



# Framtida krav på elnäten

Elforsk rapport 14:26



Niclas Damsgaard  
Magnus Lindén  
Katarina Yuen  
Jakob Helbrink  
Mikael Andersson  
Mårten Einarsson  
Joakim Munkhammar  
Pia Grahn

Maj 2014

**ELFORSK**

# Framtida krav på elnäten

Elforsk rapport 14:26

Niclas Damsgaard  
Magnus Lindén  
Katarina Yuen  
Jakob Helbrink  
Mikael Andersson  
Mårten Einarsson  
Joakim Munkhammar  
Pia Grahn

Maj 2014



## Förord

Traditionellt har elsystemet varit baserat på en hög grad av flexibilitet i produktionen. Förbrukningssidan har kunna välja hur mycket el man ska konsumera i ett givet ögonblick och produktionen har anpassats därefter. Skalekonomier har också medfört att produktionen koncentrerats till ett antal stora anläggningar.

Framtidens elsystem kommer däremot att se annorlunda ut. Ökad efterfrågeflexibilitet i kombination med en stor andel förnybar elproduktion och en ökad andel lokal elproduktion förändrar förutsättningarna både för elsystemet som sådant och för elmarknaden. Detta innebär att helt nya krav kommer att ställas på elnätens funktion.

Projektet har syftat till att ge bilder av kommande investeringsbehov i elnäten som en följd av olika framtidsscenarier för elsystemets utveckling. Perspektivet för studien är 2030 med utblickar i scenarierna mot 2050.

Projektet är tillkommet på initiativ av Fortum och Vattenfall samt har genomförts av Sweco Energuide AB. Projektet har finansierats av:

E.ON AB  
Eskilstuna Energi och Miljö AB  
Fortum Distribution AB  
Jämtkraft AB  
Jönköping Energi Nät AB  
Kraftringen Nät AB  
Mälarenergi Elnät AB  
Mölndal Energi AB  
Svenska Kraftnät  
Vattenfall AB  
Öresundskraft AB

Stefan Montin  
Programområde Omvärld och system  
Elforsk

## Sammanfattning

Energisystemen i Sverige och Europa kan förväntas genomgå stora förändringar under de kommande decennierna. Krav på minskning av utsläpp av koldioxid samt tekniska förändringar innebär att variabel förnybar elproduktion kommer att öka väsentligt. En del av denna kommer också att produceras lokalt i liten skala, snarare än i stora centrala produktionsanläggningar.

Detta introducerar förändringar på energisystemet. Den här studien behandlar vilka krav sådana förändringar ställer på elnäten. Tidshorisonten i studien är ca 25 år.

Studien visar dels på att variationerna i uttagen effekt hos slutkonsumenter kommer att öka väsentligt, samtidigt som mängden överförd energi till slutkonsumenten sannolikt minskar. Effektflödet kan i vissa fall också komma att förändras, så att vissa lokalnät, eller delar av lokalnät, blir "nettoproducenter".

Analysmetoden som använts är att baserad på enskilda, verkliga kunders förbrukning med upplösning på timnivå. De väntade förändringarna har applicerats på mätvärden så att enskilda förbrukningskurvor ändras. Tanken har varit att ta avstamp i så få antaganden som möjligt. Verkliga förbrukningskurvor har använts och de förändringar som applicerats är resultaten av tidigare arbeten.

I studien identifieras två huvudsakliga faser: en kapacitetsfas och en expansionsfas. Under kapacitetsfasen handlar det huvudsakligen om att bättre utnyttja det existerande nätet. Det kommer bland annat att ställa krav på ytterligare mätning och analys av data för att driva näten på ett bättre och effektivare sätt. Investeringar kan då undvikas, eller skjutas på i tid. En ytterligare slutsats är att dagens elnät generellt är väl rustat för att hantera den högre belastningen. Trots det ser vi att med tiden kommer det att krävas kapacitetsförstärkningar i vart fall i delar av näten, vilket benämns expansionsfasen. Bedömningen är dock att denna expansion i stor utsträckning kan ske inom ramen för existerande förnyelseprogram, dvs. inte ställa krav på omfattande förtida utbyten.

Även om näten ur ett tekniskt perspektiv står relativt väl rustade ser vi utmaningar kopplat bland annat till tariffstruktur och reglering i allmänhet. Minskad överförd energi innebär med dagens dominerande tariffmodeller för elnät att intäkterna för elnätsbolagen minskar, utan att kostnaderna minskar i motsvarande grad. Detta talar för en övergång till tariffer som i högre grad än dagens tar sin utgångspunkt i de verkliga kostnadsdrivarna, samt i de nyttor som nätet levererar. Dagens svenska ekonomiska reglering av elnäten innehåller få begränsningar vad gäller utformning av tarifferna, vilket möjliggör en anpassning från bolagen sida.

Däremot ser vi att det kan finnas utmaningar i den mer generella utformningen av regleringen av elnäten, och särskilt vad gäller bolagens incitament att göra avvägningar mellan kapital- och driftskostnader. Det är bland annat osäkert om det finns tillräckligt starka incitament att satsa på mätning och analys för att förbättra driften och optimera framtida investeringar. Mot den bakgrunden ser vi ett skäl i att vidareutveckla elnätsregleringen, för att möta de framtida utmaningarna för elnäten.

## Summary

The energy sector in Sweden and Europe is expected to be subjected to changes over the decades to come. Carbon dioxide emission restrictions and technical advancements will introduce stochastic renewable electricity production radically. A large part of this electricity will be produced in small scale by the end user rather than in large industrial parks.

This will put introduce changes to the energy sector. This study assesses what demands these changes will put on the distribution grids. The time horizon is about 25 years.

The study shows that the variations in an end consumer's power outtake will increase, while the amount of consumed energy will decrease. The power flow towards an end consumer will also in some cases get reversed, turning some distribution grid, or parts of distribution grids, into power producers.

The method used in the study is based upon real customer hourly measurement series. The afore mentioned changes has been applied to the measurement series, hour by hour, creating a picture of the future demands on the grid. The idea has been to use as few assumptions as possible and as much "reality" as possible. Real life customer measurement series has been used and the changes applied are estimates calculated in previous studies.

The study has identified two phases within the give time horizon, a capacity phase and an expansion phase. The capacity phase is defined as optimization of the capacity of the existing grid in order to use todays infrastructure more efficiently. This will among other things require more in the fields of measurements and analytics and thus postpone or avoid grid reinforcements which would be the result of today's business-as-usual approach, although the study shows that the grid is generally well equipped to handle increased power flux. The expected flux increase is such that eventually grid reinforcements will be required which is what is called the expansion phase in this study. It is however assessed that this expansion to a large extent will occur within existing reinvestment programs and thus will not exert en extra premature large scale replacement of equipment.

Even though the distribution grids are relatively well off technically, there are some regulatory challenges such as tariff structure. Based on today's dominating tariff structure, less transmitted energy renders lower income for the utility company. This would lead utility companies to have to raise fees in order to compensate for the loss of income since the cost side remains unchanged. This reasoning motivates the transfer in tariff structures towards one that is to a larger extent based on the real cost drivers for utilities. Sweden's regulatory situation today contains few limits to tariff design which enables utilities to adjust accordingly.

There are however challenges in the general design of the regulation of grid operation, especially regarding the utility companies incentives to balance capital and operational costs. It is uncertain if the incentives are strong enough for utility companies to invest in measurement and analysis required in the capacity phase to make grid operation more efficient. This renders reason to develop and adapt the Swedish grid regulation in order to meet future demands.



## Innehåll

<b>1</b>	<b>Introduktion</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Metod</b>	<b>2</b>
2.1	Analys av timdata från enskilda kunder .....	2
<b>3</b>	<b>Typnät och nätdata</b>	<b>3</b>
3.1	Innerstad .....	3
3.2	Ytterstad .....	4
3.3	Landsbygd.....	5
3.4	Relation till hela Sverige .....	5
<b>4</b>	<b>Framtida laster och distribuerad produktion</b>	<b>7</b>
4.1	North European Power Perspectives (NEPP) .....	7
4.2	Solceller.....	8
4.2.1	Modellering av solelproduktion .....	9
4.3	Vindkraft.....	9
4.4	Biomassa, avfall .....	9
4.5	Uppvärmning.....	9
4.6	Elbilar .....	10
4.6.1	Modellering av elbilsladdning.....	11
4.7	Befolkningsutveckling .....	12
4.8	Fördelning av solcellsanläggningar och elbilar i typnäten .....	13
<b>5</b>	<b>Beräkningar</b>	<b>15</b>
5.1	Innerstadsnät .....	18
5.2	Ytterstadsnät .....	21
5.3	Landsbygdsnät.....	25
5.4	Känslighetsanalys.....	26
5.4.1	Årsproduktion kontra penetrationsgrad.....	27
5.4.2	Anläggningsstorlek hos småproducenterna.....	27
5.4.3	Elbilstäthet.....	27
5.4.4	Laddningsmönster .....	27
<b>6</b>	<b>Konsekvenser för distributionsnät</b>	<b>28</b>
6.1	Förändrade förutsättningar för distributionsnäten.....	28
6.1.1	Omvänt nettoflöde .....	29
6.1.2	Högre effekttoppar .....	30
6.1.3	Summerade förändringar.....	30
6.2	Konsekvenser för distributionsnäten.....	30
6.2.1	Konsekvenser på grund av högre effekttoppar .....	31
6.2.2	Konsekvenser på grund av omvänt nettoflöde .....	31
6.3	Kostnadsdrivare för distributionsnäten.....	35
6.3.1	Kostnadsdrivare på grund av högre effekttoppar .....	35
6.3.2	Kostnadsdrivare på grund av omvänt nettoflöde .....	36
<b>7</b>	<b>Regionnät</b>	<b>38</b>
7.1	Variationer i effekt och spänning.....	38
7.2	Selektivitet och felströmmar .....	38
<b>8</b>	<b>Stamnät</b>	<b>39</b>
8.1	För mycket produktion .....	39
8.1.1	Nätets stabilitet .....	40
8.1.2	Energimarknaden påverkas.....	40



<b>9</b>	<b>Några tekniska lösningar för att hantera framtida utmaningar</b>	<b>41</b>
9.1	Smarta växelriktare kan stärka nätet .....	41
9.2	Lagring .....	41
<b>10</b>	<b>Marknad och reglering</b>	<b>43</b>
10.1	Intäkter och tariffer för elnätsbolag .....	43
10.1.1	Fallstudie ytterstadsnätet – intäktssimulering .....	45
10.2	Nätreglering i en framtid med stora mängder förnybar produktion .....	49
10.3	Marknad och nya produkter .....	51
<b>11</b>	<b>Avslutande diskussion</b>	<b>52</b>
<b>12</b>	<b>Referenser</b>	<b>53</b>
	<b>55</b>	

# 1 Introduktion

Energibranschen står inför många stora förändringar. Krav på minskade utsläpp av koldioxid från energiproduktion, kombinerat med teknologiska förändringar, gör det troligt att vi i framtiden kommer att se betydligt större inslag av distribuerad produktion och mikroproduktion. Den förändrade produktionsmixen gör också att vi går ifrån den traditionella modellen där produktionen följer förbrukningen, till en situation med ökade krav och möjligheter för efterfrågesidan att spela en mer aktiv roll. Nya användningsområden, t.ex. elbilar, leder också det till ett förändrat utnyttjande av elsystemet. I dagsläget har vi i Sverige enbart börjat se effekterna av en sådan förändring.

Elnätägarens uppgift är att överföra el från dess produktionskälla till dess konsumtionspunkt med bibehållen kvalitet. Förändringar som sker i energibranschen i stort får därför i många fall konsekvenser för elnäten.

Den här studien söker belysa viktiga frågeställningar som elnätsägare kommer att behöva förhålla sig till på en tidshorisont på cirka 25 år. Den grundläggande frågeställningen är vilka krav som kommer att ställas på elnäten, samt att på ett övergripande plan skissera på vilka krav på förändringar och anpassningar detta implicerar.

Studien tar sin utgångspunkt i ett möjligt scenario för år 2037 är att flera slutkonsumenter har eget tillskott av el från solceller samt en ökad förbrukning på grund av en i allt större grad elektrifierad fordonsflotta. Totalt innebär detta en mindre mängd levererad elenergi till genomsnittskunden men en större variation på maximalt och minimalt effektuttag. Studien behandlar därefter viktiga konsekvenser av detta samt ger vissa förslag på åtgärder, exempelvis effekttariffer för nätägare.

I rapporten har vi utgått ifrån en antagen framtida utveckling. Den exakta utvecklingen är naturligtvis osäker. Det framtidsscenario som rapporten bygger på ska med andra ord inte betraktas som en prognos för den framtida utvecklingen.

Analysen i studien skiljer sig från många andra studier. Utgångspunkten är ett nerifrån-och-upp-perspektiv istället för ett traditionellt uppifrån-och-ner-perspektiv. Uträkningar baserar sig på verkliga kunders förbrukningsdata som är loggade per timme. Till dessa data har förväntade förändringar adderats. Sammanlagt har studien behandlat närmare en kvarts miljard datapunkter.

## 2 Metod

Rapporten bygger på en kombination av metoder. Den centrala analysmetoden har utgått ifrån förbrukningsdata hos enskilda kunder. Detta har kombinerats med workshops med deltagare från de deltagande analysteamet, de deltagande företagen och Elforsk, samt interna workshops inom Sweco. Syftet med dessa workshops har varit att i kvalitativa termer identifiera framtida utmaningar för elnäten, dels utifrån det antagna framtidsscenarioet och dels utifrån den nuvarande situationen i de svenska elnäten.

### 2.1 Analys av timdata från enskilda kunder

Tillgången till timmätning av förbrukning hos enskilda kunder, samt möjligheten att bearbeta stora datamängder möjliggör en ny typ av analys av elnät. Metoden i den här studien är enligt följande:

- Identifiering av relevanta typnät för vidare analys
- Inhämtning av data för typnät: timförbrukning för enskilda kunder över ett års tid, kundkategorier och nättopologi.
- Analys av tillgängliga rapporter med prognoser om framtidens energiförbrukning och energiproduktion, med mera, för att minimera antalet egna antaganden om framtiden.
- Framtidsscenarioer bryts ner på enskilda kunder i typnäten.
- Sammanfogning av framtidsscenarioer och dagens förbrukning per kund och timme i LavaStorm.
- Analys av resultat från LavaStorm på distributionsnätets nivå.
- Analys av resultat på regionnätets nivå.
- Analys av resultat på stamnätets nivå.

## 3 Typnät och nätdata

För projektets analyser och simuleringar har tre typnät definierats. Ursprungstanken var att de ska vara verkliga svenska distributionsnät, och att de ska utgöras av en fördelningsstation med underliggande distributionsnät inkluderat alla utgående linjer. På så sätt fås en naturlig koppling till det överliggande överföringsnätet och en lätthanterlig avgränsning.

Vidare var avsikten att timvärden för alla kunder i ett nät under ett års tid skulle användas i studien. Dock har inte data för hela, relevanta nät funnits att tillgå, varför två av typnäten skapats utifrån en typisk nättopologi och energiförbrukning för strökunder. Detta beskrivs närmare under avsnitten 3.1 och 3.3.

De tre typnät som har definierats för studien är Innerstadsnät, Ytterstadsnät och Landsbygdsnät. Här frångås i viss mån den klassiska indelningen i stad-, landsbygds- och blandnät. Istället tittar vi på två stadsnät och ett landsbygdsnät.

De två typerna av stadsnät skiljer sig åt framförallt när det gäller förväntad lokal produktion och är därför viktiga att studera var för sig. Innerstaden har hög kunddensitet och karaktäriseras av flerbostadshus, kontorslokaler och eventuellt höghus och parkeringsgarage. Där kommer troligtvis penetrationen av lokal produktion vara lägre, men behovet av laddställen för elbilar kan lokalt vara mycket hög.

Ett ytterstadsnät är speciellt intressant, eftersom kunderna anslutna till detta nät i större utsträckning är benägna och har förmåga att investera i egen produktion för sina småhus. Samtidigt kommer dessa kunder ha fördel av att skaffa elbilar eftersom pendlingsavstånden är rimliga och inkomsterna relativt höga. Många av ytterstadsområdena är dessutom utbyggda under en tid som gör att näten nått sin tekniska livslängd vid analys horisonten i studien. Åldersstrukturen medför att dessa nät i dagsläget ofta också har begränsad kapacitet.

Landsbygdsnätet representerar de stora arealerna i landet, och här återfinns vi längre sträckor nät per kund. Landsbygden karaktäriseras av spridda enfamiljshus, små byar, jordbruk och mindre industrier. Troligen är en stor del av nätet nyligen kablifierat som följd av de senaste årens vädersäkringsprojekt.

### 3.1 Innerstad

Innerstadsnätet är definierat som ett kabelnät i en stads innerstad med tät kvarterstruktur. Det domineras av flerbostadshus i slutna kvarter, men också kontor, service och kommersiella lokaler finns. Nätet har troligtvis en ålderstruktur som gör att stora delar redan har nått sin tekniska livslängd.

Ett innerstadsnät med ovanstående egenskaper och timvärden för alla kunder återfanns inte hos något av de medverkande nätbolagen. Däremot fanns kundförbrukningsdata för ett antal enskilda kunder i spridda nät. Därför

skapades ett fiktivt innerstadsnät bestående av en nättopologi från Västerås innerstad med en fördelningsstation och dess linjer. Kunderna i detta nät har kategoriserats som lägenhetskunder, småhuskunder, små kommersiella verksamheter och stora kommersiella verksamheter, och matchades med kundförbrukningsdata.

Således skapades ett innerstadsnät bestående av

- 1 fördelningsstation
- 7 utgående linjer
- 41 nätstationer
- 5818 kunder varav
  - 41 småhuskunder
  - 4137 lägenhetskunder
  - 1412 små kommersiella verksamheter
  - 228 stora kommersiella verksamheter

### 3.2 Ytterstad

Ytterstadsnätet är definierat som ett kabelnät i en stads ytterområden med glesare stadsbebyggelse. Det domineras av tätare villakvarter, men också flerbostadshus i öppna kvarter, lokal service, spridda kommersiella lokaler och eventuellt ett antal mindre industrier. Nätet har en åldersstruktur som gör att stora delar redan har nått sin tekniska livslängd vid analys horisonten för studien.

Ett av de i projektet medverkande nätbolagen hade möjlighet att tillhandahålla mätdata för ett ytterstadsnät. Det rör sig om ett verkligt nät från Krafringen i södra Sverige. Timförbrukning för alla kunder finns för år 2012, förutom en period på våren och en period på hösten med avbrott i datainsamlingen.

