



Värmepumpars påverkan på effektbalansen -idag och i framtiden

Profu, 2018

Denna rapport redovisar resultaten från ett forskningsprojekt om värmepumparnas samlade effektbehov i Sverige, idag och i framtiden. Inom ramen för projektet har effektbehovet av el för uppvärmning kvantifierats och relaterats till en framtid med ökande andel icke styrbar elproduktion.

Detta projekt har tillkommit som ett resultat av en dialog mellan Svenska Kyl & Värmepumpföreningen (SKVP) och utförare i projektet Värmemarknad Sverige. Finansiering har skett via Energimyndighetens och Svenska kyl- och värmepumpföreningens samverkansprogram Effsys Expand samt Kylbranschens samarbetsstiftelse (KYS).

I projektet har vi ökat kunskapsnivån kring eleffektbehovet för uppvärmning samt kring möjligheter och begränsningar med att förskjuta detta eleffektbehov i tid för en bättre anpassning till den ökade variabiliteten på elmarknaden. Arbetet bidrar med underlag till följande två av Värmemarknad Sveriges temaområden, Värmepumpsmarknaden och Framtidens värmeförsörjning.

Värmemarknad Sverige 2019-08-20

effsysEXPAND

Resurseffektiva kyl- och värmepumpssystem
samt kyl- och värmelager

Värmepumpars påverkan på effektbalansen - Idag och i framtiden

Erik Axelsson

Peter Blomqvist

Thomas Unger

Profu i Göteborg AB



September 2018

Förord

Detta projekt har tillkommit som ett resultat av en dialog mellan Svenska Kyl & Värmepumpföreningen (SKVP) och utförare i projektet Värmemarknad Sverige. Finansiering har skett via Energimyndighetens och Svenska kyl- och värmepumpföreningens samverkansprogram Effsys Expand samt Kylbranschens samarbetsstiftelse (KYS). I projektet har vi ökat kunskapsnivån kring eleffektbehovet för uppvärmning samt kring möjligheter och begränsningar med att förskjuta detta eleffektbehov i tid för en bättre anpassning till den ökade variabiliteten på elmarknaden. Under arbetets gång har bidragen från referensgruppen varit till stor nytta, varför vi vill ge dem ett särskilt tack.

Referensgruppen bestod av:

Trygve Eikevik	NTU
Martin Forsén	Nibe
Jussi Hirvoinen	SULPU
Cecilia Ibanez-Sörenson	Vattenfall
Staffan Sandblom	Fortum
Viktor Ölen	EffsysExpand

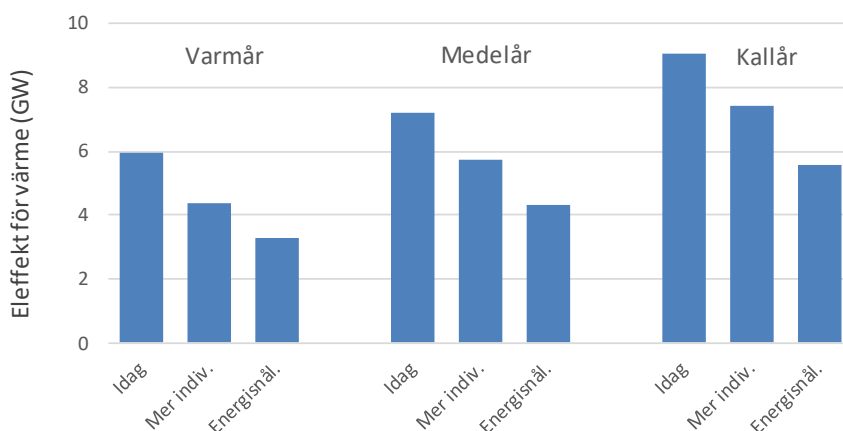
Erik Axelsson, projektledaren

Sammanfattning

En betydande andel av vår uppvärmning av hus i Sverige sker idag med värmepumpar. Det mesta pekar på att värmepumparnas andel av värmemarknaden kommer att fortsätta växa under de kommande åren. Med en ökande andel värmepumpar inställer sig frågan hur denna utveckling påverkar det framtida effektbehovet för el, särskilt i perspektiv av att vi ser en framtid med större andel icke styrbar elproduktion, i form av främst vindkraft, i kombination med en ökad elektrifiering av övriga delar av samhället.

För att svara på denna fråga har vi i denna studie, utifrån en inventering av det befintliga värmepumpsbeståndet och möjliga utvecklingsvägar, dels för värmepumpars andel av värmemarknaden, dels för prestandan, beräknat effektbehovet av el för uppvärmning (värmepumpar och elvärme) idag och i framtiden. Det resulterande eleffektbehovet har därefter relaterats till det övriga eleffektbehovet och eleffektillgång, såväl för dagens situation som för ett framtida (ca år 2030). Vi har också undersökt, mer kvalitativt, i vilken utsträckning smart styrning och lastförskjutning av elanvändningen för uppvärmning kan bidra till att reducera effektbehovet ansträngda situationer med avseende på den framtida elbalansen i Sverige.

Baserat på vår metod och våra antaganden har vi beräknat dagens eleffektbehov för värmepumpar och elvärme inom småhus, flerbostadshus och lokaler till 6–9 GW beroende på hur kall vintern är, se *Figur A*. På grund av ökade marknadsandelar (på bland annat elvärmens bekostnad) och prestandaförbättringar för värmepumpar så kommer eleffektbehovet för uppvärmning att minska avsevärt fram mot 2030, i storleksordningen 20–40% beroende på scenario. I ett scenario där bidraget från värmepumpar till uppvärmningsbehovet ökar i absoluta tal kan eleffektbehovet sjunka med ca 1,5 GW, se scenariot ”Mer individuellt” i figuren. I scenariot ”Energisnålare hus” där hela värmebehovet antas minska över tid och där även det absoluta bidraget från värmepumpar sjunker något kan eleffektbehovet bli ännu lägre och då istället sjunka med ca 3 GW.

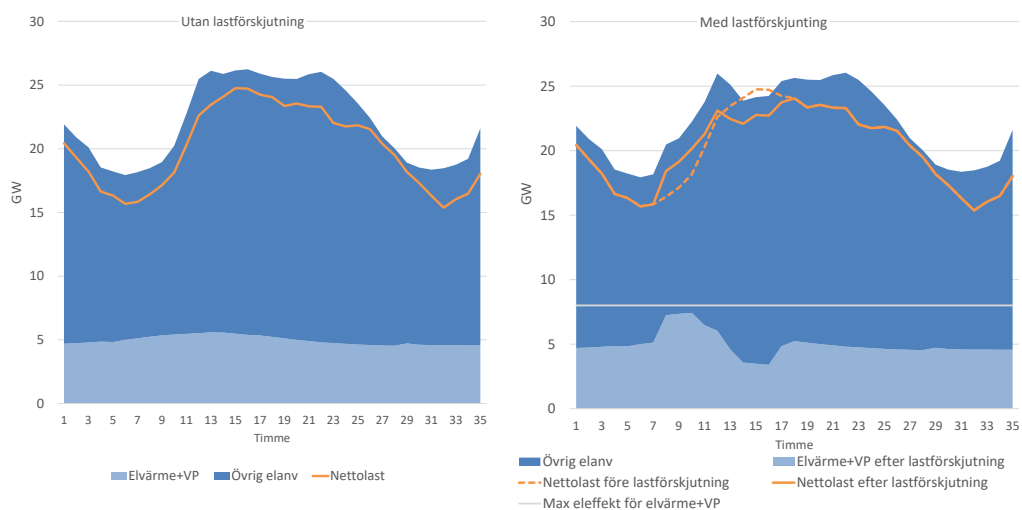


Figur A. Eleffektbehov idag och 2030 för olika scenarier och temperaturförhållanden.

Effektbehovet av el för uppvärmning utgör en relativt stor andel av det totala eleffektbehovet som varierar mellan ca 10 - 25 GW beroende på säsong. El för uppvärmning utgör huvuddelen av skillnaden mellan vinter- och sommarlast.

Baserat på vår analys av det framtida elproduktionssystemet i Sverige så finns det mycket som talar för att det inom landet finns produktionsresurser som under normala förhållanden kan täcka eleffektbehovet under samtliga timmar fram till 2030. Det förutsätter dock att reservkapacitet för styrbar elproduktion finns tillgänglig i motsvarande omfattning som idag. Vi räknar med att den installerade kapaciteten för kraftvärme inom fjärrvärme och industri år 2030 är ungefär lika stor som idag samt en mindre effekthöjning i vattenkraftverken. Vindkraften fortsätter att byggas ut i stor skala fram till 2030 och antas bidra till den tillgängliga effekten även under årets kallaste timmar (återigen i normalfallet). Dessutom utgår vi från att de sex återstående kärnkraftreaktorerna finns tillgängliga även 2030. Samtidigt antas det totala eleffektbehovet öka något men där begränsas alltså ökningen avsevärt av det faktum att eleffekt för uppvärmning minskar med omkring 1,5 GW under normala temperaturförhållanden.

Osäkerheterna är dock stora och avvikelser från det som bedöms som normala förhållanden på elmarknaden kan leda till problem för elbalansen. Detta i sig ger anledning till att titta närmare på olika former av laststyrning, exempelvis styrning av värmepumpar och elvärme som en möjlighet, bland flera, för att klara av ansträngda situationer. Ett principiellt exempel på hur styrning av värmepumpar och elvärme kan minska en potentiellt ansträngd situation på Sverigenivå illustreras i *Figur B*. Figuren visar hur den så kallade nettolasten (total elförbrukning minus icke-styrbar elproduktion), det vill säga den del av elförbrukningen som måste täckas med styrbar elproduktion, varierar under dygnet med den högsta nettolasten för det beräknade elsystemet 2030. Genom att i förväg med hjälp av smart styrning öka eleffektuttaget för uppvärmning något (s.k. "förvärmning") så kan man några timmar senare istället minska eleffektuttaget i samma omfattning och på så sätt reducera den maximala nettolasten något. I figurexemplet reduceras nettolasteffekten med i storleksordningen 1 GW. Även om effekten är begränsad just i detta exempel så kan det på marginalen ha stort systemvärde.



Figur B. Principiell bild för hur samordnad lastförskjutning av elanvändningen för elvärme och värmepumpar kan förskjuta och reducera den nationella nettolasttoppen. Bilden till vänster visar dygnet med den maximala timvisa nettolasten för modellår 2030 medan bilden till höger visar situationen för samma dygn men med möjligheten till samordnad lastförskjutning. Den helvita raka linjen i figuren till höger indikerar den maximala installerade effekten för elvärme och värmepumpar och utgör därför en övre gräns för effektuttaget.

Även om de befintliga incitamenten för efterfrågeflexibilitet hos elkonsumenterna idag är små så erbjuder smart styrning av värmepumpar och elvärme, tillsammans med annan flexibel elanvändning, ett viktigt komplement för att hantera variabilitetsutmaningen på framtidens elmarknad. Vi har i denna studie kunnat konstatera att smart styrning såväl kan kapa toppar i nettolasten, som vara behjälplig i att hantera snabba förändringar i densamma. Smart styrning och efterfrågeflexibilitet kommer inte att vara det enda svaret på utmaningar förknippade med den ökade variabiliteten på elmarknaden. Det finns ett antal viktiga begränsningar att förhålla sig till, inte minst tidsaspekten där efterfrågeflexibilitet inte erbjuder samma uthållighet som produktionsresurser. Men som komplement och som en lösning med relativt kort ledtid i motsats till exempelvis förstärkningar av elnäten där ledtiderna generellt är avsevärda, så bör det vara mycket intressant.

Summary

Domestic heating in Sweden is today to a large extent supplied by the use of heat pumps. And most likely the share of heat pumps within the heating market will continue to grow in the coming years. Such a development gives rise to the question as to how this development will affect the future power demand, particularly in the perspective of an upcoming increase in the share of variable, non-dispatchable, electricity generation (mainly wind power) in combination with an increased electrification of other parts of the society.

In this study, trying to answer this question, we have, based on an inventory of the current heat pump stock with potential development paths for their share of the heat market as well as their performance, calculated the power demand of electricity for heating (heat pumps and electric heating), today and in the future.

We have also related the resulting power demand for heating purposes to other electric power demand and the electric power supply, for the situation today, as well as for a future situation (approximately year 2030). Furthermore, we have investigated, qualitatively, to which extent smart control and load shifting of the electricity demand for heating might contribute to reducing the power demand in stressed situations related to the future electricity balance in Sweden.

Based on our methodology and our assumptions, we have estimated the current electric power demand for heat pumps and electric heating in single-family houses, multi-family houses, and premises to 6–9 GW, depending on how cold the winter is, see *figure A*. Due to increased market shares (at the expense of, among other things, electric heating) and to performance improvements of the heat pumps, the electric power demand for heating will decrease significantly up to 2030, in the order of 20–40% depending of the scenario. In one scenario, where the contribution to the heating demand from heat pumps is increasing in absolute terms, the electric power demand might be reduced by 1,5 GW, see the scenario "More Individually" in the figure below.

In the scenario "Energy Efficient", where the total heating demand is supposed to decrease over time, and where also the absolute contribution from heat pumps is decreasing slightly, the electric power demand might become even lower and decreases by approximately 3 GW by the year 2030.

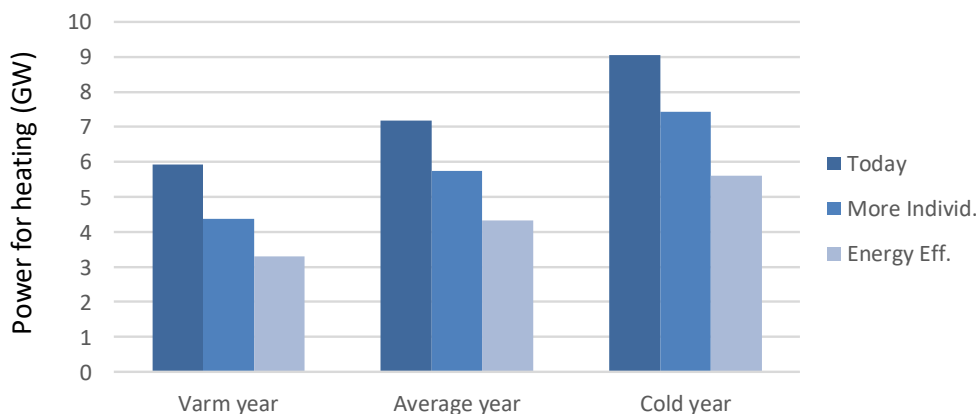


Figure A. Electric power demand today and 2030 for different scenarios and temperature conditions.

The power demand for electricity for heating makes up a relatively large share of the total electric power demand, which varies between approximately 10 to 25 GW depending on season. Electric power for heating represents the greater part of the difference between winter and summer load.

Based on our analysis of the future electricity-supply system in Sweden, it is likely that domestic production resources will, under normal conditions, cover the electric power demand every hour up to 2030. But, this requires that the backup capacity for dispatchable electricity generation remains at the same magnitude as today. We also assume that the installed capacity for combined heat and power in district heating and industry by year 2030, is of the same order as today, and we assume a small power increase in the hydropower plants. Wind power will continue to expand on a broad scale up to 2030, and is supposed to contribute to available power also during the coldest hours of the year (again, under normal conditions). Furthermore, we assume that the six remaining nuclear power units are available even by year 2030. At the same time, the total electric power demand is supposed to increase slightly, but the increase is limited by the fact that the electric power demand for heating will be reduced by approximately 1,5-3 GW, depending on scenario, under normal temperature conditions.

However, considerable uncertainties remain, and deviations from what is considered as normal conditions on the power market may lead to problems for the power balance. This in turn, is a good reason to have a closer look at different forms of load management, e.g. smart control of heat pumps and electric heating, as an option among others, for handling tight situations in the electricity market. A descriptive example of how control of heat pumps and electric heating might reduce a potentially challenging situation on a national level can be seen in *Figure B*. The figure shows how the so-called net load (total power demand minus non-dispatchable power generation such as wind and solar), i.e. the share of the power demand that must be covered by dispatchable power generation, varies during the day with the highest hourly net load for the estimated power system in year 2030. By using smart control strategies, we may increase the use of electric power for heating in advance (“pre-heating”) and

consequently, a few hours later, reduce the electric power demand accordingly in order to reduce the peak net load. In the example in the figure, the net load power is reduced by approximately 1 GW. Even though this is a relatively modest reduction, it could have a significant system impact on the margin.

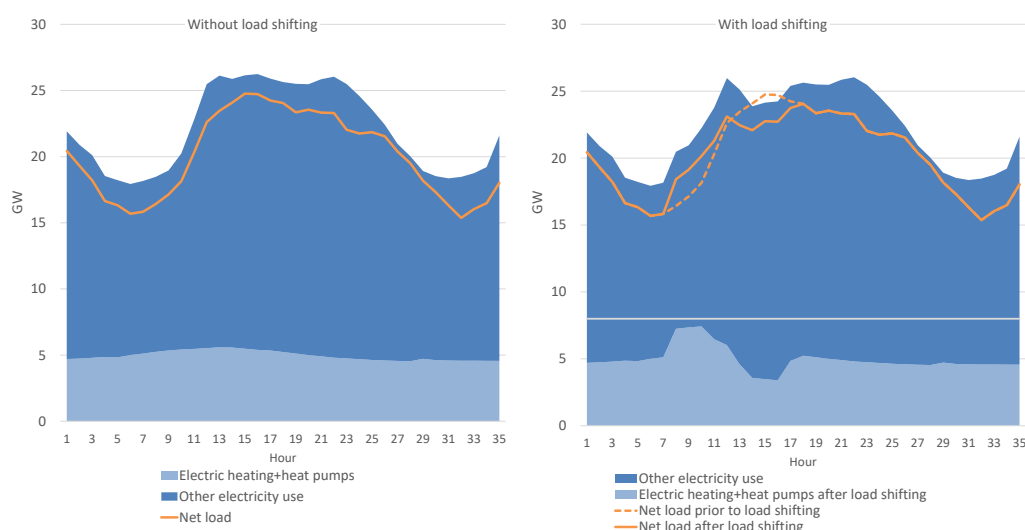


Figure B. Descriptive figure showing how a coordinated load management of the power demand for electric heating and heat pumps might shift and reduce the national peak net load. The left figure shows the day with the maximum hourly net load in model year 2030, whereas the right figure shows the situation for the same day but with the option of coordinated load shifting. The solid white line in the right figure indicates the maximum installed electric power capacity of electric heating and heat pumps, and sets an upper limit for the power use.

