övrig användning, genererar en konstant effekt per person i hushållet vilken fastställs genom skillnaden mellan den totala simulerade förbrukningen för de olika aktiviteterna och den önskade totala förbrukningen. Denna aktivitet blir större när modellen ställs in att simulera fristående hus än lägenheter. Modellen tar hänsyn till veckodagar samt helgdagar, men inte storhelger, röda dagar och semester. (Widén 2010).

Validering av modellen

Modellen har validerats mot data för hushållsel från 2007 och bakåt i tiden (Widén 2010).

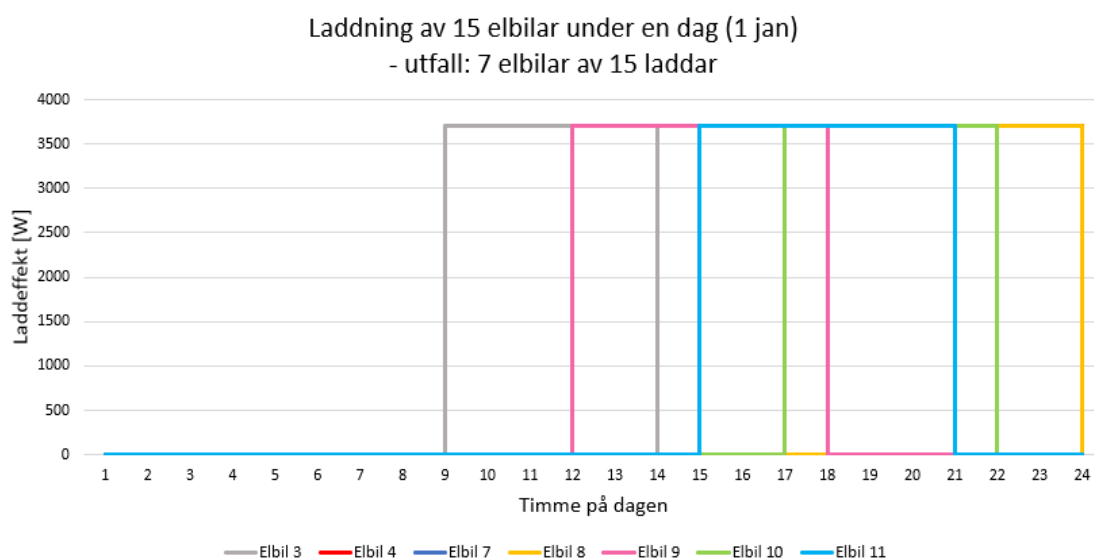
Tillägg 2018 till modell

Modellen uppdaterades 2018 då tapparvarmvatten adderades till modellen. Aktiviteterna dusch och bad användes för att konvertera effektförbrukningen för tapparvarmvattnet. En konstant flödeshastighet antogs under specifika tidsperioder beroende av aktivitetsmönster (Widén 2018).

¹ Ett matematiskt verktyg som används i stokastiska processer. Förenklar utfallet av den stokastiska processen sådant att den låter framtiden vara oberoende av redan inträffade utfall.

6.2.2 Elbilsladdning

Baserad på ovan modell som J. Widén tagit fram har en liknande modell byggd av Grahn et al. för laddbara fordon utvecklats. Modellen baserar sig också på Markov-kedjor för att stokastiskt simulera hur laddbara fordon laddar. Modellen har simulerats utifrån laddhybrider (PHEV - *plug in hybrid electric vehicles*). Aktiviteterna som bilen befinner sig i under simulering är antingen “borta” eller “hemma”. Utdata från modellen blir lastprofiler för ett valt antal bilar representerat av minutupplöst data, under ett år, i enheten watt (Grahn et al. 2013). Figur 18 illustrerar ett exempel för elbilsladdning med 15 elbilar under ett dygn. Som kan ses laddar inte alla elbilar samtidigt, utan endast 7 av dessa 15 elbilar laddar detta dygn. Vid val av fler antal elbilar, blir tendensen densamma.



Figur 18: Elbilsladdning för 15 elbilar under ett dygn (1 jan). Utfallet blev att endast 7 av 15 elbilar laddar denna dag. Genererad från modell med Markov-kedjor för att stokastiskt simulera hur laddbara fordon laddar av Grahn et.al. vid Uppsala Universitet.

Inparametrar

De inställbara parametrar som modellen opererar utifrån är:

- SOC, state of charge
- DoD, dept of charge
- v, medelhastighet
- Genomsnittlig distans/dag
- Energiförbrukning per km
- Effekt på laddning
- Batteristorlek
- Årlig körsträcka

I detta arbete har fordonets batterikapacitet varit 20 kWh, den genomsnittliga hastigheten 46 km/h, en körd medeldistans på 37 km/dag och varierande konsumtion på 0,12-0,2 kWh/km. Laddningseffekten har varit på 3,7 kW (Grahn et al. 2013).

Antaganden och förenklingar

När elbilen befinner sig i tillståndet “borta” antas den tiden motsvara elbilens konsumtion av energi. Om elbilen befinner sig i tillståndet “borta” såpass lång tid att batteriet laddas ur antas det, då bilarna är PHEV:s, att bilen kör på annat bränsle eller att bilen pausat sin resa. När fordonet befinner sig i tillståndet “hemma” antas det ladda om batteriet inte är fulladdat (Grahns et al. 2013).

Validering av modellen

Utdata från modellen vilket är lastprofiler på vald upplösning, dvs. minuter eller timmar, har validerats mot högupplöst konsumtionsdata för laddbara fordon och elbilar (Grahns et al. 2013).

6.3 Modell av samhället

Storlek

Storleken på antalet hushåll som modellen avsåg simulera beräknades till 121st. Detta då ett typiskt samhälle inom kategorin tätort består av 350 personer (SCB [3] 2015). Snittinvånarantalet i ett hushåll antas vara 2,9 personer baserat på dataset använda vid validering av J. Widéns modell (Widén 2010).

Indata och antaganden

De lastprofiler som utgör indata för modellen är:

- Lastprofiler för hushållsel och tappvarmvatten genererade av J. Widéns modell
- Lastprofiler för elbilsaddning genererade av Grahns et al. modell
- Egenframtaga lastprofiler för elvärme baserat på E. Dahlberg rapport gällande andelen energi till värme samt dess fördelning under året (se avsnitt 3.2 om standardhuset)

De antaganden som görs under tidsperioden (2019-2030) som modellen avser att simulera är följande:

- I samhället antas det inte ske en befolkningsökning
- Antalet hushåll antas vara konstant
- Elanvändningen för hushållsel, tappvarmvatten och elvärme antas vara densamma under samtliga simulerade år
- Inga effektkonkurrenter dvs. industrier m.fl. kommer etablera sig i samhället
- Andelen elbilar i samhället kommer att öka för varje år från år 2019-2030 enligt Power Cycles prognoser för Sverige. Denna andel har projicerats ner från nationell nivå till det simulerade samhället
- För ett hushåll utan elbil antas lastprofilen utgöras av bidrag från endast hushållsel, tappvarmvatten och elvärme

Körning av modell

Vid körning av modellen skapades först en slumpning av hur fördelningen av antalet hushåll med en till sju personer såg ut. Hushållstyperna representerades sedan av ett faktorvärde fortsatt

genom simuleringen. Detta värde innehöll information om hur många av en viss hushållstyp som slumpats fram, exempelvis 27st hushåll med tre personer.

För att sedan addera en värmeprofil till vardera hushåll, beräknades hushållets elenergianvändning under det simulerade året. Därefter adderades ett värmepåslag per månad enligt avsnitt 3.2 tabell 1. Detta utfördes för samtliga av de 121 hushållen.

Lastprofiler för elbilsladdning under perioden 2019-2030 hanterades separat i modellen.

Utdata blev en aggregerad lastprofil för ett samhälle med 121 hushåll med en ökande andel elbilar för perioden 2019-2030.

6.3.1 Validering av modell

För att validera modellen för samhället då elvärme adderats enligt avsnitt 3.2 behövdes verklig data för småhus med eluppvärmning. Från Telge Nät erhöles anonym data för energiförbrukning på timnivå för ca 600 s.k. småhus med elvärme, varav ca 200 småhus per säkringskategori 16A, 20A samt 25A. Småhusen valdes ut med avseende på medelårsförbrukning av Telge Nät. Data för energiförbrukningen representerade år 2013, vilket valdes då detta var det år som identifierades med minst förekommande avvikelse från årsmedeltemperaturen. Detta i kombination med få lokala värmeböljor och köldknäppar under perioden 2010-2018 (SMHI, u.å).

Valideringen avsåg att ge stöd för hur elvärmen modellerades enligt två punkter. Dels att elvärmen generellt står för 59% av den totala energiförbrukningen i ett småhus. Dels att fördelningen av elvärme under året kunde generaliseras enligt tabell 1 "Procentuell värmefördelning för standarssmåhuset" i avsnitt 3.2.

Data från Telge Nät som användes för valideringen var för de småhus med 16A säkring, då de simulerade småhusen hade en årlig elförbrukning på ca 6 000 - 20 000 kWh samt ett maximalt effektuttag på ca 1-7 kW, vilket enligt figur 7 "Val av huvudsäkring" i avsnitt 3.1 påvisade att en 16A säkring var rimlig att anta för alla sju olika hushållstyper; 1-7personhushåll (P1-7).

De sju simulerade hushållstypernas energiförbrukning jämfördes pga. ovanstående med ca 200 småhus med elvärme och en 16A-säkring.

Respektive av de sju hushållstyperna (P1-7) validerades även enskilt. Respektive hushållstyp jämfördes mot tre av Telge Näts småhus med liknande energiförbrukning. Ett medel för de tre Telge-småhusen beräknades för att se hur dessa tre urval förhöll sig till detta medel samt varandra.

Senare jämfördes även det simulerade samhället på 121 hushåll med ett samhälle på 121 hushåll uppbyggt med hjälp av Telge Näts data. Här användes medelförbrukningen för tre faktiska småhus per hushållstyp (P1-7), som presenterades i stycket ovan.

6.3.2 Elbilsprofil (2019-2030)

I tabell 4 ses hur utvecklingen av antalet fordon i trafik kan se ut mellan 2019-2030. I snitt ökar antalet bilar med 195 000 bilar/år sett till de senaste 13 åren men som kan ses i tabell 4 stannar utvecklingen av kring 2026 (Kulin [2] 2019). Anledningen till detta är osäkerheter, däribland förväntade marknadsandelar, som påverkar hur framskrivningen kan utföras.

Tabell 4: Antal miljoner fordon i trafik i Sverige år 2019-2030

År	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Antal bilar [Milj.]	4,8	5,0	5,2	5,3	5,5	5,6	5,8	5,9	6,1	6,1	6,1	6,1

Antal bilar per person i Sverige beräknas enligt statistik från Regionfakta vara 0,5 bilar per capita (Regionfakta u.å). Mellan år 2010 och 2030 prognostiseras en ökning på 12% av antalet bilar/capita (Trafikverket 2014).

För att ta fram en elbilsprofil för år 2019-2030 beräknades andelen laddbara fordon (BEV & PHEV) av antal personbilar i trafik i Sverige för varje år. Denna andel applicerades sedan på antal bilar i det simulerade samhället genom att projicera ner det nationella antagandet till det studerade samhället.

Antal personer i samhället antogs vara konstant från år 2019 t.o.m. år 2030. År 2019 antogs 0,5 bilar per person i samhället. Däremot antogs en ökning av antal bilar per person på 6% mellan år 2019-2030. Detta då det, som nämnts, prognostiserats en ökning på 12% av antalet bilar/capita mellan år 2010-2030, varav ca halva tiden gått år 2019. Från år 2019 till år 2030 antogs en linjär ökning, då studier på hur denna förändring kan te sig i framtiden är svår att förutspå.

De laddbara fordon (BEV & PHEV) som applicerats i den simulerade modellen kommer härmed att benämnas som "elbilar". Antalet vanliga bilar och andelen elbilar utifrån ovan antaganden presenterat i resultatet avsnitt 7.2.

6.3.3 Förändring under perioden 2019-2030

För att studera förändringen av lastprofilen som elbilsladdningen bidragit till, utfördes tre studier. Den första var en jämförelse mellan ökningen av elenergiförbrukning och ökningen av toppeffekt under perioden 2019-2030. Den andra studien var en jämförelse mellan en beräknad toppeffekt och en simulerad toppeffekt i samhället. Där den beräknade toppeffekten erhöles med hjälp av Velanders metod utifrån elenergiförbrukningen från år 2019. Den simulerade toppeffekten för varje år under perioden 2019-2030 erhöles från modellen. Den tredje studien var en jämförelse mellan simulerad toppeffekt på tim- och minutupplösning.

6.3.4 Samhället år 2030

Vidare studerades år 2030 mer ingående för att se hur elbilsladdningen påverkat lastprofilen och om en överlast på transformatorn uppstått. Detta genom att den simulerade toppeffekten år 2030 jämfördes med den simulerade toppeffekten från år 2019 samt med den beräknade Velanders-toppeffekten.

Därefter var målet att studera ett s.k. worst case år 2030 genom att ändra antalet elbilar som laddar samtidigt och tiden för elbilsladdning. En jämförelse mellan lastprofilen för elbilsladdning och lastprofilen för övrig elenergiförbrukning utfördes. Detta för att identifiera hur dessa två lastprofiler korrelerar och förstärker varandra under en medeldag under året. Målet var att se under vilka timmar på dagen då elbilsladdning skulle vara kritisk.

Profilen för elbilsladdning för alla elbilar som existerade i samhället år 2030 studerades närmare. Detta för att se hur många elbilar som laddade samtidigt under en medeldag på året och vilket maximalt antal elbilar som laddade samtidigt under en timme på året.

Därefter skapades en ny lastprofil för elbilsladdningen av alla elbilar. Elbilsladdningen koncentrerades till 7 timmar under dagen. Först applicerades denna nya lastprofil på de 7 timmar då elbilarna mest sannolikt laddar. Därefter flyttades lasten i tid för att senare se vilken påverkan detta kunde ha på samhällets totala lastprofil.

Den nya lastprofilen för elbilsladdning applicerades på samma tidsspann varje dag under hela året, vilket i verkligheten ytterst osannolikt skulle ske. Skälet till att det ändå gjordes var för att se hur effekttopparna i den nya extrema lastprofilen för elbilsladdning korrelerar med och förstärker effekttopparna för den övriga förbrukningen. Detta för att se hur transformatorn potentiellt skulle ta skada.

En transformator bör, som nämnts i avsnitt 3.4, inte överbelastas allt för mycket under en längre tid. Detta analyserades genom att se den beräknade samt den simulerade toppeffekten från 2019 som en "märkeffekt". Därefter studerades 30 minuter långa effekttoppar under året som låg mellan 100-200% av "märkeffekten".

Ovanstående utfördes för alla elbilar i samhället med den nya lastprofilen för elbilsladdning. Att alla elbilar i samhället laddar samtidigt alla dagar under året är osannolikt. Därför utfördes samma analys med den nya lastprofilen för elbilsladdning för medel och maximala antalet elbilar som laddade samtidigt år 2030. Dessa scenarier är inte lika extrema och stämmer troligen mer överens med hur det skulle kunna se ut i verkligheten.

6.4 Känslighetsanalys

En känslighetsanalys utfördes för att se hur toppeffekten och transformatorbelastningen påverkades av en ökad andel elbilar samt under vilka tidpunkter laddningen inträffar i s.k. *worst case*-scenarier. Dessa scenarier undersöktes för olika antal elbilar vars laddning inträffade samtidigt. Denna del av känslighetsanalysen utfördes som en del av arbetets huvudresultat och återfinns således i denna del.

Vidare har även känslighetsanalyser utförts med avseende på toppeffekten och hur den påverkas av en annorlunda komposition av antal invånare i de simulerade 121 hushållen. Hur toppeffekten påverkades av ändrad andel av den totala mängden tillförd energi som gick till uppvärmning undersöktes också. Dessa två analyser står att finnas i slutet på resultatdelen av rapporten i avsnitt 6.5.

6.5 Avgränsningar

Bidragen till samhällets totala lastprofil avgränsades till att enbart bestå av olika andelar hushållsel, tappvarmvatten, elbilar och elvärme. Samhällets lastprofil med avseende på hushållsel, tappvarmvatten och värme antogs vara oförändrad under den simulerade perioden 2019-2030. Den enda föränderliga parametern i modellen var antalet elbilar. Elbilsladdningen som togs i beaktande utfördes uteslutande i hemmet dvs. hemmaladdning. Modellen för elbilsladdning skapad av Grahn et al. bygger på att fordonen är laddhybrider (PHEVs). Den genomsnittliga sträcka som bilarna kör är inom ramen för tiden en bil kan drivas av el. Därför antogs de bilar som simulerades med denna studies modell helt vara elbilar då liten skillnad i laddningseffekt och tid uppstod. Alla simulerade fordon antogs ha samma egenskaper vad

gäller batterikapacitet samt elenergiförbrukning. Potentiella nätförluster vid transmission mellan transformator och hushåll försumrades.

7. Resultat och diskussion - Case

I denna del presenteras resultat och diskussion kring simuleringarna för det fiktiva samhället där andelen elbilar ökar enligt prognoser för perioden 2019-2030.

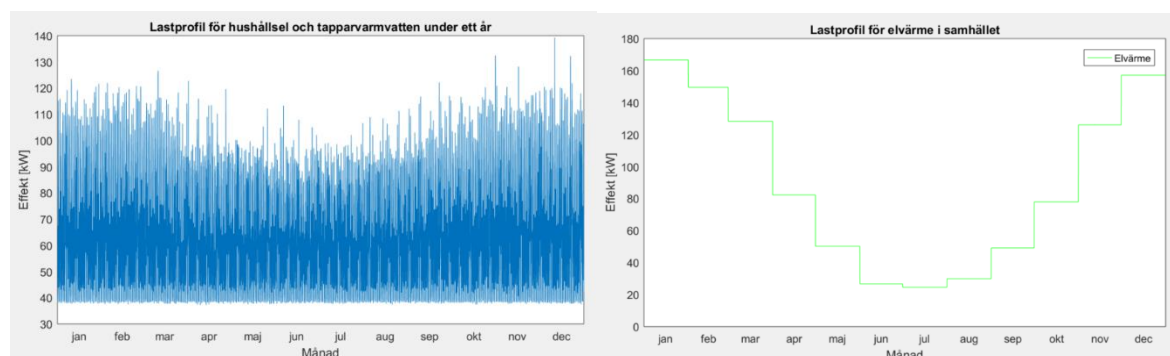
7.1 Grundsamhället år 2019

Innan det kunde analyseras hur en ökad andel elbilar i samhället skulle påverka transformatorn, byggdes samhället upp enligt nedan konstruktion. Konfigurationen av hushållstyper vid körning av modell blev enligt tabell 5, då val av 121 hushåll valdes:

Tabell 5: Simuleringsresultat av grundsamhällets sammansättning

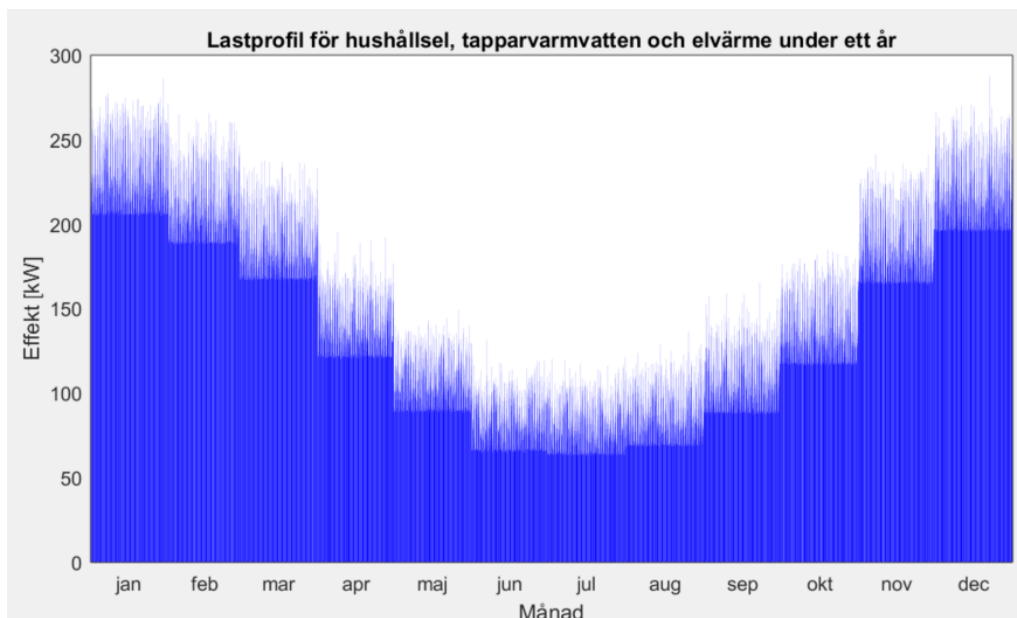
Antal personer per hushåll	Fördelning
1	8
2	42
3	24
4	26
5	7
6	1
7	1
Totalt antal hushåll:	121

Den lastprofil som genererades med avseende på hushållsel och tappvarmvatten genom iteration av J. Widéns modell kan ses i figur 19. Lastprofilen för elvärme som senare adderades på lastprofilen för hushållsel och tappvarmvatten illustreras även i figur 19. Elvärmeprofilens "kantighet" förklaras av de antaganden som skapar värmeprofilen är satta på månadsbasis enl. de resultat som användes från avsnitt 3.2.



Figur 19: Lastprofil för hushållsel och tappvarmvatten till vänster och lastprofil för elvärme till höger

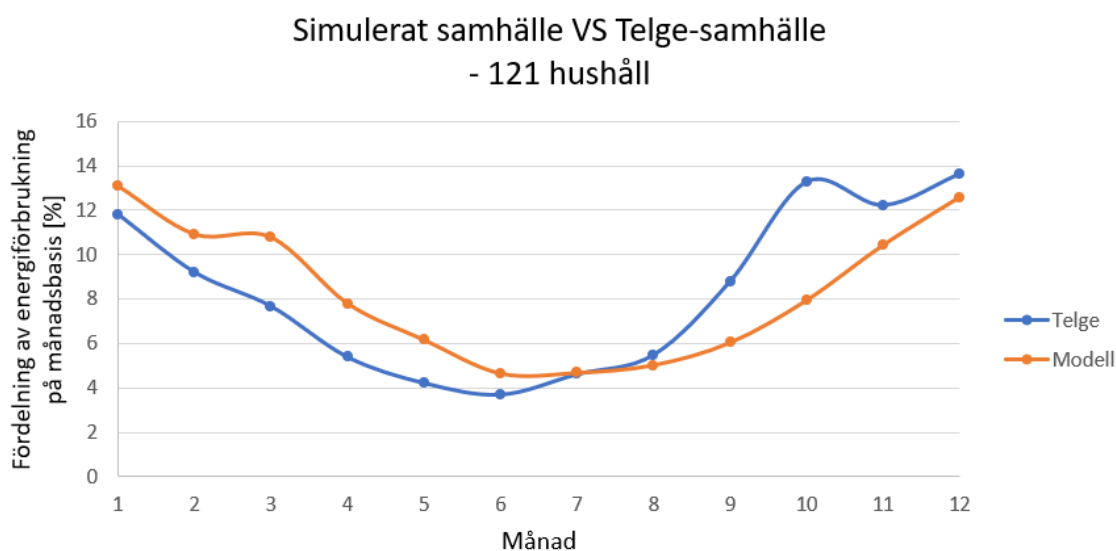
Bidragen från hushållsel, tappvarmvatten och elvärme adderades varvid den nya lastprofilen erhöles och presenteras i figur 20. Denna lastprofil hölls konstant för alla år. Den enda föränderliga parametern var andel elbilar.