Nätet består av

- 1 fördelningsstation
- 19 utgående linjer
- 69 nätstationer
- 5830 kunder varav
  - 2377 småhuskunder
  - 2436 lägenhetskunder
  - 813 små kommersiella verksamheter
  - 87 mellanstora kommersiella verksamheter
  - 117 stora kommersiella verksamheter
  - 5 producenter

### 3.3 Landsbygd

Landsbygdsnätet är definierat som en medelgles landsbygd motsvarande landsbygd i Mellansverige. Det omfattar skogsbruk, jordbruk, spridda enfamiljshus och eventuellt någon mindre by. Tätare landsbygd (exempelvis i Skåne) eller gles landsbygd (exempelvis i Norrland) har mer extrema karaktärsdrag och är därför inte lika representativa för typnätet Landsbygdsnät.

Troligtvis är nätet i dagsläget till stora delar nyligen kablifierat efter de senaste årens vädersäkringsprojekt, även om luftledningar också finns kvar i viss mån.

Ett landsbygdsnät med timvärden för alla kunder återfanns inte hos något av de nätföretag som medverkade i projektet. Däremot hade projektet tillgång till kundförbrukningsdata för ett antal enskilda kunder i spridda nät. Därför skapades ett fiktivt landsbygdsnät bestående av en fördelningsstation och dess underliggande nätstationer utifrån ett verkligt landsbygdsnät i Dalarna. Kunderna i detta nät har kategoriserats som lägenhetskunder, småhuskunder, små kommersiella verksamheter och stora kommersiella verksamheter, och matchades med kundförbrukningsdata.

Nätet består av

- 1 fördelningsstation
- 3 utgående linjer
- 50 nätstationer
- 1036 kunder varav
  - × 829 småhuskunder
  - × 34 lägenhetskunder
  - × 114 små kommersiella verksamheter
  - × 59 stora kommersiella verksamheter

### 3.4 Relation till hela Sverige

För att kunna relatera de tre typnäten till Sverige som helhet har en nyckel sökts som anger hur stor del av Sveriges lågspänningskunder som respektive typnät ska representera. I en rapport om landsbygden från Jordbruksverket, Allt om Landet (Jordbruksverket, Allt om Landet), har man använt befolkningstäthet i landets kommuner för att dela in dem i regiontyperna Storstad, Stad, Landsbygd och Gles landsbygd.

Den indelningen har i detta arbete använts för att utifrån typnäten skapa en bild av Sverige som helhet. Regiontypen Storstad översätts till Innerstadsnät, Stad översätts till Ytterstadsnät och Landsbygd och Gles landsbygd får tillsammans översättas till Landsbygdsnät. Befolkningen antas vara proportionell mot kundantalet. Följande fördelning av typnät i Sverige som helhet kan ses i Tabell 1.

	Landsbygd	Ytterstad	Innerstad
<b>Andel av kunder</b>	34 %	29 %	37 %
<b>Andel av areal</b>	86 %	12 %	2 %

**Tabell 1: Kundfördelning i Sverige enligt Allt om Landet**

Denna fördelningsnyckel kan värderas genom att utifrån kundfördelningen i respektive typnät räkna ut exempelvis totala antalet lägenheter och småhus i Sverige. Som framgår av tabellen stämmer antalet småhus enligt typnäten och den fördelningsnyckel som används väl överens med verkligheten, medan antalet lägenheter är överrepresenterat. Det innebär att de kommersiella verksamheterna är underrepresenterade i förhållande övriga kundtyper. En enkel lösning till att detta inte samstämmer har inte hittats, men konsekvenserna för nätanalysen bedöms vara begränsade.

	Enligt typnät och AoL som nyckel	Enligt SCB (2012)
<b>Antal lägenheter</b>	2091809	1467790
<b>Antal småhus</b>	2078502	2014394

**Tabell 2: Projektets kundkategoriindelning jämfört med SCB:s**

## 4 Framtida laster och distribuerad produktion

Självklart innebär framtiden förändringar i elproduktion, elkonsumention och teknik som vi inte kan förutspå. Detta arbete avser inte att ge en fullständig bild av framtiden eller en prognos, utan analyserar ett av flera möjliga scenarier.

I detta arbete finns å ena sidan data om dagens elförbrukning och å andra sidan prognoser och framtidsscenarioer som ger en möjlig bild av delar av framtidens elförbrukning och produktion.

Inom ramen för denna analys har ambitionen varit att utgå från befintliga scenarier avseende elmarknadens övergripande utveckling, snarare än att utveckla helt nya scenarier. Utgångspunkten för scenarierna har därför varit scenarier framtagna inom Elforskprojektet North European Power Perspectives (NEPP) (PROFU).

### 4.1 North European Power Perspectives (NEPP)

Inom projektet NEPP har fyra framtidsscenarioer definierats: *Reference*, *Climate Market*, *Regional Policy*, och *Green Policy*. *Green Policy*, som använts i detta arbete, är ett scenario som utvecklats för att analysera ett framtida elsystem med stora mängder förnybar el. I scenariot antas förnybar el vara subventionerat så att ny kärnkraft och klimatneutrala fossila alternativ inte lönar sig. Till 2037 har en betydande andel av kärnkraften i Sverige avvecklats, och el från förnybara källor som vind, biomassa och sol har ökat.

[TWh el]	2009	2016	2023	2030	2037	2044	2051
Vattenkraft	68	68,5	69	69	69	69	69
Kärnkraft	67,52	72,55	72,55	72,55	50,64	25,24	3,04
Kolkraft	0,58	0,16	0	0	0	0	0
Olja	1,19	0,12	0	0	0	0	0
Gas	2,84	1,13	0,03	0	0	0	0
Biomassa	11,73	17,33	19,4	19,43	21,32	23,39	23,44
Vindkraft	4	10,64	23,81	29,74	34,94	44,94	54,94
Övrigaförnyelsebara	0,01	0,01	1,26	12,06	14,53	16,99	19
Förbrukning	136,0	141,67	159,89	162,83	154	155,91	163,87
Export	19,82	28,77	26,16	39,95	36,43	23,65	5,55

Tabell 3: NEPP Green scenario (preliminära siffror som projektet tog del av juli 2013)



Då detta arbete bygger nerifrån och upp är de produktionskällor som återfinns i lokalnäten av störst intresse. Större anläggningar, som ansluts vid högre spänningsnivåer, kommer att byggas med en mer omfattande dialog med nätägare, och kommer vara färre till antalet. Utmaningen med de små anläggningarna är liten när de är få, men allt eftersom omfattningen ökar kan nya utmaningar uppstå.

## 4.2 Solceller

Produktionen inom kategorin "övrigt förnyelsebart" beräknas vara 14,5 TWh el per år. Till denna kategori hör solel, vågkraft, och marin strömkraft. I detta arbete väljer vi att betrakta det som enbart lågspänningsansluten solel, som då skulle innebära en maximal utmaning för lokalnäten.

Den installerade effekten på en solcellsanläggning benämns vanligtvis med enheten kWp, där p står för *peak*. Under rätt förhållanden kan en anläggning leverera sin fulla effekt. Beroende på hur anläggningen placeras kan det dock hända att maxeffekten aldrig uppnås, och under stora delar av året är effekten mycket lägre. Årsproduktionen per installerad kW är typiskt sett mellan 800 och 1000 kWh/kWp. I detta arbete används omvandlingstalet 950 kWh/kWp. För att producera 14,5 TWh per år behövs då en nationell installerad effekt på drygt 15 GWp.

Vi antar att de som producerar solel på årsbasis är nettokonsumenter, det vill säga att de producerar mindre än de konsumerar. Det kan röra sig om privatpersoner med småhus där solel produceras på hustaket. Enligt rapporten "Lönsam solel?" (Paradis) är det anläggningar på 30 kWp och uppåt som kan vara lönsamma. Härpekas verksamheter såsom köpcentra, vissa industrilokaler, äldreboenden, simhallar och bussdepåer ut som möjliga att ha denna storleksordning av solkraft installerad. Dessa verksamheter har även ett någorlunda jämnt effektbehov, eller i alla fall ett effektbehov även på dagtid under sommarmånaderna. Flerbostadshus kan också tänkas ha anläggningar som i första hand förser byggnaden med fastighetsel, men även varianter där de boende konsumerar elen är tänkbara.

Rena producenter, alltså där produktionen överstiger konsumtionen på årsbasis, bortses från i detta arbete. Vi har för analysen antagit att renodlade solproduktionsanläggningar kommer att få ett begränsat genomslag i Sverige.

De anläggningstyper som används i arbetet är följande:

- 5 kWp-anläggningar hos småhuskunder.
- Anläggningar på flera kWp på flerbostadshus som modeleras som 1 kWp per lägenhetskund.
- 5, 30 och 50 kWp-anläggningar hos kommersiella verksamheter. De förläggs hos kunder så att årsproduktionen understiger årskonsumtionen.

Ovanstående antaganden är delvis en avvägning för att "få plats" med de av NEPP givna 14,5 TWh solel hos de enskilda användarna (nyblivna producenterna).

#### 4.2.1 Modellering av solelproduktion

Elproduktion från solceller står typiskt sett i proportion till solinstrålningen. Modellerade värden för solinstrålning för Norden finns genom SMHI:s modell STRÅNG sedan 1999. Modellen tar bland annat in atmosfäriska förhållanden för UV-strålning och molnighet, och beräknar timvisa genomsnittsvärden i ett rutnät om 11x11 km.

### 4.3 Vindkraft

NEPPs scenario *Green Policy* ger en framtidsbild där den årliga vindkraftsproduktionen uppgår till 35 TWh. Om man i framtiden har något bättre utnyttjandegrad av vindkraftverken, och räknar med omvandlingstalet 400 MW/TWh per år behövs en installerad effekt på 14 GW för att uppnå den årsproduktionen. I dagsläget är den installerade effekten runt 3 GW.

Här antar vi att vindkraftverken primärt ansluts i regionnäten eller stamnätet, och därmed påverkas inte de tre typnäten direkt.

### 4.4 Biomassa, avfall

Enligt NEPPs gröna scenario kommer 21,3 TWh el produceras från biomassa och avfall. Man kan anta att många av dessa är kraftvärmeverk, och således främst producerar el när det även behövs värme. Så kallade närvärmeverk kan också bli aktuella, där mindre kraftvärmelanläggningar förser små områden med värme, samtidigt som el produceras.

Biomassa- och avfallsanläggningarna antas vara styrbara och producera el i förhållande till värmebehovet, vilket samvarierar med elbehovet. De antas också vara större än de flesta solcellsanläggningarna. Ofta är de stora nog att anslutas på högre spänningsnivåer. De tas därmed inte med i typnäten i detta arbete.

### 4.5 Uppvärmning

Hus byggs allt mer energieffektiva, men kräver år 2037 ändå en del uppvärmning. Den typ av förändringar i uppvärmningssystem som har stor inverkan på elnäten är starka trender från direktverkande el till något annat, eller starka trender från någon typ av icke-elbaserad uppvärmning till en som är elbaserad, vilket idag typiskt sett är någon typ av värmepump(Elforsk, 2012)

De senaste åren har en stark värmepumptrend setts, där såväl luftvärmepumpar och bergvärmepumpar installerats(Svensk värmepumpsförening). En viss avmattning i försäljningen av värmepumpar har skett under de senaste åren, samtidigt som andelen småhus som värms med direktverkande el eller olja är mycket liten. Många pumpar som säljs idag ersätter en uttjänt värmepump, snarare än ett annat värmesystem. Värmepumparna har de facto inneburit större kapacitetskrav på vissa distributionsnät men de kraven existerar redan idag och förändringen fram till år 2037 bedöms som liten.

En annan typ av uppvärmningssystem som kan påverka nätet är så kallade mikroturbiner, eller micro CHP (Combined Heat and Power); typiskt sett gasturbiner som producerar värme och el, exempelvis Enertwin. (Enertwin, 2013). Turbinerna för enskilda hushåll är tämligen nya på marknaden, och i Sverige finns gasnät endast i begränsade områden, varför genomslaget troligen inte blir stort. Samtidigt är det inte otänkbart att en hemleverans av biogas är lika vanligt om 25 år som hemleverans av olja var för 25 år sedan, även om biogas är mer skrymmande. I brist på en mer konkret prognos tas inte mikroturbiner med i detta arbete. Dock torde påverkan på elsystemet från denna typ av turbiner vara mest positiv då elproduktionen följer värmebehovet och därmed elbehovet som i Sverige typiskt är som störst när det är kallt.

#### 4.6 Elbilar

Om ett fossiloberoende transportsystem ska uppnås krävs stora förändringar inom transportsystemet. En del av förändringen kan vara en ökad andelelanvändning för transporter. Arbetet som ligger till grund för rapporten Roadmap för ett fossilbränsleberoende transportsystem år 2030 ger även en antydning om läget 2050. I tabell 4 återges interpolerade värden för elanvändningen för transporter år 2037. (Elforsk, 2012)

Transportslag	Årlig elförbrukning år 2037 (TWh)
Personbilar	4,6
Bussar	0,3
Lastbilar	1,7
Järnväg	4,4
Arbetsmaskiner	0,8
<b>Totalt</b>	<b>11,8</b>

**Tabell 4: Elförbrukning inom transportsektorn (Elforsk, 2012)**

Den största förändringen jämfört med idag är för personbilar. Även järnvägar (som idag använder ca 2,2 TWh årligen för framdrift (Banverket, 2013)) och lastbilar förutspås använda påtagligt mycket mer el i framtiden. De elnät som krävs för dessa transportslag antas dock byggas specifikt för dessa ändamål, och har därför begränsad påverkan på distributionsnäten.

I detta arbete görs inga specifika antaganden om vilken typ av elbilar som finns i framtiden, men för att kunna foga ihop elbilsladdning med kunddata för typnäten, antas att elbilarna kan användas på samma sätt som bensinbilar idag används, och att så kallad räckviddsångest inte är ett problem. Vi antar att bilarna i första hand laddas vid hemmet, och i andra hand vid snabbbladdstationer. Även laddning vid arbetsplatser är trolig, men i brist på underlag har den laddformen inte innefattats i arbetet. För att skatta biltäthet per elkund i de olika typnäten har offentlig statistik från Jordbruksverket, Boverket och SCB använts.

Förekomsten av taxibilar har använts för att uppskatta behovet av snabbbladdstationer. Taxibilar förväntas även i framtiden uppvisa en stor känslighet för bränsleekonomi och miljömärkning(SIKA). I detta arbete antas att alla taxibilar är elbilar som laddas i genomsnitt en gång per dag vid en snabbbladdstation. Fördelningen av taxibilar i de tre typnäten är proportionell till kundantalet.

#### 4.6.1 Modellering av elbilsladdning

Eftersom det endast finns knapphändiga data när det kommer till elbilsanvändning så behöver man uppskatta elbilsladdning med hjälp av teoretiska – framförallt matematiska - modeller (Munkhammar, "Markov-chain modeling of energy users and electric vehicles: Applications to distributed photovoltaics, 2012). Det finns olika sätt att uppskatta elbilsladdning med hjälp av matematiska modeller. Dessa modeller kan delas upp i deterministiska respektive stokastiska modeller. Deterministiska modeller för elbilsladdning använder sig av någon form av input som exempelvis körmönster, och producerar sedan en laddprofil utifrån detta. Samma input-data ger samma laddprofil för dessa modeller. Som kontrast till detta finns stokastiska modeller för elbilsladdning vilka istället kalibreras med data så att de kan producera syntetiska tidsserier för laddmönster. Ett exempel på en sådan stokastisk modell är följande modell som anpassats för att framförallt uppskatta laddprofiler baserade på att elbilen laddar hemma. Denna modell har använts till att simulera elkonsumtionen från elbilsladdning i denna rapport.

Baserad på en modell för uppskattning av hushållselanvändning utvecklad av Widén et al.(Widén, A combined Markov-chain and bottom-up approach to modelling of domestic lighting demand, 2009) (Widén, A high-resolution model of domestic activity patterns and electricity demand, 2010)utvecklades elbilsladdningsmodellen som ett komplement för att även kunna uppskatta elbilsladdningsmönster över tid för hushåll(Grahn, 2012). Modellen för hushållselanvändning var en Markovkedjemodell som uppskattade elanvändning utifrån hushållsaktiviteter, så som exempelvis "laga mat", "sova" och "se på TV". Denna Markov-kedjemodell kalibrerades med uppskattade sannolikheter för att varje "individ" vid varje tidssteg skulle gå från en aktivitet till en annan, något som baserades på tidsanvändningsdata för aktiviteter i hushåll (Widén, A combined Markov-chain and bottom-up approach to modelling of domestic lighting demand, 2009) (Widén, A high-resolution model of domestic activity patterns and electricity demand, 2010). Hushållselmodellen och elbilsmodellen baserades i grunden på 1-minutsupplösning för att kunna uppskatta variationer inom elanvändning på kort tidsskala.

Elbilsmodellen baserades på antagandet att ett hushåll med en elbil är ute och kör en viss procent av den tid en individ befinner sig i aktiviteten "inte hemma", en aktivitet som fanns bland aktiviteterna i Widéns modell. Tillsammans med en modell för hur elbilens batteri laddades upp när den var hemma och laddades ur när den kördes så skapade denna utvidgning av Widéns modell en komplett modell för elbilsanvändning baserad på Markovkedjor. Modellen hade följande valbara parametrar: Laddstyrka (kW), Batteristorlek (kWh), Sannolikhet för att ta bilen vid aktivitet "borta från

hemmet", Medelhastighet (km/h) samt bränsleförbrukning (kWh/km). Modellen hade även en inbyggd säsongsfaktor för bränsleförbrukningen som gav 20 % högre bränsleförbrukning under vintern och 20 % lägre bränsleförbrukning under sommaren, något som lagts till för att kunna ta hänsyn till skillnaden i batterikapacitet och nödvändighet för kupévärmes beroende på säsong. Modellen utvecklades och validerades i (Grahn, 2012) och har sedan använts bland annat i en Elforskrapport om elbilsladdning (Ackeby, 2013), samt för studier av egenanvändning av solceller (Munkhammar, Quantifying self-consumption of on-site photovoltaic power generation in households with electric vehicle home charging, 2013). För denna rapport användes dels standardinställningarna för modellen som visas i Tabell 5 (Munkhammar, "Markov-chain modeling of energy users and electric vehicles: Applications to distributed photovoltaics, 2012), och för ett framtidsscenario med större batteri och snabbare laddning som visas i Tabell 5.

Parameter	Värde
Laddstyrka	2,3 kW
Batterikapacitet	28 kWh
Sannolikhet av "borta från hemmet"	20 %
Medelhastighet	46 km/h
Bränsleförbrukning	0,2 kWh/km

**Tabell 5: Standardinställningar för elbilsladdningsmodellen**

Parameter	Värde
Laddstyrka	14 kW
Batterikapacitet	42 kWh
Sannolikhet av "borta från hemmet"	20 %
Medelhastighet	46 km/h
Bränsleförbrukning	0,2 kWh/km

**Tabell 6: Inställningar för elbilsladdningsmodellen i ett scenario med snabbaddning och större batteri**

## 4.7 Befolkningsutveckling

I slutet av år 2012 uppgick den svenska befolkningen till knappt 9,6 miljoner personer. Prognosen för slutet av 2037 är drygt 10,9 miljoner personer (SCB, 2013). Informationen vi har om dagsläget är naturligtvis oerhört mycket mer omfattande än vad vi vet om 2037. Därför skalas de siffror vi har för framtiden om, i proportion till befolkningen, för att matcha 2012. I någon mån ger detta arbete en bild av hur det skulle se ut idag om solceller och elbilar var vanligt förekommande, snarare än en bild av framtiden.