Even if the current incentives for demand flexibility for the power consumers are small, smart control of heat pumps and electric heating, together with other flexible power demand, constitutes an important complement in meeting the variability challenges on the future electricity market.

In this study, we have shown that smart control can cap peaks in the net load, as well as handling rapid variations in power supply. Smart controls and demand flexibility will not be the only answers to the challenges associated with increased variability on the power market. There are a number of important limitations which must be taken into account, the time aspect not the least, where demand flexibility does not offer the same durability as production resources. But as a complement, and as a solution with a relatively short lead time as opposed to for instance expansion of the electricity grid where lead times generally are significant, it should be very interesting.

Innehållsförteckning

1	Bakgrund.....	1
2	Mål och syfte.....	2
3	Övergripande metodik.....	2
4	Mängden nyttig värme från värmepumpar och elvärme idag och 2030	3
4.1	Inventering av värmepumpar och elvärme.....	4
4.2	Fördelning av mängden nyttig värme per klimatzon och uppvärmningsteknik .	6
4.3	Mängden nyttig värme från värmepumpar och elvärme år 2030	8
5	Prestanda för genomsnittlig värmepump idag och 2030	10
5.1	Genomsnittlig prestanda för idag installerade anläggningar	10
5.2	Andel elspets.....	13
5.3	Prestanda för värmepumpar år 2030	14
6	Effektbehov av el för uppvärmning idag och 2030.....	19
6.1	Metod och antaganden för beräkning av eleffekt i husbeståndet	19
6.2	Effektbehovet idag	23
6.3	Effektbehov för värmepumpar och elvärme år 2030	27
7	Elbaserad uppvärmning och det övriga elsystemet	30
7.1	Elproduktion och elanvändning idag och 2030.....	30
7.2	Eleffektbehov för uppvärmning och annan elanvändning samt effekttillgång	36
8	Systemperspektiv på smart styrning av värmepumpar och elvärme.....	42
8.1	Allmänt om efterfrågeflexibilitet (och smart styrning).....	42
8.2	Smart styrning av värmepumpar och elvärme – principiella exempel	46
9	Referenser.....	53
	1. Beräkning av mängden nyttig värme per uppvärmningsslag utifrån Energimyndighetens statistik	
	2. Värmepumpars bidrag till mängden nyttig värme i Sverige baserat på försäljningsstatistik	
	3. Värmemarknad Sveriges fyra scenarier	
	4. Fördelning av mängden nyttig värme på klimatområden och typ av uppvärmningsteknik	
	5. Fördelning av värmepumpar i framtiden	
	6. Jämförelse mot uppmätta effektbehov	
	7. Beräkningsexempel av eleffektbehov för uppvärmning	
	8. Beskrivning av "Times Nordic-modellen"	

1 Bakgrund

I vårt kalla klimat här uppe i Norden krävs uppvärmning av våra hus en stor del av året för att få ett drägligt inomhusklimat. En uppvärmningsteknik som har ökat kraftigt de senaste två decennierna är värmepumpar. Värmepumpar hämtar låggradig värme från t.ex. marken eller uteluften och uppgraderar den till en högre och användbar temperatur. Vid denna uppgradering krävs el, huvudsakligen för värmepumpens kompressor. Därutöver används ofta el även för en elpatron/elpanna för att komplettera värmepumpen när det är som kallast ute, det vill säga när effektbehovet av värme är som störst.

Med en ökande mängd värmepumpar inställer sig frågan hur effektbehovet för el kommer att utvecklas. Inte minst i perspektivet av att vi ser en framtid med större andel icke styrbar elproduktion såsom vindkraft, i kombination med en förväntad ökad elektrifiering av övriga delar av samhället. Effektbehovet för värmepumpar ökar dock inte nödvändigtvis bara för att mängden värmepumpar gör det. Detta eftersom både verkningsgrad och effekttäckningsgrad för nyare värmepumpar ger lägre effektbehov samtidigt som det finns en generell energieffektivisering som driver åt samma håll. Vidare kan man förvänta sig att någon form av smart styrning av värmepumpar blir vanligare i framtiden, vilket kan möjliggöra en sänkning av värmepumpars effektbehov under kortare tidslängder, när effektsituationen är som mest ansträngd ur ett lokalt, regionalt eller nationellt perspektiv. Därtill innebär konvertering av elvärme (direktel och elpanna) till värmepumpar ett minskat effektbehov.

Utifrån ovanstående resonemang är det inte uppenbart hur det totala effektbehovet av el för uppvärmning (dvs. el kopplat till värmepumpar och elvärme) kommer att utvecklas med tiden, eller hur denna utveckling kan komma att påverka effektbalansen i ett elsystem som är under förändring.

För att undersöka dessa frågor har Profu från Effsys Expand (forskningsprogrammet för resurseffektiva kyl- och värmepumpsystem) fått i uppdrag att analysera värmepumpars påverkan på effektbalansen i ett framtidsperspektiv. Den övergripande frågeställningen är hur en ökad användning av värmepumpar kan påverka effektbalansen i Sverige i perspektivet av en ökad andel väderberoende elproduktion i framtiden.

2 Mål och syfte

Målet för detta projekt har varit att:

- Kvantifiera effektbehovet av el i Sverige för uppvärmning idag och i framtiden (de förutsättningar som antas råda år 2030).
 - Inklusive den geografiska sammanlagringsvinsten, dvs. effektbesparingen av att det inte är kallt samtidigt i hela landet.
- Relatera ovanstående till övrigt nationellt effektbehov och effektillgång idag och i framtiden.
- Analysera eventuella möjligheter med smart styrning i en framtida situation.

Detta i syfte att utreda värmepumpars och elvärmes påverkan på effektbehovet av el i framtiden.

3 Övergripande metodik

Projektet har omfattat ett flertal olika moment med delvis olika ansats. De delmoment som inkluderats för att svara på projektets övergripande frågeställning, mål och syfte kan sammanfattas enligt följande:

1. Inventering av dagens bestånd av värmepumpar och elvärme i Sverige för att ge en nulägesbeskrivning av mängden nyttig värme från dessa uppvärmningstekniker.
2. Fördelning av nyttig värme från värmepumpar och elvärme mellan ett antal klimatzoner i landet.
3. Trolig utveckling av ovanstående t.o.m. 2030, utifrån två olika scenarier.
4. Prestanda nu och i framtiden för olika typer av värmepumpar och elvärme.
5. Beräkning av effektbehovet för el på timnivå för värmepumpar och elvärme – nu och i framtiden - baserat på klimatdata för respektive klimatzon.
6. Relatera resulterande effektbehov till övrigt effektbehov och effektillgång, inklusive en utblick för ett troligt framtida elproduktionssystem.
7. Analysera vad smart styrning av värmepumpar och elvärme kan bidra med vid perioder av effektbrist.

Rapporten är strukturerad utifrån punktlistan ovan, där kommande kapitel och underkapitel beskriver punkterna ovan och i den ordningen. Metodik, antaganden och avgränsningar för respektive delmoment presenteras i respektive kapitel.

4 Mängden nyttig värme från värmepumpar och elvärme idag och 2030

I detta kapitel beskrivs metodiken för att uppskatta, och resultaten för, mängden nyttig värme från värmepumpar och elvärme i nuläget (år 2016) och framtiden (år 2030) samt fördelning per klimatområde.

Som framgår av de inledande kapitlen är effektbehovet av el för uppvärmning en central fråga i detta projekt. För att uppskatta detta effektbehov idag och i framtiden har vi utgått från mängden värmepumpar och elvärme idag, samt prognoser för framtiden. Mängden värmepumpar kan kvantifieras på olika sätt, t.ex. utifrån antal, installerad effekt eller avgiven värmemängd. I detta projekt har vi utgått från avgiven nyttig värme från anläggningarna, det vill säga den energi (inklusive spetsenergi) som kommer huset till nytta från radiatorer (eller via inomhusluften med luft-luftvärmepumpar) och som krävs för varmvattenberedning. En av fördelarna med att utgå från nyttig värme är att vi direkt kan nyttja resultaten från projektet Värmemarknad Sverige (2018) som bland annat inkluderar framtidsscenarioer för mängden nyttig värme från värmepumpar och elvärme.

Som redan beskrivits i bakgrunden kan mängden värmepumpar öka på bekostnad av elvärme såsom elpanna och direktel, vilket innebär att man i analysen av värmepumpars effektpåverkan även bör inkludera det minskade effektbehovet för elvärme. Således bör inventeringen inkludera både värmepumpar och elvärme. Därigenom får man en helhetsbild av elbehovet för uppvärmning i Sverige. I avsnitt 4.1 beskrivs inventering av värmepumpar på nationell nivå, och i avsnitt 4.2 beskrivs hur fördelning per teknik och klimatzon görs. I avsnitt 4.3 beskrivs samma sak för år 2030.

Faktaruta – inkludera uppvärmningstekniker

Teknik	Förkortas	Beskrivning
Direktel	El(d)	Eldrivna element. Producerar inte varmvatten (vv).
Elpanna	El(v)	Eldriven uppvärmning av vattenburen värme och vv.
Bergvärme	BVP	Värmepump (VP) som hämtar värme från berget för både uppvärmning och vv. Här inkluderas även de VP som hämtar värme från jord eller sjö.
Frånlufts-vp	FVP	VP som hämtar värme från utgående ventilationsluft för både uppvärmning och vv.
Luft/vatten-vp	LVVP	VP som hämtar värme från uteluft för både uppvärmning och vv.
Luft/luft-vp	LLVP	VP som hämtar värme från uteluft för att värma luften inomhus (inkluderar alltså inte vv).

4.1 Inventering av värmepumpar och elvärme

En inventering av värmepumpar och elvärme kan lämpligen utgå från det material som redan finns framtaget om uppvärmningen i Sverige. Inom ramen för detta projekt har vi gått igenom ett flertal utredningar från olika källor, och av dessa har vi sedan valt att utgå från i huvudsak tre källor: Energimyndighetens energistatistik för olika byggnader, försäljningsstatistik för värmepumpar samt underlag från projektet Värmemarknad Sverige. Dessa tre källor beskrivs närmare nedan.

Energimyndighetens energistatistik

Denna statistik baseras på enkätundersökningar om vilken typ av uppvärmningsform som de svarande har. Statistiken ger således en bild av antalet aktiva värmepumpar och elvärmeinstallationer för uppvärmning i Sverige idag för olika byggnadstyper. Då denna statistik kombineras med antaganden om värmemängder per hustyp kan nyttig värme för respektive uppvärmningsteknik uppskattas, se mer i *Bilaga 1*.

Försäljningsstatistik för värmepumpar

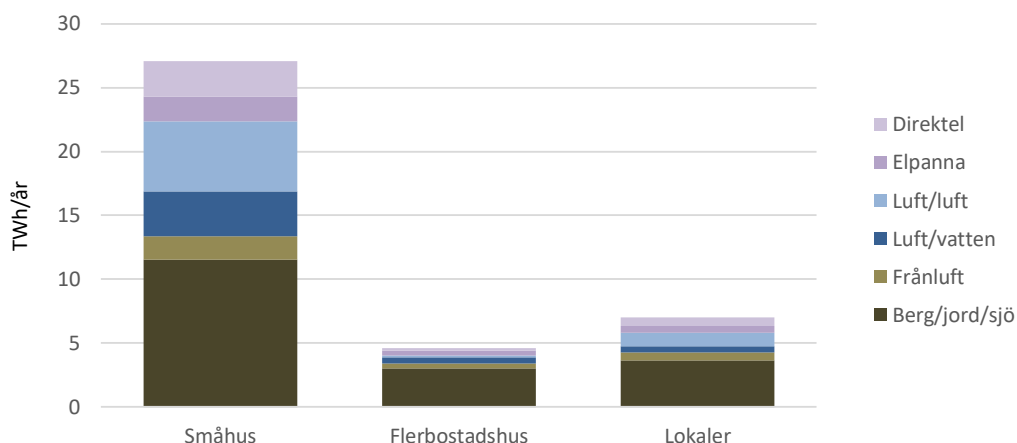
Branchorganisationen Sveriges kyl- och värmepumpsförening (SKVP) har statistik över antalet sålda värmepumpar år för år. Genom att anta genomsnittlig livslängd, utnyttjningstid samt effekt- och energitäckning för dessa värmepumpar kan nyttig värme från värmepumpar estimeras, se mer i *Bilaga 2*.

Värmemarknad Sverige

Inom projektet Värmemarknad Sverige (2018) beskrivs dagens uppvärmning i Sverige tillsammans med en möjlig framtida utveckling av värmemarknaden i fyra olika scenarier, se mer i *Bilaga 3*. Två av dessa scenarier har i detta projekt nyttjats för att beskriva utvecklingen av värmepumpar och elvärme, se mer i avsnitt 4.3.

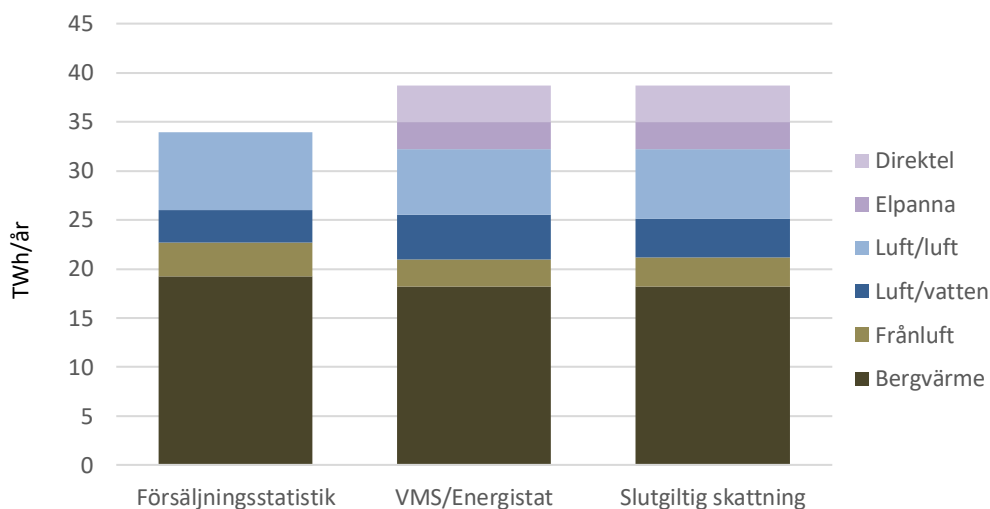
Eftersom vi i detta projekt har använt Värmemarknad Sveriges scenarier för mängden värmepumpar och elvärme i framtiden har vi valt att även för nuläge utgå från Värmemarknad Sveriges bedömning. Denna redovisar bland annat nyttig värme från värmepumpar och elvärme, men det saknas nedbrytning på olika typer av värmepumpar liksom fördelning mellan direktel och elpanna. För att i detta projekt kunna beräkna effektbehovet av el har vi nyttjat övriga två ovanstående källor för fördelningen mellan olika tekniker. Med andra ord utgår vi från Värmemarknad Sverige vad gäller den totala mängden nyttig värme och Energimyndighetens statistik samt försäljningsstatistik för nedbrytning av nyttig värme på olika tekniker.

Både Energimyndighetens energistatistik och Värmemarknad Sverige (VMS) inkluderar tre olika byggnadstyper: småhus, flerbostadshus och lokaler. Utifrån bearbetning av statistiken enligt *Bilaga 1* kombinerat med total nyttig värme enligt Värmemarknad Sverige kan mängden nyttig värme fördelat på byggnadstyp och huvudsaklig uppvärmningsteknik tas fram, se *Figur 1*. Utöver dessa byggnadstyper krävs även uppvärmning för semesterhus och industrilokaler. För dessa byggnadstyper saknas dock detaljerad statistik varför vi inom ramen för detta projekt har valt att exkludera dem. Vidare är bedömningen att deras inverkan på det totala effektbehovet är litet, se mer i avsnitt 6.2.



Figur 1. Mängden nyttig värme i Sverige år 2016 fördelat på de uppvärmningstekniker och byggnadstyper som ingår i projektet.

Som framgår av *Figur 1* dominerar småhus i detta segment med värmepumpar och elvärme. Som också är tydligt dominerar bergvärme och står för närmare 50 % av beståndet.



Figur 2. Profus skattning av mängden nyttig värme per uppvärmningsteknik baserat på försäljningsstatistik, energistatistik kombinerat med underlag från Värmemarknad Sverige samt en sammanvägning av dessa till en slutlig skattning.

Informationen i *Figur 1* kan summeras till nyttig värme per teknik, se mittenstapeln i *Figur 2*. Denna totalbild kan sedan jämföras med bearbetad försäljningsstatistik (enligt *Bilaga 2*), se vänstra stapeln i figuren. Som framgår av dessa två staplar ger de två olika ansatserna liknanden bild av mängden nyttig värme från olika typer av värmepumpar, även om ansatsen utifrån försäljningsstatistiken ger något större mängd nyttig värme från värmepumpar än den baserad på Värmemarknad Sverige och energistatistik. Som framgår i diskussionen i *Bilaga 2* riskerar man att överskatta mängden värmepumpar när man utgår från försäljningsstatistik. Dessutom utgår vi (som redan nämnt) från

Värmemarknad Sverige vad gäller totalbilden. Därför skalas försäljningsstatistikens ner till mängden värmepumpar enligt mittenstapeln, innan sammanvägning av de två staplarna görs för att bilda den slutliga skattningen för mängden nyttig värme från olika uppvärmningstekniker, se högra stapeln i *Figur 2*. Den slutliga skattningen har använts som en beskrivning av dagens situation i detta projekt.