Figur 20: Lastprofil för samhälle då elvärme adderats

7.1.1 Validering av grundsamhälle utan elbilar

Validering av denna modell av ett generellt samhälle med elvärme i Sverige utfördes med hjälp av data från Telge Nät för elenergiförbrukning för ca 200 småhus med elvärme. Denna validering finns i bilaga C "Validering av samhället med elvärme mot verklig data från Telge Nät". Resultatet från denna validering visade att det simulerade samhället kunde representera ett generellt samhälle i Sverige, där extrema hushållstyper med ovanligt hög/låg energiförbrukning inte inkluderades. Skillnad i hur modellens lastprofil förhåller sig mot hur ett samhälle uppbyggt av småhus i Södertälje förhåller sig under ett år är presenterat i figur 21. Orsaken till att data för validering inhämtades från Södertälje var att det var denna som fanns att tillgå under arbetets gång. I figur 21 syns energiförbrukningen per månad i procent av den totala energiförbrukningen under året för modellen resp. för "Telge-samhället".



Figur 21: Fördelningen av energiförbrukningen per månad i procent av den totala energiförbrukningen under året för det simulerade samhället samt samhället uppbyggt med hjälp av Telge Nätts data.

Skillnaderna mellan lastprofilerna var små och berodde troligen på att modellens fördelning av elvärme under ett år baserades på klimat i Sundsvall och Telge Näts data representerade småhus i Södertälje. Dessutom baserades modellens fördelning av elvärme under året på ett normalkorrigerat år, medan Telge Näts data representerade år 2013. Största skillnaden mellan lastprofilen för modellens samhälle och "Telge-samhället" var huruvida det var en kall/varm vår/höst, vilket troligen berodde på vilket år/geografiskt område som datan härstammade ifrån.

7.2 Antal elbilar i samhället år 2019-2030

Tabell 6 visar andelen laddbara personbilar (BEV & PHEV) av antal bilar i trafik i Sverige för varje år 2019-2030. Tabell 7 och 8 visar antalet vanliga bilar resp. Antalet elbilar i det simulerade samhället mellan år 2019-2030.

Tabell 6: Andel laddbara personbilar av antal bilar i trafik år 2019-2030

År	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Andel laddbara fordon [%]	2	3	5	7	10	14	18	23	27	32	37	42

Tabell 7: Antal vanliga bilar i samhället år 2019-2030

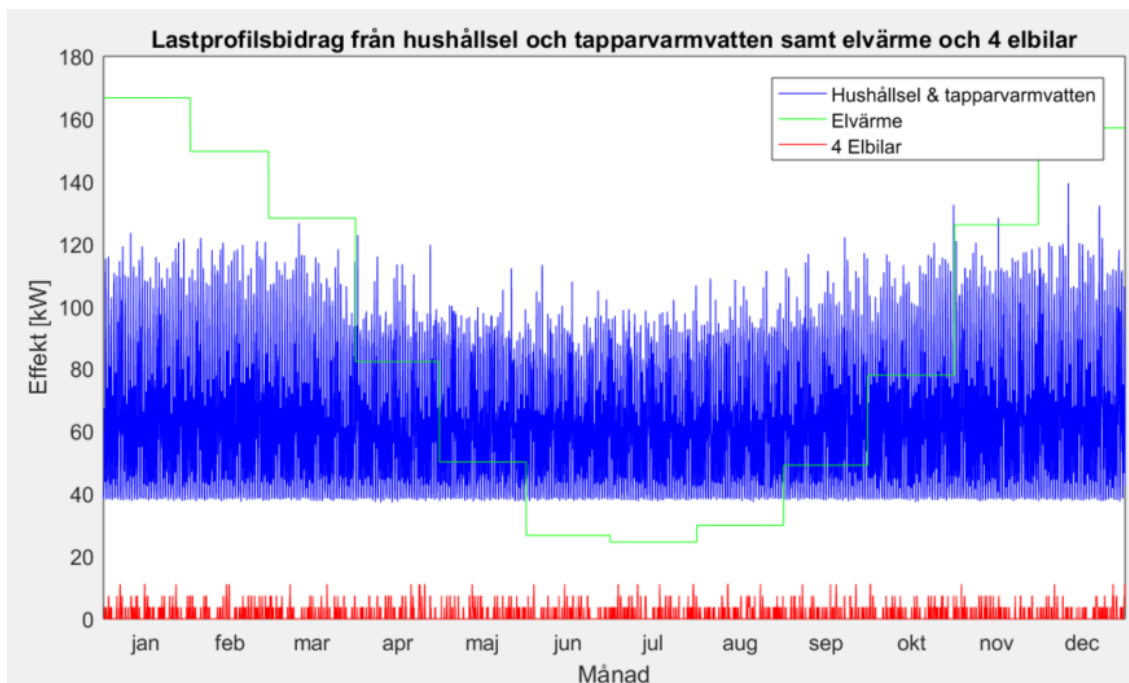
År	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Antal vanliga bilar	158	159	160	161	161	162	163	164	165	166	167	168

Tabell 8: Antal elbilar i det simulerade samhället år 2019-2030

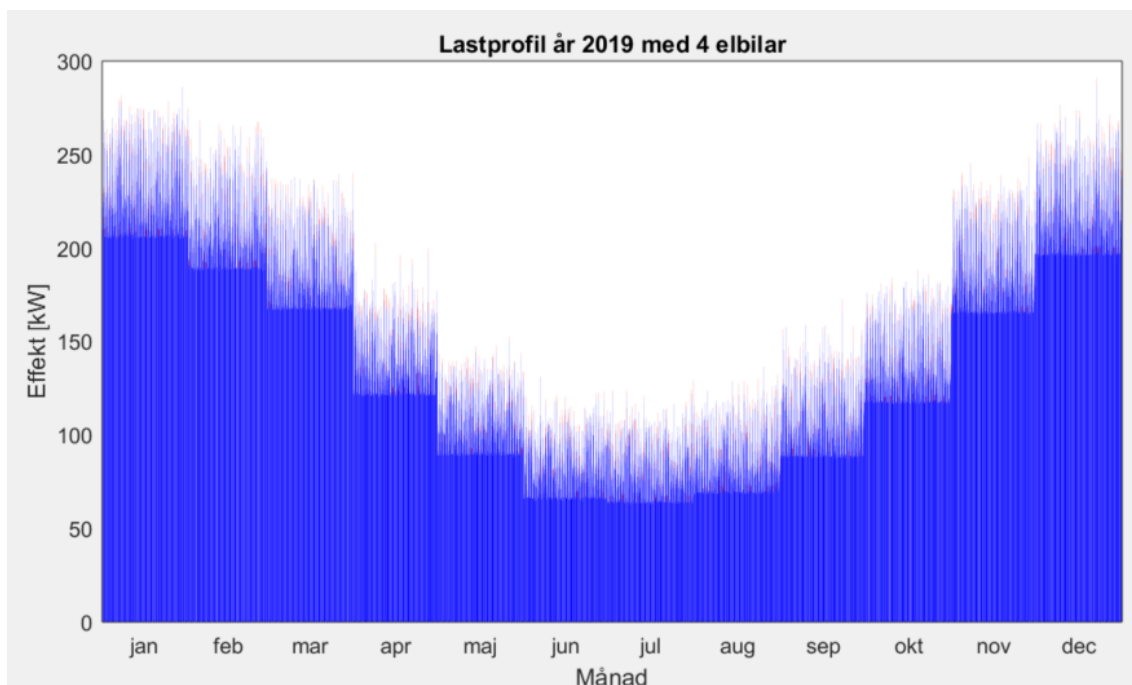
År	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Antal elbilar	4	5	8	12	16	22	29	37	45	53	62	70

7.2.2 Grundsamhälle år 2019 med 4 elbilar

I det simulerade samhället år 2019 fanns det fyra elbilar. Bidragen från respektive lastprofil presenteras i figur 22. Den aggregerade profilen presenteras i figur 23.



Figur 22: Bidrag från hushållsel och tappvarmvatten, elvärme och elbilar



Figur 23: Aggregerad lastprofil för grundsamhälle år 2019 med hushållsel, tappvarmvatten , elvärme och 4 elbilar

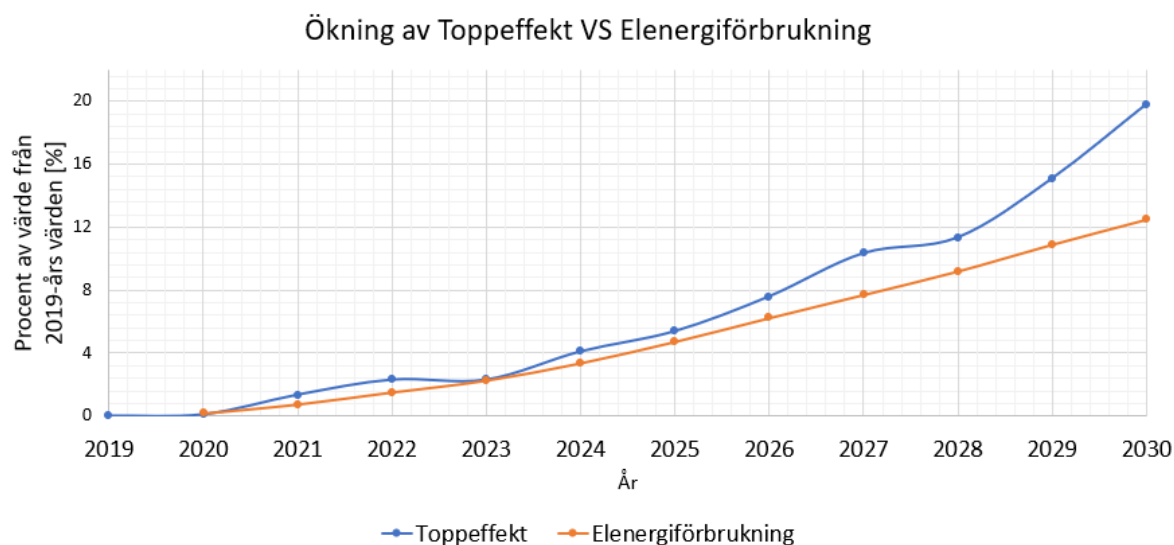
7.3 Förändring mellan år 2019-2030

Förändring av toppeffekt samt energiförbrukning mellan åren 2019-2030 presenteras i tabell 9.

Tabell 9: Simulerad toppeffekt och energiförbrukning för samhället åren 2019-2030

År	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Toppeffekt [kW]	296	297	300	303	303	309	312	319	327	330	341	355
Elenergi-förbrukning [MWh]	13,2	13,2	13,3	13,4	13,5	13,6	13,8	14,0	14,2	14,4	14,6	14,8

En illustration av hur den simulerade toppeffekten resp. energiförbrukningen förändras mellan åren med avseende på 2019 års värden illustreras i figur 24. Från figur 24 är det tydligt att toppeffektens ökning ökar snabbare än energiförbrukningens ökning. Parametern bakom detta är den enda parametern som ändras i modellen, nämligen entalet elbilar. Elbilarnas bidrag till toppeffekten kan alltså anses vara av större betydelse än dess bidrag till energiförbrukningen i samhället.

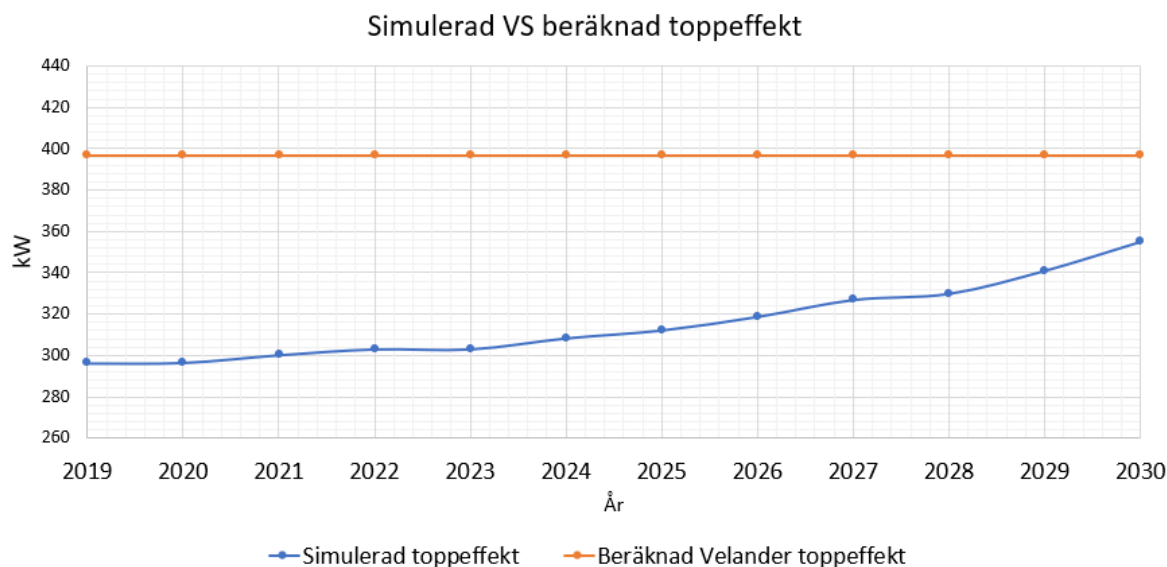


Figur 24: Procentuella ökningen av toppeffekten resp. Energiförbrukningen m.a.p. 2019 års värden för åren 2019-2030

Mellan år 2022 och år 2023 skedde ingen ökning av toppeffekten. År 2023 fanns det 4 fler elbilar än år 2022. Denna ökning ger endast utslag på toppeffekten om deras laddning läggs under samma tidpunkt som de befintliga elbilarnas laddning som redan existerade år 2022. Att en ökning i toppeffekt inte skedde mellan dessa år är rimligt även i verkligheten. Förklaring är att tidpunkten för laddning för en enskild elbil är baserat på Grahns et.al modell. Att kurvan för toppeffekt i figur 25 inte är slät beror vidare på denna förklaring.

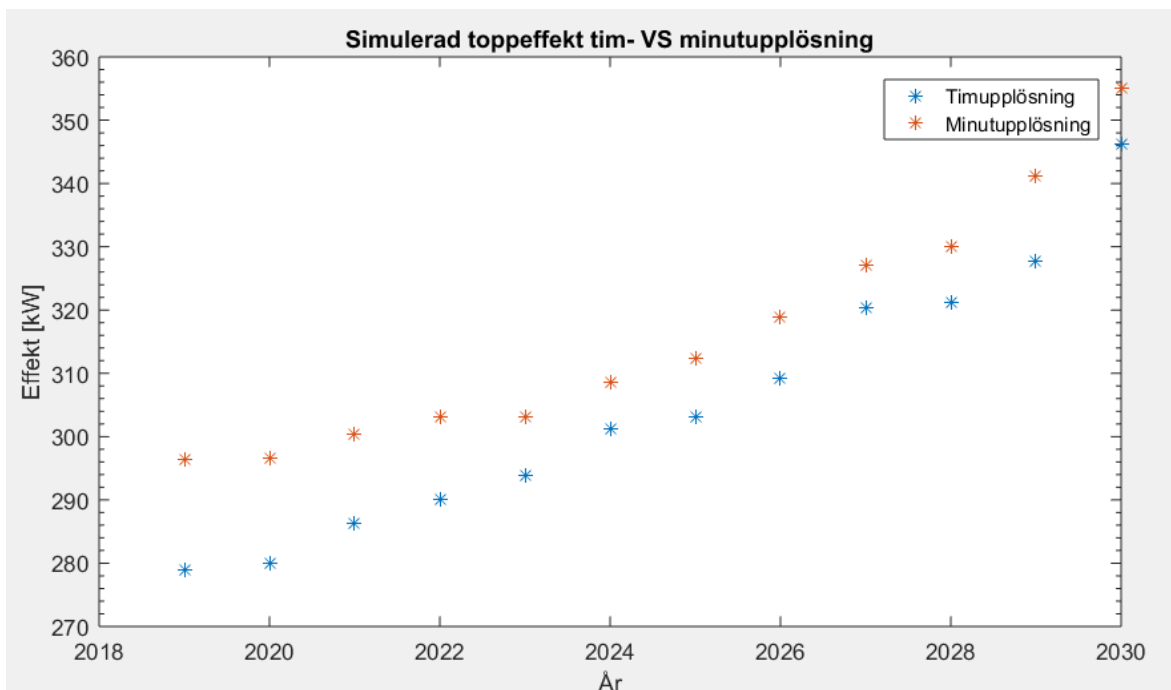
Som nämnts tidigare, dimensioneras idag transformatorer delvis baserat på toppeffekten uträknad m.h.a. Velanders metod. Toppeffekten baseras i denna metod på energiförbrukningen. Ett alternativ vore att dimensionera transformatorn m.h.a. simulerad mätdata, vilket den framtagna modellen i detta arbete skulle kunna motsvara. Därför utfördes en jämförelse mellan toppeffekten beräknad med Velanders metod och den uppmätta simulerade toppeffekten för varje år. Den, m.h.a. Velanders metod, beräknade toppeffekten utifrån 2019-års

energiförbrukning blev 397kW. Hur den simulerade toppeffekten förhåller sig till och närmar sig den beräknade toppeffekten illustreras i figur 25. Att Velanders-toppeffekten presenteras som samma värde alla år är pga. att den baseras på elenergiförbrukningen från år 2019. Den används för att dimensionera transformatorn år 2019 och förändras inte därefter.



Figur 2523: Den beräknade och simulerade toppeffekten i förhållande till varandra

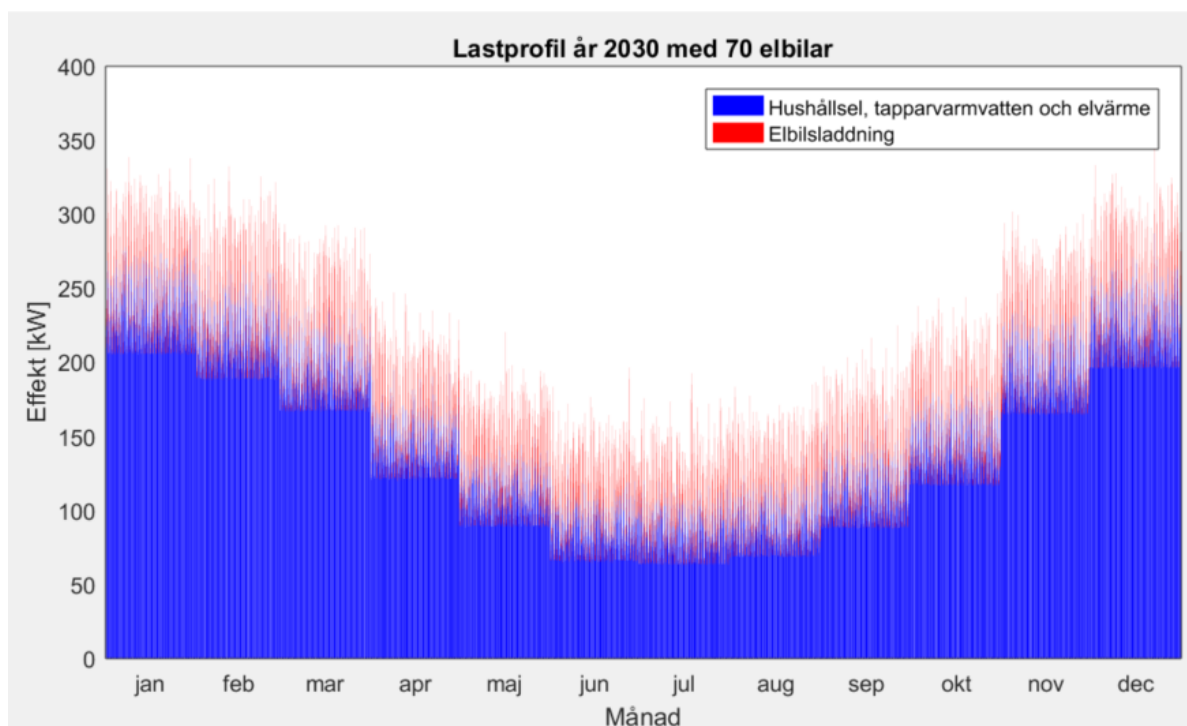
Som nämnts tidigare, planerar vissa elnätbolag att gå över från Velanders metod till att använda mätdata på timnivå för att utföra dimensioneringar av elnätet. Denna studie har dock behandlat data på minutnivå. Därför utfördes en analys för att jämföra minutdata mot timdata, för att se vilka skillnader som erhöles med avseende på toppeffekt. Genom att beräkna medelvärdet per 60 tidssteg för de minutupplösta värdena erhöles en motsvarande timprofil för vardera år. Skillnaden i simulerad toppeffekt vid användningen på minut- respektive timnivå presenteras i figur 26. Tydligt från figur 26 är att värden på minutnivå är högre än de på timnivå. Detta just för att timvärdena är medelvärden av minutvärdena. Samma tendens skulle gälla vid en jämförelse mellan minutdata och sekunddata. Den största skillnaden i toppeffekt uppmäts till 17,4kW och inträffar under 2019. Omvänt är den minsta skillnaden 6,7kW och inträffar 2027.



Figur 26: Skillnad mellan toppeffekt för tim- och minutupplösning

7.4 Samhället år 2030

I detta avsnitt kommer resultat från år 2030 att presenteras vidare. År 2030 var det som tidigare nämnts 70 elbilar av totalt 168 bilar i samhället. Figur 27 visar lastprofilen för samhället år 2030. Jämfört med tillägget för elbilsaddning i figur 23 för år 2019 med 4 elbilar, så utgör tillägget för elbilsaddningen år 2030 en större del av den totala lastprofilen.

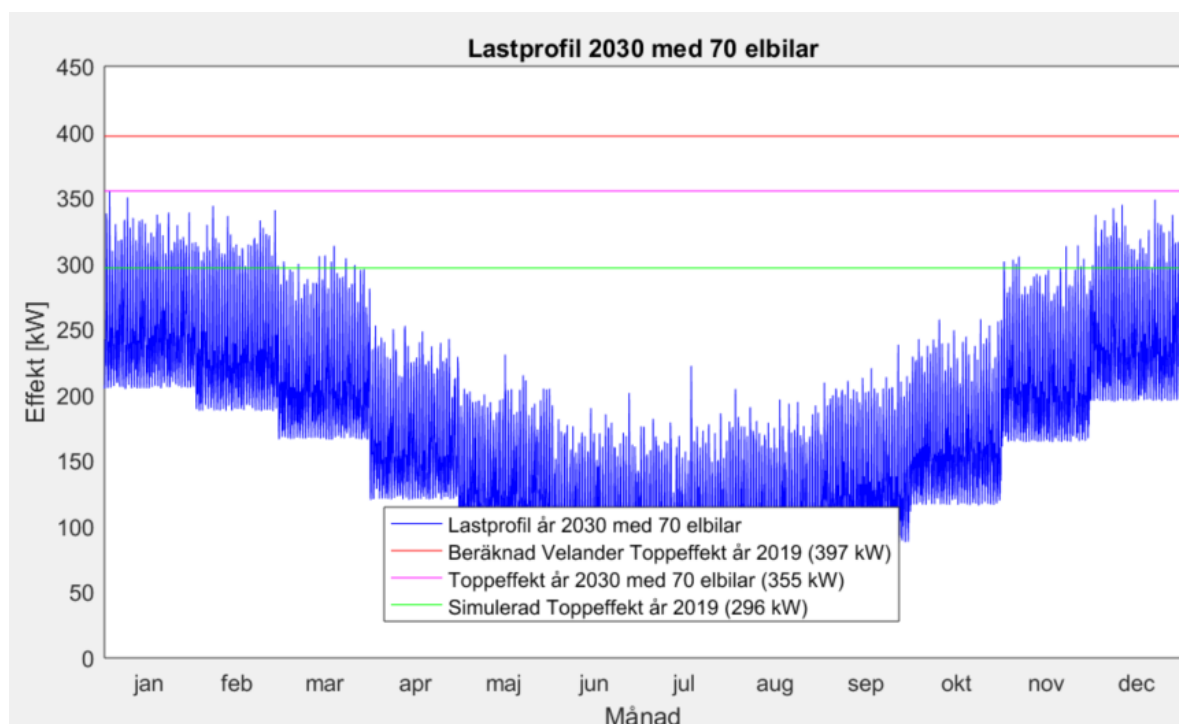


Figur 2724: Lastprofil år 2030 med 70 elbilar

7.4.1 Skillnad i toppeffekt år 2030 mot år 2019

En transformator (märkeffekt) dimensioneras idag utifrån en toppeffekt beräknad med hjälp av Velanders metod. Denna toppeffekt kommer härnäst benämnas som en beräknad toppeffekt. Ett alternativ i framtiden är att gå över från Velanders metod och istället använda mätdata för att dimensionera transformatorn och andra komponenter i elnätet. Försättningsvis i resultatet skulle den simulerade toppeffekten kunna jämföras med en toppeffekt som skulle kunna erhållas från mätdata. Vidare i denna studie kommer den nya toppeffekten år 2030 att ställas mot toppeffekten år 2019, eftersom transformatorn antas ha dimensionerats efter denna. Topp effekten år 2019 kan då betyda den beräknade Velanders-topp effekten och den simulerade topp effekten detta år.