#### 4.8 Fördelning av solcellsanläggningar och elbilar i typnäten

Solcellsanläggningarna och elbilarna har placerats hos enskilda kunder i typnäten, och produktions- och förbrukningskurvor har adderats. Andelen av kunderna med solcellsanläggningar och elbilar framgår av tabellerna nedan. De framtidsscenarioer som använts har gett data för nationell produktion och förbrukning. Antalet kunder i typnäten som har förändrad profil har därför kalibrerats så att den totala solelproduktionen och energiförbrukningen på grund av elbilsanvändning matchar de nationella siffrorna utifrån den nyckel som beskrivits i avsnitt 3.4. Två snabbbladdstationer finns i Innerstadsnätet respektive Ytterstadsnätet och i Landsbygdsnätet finns en. För ytterstadsnätet fanns mer detaljerad information om kunderna, varför tre storlekar på verksamheter kunde användas.

Kategori	Antal	Andel kunder	Andel med elbil	Andel med 1 kWp	Andel med 5 kWp	Andel med 30 kWp	Andel med 50 kWp
Lägenhet	4137	71 %	20 %	30 %	0	0	0
Småhus	41	1 %	31 %	0	45 %	0	0
Liten verksamhet	1412	24 %	0	0	10 %	15 %	0
Stor verksamhet	228	4 %	0	0	0	0	40%
<b>Totalt</b>	5818						

Tabell 7 Andel av kunder med elbil och solcellsanläggningar i Innerstadsnätet. Beteckningen kWp avser märkeffekten på solcellsanläggningen

Kategori	Antal	Andel kunder	Andel med elbil	Andel med 1 kWp	Andel med 5 kWp	Andel med 30 kWp	Andel med 50 kWp
Lägenhet	2436	42 %	24 %	30 %	0	0	0
Småhus	2377	41 %	37 %	0	45 %	0	0
Liten verksamhet	813	14 %	0	0	25 %	0	0
Medelstor verksamhet	87	1 %			0	35 %	
Stor verksamhet	117	2 %	0	0	0	0	40%
<b>Totalt</b>	5830						

Tabell 8 Andel av kunder med elbil och solcellsanläggningar i Ytterstadsnätet. Beteckningen kWp avser märkeffekten på solcellsanläggningen

Kategori	Antal	Andel kunder	Andel med elbil	Andel med 1 kWp	Andel med 5 kWp	Andel med 30 kWp	Andel med 50 kWp
Lägenhet	34	3 %	27 %	30 %	0	0	0
Småhus	829	80 %	43 %	0	45 %	0	0
Liten verksamhet	114	11 %	0	0	10 %	15 %	0
Stor verksamhet	59	6 %	0	0	0	0	40%
<b>Totalt</b>	1036						

**Tabell 9** Andel av kunder med elbil och solcellsanläggningar i Landsbygdsnätet. Beteckningen kWp avser markeffekten på solcellsanläggningen

Utifrån denna fördelning av elbilar och solcellsanläggningar kan vi beräkna förbrukning för elbilar och produktion från solcellsanläggning inom respektive kundsegment, se Tabell 10 och Tabell 11. Observera att slutsummorna har justerats ner i förhållande till dagens mindre befolkning jämfört med år 2037. Vi ser att det är småhusen och de större anläggningarna som står för den största produktionen.

Solelproduktion	Landsbygd (MWh/år)	Ytterstad (MWh/år)	Innerstad (MWh/år)	Summa (TWh/år)
Lägenhet	16 823	182 687	396 656	0,60
Småhus	3 076 348	1 336 966	29 483	4,44
Verksamhet 5kW	94 010	254 044	225 638	0,57
Verksamhet 30kW	846 089	228 359	2 030 741	3,11
Verksamhet 50kW	1 946 169	584 958	1 457 378	3,99
Summa (TWh/år)	5,98	2,59	4,14	12,71

**Tabell 10** Sammanlagd solelproduktion i de olika typnäten och för olika anläggningstyper

Elbilar, energi/år	Landsbygd (MWh/år)	Ytterstad (MWh/år)	Innerstad (MWh/år)	Summa (TWh/år)
Lägenheter	47 648	446 871	817 064	1,31
Småhus	1 815 260	681 325	12 652	2,51
Snabbladdare	77 562	66 156	84 406	0,23
	1,94	1,19	0,91	4,05

**Tabell 11** Energiförbrukning hos olika kundsegment för elbilsladdning

## 5 Beräkningar

För att få en bild av kraven på elnäten år 2037 har ovanstående resonemang, och följaktligen ovanstående siffror, applicerats på de tre typnäten beskrivna i kapitel 3.

Insamlade mätdata ligger till grund för de simuleringar och påföljande analyser som gjorts. Data är hämtad från deltagande nätbolags mätarinsamlingssystem och innehåller förbrukning per timme och kund. Rådata är alltså uppmätt aktiv effekt och resonemang kring reaktiv effekt, spänningssgodhet, strömspikar och andra elektriska kvalitetsparametrar i kapitel 5.4 till 8 baseras på detta.

Simuleringarna för år 2037 har utförts i en mjukvara kallad "MDS lavastorm" som är utvecklad för att effektivt behandla stora mängder data.

Simuleringarna som är utförda är i grund och botten relativt okomplicerade. Projektet har i MDS lavastorm tagit en serie förbrukningsdata, applicerat det beräknade lasttillskottet från elbilsprofilen samt produktionstillskottet från egengenererad solel och räknat ut den nya förbrukningen. Komplexiteten ligger i omfattningen av antal värden.

Ett exempeldygn ses i Tabell 12:

	Förbrukning 2012	Laddning av elbil	Tillskott från egengenererad solel	Beräknad nettoförbrukning 2037
2012-05-23 00:00	2,74	0	0	2,74
2012-05-23 01:00	2,09	0	0	2,09
2012-05-23 02:00	2,62	0	0	2,62
2012-05-23 03:00	2,47	0	-0,032	2,437
2012-05-23 04:00	2,71	0	-0,375	2,334
2012-05-23 05:00	2,85	0	-0,77	2,075
2012-05-23 06:00	2,26	0	-1,023	1,236
2012-05-23 07:00	2,19	0	-1,877	0,312
2012-05-23 08:00	2,47	0	-2,309	0,160
2012-05-23 09:00	2,57	0	-2,926	-0,356
2012-05-23 10:00	3,03	0	-3,626	-0,596
2012-05-23 11:00	3,46	0	-3,772	-0,312
2012-05-23 12:00	3,15	0	-3,746	-0,599
2012-05-23 13:00	2,5	2,567	-3,568	1,498
2012-05-23 14:00	3,06	11	-3,152	10,907
2012-05-23 15:00	6,18	0,733	-2,886	4,027
2012-05-23 16:00	6,12	3,483	-2,126	7,476
2012-05-23 17:00	4,9	11	-1,220	14,679

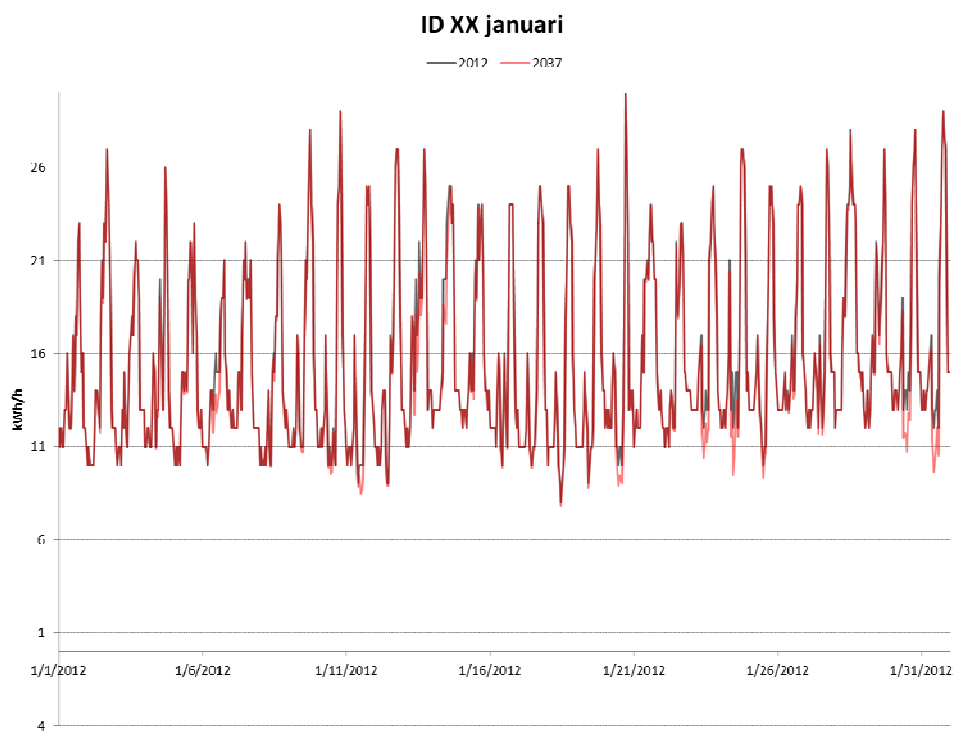


---

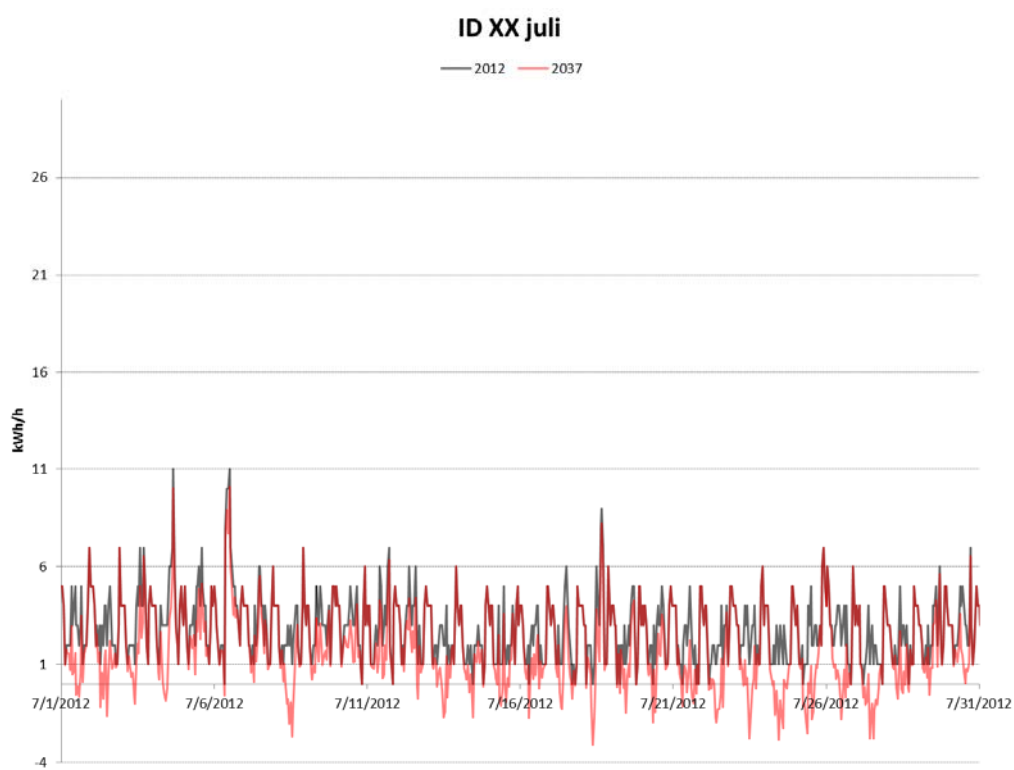
<b>2012-05-23 18:00</b>	4,36	11	-0,396	14,963
<b>2012-05-23 19:00</b>	3,26	2,566	-0,035	5,790
<b>2012-05-23 20:00</b>	4,76	0	0	4,76
<b>2012-05-23 21:00</b>	4,3	0	0	4,3
<b>2012-05-23 22:00</b>	4,7	0	0	4,7
<b>2012-05-23 23:00</b>	3,23	0	0	3,23

**Tabell 12: Exempeldygn för en slumpvis utvald kund**

Metoden kan även tydligt ses i Figur 1 och i Figur 2 där en enskild kunds månadsförbrukning presenteras för januari kontra juli och resultaten av beräkningarna i Tabell 12 visas grafiskt (med en månads värden istället för ett dygns värden).



**Figur 1: Slumpvis utvald kunds förbrukning i januari**



**Figur 2: Slumpvis utvald kunds förbrukning i juli**

Totalt har analysen omfattat data från 12684 kunder med cirka 258 miljoner datapunkter (se Tabell 13)

	Antal kunder	Tillgänglig period	Antal värden
<b>Innerstadsnät</b>	5818	Mars- okt	102.629.520
<b>Ytterstadsnät</b>	5830	Helår*	138015360
<b>Landsbygdsnät</b>	1036	Mars- okt	18275040

**Tabell 13: Antal behandlade värden i typnäten**  
\*Exklusive Februari samt 11 dagar i November

## 5.1 Innerstadsnät

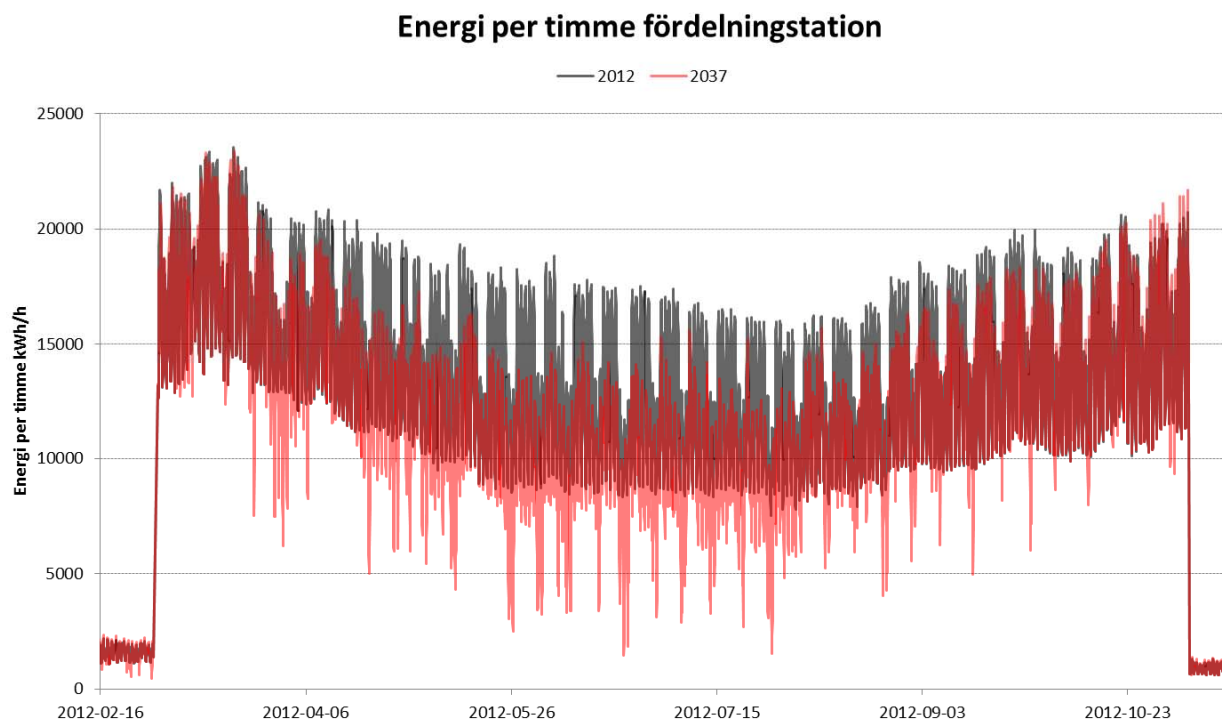
Vi har för analysen inte fått tillgång till data för ett helt innerstadsnät enligt beskrivning i kapitel 3.1. Innerstadsnätet är istället "tillverkat". För att få ett så pass representativt och verklighetslikt nät som möjligt så har projektet här utgått från en nättopologi tagen från Västerås innerstad, tillhandahållen av Mälarenergi. Topologin är en fördelningsstation med utgående fack, underliggande nätstationer och slutkunder därunder. Själva mätvärdena för kunderna är sedan hämtade från från:

- Flerbostadshus i Stockholm (Fortum)
- Sundsvall (Sundsvalls energi)

I nätstrukturen från Västerås fanns information om kundkategori (exempelvis villa, småhus, flerbostadshus, kontor etc.) för alla kunder. Analysgruppen hade dock inte tillgång till motsvarande kundkategoriindelning för den tillgängliga mätdatan. Detta löstes med att en kategoriindelning genomfördes baserat på förbrukningskurva. På så sätt kunde tillgänglig förbrukningsdata passas in i använd nätstruktur.

Detta innebär att mätdata från exempelvis ett småhus i innerstadsnätet är verklig uppmätt förbrukning hos en verklig kund som enligt kategoriindelningen troligtvis är ett småhus men som inte nödvändigtvis i verkligheten ligger i en innerstad.

Övergripande för fördelningsstationen kan förändringarna i effektflödet på årsbasis läsas ut genom Figur 3:

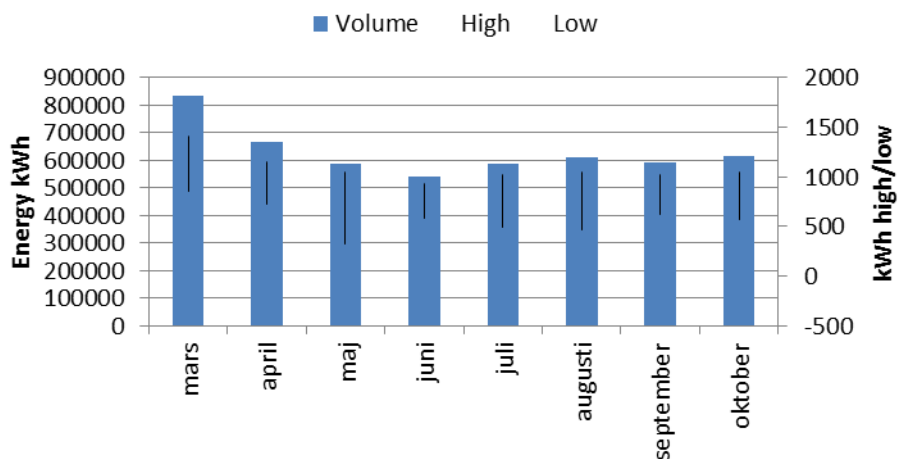


**Figur 3: Effektflöde genom fördelningsstation för innerstadsnät**

Det går att i Figur 3 tydligt utläsa att effekten pendlar i ett större intervall för år 2037 än för år 2012. Det går även att utläsa att påverkan från lokalt producerad sol har en större inverkan än den ökade konsumtion som elbilsaddningen tillför. Detta visas även i Figur 4 och Figur 5.