Sammanfattningsvis kan sägas att olika källor har sammanfogats för att ge en totalbild, och denna totalbild har verifierats utifrån försäljningsstatistik. Således anser vi att vi fått en tillförlitlig utgångspunkt för nyttig värme för värmepump och elvärme i Sverige idag.

4.2 Fördelning av mängden nyttig värme per klimatzon och uppvärmningsteknik

Som framgår ur föregående avsnitt uppskattas att hus med värmepumpar kräver ca 32 TWh nyttig värme och elvärmda hus ca 6,5 TWh. Denna nyttiga värme ska fördelas över olika klimatområden för att kunna kvantifiera den geografiska sammanlagringsvinsten. Med geografisk sammanlagringsvinst menas att högsta effektbehovet av el inte uppstår samtidigt i landet då det normalt inte är kallast samtidigt från norr till söder.

Utgångspunkten för fördelningen av nyttig värme har varit Sveriges fyra elområden för vilka det finns tillgänglig statistik för produktion och konsumtion av el. Noterbart i sammanhanget är att elområdena i stort sett sammanfaller med landets klimatzoner.

Varje elområde representeras av 2–3 klimatområden utifrån representativa orter, se *Tabell 1*. En möjlig grund för fördelning av nyttig värme på dessa klimatområden är utifrån invånarantalet i respektive elområde och ort, med det underliggande antagandet att elvärme och värmepumpar är jämt fördelade över landet. Med ett sådant antagande bortser man dock från att fjärrvärme är överrepresenterat i storstadsområden och att antalet värmepumpar per capita är lägre där. Att endast utgå från invånarantal skulle således resultera i att t.ex. Stockholm får en för stor andel av mängden nyttig värme från elvärme och värmepumpar.

Tabell 1. Fördelning av mängden nyttig värme mellan våra nio klimatområden.

Elomr.	Klimatomr.	GWh	Andel
1	Kiruna	616	1,7%
	Luleå	2042	5,6%
2	Östersund	707	1,9%
	Sundsvall	2247	6,5%
3	Örebro	5829	16,7%
	Stockholm	7272	20,9%
	Göteborg	8142	23,5%
4	Växjö	3224	8,2%
	Malmö	5123	15,0%

Istället för invånarantal har utgångspunkten varit Energimyndighetens statistik för värmepumpar i Sverige. För vissa utgåvor av dessa rapporter finns det statistik för uppvärmningstekniker per region. Senaste utgåvan med denna regionala indelning var 2014 (Energimyndigheten, 2015a-c). Hur Energimyndighetens statistik har använts för att ge nyttig värme per klimatområde beskrivs mer ingående i *Bilaga 4*, och resultaten presenteras i *Tabell 1*. Dessa orters temperaturdata används för att beräkna effektbehov för värmepumpar och elvärme, se kapitel 6 - *Effektbehov av el för uppvärmning*.

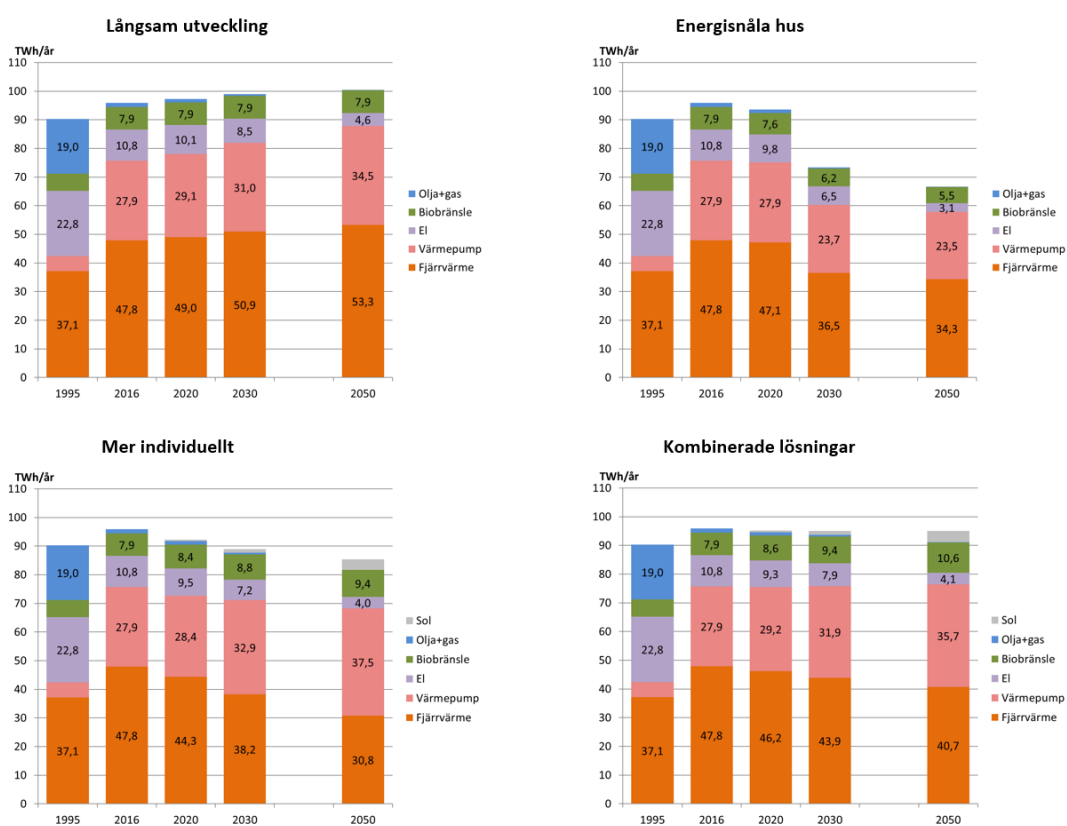
När det gäller andelen uppvärmningstekniker per område skiljer sig fördelningen något över landet, exempelvis eftersom uteluft som värmekälla är mindre effektivt ju högre upp i landet man kommer. Som hjälp vid uppdelning av tekniker per ort har återigen Energimyndighetens regionala statistik för uppvärmning använts (Energimyndigheten, 2015 a-c). Tillvägagångssättet beskrivs närmare i *Bilaga 4* och resultatet presenteras i *Tabell 2*.

Tabell 2. Fördelning av nyttig värme per uppvärmningstekniker och klimatområde.

	El(d)	El(v)	FVP	LVVP	LLVP	BVP
Kiruna	10%	6%	8%	10%	17%	50%
Luleå	10%	6%	8%	10%	17%	50%
Östersund	10%	6%	8%	10%	18%	49%
Sundsvall	10%	6%	8%	10%	18%	49%
Örebro	10%	6%	8%	10%	18%	49%
Stockholm	10%	7%	8%	10%	18%	47%
Göteborg	10%	8%	8%	10%	18%	47%
Växjö	10%	8%	8%	10%	18%	47%
Malmö	10%	8%	8%	12%	21%	42%

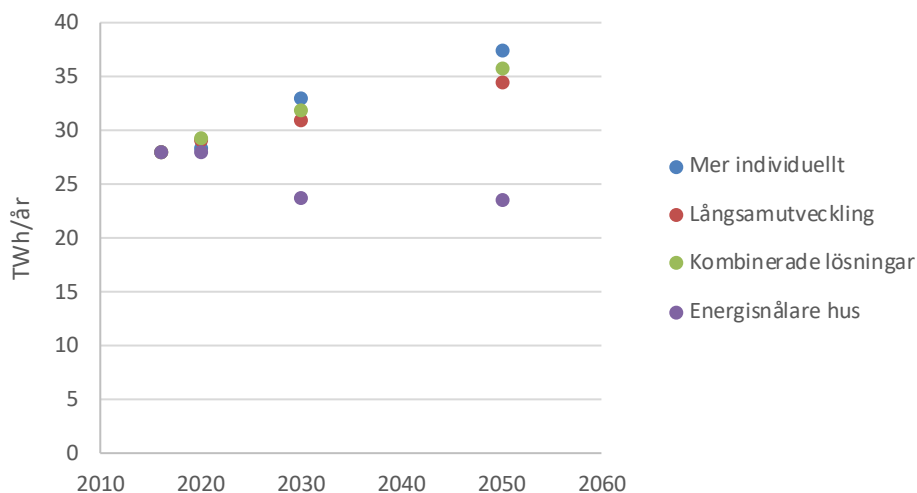
4.3 Mängden nyttig värme från värmepumpar och elvärme år 2030

I de två föregående avsnitten beskrivs använd metod och resultat för nyttig värme per klimatområde och uppvärmningsteknik i dagsläget. För att beskriva en framtida situation erfordras antaganden vad gäller den framtida utvecklingen av mängden värmepumpar och elvärme i Sverige. Detta har, som tidigare nämnts, redan undersökts i projektet Värmemarknad Sverige (Värmemarknad Sverige, 2018). I Värmemarknad Sverige har fyra möjliga scenarier för utvecklingen av värmemarknaden fram till 2050 beskrivits baserat på en rad olika antaganden. De fyra scenarierna är *Långsam utveckling*, *Energisnåla hus*, *Mer individuellt* samt *Kombinerade lösningar* se *Figur 3*.



Figur 3. Värmemarknads Sveriges fyra scenarier för mängden nyttig värme per uppvärmningsteknik fram till år 2050.

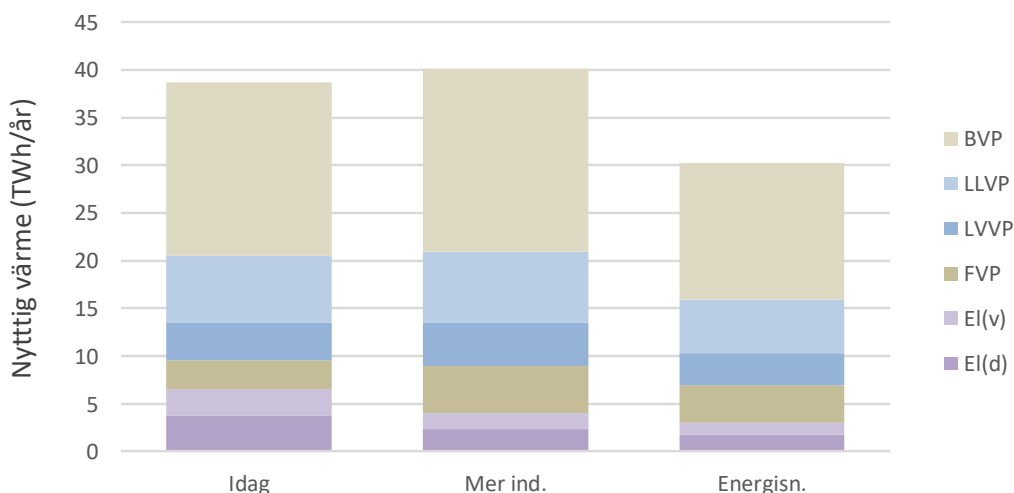
Om man från *Figur 3* separerar ut mängden nyttig värme från värmepumpar kan *Figur 4* konstrueras. Som framgår av figuren ökar mängden nyttig värme från värmepumpar i alla scenarier förutom "Energisnåla hus", där mängden nyttig värme minskar något i absoluta termer även om marknadsandelen ökar även i detta scenario. I detta projekt har vi utgått från antagandet att värmepumparnas andel av mängden nyttig värme i framtiden kommer att ligga någonstans i spannet mellan de två ytterligheter som beskrivs i scenarierna "Energisnåla hus" och "Mer individuellt", varför konsekvensen av dessa två scenarier undersöks i detta projekt.



Figur 4. Mängden nyttig värme från värmepumpar i Värmemarknad Sveriges fyra scenarier.

Som framgår av kapitel 4.1 gav vår inventering av värmepumpar och elvärme en annan fördelning av mängden nyttig värme mellan värmepump och elvärme för nuläget (2016). För 2016 utgår vi således från 32,2 TWh nyttig värme från värmepumpar istället för Värmemarknad Sveriges 27,9 TWh och 6,5 istället för 10,8 TWh elvärme. Summan av värmepumpar och elvärme är dock den samma, 38,7 TWh. Summan av nyttig värme från värmepumpar och elvärme enligt scenarierna för 2030 har också använts, men fördelningen har justerats för att vara stämma överens med våra antaganden för 2016.

Metod och detaljerade resultat för den antagna fördelningen av värmepumpar och elvärme år 2030 beskrivs i Bilaga 5, och det översiktliga resultatet presenteras i Figur 5. Som framgår av figuren minskar elvärme märkbart fram till år 2030 medan frånluftsvärmepumpar bedöms öka, mycket tack vare nybyggen. Övriga typer av värmepumpar ökar något i scenariot "Mer individuellt", men minskar i "Energisnålare hus".



Figur 5. Fördelning av mängden nyttig värme mellan de ingående uppvärmningsteknikerna idag (2016) samt år 2030 utifrån Värmemarknad Sveriges scenarier "Mer individuellt" och "Energisnålare hus"

5 Prestanda för genomsnittlig värmepump idag och 2030

I detta avsnitt beskrivs den antagen prestanda för en genomsnittlig värmepump idag och år 2030.

I tidigare kapitel redovisas använd metod och resultat för mängden nyttig värme från värmepumpar och elvärme idag och 2030, fördelat över olika klimatområden och inkluderade uppvärmningstekniker. Med detta har vi alltså ett antagande för hur stor mängd nyttig värme som behöver produceras av en viss typ av värmepump i ett visst klimatområde. Denna mängd utgör utgångspunkten för att kvantifiera effektbehovet av el för uppvärmning samt den geografiska sammanlagringsvinsten (se avsnitt 4.2).

För att kunna beräkna effektbehovet av el utifrån tidigare redovisade nyttig värme per klimatområde och uppvärmningsteknik krävs även antaganden om prestanda för ingående tekniker. För att kunna uppskatta den geografiska sammanslagningens vinst krävs effektbehov t.ex. per timme för respektive klimatområde. Således krävs prestanda som funktion av utetemperatur för aktuella uppvärmningstekniker samt timvisa utetemperaturer. Med prestanda avses här dels verkningsgrad¹ och dels effekttäckning². För att spegla effektbehovet idag krävs uppgifter om prestandan för dagens installerade värmepumpar. För situationen år 2030 har vi valt att utgå från bästa tillgängliga teknik idag. Antagen prestanda för dagsläget och framtiden presenteras i avsnitt 5.1 respektive 5.3 nedan. Däremellan redovisas antagandet för andelen elspets i avsnitt 5.2.

5.1 Genomsnittlig prestanda för idag installerade anläggningar

För att beskriva dagsläget krävs medelprestandan för dagens installerade värmepumpar. Då värmepumpar kan vara uppemot 20 år gamla, i vissa fall äldre, är det inte helt enkelt att anta en genomsnittlig ålder/prestanda för hela beståndet. I detta projekt har vi antagit att den genomsnittliga värmepumpen är ca 5 - 10 år gammal beroende på typ av värmepump³. Även antaganden om prestanda för direktel och elpanna krävs. Dessa är dock relativt okomplicerade och t.ex. beror de inte på inte på utetemperatur se *Tabell 3*. För värmepumpar varierar prestanda med utetemperatur, särskilt de som hämtar värmen från uteluften, se *Figur 6* och *Figur 7*.

¹ Verkningsgraden, eller värmefaktor för värmepumpar kallas även, COP (coefficient of performance). Värmefaktorn anger hur många enheter värme värmepumpen ger per insatt enhet el.

² Effekttäckningen anger hur stor del av husets maximala effektbehov som täcks av värmepumpen utifrån effektbehovet vid dimensionerande utetemperatur (se *Tabell 6*).

³ Bergvärmepumpar med längre livslängd kan i snitt vara ca 10 år gamla, medan luft-luftvärmepumpar ligger i nedre delen av spannet.

Tabell 3. Antagna verkningsgrader och effekttäckning motsvarande dagens genomsnittliga prestanda.

	Verkningsgrad	Effekttäckning
El (d)	0,99	1
El (v)	0,95	1
BVP	Se figur	0,55
FVP	Se figur	0,3*
LVP	Se figur	Se figur
LLVP	Se figur	Se figur

* Medelvärde, varierar över landet

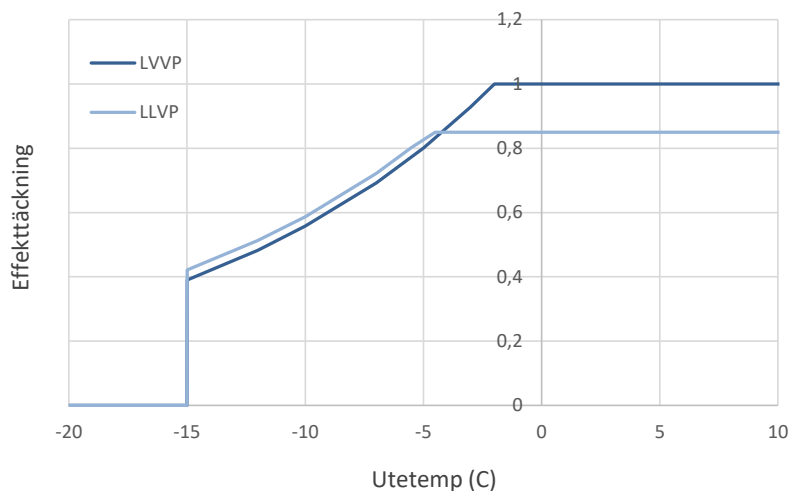
Antagna värden för effekttäckning baseras på Profus erfarenheter och diskussioner med representanter för värmepumpsbranschen. Antagen prestanda har även förankrats hos projektets referensgrupp, vars representanter har en omfattande kunskap om värmepumpar. Effekttäckning för bergvärmepumpar (BVP) har varierat med tiden, men 55 % har antagits vara ett rimligt medelvärde för dagens bergvärmepumpar. Effekttäckningen för frånluftvärmepumpar (FVP) idag antas här vara runt 25 % i medelfallet för småhus. Effekttäckningen varierar dock över landet då samma typ av FVP används i nybyggda hus i hela landet fastän värmebehovet varierar från norr till söder. I flerbostadshus och lokaler dimensioneras FVP utifrån husets effektbehov och effekttäckningen är vanligen högre än i småhus; här antagen till 35 %. Sammanvägningen av 35 % för flerbostadshus och lokaler samt lägre och varierande effekttäckning för småhus framgår av *Tabell 4*.