Den simulerade topp effekten år 2019 med 4 elbilar var 296kW och den beräknade Velanders-topp effekten år 2019 med 4 elbilar var 397kW. Topp effekten år 2030 med 70 elbilar var 355kW. Lastprofilen för samhället år 2030 med 70 elbilar illustreras i figur 28, där dess topp effekt tillsammans med beräknad samt simulerad topp effekt från år 2019 synliggörs. Inga effekttoppar överstiger den beräknade Velanders-topp effekten 2019, men däremot är några effekttoppar synliga över den simulerade topp effekten 2019. Idag dimensionerar man som sagt transformatorn m.h.a. Velanders metod, vilket för samhället i modellen innebär att inga problem uppstår år 2030. Skulle denna överdimensionering inte göras idag, utan om mätdata istället skulle användas för dimensionering, så behöver man ta hänsyn till en ökning av antal elbilar i ett område.

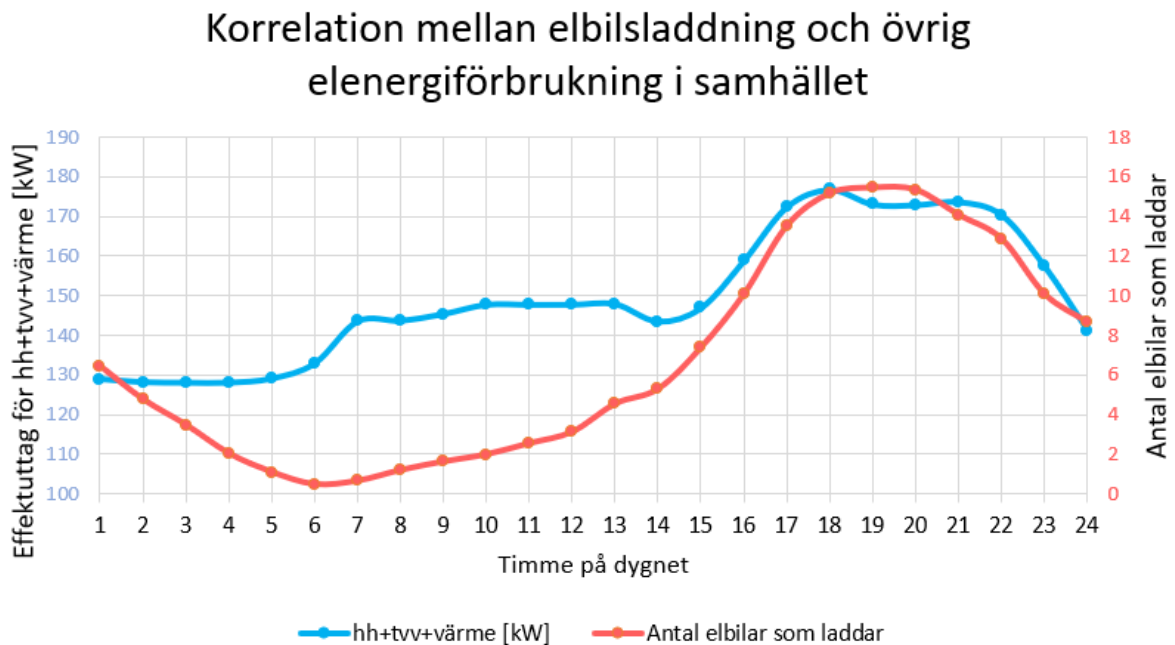


Figur 2825: Lastprofil år 2030 med 70 elbilar med dess topp effekt tillsammans med den beräknade samt simulerade topp effekten från år 2019

7.4.2 Ny lastprofil för elbilsladdning (worst case - scenario)

I föregående avsnitt blev resultatet att inga problem skulle uppstå på transformatornivå år 2030 då antal elbilar var 70st av totalt 168 bilar. Detta då om man jämförde med den beräknade Velanders topp effekten som används för dimensionering av transformatorer idag.

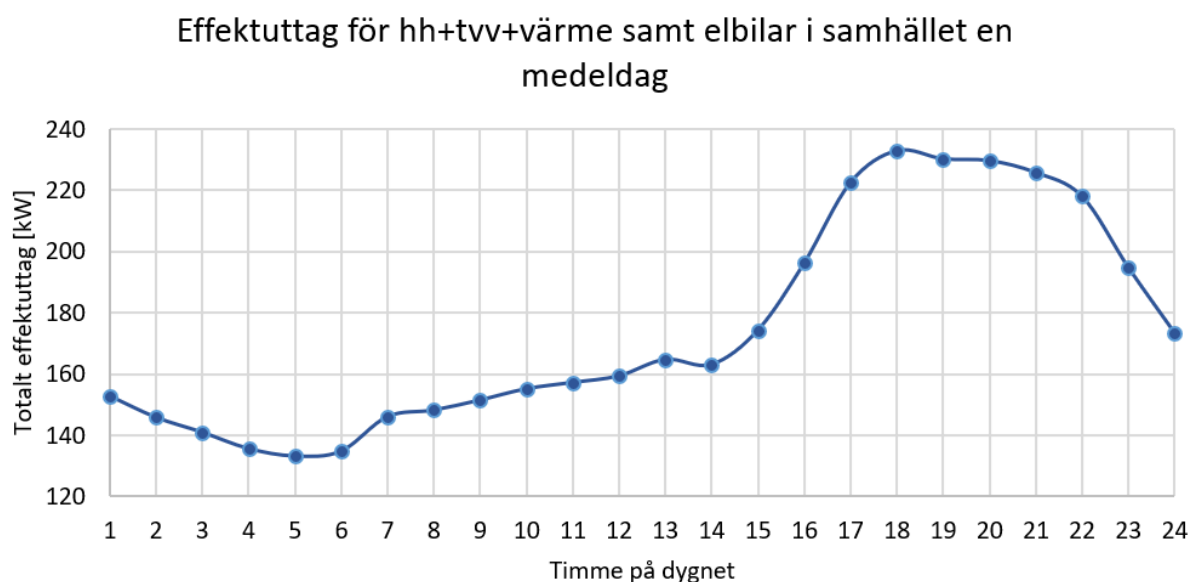
I enlighet med avsnitt 6.3.4 i metoden ändrades lastprofilen för elbilsladdning för att se hur dennes effekttoppar korrelerar och förstärker effekttoppar för den övriga elenergiförbrukningen. Lastprofilen för hushållsel, tappvarmvatten och elvärme (hh+tvv+värme) för samhället förhöll sig enligt figur 29 en medeldag på året. I figur 30 syns en tydlig effekttopp på kvällen mellan kl:16-23. I figur 29 syns även hur elbilsladdningen för de 70 elbilarna förhöll sig i samhället under en medeldag under året. Tydligt är att dessa effekttoppar inträffar under samma tidsspann.



Figur 29: Korrelation mellan vilken tid elbilsladdning för de 70 elbilarna är vanligast och vilken tid den övriga elenergiförbrukningen är som störst. hh+tvv+värme = Hushållsel, tappvarmvatten och elvärme

Medelantalet elbilar som laddade samtidigt i modellen under året var 7st av totalt 70 elbilar. Max antal elbilar som laddade samtidigt i modellen under året var 31st av totalt 70 elbilar. Detta utlästes från simuleringsdata för elbilarna framtagna med Grahns et al. modell då 70 elbilar simulerades samtidigt.

Det totala effektuttaget i samhället en medeldag presenteras i figur 30.



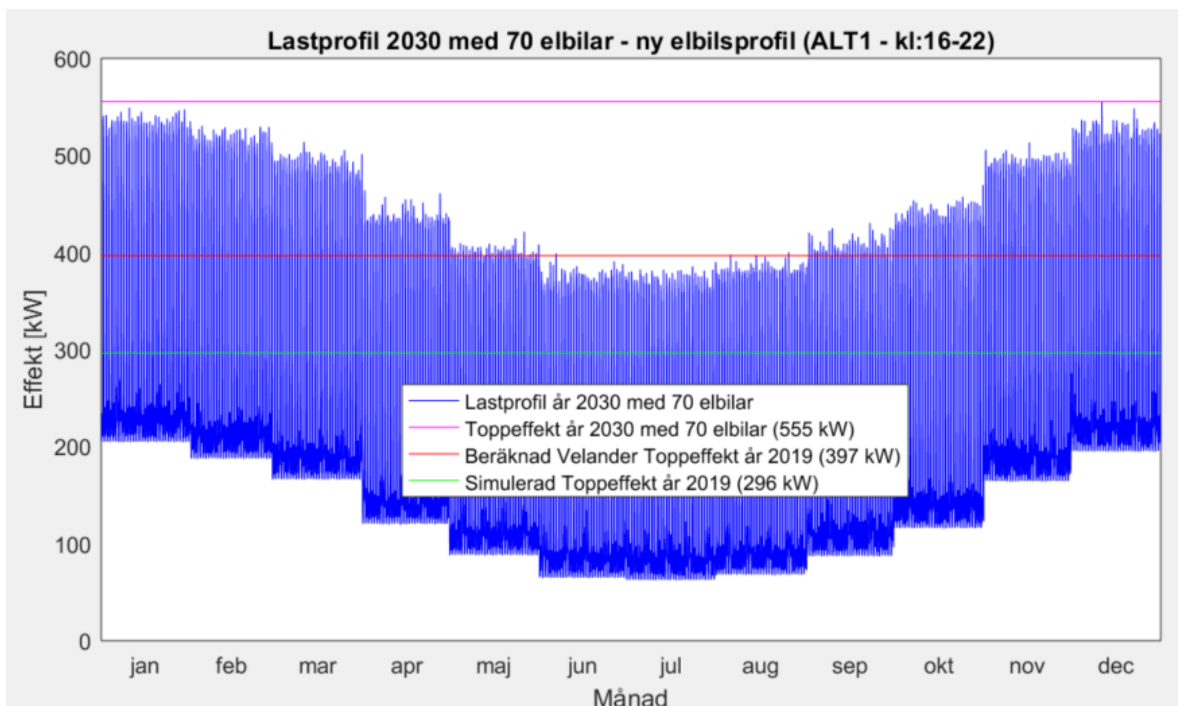
Figur 260: Det totala effektuttaget i samhället under en medeldag på året med 70 elbilar

En ny lastprofil för elbilsladdningen för de 70 elbilarna skapades. Där applicerades laddningen enbart under de kritiska timmarna kl:16-22 alla dagar under året. Övrig tid på dygnet tilläts elbilarna inte ladda och effektuttaget var då 0W. Under timmarna 18-20 laddades bilarna med full effekt (3,7kW). Innan och efter detta tidsspann inom kl:16-22 ökade resp. minskade laddeffekten linjärt enligt tabell 10. Under dessa 7h erhålls ett fulladdat batteri då antagen batteristorlekt var 20 kWh för samtliga elbilar. Notera att detta är ett *worst case* och att sannolikheten att alla bilar har identiska laddningsmönster är föga troligt.

Tabell 10: Fördelning av laddning under 7h på dygnet för fulladdat batteri för en elbil som applicerades för alla 70 elbilar

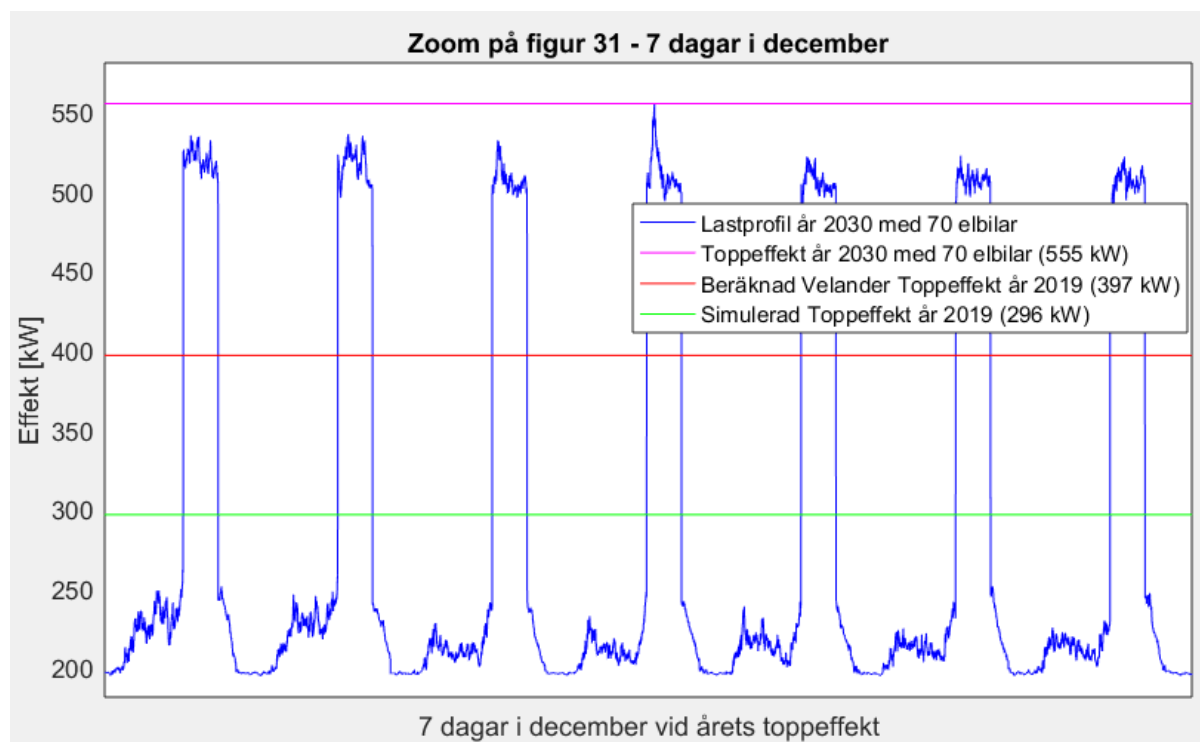
Timme	16	17	18	19	20	21	22
Effekt [kW]	1,5	3,0	3,7	3,7	3,7	3,0	1,5

Denna lastprofil för elbilsladdning applicerades på de 70 elbilarnas lastprofil alla dygn på året. Resultatet presenteras i figur 31 där den nya totala lastprofilen för samhället år 2030 är representerat tillsammans med den beräknade och simulerade toppeffekten från år 2019. Till skillnad från figur 28 i avsnitt 7.4.1 med den gamla elbilsprofilen syns effekttoppar både ovanför den beräknade och simulerade toppeffekten från år 2019. Den nya toppeffekten med den nya elbilsprofilen blev 555kW.



Figur 31: Den nya lastprofilen för samhället år 2030 med den nya lastprofilen för elbilsaddning för 70 elbilar tillsammans med beräknad samt simulerad toppeffekt från år 2019

Figur 32 visar en närbild från figur 31 över en höglastperiod under 7 dagar i december där toppeffekten under året infaller. Under dessa 7 dagar överstiger lasten den simulerade toppeffekten och den beräknade Velanders-toppeffekten från år 2019 med ca 200kW resp. ca 100kW under 5-6h varje dag. Denna tendens pågår hela december, januari och februari.



Figur 32: Närbild från figur 36 för en höglastperiod 7 dagar i december där toppeffekten under året infaller. De sju topparna i figuren överstiger den simulerade toppeffekten och den beräknade Velanders-toppeffekten från år 2019 under ca 5h varje dag.

7.4.3 Transformatorbelastning år 2030

En transformator (märkeffekt) dimensioneras idag utifrån en toppeffekt beräknad med hjälp av Velanders metod. Denna toppeffekt benämns som en beräknad toppeffekt. En annan toppeffekt skulle erhållas från mätdata och benämns här som en simulerad toppeffekt. Som tidigare jämförs den nya toppeffekten år 2030 med både den beräknade Velanders-toppeffekten och den simulerade toppeffekten från år 2019.

För detta samhälle har 2019 års toppeffekt (simulerad och beräknad) valts att representera en transformators "märkeffekt". Vidare ställdes lastprofilen år 2030 mot dessa toppeffekter 2019 för att se en potentiell överlast på transformatorn.

Maximala effekten från elbilsladdningen under en minut kunde vara 3,7kW, i enlighet med inställningar i Grahns et.al modell, vilket för 70 elbilar innebar totalt 259kW.

Adderas denna på den simulerade resp. den beräknade toppeffekten från år 2019 fås värdena i tabell 11. Enligt teoriavsnittet om transformatorbelastning bör en transformator inte belastas upp mot 200% under en längre tid. I tabell 11 syns därför värdet på 200% av den simulerade resp. den beräknade toppeffekten. Från tabell 11 är det tydligt att en effekttopp aldrig kommer att nå upp till 200% av varken den simulerade eller den beräknade toppeffekten från år 2019.

I tabell 11 presenteras även toppeffekten för ett fall där samtliga hushåll har en elbil (121 elbilar). Ytterligare ett fall med 168 elbilar, alltså totalt antal bilar i samhället, presenteras i tabell 11. Båda dessa fall resulterar i en toppeffekt som överskrider 200% av både den simulerade och beräknade toppeffekten från år 2019. Procentsatsen i kursivt anger hur många procent av grundvärdet de olika toppeffekterna utgörs av.

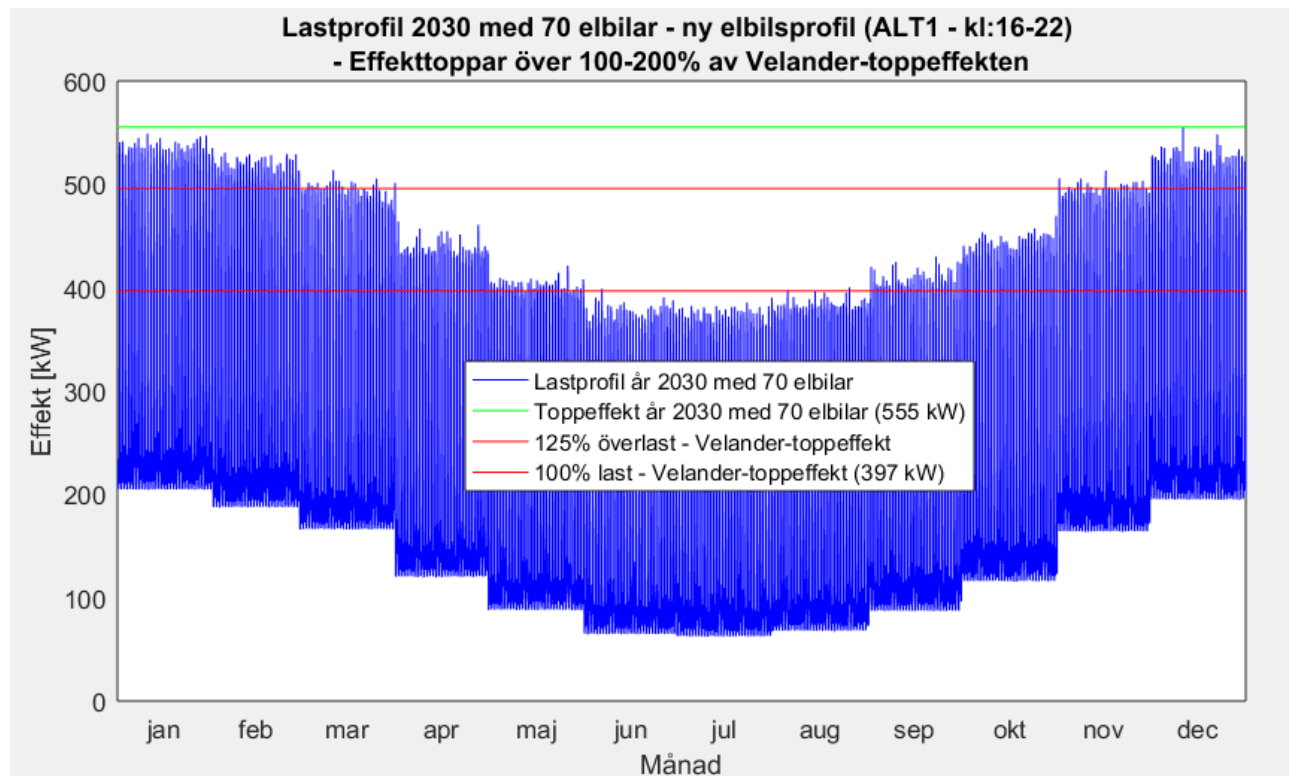
Tabell 11: Den potentiella förändringen från den simulerade samt beräknade toppeffekten

	Simulerad toppeffekt [kW]	Beräknad Velanders-toppeffekt [kW]
Grundvärde år 2019	296 (100%)	397 (100%)
200% av grundvärde	592 (200%)	794 (200%)
Grundvärde + 70 elbilar med maximal total laddeffekt 3,7 kW	555 (188%)	656 (165%)
Grundvärde + 121 elbilar med maximal total laddeffekt 3,7kW	744 (251%)	845 (213%)
Grundvärde + 168 elbilar med maximal total laddeffekt 3,7kW	918 (310%)	1 019 (257%)

Eftersom den nya toppeffekten på 555kW för samhället år 2030 med den nya elbilsprofilen aldrig kunde uppnå 200% av varken den simulerade eller beräknade toppeffekten från år 2019 analyserades 30 minuter långa effekttoppar, som överskred 100-200% av den simulerade samt den beräknade toppeffekten från år 2019.

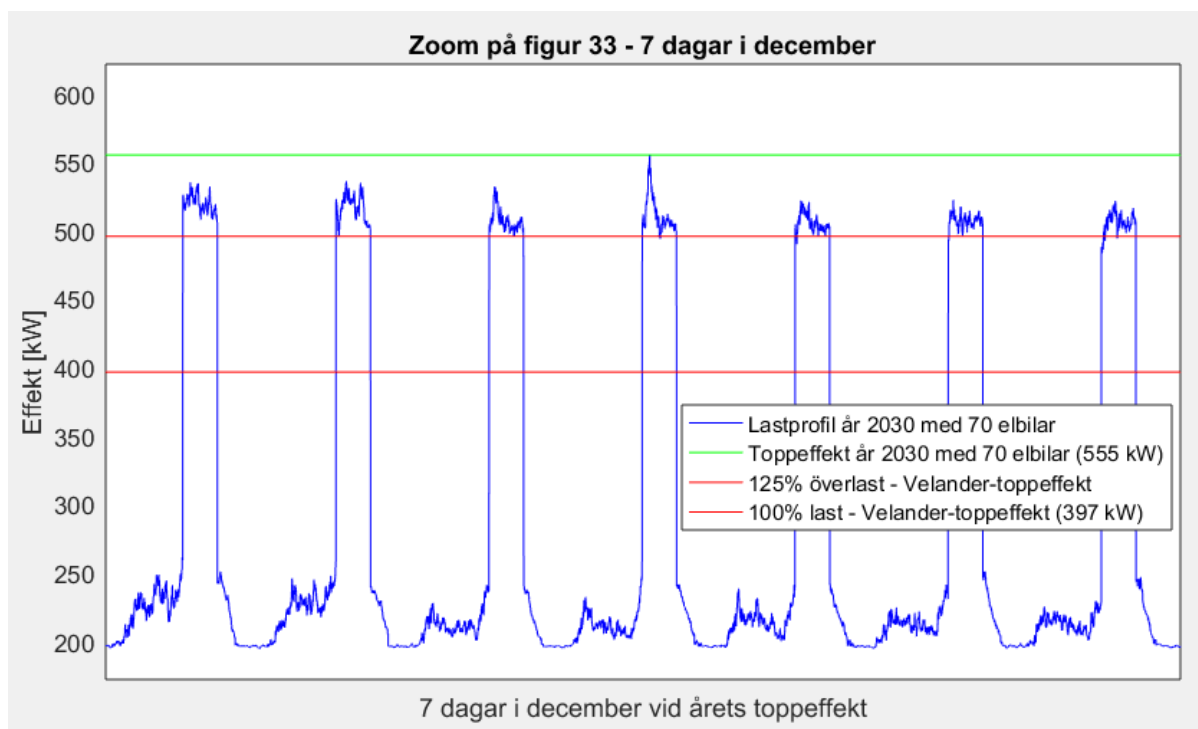
Figur 33 visar en grafisk illustration av hur effekttopparna i lastprofilen med den nya elbilsprofilen för 70 elbilar jämfördes med 100-200% av den beräknade Velanders-toppeffekten från år 2019. Detta för scenariot att alla 70 elbilar laddar samtidigt med en laddeffekt enligt tabell 9 kl. 16-22 varje dag. Den maximala överlasten år 2030 blev 140%. Antalet 30 minuter

långa effekttoppar vid 100-200% överlast presenteras senare i tabell 12. Samma analys utfördes där den nya lastprofilens effekttoppar jämfördes med den simulerade toppeffekten från år 2019. Där erhöles en maximal överlast på 188% och antalet 30 minuter långa effekttoppar vid 100-200% överlast presenteras senare i tabell 13.