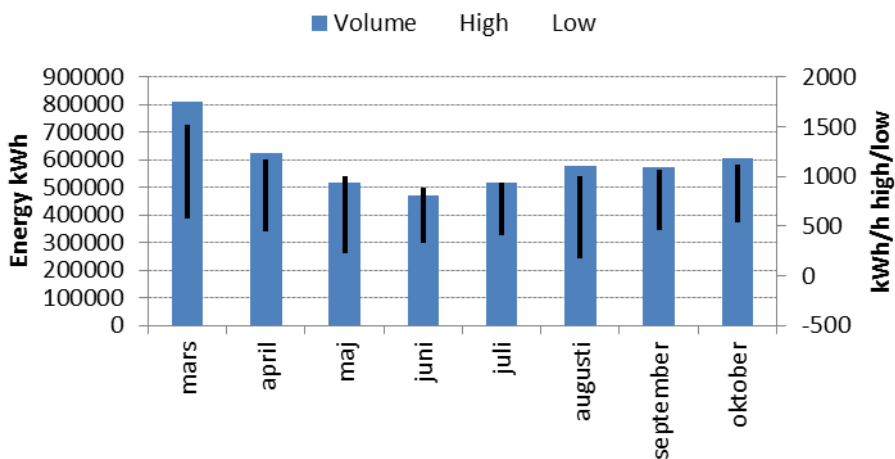
Figur 4 och Figur 5 visar överförd energi (blå stapel och skala på vänster y-axel) samt effektintervall (svart streck och skala på höger y-axel). På fördelningsstationsnivå så ser man de sammanslagningseffekter som uppkommer vid summeringen av alla kunder. Större, och givetvis motsvarande mindre, påverkan återfinns längre ner i nätet. I Figur 6 och Figur 7 görs motsvarande jämförelse för ett utvalt utgående fack för fördelningsstationen.

## Fördelningsstation 2012



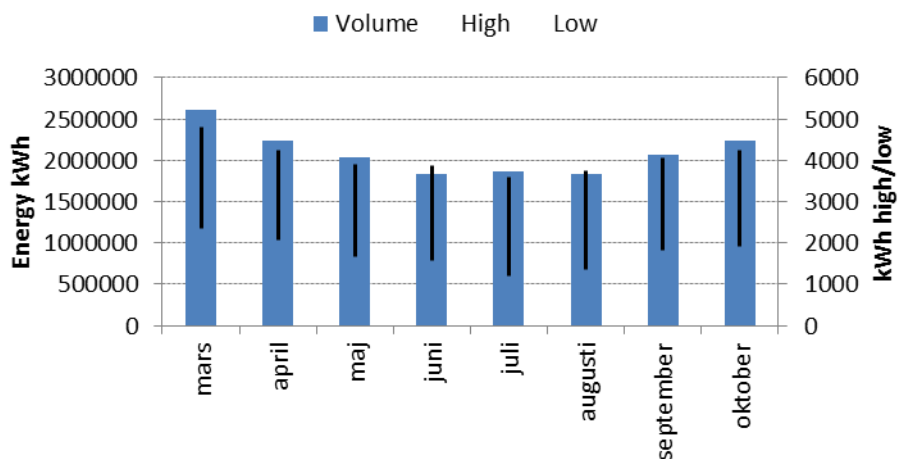
Figur 4: Energi- (blått) och effektflöde (svart) på månadsbasis genom fördelningsstation i innerstadsnätet 2012

## Fördelningsstation 2037



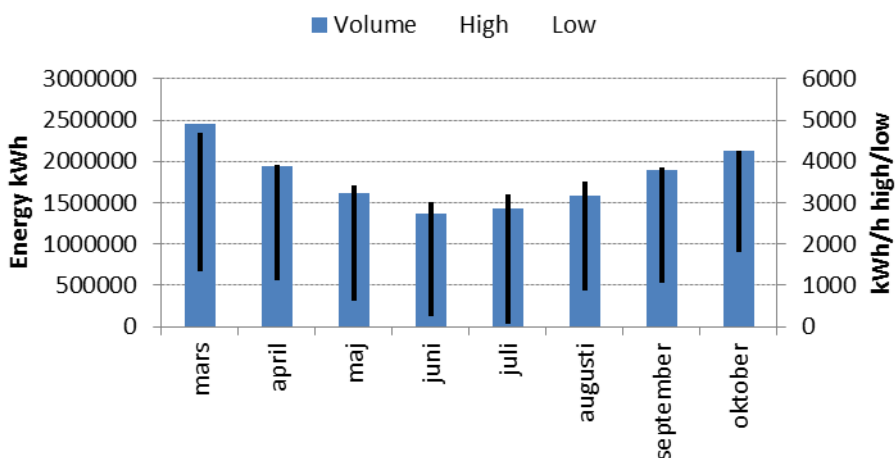
Figur 5: Energi- (blått) och effektflöde (svart) på månadsbasis genom fördelningsstation i innerstadsnätet 2037

## Fack 1 innerstadsnät 2012



Figur 6: Energi- och effektflöde på månadsbasis genom Fack1 i innerstadsnätet 2012

## Fack 1 innerstadsnät 2037

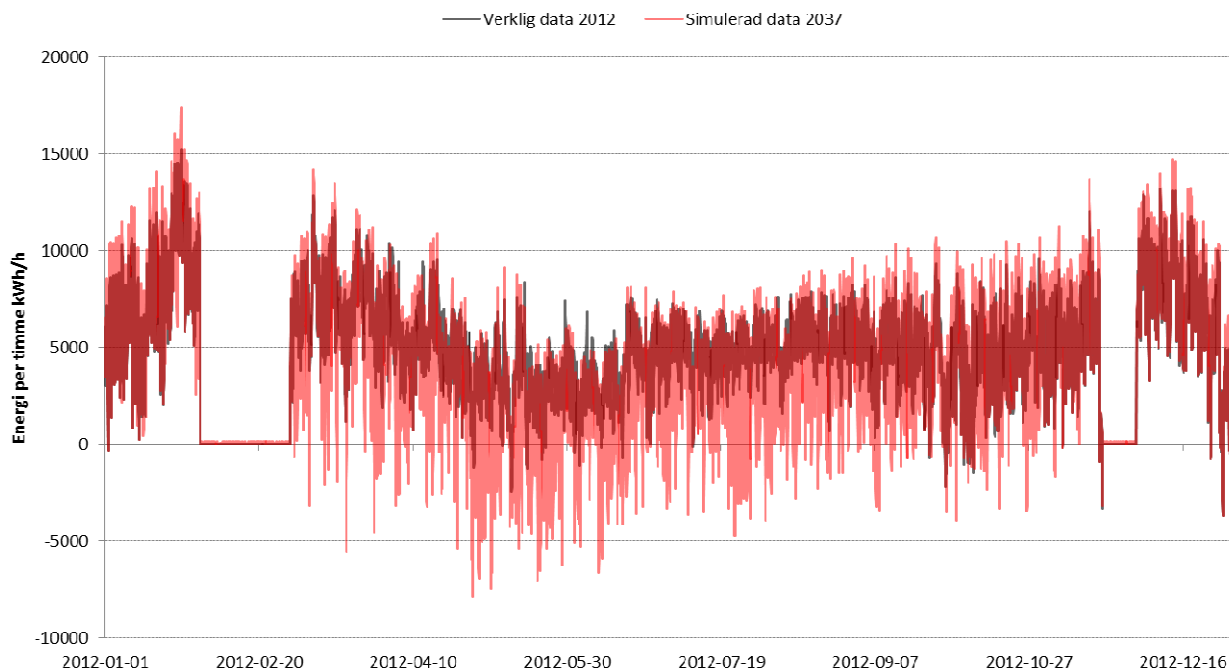


Figur 7: Energi- och effektflöde på månadsbasis genom Fack 1 i innerstadsnätet 2037

## 5.2 Ytterstadsnät

Ytterstadsnätet är det mest verklighetsförankrade typnätet i detta projekt. Detta beror på att projektet samarbetat med Kraftringen och fått tillgång till data för en hel fördelningsstation, dess underliggande nätstruktur och timvis förbrukningsdata för alla kunder samt verklig kategoriindelning. En överblick över energi per timme över fördelningsstationen (ytterstadsnätet) visas i Figur 8.

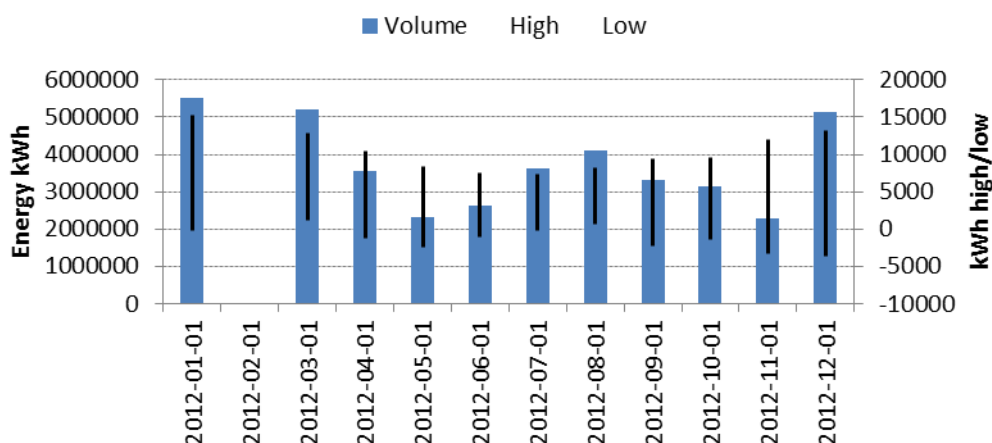
## Överblick ytterstadsnät; Energi per timme fördelningstation



**Figur 8: Överblick ytterstadsnät**

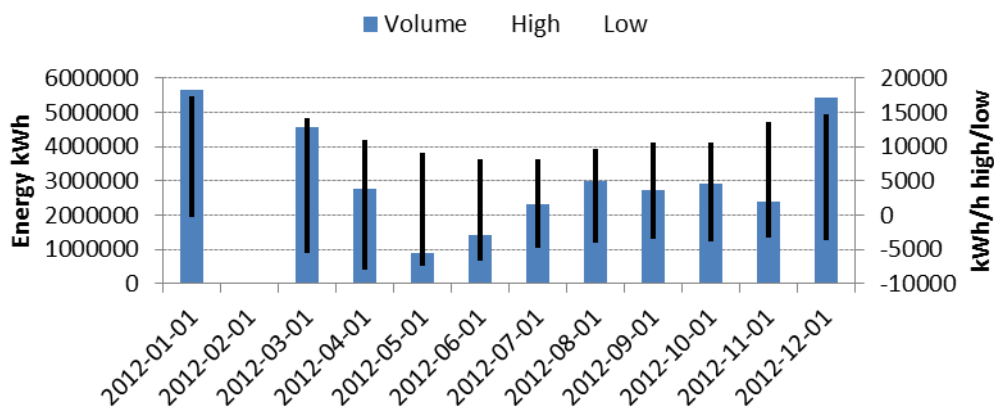
Ett annat sätt att jämföra dagens läge med det simulerade läget för 2037 är att titta på överförd energi tillsammans med min- och max-effekter. Figur 10 och Figur 11 nedan visar överförd energi per månad samt högsta och lägsta noterade uttaget per månad på fördelningsstationsnivå.

## Fördelningsstation 2012



**Figur 9: Energi- (blått) och effektförbrukning (svart) på månadsbasis för fördelningsstation i ytterstadsnät 2012**

## Fördelningsstation 2037



**Figur 10: Energi- (blått) och effektflöde (svart) på månadsbasis för fördelningsstation i ytterstadsnät 20137**

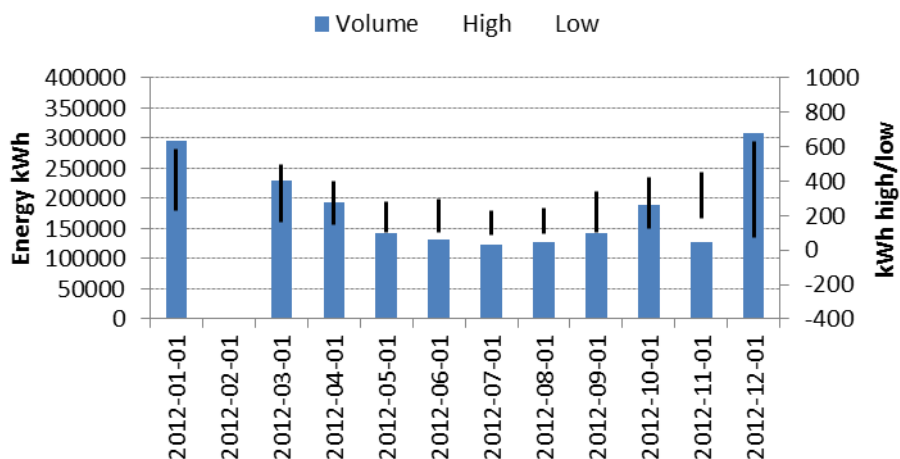
För att förstå Figur 9 och Figur 10 bör det tilläggas att i det fysiska ytterstadsnät som försett projektet med mätvärden så finns det idag ett kraftvärmeverk som producerar el samtidigt som det producerar värme. På sommar sker liten eller ingen värmeproduktion varvid elproduktionen också den bortfaller, vilket förklarar en annars icke-intuitiv maxkonsumtion mitt i sommaren.

På fördelningsstationsnivå sker sammanlagring på samma sätt som för innerstadsnätet, det vill säga ett högt effektuttag hos en specifik kund balanseras av ett lågt effektuttag hos en annan. Det är därför intressant att bryta ner effektuttagen på lägre nivåer.

Nätstation AA är en nätstation som matar ett villaområde i ytterstadsnätet. Projektet har här lokalt höjt koncentrationen av elbilar och solceller med resonemanget att grannar påverkar varandra. Det förefaller sannolikt att det kommer att finnas områden där elbilar och egen produktion får större genomslag. Nätstation AA antas vara ett sådant område.

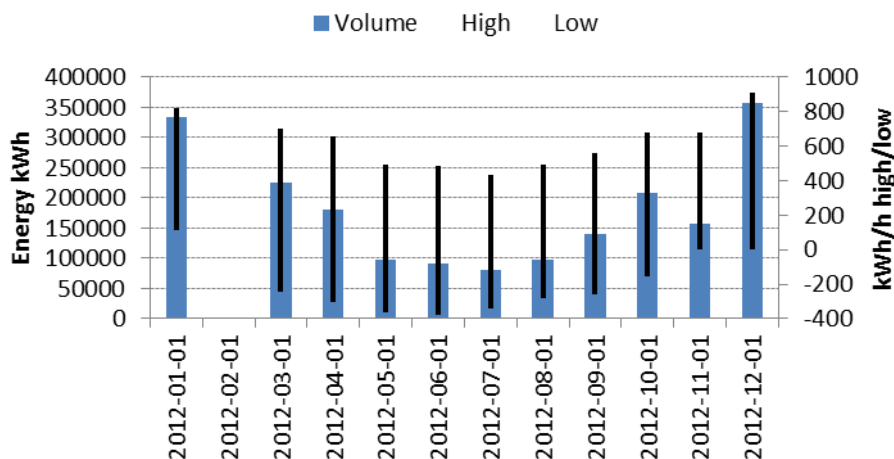


## Nätstation AA 2012



Figur 11: Energi- (blått) och effektflöde (svart) på månadsbasis för nätstation i ytterstadsnät 2012

## Nätstation AA 2037



Figur 12: Energi- (blått) och effektflöde (svart) på månadsbasis för nätstation i ytterstadsnät 2037

Det kan här utläsas att den maximala mängden använd energi, det vill säga energin som använts i december, har ökat på grund av elbilsaddning. Effektfluktuationerna är här också väldigt tydliga: i juli har intervallet mellan maximalt uttag och minimalt uttag ökat med ca 500 %.

### 5.3 Landsbygdsnät

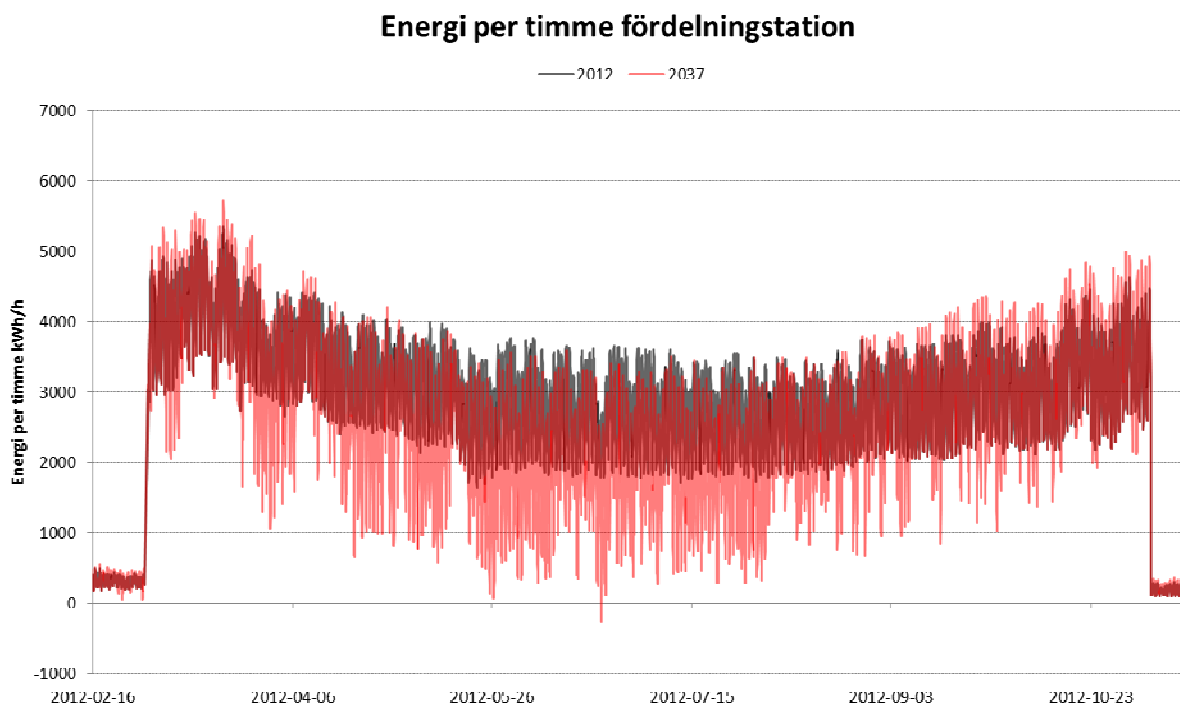
Projektet har inte kunnat ta del av ett landsbygdsnät på samma sätt som för ytterstadsnätet. Landsbygdsnätet är istället "tillverkat" i analogi med innerstadsnätet. Den nätstruktur som använts för landsbygdsnätet är ett verkligt landsbygdsnät i Dalarna som ägs av Fortum Distribution.