Tabell 4. Antagen effekttäckning för frånluftvärmepumpar idag i respektive klimatområde.

Kiruna	Luleå	Östersund	Sundsvall	Örebro	Stockholm	Göteborg	Växjö	Malmö
23%	24%	25%	27%	30%	30%	33%	33%	34%

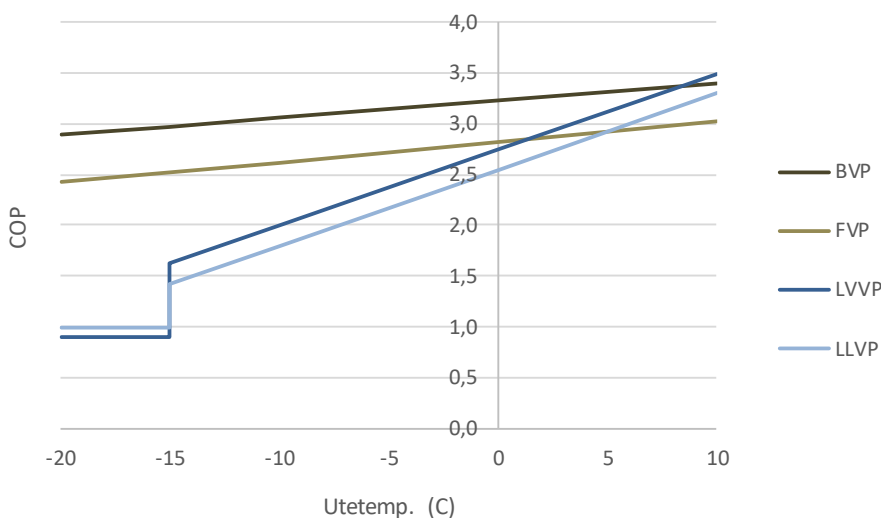
Effekttäckningen för luftvärmepumpar varierar med temperaturen, se *Figur 6*. För luft/luft-värmepumpar (LLVP) är redovisad effekttäckning baserad på uppvärmningsbehovet, vilket alltså exkluderar uppvärmning av vatten (som istället antas ombesörjas av en elvärmad vattenberedare). Maximal effekttäckning för en LLVP i ett småhus är typiskt runt 70 %; dvs. värmepumpen når inte alla rum utan får kompletteras med element (direktel) i perifera delar av huset. Här antas dock högre maximal effekttäckning i medel då denna typ av värmepump antas värma även mindre utrymmen såsom garage, friggebodar m.m., se värmepumpsinventering i bilaga 1. Av samma anledning är relativt hög effekttäckningen antagen för dagens medel-LLVP. Vid en utomhustemperatur på -15 antas dagens LLVP slås av.

Även medelfallet för luft/vatten-värmepumpen (LVVP) antas stänga av vid -15 grader. Effekttäckningen för LVVP är liknande som den för LLVP men är som högst 100 %, då den antas nå hela huset med ett vattenburet värmesystem. Redovisad effekttäckning i *Figur 6* inkluderar varmvatten, varför kurvan således beskriver effekttäckning av hela värmebehovet (till skillnad mot LLVP som endast omfattar uppvärmningsbehovet).



Figur 6. Antagen genomsnittlig effektäckning, som funktion av utetemperatur, för dagens befintliga luftvärmepumpar (luft/luft-värmepump, LLVP samt luft/vatten-värmepump, LVVP).

Antagna verkningsgrader (eller värmefaktor alternativt COP för värmepumpar) som funktion av utetemperatur redovisas i Figur 7. Som framgår är luftvärmepumpar betydligt mer temperaturkänsliga jämfört med bergvärmepumpar och frånluftsvärmepumpar eftersom temperaturen på själva värmekällan, utomhusluften, minskar med utetemperatur. Som redan nämnt antas vi att luftvärmepumparna stänger av vid -15 grader och ersätts av elpatron respektive direktel med verkningsgrader enligt Tabell 3. Verkningsgraden för de två andra värmepumparna sjunker även de något med temperaturen, vilket huvudsakligen beror på att framledningstemperaturen i värmesystemet normalt ökar med sjunkande utomhustemperatur. Dessa verkningsgrader antas gälla generellt för hela landet och ingen differentiering per klimatområde har gjorts, vilket är en förenkling. En differentiering har ej rymts inom ramen för detta projekt men är ett uppslag för fortsatt arbete.



Figur 7. Antagna genomsnittliga värmefaktorer (COP) för dagens befintliga värmepumpar som funktion av utetemperatur.

5.2 Andel elspets

Värmepumparna täcker huset effektbehov upp till sin effekttäckning, därefter krävs någon form av spetsning vilket vanligen ombesörjs av en elpatron (eller elpanna i större hus). Verkliga erfarenheter tycks dock indikera att elspetsen inte utnyttjas i så stor omfattning som en teoretisk beräkning, baserad framförallt på utetemperaturer, pekar på. Exempelvis visar Elforskrapporten *Framtagande av effektprofiler samt uppbyggnad av databas över elanvändningen vid kall väderlek* (Dahlström m.fl., 2011) utifrån faktiska mätningar att det förstärkta elbehovet som kan förväntas vid lägre temperatur när elspets tar vid uteblir, och istället verkar elbehovet öka konstant med utetemperaturen. Dahlström m.fl. (2011) förklarar detta fenomen dels med att alternativa värmekällor till elspets används och dels med att man låter inomhustemperaturen sjunka vid kall väderlek. Då dessa mätningar även inkluderar hushållsel, är det svårt att direkt validera dessa mätresultat mot resultaten i vår ansats. För att ändå göra ett försök till en jämförelse har hushållsel lagts på som en fast last på våra resultat och andel elspets har varierats för att se hur mycket av teoretiskt beräknad elspets som egentligen används, se mer i *Bilaga 6*. Som framgår ur bilagan är samstämmigheten bristande. En förklaring är naturligtvis att det är svårt att rakt av matcha vår metodik mot mätningarna i syfte att anpassa metoden till de observationer som Dahlström m.fl. (2011). Kanske borde hushållselen hanteras på ett annat sätt (t.ex. kanske den ska variera över året) och kanske andra parametrar, såsom värmepumpars prestanda, ska vara en annan för att bättre samstämmighet ska fås. I sammanhanget ska man komma ihåg att dessa mätningar är från 2010 och alltså rimligen har en annan prestanda för medelvärmepumpen. Året var också speciellt med en lång och kall vinter och synnerligen höga elpriser. Benägenheten att hålla tillbaka elanvändningen kan därmed ha varit ovanligt stor och det är inte säkert att ett nytt kallt år genererar lika höga elpriser (å andra sidan kan elpriserna bli ännu högre – vår poäng här är alltså att det är svårt att fullt ut matcha en mer generell metod mot faktiska mätningar från ett visst specifikt år). Om man fokuserar på lutningen, det vill säga elvärmens temperaturberoende, visar jämförelsen att andelen elspets borde vara ca 25–50 % för att bäst stämma med dessa mätningar. Det innebär alltså att den andra delen, ca 50–75% i detta fall, av den teoretiska och utetemperaturberoende effekten utgörs av antingen annan icke-elberoende uppvärmning och/eller att man istället låter inomhustemperaturen sjunka något. Dessa mätningar omfattar ett urval av småhus ett specifikt år, och i vilken mån dessa mätningar är relevanta för hela beståndet av småhus i dagsläget är oklart. Hur det ser ut i flerbostadshus och lokaler besvaras inte heller av Dahlström m.fl. (2011). Enligt statistik från Energimyndigheten (2017 a-c) har dock dessa byggnadstyper med bergvärmepump i ungefär hälften fallen tillgång till alternativ värmekälla. Enligt kontakt med representanter för värmepumpsbranschen kan det i flerbostadshus vara 40 % fjärrvärme och 10 % oljepanna som spetslast, och således 50 % elspets. Utifrån allt ovanstående antar vi i grundfallet, förenklat och möjligen något konservativt, att 50 % av den teoretiska elspetsen inte behövs. Detta antas gälla generellt för alla värmepumpar i alla orter.

Sammanfattningsvis har vi alltså, så långt som möjligt, försökt ta hänsyn till de viktiga slutsatser kring elspets i elvärme- och värmepumpshus som presenteras av Dahlström m.fl. (2011). Osäkerheterna är dock flera och vår bästa skattning på det underlaget leder oss till att anta att elspetsens andel av den teoretiska och temperaturberoende effekten är i storleksordningen 50%. För stora avvikelser från den siffran i vår ansats leder till att våra övriga antaganden (se mer i känslighetsanalysen i avsnitt 6.2.1), främst med avseende på värmepumpars prestanda och det totala årliga elenergibehovet för uppvärmning och varmvattenberedning, måste omvärderas i en omfattning som vi i skrivande stund inte finner rimlig.

5.3 Prestanda för värmepumpar år 2030

För en framtida situation får man ta hänsyn till både värmepumpar i nybyggnationer och utbytesmarknaden. Vid nybyggnation kan man installera bästa möjliga teknik på bästa möjliga sätt och får således normalt den bästa prestandan. För utbytesmarknaden kan befintliga förutsättningar sätta vissa begränsningar som gör att ny teknik inte alltid kan nyttjas fullt ut. Utifrån analys av utbytesmarknaden, diskussioner med leverantörer och installatörer, samt genomgång av prestanda för nya värmepumpar idag har prestanda för medelvärmepumparna år 2030 tagits fram enligt följande underkapitel.

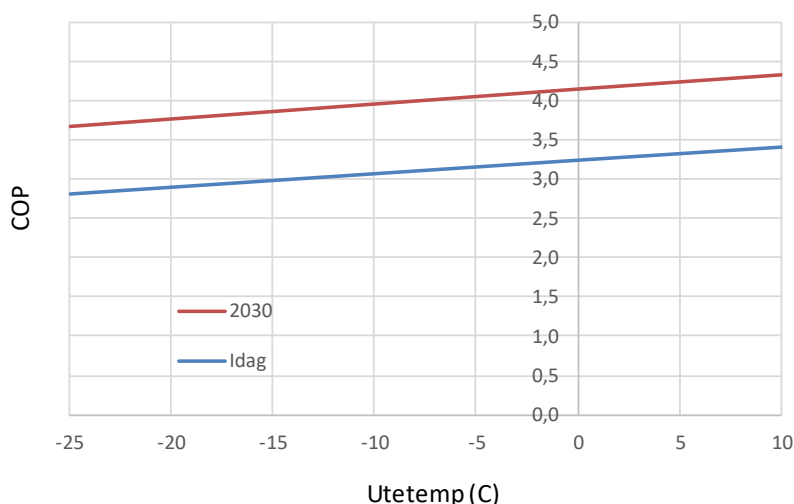
5.3.1 Framtida bergvärmepump

Vid nyinstallation av en bergvärmepump i ett småhus idag strävar man efter 100 % effekttäckning. Detta kräver i sin tur ett tillräckligt djupt borrhål för att få erforderlig effekt och energi från borrhålet så att bergvärmepumpen kan nyttjas fullt ut. Vid utbyte till ny bergvärmepump är dock ett befintligt borrhål inte sällan begränsande varför den nya värmepumpen normalt inte kan nyttjas fullt ut. Utifrån kommunikation med leverantörer av värmepumpar kan dock en ny bergvärmepump öka effekttäckningen med ca 10 %-enheter medan värmefaktorn kan öka med 20 % även med ett befintligt borrhål eftersom nya värmepumpar ändå förmår att nyttja befintliga borrhål bättre. Effekttäckningen för dagens installerade BVP är antaget till 55 % (se *Tabell 3*), vilket med utbyte av värmepumpen (utan borrhålsuppgradering) skulle ge 65 % effekttäckning. På samma sätt skulle värmefaktorn öka från 3,2 till ca 3,8. För att kunna nyttja den fulla prestandan i en ny BVP vid utbyte behöver man normalt komplettera befintligt borrhål, vilket enligt de leverantörer vi har pratat med sker i några fall men inte alltid. År 2030 bedöms BVP-beståndet att domineras av utbytta värmepumpar, medan nyinstallerade BVP endast antas utgöra en liten andel av beståndet. Således är det rimligt att anta att prestandan för framtida BVP huvudsakligen utgår från uppgraderat befintligt bestånd.

För flerbostadshus och lokaler siktar man i dagsläget normalt inte på 100 % effekttäckning utan ofta låter man istället fjärrvärme stå för spetslasten. Ekonomiskt optimal effekttäckning beror på fjärrvärmens prismodell. Hur detta blir i en framtida situation är svårt att sia om. Vissa menar att fjärrvärmeföretagens utveckling av

prismodeller, som går mot att ta mer betalt för kapacitet, gör att det blir mindre och mindre attraktivt att ha kvar fjärrvärme för spetslast. Då återstår elpanna som spetslast alternativt högre effekttäckning av värmepumpen även för flerbostadshus och lokaler. För 100 % effekttäckning i flerbostadshus och lokaler i storstadsmiljö finns det risk att platstillgången för borrhål blir begränsande. Här utgår vi från att effekttäckningen kommer att öka även i flerbostadshus och lokaler, men inte lika snabbt som i småhus.

Utifrån ovanstående resonemang och med antagandet att ungefär hälften av småhusen kompletterar sina borrhål vid utbyte antas medelbergvärmepumpen år 2030 ha en effekttäckning på 85 % och en värmefaktor som beror på utemperaturen enligt *Figur 8*. Den redovisade värmefaktorn baseras på dagens prestanda för en ny bergvärmepump. Som framgår av figuren antas värmefaktorn öka med ca 0,9 enheter, motsvarande ca 30 %. En ökning med 0,9 enheter ligger väl i linje med den analys av värmepumpars tekniska utveckling som görs i Karlsson m.fl. (2013).



Figur 8. Värmefaktor (COP) som funktion av utetemperatur för den genomsnittliga bergvärmepumpen idag och år 2030.

5.3.2 Framtida frånluftsvärmepump

Frånluftsvärmepumpar (FVP) är marknadsledande i segmentet nybyggda småhus. FVP för detta ändamål har utvecklats märkbart den senaste tiden som följd av en anpassning till ökade krav i byggregler vad gäller energiåtgång och framförallt maximalt tillåten installerad effekt. En genomsnittlig FVP i småhus idag kan antas ha runt 20–35 % effekttäckning beroende på var i landet huset ligger. Dagens FVP i nybyggnadsfall har dock snarare en effekttäckning på 65 % i medelfallet. Liksom för BVP kommer dock den framtida prestandan för FVP domineras av den för utbytesmarknaden. Enligt kontakter med leverantörer och installatörer av värmepumpar är det betydligt dyrare att uppgradera till en kondenserande⁴ FVP med 65 % effekttäckning, varför majoriteten

⁴ De senaste frånluftsvärmepumparna har förmågan att sänka utgående luft så långt att även det latent kondenseringsvärmets kan tas tillvara istället för endast det sensibla värmets.

väljer att ligga kvar på en värmepump utan kondenserande funktion. Dock kan effekttäckningen antas öka något från dagens 25–30 % även med en ny icke-kondenserande FVP.

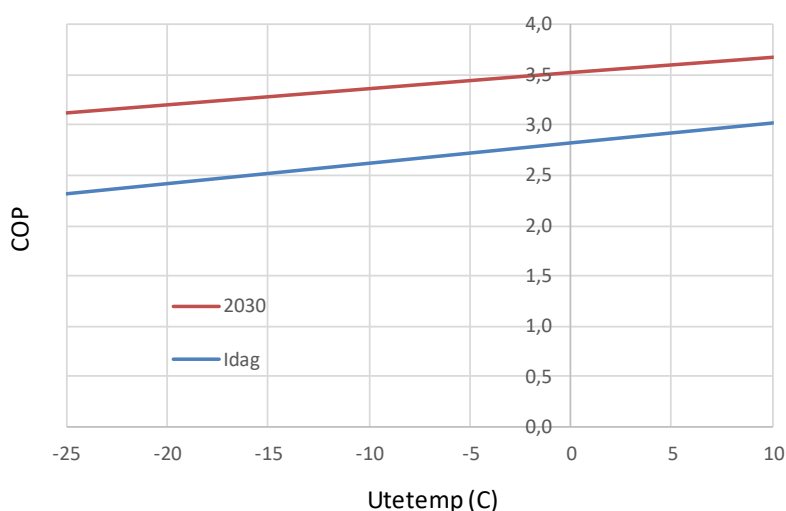
Utöver småhus förekommer FVP även i en icke försumbar omfattning i både flerbostadshus och lokaler, se avsnitt 4.1. Dessa värmepumpar har enligt leverantörskontakter idag normalt en effekttäckning på ca 35 % och kan antas ligga på liknande nivå när man installerar en FVP i ett befintligt hus idag.

Utifrån ovanstående antas effekttäckningen öka från dagens 30 % till omkring 50 % för en genomsnittlig FVP år 2030. Liksom för dagens FVP antas en differentierad effekttäckning över landet även för FVP år 2030, se *Tabell 5*.

Tabell 5. Antagen effekttäckning för frånluftsvärmepumpar år 2030 i olika klimatområden.

Kiruna	Luleå	Östersund	Sundsvall	Örebro	Stockholm	Göteborg	Växjö	Malmö
32%	34%	37%	40%	48%	50%	56%	57%	57%

Vad gäller prestanda antas den öka i nästan lika hög grad som BVP, se *Figur 9*. Liksom för bergvärme utgår prestandan år 2030 från en modern värmepump idag.