Figur 33: Den nya lastprofilen med den nya elbilsprofilen och dess toppeffekt tillsammans med 100-200% av den beräknade toppeffekten från år 2019. De röda linjerna representerar olika grader av överbelastning. Dessa linjer i fallande ordning motsvaras av fallande ordning i teckenförklaring.

Figur 34 visar en närbild från figur 36 över en höglastperiod under 7 dagar i december där toppeffekten under året infaller. Under dessa 7 dagar erhöles en ca 125% överlast i 5-6h varje dag. Denna tendens pågår varje dag hela januari, februari och december. Samma analys utfördes där den nya lastprofilens effekttoppar under vintermånaderna jämfördes med den simulerade toppeffekten från år 2019. Där erhöles en ca 165% överlast i 5-6h varje dag, alla dagar i januari, februari och december.



Figur 3427: Närbild från figur 38 för en höglastperiod 7 dagar i december där topp effekten under året infaller. De sju topparna i figuren överstiger ca 100-125% av den beräknade Veler-toppeffekten från år 2019 under ca 5h varje dag.

7.4.4 Transformatorbelastning vid lastförskjutning av elbilsladdning

I föregående avsnitt presenterades en ny lastprofil för samhället år 2030 med scenariot att 70 elbilar (av totalt 168 bilar) laddade samtidigt varje dag kl:16-22 under hela året. Denna lastprofil ställdes därefter mot den beräknade Veler-toppeffekten och den simulerade topp effekten från år 2019 för att se en potentiell överbelastning av transformatorn i området. Antalet 30 minuters effekttoppar över olika procent överlast studerades.

Vidare utfördes en lastförskjutning av elbilsladdningen i tid för att se hur detta skulle påverka och bidra till en mindre belastning på transformatorn. Avsnitt 7.4.2 visade att elenergiförbrukningen var störst kl: 16-22 för både elbilar och övrig förbrukning i samhället. Ytterligare tre tidsspänn för elbilsladdning analyserades. Fortfarande applicerades elbilsladdningen samma tid varje dag under hela året med en laddeffekt likt den i tabell 9. Då tidsspännen bestämdes togs det hänsyn till att laddning av elbilarna sällan sker efter klockan 07.00 på morgonen. De resulterande fyra alternativen, inkl. Kl:16-22, blev:

- ALT 1 Kl: 16-22 Samma tid då övrig förbrukning var som störst
- ALT 2 Kl: 23-05
- ALT 3 Kl: 24-06
- ALT 4 Kl: 01-07

Resultatet för hur effekttopparna i den nya lastprofilen år 2030 med 70 elbilar som laddar samtidigt varje dag förhåller sig till 100-200% av den simulerade topp effekten från år 2019 presenteras i tabell 12. Endast antalet 30 minuter långa effekttoppar år 2030 som ligger över 2019-års topp effekt presenteras. Samma analys gjordes mot den beräknade Veler-toppeffekten från år 2019 och presenteras i tabell 13. Av dessa scenarier är ett

transformatorbyte endast relevant då laddningen sker mellan kl: 16-22 eller mellan kl: 23-05 ifall att transformatorn skulle ha dimensionerats utifrån den simulerade toppeffekten från år 2019 (vilket kan liknas med mätdata i verkligheten). Som nämnts tidigare, används dock Velanders metod för dimensionering av transformatorer. Med denna överdimensionering är inget byte nödvändigt, vilket tabell 13 åskådliggör.

Tabell 12: Antal 30 minuter långa effekttoppar år 2030 som befinner sig över 100-200% av den simulerade toppeffekten från år 2019 för koncentrerad elbilsaddning för 70 elbilar under olika tidsspann (ALT1-4)

Procent av toppeffekt	100%	125%	150%	160%	170%	180%	200%
ALT1 – Kl:16-22	3 900	2 900	1 500	1 300	700	20	0
ALT2 – Kl:23-05	3 800	2 800	900	60	0	0	0
ALT3 – Kl:24-06	3 800	2 100	900	0	0	0	0
ALT4 – Kl:01-07	3 800	2 100	900	6	0	0	0

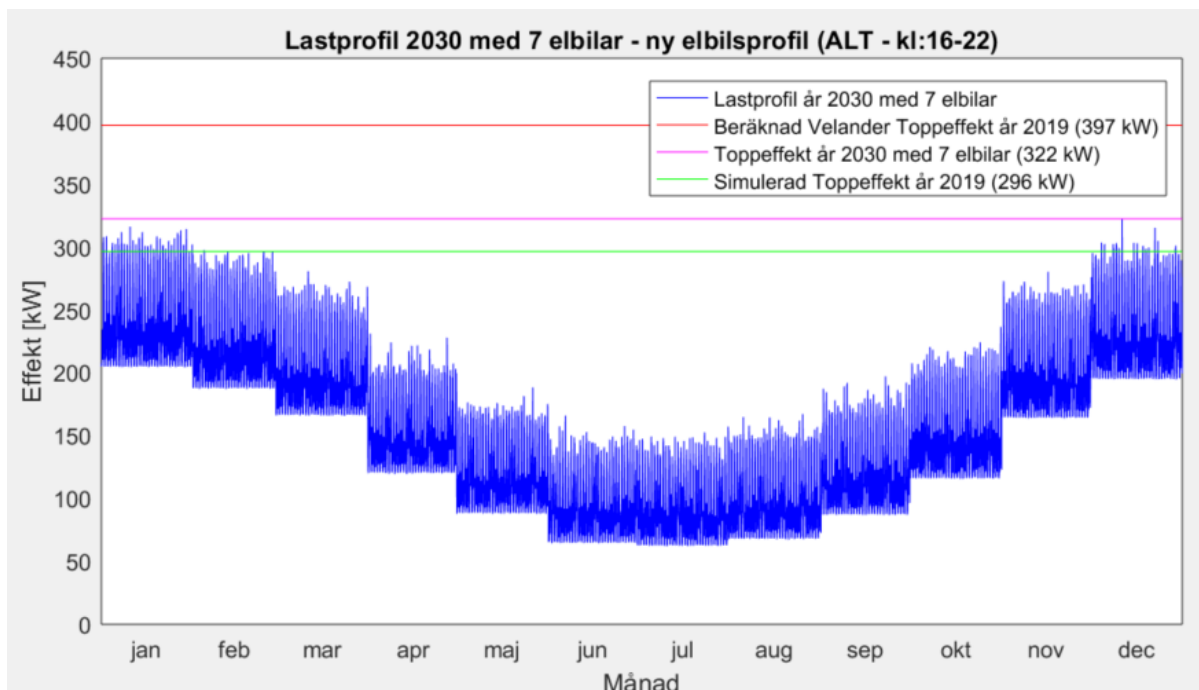
Tabell 13: Antal 30 minuter långa effekttoppar år 2030 som befinner sig över 100-200% av den beräknade Velanders- toppeffekten från år 2019 för koncentrerad elbilsaddning för 70 elbilar under olika tidsspann (ALT1-4)

Procent av toppeffekt (velander)	100%	125%	150%	160%	170%	180%	200%
ALT1 – Kl:16-22	2 200	900	0	0	0	0	0
ALT2 – Kl:23-05	1 500	0	0	0	0	0	0
ALT3 – Kl:24-06	1 500	0	0	0	0	0	0
ALT4 – Kl:01-07	1 500	0	0	0	0	0	0

7.4.4.1 Ändring av antal elbilar som laddar samtidigt varje dag

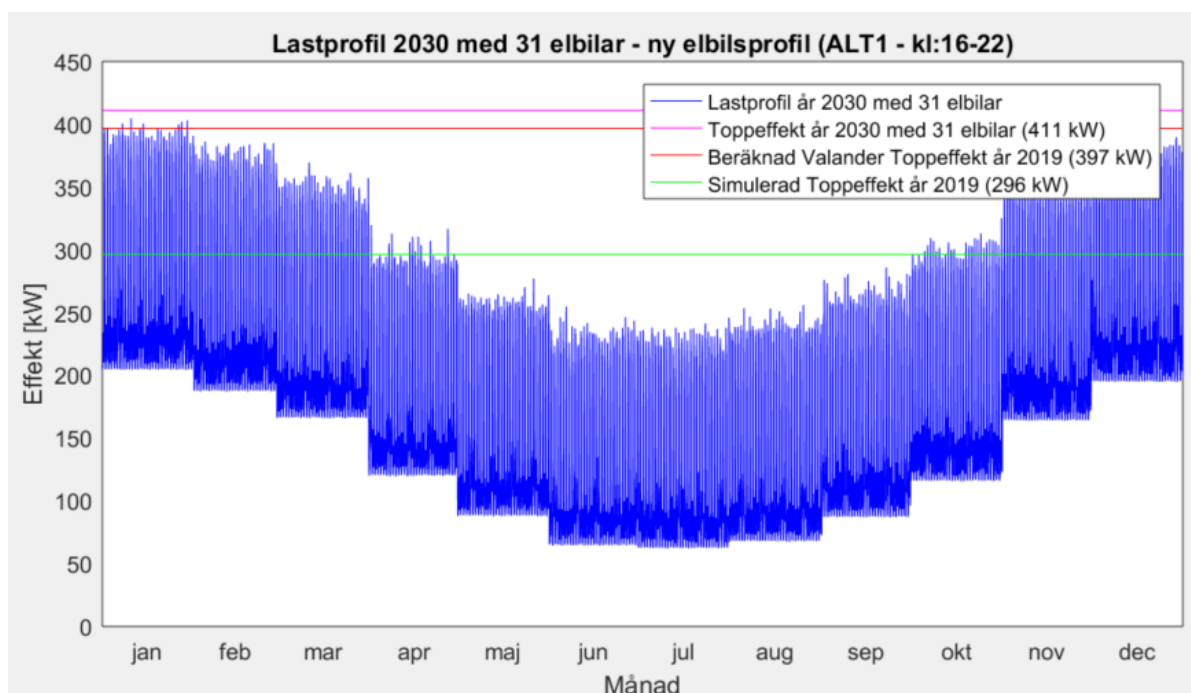
I ovan analys tilläts alla 70 elbilar av totalt 168 bilar i samhället att ladda samtidigt under samma tid varje dag under året. Analysen av resultatet från år 2030 innan lastprofilen för elbilsaddning ändrades, se avsnitt 7.4.2, visade att medelantalet elbilar som laddade under en dag på året var 7 av totalt 70 elbilar. Maximalt antal elbilar som laddade samtidigt under året var 31 av totalt 70 elbilar, vilket endast skedde en timme av alla timmar under året.

Samma analys som utfördes i föregående avsnitt gjordes även för 7 resp. 31 elbilar. För scenariot med 7 elbilar blev resultatet enligt figur 35. Där syns det tydligt att lastprofilen år 2030 med 7 elbilar som laddar samtidigt varje dag (kl:16-22) i princip helt befinner sig under både den beräknade Velanders-toppeffekten och den simulerade toppeffekten från år 2019. Antalet 30 minuter långa effekttoppar år 2030 som kunde endast urskiljas över den simulerade toppeffekten från år 2019 var 34st och detta endast för fallet då elbilsaddningen applicerades i det mest kritiska tidsintervallet kl:16-22. Detta anses inte vara kritiskt alls vad gäller överbelastning av transformatorn.



Figur 35: Den nya lastprofilen för samhället år 2030 med den nya lastprofilen för elbilsladdning för 7 elbilar tillsammans med beräknad samt simulerad topp effekt från år 2019

För scenariot då 31 av totalt 70 elbilar tilläts ladda samtidigt samma tid varje dag under året, blev resultatet enligt figur 36. Inga av effekttopparna i lastprofilen år 2030 varade i 30 minuter över den beräknade Velandertoppeffekten från år 2019. Antalet 30 minuter långa effekttoppar år 2030 som översteg den simulerade topp effekten från år 2019 ansågs inte vara kritiskt för transformatorn.



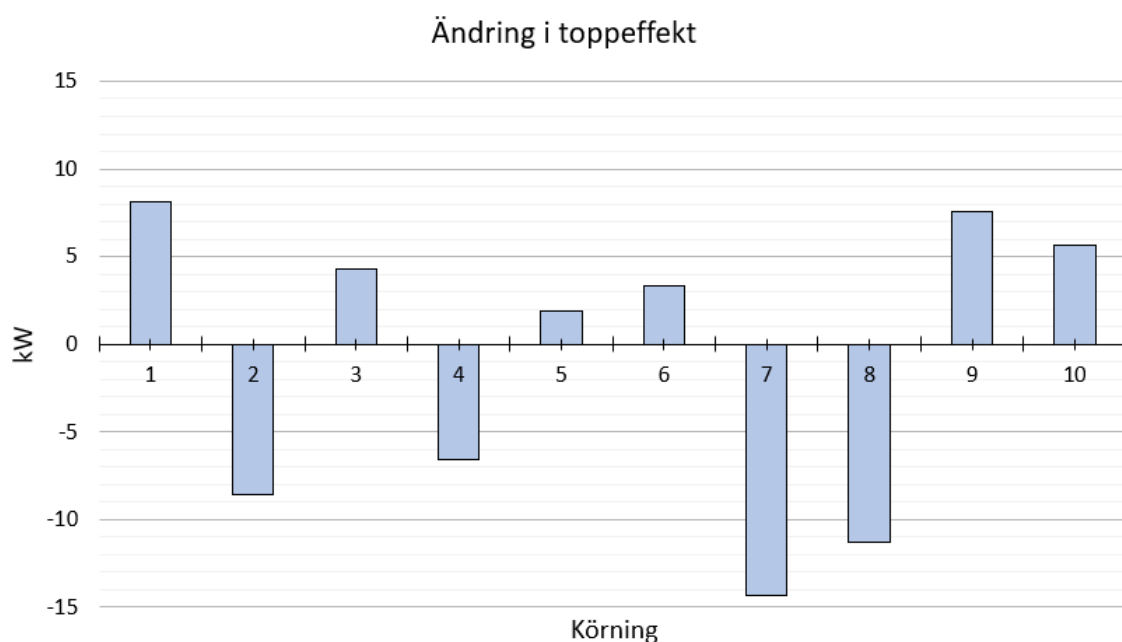
Figur 3628: Den nya lastprofilen för samhället år 2030 med den nya lastprofilen för elbilsladdning för 31 elbilar tillsammans med beräknad samt simulerad topp effekt från år 2019

7.5 Känslighetsanalys

Som en del av de simulerade resultaten har huvudsakligen två känslighetsanalyser utförts som en del av dessa. Den första har varit att öka antalet elbilar successivt per år och studerats dess utslag på toppeffekten samt antalet 30-minuterstoppar för simulerad respektive beräknad med Velander toppeffekt. Den andra känslighetsanalysen som bygger på föregående genomfördes genom att ändra tidpunkterna under vilken elbilarna laddades utifrån olika s.k *Worst case*-scenarier vilka även finns behandlade i resultatdelen av rapporten. Övriga känslighetsanalyser presenteras i följande stycken.

Grundsamhälle

Då modellen bygger på att en fördelning av hushållstyperna som finns representerade slumpas fram utfördes en känslighetsanalys för att se hur grundsamhällets maxeffekt påverkades. Då hushållstyperna varierar mellan att ha 1–7 invånare slumpas 10 nya samhällen fram. Samtliga samhällskonfigurationer simuleras utan ett elbilsbidrag och då består av hushållsel, tappvarmvatten och elvärme. Resultaten från de olika simuleringarna presenteras i figur 37 där vardera stapeln anger skillnaden mellan grundsamhällets toppeffekt på 296,41kW och det nya slumpade samhällets toppeffekt. Som kan utläsas från figur 40 fås vid slumpning av 10 samhällen som mest en skillnad i toppeffekt på 5% vilket motsvarar en toppeffekt på 282kW, se körning 7 i figur 37.



Figur 3729: Toppeffektsändring i kW vid olika simulerade samansättningar av 121 hushåll

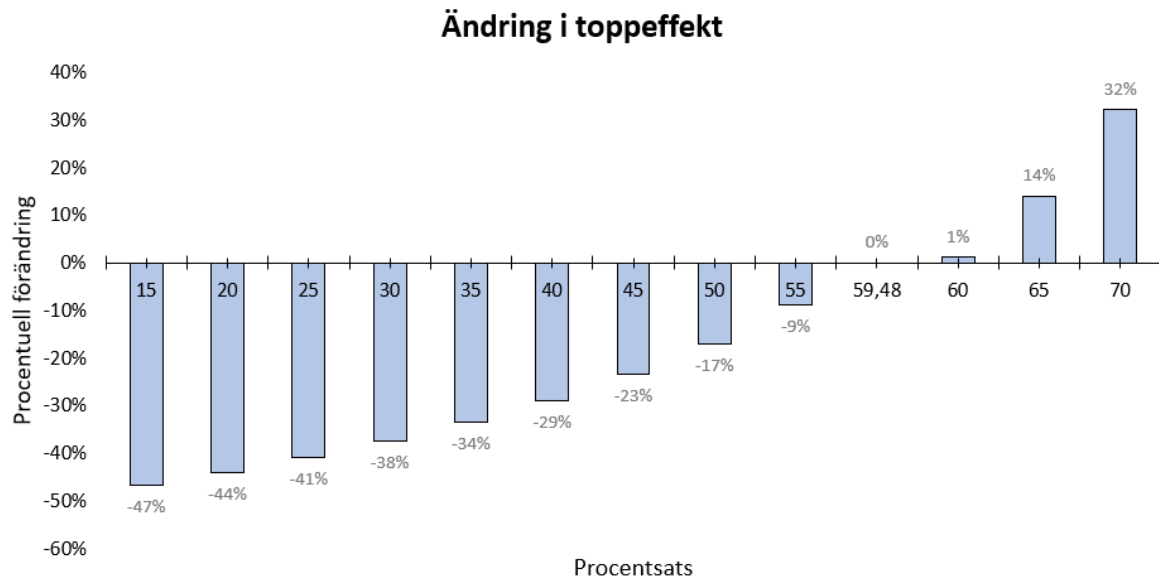
Värme

Det valdes även att ändra den andel av den totalt tillförda energin till ett hushåll som utgörs av värme. I grundsamhället som simuleringarna i resultatet bygger på antogs 59,48% av den totala energitillförseln till ett hushåll utgöras av värme. Som kan ses i avsnitt 7.2 figur 19 och 20 utgör värmen en stor del av den aggregerade profilen varvid en känslighetsanalys är väl motiverad. Som i föregående analys kommer toppeffekten för grundsamhället att studeras då

andelen av den totala energitillförseln som går till värme ändras. De procentuella andelar som simuleras presenteras i tabell 14 och resultatet för ändringen i toppeffekt illustreras i figur 38.

Tabell 14: Simulerade procentandelar för andelen av den totala energin som går till uppvärmning. 59,48% värmeandel är den procentsats som använts i simuleringar

Värmeandel	15	20	25	30	35	40	45	50	55	59,48	60	65	70
------------	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-------	----	----	----



Figur 38: Toppeffektsändring vid olika värmeandelar av total energi som går till uppvärmning

8. Avslutande diskussion

I detta stycke kopplas resultaten till de frågeställningar som arbetet kretsat kring och diskuteras. En avslutande diskussion kommer presenteras i avsnittets slut följt av ett stycke som behandlar de felkällor som är av betydande karaktär.

Är marknadsaktörerna inom laddinfrastruktur förberedda på en storskalig utbyggnad av denna fram till år 2030? Hur planerar marknadsaktörerna inom laddinfrastruktur att förbereda sig inför en storskalig utbyggnad av laddinfrastruktur?

Enkätstudien visade att elnätbolagen idag har svårt att uppskatta mängden laddinfra anslutet till deras elnät. Största orsaken pga. att hemmaladdning är ett mörkertal då elbilsladdning i hemmet aggregeras med övrig last. Att utifrån ett hushålls lastprofil avgöra om det finns en elbil representerad är något som är en relativt enkel uppgift. Det finns indikationer på att elbilsladdning sällan kopplas direkt till problematiken kring kapacitetsbrist i elnätet, utan att det istället är en helhet som studeras. Vilken teknik som uppskattades vara den med mest förfrågningar om nyanslutning 2030 var just hemmaladdning. Kvartersnivå var även den nivå i elnätet som bolagen angav att kapacitetsbrist främst uppstår vid nyanslutning av laddinfra.

Få bolag kunde svara på frågor gällande prognos och planering för en utökad laddinfrastruktur kopplad till deras elnät. Många "tar projekten när de kommer" och agerar först vid beställning. Svaren tydde även på en brist på ett större systemtänkt. Osäkerheter kring åt vilket håll marknaden kommer att utvecklas var en orsak till svårigheten att prognostisera och planera för framtida anslutningar av laddinfra. Många elnätbolag inväntar gynnsammare omständigheter där tydliga regelverk och affärsmodeller finns på plats.

Många elnätbolag, ca 40% av deltagarna, ansåg att de inte kan ansluta den planerade mängden laddinfra till år 2030 pga. begränsningar i deras elnät. 30% av deltagarna svarade att de gör ingenting för att möjliggöra anslutning av laddinfra. Däremot för att undvika kapacitetsbrist i deras elnät till år 2030 utförde de flesta åtgärder. Främsta åtgärden var då nätförstärkningar. Tydligt är alltså återigen att laddinfra oftast slås ihop med andra laster och inte ses som en separat orsak till en framtida kapacitetsbrist. Att väldigt få elnätbolag planerar att utnyttja flexibilitetsresurser för att avhjälpa kapacitetsbristen kan bero på detta men även pga. oklara affärsmodeller. Med tanke på hur avgörande flexibilitetsresurser är enligt Swedish Smartgrids rapporter lämnar detta en aningen truppen uppfattning om elnätbolagens visioner för smarta elnät.

Hur påverkas ett mindre samhälles lastprofil med en ökande andel elbilar enligt Power Circle:s prognos för år 2019–2030?

Ett mindre samhälles lastprofil påverkas till stor grad av en ökad andel elbilar. Elbilsladdningen förstärker befintliga effekttoppar under kritiska perioder. Detta då elbilsladdningen bidrar till ett större påslag i ökat effektuttag än det bidrar till en ökad elenergiförbrukning. Simuleringarna mellan år 2019–2030 visade en snabbare ökning av toppeffekten än elenergiförbrukningen i samhället.