Mätdata som används är verklig mätdata tillhandahållen av

- Fortum Distribution
- Sundsvalls Energi

På samma sätt som är beskrivet för innerstadsnätet så har en kategoriindelning av mätdata genomförts varvid den verkliga nätstrukturen har parats ihop med verkliga konsumtionskurvor från motsvarande kundkategorier.

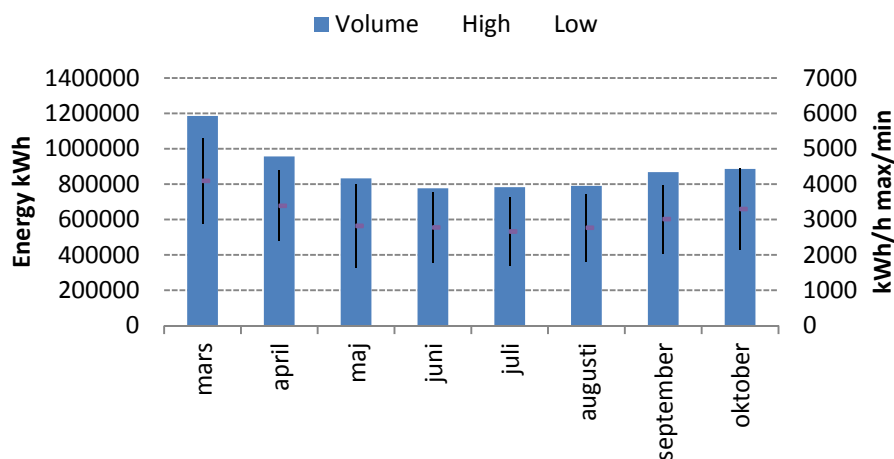
Energiflödet genom fördelningsstationen visas i Figur 13.



**Figur 13: Översiktsbild över fördelningsstation landsbygdsnät**

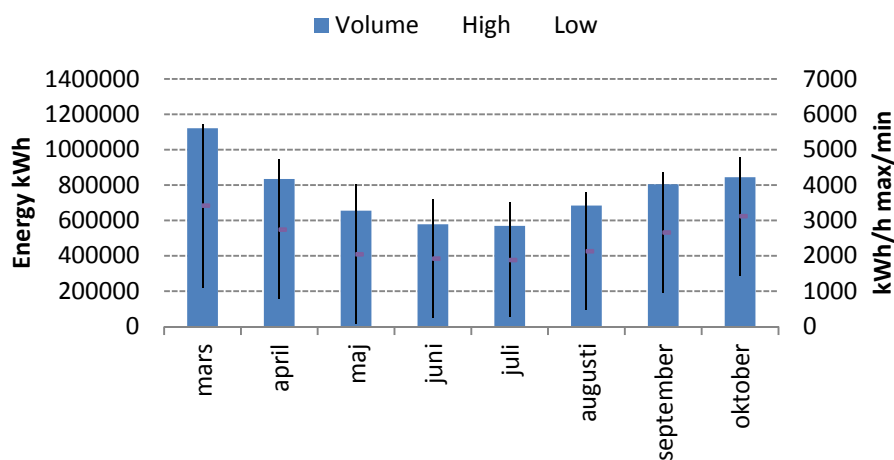
Energi- kontra effektflöde för ett av tre fack i fördelningsstationen visas i Figur 14 och i Figur 15. Det kan tydligt utläsas att mängden levererad energi har minskat medan avståndet mellan lägsta och högsta uttagna effekt ökat.

## Fack 1 2012



Figur 14: Energi- (blått) och effektflöde (svart) på månadsbasis genom Fack 1 i landsbygdsnätet 2012

## Fack 1 2037



Figur 15: Energi- (blått) och effektflöde (svart) på månadsbasis genom Fack 1 i landsbygdsnätet 2037

### 5.4 Känslighetsanalys

En genomgripande känslighetsanalys som undersöker inverkan av flertalet variabler ryms inte inom projektet. En enklare analys (utan beräkningar med LavaStorms) av ett fåtal parametrar ger oss dock en vidgad bild av arbetet.

#### 5.4.1 Årsproduktion kontra penetrationsgrad

I modellen finns ett linjärt samband mellan årsproduktion av solceller och penetration i respektive kundsegment. Det innebär att med de skattningar och antaganden som gjorts skulle en årsproduktion på 10 % mer kräva att 10 % fler av kunderna i respektive segment har den typ av anläggningar som de tilldelats. Med scenariot där 14,5 TWh produceras årligen har ca 45 % av småhuskunderna solcellsanläggningar á 5kWp. Om alla småhus skulle ha anläggningar av den storleken, och andra segment ökade på samma sätt, så motsvarar det således en årsproduktion på ca 32 TWh.

#### 5.4.2 Anläggningsstorlek hos småproducenterna

Att småhus har tilldelats anläggningar på 5 kWp är en uppskattning som utgår från att en typisk årsförbrukning av hushållsel är ca 5000 kWh för småhus. Den energiförbrukningen är exklusive uppvärmning och varmvatten. Om vi antar att flera hus har någon typ av elberoende uppvärmning, exempelvis värmepump, och vi använder anläggningar på exempelvis 10 kWp för småhus i modellen men i övrigt samma installationer för andra kunder, så behöver endast en tredjedel av husen vara försedda med anläggningar för att ändå nå upp i en nationell årsproduktion på 14,5 TWh. En typisk huvudsäkring för en villa är 25 A, vilken klarar en effekt på ca 15 kW (beroende på andelen reaktiv effekt). I ett scenario där det finns färre, men större anläggningar, kommer de lokala variationerna i nätstationerna att bli större.

#### 5.4.3 Elbilstäthet

Förekomsten av elbilar hos kunder är i modellen proportionellt mot den nationella årliga elförbrukningen för personbilar, liksom den genomsnittliga körda sträckan. De laddprofiler som använts har skapats så att elbilsanvändningen ska efterlikna dagens bensinbilsanvändning. Om elbilar istället används på ett annat sätt så att den årliga körda sträckan är hälften så lång, så kommer dubbelt så många elbilar behövas för att motsvara samma nationella årsförbrukning av el. Även om den totala förbrukningen för elbilar är densamma innebär en högre elbilstäthet att den momentana laddeffekten som krävs av elbilsflottan kan bli större, eftersom en väsentlig samtidighet i laddningen kan förväntas. Samtidigt kan en sådan utveckling innebära att laddning vid 2,3 kW vid hemmet är tillräckligt för flera elbilsanvändare.

#### 5.4.4 Laddningsmönster

I modellen sker all laddning vid hemmet, bortsett från några enstaka snabbbladdare. Om istället en väsentlig del av laddningen sker på andra platser, såsom arbetsplatsen, minskas energibehovet vid hemmet. I en sådan situation skulle behovet av högre laddeffekter vid hemmet minska, alternativt att det skulle finnas större utrymme att genom en samordnad laddning av bilar i ett område minska topp effekterna orsakade av elbils laddning. Samtidigt innebär detta också större behov av laddställen på andra håll i samhället.

## 6 Konsekvenser för distributionsnät

Distributionsnäten har traditionellt byggts med ett "top-down" tankesätt, det vill säga att kraften kommer från högre spänningsnivåer och bara rör sig åt ett håll, nedåt i nättopografin. Även om näten ofta är byggda maskade så drivs de radiellt med öppna punkter ute i nätet.

När det finns produktionsanläggningar i dessa nät (enstaka vindkraftverk, småskalig vattenkraft) är ofta de berörda linjerna byggda och anpassade efter detta.

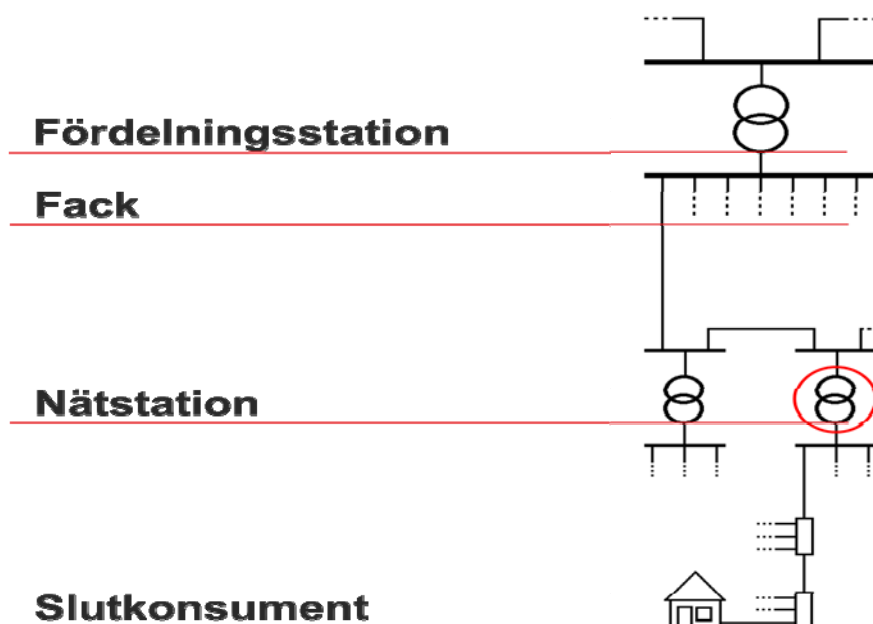
I en framtid där lokal produktion i lågspänningsnätet blir allt vanligare förändras förutsättningarna för denna traditionella nätbyggnad, speciellt när denna produktion uppträder intermittent och dessutom vid tillfällen är så pass omfattande att nettoflödet i distributionsnätet byter riktning.

Samtidigt träder en ny typ av last in i bilden som kan få stor påverkan: elbilarna. Dessa karakteriseras av höga effekter som dessutom riskerar att sammanfalla för abonnenter med liknande dygnsrytm och beteende.

I detta kapitel utreds vilka krav detta ställer på distributionsnäten.

### 6.1 Förändrade förutsättningar för distributionsnäten

I de simuleringar som genomförts i kapitel 5 har påverkan av lokal produktion och elbilsuppladdning analyserats för tre typnät; innerstad, ytterstad och landsbygd. För varje nät har ett antal "nedslag" på olika nivåer i nätet gjorts för att se hur effekter varierar i dessa snitt. Figur 16 visar en översikt över nivåer i distributionsnätet.



**Figur 16: Topologiöversikt**

För det enskilda hushållet är det naturligt att produktionen vissa dagar överstiger konsumtionen, exempelvis en solig sommardag då hushållet står tomt på grund av semester. Överskottseffekten leds ut på nätet och konsumeras av omgivande abonnenter. Om flertalet abonnenter i samma område är i samma situation skulle resultatet för nätstationen också bli att nettoflödet skiftar riktning. Om flertalet nätstationer på samma linje är i samma situation kan linjen få skiftat nettoflöde och resonemanget kan föras vidare uppåt i nätet.

Ifrån simuleringen kan ses hur långt upp i nätet nettoflödet skiftar. Detta skiljer sig åt mellan de olika typnäten. Vidare är det viktigt att veta hur toppeffekter förändras jämfört med idag.

### 6.1.1 Omvänt nettoflöde

Det största genomslaget av förändrat nettoflöde kan ses i ytterstadsnätet. Hela vägen upp till fördelningsstationen förekommer perioder med förändrat nettoflöde. För alla de tre analyserade nätstationerna i ytterstadsnätet vänder också nettoflödet.

För landsbygdsnätet vänder endast nettoflödet i fördelningsstationen vid några enstaka tillfällen under en av sommarveckorna. För de tre analyserade nätstationerna i landsbygdsnätet vänder nettoflödet hos två.

För innerstadsnätet vänder inte nettoflödet alls i fördelningsstationen. För de tre analyserade nätstationerna i innerstadsnätet vänder nettoflödet bara hos en.

Vid inget tillfälle blir det vända nettoflödet dimensionerande. Det vill säga lasten vintertid är fortfarande högre än produktionen sommartid. Detta gäller

för analyserade fördelningsstationer och nätstationer. Troligen är det endast i undantagsfall som enskilda konsumenter maximerar sin solesinstallation så att produktionen sommartid blir dimensionerande för anslutning och servis. I sådana fall hanteras det ökade kapacitetsbehovet inom själva anslutningsärendet.

### 6.1.2 Högre effekttoppar

#### Högre effekttoppar i fördelningsstation

Den elbilsuppladdning som förutses till 2037 ger upphov till nya effekttoppar i nätet. Förändringarna i effekttopparna är naturligtvis bland annat beroende av den antagna elbilspenetreringen i olika typer av områden, och med våra antaganden sker den största ökningen i ytterstadsnätet. Vidare är förändringarna mindre ju högre upp i nättopologin man kommer, dvs. påverkan är större i enskilda nätstationer än i fördelningsstationerna. Från simuleringarna har följande ökning noterats på aggregerade nivåer.

#### Högre effekttoppar i fördelningsstationen

- I ytterstadsnätet ökar effekttoppen i fördelningsstationen med 15 %.
- I landsbygdsnätet ökar effekttoppen i fördelningsstationen med 5 %.
- I innerstadsnätet ligger effekttoppen i fördelningsstationen kvar på samma nivå.

#### Högre effekttoppar i nätstationerna

- I ytterstadsnätet ökar effekttopparna i nätstationerna upp till 40 %
- I landsbygdsnätet ökar effekttopparna i nätstationerna upp till 30 %
- I innerstadsnätet ökar effekttopparna i nätstationerna upp till 20 %

### 6.1.3 Summerade förändringar

Huvudsakligen kan två nya förutsättningar för distributionsnäten identifieras:

- Näten står inför **högre effekttoppar** p.g.a. elbilsuppladdning.
- Näten står inför tidpunkter och perioder av **omvänt nettoflöde** p.g.a. ökad distribuerad produktion (i vårt fall solesproduktion).

Nedbrutet i underkategorier påverkas nätet även av större och snabbare effektsvängningar.

Följande avsnitt kommer att struktureras efter dessa två huvudkategorier.

## 6.2 Konsekvenser för distributionsnäten

Resultaten från simuleringarna har analyserats vidare genom diskussioner i olika forum, litteraturstudier och utifrån intern expertis och erfarenhet i analysgruppen. Den sammanvägda bedömningen av konsekvenser som följer på ökad lokal produktion och elbilar beskrivs i kommande avsnitt.

### 6.2.1 Konsekvenser på grund av högre effekttoppar

Effekttoppar från elbilsuppladdning överskrider kapacitetsgränsen på vissa ställen i nätet.

Bedömningen är att dagens distributionsnät har en god restkapacitet. Denna bedömning delas av såväl Swecos egna experter som de deltagande företagens experter. Simuleringarna har dock visat på kraftigt ökade effekttoppar på vissa ställen i näten.

Utmaningen tros bli högst i låg- och mellanspänningsnät. Trots restkapacitet i dagens nät kommer elbilsuppladdningen att överskrida kapacitetsgränserna på vissa ställen i nätet. Detta gäller speciellt eftersom uppladdningsbeteende förväntas bli liknande för förbrukare inom samma område. Dessutom kan anskaffningen av elbil centreras till vissa områden. Dessa områden har i studien främst antagits vara i nät av typen ytterstad. Här kan enligt simuleringen effekttoppar på nätstationsnivå öka med 40 %. Restkapacitet till trots kommer vissa linjer och nätstationer behöva förstärkas i förtid. En rimlig bedömning gjord av analysgruppen är att 30 % av ytterstadsnäten inte har kapacitet idag till att klara topparna som simulerats till 2037. Dock kommer en stor del av dessa 30 % att förnyas inom normalt förnyingsprogram innan 2037. I planeringen av förnyingsprogram kan det därför finnas skäl att ta höjd för detta, men samtidigt kan det finnas svårigheter att prognosticera var exempelvis koncentrationer av elbilar kan uppstå och hur det framtida laddningsmönstret kan se ut.

Den restkapacitet som redan finns i nätet bör utnyttjas så effektivt som möjligt. Med mer styr-, mät- och övervakning i distributionsnäten kan gränsen för när kapacitetshöjande åtgärder behövs skjutas framåt.

Någonting som talar för ytterligare restkapacitet i näten till år 2037 är skärpta tillgänglighetskrav från myndigheterna vilka leder till mer maskade nät år 2037 jämfört med idag.

### 6.2.2 Konsekvenser på grund av omvänt nettoflöde

Resultaten indikerar att omvänt nettoflöde sannolikt inte blir dimensionerande för effekten.

En frågeställning har varit om det vända flödet kan bli dimensionerande vid något tillfälle, på någon nivå i nätet. Även om produktionen sommartid i ett hushåll rimligen har lägre absolutbelopp än maxlasten vintertid kan samtidigheten mellan grannar bli större för solexproduktion än för traditionell hushållslast och orsaka problem längre upp i lågspänningsnätet, där nätet är dimensionerat med en samtidighetsfaktor anpassad för traditionell hushållslast.

Vid inget tillfälle för någon nivå i nätet, har dock simuleringarna visat att det vända nettoflödet blir dimensionerande för effekten. Eventuellt ner på hushållsnivå om dagens anslutning är mycket liten (till exempel 16 A = 11 kW) och man väljer ett mycket stort solexpaket (>11 kW). Detta skulle dock hanteras i samband med anslutningen av anläggningen.



Solelproduktion kan ge problem med spänningsstabilitet och spänningsvariationer i svaga nät.

Lokal produktion kommer att påverka spänningen i distributionsnäten. Detta projekt har inte genomfört några nätberäkningar för att utreda hur omfattande spänningsproblematiken blir. Däremot har ett antal studier genomförts tidigare för att svara på frågan. Resultaten från dessa visar att de svenska distributionsnäten har gott om plats för solceller. Detta gäller framförallt innerstads- och ytterstadsnät. En studie på nät inom Fortum visar att om en spänningshöjning på 10 % över nominell spänning används som begränsning, erhålls acceptansgränserna (gränserna som satts för vad nätbolaget kan acceptera utan åtgärd) 325, 60 och 60 % för stadsnät, villanät respektive landsbygdsnät. Om man istället använder överbelastning som begränsning erhålls acceptansgränserna 25, 20 och 70 % för samma nät. Ett nät med självförsörjning på elektricitet på årsbasis motsvarar 100 %.(Walla, 2012) Det skall dock tilläggas att dessa studier företrädesvis hanterar trefasiga anslutningar.