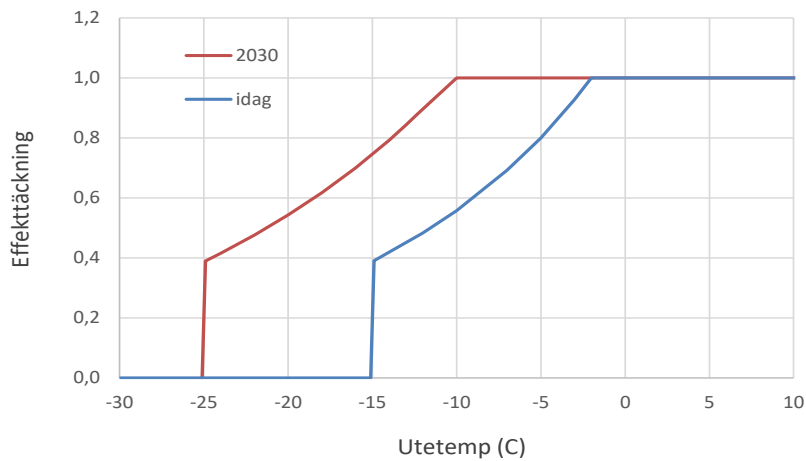


Figur 9. Värmefaktor som funktion av utetemperatur för den genomsnittliga frånluftsvärmepumpen idag och år 2030.

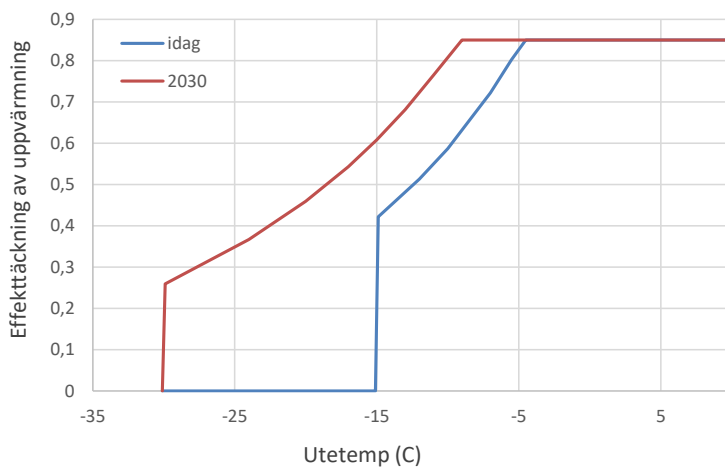
5.3.3 Framtida luftvärmepumpar

Luftvärmepumpar (både LVVP och LLVP) har fått märkbart bättre prestanda på senare tid, vilket framgår av skillnaden mellan en genomsnittlig luftvärmepump idag respektive år 2030. Exempelvis kan moderna luftvärmepumpar leverera högre effekt än tidigare även när temperaturen krymper långt under nollstrecket, se *Figur 10* och *Figur 11*.

Vidare stänger dagens värmepumpar inte av redan vid -15°C som antaget för genomsnittet idag, utan snarare vid -25°C till -30°C.

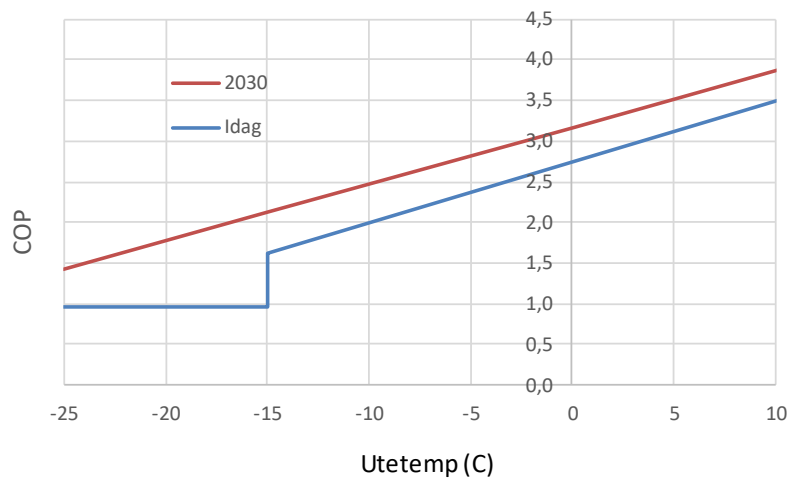


Figur 10. Effektivitet för LVVP som funktion av utetemperatur för medelvärmepump idag och år 2030.

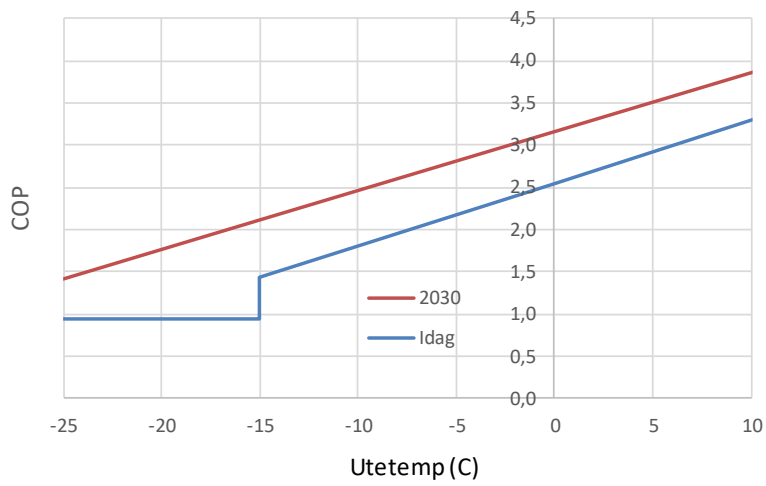


Figur 11. Effektivitet som funktion av utetemperatur för en genomsnittlig LLVP idag och år 2030.

Vad gäller värmefaktor som funktion av utetemperatur har, som nämnts, även denna ökat. För luftvärmepumpar är man i utbytesmarknaden inte begränsad av husets konfiguration varför man för den genomsnittliga värmepumpen år 2030 kan utgå från den luftvärmepump med bäst prestanda idag, vilket vi har gjort. Den ökning som ges av ny prestanda för nya luftvärmepumpar är dock inte lika stor som för tidigare redovisade värmepumpar, se *Figur 12* och *Figur 13*.



Figur 12. Värmefaktor som funktion av utetemperatur för genomsnittlig LVVP idag och år 2030.



Figur 13. Värmefaktor som funktion av utetemperatur för genomsnittlig LVVP idag och år 2030.

6 Effektbehov av el för uppvärmning idag och 2030

I detta kapitel presenteras metod för och resultat från beräkning av effektbehovet av el för uppvärmning i dagsläget och för år 2030.

I tidigare kapitel redovisas förutsättningar, antaganden och resultat för mängden nyttig värme för hus med elvärme och värmepump, vilket även har fördelats på våra klimatområden. Därtill har antagen prestanda för värmepumpar idag och i framtiden redovisats. Om detta underlag kombineras med temperaturer på timnivå för respektive klimatområde är det möjligt att beräkna behovet av eleffekt för elvärme och värmepumpar för varje timme i varje ort. Nedan presenteras först teori och metod för dessa effektberäkningar, och i efterföljande underkapitel resulterande effektbehov för dagsläget och år 2030.

6.1 Metod och antaganden för beräkning av eleffekt i husbeståndet

För att hålla en jämn inomhustemperatur måste värme tillföras för att kompensera för värmeförluster genom transmission och ventilation. Transmissionsförlusterna kan beskrivas enligt *Ekv. 1*:

$$\text{Ekv. 1: } P_{\text{Trans}} = UA * (T_{\text{Ute}} - T_{\text{Inne}})$$

Där U är det specifika värmegenomgångstalet och A total omslutande area. Ventilationsförlusterna kan också antas vara proportionella mot temperaturdifferensen mellan inomhus och utomhus enligt *Ekv. 2*:

$$\text{Ekv. 2: } P_{\text{Vent}} = K_V * (T_{\text{Ute}} - T_{\text{Inne}})$$

Där K_V är en ventilationskonstant. Ekvation 1 och 2 ovan kan slås ihop till ett samband mellan erforderlig effekt och utomhustemperatur enligt *Ekv. 3*:

$$\text{Ekv. 3: } P_{\text{Värme}} = K_{\text{Hus}} * (T_{\text{Ute}} - T_{\text{Inne}})$$

Där K_{Hus} är en byggnadsberoende konstant med enheten effekt per temperaturdifferens, t.ex. W/K. Denna konstant kan härledas från husets totala energibehov och omgivande klimat enligt *Ekv. 4* och *5*:

$$\text{Ekv. 4: } E = K_{\text{Hus}} * \text{summa}(T_{\text{Ute}} - T_{\text{Inne}}) = K_{\text{Hus}} * Gh \text{ (summan av effektbehovet över ett år).}$$

där E är energibehovet och Gh gradtimmar vilket ger:

$$\text{Ekv. 5: } K_{\text{Hus}} = E / Gh$$

Med känt energibehov för ett hus, eller grupp av hus och korrelerande gradtimmar för orten kan K_{Hus} beräknas för ortens inkluderade husbestånd, i detta fall hus uppvärmda med el eller värmepump. Antalet antagna graddagar per ort presenteras i *Tabell 6* och energibehovet per ort redovisas i avsnitt 4.2. Graddagarna i tabellen har beräknats utifrån timvärden på temperaturer för de orter som representerar respektive klimatområde.

Tabell 6. Antalet antagna graddagar och dimensionerande utetemperatur (DUT) för aktuella orter.

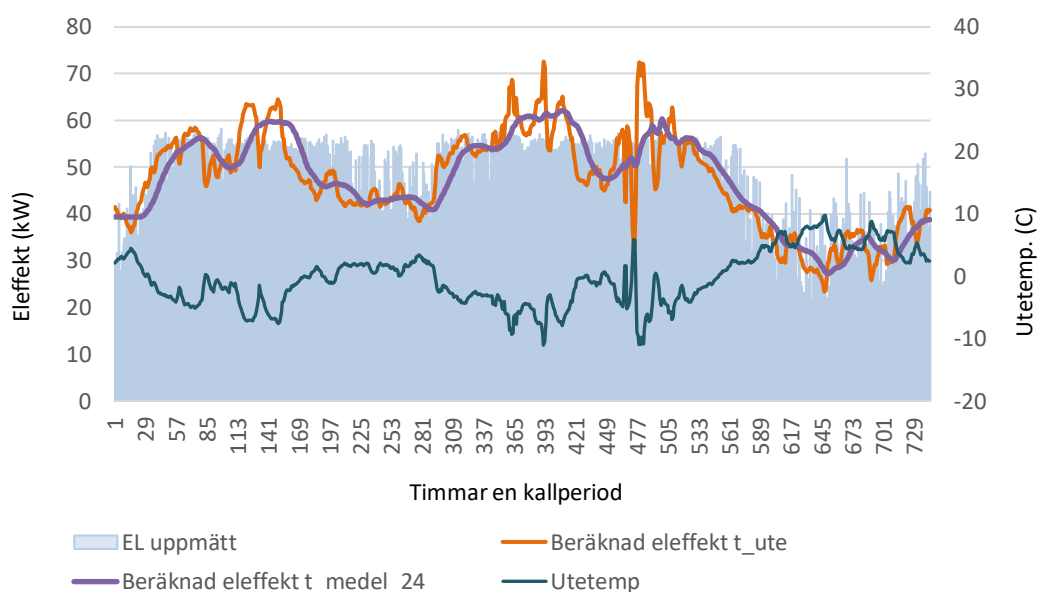
	Graddagar	DUT för VP
Kiruna	6198	-31,2
Luleå	5114	-28,6
Östersund	4787	-25,8
Sundsvall	4587	-24
Örebro	3886	-19,3
Stockholm	3424	-16,9
Göteborg	3045	-13,9
Växjö	3794	-15,8
Malmö	2982	-11,2

Ekvation 5 förutsätter att energibehovet (E) motsvarar den för uppvärmningen, medan resulterande mängd nyttig värme i tidigare kapitel avser det totala energibehovet, dvs. inklusive varmvattenberedning. Således måste den nyttiga mängden värme för varmvatten exkluderas vid beräkning av K_{Hus} . Tappvarmvattnets andel är hämtade från Svebys mätningar (Levin, 2009 och 2016) som ger för handen ca 15 % i småhus, 20 % i flerbostadshus och 5–10 % i lokaler. Med ett vägt medel och antaget 10 % förluster kan nyttig värme till varmvattenberedning antas vara 16 % av total nyttig värme. Varmvattenberedningen i en ort antas här vara jämt fördelad över dygnet vilket gör att effektbehovet fås genom att dividera energin med 8760 timmar. I verkligheten kan varmvattenberedningen vara högre vissa tider på dygnet, exempelvis morgon och kväll, och lägre andra tider. Med jämn fördelning över dygnet kommer effektbehovet således överskattas under vissa tidpunkter och underskattas vid andra tidpunkter. Eftersom varmvattenproduktion är prioriterat och inte sker samtidigt som uppvärmning kan varmvattenproduktion ske när som helst och över hela husbeståndet varför vi antar att det ändå är rimligt att fördela vattnets effektbehov jämt över dygnet.

Effektbehovet för uppvärmning av ortens värmepumpshus kan beräknas med ekvation 3 genom att anta att värme behöver tillföras när utomhustemperaturen understiger 17°C, dvs. $T_{inne}=17$. Vi förutsätter att resterande temperaturtillskott till de önskvärda 21–22°C i inomhustemperatur tillförs via restvärme från hushållsapparater, varmvatten och dylikt.

Som redan beskrivits kommer effektbehovet beräknas utifrån timvärden på utetemperatur. Det är dock inte självklart att det är den faktiska utetemperaturen för respektive timme som ska användas för att beräkna effektbehovet för den timmen. Utomhustemperaturen speglar nämligen inte husets effektbehov i det generella fallet eftersom det finns en tröghet i huset; en plötslig temperaturdipp kräver inte en lika plötslig tillförsel av värmeeffekt för att hålla inomhustemperaturen konstant eftersom husets väggar först måste avkylas innan det märks inomhus. Om temperaturfallet utomhus kvarstår måste dock tillförseln av värme så småningom öka för att hålla inomhustemperaturen konstant. På motsvarande sätt fungerar det när utomhustemperaturen ökar. För att på ett enkelt sätt ta hänsyn till husets tröghet kan man utgå från ett släpande medelvärde för ett antal timmar tillbaka i tiden. Detta angreppssätt förutsätter dock att huset har ett styrsystem som tar hänsyn till husets

tröghet. I dagsläget styr vissa styrsystem huvudsakligen på utomhustemperatur, vilket innebär att T_{Ute} kan sättas just till aktuell utomhustemperatur (huset kommer alltså att tillföras onödigt mycket effekt när utomhustemperaturen sjunker, och för lite när temperaturen stiger). De flesta värmepumpar av idag har dock mer eller mindre sofistikerade system för att dämpa utgående effekt orsakade av plötsliga och temporära kölddippar. Detta exempelvis genom att ärvärdet för framledningstemperatur tillåts avvika från börvärdet till en viss gräns. Konsekvensen av sådan dämpade styrning illustreras i exemplet i *Figur 14*.



Figur 14. Exempel på dämpande styrning i en befintlig värmepump.

Som framgår av figuren är den beräknade effekten utifrån timvärden (orange linje) på utetemperatur stundvis högre än uppmätt effekt (ljusblå staplar) när det kallt ute och tvärtom när det blir varmare efter några timmars kallperiod. Ett enkelt sätt att simulera den utjämning av effekt som värmepumpen de facto gör (ljusblå staplar) är att utgå från medeltemperaturen för ett antal timmar bakåt i tiden snarare än aktuell temperatur. Resultatet av en sådan manöver visas i figuren med lila linje där temperaturen är satt till medel för föregående 24 timmar. Med denna ansats blir beräknat effektbehov mer likt uppmätt effektbehov.

Exemplet i *Figur 14* avser ett flerbostadshus med en toppmodern värmepump och återspeglar således ett fall med trög stomme⁵ och väl utvecklad dämpande styrning. Småhus har inte lika trög stomme och lämpligt antal timmar för medeltemperaturen är därför betydligt kortare än 24 timmar. Därutöver har medelvärmepumpen som är installerad idag förmodligen inte en lika sofistikerad styrning som nya värmepumpar. Med tanke på att småhus dominerar för elvärme (se kapitel 4) bör antalet timmar i det släpande medelvärdet snarare luta åt den för småhus än den för flerbostadshus. I detta

⁵ Med "trög stomme" menas en husstomme som har stor värmelagringskapacitet såsom stora sten- eller betonghus.

projekt antas således att lämplig medelbildande tid är 6⁶ timmar i snitt för byggnadsbeståndet som grund för medelvärmepumpens effektbehov och prestanda i varje ögonblick. För luftvärmepumpars avstängningstemperatur utgår vi dock från timmedelvärdet, dvs. är det kallare än -15 grader en viss timme slår dagens medelvärmepump av. För en framtida medelvärmepump antas att dylik styrning är vanligare och bättre, vilket gör att medelbildande tid år 2030 antas vara 12 h.

Med ovanstående principer kan således husets effektbehov för uppvärmning och varmvatten beräknas för varje timme. Detta konverteras till effektbehov för el via den prestanda som presenterats i kapitel 5. Effekttäckningen relateras till effektbehovet vid dimensionerande utetemperatur (DUT) för varje ort genom att applicera **Ekv. 3** ovan, enligt **Ekv. 6** nedan. Antagna DUT för respektive ort presenteras i *Tabell 6* och är de som generellt används i branschen för att dimensionera värmepumpar. Dessa temperaturer är lägre än SMHI's DUT, dvs man dimensionerar normalt värmepumpar för lägre temperatur än SMHI's DUT.

Ekv 6: $P_{DVUT} = K_{Hus} * (T_{DUT} - T_{inne})$

Med ovanstående resonemang antas alltså att en genomsnittlig anläggning är korrekt dimensionerad utifrån DUT. Detta skulle i sin tur innebära att inomhustemperaturen sjunker under önskad 21 grader om utomhustemperaturen (långvarigt) är under DUT. Värmeanläggningarna är dock inte sällan överdimensionerade, åtminstone spetsdelen. En anledning till att elspetsen ofta är överdimensionerad är att dessa förekommer i diskreta steg, och man väljer hellre för stor än för liten. Vidare är husets exakta effektbehov ofta okänt, och installatören vill vara på säkra sidan. Således är det rimligt att anta att det i genomsnitt finns en viss överkapacitet i förhållande till DUT, vilket här återspeglas genom att anta att maximal möjlig värmeeffekt är 15 %⁷ högre än den för DUT.