I jämförelsen av den simulerade toppeffekten mot den beräknade Velanders-toppeffekten påvisades det att Velanders formel överdimensionerar till stor grad samt att den inte är representativ för ett samhälle med många elbilar. Att Velanders metod är bristfällig, speciellt för en ökad elbilspenetration, har även tidigare studier påvisat. I det simulerade samhället gick

toppeffekten aldrig över den beräknade Velanders toppeffekten fram till år 2030. Dock visade trenden mellan år 2019–2030 att det är möjligt att den simulerade toppeffekten kan nå den beräknade Velanders-toppeffekten efter år 2030 och att överdimensioneringen då kanske inte är tillräcklig.

Samhällets lastprofil analyserades med minut- och timupplösning. En högre toppeffekt erhöles med minutdata, då timvärden är medelvärden av minutdatan. Samma tendenser fångades med timdatan, men kritiska belastningsintervall föll bort.

Hur påverkas en transformators belastning av antalet elbilar som laddar samtidigt och tidpunkten för laddning?

Då man idag utnyttjar Velanders metod och överdimensionerar transformatorer skulle en ökning av antalet elbilar i enlighet med Power Circle:s prognoser inte få någon större betydelse för det simulerade samhällets fiktiva transformator. Skulle man i framtiden använda verklig förbrukningsdata för dimensionering av transformatorn, skulle man behöva ta en större hänsyn till en utökning av antal elbilar.

Då alla 70 elbilar i samhället tilläts ladda varje dag alla dagar under året under en kritisk tid på dygnet blev resultatet även att transformatorn håller pga. överdimensionering. Resultatet visade även att antalet elbilar som laddar samtidigt samt tidpunkten för laddning spelade stor roll. Detta då 30 minuter långa effekttoppar under året analyserades.

Närbilder under vintermånaderna för detta så kallade worst case visade dock att transformatorn får en skadlig överbelastning under denna period och att överdimensioneringen av transformatorn inte var tillräcklig. Att 70 elbilar av totalt 168 vanliga bilar i samhället laddar samtidigt varje dag kan anses vara orimligt. Orimligt vore dock inte att det i något samhälle av liknande storlek i Sverige existerar 100% elbilar. Då vore det heller inte osannolikt att närmare 70 elbilar faktiskt laddar varje dag under året. I detta fall kommer transformatorn behöva bytas om den inte är ordentligt överdimensionerad för att klara av det höga effektuttaget under vintermånaderna. Ett alternativ vore att införa en flexibilitetsresurs under dessa månader.

8.1 Övriga diskussionspunkter

Intervjuer har visat att elnätbolagen överger Velanders metod för dimensionering av transformatorer och istället övergår till att använda mätdata. Denna mätdata är då elenergiförbrukning på timbasis. Möjligheten att studera data på minutnivå är det som legat till grund för att den omfattande dataanalysen av transformatorbelastning kunnat utföras. Denna studie visade att de huvudsakliga tendenserna under året fångas upp med timdata, men att kritiska belastningsintervall föll bort. Vid analysen av transformatorns potentiella belastning erhöles olika resultat beroende på om man analyserade den totala lastprofilen för hela året, om man studerade 30 minuter långa effekttoppar under året eller om man zoomade in på kritiska dagar samt månader. Detta visar alltså att mer högupplöst data, t ex på minut-/sekundnivå, skulle kunna bidra till ett bättre dimensioneringsverktyg av transformatorer samt underlätta införande av flexibilitetsresurser. Dock skulle denna kvantitet av data kräva lagringsutrymme som idag kanske inte prioriteras av elnätbolag.

Enkätstudien visade att hemmaladdning var ett mörkertal och att kapacitetsbrist främst uppstår på kvartersnivå. Simuleringarna visade att detta inte nödvändigtvis behöver vara ett problem eftersom Velanders formel överdimensionerar transformatorn i små samhällen. Vidare visade enkätstudien att få elnätbolag planerar flexibilitetsresurser i lokalnäten till år 2030.

Simuleringarna visade att flexibilitetsresurser troligen inte är nödvändiga i ett litet samhälle om man ser fram till år 2030. Däremot, om antalet elbilar i ett samhälle är fler än vad de prognoser detta arbete byggts på eller om man studerar ett längre tidsperspektiv är flexibilitetsresurser nödvändiga om man inte vill överdimensionera transformatorn markant. Att överdimensionera transformatorn, är dock något som elnätbolagen idag inte undviker bl a. tack vare den buffert det innebär. En deltagare i enkätstudien skrev dock att stam-/regionnätägare aviserat att de inte får någon mer effekt, vilket en större transformator inte skulle åtgärda. Att implementera flexibilitetsresurser på lokalnätetsnivå är alltså något som elnätbolag bör överväga i större utsträckning än vad enkätstudien visade på.

Att införa en anmälningssplikt vid införskaffning av en hemmaladdare var något som tidigare studier föreslagit och som några deltagare i enkätstudien var positiva till. Med mer detaljerad mätdata skulle denna inte behövas då elbilsladdning enkelt kan urskiljas från ett hushålls lastprofil. Dessutom är det oklart vad anmälningssplikten skulle kunna resultera i gällande tariffstruktur och incitament. Anmälningssplikten skulle däremot kunna leda till en bättre fassymmetri och bidra till färre förluster i hushållen.

8.2 Felkällor

Vid initial kontakt med deltagande elnätbolag och andra aktörer inom laddinfrastruktur, efterfrågades det att bli hänvisade till den mest lämpade personen att besvara de enkäter som utformats inom examensarbetets ramar. Svarskvaliteten var överlag god men felkällor kunde bero på enkätfrågornas karaktär samt huruvida personen i fråga hade övergripande kunskap och tillgång till data.

Alltid när arbeten kretsar kring prognoser finns det underlag till felkällor. De prognoser som använts i detta arbete har sammanställts med data bland annat från Power Circle men även Trafikverket. Skulle andra prognoser använts skulle troligen många påvisa samma tendenser som de som använts i detta arbete men avvikelser skulle påverka slutresultatet i varierande utsträckning.

En annan felkälla som vid känslighetsanalysen identifierades var uppskattningen av värmen samt dess fördelning för det svenska standardhuset. Den lastprofil som skapades för att bidra med en värmelast till hushållen och sedermera samhället var förenklad. En mer högupplöst värmeprofil där temperaturdata och geografisk placering tas i beaktande skulle troligen bidra till bättre resultat om en känslighetsanalys utfördes men utformandet av en sådan profil låg utanför vad detta arbete avsåg att simulera och studera.

Ett antagande om att alla elbilar hade samma parametrar dvs. batteri och körsträcka samt att de laddade på samma effekt 3,7kW kan också tas med en nypa salt. Elbils- och laddhybridsmodeller skiljer sig åt vad gäller batteristorlekar och vilken typ av hemmaladdare som används till dem.

Detta arbete har inte heller behandlat de förluster som uppkommer vid överföring av effekt vilket bland annat påverkade resultatet sådant att effekterna som studerades på transformatorns lågspänningssida blev lägre än verkligheten.

Slutligen gav modellen som simulerades en förenklad och fiktiv bild av ett samhälle som ej finns i verkligheten. Att kombinera olika lastprofiler med egenframtagna för värme kan ha påverkat legitimiteten i resultaten.

9. Slutsatser

Enkätstudien visade att elnätet kan behöva kapacitetshöjas främst på kvartersnivå och att hemmladdning betraktas som ett mörkertal av elnätbolagen. Idag förbereder nästan inga elnätbolag någon form av flexibilitetsresurs för elbilsladdning. Det leder till att laddinfrastruktur kopplas upp och lastbalanseras mot fastighetens huvudsäkring istället för mot nätets överliggande flaskhals vilket hade varit mer kostnadseffektivt. Elbilsladdning aggregeras idag med den övriga elenergiförbrukningen, både vid dimensionering av nätkomponenter och vid planering av framtida åtgärder mot kapacitetsbrist. Idag förbereder nästan inga elnätbolag någon form av flexibilitetsresurs för elbilsladdning. Detta då man inväntar gynnsammare omständigheter där tydliga regelverk och affärsmodeller finns på plats.

Hemmaladdning och påverkan på transformatorn på kvartersnivå studerades i den framtagna modellen. I modellens simulerade samhälle ökade toppeffekten från 296 kW till 355 kW. Den ökade andelen elbilar bidrog generellt mer till samhällets ökning av effektuttag än dess elenergiförbrukning mellan åren 2019-2030. Det uppstod inga problem vad gäller överbelastning av transformatorn år 2030. Detta då transformatorn överdimensioneras med Velanders metod. Skulle en längre period studeras, är det dock troligt att denna överdimensionering inte är tillräcklig eftersom att toppeffekten i samhället snabbt närmar sig Velanders toppeffekt vid en större andel elbilar från år 2019-2030. Detta tillsammans med tidigare studier påvisar bristerna med Velanders metod och pekar på behovet av nya dimensioneringsverktyg där elbilsladdning tas hänsyn till. En moderniserad dimensionering bör i befintliga stationer kombineras med en skyndsam utrullning av uppkopplade mätare på befintliga transformatorstationer för att möjliggöra lastbalansering mot flaskhalsar högre upp i näthierarkin.

Då 70 elbilar av totalt 168 bilar laddar samtidigt varje dag, alla dagar om året, blev resultatet tvetydigt beroende på om man analyserade den totala lastprofilen för hela året, om man studerade 30 minuter långa effekttoppar under året eller om man zoomade in på kritiska dagar samt månader. Slutsatsen är att ju högre tidsupplösning den insamlade data har desto mer kan man säga om belastningsintervallen på transformatorn. Att installera mer mätutrustning, samla in mer data och göra lastsituationen tillgänglig för de som driver laddinfrastruktur skulle kunna leda till att komponenter nyttjas mer effektivt och skapar förutsättningar för ett smartare elnät.

9.1 Förslag till fortsatta arbeten

Under arbetets gång identifierades förslag på framtida arbeten som inte hann täckas av detta examensarbetets tidsomfattning. Dessa var bland annat att:

- ta fram modeller som omsätter reell förbrukningsdata på timnivå för att utveckla nya dimensioneringsverktyg för nätkomponenter
- utföra en studie som närmare undersöker både de beteendemässiga påverkansfaktorerna samt de utfall en anmälningsplikt på laddboxar i hemmet skulle kunna medföra
- utröna hur ett omfattande utbyte av förbrukningsdata skulle kunna ske mellan olika aktörer inom laddinfrastruktur
- konkretisera de åtgärder som identifierades som "gynnsamma förhållanden" och börja planera för att implementera dessa

Litteraturförteckning

- ABB, u.å, *Transformatorer – i varje korsning i elströmmens vägnät*, [Webbsida], <https://new.abb.com/se/om-abb/teknik/sa-funkar-det/transformatorer> (Hämtad 2019-05-05)
- Anonym intervju [1], 2019, Tema: Beredskap inför laddinfra
- Andersson A. & Kulin D., 2018, *Elbilsläget 2018*, [Rapport], <https://infogram.com/elbilslaget-2018-1h1749rjvkrq4zj?live>
- Andersson V., 2018, *Elbilar på Lidingö - Påverkan på det regionala elnätet*, [Rapport], <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1271693/FULLTEXT01.pdf>
- Barnett, R., 2009, *Saving energy thorough load balancing and scheduling*, [Artikel], <https://www.ecmweb.com/power-quality/saving-energy-through-load-balancing-and-scheduling> (Hämtad 2019-05-05)
- Bollen. M & Gu. I, 2006, *Signal processing of power quality disturbnces*, [Litteratur], https://www.academia.edu/3997842/SIGNAL_PROCESSING_OF_POWER_QUALITY_DISTURBANCES_by_Math_H._J._Bollen_and_Irene_Y._H._Gu_IEEE_Press
- Cleverdal A., Nyberg T., 2018, *Laddinfrastruktur för elfordon*, [Rapport], <http://mdh.diva-portal.org/smash/get/diva2:1224706/FULLTEXT01.pdf>
- Copenhagen Economics, 2017, *Incitament för smarta elnät*, [Rapport], http://swedishsmartgrid.se/globalassets/publikationer/incitamentforsmartaelnat_copenhageneconomics.pdf
- Dahlberg. E, 2015, *Energieffektivisering av uppvärmningssystem i småbostadshus*, [Rapport], <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:823896/FULLTEXT01.pdf>
- EEA, 2016, *Electric Veichles in Europe*, No. 20/2016 [Rapport] doi: 10.2800/100230
- Elbilsstatistik, u.å, *Sveriges nationella statistik för elbilar och laddinfrastruktur*, [Webbsida], <https://www.elbilsstatistik.se/> (Hämtad 2019-03-21)
- Ellag 1997:857 [Lagtext] https://www.riksdagen.se/sv/dokument-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/ellag-1997857_sfs-1997-857
- Emobility, u.å, *Om olika kontakter*, [Webbsida], <http://emobility.se/startside/laddstationsguiden/forberedelser/om-olika-kontakter/> (Hämtad 2019-03-22)
- Energimarknadsinspektionen [1], *Leveranssäkerhet och spänningskvalitet*, [Webbsida] <https://ei.se/sv/for-energiforetag/el/Leveranssakerhet-och-spanningskvalitet/> (Hämtad 2019-04-15)
- Energimarknadsinspektionen [2], 2018, *Tjänster för efterfrågefleksibilitet 2018*, [Rapport], https://ei.se/Documents/Publikationer/rapporter_och_pm/Rapporter%202018/Ei_R2018_15.pdf s.9
- Energimarknadsinspektionen [3], 2018, *Tjänster för efterfrågefleksibilitet 2018*, [Rapport], https://ei.se/Documents/Publikationer/rapporter_och_pm/Rapporter%202018/Ei_R2018_15.pdf s.11

Energimarknadsinspektionen [4], 2018, *Tjänster för efterfrågeflexibilitet 2018*, [Rapport], https://ei.se/Documents/Publikationer/rapporter_och_pm/Rapporter%202018/Ei_R2018_15.pdf s.16

Energimyndigheten[1], 2016, *Energiläget*, [Webbsida], <http://www.energimyndigheten.se/statistik/energilaget/> (Hämtad 2019-03-21)

Energimyndigheten[2], 2016, *Transport*, [Webbsida], <http://www.energimyndigheten.se/statistik/transport/> (Hämtad 2019-03-21)

Eriksson. P, 2018, *Elbilens påverkan på elnätet vid hemmaladdning och tekniker för effekttoppsreduktion* [Rapport], <https://uu.diva-portal.org/smash/get/diva2:1181514/FULLTEXT01.pdf>

Europeiska rådet, 2019, *Parisavtalet om klimatförändringar*, [Webbsida], <https://www.consilium.europa.eu/sv/policies/climate-change/timeline/> (Hämtad 2019-03-27)

Grahn P., Munkhammar J., Widén J., Alvehag K., Söder L., PHEV Home-Charging Model Based on Residential Activity Patterns, [Rapport], IEEE Transactions on Power Systems 28; 2507-2515, 2013.

Ingvarsson O., 2017, *Hur dimensionerar vi framtidens elnät - Fallstudie med avseende på e-mobilitet*, [Rapport], https://www.iea.lth.se/publications/MS-Theses/Full%20document/5392_Hur_dimensionerar_vi_framtidens_elnC3%A4t.pdf

IVA, 2015, *Elproduktion-tekniker för produktion av el*, [Rapport], <https://www.iva.se/globalassets/info-trycksaker/vagval-el/vagval-el-elproduktion.pdf>

Johansson S., 2018, *Analys av ett lokalt elnät: Hur väl rustat är det för framtiden?*, [Rapport], <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1230202/FULLTEXT01.pdf>

Kamiris G., 2013, *Peak shaving control method for energy storage*, [Rapport], https://www.sandia.gov/ess-ssl/EESAT/2013_papers/Peak_Shaving_Control_Method_for_Energy_Storage.pdf

Kulin, D.[1], Sakunnig inom emobilitet, Power Circle AB, 2019

Kulin, D. [2], Sakunnig inom emobilitet, Power Circle. E-mail. 2019

Lagerström, R., Teknisk specialist, EON. Intervju. 2019

Löfblad. E et.al, 2018, *Fyra hjul som rullar i otakt*, [Rapport], http://www.nepp.se/pdf/Fyra_hjul.pdf

Naturvårdsverket [1], 2019, *Fördjupand utvärdering av miljömålen 2019*, [Rapport], <https://www.naturvardsverket.se/Documents/publikationer6400/978-91-620-6865-3.pdf?pid=24098>

Naturvårdsverket [2], 2016, *Faktablad: Miljöpåverkan från el- och värmeproduktion*, [Webbsida], <https://www.naturskyddsforeningen.se/skola/energifallet/faktablad-miljopaverkan-fran-el-och-varmeproduktionen> (Hämtad 2019-04-11)

Naturvårdsverket [3], 2018, *Styrmedel*, [Webbsida], <https://www.naturvardsverket.se/Miljoarbete-i-samhallet/Miljoarbete-i-Sverige/Uppdelat-efter-omrade/Styrmedel/> (Hämtad 2019-03-21)

Ny. H et.al, 2017, *Vägval 2030*, [Rapport], <http://bth.diva-portal.org/smash/get/diva2:1089430/FULLTEXT01.pdf>

Persson E., Jonsson P, 2018, *Utvärdering av Velanders formel för toppeffektberäkning i eldistributionsnät*, [Rapport], <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1223815/FULLTEXT01.pdf>

Power Circle AB, u.å, *Om Power Circle*, [Webbsida], <http://powercircle.org/om-powercircle/> (Hämtad 2019-03-29)

Pöyry, 2018, *Trång i elnäten-ett hinder för omställning och tillväxt?* [Rapport] <https://www.energiforetagen.se/globalassets/energiforetagen/nyheter/2018/2018-08-16-poyryrapporten.pdf?v=lquN8eBVVgH9r3eJQjyA64fTUw0>

Regeringen [1], 2018, *Övergripande mål och svenska mål inom Europa 2020*, [Webbsida], <https://www.regeringen.se/sverige-i-eu/europa-2020-strategin/overgripande-mal-och-sveriges-nationella-mal/> (Hämtad 2019-03-21)

Regeringen [2], 2015, *Fossiloberoende fordonsflotta*, [Webbsida], <https://www.regeringen.se/rattsliga-dokument/kommittedirektiv/2012/07/dir.-201278/> (Hämtad 2019-03-21)

Regionfakta, u.å, *Personbilar per 1000 invånare*, [Hemsida], <http://www.regionfakta.com/norrbottens-lan/infrastruktur/personbilar-per-1000-invanare/> (Hämtad 2019-04-01)

SCB [1], 2018, *Sveriges framtida befolkning 2018-2070*, [Rapport], https://www.scb.se/contentassets/b3973c6465b446a690aec868d8b67473/be0401_2018i70_br_be51br1801.pdf

SCB [2], 2018, *Boende i Sverige*, [Webbsida], <https://www.scb.se/hitta-statistik/sverige-i-siffror/manniskorna-i-sverige/boende-i-sverige/> (Hämtad 2019-03-21)

SCB [3], 2015, *Tätorter 2015*, [Rapport], https://www.scb.se/Statistik/MI/MI0810/2015A01/MI0810_2015A01_SM_MI38SM1601.pdf

SMHI, u.å, *Månads-, årstidst- och årskartor*, [Webbsida], <https://www.smhi.se/klimatdata/meteorologi/kartor/monYrTable.php?myn=2010&par=tmpYrAvv> (Hämtad 2019-03-29)

Svk, u.å, *Kontrollrummet*, [Webbsida], <https://www.svk.se/drift-av-stamnatet/kontrollrummet/> (Hämtad 2019-03-21)

Svk, 2017, *Teknik*, [Webbsida], <https://www.svk.se/natutveckling/utbyggnadsprocessen/teknik/> (Hämtad 2019-03-21)

Swedish Smartgrid [1], u.å, *Elsystemet förnyas*, [Webbsida], <http://swedishsmartgrid.se/varfor-smarta-elnet/elssystemet-fornyas/> (Hämtad 2019-03-21)

Swedish Smartgrid [2], u.å, *Vad är en effekttopp?*, [Webbsida], <http://swedishsmartgrid.se/varfor-smarta-elnet/fragor-och-svar/vad-ar-effekttopp/> (Hämtad 2019-03-21)

Swedish Smartgrid [3], u.å, *Varför smarta elnät?*, [Webbsida], <http://swedishsmartgrid.se/varfor-smarta-elnet/> (Hämtad 2019-03-21)

Swedish Smartgrid [4], u.å, *Vad är laststyrning?*, [Webbsida], <http://swedishsmartgrid.se/varfor-smarta-elnet/fragor-och-svar/vad-betyder-laststyrning/> (Hämtad 2019-03-21)

Tallberg T., 2014, *Beredning av lokalnät i landsbygd*, [Rapport], <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:728170/fulltext01.pdf>

Trafikverket. 2014. *Prognos för personresor 2030*, [Rapport], https://trafikverket.ineko.se/Files/sv-SE/10801/RelatedFiles/2014_071_Prognos_for_personresor_2014_2030_trafikverkets_basprognos.pdf

Transportstyrelsen, u.å, *Bonus Malus-system för personbilar, lätta lastbilar och lätta bussar*, [Webbsida], <https://www.transportstyrelsen.se/bonusmalus> (Hämtad 2019-03-21)

Widén. J, 2010, *A high-resolution stochastic model of domestic activity patterns and electricity demand*, [Rapport], Uppsala Universitet, Applied Energy, ISSN 0306-2619, E-ISSN 1872-9118, Vol. 87, nr 6, s. 1880-1892

Widén. J, 2018, *Stochastic load model with improved DHW model 180116*, [Rapport]

Wik J., 2012, *Planering av transformatorstation och eldistributionsnät för bostadsområde*, [Rapport], https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/43472/Wik_Johnny.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Wik. Torsten et.al, 2017, *Statistical modelling of OCV-curves for aged battery cells*, [Rapport], Chalmers, <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2017.08.275>

Figurer

Figur 1: Andersson A. & Kulin D., 2018, *Elbilsläget 2018*, [Rapport], <https://infogram.com/elbilslaget-2018-1h1749rjvkrq4zj?live>

Figur 2: Andersson A. & Kulin D., 2018, *Elbilsläget 2018*, [Rapport], <https://infogram.com/elbilslaget-2018-1h1749rjvkrq4zj?live>

Figur 3: Vindlov, 2015, *Uppbyggnad*, [Hemsida], <https://www.vindlov.se/sv/steg-for-steg/svenskt-vatten/inledande-skede/planeringsforutsattningar/elnet/uppbyggnad/> (Hämtad 2019-04-01)

Figur 4: IVA, 2016, *Sveriges framtida elnät* [Rapport], <https://www.iva.se/globalassets/rapporter/vagval-energi/vagvalel-sveriges-framtida-elnet.pdf>

Figur 5: Kamiris G., 2013, *Peak shaving control method for energy storage*, [Rapport], https://www.sandia.gov/ess-ssl/EESAT/2013_papers/Peak_Shaving_Control_Method_for_Energy_Storage.pdf

Figur 7: Vattenfall, u.å, *Att välja rätt huvudsäkring*, [Webbsida],
<https://www.vattenfalleldistribution.se/el-hem-till-dig/valj-ratt-huvudsakring/> (Hämtad 2019-04-01)

Bilagor

Bilaga A.1 – Enkät och resultat: Elnätbolag

Nedan följer resultatet från enkäten som riktade sig mot elnätbolag. De bolag som valdes ut för att tillfrågas om deltagande i enkäten till elnätbolagen togs fram genom att beräkna vilka bolag som stod för 90% av den totala mängden överförd energi i Sverige 2018. Dock kan samtliga av dessa 90% klassas som stora bolag om man jämför mot de bolag som står för resterande 10% av mängden överförd energi i Sverige. Då det ansågs relevant att även tillfråga dessa 10% slumpades ett urval av bolag ut från denna del för att tillfrågas om deltagande i enkäten. Från de totalt 65 elnätbolagen som enkäten skickades ut till svarade 45st, vilket innebär en svarsfrekvens på ca 69,2%.

Nomenklatur

Laddinfra - Med laddinfra menas en laddstolpe och laddstation, både snabb och långsam laddning.

Laddinfraprojekt - aggregerad last av laddinfrastruktur sådan som exempelvis en parkering, en publik laddstation etc.