Trots lugnande rapporter kvarstår delvis frågeställningen och oron i branschen. En beräkningsstudie för solel i elnät genomförd av E.ON visar att spänningsökningar på över 10 % kan väntas i svaga landsbygdsnät, när stora eller enfasiga solelspaket används(Öhrlund, 2013), .

Nätstationstransformatorn med fasta steg för transformeringen, kan i extrema fall bli en komplikation. Stegen ställs in manuellt och anpassas efter den rådande belastningsbilden för att alla kunder utmed lågspänningsnätet skall få spänning inom rätt intervall. Eftersom belastningsbilden förändras med solelproduktion och dessutom kommer att fluktuera i högre takt, till exempel när solen frekvent går in och ur moln över samma bostadsområde, kan problem uppstå med att hålla de angivna intervallen.

Spänningsstegen ändras i dagsläget inte särskilt ofta. En första konsekvens är att frekvensen för denna typ av driftarbete kan komma att öka. Dock kommer tillväxten av solceller inte ske plötsligare än att ändrade spänningssteg till största delen kan ske i samband med planerade underhållsarbeten. En ytterligare konsekvens kan bli att det i vissa områden blir problem att hålla intervallen för alla kunder trots justerat spänningssteg. I dessa fall kommer investeringar i förstärkning av näten att krävas. Till största del bör dessa förstärkningar också kunna rymmas inom normalt förnyelseprogram. På sikt kan man också tänka sig att spänningsvariationer hanteras med mer kontinuerlig reglering via aktiva komponenter, till exempel automatiska lindningskopplare.

Alternativet till nätförstärkningar är att ställa högre krav på anslutningarna. Vid för hög produktion måste solcellerna kunna kopplas bort eller regleras. Den standard som gäller för anslutningarna idag, SS-EN 50438, kräver att växelriktaren kopplar bort produktionen när frekvensen eller spänningen ligger utanför specifika intervall. Den hanteringen går ut på koppla bort små produktionsenheter när problemen blivit för stora, för att undvika ytterligare risker eller skador inte mist för personsäkerheten genom att spänningssätta systemet "bakvägen". Med smarta växelriktare finns dock möjlighet för solcellerna att vara en komponent som aktivt bidrar till spänningsregleringen

lokalt genom att producera eller konsumera reaktiv effekt från solesanläggningen. Detta påverkar spänningsfallet i ovanliggande transformator. På så vis kan solcellsanläggningarna förhindra att problem uppstår, och vara en del av avhjälpningen när problemen ändå uppstår, något som blir allt viktigare när anläggningarna blir många.

Enfasiga solcellspaket kan ge obalans och öka förluster

Lokal obalans på grund av att enfasiga solespaket ansluts till övervägande samma fas över ett större område kan orsaka problem med obalans och ökade förluster. Idag rekommenderas ofta trefasanslutningar för större anläggningar, men om ett stort antal små anläggningar ansluts på samma fas blir effekterna likartade. För att undvika detta krävs antingen krav på enbart trefaspaket eller att det upprättas någon form av samordning för att alternera vilken fas solespaket ansluts till över ett område (till exempel en villagata). I förlängningen skulle detta problem kunna kräva mätning av spänningen per fas.

Reläskydd och selektivplaner behöver ses över.

I regionnäten och uppåt (maskade nät) är det redan idag en förutsättning med skiftade effektriktningar (på grund av driftläggning, produktionssituation, fel etc.), men i lokalnäten (radiella nät) har det traditionellt varit effektriktning uppifrån och ned.

Reläskydd som ställs in efter rådande felströmmar skall dock inte påverkas av introduktionen av sol. Kortslutningsströmmar beror inte på den rådande effektriktningen utan på storleken på anslutna generatorer och topologin i nätet. Det är analysgruppens uppfattning att solcellspaketet typiskt sett inte bidrar med någon kortslutningseffekt.

I ett driftläge där en stor del av produktionen kommer enbart ifrån sol och vind och övrig produktion är maximalt nedreglerad blir kortslutningsströmmarna mindre och närmre de normala lastströmmarna. Selektiviteten på skydd i systemet blir svårare att hantera. Eftersom utvecklingen sker gradvis kan det vara aktuellt med mer frekvent översyn av selektivplaner. Skyddsfilosofier har dock ofta en livscykel på mindre än 15 år och mycket av det behov som uppstår kommer att rymmas inom normala processer.

Överströmsskydd för omvända flöden kan behövas.

Simuleringarna har inte visat att det omvända flödet blir dimensionerande för nätet. I ett förlängt perspektiv eller om elbilar inte skulle bli det inslag som förväntas kan eventuellt tillfällen uppstå i vissa delar av nätet där detta sker. En fördyring av nätstationer med bakeffektskydd och brytare på både primär- och sekundärsida kan tänkas.

Det har inom projektet inte identifierats några övriga fysiska komponenter i distributionsnäten som inte skulle fungera vid omvänt flöde.

Ett fåtal komponenter kan potentiellt få ökat slitage.

Transformatorer i fördelningsstationer har oftast lindningskopplare ställda i automatik. Med större variation i lasterna kommer dessa lindningskopplare att köras oftare och ett ökat slitage kan väntas. I övrigt har det inte inom projektet identifierats några ytterligare komponenter som skulle slitas av större variation i last eller vid omvänd nettoeffekt.

Elsäkerheten kan delvis utmanas.

Produktion på hushållsnivå är ingen nyhet. Incidenter och olyckor har inträffat när reservverk hos lågspänningskunder vid strömavbrott bakmatat mot arbetande montörer. Redan idag finns krav på anslutning av reservverk och bakmatningsskydd för att detta ej skall ske. För solespaketet är det däremot meningen att effekt matas baklänges ut på nätet. Vid strömavbrott skall de dock inte driva ett ö-nät. Växelriktaren ser till att ö-drift inte uppstår. Om nätfrekvens eller nätspänning avviker utanför vissa gränser måste växelriktaren sluta att leverera ström till elnätet.

I slutändan har montören ansvaret för sin säkerhet och skall förvissa sig om synligt öppetställe (synlig del som bryter strömmen såsom öppen frånskiljare eller avlägsnad säkring). Det är relevant att genomföra en översyn av ESA som grundar sig på den ökade mängden av lokal produktion.

Elkvaliteten kan eventuellt utmanas.

Frekvensomriktaren har krav på sig att leverera en korrekt sinuskurva utan störningar. Om framtiden visar att dagens krav inte är tillräckliga måste kraven skärpas. Kostnader för bättre frekvensriktare och filter hamnar naturligen på producenten och inte elnätsägaren. I ett europeiskt perspektiv så drivs den här frågan, och därmed utvecklingen, av nationer så som Tyskland och Italien. Sverige bör därför i större grad kunna kliva in i ett mer moget regelverk.

Förlustbilden i nätet kan komma att ändras.

Med lokal produktion får vi förändrade flöden framförallt på lägre spänningsnivåer. Frågan är hur detta påverkar förlusterna. Några konsekvenser är uppenbara, varav troligen den första kommer att dominera.

- Mer produktion hos kunderna ger totalt ett mindre behov av överföring top-down, vilket ger mindre förluster i överföringsnäten.
- Med ökad produktion hos kunderna får vi oftare överskott som flödar tillbaka genom låg- och mellanspänningsnäten och konsumeras på andra håll i dessa nät. Ökade transporter inom låg- och mellanspänningsnäten ger mer förluster.
- Ökade toppeffekter som följd av elbilsaddning ökar förlusterna.

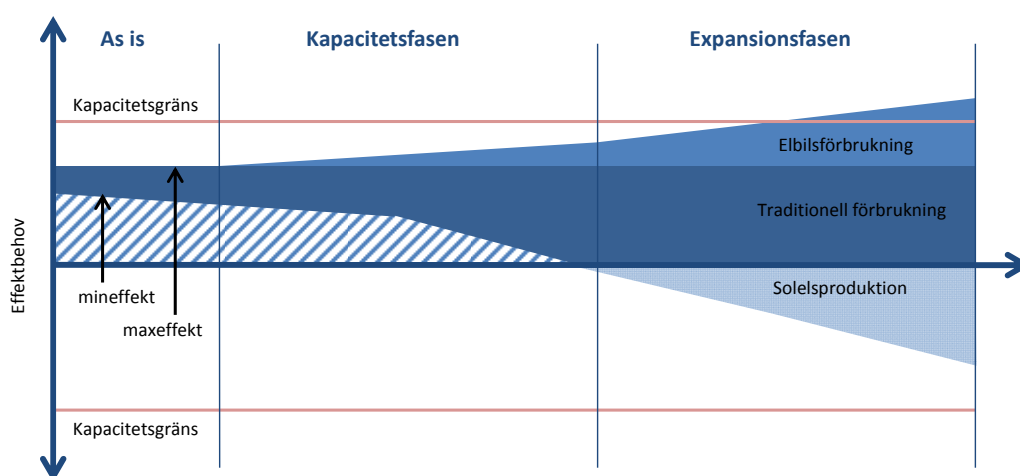
Det har inte rymts inom projektet att analysera detta vidare.

## 6.3 Kostnadsdrivare för distributionsnäten

Utifrån de konstaterade konsekvenserna i föregående avsnitt har ett antal kostnadsdrivare identifierats.

### 6.3.1 Kostnadsdrivare på grund av högre effekttoppar

De kostnadsdrivare som kommer av de högre effekttopparna kan delas in i två faser, Kapacitetsfasen och Expansionsfasen, se Figur 17. I kapacitetsfasen handlar det i första hand om att utnyttja befintlig kapacitet på ett effektivare sätt, medan det i expansionsfasen finns ett större behov av förstärkningar av näten.



**Figur 17: Utbyggnadsfaser för elnäten**

#### Fas 1 - Kapacitetsfasen

Under projektets gång och under de workshops som hållits har det funnits en enighet om att det i en första fas handlar mycket om att utnyttja restkapaciteten i nätet på ett bättre sätt. Idag saknas mät- och övervakning av distributionsnäten i realtid normalt efter fördelningsstationens utgående fack. Styrbarhet är dock vanligt förekommande i vissa nät, i form av fjärrstyrda frånskiljare. Överlag planeras och drivs dock näten utan mer exakt information om strömmar ute i nätet.

Med mer mätning ges möjlighet att driva näten närmre sin kapacitetsgräns och vänta med förstärkningar tills de verkligen behövs.

Med bättre styr- och övervakning ges möjligheter att optimera driften; vid tidpunkter av topplast kan delar av näten köras maskat för bättre utjämning, gränser (öppetpunkter) i nätet kan flyttas efter lastsituation, överlast kan tillfälligt tillåtas om man har prognoser om omgivningstemperaturer om hur länge överlasterna kommer vara och så vidare.

Dessa investeringar skulle få driften av distributionsnät att mer likna driften av transmissionsnät. Investeringen i ett SCADA för distribution skulle skapa förutsättningar för *Active Network Management*, det vill säga möjligheter att

optimera utnyttjandet av nätet och därigenom skjuta traditionella förstärkningar på framtiden.

#### **Kostnadsdrivare under fas 1 - Kapacitetsfasen**

- Mer fjärrstyrda fränskiljare och brytare på strategiska punkter i nätet
- Mätning av ström och spänning i strategiskt valda nätstationer
- Övervakning av strategiska signaler, larm, temperaturer etc.
- Timmätning av fler kunder
- SCADA-system för distributionsnät
- Beräkningsprogram för estimat och driftoptimering
- Bevakning av elkvalité
- System för insamling och hantering av ökat antal mätsignaler

#### **Fas 2 - Expansionsfasen**

Trots bättre utnyttjande av restkapacitet kommer vissa linjer och nätstationer behöva förstärkas i förtid. Analysgruppens bedömning är att 30 % av ytterstadsnäten inte har kapacitet idag till att klara topparna som simulerats till 2037. Dock kommer en stor del av dessa 30 % att förnyas inom normalt förnyrningsprogram innan 2037, men det innebär att de behöver dimensioneras annorlunda vilket innebär en viss merkostnad.

I detta skede kan det bli aktuellt med styrning av uppladdningen av elbilar för att undvika att elbilar laddas simultant. På så sätt kan elbilarna "dela på" nätkapaciteten på ett bättre sätt. De investeringar i nätförstärkningar som kan undvikas på detta sätt ger alternativkostnaden för att införa system för styrningen. Det är inte självklart att det är billigare att införa styrd uppladdning.

#### **Kostnadsdrivare under fas 2 - Expansionsfasen**

- Förstärkta tvärsnitt på kablar och luftledning
- Förstärkta transformatorer i nätstationer
- Förstärkta transformatorer i fördelningsstationer

#### **6.3.2 Kostnadsdrivare på grund av omvänt nettoflöde**

Kostnadsdrivarna för omvänt flöde kommer att uppträda successivt när omvänt flöde börjar bli ett faktum. Detta kommer att ske delvis under vad som beskrivs som fas 1 ovan men än mer i fas 2.

#### **Kostnadsdrivare under fas 1 och 2**

- Även det omvända flödet genererar ett behov av mer styr- mät- och övervakning (likt kapacitetsfasen)
- Lokal spänningsproblematik genererar behov
  - En viss ökad felavhjälpning
  - Investeringar i förstärkning av näten eller i reaktiva komponenter

- Eventuellt automatiska lindningskopplare i nätstationer
- Högre krav på växelriktare (aktivt delta i lokal spänningsreglering)
- Obalans mellan faserna genererar
  - Krav på enkom trefaspaket eller att det upprättas någon form av samordning för anslutning av enfaspaket
  - Eventuell mätning av spänning per fas
- Mer frekvent översyn av selektivplaner
- En viss fördyring av nätstationer med bakeffektskydd och brytare på både primär- och sekundärsida
- Ökat slitage för lindningskopplare i fördelningsstationer
- Utmanad elsäkerhet genererar
  - Högre krav på växelriktare
  - Översyn av ESA
- Elkvalitetsproblem kan komma att kräva skärpta krav på växelriktare
  - skärpta krav på växelriktare
  - lokal övervakning av elkvalitet
- Förlustbilden i nätet kan komma att ändras

## 7 Regionnät

Regionnäten hanterar redan idag varierande flödesriktningar. Det är redan idag vanligt med produktionsdimensionerade regionnät och i teorin kan ökad användning av mikrogenerering förvärra problemen på dessa nät. Dock är nivån på denna utmaning typiskt väldigt begränsad i relation till regionnätets stora utmaning nämligen vindkraften och just den aspekten som behandlas i den här rapporten bedöms inte innebära några särskilt stora utmaningar. Men då den dimensionerande lasten på distributionsnivå inte sammanfaller med produktion är det troligt att kapacitetsbehovet ökar på regionnätetsnivå på ungefär samma sätt som för fördelningsstationen, det vill säga att en ökad kapacitet på upp till ca 15 % kan behövas för att tillgodose elbilsaddningen.

### 7.1 Variationer i effekt och spänning

I de tre typnäten ser vi att effektspännet ökar, det vill säga att skillnaden mellan max- och minlast ökar, och det är troligt att ett liknande mönster ses även på regionnätetsnivå. Detta karaktärsdrag kan till och med öka ytterligare med vindkraftproduktionen. Ett större omfång på lasten innebär att spänningsvariationerna ökar, och att den utrustning som begränsar spänningsvariationer, exempelvis lindningsomkopplare, reaktorer och kondensatorer, behöver arbeta mer, och därmed även slits ut fortare.

### 7.2 Selektivitet och felströmmar

Typiskt sett bidrar inte sol- och vindkraft till att stärka nätet, vilket bland annat innebär att de inte bidrar till högre kortslutningsströmmar. Detta kan vara problematiskt i ett system där en stor andel av produktionen kommer från sol och vind, eftersom skillnaden mellan kortslutningsströmmar och normala lastströmmar minskar. Selektiviteten på skydd i systemet blir svårare att hantera. Eftersom utvecklingen sker gradvis kan det vara aktuellt med mer frekvent översyn av selektivplaner.

## 8 Stamnät

### 8.1 För mycket produktion

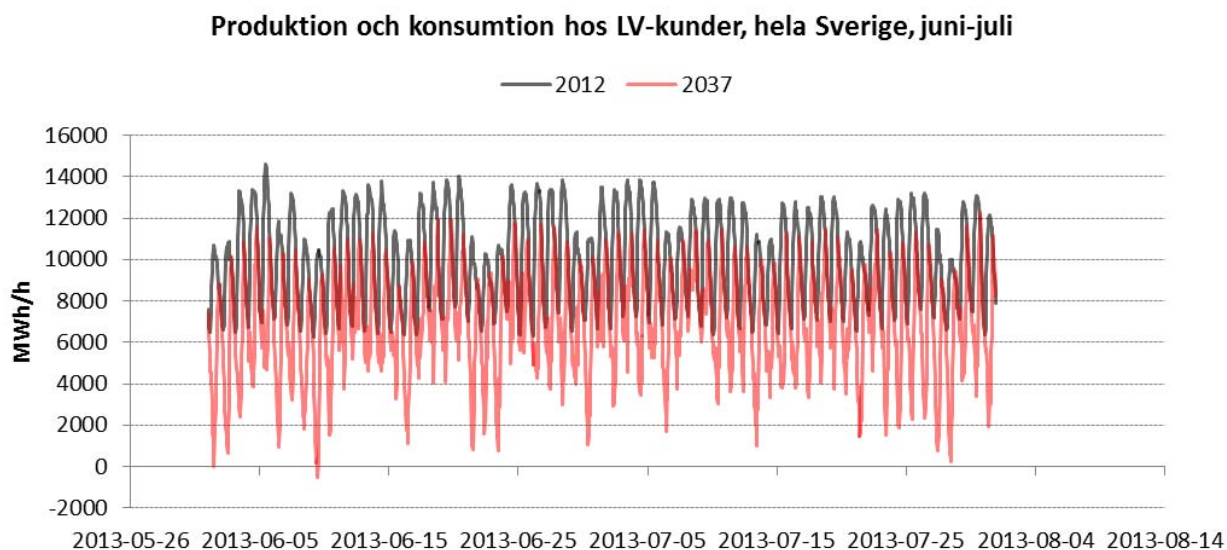
Användningen av intermittenta förnybara energikällor implicerar ett behov av en högre installerad effekt än vad som behövs om produktionen helt är reglerbar. Även idag överstiger den samlade produktionskapaciteten det högsta effektbehovet, och det är nödvändigt eftersom all produktion har mindre än 100 % tillgänglighet. Det som händer i detta scenario är dock att kapaciteten hos de intermittenta produktionskällorna i sig själva överstiger de lägsta effektbehoven i landet. En överskottsproduktion kan givetvis exporteras, men bara om det finns en efterfrågan och kapacitet i transmissionsnäten.

Vindkraftparker kan givetvis stängas ner, och vid negativa elpriser kan det vara ekonomiskt riktigt att göra så. Fallet med solcellsanläggningar hos miljontals kunder är dock annorlunda. I dagsläget tecknar kunder med solelproduktion avtal med elbolag som köper all överskottsproduktion. Idag finns krav på växelriktare till solcellsanläggningar som gör att de automatiskt stängs ner vid problem, men vid en överproduktion skulle det vara bättre att kunna kontrollerat kunna stänga av delar av produktionen genom fjärrstyrning.