Sammanfattningsvis har vi tagit fram en metod för att beräkna effektbehovet för värme som funktion av utetemperatur vilken också tar hänsyn till den effektdämpande styrning som finns redan idag. Då detta relateras till DUT och kombineras med tidigare presenterad prestanda kan effektbehovet för el beräknas timme för timme. Ett exempel på beräkningen av erforderlig eleffekt presenteras i *Bilaga 7*.

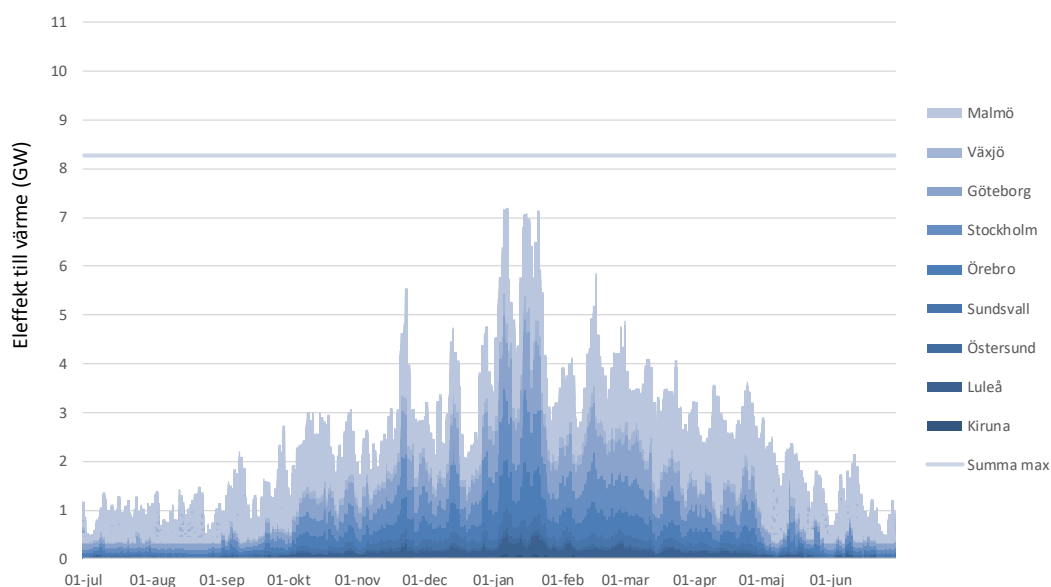
Det finns ytterligare väderrelaterade parametrar som styr det verkliga effektbehovet i ett hus såsom solinstrålning och vind. Detta tar vi dock inte hänsyn till i vår modell.

⁶ En känslighetsanalys visar att antalet timmar för medelvärdesbildning har relativt liten inverkan på resulterande effektbehov: 1–6% när antalet timmar varierades från 6 till 1 eller 12.

⁷ En känslighetsanalys visar att överdimensioneringstalet har inverkan endast under kallår då värmesystemet är begränsande för levererad effekt. Ett normalår räcker det med 0 % överdimensionering.

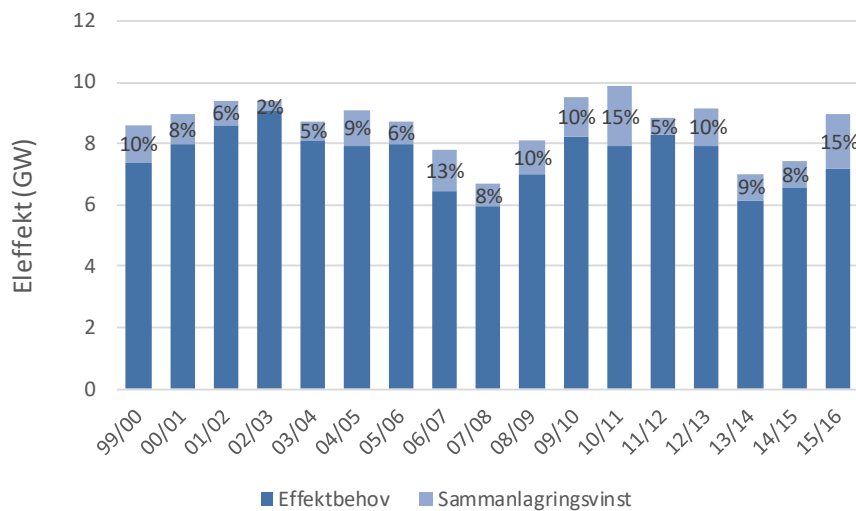
6.2 Effektbehovet idag

Genom metoden som har beskrivits i föregående avsnitt kan effekt för elvärme och värmepumpar beräknas timme för timme för de klimatområden som representerar Sverige, se exempel *Figur 15*. Figuren visar eleffektbehovet för uppvärmning och varmvattenberedning (inom småhus, flerbostadshus och lokaler) i Sverige, timme för timme med temperaturer från september år 2015 till augusti år 2016, dvs. vintersäsongen 15/16. Som framgår är högsta effektbehovet 7,2 GW. Därtill visas summan av uttagen maxeffekt i varje ort samma vinter. Som framgår är summan av orternas maximala effektbehov ca 1 GW högre än maximalt effektbehov, vilket innebär att det föreligger en geografisk sammanlagringsvinst denna vinter. Eller med andra ord: det är inte kallast samtidigt i hela landet.



Figur 15. Det timvisa effektbehovet per område för vintern 15/16 samt summan av maxeffekt för varje område.

Sammanlagringsvinsten med temperaturer för vintern 15/16 är ca 15 % och den varierar mellan 2 till 15 % med temperaturerna sedan år 1999, se *Figur 16*. Ur figuren framgår det även att eleffektbehovet för uppvärmning och varmvattenberedning varierar mellan 5,9 och 9,1 GW baserat på samma temperaturdata. Högst eleffektbehov fås med temperaturer för vintern 02/03. Med dessa temperaturer är även sammanlagringsvinsten som lägst. Lägsta temperaturen inföll denna vinter således nästan samtidigt i hela landet.



Figur 16. Eleffekt för elvärme och värmepumpar, samt sammanlagringsvinst med temperaturer för vintersäsongerna sedan år 1999–2016. De numeriska värdena längst upp avser storleken på den geografiska sammanslagningens vinsten.

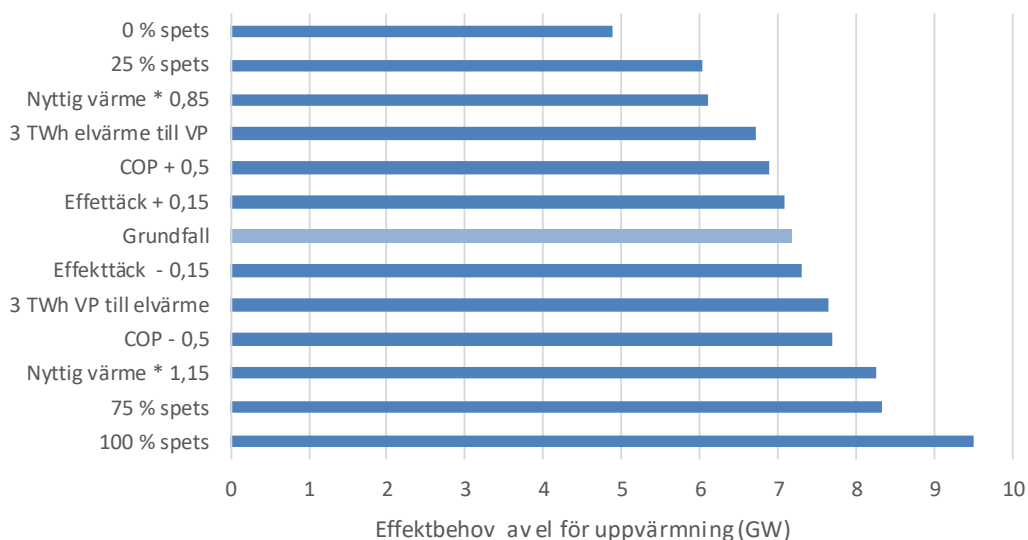
Utifrån resultaten i *Figur 16* har tre typår valts ut för att representera ett typiskt medelår med avseende på vintertemperatur (15/16), ett typiskt kallår (02/03) samt ett typiskt varmlår (07/08). Dessa tre typår används för en fortsatt analys kring eleffektbehovet för uppvärmning och varmvattenberedning i framtiden. Därigenom inkluderar vi sannolikt hela utfallsrummet för eleffektbehovet med avseende på årliga variationer i vintertemperatur.

6.2.1 Känslighetsanalys

Med våra antaganden och vår metodik får vi alltså resultatet att eleffektbehovet för uppvärmning och varmvatten under ett medelår (med avseende på temperatur) är drygt 7 GW i dagsläget. För att spegla de osäkerheter i våra antaganden som finns, kompletterar vi våra beräkningar med en känslighetsanalys i detta avsnitt.

Känslighetsanalysen görs med avseende på de viktigaste grupperna av indata och där, i vissa fall, valet av parameter har stor betydelse för slutresultatet. Dessa parametrar utgörs av värmepumpars effektäckning, värmepumpars värmefaktor, fördelning mellan elvärme och värmepumpar med avseende på nyttig värme, total mängd nyttig värme för uppvärmning och varmvattenberedning samt andel elspets (se avsnitt 5.2). Resultaten återfinns i *Figur 17*. Utifrån grundfallet (vintern 15/16, ljusblå stapel i figuren) framgår det att en ändring av värmepumparnas effektäckning med 15 % enheter (t.ex. 40 % istället för 55 % för BVP, vilket kan betraktas som en stor förändring) har liten inverkan på resulterande eleffektbehov. Anledningen är att antagandet 50 % elspets (se avsnitt 5.2) innebär att våra värmepumpshus får, som grupp, en skenbar värmefaktor på 2,0 även för elspetsen. Med sådana förutsättningar kommer elbehovet inte förstärkas när

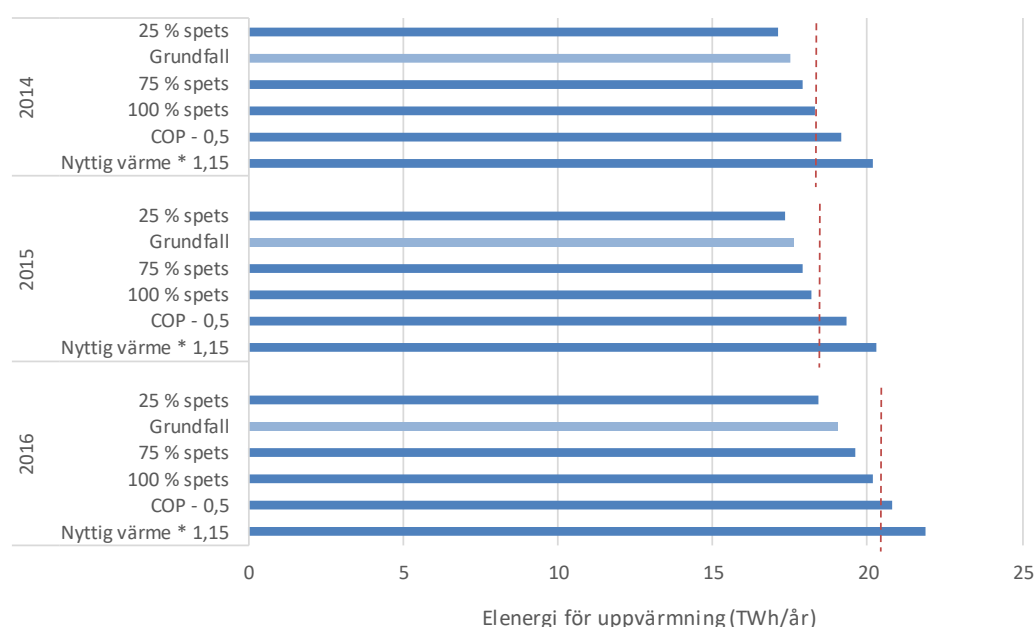
elspetsen tas i bruk vilket är i linje med Dahlström m.fl. (2011). I nästa steg (andra stapeln upp respektive tredje stapeln ner från den ljusblå stapeln) i figuren ändras värmefaktorn med 0,5 enheter, allt annat lika med grundfallet, vilket gör att eleffektbehovet minskar respektive ökar med ca 0,4 GW. En förskjutning av 3 TWh nyttig värme från elvärme till värmepumpar har liknande konsekvens för det beräknade eleffektbehovet (se den tredje stapeln över respektive andra stapeln under den ljusblå stapeln i *Figur 17*). Vidare ändras eleffektbehovet proportionellt mot totala mängden nyttig värme för inkluderade hustyper (fjärde stapeln över respektive under den ljusblå stapeln i *Figur 17*). Som också tydligt framgår ur figuren har parameterintervallet för andelen elspets störst inverkan på resultatet. I jämförelse måste exempelvis värmepumparnas värmefaktor justeras till så gott som orimliga värden för att ge samma stora påverkan på slutresultatet som justeringen av andel elspets ger.



Figur 17. Känslighetsanalys för effektbehovet vintern 15/16.

Vår känslighetsanalys indikerar alltså att det framförallt är antagandet kring andelen elspets som är relevant att diskutera närmare. Kalibrering mot Dahlström m.fl. (2011) (se avsnitt 5.2 och *Bilaga 7*) indikerar att andelen elspets ligger inom intervallet 25–50 %, även om osäkerheterna i själva kalibreringen är stora. Då inställer sig frågan vilket värde inom detta intervall som är mest tillämpligt för vår studies grundantagande. Om vi väljer ett värde närmare 25 % i vår metodansats så innebär det att den beräknade årliga elförbrukningen för uppvärmning och varmvattenberedning avviker signifikant från den statistik som Energimyndigheten tillhandahåller (se *Figur 18*). Väljer vi istället ett värde på 50 %, det vill säga i den övre delen av vårt intervall, så stämmer det beräknade värdet på den årliga elförbrukningen bättre med Energimyndighetens siffror. I själva verket borde vi välja ett ännu högre värde på andelen elspets (närmare 100 % enligt *Figur 18*) för att nå god överensstämmelse med Energimyndighetens siffror (de röda streckade linjerna i *Figur 18*). Men då blir å andra sidan vår kalibrering mot Dahlström m.fl. (2011)

sämre. Alternativt kan vi öka värmebehovet med ca 5 % (ca en tredjedel av den i figuren presenterade ökningen på 15 %) eller sänka av COP med ca 0,3–0,4 enheter för att nå relativt god överensstämmelse med Energimyndighetens siffror.⁸ En sådan sänkning av värmepumpars prestanda bedömer vi dock som orealistisk. Med andra ord: vi är alltså nödgade att välja våra parametrar på ett sådant sätt att de var för sig, och samtidigt, möter våra krav på rimlighet. Ändrar vi en parameter, exempelvis andelen elspets, så påverkas även de andra parametrarna i modellansatsen som exempelvis det årliga elbehovet för uppvärmning. Med hänsyn taget till dessa metodmässiga överväganden och begränsningar så leder därmed vår kalibrering mot Dahlström m.fl. (2011) till att ansätta andelen elspets till 50 % i vårt beräkningsverktyg, samtidigt som vi understryker osäkerheterna i detta val.



Figur 18. Känslighetsanalys för resulterande energibehovet för 2014–2016. Röda streckade linjer motsvarar Energimyndighetens statistik.

Ett sätt att bedöma är rimligheten i vår metodansats är att jämföra vårt beräkningsresultat med andra skattningar och andra källor. En noggrannare titt på den timvisa elförbrukningen i Sverige under 2016 (Källa: Nordpool, 2018) visar att skillnaden i eleffektbehov, för samma veckodag och tidpunkt på dagen, mellan vintern och sommaren år 2016 var ca 11,5 GW. Vår bedömning av säsongsvariationen för belysning, annan apparatell och fjärrvärmeproduktion kan uppskattningsvis förklara drygt 3 GW av

⁸ I sammanhanget bör det påpekas att vår modell sannolikt underskattar elbehovet något då värmepumparnas värmefaktor i verkligheten är något lägre sommartid till följd av en relativt sett klart större andel varmvattenberedning av den totala värmeproduktionen. Å andra sidan är värmebehovet lågt sommartid och en överslagsberäkning ger för handen att underskattningen inte borde vara mer än 0,5 TWh.

denna skillnad.⁹ I de byggnadstyper som inte inkluderas i denna studie (semesterhus och industrilokaler) kan säsongvariationen uppskattningsvis vara i storleksordningen 1 GW.¹⁰ Kvar då blir drygt 7 GW som vi får svårt att förklara med annat än uppvärmning. Lägger vi till varmvattenberedning, som för enkelhets skull inte antas ha någon säsongvariation, på omkring 1 GW, så blir totalsiffran uppskattningsvis 8 GW. Detta ligger i sin tur förhållandevis nära vårt beräknade värde på drygt 7 GW.

Andra källor såsom Nyholm med flera (2016) beräknar eleffektbehovet för rumsvärme (exklusive varmvattenberedning) i småhus till drygt 7 GW, beräknat på det relativt kalla året 2010. Till detta kan, utifrån våra resultat i aktuellt projekt, läggas till ca 0,5 GW för varmvattenberedning och 3,5 GW för uppvärmning och varmvattenberedning inom flerbostadshus och lokaler får vi siffran 11 GW. Detta i sin tur kan jämföras med vårt beräknade värde på 9 GW för ett typiskt kallår. Palm och Nowacki (2010) uppskattar eleffektbehovet för värmepumpar till knappt 7 GW vid DUT. Lägger man till vårt resultat för effektbehov till elvärme blir det totalt ca 9,5 GW. Jämfört med dessa bägge källor ligger våra beräknade värden därmed lägre.