Flexibilitetstjänster - En tjänst som genererar nätnytta

Flexibilitetsresurs - exempelvis batterier

Praktisk maxlast - t.ex. efter lastbalansering

V2G - Vehicle to Grid

VGI - Vehicle Grid Integration

Förvaltningen - Äganderätt, övervakning/datahantering, drift, underhåll.

Effektkonkurrenser - är en konkurrerande last som kräver effekt jämte andra laster.

Tunga fordon - Bussar och lätta lastbilar

Resultat

1.1 Kan ni uppskatta hur mycket laddinfra* ni har anslutet till era elnät idag?

Ja	34
Nej	11

1.2 Hur mycket laddinfra* uppskattar ni att ni har anslutet till era elnät idag? Ange svar i kW eller MW

Enl. tabell blev den totala anslutna laddinfran som angavs 119 970 kW. Detta jämförs mot den inrapporterade publika laddinfran från laddinfra.se i tabellen.

Källa	kW
Enkät resultat	119 970
Laddinfra.se	165 513

1.3 Vilket är ert största anslutna laddinfraprojekt fram till idag? (Teoretisk maxlast). [kW]**

34/45 svar:

Min: 15 kW

Max: 1500 kW

1.3.1 Vilket är ett största anslutna laddinfraprojekt fram till idag? (Praktisk maxlast*). [kW]**

30/45 svar:

Min: 10 kW

Max: 2200 kW

1.4 Hur mycket laddinfra* anslutet till era elnät 2030 har det kommunicerats ett behov av (inklusive det ni har idag)? [kW] och 1.5 Hur mycket laddinfra* förbereder ni att ansluta till era elnät fram till år 2030 (inklusive det ni har idag)? [kW]

På dessa två frågor svarade 16/45 bolag på önskad form:

Behov vs. Plan	Antal av 16
behov=plan	9
behov<plan	4
behov>plan	3

1.6 Om ni har svarat olika på hur mycket ni tror att behovet av laddinfra* anslutet till era elnät kommer vara 2030 och hur mycket ni förbereder att ansluta till år 2030, vänligen utveckla varför annars hoppa över denna fråga.

14/45 svar:

10/15 tar projekt när de kommer:

- de kan bygga elnät på ca 6 månader så de behöver inte ta höjd.
- agerar först vid beställning
- Behovet bygger på prognoser och osäkra planer

2/15 kommenterade att de endast har koll på publik laddning (ej hemmaladdning):

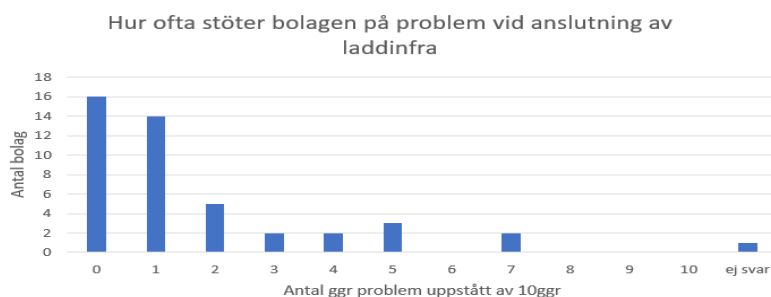
- har ingen möjlighet att uppskatta laddinfrastruktur i nuläget
- Bolagen från ingen förhandsinformation, förutsatt att det inte medför en säkringsändring, utan antar att det egentliga effektbehovet är högre än det som kommunicerats.

Ett bolag förmedlade att de inte har några förfrågningar på större laddstationer men har planer i egen regi.

En kommentar var att man väntar på gynnsammare omständigheter; man hoppas på en viss sammanlagring, effekttaxor, differentierade timpriser, ökad lokal produktion.

2.1 Hur ofta stöter ni idag på problem gällande begränsningar i era elnät när det kommer till anslutning av laddinfra*? Uppskatta antal gånger av 10

44/45 svar:



2.2 Vad gör ni idag för att möjliggöra anslutning av laddinfra* till era elnät? Kryssa i de alternativ som stämmer.

42/45 svar:

Flervalsfråga

Åtgärd	andel [%]
Nätförstärkning	62
Ingenting	29
Flexibilitetsresurser	9
N/A	7

Övriga kommentarer:

- "Gör scenarioanalyser där vi ser över vilka områden i nätet där vi kan få problem med sammanlagring och effektbegränsningar."
- "Försöker inleda dialog med större etableringar (i de fall där kunden är av en typ som äger mark på många platser) för att eventuellt kunna styra dem till lämpliga platser där effekt finns tillgänglig i ett tidigt skede"
- "aktivt försöka styra placeringen till ställen där vi har nära till elen"
- "I dagsläget har vi ett stabilt och bra nät, vi har inte haft några riktigt stora projekt som utmanat oss, vi ser från fall till fall hur vi kan lösa det för kunden"
- "Flerårig investeringsplan"
- "Vi har inga förfrågningar, det är installerat ett fåtal långtidsladdare med litet effektuttag"
- "Erfoderliga förstärkningar utförs efter beställning av anslutning. Skiljer sig inte mot någon annan anslutning"

2.2.1 Om ni i fråga 2.2 kryssade i flexibilitetsresurser som alternativ, vänligen beskriv dessa kortfattat (utveckla gärna kring storlek på resursen samt kring övervakning/datahantering av laddinfran)

3/45 svar:

- "Lokalnätet klarar och vi förstärker för framtida behov medan regionnät och stamnät redan aviserat att vi inte får mer effekt, dvs frågan om vi som lokalnätsägare kan tillåta anslutningar ligger hos regionnätägare respektive stamnätägare att besvara och tillfredsställa."

- “I samband med en laddstation för elbuss installerades ett batterilager istället för att bygga om nätet på platsen. Batterilagret ägs och drivs av det kommunala bussbolaget så vi har inte så mycket insikt i övervakningen eller datahanteringen.”
- “Flexibla avtal”

2.3 Har ni idag utbyte av flexibilitetstjänster* med laddoperatörer?

45/45 svar:

Ja	3
Nej	42

2.3.1 Hur vanligt är det att ni idag har utbyte av flexibilitetstjänster* med laddoperatörer? Uppskatta antal gånger av 10.

3/45 svar:

Bolag	antal ggr av 10
bolag 1	0
bolag 2	5
bolag 3	10

2.3.2 Ni angav att ni idag inte har utbyte av flexibilitetstjänster* med laddoperatörer. Är detta något som ni aktivt diskuterar och söker former för?

42/45 svar:

Nej	23
Ja	8
Vet ej	9
N/A	2

2.4 Har ni en handlingsplan för V2G*?

45/45 svar:

Nej	32
Ja	1
Vet ej	12

2.5 Vad ser ni för möjligheter med VGI*?

34/45 svar:

Fritext svar:

Oändliga, främst skatteflykt.

Skjuta upp eller undvika nätförstärkningar

Vet ej/ej diskuterat frågan

Just nu ganska begränsade möjligheter då man vill ha en fulltankad bil på morgonen och inte släppa ifrån sig den laddning men har (om man inte får bra betalt)

Skulle välkomna om fordon kan användas för effektutjämning men eftersom effektbegränsningen ligger hos regionnätägare och stamnätägare så behövs främst andra åtgärder inom en närmare framtid (helst redan implementerat).

Möjligheter att utnyttja befintligt elnät mer effektivt och genom styrning undvika förstärkningar

Lastbalansering, utjämning av effekttoppar, energieffektivisering

Inte en möjlighet utan en förutsättning

Just nu inga, I framtiden kan det kanske vara effektlager

Avlasta nätets påfrestning

inga

Det skulle kunna bli en tillgång för vårt elnät, om/när teknik, regelverk, standarder och affärsmodell finns på plats. Vi kommer att följa utvecklingen med intresse.

Balansera nätet, utnyttja nätet effektivare

Att kapa topparna i nätet när effekten är hög vissa tider på dygnet

bidra till värde både för kund och elnät

För elnätet i stort vet jag inte om jag kan se några större möjligheter just nu. Om jag förstått det rätt så är inte europastandarden CCS kompatibel med det än.

Som privatperson ser jag det som intresant och en möjlighet när tekniken finns till rätt pris.
kan i framtiden sänka våra/kundens effekttoppar
Stora, främst utnyttjande för frekvensreglering.
Vad är det?
Vet ej
Kunna använda t ex V2G för att kapa effekttoppar, reducera störningar eller bidra till annan nytta i elnätet
Att det ska kunna nyttjas som en effektiv flexibilitetsresurs och skapa verklig nytta (både samhällsekonomisk och hållbarhetsmässig) till elsystemet.
Jämnare effektuttag
Möjlighet att utjämna effektuttag över dygnet / veckan
Vet inte
Svaga
Ökad nyttjandegrad av nätet.
Balansera elnätet
Vi vet ganska lite om det och har inte testat så mycket än. Kapacitet och frekvenshjälp, sälja frekvensreglering till elnätet. Om mer intermittent energi i sverige så finns det ett större värde med v2g för att fixa frek. problematiken.
Får man det att fungera som tänkt så skulle det ju helt klart underlätta för hela elnätet. Även om vi kanske inte har problem idag så kommer problemen att dyka upp framöver med ett ökat behov så att någon form av integration kommer att behövas. Men vägen dit är lång.
För att kunna göra detta måste elfordon ha kapacitet att hantera laddning eller stödja tvåvägssamverkan mellan fordon och nät. Jag ser stora möjligheter samt vinster för både nätägare och fordonsägare.
Möjligheter att flytta last över tid och hantera intermittent energi.
Vet inte vad VGI är

2.6 Vad ser ni för utmaningar med VGI*?

Fritext svar:

Tekniska hinder med avancerad teknik i "dumma" elnät

Juridiska frågor, avräkning, affärsmässiga incitament för båda parter, kommunikation (IoT)

Praktisk styrning av resurserna.

Främst pedagogiska och ekonomiska (dvs incitamenten)

Att prognostisera aggregerad kapacitet och behoven av kapacitet beroende på de incitament man ger kunder eller producenter (VGI).

Hantera data och vilken el kvalité får vi på nätet.

Ny teknik, och det måste finnas kommunikation som kan hantera detta, samt affärsmodeller på plats. Elkvaliten, och styrning för när och hur.

Att kunna få det att bli rätt med skattemyndigheten.

Hantera ut och inmatning, ersättningsnivåer osv.

Teknik, standarder, regelverk och affärsmodell mot kund

Ej diskuterat frågan.

Standardiserade gränssnitt. Vem äger frågan? vem styr nätet? vilken roll får nätbolaget om den får någon i överhuvud taget?

kommunikationen till kundens laddare/elbil

Vet för lite om VGI än för att utala mig om det.

Bl a avtalsfrågor med garanterad tillgänglighet, ersättningsnivåer, kommunikation för styrning m m

Publik laddning: Kund ska kunna få betalt för nyttjande av deras fordon, därmed en prisfråga. Privatkunder: Tillstånd från kund.

Det känns som att man först kanske måste enas om en gemensam teknologi kring detta och sedan bygga och rusta efter den.

vet ej

Hur säkerställer vi elkvaliteten som matas ut på vårt nät från dessa? Vem ansvarar för att elen håller rätt kvalitet, bilägare, leverantör av laddare, laddoperatör? Viktigt att klargöra ansvarsfördelningen.

Att VGI kan skapa mer bekymmer i nätet än nytta om det innebär att el matas in och ut på nätet vid missgynnsamma tidpunkter. Om el matas in vid (ur vår synpunkt) fel tidpunkt (vilket kan vara rätt tidpunkt ur exempelvis spotprisperspektiv) kan det skapa problem med tex för hög spänningar.

Finns bara tekniken tillämplig så tror jag att det går att effekt begränsa tillfälligt om det skulle vara så att nätet inte för tillfället kan leverera eller ta emot full effekt.

Elsäkerheten, gränssnitt hur långt ex bilbatteri får leverera ut i nätet, eller bara i egna fastigheten.

Tekniken och vem som avgör när uttag/inmatning skall ske

vet ej

vet ej

Vet ej vad VGI är

Vem skall stå för kostnaderna?

Mycket baskraft i sverige leder till att idag så kollar vi inte lika mycket på frek. reglering som de gör i danmark. Varför vi inte kollar på det idag är pga. 1. volymen av elbilar är liten. 2. kundernas acceptans att man ska utnyttja deras bilar. Affärmodeller krävs.

Vet ej

Känns väldigt långt borta att få ett gränssnitt som fungerar med samtliga bilmärken. Kan inte telefonbranschen enas om en standard gällande laddkablar så kan jag inte annat än att känna detta som väldigt långt borta.

Utmaningarna skulle vara att integrera och interagera med VGI.

Om inte styrning/flexibilitet finns krävs stora förstärkningar. Flexibiliteten kräver

kommunikation och former som ännu ej är på plats.

Det behövs styrmedel/differensierade taxor.

2.7 Utifrån den mängd laddinfra* ni förbereder ska anslutas till era elnät år 2030, tror ni att det är möjligt map. på era elnäts nuvarande egenskaper?

45/45 svar:

Ja	16
Nej	18
Vet ej	9
N/A	2

2.7.1 Vilka av följande åtgärder förbereder ni att utföra för att motverka en kapacitetbrist i era elnät till år 2030? Fyll i de alternativ som stämmer.

43/45 svar:

Flervalsfråga

Åtgärd	andel [%]
Nätförstärkningar	84
Flexibilitetsresurser	13
Ingenting	4
N/A	4

Övrigt åtgärder:

- "Scenarioanalys, hitta flaskhalsar och där förbereda för förstärkningar"
- "energilagring, affärsmodeller, prismodeller, VGI, kundintegration"

2.7.1.1 Om ni i fråga 2.7.1 kryssade i flexibilitetsresurser, vänligen beskriv dessa kortfattat. (utveckla gärna kring storlek på resursen samt kring övervakning/datahantering av laddinfran)

6/45 svar:

Fritext:

- "Batterilager (inkl. fordonsbatterier), möjlighet att påverka effektuttag utifrån tidpunkt och belastningsprofil i nätet"
- Medverkar i projekt för att fram en flexibilitetsmarknad för att kunna möjliggöra bland annat

ny fossilfri produktion i nätet samt ta bort toppar i uttag.

- "Flexibilitet i elnätstaxan"

- "Svårt att säga men till 2030 räknar vi med att vi nyttjar flexibilitetsresurser för elnätet"

- "Vi har tyvärr inte någon specifik lösning som vi vet att vi kommer nyttja i dagsläget men vår plan är att nyttja flexibilitetsresurser av olika slag i de fall då det är den bästa lösningen för just den situationen."

- "Vi kommer att jobba med flexibilitet i elnätstaxan"

2.8 Var någonstans i kedjan uppstår främst problematik, m.a.p. kapacitetsöverföring, vid anslutning av laddinfra*?

44/45 svar:

Flervalsfråga

Nivå	andel [%]
Byggnad (220-400 V)	18
Kvarter (0,4-10 kV)	56
Lokalnät (10-40 kV)	16
Regionnät (40-130 kV)	18
Stamnät (220-400 kV)	0
N/A	2

2.9 För de åtgärder ni förbereder för att klara av er planerade anslutning av laddinfra* till år 2030, hur stor uppskattar ni att kostnaden för detta är? Ange svar i Mkr

19/45 svarade enligt tabell nedan.

14/45 svarade att man inte diskuterat frågan/ej räknat på det/vet ej.

12/45 svarade inte

0-4 Mkr	4
5-9 Mkr	3
10-19 Mkr	4
20-29 Mkr	3
30-39 Mkr	2
40-49 Mkr	1

80-89 Mkr	1
500 Mkr	1

2.10 För de åtgärder ni skulle behöva utföra för att möta ert uppskattade behov av laddinfra* anslutet till era elnät år 2030, hur stor uppskattar ni att kostnaden för detta är? Ange svar i Mkr.

17/45 svar enligt tabell nedan.

13/45 svarade att man inte diskuterat frågan/ej räknat på det/vet ej.

15/45 svarade inte.

0-4 Mkr	4
5-9 Mkr	2
10-19 Mkr	4
20-29 Mkr	1
30-39 Mkr	2
40-49 Mkr	1
60-69 Mkr	1
80-89 Mkr	1
500 Mkr	1

3.1 När ni ansluter laddinfra* till era elnät, tar ni generellt höjd för framtida utökningar av laddstolpar inom samma område?

44/45 svar:

Ja	33
Nej	11
N/A	1

3.2 Finns det många andra utmaningar vad gäller s.k. effektkonkurrenter* till laddinfra som kräver effekt i era elnät?**

44/45 svar:

Ja	32
Nej	12
N/A	1

3.2.1 Ange vilka effektkonkurrenter ni hittills stött på:

32/45 svar:

Flervalsfråga

Effektkonkurrent	andel [%]
Nya bostäder	36
Nya industrier	31
Allmän ökad efterfrågan på effekt	20
Elektrifiering av befintliga industrier	16
Serverhallar	16
Nya butiker	2
Kyla i fastigheter	2
Värmepumpar	2
N/A	29

3.3 Vilken av följande teknik har idag mest förfrågningar av nyanslutning?

39/45 svar:

Flervalsfråga

Laddteknik	andel [%]
Hemmaladdning	42
Destinationsladdning	51
Laddning av tunga transporter	9

Snabbladdning	20
N/A	13

Övrigt kommentar:

- "Har inga förfrågningar idag. Hemmaladdning sköte kunder själva och vi blir möjligtvis involverade om det är frågan om utökning av säkring. Men det är som vilken anna utökning av säkring som helst. Vi kommer inte bygga mer i vår regi."

3.4 Vilken av följande teknik uppskattar ni ha mest förfrågningar av nyanslutning år 2030?

35/45 svar:

Flervalsfråga

Laddteknik	andel [%]
Hemmaladdning	58
Destinationsladdning	29
Laddning av tunga transporter	18
Snabbladdning	29
N/A	22

3.5 Hur tror ni att förvaltningen* av laddinfra kommer att se ut år 2030? (Aktörernas roll i elsystemet)

36/45 svar:

Fritext:

Nätverksamhet, tillskillnad från energiverksamhet, är begränsad i vad som får göras och inte göras. Exempel kan inte en nätverksamhet/nätbolag bedriva fri handel och konkurrera med olika typer av marknader. Med detta som bakgrund tycker vi dagsläget att äganderätt, övervakning/datahantering, drift & underhåll borde ligga hos de kommersiella aktörer som har laddinfra som verksamhetsområde.
vet ej
Likt telefonoperatörerna
Ett närmare samarbete med tydliga gränser.
vet ej
Det blir någon aggregator som i sin tur säljer reglertjänster till balansansvariga och SvK

Idag är detta väldigt spritt med många små aktörer. Konsolidering är sannolik framöver, det lär bli några större aktörer som blir marknadsdominerande
Jag tror att vi elnätsägare i grunden kommer att äga det mesta.
Vet ej idag. Detta kommer med all säkerhet att styras av våra myndigheter
Laddning på större motorvägsnät: "Eltrafikverk". SL: Motsvarande lösningar med depåer som kommunicerar effektbehov till region- och stamnät. Pantograflösningar enda sättet att jämma ut de enorma effekter som dessa större energibärare behöver (laddning större andel av vägnätet genom pantograf ger mindre effektpåverkan än depåladdningar).
Vi som medelstort elnätbolag har en ambition att inte äga laddinfrastruktur. Ägandet ligger troligtvis hos olika offentliga eller privata aktörer. För att effektivisera kan en övervakning vara aktuell i den framtida hubben.
Nätägaren ställer krav som förvaltaren måste uppfylla
Jag tror inte gällande regelverk har ändrats speciellt mycket så för elnätsföretagen kommer alla typer av anslutningar hanteras lika, precis som idag. Vi kommer inte kunna göra skillnad på effektuttag orsakat av laddinfra eller av en svets/maskin. Jag tror flexibilitetstjänster och batterier i kombination med traditionella nätförstärkningar kommer vara lösningen
främst befintliga energibolag
Aktiv deltagare på marknader för balans och flexibilitet
Fastighetsägare har en viktig roll
Nationell/internationell roaming för datahantering, olika ägarstrukturer för olika sorters laddinfrastruktur.
vet ej
Oj, svår fråga. Jag gissa på att det blir fler liknande IONITY, samt att alla bensinmackar kommer att börja erbjuda snabbladdning.
En trolig koncentration av aktörer.
Jag tror dessa kommer vara en del i en flexibilitetsmarknad. Som en aggregerad part.
tror ingenting men tycker: att mer energisystemtänk. att inte ett projekt per användningsområde(tung trafik vs personbilar etc) utan snarare ett systemtänk för hela transportsektorn map laddinfrastruktur.
Privata aktörer kommer att vara aktiva. Inget som elnäten kommer att sköta
Kunder kommer normalt själva äga och laddoperatörer kommer i vissa fall hantera det övriga

Utifrån EU:s Ren energi för alla i Europa paket tror jag inte att nätägare kommer att äga laddinfrastruktur, dock tror jag fortsättningsvis att energibolag i stor utsträckning kommer att äga och ha hand om drift samt underhåll av publik laddinfrastruktur.
Privata aktörer
Jag tror inte att man löst de problem som kommer med kylan i vårt område, uppvärmningen av kupe´n tar för mycket av fordonets räckvidd. Jag tror inte att man löser värmen med andra batterier utan man behöver nog en extern värmekälla som komplement. ex gas, metanol mm.
vet ej
Elhandelsbolag äger laddinfra på publika platser. Företag och privatpersoner äger laddinfra på privat mark.
Elnätbolagen äger infrastrukturen
Kunder äger och driftar sina egna anläggningar
Elnätbolaget levererar nätkapacitet till anslutningspunkten, därefter särskilda företag motsvarande dagens bensinstationer.
Laddoperatörerna kommer att ta ett mycket större ansvar.
vet ej

4.1 Har ni meddelat villkor för anslutning av laddinfra* som lett till att projekt inte genomförts/blivit dyrare än projektören beräknat?

43/45 svar:

Ja	13
Nej	30
N/A	2

4.1.1 Vilka var orsakerna till att projekt inte genomförts/blivit dyrare än projektören beräknat?

13/45 svar:

Orsak	antal av 13st
kapacitetsbrist i nätet	9
medvetande om kostnader	1

brist på kunskap hos beställare	1
kund ser inte kostnaden	1
brist på kunskap om pris och överliggande nät	1

4.1.2 I ovan kryssade alternativ, vilken är den främsta orsaken till att projekt inte genomförts/blivit dyrare än projektörer förväntat sig?

12/45 svar:

Främsta orsak	antal av 12st
kapacitetsbrist i nätet	8
arbete, grävning och underdimensionerade internkablage	1
projektet glömde att de skulle ha laddning	1
det finns en kostnad oavsett laddalternativ	1
brist på kunskap om pris och överliggande nät	1

4.1.3 I de fall då ett laddinfraprojekt* ej genomförts pga. begränsningar i elnätet förmedlar ni orsakerna till laddoperatören?

13/45 svar:

Alltid	10
Aldrig	1
Vet ej	2
Ofta	0
Sällan	0

4.1.4 I de fall då ett laddinfraprojekt* ej genomförts pga. begränsningar i elnätet, förmedlar ni åtgärder till laddoperatören för att avhjälpa problematiken?

13/45 svar:

Alltid	6
Ofta	2
Sällan	1
Aldrig	1
Vet ej	2

4.2 Informerar ni löpande laddoperatörer om era planer för nätförstärkning i olika befintliga/planerade anslutningspunkter i framtiden?