Om man sätter ihop data för fördelningsstationerna för de tre typnäten enligt fördelningen som ges i kapitel 3.4 får man en grov bild av Sveriges lågspänningskunders konsumtion och egenproduktion, se Figur 18. Som framgår av figuren fås en överskottsproduktion på 525 MWh/h mitt på dagen den 9e juni, och under sammanlagt 62 timmar ligger nettoförbrukningen under 2000 MWh/h, vilket kan ses som miniminivån för vattenkraften. Den tidigare minimikonsumtionen hos lågspänningskunderna under den här perioden ligger strax över 6000 MWh/h.

Det som framförallt saknas i den här bilden är vindkraftproduktion, och högspänningskunder. Den bild som framträder har ändå en karaktär som gör att vi ser att nätets stabilitet kan utmanas, och att energimarknaden kommer att påverkas.





**Figur 18: Nationellt sammanlagrade förbrukningskurvor**

#### 8.1.1 Nätets stabilitet

Solelen och vindkraften bidrar generellt inte till att ge ett starkt och stabilt nät. Solelen, och den asynkrona vindkraften (generatorer som ej är synkront kopplade till nätets frekvens), bidrar inte till systemets svängmassa, som är essentiell för nätets stabilitet. Vattenkraften måste köras på en miniminivå, vilket tillsammans med denna bild pekar tydligt på behov av exportmöjligheter, alternativt lösningar med svängmassa utan produktion. Exempelvis skulle vattenkraftgeneratorer gå på tomgång, men då krävs ekonomiska incitament för en sådan lösning, möjligen genom en marknad för synkron svängmassa.

#### 8.1.2 Energimarknaden påverkas

I den här situationen påverkas energimarknaden. Vid låg efterfrågan och hög produktion är det rimligt att exempelvis elpriset blir lågt. Beroende på utformning av regelverk och subventioner skulle även negativa priser kunna uppstå, vilket redan idag observeras i exempelvis Danmark och Tyskland. Det kan dock förväntas att marknadsutformningen kommer att justeras med ökade inslag av intermitterent produktion så att denna också exponeras för marknadspriser. Detta innebär att det blir rationellt för den enskilda producenten, inklusive mikroproducenter, att styra ned produktionen vid låga priser, det vill säga att ett spill uppstår i exempelvis vind- och solelproduktion. Beroende på prisvolatiliteten kan det även bli lönsamt att investera i energilager.

## 9 Några tekniska lösningar för att hantera framtida utmaningar

### 9.1 Smarta växelriktare kan stärka nätet

All el som produceras med en annan frekvens än den frekvens nätet har behöver gå genom en växelriktare. Denna växelriktare ser till att ge elen rätt frekvens och spänning innan den matas ut på nätet. De krav som ställs på växelriktare idag handlar om säkerhet och elkvalitet och för Sveriges del finns dessa krav formulerade i standarden SS-EN 50438, Fordringar för anslutning av smågeneratorer i paralleldrif med det allmänna elnätet. Dessa krav handlar i första hand om att koppla bort produktion vid problematiska förhållanden i nätet. Att koppla bort produktionen med automatik kan dock förvärra problemen om produktionskällan är stor.

Ett alternativ är istället att man kan ta tillvara på ytterligare funktioner som är möjliga för växelriktare.

Växelriktare kan utformas så att de producerar eller konsumerar reaktiv effekt, och således är blir en komponent som aktivt bidrar till att reglera spänningen i nätet. Resultaten i avsnitt 5 visar en större effektvariation i framtidsscenarioet än i det ursprungliga scenarioet, vilket grovt kan översättas till en större spänningsvariation. Solcellsanläggningar med rätt sorts växelriktare skulle kunna ge en större nätnytta genom att aktivt förbättra elkvaliteten, och därmed minska slitaget på de nätkomponenter som idag aktivt reglerar spänning.

Vid en så pass omfattande penetration av solel (som i framtidsscenarioet) skulle det också vara önskvärt att kunna fjärrstyra de små anläggningarna. Detta skulle i första hand göras för att kontrollerat kunna stänga av dem vid elöverskott, innan gränsvärden för spänning eller frekvens överskrids. Detta skulle gynna nätstabilitet, och ett sådant marknadsincitament torde också tillkomma för att småproducenter inte skall producera vid negativa elpriser.

I västra USA har nätbolagen gått samman och efterfrågat att reglerna för anslutningarna blir mer omfattande. Det är av intresse att man inte väntar på att problem uppstår innan reglerna formuleras, då det kan vara mycket mer kostsamt att åtgärda i (Western Electric Industry Leaders, 2013).

### 9.2 Lagring

Det behov av överinstallerad effekt som kommer med en stor andel intermittenta källor ger andra förutsättningar för lagring än vad som finns idag. Hur förutsättningarna kommer att se ut beror på en rad omständigheter, exempelvis den tekniska utvecklingen och hur marknaden utformas.

En möjlighet är att det blir lönsamt för de mindre kunderna att komplettera sina solcellsanläggningar med dygnslagring. En annan tänkbar situation är att mer storskalig lagring, exempelvis så kallad pumpkraft (vatten pumpas upp när det är elöverskott och producerar sedan vattenkraft när det finns

efterfråga på el), används för att både hantera elöverskott och nätstabilitet vid stor sol- eller vindkraftsproduktion. Även mindre lager i distributionsnäten är tänkbara.

Ytterligare en frågeställning som lyfts under arbetets gång är huruvida det är möjligt att betrakta vissa typer av lager som en nätkomponent som är frikopplad från de ekonomiska förutsättningar som kommer med att vara producent eller konsument.

## 10 Marknad och reglering

Projektet har inte syftat till att föreslå nya regleringsmodeller, men det finns skäl att peka på ett antal utmaningar kring regleringsmodell och marknadslösningar som det analyserade framtidsscenarioet kan ge upphov till.

### 10.1 Intäkter och tariffer för elnätsbolag

Idag är verksamheten för eldistribution reglerad. Detta innebär att, förenklat, intäkterna är reglerade efter den så kallade intäktsramen. Intäktsramen är baserad på nuanskaffningsvärdet av den utrustning som krävs för att elnätsbolaget skall distribuera el till dess abonnenter, med acceptabel leveranssäkerhet. Det finns idag ingen reglering på hur tarifferna (debiteringsmodell) skall utformas, mer än att de ej får vara diskriminerande. Detta betyder att inom distributionsnätet så skall samma erbjudande gälla för samtliga kunder inom en given kundkategori (till exempel säkringsstorlek). I ett framtida system så antas samma principer gälla som idag, det vill säga att nätbolaget får en intäktsreglering som baseras på nyanskaffningsvärdet för distributionsnätet.

Mängden energi och momentan effekt som kommer att belasta nätet under en given tidsperiod är idag osäker, och starkt beroende av bland annat väder och temperatur. Även dygnsvariationer förekommer. Detta gör att de totala intäkterna kan variera från ett år till ett annat (exempelvis beroende på om det varit ett kallt eller varmt år), eller över en period till en annan (exempelvis vår och sommar). För att detta skall jämnas ut så löper en reglerperiod (tiden som ett givet intäktstak gäller) över flera år.

De vanligaste debiteringsmodellerna idag är så kallade säkringsabonnemang eller (förekommande i mindre omfattning) effektabonnemang. Säkringsabonnemanget består av två komponenter: den fasta kostnaden (ofta baserad på säkringsstorlek) och energiavgiften (SEK/kWh). Avräkningsperioden är oftast månads eller kvartalsvis. (För abonnemang på över 63A tillämpas idag som standard timavräkning.) Ett effektabonnemang består i dess vanligaste och enklaste form av tre komponenter: den fasta kostnaden, energiavgiften samt effektavgiften (SEK/kW). Effektavgiften varierar i dess definition, men den enklaste formen är den högsta uttagna medeleffekten under en timme under en avräkningsperiod (ofta månad). Till dessa två debiteringsmodeller så kan det förekomma tidsdifferentierade tariffer, det vill säga både energiavgift samt effektavgift som skiljer sig åt beroende på när i tiden som elektriciteten (energi och/eller effekt) används.

I ett scenario där en betydande del av elanvändningen täcks av distribuerad produktion (till exempel genom solcellsanläggningar) så kommer elnätskostnaden att förändras för slutanvändare av elektricitet. Hur stor förändring som kommer att ske beror till stor del på vilken debiteringsmodell som används, samt vilken avräkningsperiod som appliceras. Under förutsättning att dagens debiteringsmodeller bibehålls, kommer tariffnivåerna att behöva höjas för att säkerställa att intäktsnivån kommer att balansera

kostnaderna. Detta kommer att leda till att kostnadsfördelningen blir förändrad, eftersom det påverkar kundsegment olika.

Ett enkelt exempel: Det finns ett distributionsnät där debiteringsmodellen är säkringsabonnemang. Hälften av kunderna har egenproduktion som motsvarar hälften av deras årsanvändning av elektricitet, andra halvan har ingen egenproduktion. I övrigt är deras elanvändning oförändrad. Intäkten antas vara oförändrad genom att elnätbolaget höjer den fasta kostnaden (energiavgiften oförändrad). För att intäktsnivån skall vara oförändrad genom revision av den fasta kostnaden så krävs det att till exempel den fasta kostnaden höjs med 25 %, vilket då leder till en ökning av de fasta kostnaderna för båda kundsegmenten. Dock så är energiavgiften oförändrad, vilket leder till en minskad kostnad för de kunder med egenproduktion (eftersom de tar ut mindre energi från nätet), medan kunderna med oförändrad elanvändning har samma kostnad för energiöverföringen som tidigare. Se Tabell 14 för beräkningsexempel.

*Scenario A: Kund A och B är konsumenter och nätbolaget har dagens säkringsabonnemang*

Kategori	Energi	Fast kostnad	Totalt
<b>Kund A Standard</b>	100	100	200
<b>Kund B Standard</b>	100	100	200
Total intäkt nätbolag			<b>400</b>

*Scenario B: Kund B egenproducent och nätbolaget har dagens säkringsabonnemang med samma pris som Scenario A*

Kategori	Energi	Fast kostnad	Totalt
<b>Kund A Standard</b>	100	100	200
<b>Kund B Egenproduktion</b>	50	100	150
Total intäkt nätbolag			<b>350</b>

*Scenario C: Kund B egenproducent och nätbolaget har dagens säkringsabonnemang med justerad fast kostnad med en faktor 1.25 för att få samma intäkt som i Scenario A*

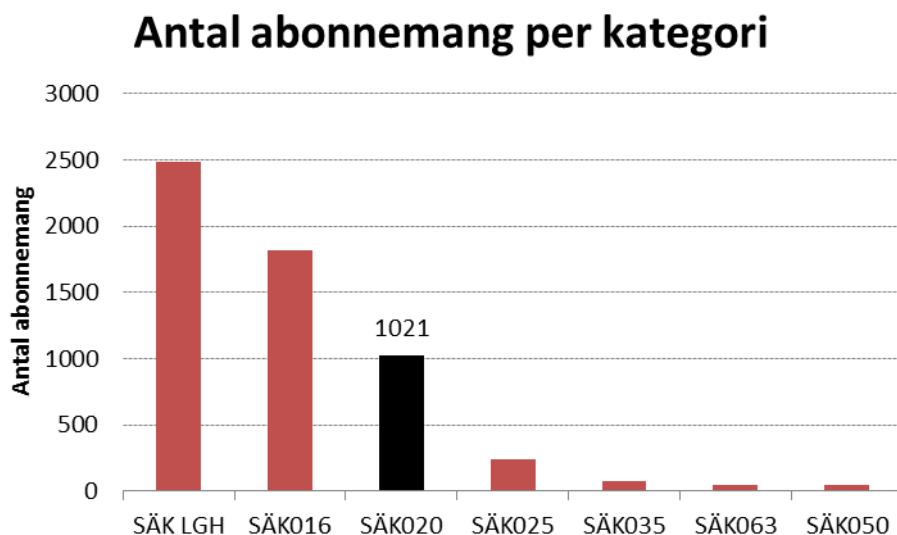
Kategori	Energi	Fast kostnad	Totalt
<b>Kund A Standard</b>	100	100*1.25	225
<b>Kund B Egenproduktion</b>	50	100*1.25	175
Total intäkt nätbolag			<b>400</b>

**Tabell 14: Exempel över kostnadsfördelning mellan olika kundsegment med säkringsabonnemang och egenproduktion. Kostnadsfördelningen förändras med införande av egenproduktion och bibehållen tariffstruktur. Monetära enheter.**

Det faktiska utfallet per kundkategori beror på hur debiteringsmodellen är utformad, samt vilken/vilka komponenter som elnätbolaget väljer att revidera för att säkerställa intäktsnivån.

### 10.1.1 Fallstudie ytterstadsnätet – intäktssimulering

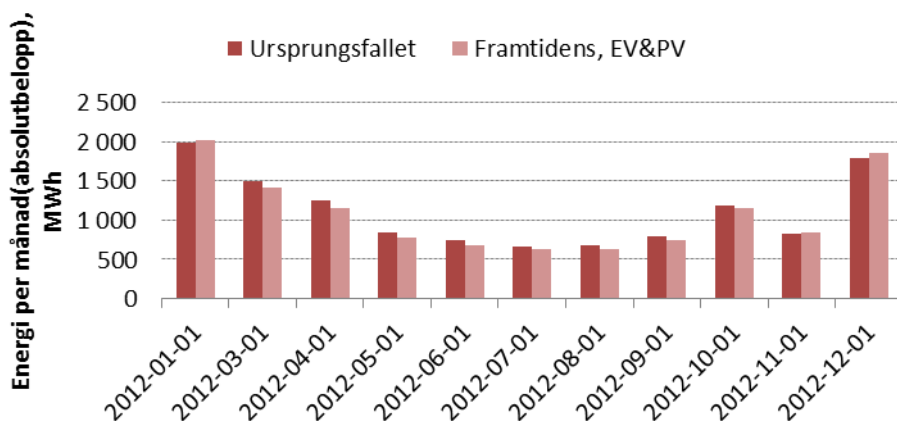
För att se hur intäktsnivån belastar olika elanvändare beräknades elnätskostnaden för en viss kundkategori med så kallat säkringsabonnemang. Kundkategorin som analyserades var 20A-kunder. Det finns 1021 stycken kunder i 20 A-segmentet för dataunderlaget i ytterstadsnätet. Se figur nedan för antal abonnemang per kategori i ytterstadsnätet.



**Figur 19: Antal kunder per segment i ytterstadsnätet. Det finns 1021 stycken kunder i 20A-kategorin**

Den totala transmitterade energin i denna kategori är 12 280 MWh i ursprungsfallet, och 10 868 MWh i framtidsscenarioet. Den transmitterade energin är beräknad på månadsbasis, och på absolutbeloppet av månadsenergin (exempelvis om månadsproduktionen är större än månadsanvändningen av el så betalar konsument för den nettoinmatade elen). Värt att nämna är att det inte är för ett fullt kalenderår, utan att data saknas för februari samt delar av november och december. Den transmitterade energin (månadsavräknat absolutbelopp) kan ses i Figur 20.

## Transmitterad energi, månadsavräknat



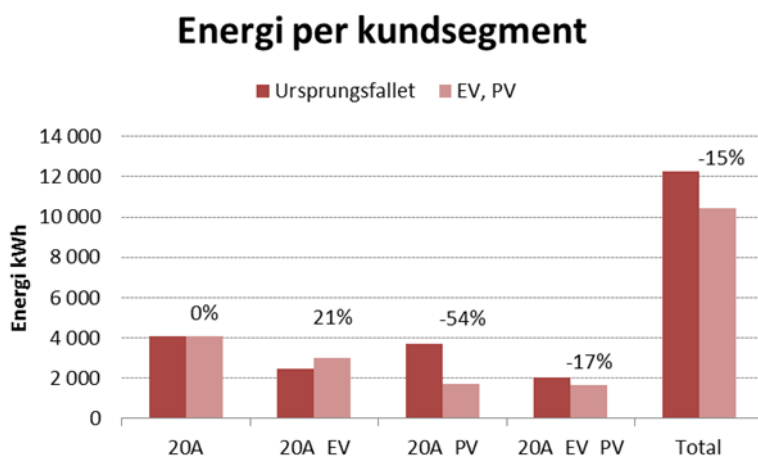
**Figur 20: Den totala transmitterade energin per månad (absolutbeloppet per månad). En tydlig säsongsvariation kan observeras. Februari månad, delar av november samt delar av december saknar värde**

Intäktsberäkningar ifrån de utvalda kunderna genomfördes antaget en debiteringsmodell motsvarande säkringsabonnemang. Modellen är baserad på månadsavräkning, och består av två komponenter: den fasta avgiften (SEK/månad) och den transmitterade energin (SEK/kWh). Kostnaden av den transmitterade energin beräknades på absolutbeloppet av den månadsavräknade energin, det vill säga vid nettoinmatning på månadsbasis så debiterades kund på den faktiska inmatade energin. Inmatad energi kompenseras med så kallad nätnytta, 5 öre/kWh. Den inmatade energin räknades per timme. De kostnader som antogs i den första beräkningen (beräkning A) redovisas Tabell 15.

Namn	Värde	Enhet
<b>Fast kostnad</b>	3 464	SEK/år
<b>Energiavgift</b>	19,2	Öre/kWh

**Tabell 15: Kostnadskomponenter i beräkning A. Värdena är baserade på Vattenfalls tariffer område "Söder"**

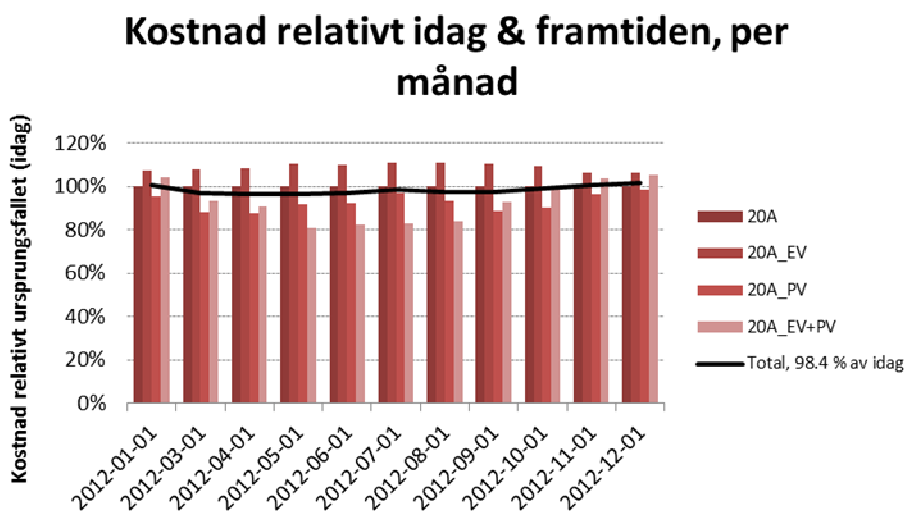
Framtidens 20A-kunder kan delas in i ytterligare fyra segment beroende på om de har oförändrad profil, har solceller (PV), har elbil (EV) eller både solceller och elbil (PV+EV). Fördelningen av den totala transmitterade energin per kundkategori visas i Figur 21 nedan. Det kan ses att den grupp som använder mest el är hushållen som varken har elbilar eller egenproduktion (33,2 och 39,0 % av totalen idag respektive år 2037). Den näst största gruppen är de kunder med solceller (PV) som har 30,2 respektive 16,4 % av den totala elanvändningen. Det näst minsta kundsegmentet är kunderna med elbilar (EV) som använder 20,2 respektive 28,6 % av energin. Minst är de hushåll med både solceller och elbilar, som har 16,5 respektive 16,0 % av den totala elanvändningen.