6.3 Effektbehov för värmepumpar och elvärme år 2030

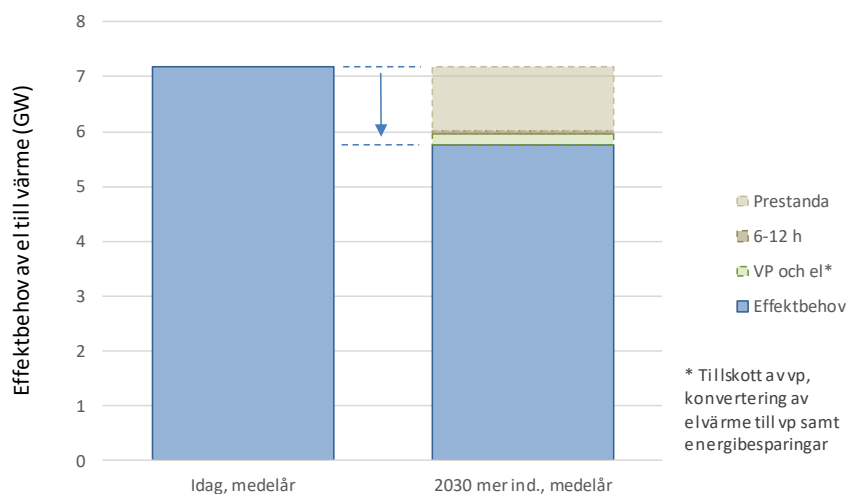
För beräkning av effektbehovet för en framtida situation (ungefär år 2030) är det tre grupper av parametrar som ändras från den indata som används för att beräkna effektbehovet idag: mängden nyttig värme och dess fördelning (se avsnitt 4.3), prestanda för värmepumpar (se avsnitt 5.3) samt antal timmar för medvärdesbildning (se avsnitt 6.1). Genom att införa dessa ändringar steg för steg i scenario "Mer individuellt" respektive "Energisnålare hus" blir det tydligt vilken grupp av indata som har mest inverkan, se *Figur 19* och *Figur 20*.

Som framgår ur *Figur 19* sjunker effektbehovet från 7,2 GW i dagsläget till ca 5,8 GW för år 2030 för medelåret (vintern 15/6) i scenariot "Mer individuellt". Vidare framgår det att skillnader i nyttig energi och fördelning av denna (grönt fält i figuren, benämnd "VP och el") har väldigt liten inverkan på effektbehovet (sänker behovet med endast 0,2 GW). Tolkningen av detta är att ett minskat effektbehov till följd av energibesparingar och konvertering av elvärme till värmepumpar äts upp av ökningen av värmepumpar. Vidare är det tydligt att längre antal timmar för medvärdesbildning har nära nog ingen

⁹ Vi bygger detta på Energimyndighetens mätningar av elförbrukningen i ett antal hushåll (Energimyndigheten 2007), vår egen inventering av elpannor och värmepumpar i fjärrvärmenäten (omkring 1 GW el) samt SCB:s månatliga statistik för elförbrukningen inom olika sektorer.

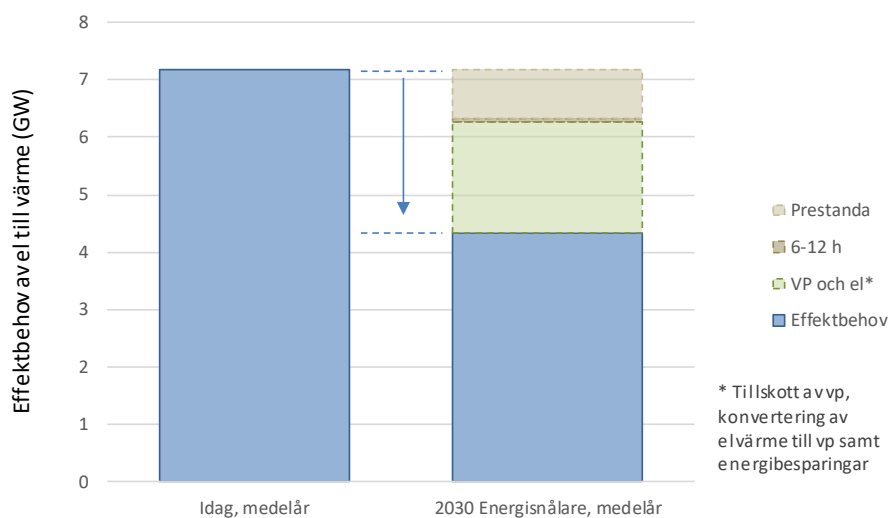
¹⁰ Vi baserar detta på en bedömning av den årliga elförbrukningen för värme inom industrilokaler och semesterhus med stöd från underlag från Värmemarknad Sverige och ett antagande om en utnyttjningstid för eleffekten på 2500 h (typiskt utnyttjningstid för uppvärmning).

konsekvens (vilket även känslighetsanalysen visade). Istället kan huvuddelen av det sänkta effektbehovet hittas i förbättrad prestanda för värmepumparna.



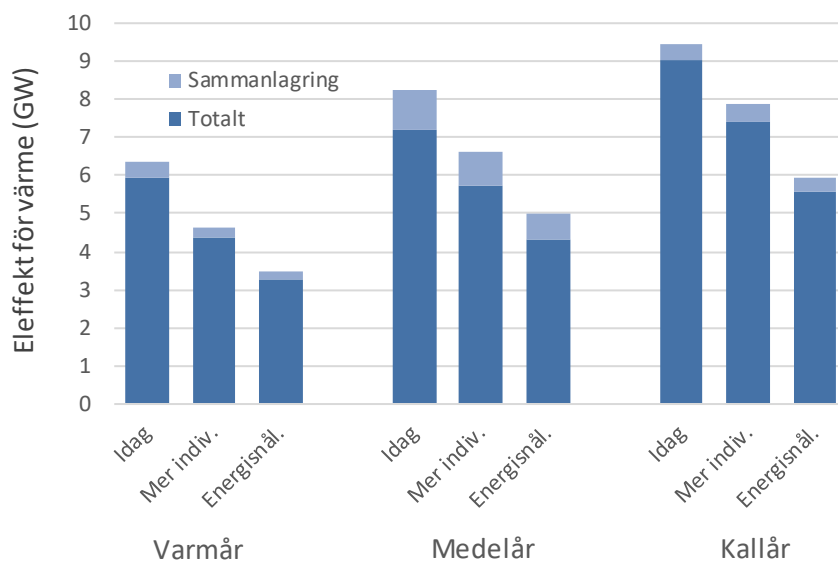
Figur 19. Effektbehov idag och år 2030, i scenariot "Mer individuellt" (medelåret).

I scenariot "Energisnålare hus" minskar effektbehovet med nästan 3 GW och som framgår ur Figur 20 beror största delen på energibesparingar och konvertering (det gröna fältet). Prestandan har inte fullt lika stor konsekvens som i "Mer individuellt" eftersom det är färre värmepumpar som sänker effektbehovet.



Figur 20. Effektbehov av el till värme idag och år 2030, "Energisnålare hus", medelåret

Resultande effektbehov för dagsläget och de två framtidsscenarierna för de tre typår presenteras i *Figur 21*. Som framgår sjunker effektbehovet markant i samtliga typår, särskilt i scenariot "Energisnålare hus"; i detta scenario blir effektbehovet under ett kallår samma som under ett varmlår idag. Med "Mer individuellt" blir ett kallår istället som ett medelår idag.



Figur 21. Eleffektbehov för värme (GW) idag och 2030 för olika scenarier och temperaturförhållanden.

Sammanfattningsvis har vi tagit fram en metod för att beräkna effektbehovet av el för uppvärmning som enligt vår modell uppgår till ca 7 GW ett normalår, med en variation på 6-9 GW, i dagsläget. De antaganden vi har gjort för år 2030 gällande prestanda och andelen hus med elvärme och värmepumpar resulterar i att effektbehovet kan sjunka med 1,5-3 GW, beroende på framtidsscenario. Dessa resultat utgör underlag för att undersöka vilka möjligheter som finns med lastförskjutning av el till uppvärmning med större andel icke styrbar elproduktion.

7 Elbaserad uppvärmning och det övriga elsystemet

I detta kapitel analyserar vi hur uppvärmningens elberoende förhåller sig till annan elanvändning och till elproduktionssystemet. Vi gör denna analys för såväl nuläget som för ett scenario för år 2030.

7.1 Elproduktion och elanvändning idag och 2030

Den framtida utvecklingen för elsystemet beror på en lång rad omvärldsfaktorer där elbehovsutveckling, energiprisutveckling, energi- och klimatpolitik samt teknisk utveckling är några av de viktigaste. I det scenario vi analyserar här utgår vi från att Sverige och EU fortsätter på den inslagna vägen mot sänkta utsläpp av växthusgaser, stöd till förnybar energi och el samt ansträngningar för att reducera energi-användningen. Vi utgår därmed från att man når EUs energi- och klimatpolitiska mål till 2020 respektive 2030.¹¹ De riktigt långsiktiga målen som Unionen har ställt upp för 2050, det vill säga en minskning av växthusgasutsläppen på minst 80% jämfört med 1990, tror vi dock inte nås i detta scenario. Prisutvecklingen på de internationella fossilbränslemarknaderna följer i stort sett det som antas i IEAs huvudscenario "New Policies" i deras senaste utgåva av World Energy Outlook och som utkom hösten 2017. När det gäller energibehovens långsiktiga utveckling baserar vi det i stor utsträckning på Energimyndighetens studie "Scenarier över Sveriges energisystem 2016" från 2017 samt antaganden som gjorts i det pågående NEPP-projektet (www.nepp.se) där man analyserat ett liknande scenario som vi utgår från här.

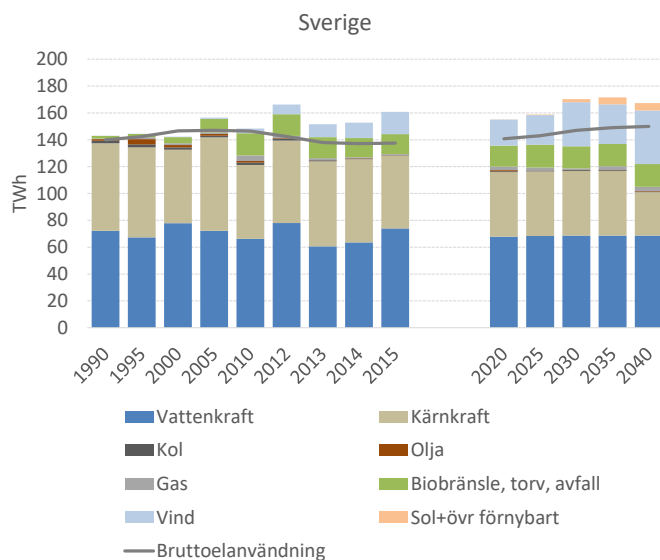
Analysen av den långsiktiga utvecklingen för Sveriges, Nordens och Nordeuropas elsystem baseras på kvalificerade och detaljerade modellberäkningar med den så kallade TIMES-NORDIC-modellen. Modellverktyget beskrivs mer i detalj i Bilaga 8.

Utvecklingen av elproduktionen i Sverige fram till 2030 styrs i hög grad av Energiöverenskommelsens beslut om det utökade elcertifikatsystemet med 18 TWh ny förnybar elproduktion mellan 2020 och 2030 (se *Figur 22*). Vindkraft kommer att svara för en övervägande del av denna nya förnybara elproduktion. Tillsammans med elproduktionen i de sex återstående kärnkraftsreaktorer som drivs vidare efter 2020 – och övrig kraftproduktion, främst vattenkraft och biobränsleeldad kraft – kommer vår elproduktion fram till 2035 att ge ett allt större produktionsöverskott, vilket syns tydligt i *Figur 22*. Efter 2030 kommer även solek att leverera ett signifikant bidrag på i storleksordningen 2-3 TWh i detta scenario. Elefterfrågan i sin helhet antas öka mot 2035 framförallt inom hushållsel och lokalers driftel. Elbehovsutvecklingen följer i allt väsentligt det som antas i IVAs grundscenario från projekt "Vägval el" (IVA, 2016) medan

¹¹ Till 2020: en minskning av växthusgasutsläppen med 20% jämfört med 1990, andelen förnybar energi ska uppgå till minst 20% av det totala energibehovet, och energianvändningen ska minska med 20% relativt utfallet för ett referensscenario år 2020.

Till 2030: en minskning av växthusgasutsläppen med 40% jämfört med 1990, andelen förnybar energi ska uppgå till

el för uppvärmning motsvarar det som vi beräknat i föregående kapitel, närmare bestämt baserat på scenariot "Mer individuellt".



Figur 22: Elproduktion i Sverige mellan 1990 och modellåret 2040.

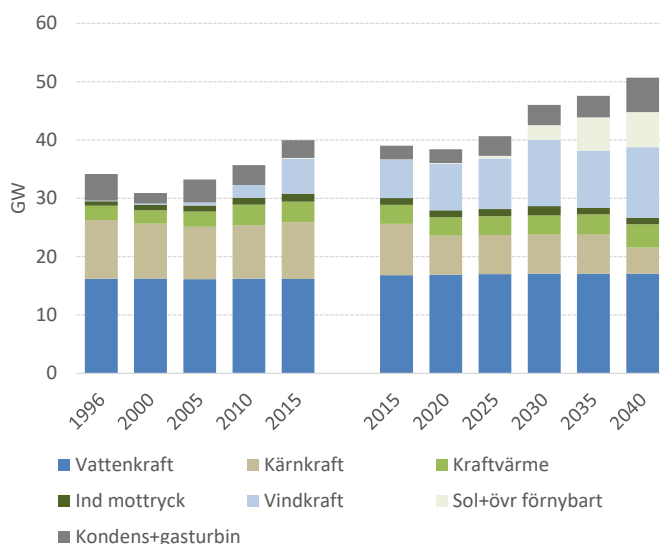
Efter år 2030-2035 avstannar ökningen i vår svenska elproduktion, som en följd av utfasningen av de återstående kärnkraftsreaktorerna på grund av ålder (vi har antagit maximalt 60 års livslängd). Samtidigt visar våra modellanalyser på ett successivt högre elpris under perioden 2030-2040, vilket då motiverar att vi fortsätter att investera i ny produktion, främst sol- och vindkraft, och därmed också fortsätter att producera ett årligt elöverskott även (långt) efter 2030.

Fokus för detta uppdrag är en tidpunkt runt år 2030. Våra beräkningar visar att elbalansen på årsbasis är synnerligen stark i Sverige det året med en årlig nettoexport på i storleksordningen 30 TWh vilket ligger klart högre än de senaste årens rekord på i storleksordningen 20 TWh. En viktig förklaring är vårt antagande om att samtliga 6 reaktorer fortfarande är tillgängliga år 2030 samt den fortsatta utbygganden av förnybart inom elcertifikatsystemet. I Energiöverenskommelsen är ambitionen att Sverige skall fortsätta vara en nettoexportör av *elenergi* tydligt uttalad.

7.1.1 Eleffektbalansen i Sverige

Vi har kunnat konstatera att, givet våra omvärldsförutsättningar, så kommer Sverige att få ett signifikant kraftöverskott med tillhörande nettoexport av *elenergi* till våra grannländer. Däremot kommer vi att ha ett underskott av *eleffekt* under många av årets timmar, främst naturligtvis under vintern, men även till viss del under andra årstider. Det sammanfaller framförallt under perioder då elbehovet är stort samtidigt som produktionen av icke-styrbar elproduktion, vindkraft och solel, är relativt liten. Kalla vinterdagar med låg tillgång till vind är ett klassiskt exempel på en sådan period.

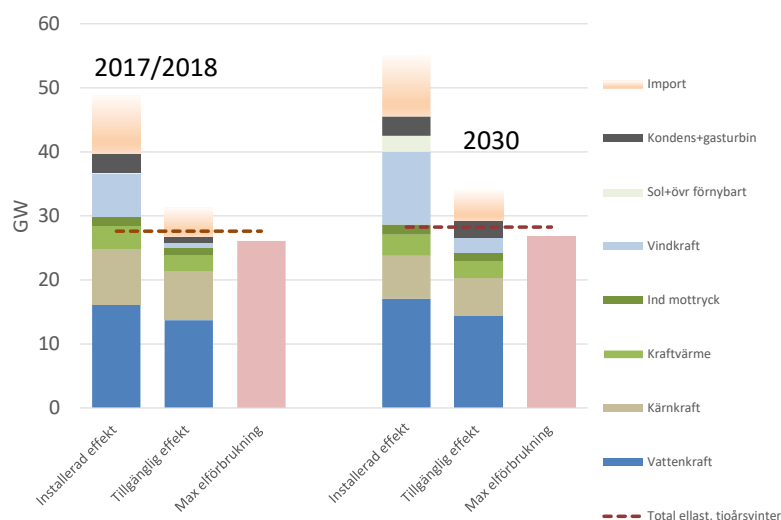
I *Figur 23* redovisar vi utbyggnaden av installerad effekt i Sverige för vårt beräkningsfall. Trots att kärnkraften fasas ut på längre sikt ökar den totalt installerade kapaciteten. Det beror på utbyggnaden av vindkraft och solel, som har ett relativt högt effekt-till-energi-förhållande. En stor mängd installerad effekt är dock inte detsamma som en stor mängd tillgänglig effekt som vi snart kommer att få se.



Figur 23: Utvecklingen av installerad produktionseffekt i Sverige

I *Figur 24* redovisar vi den samlade bilden av eleffektbalansen för Sverige, dels den aktuella för vinter 2017/2018 som bygger på Svenska Kraftnäts prognos (Svenska Kraftnät, 2017) och dels den modellberäknade eleffektbalansen för år 2030. I figuren redovisas både den installerade effekten och den tillgängliga effekten då effektbehovet är som störst. Den tillgängliga effekten tar hänsyn till att all installerad effekt inte finns tillgänglig samtidigt, eller när den som bäst behövs, på grund av exempelvis bortfall av en viss produktionskapacitet eller på grund av låg tillgänglighet på icke-styrbara produktionslag som vindkraft eller solel. Vi bygger dessa antaganden på Svenska Kraftnäts tillgänglighetsfaktorer för de olika kraftslagen (minsta tillgängliga kapacitet per kraftslag under minst 90 procent av vinterperioden). För vindkraft har vi dock antagit en förbättring från dagens 11% till omkring 20% till 2030 på grund av teknikutveckling som ökar produktionen från turbinerna vid lägre vindhastigheter.