43/45 svar:

Ja	3
Nej	39
Vet ej	1
N/A	2

4.3 Informerar laddoperatörer er löpande om deras planer för utbyggnad av laddinfra*?

42/45 svar:

Ja	5
Nej	36
Vet ej	1
N/A	3

5.1 Har ni idag laddinfra för tunga fordon* anslutna till era elnät?

45/45 svar:

Ja	7
Nej	38

5.1.1 Hur mycket laddinfra har ni anslutit för tunga fordon*? Ange svar i MW

6/45 svar:

Mellan 0,1-1,5 MW

5.1.2 Har ni någon form av flexibilitetsresurser* för laddinfran för tunga fordon?**

7/45 svar:

Ja	1
Nej	6

5.1.2.1 Beskriv kortfattat vilken typ av flexibilitetsresurs som används för de tunga fordonens* laddinfra. (Utveckla gärna kring storlek på resursen samt kring övervakning/datahantering för laddinfran)

0/45 svar

5.1.2.2 Förbereder ni att ansluta laddinfra för tunga fordon* fram till år 2030?

45/45 svar:

Ja	21
Nej	10
Vet ej	14

5.1.2.2.1 Hur mycket ansluten laddinfra förbereder ni för de tunga fordonen* (inkl. det ni har idag)? Ange svar i MW

16/45 svar:

Mellan 1-600 MW

Bilaga A.2 - Validering av frågor i enkät: Elnätbolag

1.1 Kan ni uppskatta hur mycket laddinfra* ni har anslutet till era elnät idag?

Svarsalternativ: Ja/Nej

Kommentar: U.a

1.2 Hur mycket laddinfra* uppskattar ni att ni har anslutet till era elnät idag? Ange svar i kW eller MW

Svarsalternativ: Text

Kommentar: U.a

1.3 Vilket är ert största anslutna laddinfraprojekt fram till idag?(Teoretisk maxlast) Ange svar i kW eller MW**

Svarsalternativ: Text

Kommentar: Vissa har svarat på denna fråga genom att exemplifiera de olika typerna av projekt. 34 av de tillfrågade svarade som önskat i kW eller MW. Då de flesta svarat på frågan i den form som önskas dras slutsatsen att frågan inte formuleras på sådant sätt att den kunde misstolkas utan att de avvikande svaren berodde på annat.

1.3.1 Vilket är ett största anslutna laddinfraprojekt fram till idag? (Praktisk maxlast*) Ange svar i kW eller MW**

Svarsalternativ: Text

Kommentar: Inget avvikande i svaren då alla svarat på önskad form. Dock kan frågan med avseende på föregående resulterat i oklarheter då antalet svar minskade då den praktiska lasten efterfrågades. Kan bero på att tillfrågad ej vetat skillnad etc. mellan teoretisk och praktisk maxlast då det ej hört till dennes arbetsuppgifter.

1.4 Hur mycket laddinfra* anslutet till era elnät 2030 har det kommunicerats ett behov av (inklusive det ni har idag)? Ange svar i kW eller MW

Svarsalternativ: Text

Kommentar: Svaren i denna fråga varierade. Både svar i önskad form dvs. kW eller MW förekom men ett antal av svaren förekom i textformat på formen "Ingen uppfattning" etc. Varianterna på hur man svarat kan troligen kopplas till hur tydligt man har kommunicerat ett behov och i vilken form det har kommunicerats.

1.5 Hur mycket laddinfra* förbereder ni att ansluta till era elnät fram till år 2030 (inklusive det ni har idag)? Ange svar i kW eller MW

Svarsalternativ: Text

Kommentar: En del av svaren inkom på önskad form, dvs. kW eller MW. Många svar inkom på formen där enkättagaren förklarade varför/varför inte man valde att förbereda sig eller inte.

1.6 Om ni har svarat olika på hur mycket ni tror att behovet av laddinfra* anslutet till era elnät kommer vara 2030 och hur mycket ni förbereder att ansluta till år 2030, vänligen utveckla varför annars hoppa över denna fråga.

Svarsalternativ: Text

Kommentar: Då alternativ gavs att svara på denna fråga eller inte kan det ha resulterat i ett bortfall av svar för de som önskades svara. De svar som inkom var dock på rätt form, dvs. fritext.

2.1 Hur ofta stöter ni idag på problem gällande begränsningar i era elnät när det kommer till anslutning av laddinfra*? Uppskatta antal gånger av 10.

Svarsalternativ: Numerär uppskattning

Kommentar: U.a

2.2 Vad gör ni idag för att möjliggöra anslutning av laddinfra* till era elnät? Kryssa i de alternativ som stämmer.

Svarsalternativ: Alternativ

Kommentar: U.a

2.2.1 Om ni i fråga 2.2 kryssade i flexibilitetsresurser som alternativ, vänligen beskriv dessa kortfattat (utveckla gärna kring storlek på resursen samt kring övervakning/datahantering av laddinfran)

Svarsalternativ: Text

Kommentar: U.a

2.3 Har ni idag utbyte av flexibilitetstjänster* med laddoperatörer?

Svarsalternativ: Ja/Nej

Kommentar: U.a

2.3.1 Hur vanligt är det att ni idag har utbyte av flexibilitetstjänster* med laddoperatörer? Uppskatta antal gånger av 10.

Svarsalternativ: Numerär uppskattning

Kommentar: U.a

2.3.2 Ni angav att ni idag inte har utbyte av flexibilitetstjänster* med laddoperatörer. Är detta något som ni aktivt diskuterar och söker former för?

Svarsalternativ: Ja/Nej/Vet ej

Kommentar: 2 deltagare valde att inte svara på denna fråga och klassades som N/A. Hög svarsfrekvens på denna fråga tyder på att den troligen inte missuppfattades. Antar att uteblivna svar kan bero på bugg, felklick eller annat.

2.4 Har ni en handlingsplan för V2G*?

Svarsalternativ: Ja/Nej/Vet ej

Kommentar: U.a

2.5 Vad ser ni för möjligheter med VGI*?

Svarsalternativ: Text

Kommentar: 29/45 svar. Svarsfrekvensen kan bero på att deltagaren ej var tillräckligt insatt för att kunna svara på denna fråga. Analyserades tillsammans med fråga 2.6.

2.6 Vad ser ni för utmaningar med VGI*?

Svarsalternativ: Text

Kommentar: 25/45 svar. Samma som ovan gällande svarsfrekvensen. Att 4 stycken som svarade på möjligheterna med VGI inte svarade på utmaningarna skulle föga troligt kunna bero på att de anser att det inte finns utmaningar med VGI, mest troligt är dock att man ansåg sig svarat tillräckligt tydligt i frågan som berörde möjligheterna med VGI och således hoppade över denna fråga. Analyserades tillsammans med fråga 2.5.

2.7 Utifrån den mängd laddinfra* ni förbereder ska anslutas till era elnät år 2030, tror ni att det är möjligt map. på era elnäts nuvarande egenskaper?

Svarsalternativ: Ja/Nej/Vet ej

Kommentar: U.a

2.7.1 Vilka av följande åtgärder förbereder ni att utföra för att motverka en kapacitetbrist i era elnät till år 2030? Fyll i de alternativ som stämmer.

Svarsalternativ: Alternativ

Kommentar: U.a

2.7.1.1 Om ni i fråga 2.7.1 kryssade i flexibilitetsresurser, vänligen beskriv dessa kortfattat. (utveckla gärna kring storlek på resursen samt kring övervakning/datahantering av laddinfran)

Svarsalternativ: Text

Kommentar: U.a

2.8 Var någonstans i kedjan uppstår främst problematik, m.a.p. kapacitetsöverföring, vid anslutning av laddinfra*?

Svarsalternativ: Alternativ

Kommentar: U.a

2.9 För de åtgärder ni förbereder för att klara av er planerade anslutning av laddinfra* till år 2030, hur stor uppskattar ni att kostnaden för detta är? Ange svar i Mkr.

Svarsalternativ: Text

Kommentar: 19 av de tillfrågade svarade på önskad form. Resten av svaren varierade mellan vet ej till N/A. Troligen beror svarsfrekvensen på att personen som tillfrågats inte haft detta som del av sitt arbete och därmed ingen uppfattning i frågan varvid svar på önskad form uteblev.

2.10 För de åtgärder ni skulle behöva utföra för att möta ert uppskattade behov av laddinfra* anslutet till era elnät år 2030, hur stor uppskattar ni att kostnaden för detta är? Ange svar i Mkr.

Svarsalternativ: Text

Kommentar: 17 av de tillfrågade svarade på önskad form. Troligen beror resterande svar både i annan och utebliven form av samma anledning som i föregående fråga nämligen arbetsuppgifterna hos den tillfrågade.

3.1 När ni ansluter laddinfra* till era elnät, tar ni generellt höjd för framtida utökningar av laddstolpar inom samma område?

Svarsalternativ: Ja/Nej

Kommentar: U.a

3.2 Finns det många andra utmaningar vad gäller s.k. effektkonkurrenter* till laddinfra som kräver effekt i era elnät?**

Svarsalternativ: Ja/Nej

Kommentar: U.a

3.2.1 Ange vilka effektkonkurrenter ni hittills stött på:

Svarsalternativ: Alternativ

Kommentar: Den del av de tillfrågade som ej svarat på denna fråga uppgav i föregående fråga att de ej stött på s.k effektkonkurrenter varvid representationen av N/A var relativt stor.

3.3 Vilken av följande teknik har idag mest förfrågningar av nyanslutning?

Svarsalternativ: Alternativ

Kommentar: U.a

3.4 Vilken av följande teknik uppskattar ni ha mest förfrågningar av nyanslutning år 2030?

Svarsalternativ: Alternativ

Kommentar: 36/45 svar. De som inte tagit ställning till en teknik har svarat vet ej, detta kan bero på vem som svarat på enkät och/eller att prognos ej gjorts internt varvid ställningstagande blir svårt.

3.5 Hur tror ni att förvaltningen* av laddinfra kommer att se ut år 2030? (Aktörernas roll i elsystemet)

Svarsalternativ: Text

Kommentar: U.a

4.1 Har ni meddelat villkor för anslutning av laddinfra* som lett till att projekt inte genomförts/blivit dyrare än projektören beräknat?

Svarsalternativ: Ja/Nej

Kommentar: U.a

4.1.1 Vilka var orsakerna till att projekt inte genomförts/blivit dyrare än projektören beräknat?

Svarsalternativ: Alternativ

Kommentar: U.a

4.1.2 I ovan kryssade alternativ, vilken är den främsta orsaken till att projekt inte genomförts/blivit dyrare än projektörer förväntat sig?

Svarsalternativ: Alternativ

Kommentar: U.a

4.1.3 I de fall då ett laddinfraprojekt* ej genomförts pga. begränsningar i elnätet förmedlar ni orsakerna till laddoperatören?

Svarsalternativ:Aldrig-Alltid

Kommentar: U.a

4.1.4 I de fall då ett laddinfraprojekt* ej genomförts pga. begränsningar i elnätet, förmedlar ni åtgärder till laddoperatören för att avhjälpa problematiken?

Svarsalternativ:Aldrig-Alltid

Kommentar: U.a

4.2 Informerar ni löpande laddoperatörer om era planer för nätförstärkning i olika befintliga/planerade anslutningspunkter i framtiden?

Svarsalternativ: Ja/Nej/Vet ej

Kommentar: U.a

4.3 Informerar laddoperatörer er löpande om deras planer för utbyggnad av laddinfra*?

Svarsalternativ: Ja/Nej/Vet ej

Kommentar: U.a

5.1 Har ni idag laddinfra för tunga fordon* anslutna till era elnät?

Svarsalternativ: Ja/Nej

Kommentar: U.a

5.1.1 Hur mycket laddinfra har ni anslutit för tunga fordon*? Ange svar i MW

Svarsalternativ: Text

Kommentar: U.a

5.1.2 Har ni någon form av flexibilitetsresurser* för laddinfran för tunga fordon?**

Svarsalternativ: Ja/Nej

Kommentar: U.a

5.1.2.1 Beskriv kortfattat vilken typ av flexibilitetsresurs som används för de tunga fordonens* laddinfra. (Utveckla gärna kring storlek på resursen samt kring övervakning/datahantering för laddinfran)

Svarsalternativ: Text

Kommentar: 1 svar. Deltagare hänvisar till tidigare svar där batterilager behandlas. Dock har deltagare ej nämnt detta tidigare i enkät.

5.1.2.2 Förbereder ni att ansluta laddinfra för tunga fordon* fram till år 2030?

Svarsalternativ: Ja/Nej/Vet ej

Kommentar: U.a

5.1.2.2.1 Hur mycket ansluten laddinfra förbereder ni för de tunga fordonen* (inkl. det ni har idag)? Ange svar i MW

Svarsalternativ: Text

Kommentar: Från de som svarat ja på fråga 5.1.2.2 där de uppgav att de förbereder laddinfra för tunga fordon uppgav 3/21 svaret på önskad form varvid resterande svar uteblev.

Svarsfrekvensen kan bero på att prognos/plan ej gjorts internt eller att den kunskap som frågan krävde ej hörde till deltagarens arbetsuppgifter.

Bilaga B.1 – Enkät och resultat: Andra aktörer inom laddinfrastruktur

Nedan följer resultatet från enkäten som riktade sig mot övriga marknadsaktörer inom laddinfrastruktur. De 16 aktörer som valdes ut identifierades via deras respektive hemsidor. Denna grupp var inte homogen utan innehöll fastighetsägare, leverantörer av laddboxar och andra samarbetspartners. En svarsfrekvens på 43,8% erhöles.

Nomenklatur

Laddinfra - Med laddinfra menas en laddstolpe och laddstation, både snabb och långsam laddning.

Laddinfraprojekt - aggregerad last av laddinfrastruktur sådan som exempelvis en parkering, en publik laddstation etc.

Praktisk maxlast - t.ex. efter lastbalansering

Flexibilitetstjänster - En tjänst som genererar nätnytta

Flexibilitetsresurs - exempelvis batterier

V2G - Vehicle to Grid

VGI - Vehicle Grid Integration

Förvaltningen - Äganderätt, övervakning/datahantering, drift, underhåll.

Effektkonkurrenter - är en konkurrerande last som kräver effekt jämte andra laster.

Tunga fordon - Bussar och lätta lastbilar

Resultat

Tillhör ni samma koncern eller dylikt som ett elnätbolag?

7/7 svar:

Ja	5
Nej	2

Vilken typ av följande passar bäst in på er verksamhet?

2/7 svar:

Typ av verksamhet	antal
producent	2

1.1 Hur mycket laddinfra* har ni installerat/levererat fram till idag? Ange svar i kW.

Vet ej	2
N/A	1
Angiven storlek	11 252 - 900 000 kW (4 svar)

1.1.2 Av angiven installerad/levererad laddinfra, hur stor andel i % utgörs av normalladdare(2.3 & 3.6 kW AC)? 1.1.3 Av angiven installerad/levererad laddinfra, hur stor andel i % utgörs av semisnabbaddare(11 & 22 kW AC)? 1.1.4 Av angiven installerad/levererad laddinfra, hur stor andel i % utgörs av snabbaddare(43 kW AC & 50 kW DC)?

7/7 svar:

Typ av laddare	Andel av installerad laddinfra idag [%]
Normalladdare (2.3 och 3.6 kW AC)	25.5
Semisnabb laddare (11 och 22 kW AC)	49.5
Snabbaddare (43 kW AC och 50 kW DC)	25

1.2 Hur många laddstolpar har ni installerat/levererat fram till idag? Ange i antal stycken.

6/7 svar:

Mellan: 458-60 000 st. Total summa: 78 798 st

1.3.1 Vilket är det största laddinfraprojekt* ni anslutit till elnätet fram till idag? (Teoretisk maxlast) Ange svar i kW.

7/7 svar:

Mellan: 372-2200 kW

1.3.2 Vilket är det största laddinfraprojekt* ni anslutit till elnätet fram till idag? (Praktisk maxlast) Ange svar i kW.**

4/7 svar:

Mellan: 372-1200 kW

1.4 Hur stort uppskattar ni behovet av laddinfra* vara år 2030 i Sverige? Ange i MW

7/7 svar:

Vet ej	3
N/A	1
Som Power Circle's prognos	1
Mellan 50-2000 MW	2

1.5 Hur mycket laddinfra* förbereder ni att ansluta till elnätet fram till år 2030(inklusive det ni har idag)? Ange i kW eller MW

5/7 svar.

Fritext:

“ Vi levererar bara”

“Har inte siffra på det”

“Vi kommer inte ansluta några laddare utan det gör operatörerna eller nätägarna”

“För långt perspektiv”

“Inte planerat så långt fram”

2.1 Hur ofta stöter ni på problem gällande begränsningar i elnätet när det kommer till anslutning av laddinfra*? Uppskatta antal gånger av 10.

7/7 svar:

Antal ggr av 10	antal svar
7	2
5	1
4	1
3	1
2	1
1	1

2.2 Var någonstans i kedjan uppstår främst problematik, m.a.p. kapacitetsöverföring, vid anslutning av laddinfra*?

7/7 svar:

Nivå i elnätet	antal svar
Byggnad (220-400 V)	4
Kvarter (0,4-10 kV)	2
Lokalnät (10-40 kV)	1
Regionnät (40-130 KV)	0
Stamnät (220-400 kV)	0

2.3 Har ni idag utbyte av flexibilitetstjänster* med elnätbolag?

7/7 svar:

Ja	3
Nej	4

2.3.1 Hur vanligt är det att ni har utbyte av flexibilitetstjänster med elnätbolag?

Uppskatta antal gånger av 10.

3/7 svar:

Bolag	Antal ggr av 10
Bolag 1	4
Bolag 2	2
Bolag 3	0

2.3.3 Ni svarade nej på om ni idag har utbyte av flexibilitetstjänster med elnätbolag. Är detta något som ni idag aktivt diskuterar och söker former för?

4/7 svar:

Ja	2
Nej	1
Vet ej	1

N/A	3
-----	---

2.4 När ni idag ansluter laddstolpar till elnätet, hur* tar ni höjd för framtida utökningar av laddstolpar inom samma område?

6/7 svar:

Fritext:

“Gräver ner extra kraftkablar, rör för kommunikation, ibland färdiga fundament. Även extra effekt i mätarkabelskåp mm. Förbereder för laststyrning.”

“Vet ej i min roll. “

“På vissa siter förbereder vi med extra fundament och kabelskyddsrör inför framtida installationer.”

“Vi gör inte detta utan operatörer och nätägare gör detta.”

“Lastbalansering och klustring”

“Beror på typ och plats. Snabbladdare ansluter vi ofta med större anslutning. “

2.5 Har ni en handlingsplan för V2G*?

7/7 svar:

Ja	1
Nej	2
Ve ej	4

2.5.1 Ni svarade ja på om ni hade en handlingsplan för V2G*, hur viktig är denna handlingsplan för ert framtida kunderbjudande? (Inte viktig 0-10 mycket viktigt)

1/7 svar:

2/10 på en skala från inte viktig till mycket viktig

2.6 Vad ser ni för möjligheter med VGI*?

5/7 svar:

Fritext:

“Begränsad, håller inte kommersiellt. Dock möjligt hos enskild villaägare”

“Jobbas på det globalt från vårt HQ. “

“I stor skala användbart men oklart hur utvecklingen blir”

“Effektreserv för att klara av höga effekter i vissa områden. Bilar som frekvensreglering. “

“Ganska liten potential i det korta perspektivet. Affärsmodeller för både bilägande (speciellt batteri) och Elhandel måste först förändras”

2.7 Vad ser ni för utmaningar med VGI*?

5/7 svar:

Fritext:

“Begränsad, håller inte kommersiellt. Dock möjligt hos enskild villaägare”

“Vet ej i min roll. “

“Skapa viljan att ansluta sig”

“Affärsmodellerna”

“Regelverk! Vi måste frikoppla elpriset. Stora elförbrukare har elavtal med svk. om de stänger en av sina stora förbrukare när svk ber om det får de ersättning för det. Ist för att man projicerar ner el kan svk välja att be stora förbrukare att använda mindre el och få pengar för det. vi kan hjälpa till med frek.reglering och borde få pengar från svk oberoende av elpris. Regelverket är inte moget, du får inte ta energi från bilar och sälja på elnätet. Det får du däremot om du har solceller. Behövs regelverk för att möjliggöra v2g.”

3.1 Vilken av följande teknik har idag störst efterfrågan på er marknad (marknadsandel)?

7/7 svar:

Flervalsfråga.

Typ av laddning	Antal svar
Hemmaladdning	3
Destinationsladdning	5
Snabbladdning	2
Laddning av tunga transporter	1

3.2 Vilken av följande teknik tror ni kommer ha störst efterfrågan på er marknad (marknadsandel) år 2030?

7/7 svar:

Flervalsfråga

Typ av laddning	Antal svar
Hemmaladdning	4
Destinationsladdning	5
Snabbladdning	3
Laddning av tunga transporter	3

3.3 Hur sker främst övervakningen/datahanteringen av er laddinfra* idag?

7/7 svar:

Fritext:

“Vi erbjuder komplett system som kan hanteras på skilda nivåer. Vi erbjuder övervakningstjänst”

“Alla stationer är uppkopplade mot nätet. “

“Via connected services (Molnet)”

“Via vårt egenutvecklade övervakningssystem. “

“Via OCPP och 3G uppkoppling”

“Underleverantör levererar hårdvara. Mjukvarulev. är Data samlas in, kunder kan ta del av egen data. “

“Egenutvecklat backendsystem. Kommunikation via OCPP.”

3.4 Hur tror ni att förvaltningen* av laddinfra kommer att se ut år 2030? (Aktörernas roll i elsystemet)

5/7 svar:

Fritext:

“Av flexibla mindre lokala bolag. Skilda betalsystem har "roaming"”

“Vet ej i min roll. “

“Det tas omhand av operatörerna.”

“Mer kopplat till bilen för hemmet”

“Affärshemlighet”

4.1 Har elnätsägare meddelat er villkor för anslutning av laddinfra* som lett till att projektet inte genomförts/blivit dyrare än ni beräknat?

7/7 svar:

Ja	4
Nej	3

4.1.1 Vilka var orsakerna till att projektet inte genomförts/blivit dyrare än ni beräknat?

4/7 svar:

Fritext:

“Allmänt högt kostnadsläge hos nätbolaget”

“Kapacitetsbrist i nätet, Effektkonkurrenser, Anslutning till nät långt från tänkt placering -> medför dyrare kostnader”

“Kapacitetsbrist i nätet”

“Motstrider en detaljplan”

4.1.2 Vilken var den främsta orsaken till att projektet inte genomförts/blivit dyrare än ni beräknat?

4/7 svar:

Fritext:

“Allmänt högt kostnadsläge hos nätbolaget”

“Kapacitetsbrist i nätet, Anslutning till nät långt från tänkt placering -> medför dyrare kostnader”

“Kapacitetsbrist i nätet”

“Motstrider en detaljplan”

4.1.3 Var det tydligt att projektet riskerade att bli inställt pga. begränsningar i elnätet eller dylikt?

4/7 svar:

Ja	2
Nej	2

4.1.4 I de fall då projektet ej genomförts av pga. begränsningar i elnätet, har elnätbolaget förmedlar orsakerna till er?

3/7 svar:

Ja	2
Nej	1

4.1.5 I de fall då projektet ej genomförts av pga. begränsningar i elnätet, har elnätbolaget förmedlat åtgärder till er för att kringgå problematiken?

3/7 svar:

Ja	2
Nej	1

4.1.6 I de fall då projektet ej genomförts av pga. av begränsningar i elnätet har elnätbolaget informerat om en tidsplan då de planerat åtgärda dessa?

3/7 svar:

Ja	0
Nej	3

4.2 Anser ni att ni har kunskap för att motsätta er ett beslut från ett elnätbolag som resulterat i att ett projekt inte genomförts/blivit dyrare än beräknat?

6/7 svar:

Ja	4
Nej	2

4.3 Informerar elnätbolagen er löpande om deras planer att ”stärka nät” i olika befintliga/planerade anslutningspunkter i framtiden?

6/7 svar:

Ja	1
Nej	5

4.4 Informerar ni elnätbolagen löpande om era planer för utbyggnad av laddinfrastruktur?

6/7 svar:

Ja	1
Nej	4
Vet ej	1

5.1 Har ni idag installerat/levererat laddinfra för tunga fordon?

7/7 svar:

Ja	3
Nej	4

5.1.1 Hur mycket laddinfra har ni installerat/levererat för tunga fordon*? Ange svar i kW.

2/7 svar:

1 av 2 visste inte storleken medan den andra angav ett värde.