**Figur 21: Total energiförbrukning för de olika kundsegmenten i ursprungsfallet och framtiden**

Resultat beräkning A

Den totala intäktsnivån hamnar på 5,54 respektive 5,46 MSEK för dagens respektive framtidens elsystem. Differensen för den totala intäkten är ca -80 000 SEK, eller ca -1,6 % av det totala beloppet. I Figur 22 visas intäkterna från varje kundkategori relativt intäkterna idag, uppdelat per månad.



**Figur 22 Intäkter från de fyra kundkategorierna relativt intäkterna idag. Den svarta linjen visar den totala intäkten per månad relativt dagens nivå.**

I Tabell 16 visas intäkter per månad för segment inom kategorin 20A. Segmentet "20A" motsvarar de kunder som varken installerat solceller (PV) eller har elbilar, och dessa kunder har en oförändrad kostnad jämfört med ursprungsscenariot (idag). Kunderna i segmentet "20A\_EV" får en ökad kostnad per månad jämfört med dagens situation, eftersom de ökar elanvändningen med ca 2 900 kWh/år per elbil. Segmentet "20A\_PV" minskar



sina elnätskostnader under samtliga månader (marginellt vintertid), dock markant under sommarhalvåret till följd ett minskat nettouttag från nätet. Segmentet "20A\_EV+PV" motsvarar de med både solceller och elbilar som ökar sina uttag vintertid men minskar dem sommartid. Detta leder till en ökad kostnad vintertid och en minskad kostnad sommartid. Den totala intäktsnivån i kategorin 20A reduceras med 1,6 % jämfört med dagens intäktsnivå.

Kostnadsfördelningen mellan de olika segmenten i beräkning A visas i Tabell 16. Intäkterna år 2037 uppgår till 98,4 % av intäkterna år 2012.

<b>Beräkning A</b>					
Kategori	20A	20A_EV	20A_PV	20A_EV+PV	Total, 98.4 % av idag
<b>2012</b>	33,6%	20,1%	29,8%	16,5%	100,0%
<b>2037</b>	34,1%	22,1%	28,1%	15,7%	100,0%

**Tabell 16: Kostnadsfördelningen mellan de olika kundsegmenten i beräkning A**

För att intäktsnivån i framtidens elnät skall motsvara dagens intäktsnivå så korrigerades den fasta avgiften. Den fasta avgiften höjdes till 3 633 SEK/år, att jämföra med tidigare 3 464 SEK/år, eller en ökning motsvarande 4,8 %.

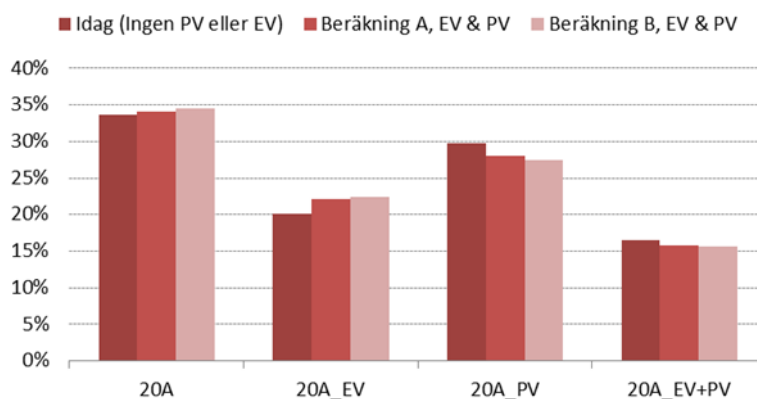
Kostnadsfördelningen skiljer sig åt jämfört med dagens fördelning och jämfört med beräkning A, se Tabell 17.

<b>Beräkning B</b>					
Kategori	20A	20A_EV	20A_PV	20A_EV+PV	Total, 100 % av idag
<b>2012</b>	33,6%	20,1%	29,8%	16,5%	100,0%
<b>2037</b>	34,5%	22,4%	27,4%	15,7%	100,0%

**Tabell 17: Kostnadsfördelning mellan de olika typkunderna i beräkning B, med normaliserade intäktsnivåer**

Kostnadsfördelningen förändras mellan A och B. Det kan ses att båda fallen får de kunder som varken har solceller eller elbilar en större kostnadsbörda, och att kunderna med solceller får en förminskad kostnadsbörda. Se Figur 23 nedan för grafisk illustration av de olika kostnadsberäkningarna.

## Kostnadsfördelning beräkning A och B



**Figur 23: Kostnadsfördelning mellan de olika kundtyperna i dag (utan elbilar eller solceller), med dagens tariffstruktur (beräkning A) samt med reviderad tariffstruktur (beräkning B)**

### Slutsatser Fallstudie ytterstadsnätet – intäktssimulering

Införande av egenproduktion och elbilar förändrar kostnaden för elnät för de kunder som har elbilar och/eller egenproduktion. Mängden energi som elbilar förväntas konsumera bedöms vara mindre än den mängd energi som den distribuerade produktionen förväntas generera (4,6 TWh/år jämfört med 14,5 TWh/år). Den nettotransmitterade energin blir därmed mindre. Med dagens debiteringsmodeller kommer detta att resultera i lägre intäkter för elnätsbolagen, såvida de inte reviderar nivån på en eller flera av kostnadskomponenterna. I detta kapitel har teoretiska och faktiska siffror verifierat att det kommer att ske en förändring i intäkter, och att det framför allt kommer att ske en distributionseffekt av kostnadsfördelning inom ett eldistributionsnät. De kunder som väljer att inte installera solceller kommer att få betala en större del av intäktsramen, medan de kunder som väljer att installera solceller (oavsett om de även har elbil eller ej) kommer att få en reduktion av hur stor del av elnätsbolagets totala intäkter de står för. Utfallet är starkt beroende av vilken/vilka komponenter som väljs att revideras, och rimligen beroende av hur debiteringsmodellen formuleras (säkringsabonnemang, effekttariff, tidsdifferentierad tariff, etc.).

## 10.2 Nätreglering i en framtid med stora mängder förnybar produktion

Analysen visar på att i en kontext med en stor mängd variabel förnybar elproduktion, till stor del på lokal nivå, ger upphov till variationer och osäkerhet i flöden i såväl transmissions- som distributionsnäten. Vi har pekat på en del utmaningar, men de exakta behoven och möjligheterna såväl avseende tekniska lösningar som tjänster är långt ifrån fullt ut identifierade.

Generellt pekar analysen på att delvis nya krav ställs på den framtida utformningen av nätregleringen.

I den svenska nätregleringen ställs i nuläget inga detaljerade krav kring utformningen av nättariffen, utan det är primärt den samlade intäktsnivån som regleras. Detta är en stor fördel i den existerande svenska nätregleringen, jämfört med regleringen i många andra länder. Intäktsanalysen avsnittet ovan pekar på problemen som kan följa av nättariffer som i allt för hög grad är baserade på överförd energi. Särskilt kan nämnas att energibaserade nättariffer i kombination med nettomätning innebär en dold subventionering av distribuerade energiresurser. Behovet av nät kvarstår även för kunder med egen produktion, men dessa kunder betalar i så fall en mindre andel av den totala nätkostnaden som istället vältras över på andra kunder. Det kan finnas olika möjliga sätt att utforma framtida nättariffer, men centralt är att det är tjänsterna som nätägarna leverera som behöver värderas i prissättningen snarare än enkla traditionella prismodeller som bygger på överförd energi.

I ett bredare perspektiv kommer det vara en fördel om även distributionsnäten kan leverera nya tjänster till systemet, exempelvis i form av flexibilitet. Detta kräver innovation, hos såväl tjänsteleverantörer som hos nätägarna.

Det är osäkert hur kostnaderna för näten utvecklas, men mycket talar för att de nya tjänsterna som näten kan leverera gör den samlade nättjänsten dyrare än idag. En alltför ensidig press på kostnadsminimering hos den enskilda nätägaren, leder inte nödvändigtvis till den lägsta samlade totalkostnaden för systemet.

För att stimulera utveckling är det också önskvärt att nätägarna har incitament att leverera bättre än en lägsta kravnivå. Det kan också finnas skillnader mellan de långsiktiga nyttorna och de kortsiktiga kostnaderna, vilket bland annat innebär att tillsynsperiodernas längd kan spela roll för utfallet.

Samtidigt som det är lätt att peka på dessa faktorer är det också viktigt att erkänna att det är svårt att både definiera och mäta "output", vilket försvårar utformningen av en reglering som stimulerar ett önskat beteende. Vi har inget färdigt förslag för hur en framtida reglering kan utformas, men den bör ge utrymme för en effektiv avvägning mellan olika teknologier, användandet av lokala/nationella/internationella resurser, investeringar och driftkostnader, lång- och kort sikt m.m.

Gränserna mellan marknadens aktörer kan också behöva tänkas över. Det gäller såväl gränserna mellan distributionsnätägarna och aktörer på den konkurrensutsatta marknaden, som gränsen mellan ansvar hos distributionsnät och transmissionsnät. Några exempel:

- Om distributionsnäten får ytterligare uppgifter, kan det ställa krav på striktare regler för vertikal separation och neutralitet.
- Distributionsnäten kan ha intresse av lagringsteknologier för nätet, men i vilken utsträckning är det möjligt för en nätägare att delta på energimarknaden för att handla med energi från lagret?
- Tjänster som distribuerade energiresurser är i vissa fall intressanta för antingen distributionsnätet eller för TSO:n, men i andra fall för båda. Hur koordineras agerande och vilken hierarki för beslut ska gälla?

Det finns med andra ord många skäl att vidareutveckla nätregleringen och gränsdragningen mellan olika aktörer, men det är lika viktigt att inte fatta beslut som innebär att man går direkt emot de framtida kraven på nätregleringens utformning.

Analysen i detta projekt pekar också på värdet av ytterligare kunskap, vilket bland annat kan leda till behov av mer mätning. Detta är naturligtvis kostnadsdrivande i ett kortsiktigt perspektiv, men kan leda till ett mer effektivt nät i längden. Inom ramen för den nuvarande nätregleringen torde detta inte vara ett problem vad gäller investeringen i exempelvis ytterligare mätutrustning. I princip bör den kunna ingå i kapitalbasen. Däremot är det möjligt att det i ett kortsiktigt perspektiv även leder till höjda driftkostnader, exempelvis för att analysera datan och förstå nätet bättre. Det kan exempelvis leda till effektivare investeringsbeslut i ett mer långsiktigt perspektiv, men incitamenten för sådana kunskapshöjande aktiviteter är mycket små, eller kanske till och med obefintliga, inom ramen för den nuvarande nätregleringen.

### 10.3 Marknad och nya produkter

Dagens elmarknad är inte utformad för att hantera den här framtidsbilden. Vi har en relativt enkel marknadsdesign i Europa, där vi främst handlar med energi. Systemoperatörerna handlar upp och tillhandahåller vissa andra systemtjänster, men i framtiden kan det finnas behov av nya tjänster/produkter och marknader för dessa.

Energibalans är en del, vilket dagens marknad fokuserar på. Nätstabilitet och, nätstyrka, är en annan. Kanske behövs nya produkter på marknaden, som synkron, roterande massa.

Vidare finns det i dagsläget avtal och marknadslösningar som inte är ändamålsenliga i en värld med stora mängder förnybar produktion. Avtal mellan energibolag och konsumenter med egen småskaliga produktion som ger garanterade inmatningspriser och där det inte finns incitament till flexibilitet tecknas idag. I den mån det sker på marknadsmässiga villkor är det troligt att den typen av avtal inte blir vanliga i framtiden. Ett mer varaktigt problem kan dock uppstå om möjligheten att reglera den distribuerade produktionen saknas.

I andra länder är det vanligt med reglerade inmatningstariffer, vilket innebär att den typen av produktion inte deltar på marknaden. Här ser vi att det är önskvärt att komma ifrån den typen av regleringar. Generellt gäller att det är viktigt att den distribuerade produktionen blir fullt ut integrerad i marknaden i takt med att den ökar i betydelse.

## 11 Avslutande diskussion

Frågeställningen som detta projekt har behandlat är väldigt aktuell och har (och håller på att) utvärderas även på andra håll i branschen. Det som utmärker detta projekts analys är att den baserad på reell förbrukningsdata med timupplösning och påföljande simuleringar är utförda i samma upplösning. Detta angreppssätt ger en bottom-up approach som är verklighetsförankrad och ger en kompletterande bild som behövs i sammanhanget.

Resultaten visar att Sveriges elnätinfrastruktur lite grann lever på gamla meriter och har det bättre förspänt än våra europeiska kollegor. Dock visar resultaten samtidigt att vi inte kan luta oss tillbaks och enbart fortsätta i samma spår – ett visst mått av nytänk krävs.

Ur ett utvecklingsperspektiv har vi pekat på två huvudsakliga faser: kapacitetsfasen och expansionsfasen. Under kapacitetsfasen handlar det huvudsakligen om att utnyttja befintlig infrastruktur mer effektivt. Bedömningen är att detta räcker relativt långt i Sverige, men det ställer krav på ökad kunskap och bland annat mer mätning i nätet. Här finns det utmaningar inom ramen för nuvarande reglering, där det finns en risk för att incitamenten för detta är alltför begränsade. Det kan ge upphov till högre långsiktiga kostnader.

Kapacitetsfasen kommer senare och bedömningen är att den till stora delar ryms inom ramen för ordinarie förnyelseprogram för näten. Även om det kan innebära att kostnaderna stiger något eftersom näten måste dimensioneras eller byggas annorlunda förefaller det vara hanterbart. Nätregleringens utformning innebär i sig inga problem för investeringar, eftersom dessa kan räknas in i kapitalbasen. Sedan är det en annan fråga om den nuvarande regleringen ger tillräcklig avkastning på investeringar, vilket är en fråga som inte omfattas av detta projekt. Som nätregleringen är utformad idagsläget är det osäkert om den ger riktiga incitament för avvägning mellan investeringar och driftkostnader. Som pekats på tidigare kan högre driftkostnader för exempelvis mätning och analys av näten leda till att nätet kan byggas effektivare.

## 12 Referenser

- Ackeby, S. (2013). Posumer with demand-response - Distribution network impact and mitigation. *Elforsk 13:59*.
- Banverket. (2013). <http://www.trafikverket.se/Privat/Vagar-och-jarnvagar/Sveriges-jarnvagsnat/Bandata/>.
- Elforsk. (2012). 12:68. *Roadmap för ett fossilbränsleoberoende transportsystem år 2030*.
- Elforsk. (2012). *Framtagande av effektprofiler samt uppbyggnad av databas över elansvändningen vid kal väderlek Elforsk 11:12*.
- Enertwin. (2013). [www.enertwin.com](http://www.enertwin.com). Hämtat från Enertwin.
- Grahn, P. (2012). PHEV Home Charging Model Based on Residential Activity Patterns. *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 28 Issue 3, pp. 2507-2515, 2012*.
- Jordbruksverket. (u.d.). • *Allt om landet*  
<http://issuu.com/jordbruksverket/docs/130612125358-110796c4987945d8b39d278fcabc7d87?e=5119819/3370528> Särskilt AOL 1:3, *Allt om service och infrastruktur på landsbygden*  
<http://webbutiken.jordbruksverket.se/sv/artiklar/aol13.html>. Hämtat från Allt om Landet.
- Jordbruksverket. (u.d.). *Allt om Landet*. Hämtat från <http://issuu.com/jordbruksverket/docs/130612125358-110796c4987945d8b39d278fcabc7d87?e=5119819/3370528> Särsh<http://webbutiken.jordbruksverket.se/sv/artiklar/aol13.html>.
- Munkhammar, J. (2012). "Markov-chain modeling of energy users and electric vehicles: Applications to distributed photovoltaics.
- Munkhammar, J. (2013). Quantifying self-consumption of on-site photovoltaic power generation in households with electric vehicle home charging. *Solar Energy 97, pp. 208-216*.
- Öhrlund, S. (2013). *Solel i Elnätet Beräkningsstudie E.ON Elnät. Nätoptimering och Projektering, EON*.
- Paradis, J. (u.d.). *Lönsam Solel*. Hämtat från <http://www.vgregion.se/upload/Milj%C3%B6/Smart%20Energi/%C3%96verenskommelser/Rapport%20L%C3%B6nsam%20solel.pdf>.
- PROFU. (u.d.). *NEPP*. Hämtat från [www.nepp.se](http://www.nepp.se).
- SCB. (2013). *Sveriges framtida befolkning 2013-2060, SCB BE18SM1301*.
- SIKA. (u.d.). Fordon 2008. *Tema Yrkestrafik*.
- Svensk värmepumpsförening. (u.d.). *Svepinfo*. Hämtat från [http://www.svepinfo.se/usr/svep/resources/filearchive/10/varmepumpforsaljningen\\_i\\_sverige\\_1981\\_2013.pdf](http://www.svepinfo.se/usr/svep/resources/filearchive/10/varmepumpforsaljningen_i_sverige_1981_2013.pdf).
- Walla, T. (2012). *Hosting capacity for photovoltaics in Swedish distribution grids*.
- Western Electric Industry Leaders. (2013). <https://www.sdge.com/weil-documents>. Hämtat från Letter to Governors, Commissioners and Legislators .
- Widén, J. (2009). A combined Markov-chain and bottom-up approach to modelling of domestic lighting demand. *Energy and Buildings, Vol. 41, pp. 1001-1012, 2009*.

Widén, J. (2010). A high-resolution model of domestic activity patterns and electricity demand. *Applied Energy*, Vol. 87, pp. 1880-1892, 2010.





# **ELFORSK**

SVENSKA ELFÖRETAGENS FORSKNINGS- OCH UTVECKLINGS - ELFORSK - AB

**Elforsk AB, 101 53 Stockholm. Besöksadress: Olof Palmes Gata 31  
Telefon: 08-677 25 30, Telefax: 08-677 25 35  
[www.elforsk.se](http://www.elforsk.se)**