5.1.1.1 Vid installation av laddinfra av tunga fordon*, har ni även installerat/levererat någon form av flexibilitetsresurs**?

3/7 svar:

Ja	0
Nej	3

5.1.2.1 Vilken typ av flexibilitetsresurs*? (Utveckla gärna kring storleken på resursen samt kring övervakning/datahantering för laddinfran)

0/7 svar

5.1.3 Ni angav att ni inte har installerat/levererat laddinfra för tunga fordon* idag, är detta något ni planerar att installera/leverera till år 2030?

7/7 svar:

Ja	4
Nej	3

5.1.3.1 Ni angav att ni planerar att installera/leverera laddinfra till tunga fordon* till år 2030, hur mycket, dvs. installerad effekt, förbereder ni för då? Ange i kW

4/7 svar:

3 av 4 svarade att en sådan analys inte utförts, omöjligt att uppskatta eller för långt tidsperspektiv. Den sista angav ett värde.

Bilaga B.2 - Validering av frågor i enkät: andra aktörer inom laddinfrastruktur

0.1 Tillhör ni samma koncern eller dylikt som ett elnätbolag?

Svarsalternativ: Ja/Nej

Kommentar: U.a

0.2 Vilken typ av följande passar bäst in på er verksamhet?

Svarsalternativ: Alternativ

Kommentar: U.a

1.1 Hur mycket laddinfra* har ni installerat/levererat fram till idag? Ange svar i kW.

Svarsalternativ: Text

Kommentar: U.a

1.1.2 Av angiven installerad/levererad laddinfra, hur stor andel i % utgörs av normalladdare(2.3 & 3.6 kW AC)?

Svarsalternativ: Text

Kommentar: U.a

1.1.3 Av angiven installerad/levererad laddinfra, hur stor andel i % utgörs av semisnabbladdare(11 & 22 kW AC)?

Svarsalternativ: Text

Kommentar: U.a

1.1.4 Av angiven installerad/levererad laddinfra, hur stor andel i % utgörs av snabbladdare(43 kW AC & 50 kW DC)?

Svarsalternativ: Text

Kommentar: U.a

1.2 Hur många laddstolpar har ni installerat/levererat fram till idag? Ange i antal stycken.

Svarsalternativ: Text

Kommentar: U.a

1.3 Vilket är det största laddinfraprojekt* ni anslutit till elnätet fram till idag? (Teoretisk maxlast) Ange svar i kW.

Svarsalternativ: Text

Kommentar: I det stora u.a bortsett från ett svar som angetts i kVA

1.3.2 Vilket är det största laddinfraprojekt* ni anslutit till elnätet fram till idag? (Praktisk maxlast) Ange svar i kW.**

Svarsalternativ: Text

Kommentar: U.a

1.4 Hur stort uppskattar ni behovet av laddinfra* vara år 2030 i Sverige? Ange i MW

Svarsalternativ: Text

Kommentar: U.a

1.5 Hur mycket laddinfra* förbereder ni att ansluta till elnätet fram till år 2030(inklusive det ni har idag)? Ange i kW eller MW

Svarsalternativ: Text

Kommentar: I de fallen då deltagaren har kunnat svara på denna fråga har tidsperspektivet varit för långt för att svar ska kunna ges. För de som ej svarat på denna fråga har de inte haft den rollen utan identifierat sig som producent eller dylikt. Svaren på frågan kommer från en heterogen grupp av aktörer vilket speglas i de svar som samlats in.

2.1 Hur ofta stöter ni på problem gällande begränsningar i elnätet när det kommer till anslutning av laddinfra*? Uppskatta antal gånger av 10.

Svarsalternativ: Numerär uppskattning

Kommentar: U.a

2.2 Var någonstans i kedjan uppstår främst problematik, m.a.p kapacitetsöverföring, vid anslutning av laddinfra*?

Svarsalternativ: Alternativ

Kommentar: U.a

2.3 Har ni idag utbyte av flexibilitetstjänster*med elnätbolag?

Svarsalternativ: Ja/Nej

Kommentar: U.a

2.3.1 Hur vanligt är det att ni har utbyte av flexibilitetstjänster med elnätbolag? Uppskatta antal gånger av 10.

Svarsalternativ: Numerär uppskattning

Kommentar: U.a

2.3.3 Ni svarade nej på om ni idag har utbyte av flexibilitetsjänster med elnätbolag. Är detta något som ni idag aktivt diskuterar och söker former för?

Svarsalternativ: Ja/Nej/Vet ej

Kommentar: U.a

2.4 När ni idag ansluter laddstolpar till elnätet, hur* tar ni höjd för framtida utökningar av laddstolpar inom samma område?

Svarsalternativ: Text

Kommentar: Återigen en fråga som avspeglar diversiteten i den tillfrågade gruppen. 6/7 svar har samlats in där 4/6 kunnat svara på det sätt frågan avsåg.

2.5 Har ni en handlingsplan för V2G*?

Svarsalternativ: Ja/Nej/Vet ej

Kommentar: U.a

2.5.1 Ni svarade ja på om ni hade en handlingsplan för V2G*, hur viktig är denna handlingsplan för ert framtida kunderbjudande?

Svarsalternativ: Numerär uppskattning

Kommentar: U.a

2.6 Vad ser ni för möjligheter med VGI?

Svarsalternativ: Text

Kommentar: U.a bortsett från att en deltagare valt att inte svara på denna fråga.

2.7 Vad ser ni för utmaningar med VGI?

Svarsalternativ: Text

Kommentar: U.a bortsett från att en deltagare(Samma som i fråga 2.6) valt att inte svara på denna fråga.

3.1 Vilken av följande teknik har idag störst efterfrågan på er marknad(marknadsandel)?

Svarsalternativ: Alternativ

Kommentar: U.a

3.2 Vilken av följande teknik tror ni kommer ha störst efterfrågan på er marknad(marknadsandel) år 2030?

Svarsalternativ: Alternativ

Kommentar: U.a

3.3 Hur sker främst övervakningen/datahanteringen av er laddinfra* idag?

Svarsalternativ: Text

Kommentar: U.a

3.4 Hur tror ni att förvaltningen* av laddinfra kommer att se ut år 2030?(Aktörernas roll i elsystemet)

Svarsalternativ: Text

Kommentar: U.a bortsett från att 2 personer valt att inte svara på denna fråga. Kan bero på rollen deltagarna har i resp. företag eller att verksamheten för resp. företag är oberoende på hur förvaltningen ser ut.

4.1 Har elnätsägare meddelat er villkor för anslutning av laddinfra* som lett till att projektet inte genomförts/blivit dyrare än ni beräknat?

Svarsalternativ: Ja/Nej

Kommentar: U.a

4.1.1 Vilka var orsakerna till att projektet inte genomförts/blivit dyrare än beräknat?

Svarsalternativ: Alternativ

Kommentar: U.a

4.1.2 Vilken var den främsta orsaken till att projektet inte genomförts/blivit dyrare än ni beräknat?

Svarsalternativ: Alternativ

Kommentar: U.a

4.1.3 Var det tydligt att projektet riskerade att bli inställt pga. begränsningar i elnätet eller dylikt?

Svarsalternativ: Ja/Nej

Kommentar: U.a

4.1.4 I de fall då projektet ej genomförts pga. begränsningar i elnätet, har elnätbolaget förmedlat orsakerna till er?

Svarsalternativ: Ja/Nej

Kommentar: U.a

4.1.5 I de fall då projektet ej genomförts pga. begränsningar i elnätet, har elnätbolaget förmedlat åtgärder till er för att kringgå problematiken?

Svarsalternativ: Ja/Nej

Kommentar: U.a

4.1.6 I de fall då projektet ej genomförts pga. begränsningar i elnätet har elnätbolaget informerat om en tidsplan då de planerat åtgärda dessa?

Svarsalternativ: Ja/Nej

Kommentar: U.a

4.2 Anser ni att ni har kunskap för att motsätta er ett beslut från ett elnätbolag som resulterat i att ert projekt inte genomförts/blivit dyrare än beräknat?

Svarsalternativ: Ja/Nej

Kommentar: U.a bortsett från en deltagare som ej svarat. Kan bero på att företag eller verksamheten ej har den rollen som aktör.

4.3 Informerar elnätbolagen er löpande om deras planer att "stärka nät" i olika befintliga/planerade anslutningspunkter i framtiden?

Svarsalternativ: Ja/Nej

Kommentar: U.a bortsett från en deltagare som ej svarat. Kan bero på att företag eller verksamheten ej har den rollen som aktör.

4.4 Informerar ni elnätbolagen löpande om era planer för utbyggnad av laddinfrastruktur?

Svarsalternativ: Ja/Nej/Vet ej

Kommentar: U.a bortsett från en deltagare som ej svarat. Kan bero på att företag eller verksamheten ej har den rollen som aktör.

5.1 Har ni idag installerat/levererat laddinfra för tunga fordon?

Svarsalternativ: Ja/Nej

Kommentar: U.a

5.1.1 Hur mycket laddinfra har ni installerat/levererat för tunga fordon*? Ange svar i kW.

Svarsalternativ: Text

Kommentar: U.a

5.1.1.1 Vid installation av laddinfra av tunga fordon*, har ni även installerat/levererat någon form av flexibilitetsresurs?

Svarsalternativ: Ja/Nej

Kommentar: U.a

5.1.2.1 Vilken typ av flexibilitetsresurs?(Utveckla gärna kring storleken på resursen samt kring övervakning/datahantering för laddinfran)

Svarsalternativ: Text

Kommentar: Denna fråga har fått 2 svar. Det identifierades att frågan var "felkopplad" i enkäten och att ordningsföljden således kastades om. Frågan och dess svar ska således betraktas kritiskt om än överhuvudtaget.

5.1.3 Ni angav att ni inte har installerat/levererat laddinfra för tunga fordon idag, är detta något ni planerar att installera/leverera till år 2030?

Svarsalternativ: Ja/Nej

Kommentar: U.a

5.1.3.1 Ni angav att ni planerar att installera/leverera laddinfra till tunga fordon till år 2030, hur mycket, dvs. installerad effekt, förbereder ni för då? Ange i kW.

Svarsalternativ: Text

Kommentar: 4 svar samlades in. Ett av dessa var på önskad form medan resterande pekade på att tidsperspektivet var för långt och att analyser ej fanns tillgängliga.

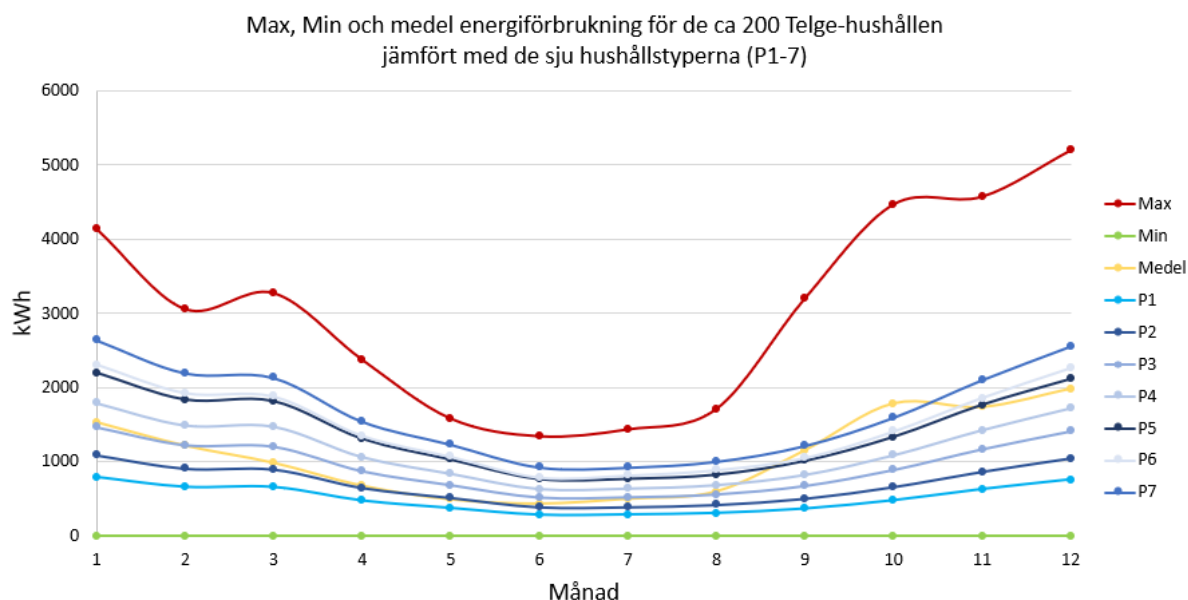
Bilaga C.1 -Validering av grundsamhälle utan elbilar

För att validera modellen för elvärme enligt avsnitt 3.2 tabell 1 i rapporten behövdes faktisk data för småhus med eluppvärmning. Från Telge Nät erhöles anonym data för energiförbrukning på timnivå för ca 600 s.k. småhus med elvärme, ca 200 småhus per säkringskategori 16A, 20A samt 25A. Småhusen valdes ut med avseende på medelårsförbrukning av Telge Nät. Kunder som liknat företag samt anläggningar som haft timförbrukningar som överstigit säkringsgränsen har tagits bort. Datan för energiförbrukningen representerar år 2013, vilket valts då detta är det år med minst extremväder.

Valideringen avsåg att ge stöd för hur elvärmen modellerats enligt två punkter. Dels huruvida uppskattningen att elvärme kunde generaliseras till att stå för 59% av den totala energiförbrukningen i ett generellt småhus. Dels att fördelningen av elvärme under året för ett småhus kunde generaliseras enligt tabell 1 avsnitt 3.2 i rapporten.

Datan från Telge Nät rör de småhus med 16A säkring, detta då modellens småhus har en årlig elförbrukning på ca 6 000 - 20 000 kWh samt ett maximalt effektuttag på ca 1-7 kW, vilket enligt figur 7 i avsnitt i rapporten ”Val av huvudsäkring” påvisar att en 16A säkring är rimlig att anta för alla våra sju olika hushållstyper.

Med antagandet att samtliga av modellens sju hushållstyper hade en 16A säkring jämfördes dessas energiförbrukningen per månad med ca 200 småhus med elvärme med en 16A säkring från Telge Nät. Modellens sju hushållstyper (P1-7: antal boende i huset var 1-7 personer) befann sig kring medelförbrukningen för Telge-hushållens energiförbrukning varje månad under året, vilket illustreras i figur 1. I figur 1 illustreras den maximala, medel och minimala energiförbrukningen för de ca 200 Telge-hushållen varje månad under året. Detta resulterade i att antagandet om 59% elvärme av den totala energiförbrukningen var ett rimligt antagande. För ytterligare representation i form av grafer, se bilaga C.2.



Figur 1: Maximala, medel och minimala energiförbrukningen för de ca 200 Telge-hushållen och de sju hushållstypernas (P1-7) energiförbrukning under året

För att validera den generaliserade fördelningen av elvärmen per månad analyserades vardera sju hushållstyper (P1-7) för sig. En hushållstyp ställdes mot tre av Telge Nätets småhus med liknande energiförbrukning. Ett medel för de tre faktiska småhusen från Telge Nät gjordes även för att se hur de andra lastprofilerna förhöll sig till denna. Detta för att påvisa att lastprofilen för olika småhus med samma energiförbrukning kan te sig väldigt olika beroende på användning av hushållsel, tapparvarmvatten samt eluppvärmning av huset. Målet att de sju olika hushållstyperna i modellen skulle likna faktiska småhus med liknande energiförbrukning på årsbasis uppfylldes till belåtenhet. Validering av de sju hushållstyperna beskrivs närmare i bilaga C.2.

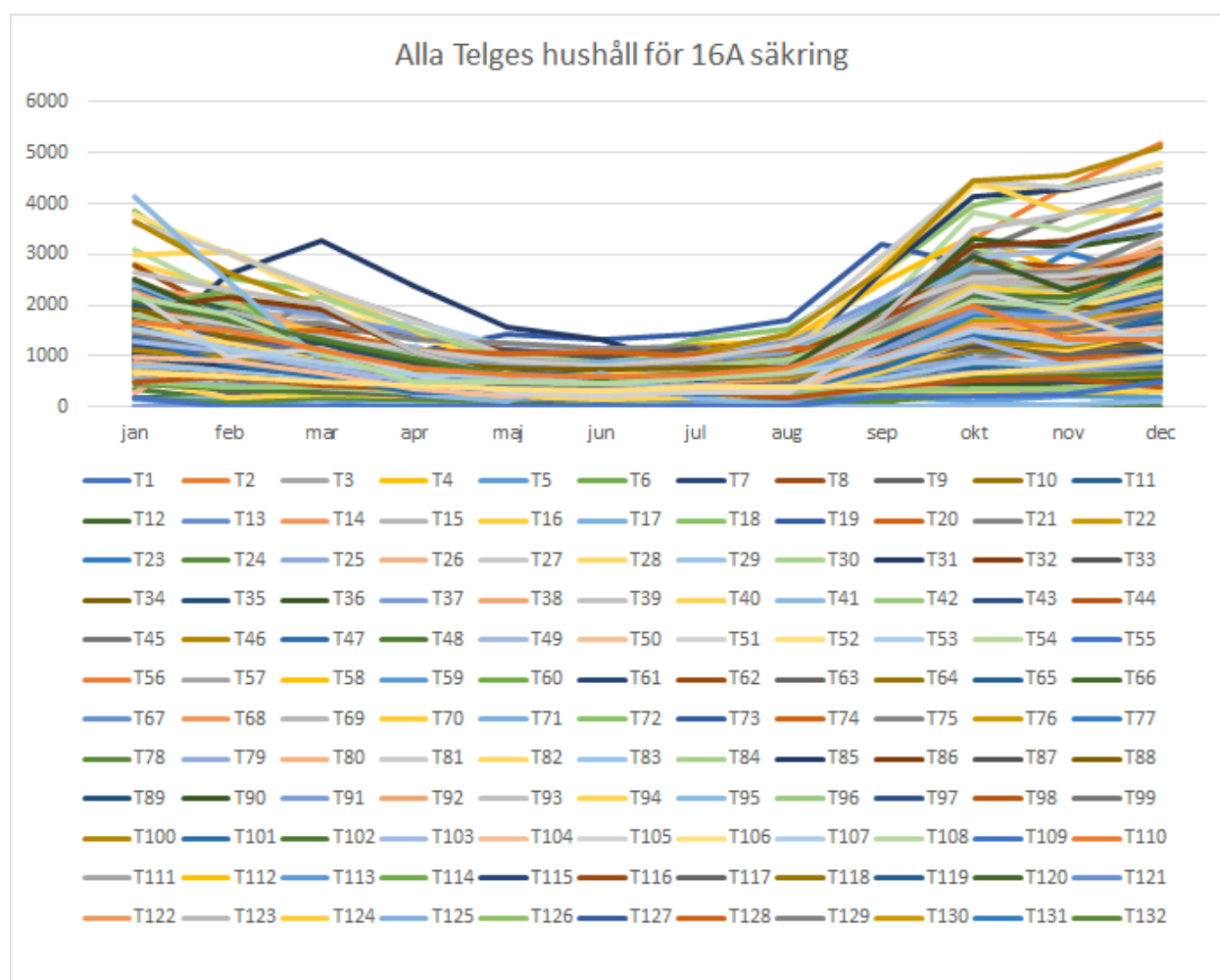
Efter de sju olika hushållstyperna i modellen analyserats för sig, jämfördes det modellerade samhället med ett samhälle uppbyggt med hjälp av Telge Nätets data. Här användes medelförbrukningen för tre faktiska småhus per hushållstyp (P1-7). I figur 21 avsnitt 6.2.1. i rapporten syns fördelningen av energiförbrukningen på årsbasis i procent av den totala energiförbrukningen för faktisk data samt modelldata. Slutsatserna från denna validering var att den generaliserade fördelningen av elvärmen per månad enligt tabell 1 i avsnitt 3.2 i rapporten är godtagbar. Skillnaderna är små och beror på att modellens fördelning av data för elvärme bygger på klimat i Sundsvall och Telge Nätets data representerar småhus i Södertälje. Dessutom bygger modellens fördelning av elvärme under ett år på ett normalkorrerat år, medan Telge Nätets data representerar år 2013. Största skillnaden mellan modellens lastprofil och Telge Nätets småhus lastprofil är att i modellen förbrukas mer energi mellan jan-jun än i aug-dec relativt Telges data, vilket även kunde utläsas ur figur 2. I juli syns en korrelation. Huruvida det är en kall/varm vår/höst beror troligen på vilket år/geografiskt område som datan härstammar ifrån.

Telge Nätets data visar en topp effekt på ca 895 kW och en min effekt på ca 74 kW. Detta gäller dock 218 hushåll, vilket skulle kunna innebära ca 497 kW topp effekt och ca 41 kW min effekt. Samhället på 121 hushåll i modellen har en topp effekt på ca 296 kW och en min effekt på ca 62 kW. Detta visar som tidigare att modellens hushållstyper och samhälle ligger inom spannet

för de 216 faktiska hushållen och ett samhälle på 121 hushåll av dessa faktiska hushåll. Detta verkar rimligt för ett generellt samhälle där extrema hushållstyper med ovanligt hög/låg energiförbrukning inte tas med. Dessutom spelar detta lite roll då transformatorns kvalifikationer bestäms utifrån modellens lastprofil och påverkan på denna analyseras därefter.)

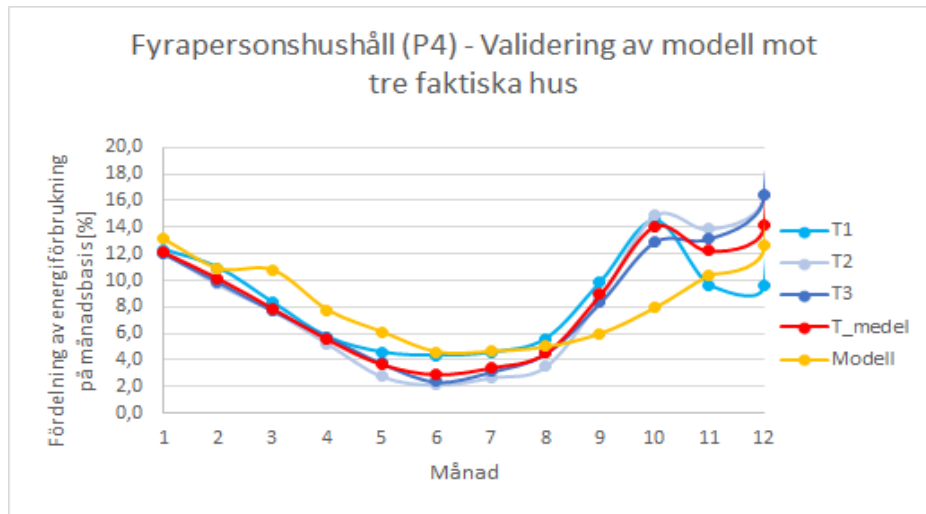
Bilaga C.2 – Validering av hushållstyper

I figur 1 syns de 218 småhus med 16A säkring som använts för validering av de sju modellerade hushållen. Det är tydligt att ett småhus med en 16A säkring kan ha en årsenergiförbrukning på 0-31 000 kWh och en maxförbrukning på 0-5000 kWh en månad som december. Det syns även att en toppförbrukare i december inte förbrukar mest energi i juni. En orsak till detta kan vara att mycket elvärme går åt till ett stort hus på vintern, medan samma hushåll kanske inte förbrukar så mycket hushållsel och tapparvarmvatten som ett mindre hushåll och har därmed mindre förbrukning under sommaren då huset inte behöver värmas upp till lika stor grad.



Figur 1: 218 småhus med 16A säkring

I figur 2 illustreras fördelningen av den totala energiförbrukningen på ett år för tre småhus från Telge Nät samt ett medel av dessa tre småhus tillsammans med ett modellerat fyrapersonhushåll (P4) med liknande årsförbrukning. Energiförbrukningen per månad är relativt småhusets totala energiförbrukning för att representera andel istället för storlek. Detta utfördes för alla hushållstyper med 1-7 boenden.



Figur 2: Validering av ett hushåll med fyra boende i modellen