Ur *Figur 24* kan vi utläsa att den tillgängliga effekten i Sverige under vintern 2017/2018 överstiger den prognoserade maximala effektförbrukningen med ungefär 600 MW. Om vi istället utgår från en 10-årsvinter får vi istället ett underskott på ca 900 MW. En 10-årsvinter höjer det maximala effektbehovet med omkring 1,5 GW. I ett sådant fall är vi helt utelämnade till importen. Hur tillgänglig den är bestäms även av situationen i våra grannländer. Potentialen för import är i normala fall relativt stor, omkring 10 GW.



Figur 24: Installerad och tillgänglig effekt i svensk elproduktion samt effektbehov för åren 2017/2018 (Källa: Svenska Kraftnät samt egna modellberäkningar)

Om vi blickar framåt till 2030 kan vi i figuren se att den tillgängliga effekten ökar något trots att bidraget från kärnkraft minskar. Förklaringen ligger i en kraftig utbyggnad av vindkraften med bättre tillgänglighet och att vi antar att en stor del av kondenskraften och gasturbinerna finns tillgänglig i effektreserven. Dessa anläggningar har i normalfallet en mycket låg utnyttjningsgrad men ett högt effektvärde (hög tillgänglighet). Dessutom ökar den tillgängliga effekten i vattenkraftverken något till följd av effekthöjningar. Även kraftvärmekapaciteten inom fjärrvärme och industri förstärks något, om än i liten utsträckning. Samtidigt ökar effektbehovet på grund av ökad elförbrukning inom flera sektorer såsom hushållsel, driftel och inom transporter. Eleffektbehovet för hushållsel, driftel och inom industrin utvecklas över tid i princip på samma sätt som elenergibehovet för dessa sektorer (IVA, 2016). Eleffektbehovet för uppvärmning däremot baseras, som vi nämnt tidigare, på resultaten från föreliggande analys (scenario "Mer individuellt") vilket alltså innebär en större relativ minskning än för motsvarande elenergibehov. När det gäller vägtransporter så antar vi en relativt försiktig elektrifiering fram till 2030, i storleksordning en knapp TWh. Baserat på våra scenarioantaganden visar *Figur 24* att vi även 2030 har en positiv effektbalans under ett normalår, omkring 2000 MW det vill säga en förstärkning jämfört med idag. Vi måste dock understryka ett antal viktiga förbehåll: 1) någon eller några aktörer måste vara beredda att hålla med reservkraft. En hel del talar för att den gängse elmarknaden inte levererar tillräckliga incitament för detta. Man talar därför om att komplettera den befintliga elmarknaden med en särskild kapacitetmarknad där man får betalt för att hålla med kapacitet. Ett annat alternativ är att Svenska Kraftnät fortsätter med sin årliga upphandling av reservkapacitet. 2) att det blåser i tillräcklig omfattning. Vi förutsätter, som vi nämnde ovan, en tillgänglighetsfaktor på 20%. Det kan trots allt vara så att det är helt vindstilla just under den timmen då effektbehovet är som störst. I så fall minskar den tillgängliga

effekten med drygt 2 GW och därmed hamnar vi i ett underskottsläge och måste förlita oss till import. 3) Vi har räknat med att ungefär samma reservkapacitet finns på plats som idag (kondensverk och gasturbiner, ca 3 GW). Vi antar att all denna kapacitet finns tillgänglig (med en tillgänglighetsfaktor på 90%) för det maximala effektbehovet. I själva verket är en del av detta idag reserverat för den snabba effektreserven (gasturbiner) och ska då i första hand fungera som reserv vid frekvensstörningar och inte som reservkapacitet vid högt effektuttag. Dessutom upphandlar Svenska Kraftnät en delmängd av den totalt installerade reserveffekten vilket innebär att den tillgängliga effekten för 2017/2018 (som alltså är upphandlad) inte är direkt jämförbar med vår beräknade tillgängliga effekt för motsvarande reservkraft år 2030.

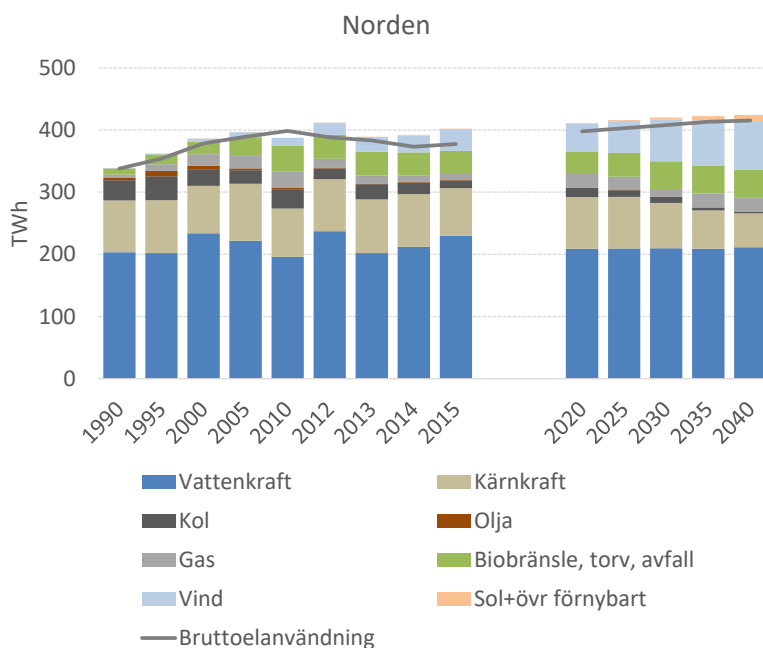
Vi kan alltså konstatera att i normalfallet så finns sannolikt tillräcklig produktionseffekt idag och i vårt modellår 2030 för att effektbalansen i Sverige ska gå ihop. Läger vi till importkapacitet så ökar marginalen ytterligare. Men, vid avvikelser som exempelvis kallare år än normalt och/eller om högt effektuttag sammanfaller med vindstilla tidsperioder så kan situationen bli avsevärt mer problematisk. I ett ännu längre tidsperspektiv, efter 2030, kommer även de återstående reaktorerna att så småningom fasas ut, om inte annat så av åldersskäl. Då minskar den tillgängliga effekten mer signifikant och måste ersättas av annan effekt. Ett viktigt bidrag till effektbalansen på såväl kortare som längre sikt blir därmed olika typer av efterfrågeflexibilitet. Innan vi går in på efterfrågeflexibiliteten gör vi en kortare utblick till elproduktionen i våra grannländer

7.1.2 Nordisk och Nordeuropeisk elproduktion

Modellverket TIMES-NORDIC hanterar hela Nordeuropas elsystem, närmare bestämt Sverige, Norge, Danmark, Finland, Tyskland, Polen och de tre Baltstaterna, och optimerar dess utveckling för alla länder sammantaget. Det innebär att modellresultaten också inkluderar alla de samordningsvinster som ett gemensamt nordeuropeiskt elsystem och elmarknad har möjlighet till. En nordeuropeisk systemsyn när vi analyserar elmarknaden är också viktig eftersom skeenden i våra grannländer, exempelvis med avseende på klimatpolitik, kommer att få genomslag på det svenska elsystemet och vice versa.

Norden

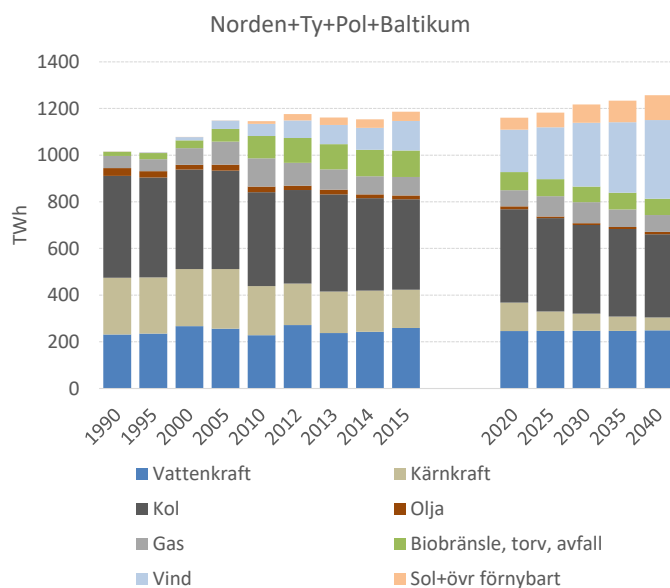
Den samlade vattenkraften i Norden antas växa långsamt, med cirka 5 TWh till 2030 och 10 TWh till 2050, se *Figur 25*. Framförallt är det i Norge som vattenkraftkapaciteten byggs ut. Som vi nämnt fasas de svenska kärnkraftverken ut efter en 60-årig livslängd medan man i Finland i modellbeskrivningen tillåts investera i ny kapacitet. Detsamma gäller Polen. Den kol- och naturgaseldade kraftproduktionen i Norden ersätts successivt under den studerade perioden. Biobränsleeldad elproduktion i kraftvärme och mottryck ökar, även om ökningen är relativt måttlig p.g.a. att det värmeunderlag i fjärrvärme och industri som finns kvar att utnyttja är begränsat. Vindkraften ökar kraftigt och mot slutet av perioden utgör vindkraft tillsammans med solkraft en betydande del av den nordiska elproduktionen. Utvecklingen på produktionssidan i kombination med de antaganden vi gör avseende el- och energibehovsutvecklingen leder till att Norden som helhet har en positiv årlig elbalans gentemot Kontinentaleuropa och Baltstaterna på i storleksordningen 5-10 TWh.



Figur 25: Elproduktion i Norden mellan 1990 och modellår 2040.

Nordeuropa

Vidgar vi den geografiska regionen till att även omfattar övriga Östersjöländer, det vill säga Tyskland, Polen och de Baltiska länderna, är – vilket är viktigt att notera – den befintliga elproduktionsmixen mycket mer fossilbränsleberoende, se *Figur 26*. Utvecklingen i vårt scenario går dock även här mot en snabbt växande förnybar andel, från en cirka 45%-ig fossilbränsleandel idag till cirka 30% kring år 2040, samtidigt som elanvändningen antas öka. Från och med 2040 antas CCS, koldioxidavskiljning och deponering, i anslutning till kolkraft leverera ett litet bidrag till produktionsmixen till följd av höga priser på CO₂.



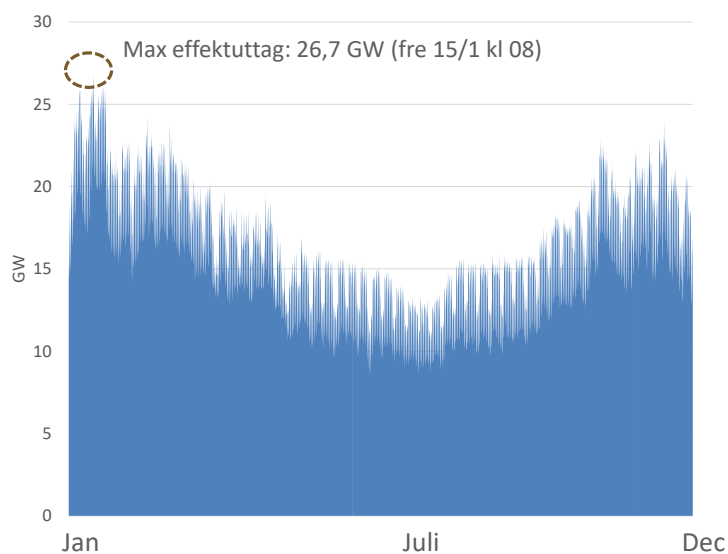
Figur 26: Elproduktion i Nordeuropa (de fyra nordiska länderna, Tyskland, Polen och de tre Baltiska länderna) mellan 1990 och modellår 2040.

7.2 Eleffektbehov för uppvärmning och annan elanvändning samt effekttilgång

I detta avsnitt tittar vi närmare på den timvisa elförbrukningen i Sverige (det vill säga medeleffekten under en timme), uppvärmningens andel av den totala elförbrukningen och hur det timvisa effektberoendet matchas av tillgänglig produktionskapacitet.

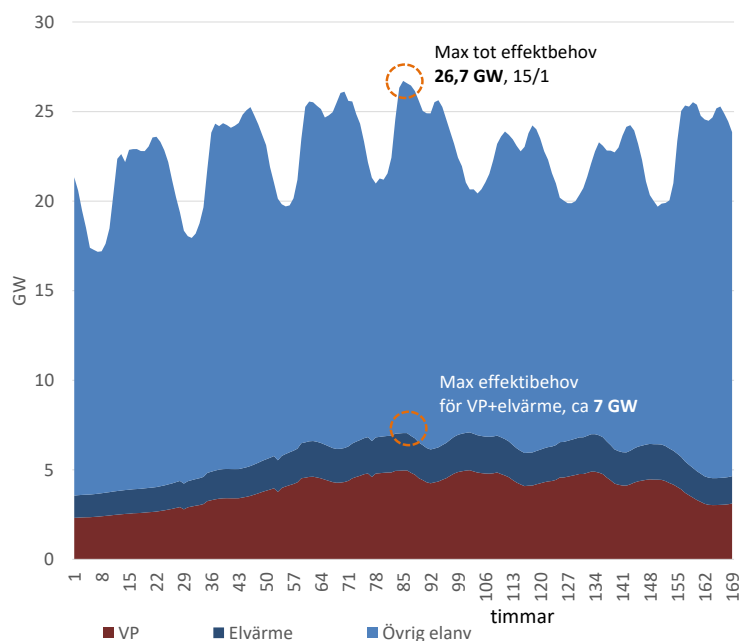
7.2.1 Nuläget (2016)

Vi har valt år 2016 som utgångspunkt för "nuläget" eftersom det var det senaste året vid denna studies genomförande för vilket statistikunderlaget var komplett, exempelvis med avseende på temperatur. Det maximala effektuttaget under en timme år 2016 var 26,7 GW och inträffade under morgonen den 15e januari, vilket man kan se i Figur 27. I samma figur syns också den signifikanta skillnaden mellan vinterlast och sommarlast, typiskt 10–12 GW för samma tid på dygnet. Denna skillnad beror i stor utsträckning, som vi visat i denna studie, på elbaserad uppvärmning men även på säsongsvisa skillnader i exempelvis belysning och apparatell (mer TV-tittande och datoranvändning under vinterhalvåret).



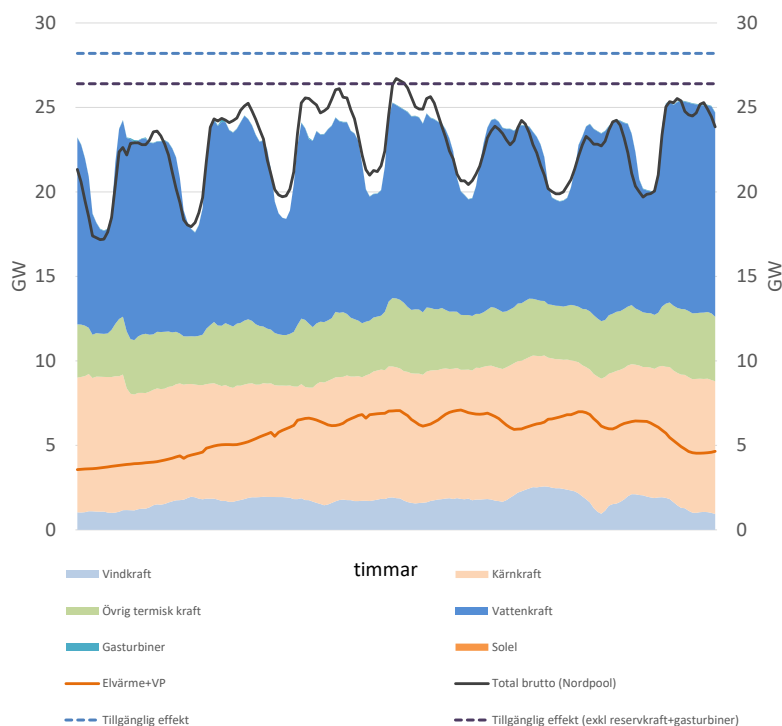
Figur 27: Elförbrukningen, timme för timme, i Sverige under 2016 (Källa: Nordpool)

I *Figur 28* redovisas den timvisa elförbrukningen under veckan med den högsta förbrukningen för samma år, det vill säga 2016. I figuren har vi delat upp elförbrukningen i elvärme, el till värmepumpar och övrig elanvändning. För tydlighets skull understryker vi att el till värmepumpar endast avser värmepumpar i byggnader, det vill säga den sektor som varit i fokus för denna studie. Värmepumpar i fjärrvärmeproduktionen har också en roll i elbalansen men ingår alltså i "övrig elanvändning" enligt vårt upplägg här. I figuren kan vi tydligt se att den totala elförbrukningen är som störst då elbehovet för uppvärmning i princip är som störst, närmare bestämt drygt 7 GW (för att vara exakt: det maximala eleffektbehovet för värmepumpar och elvärme under det aktuella året ligger enligt våra beräkningar på 7.2 GW och råkar infalla under en annan timme då det totala eleffektbehovet är något lägre). El till elvärme och värmepumpar utgör med andra ord drygt en fjärdedel av det totala eleffektbehovet under timmarna med den högsta elförbrukningen.



Figur 28: Timvis elförbrukning under veckan med högst elförbrukning år 2016. I "Övrig elanvändning" ingår även nätförluster. (Källa: Nordpool, Svenska Kraftnät och egna beräkningar).

I *Figur 29* relaterar vi den totala elförbrukningen för uppvärmning (elvärme och el till värmepumpar) till den timvisa produktionen av el i Sverige (färgade ytor i figuren). Vi kan se att den totala elförbrukningen (den svarta linjen) under vissa timmar under den aktuella veckan ligger högre än produktionen, vilket innebär att el importeras från grannländerna, medan det omvända förhållandet gäller under andra timmar. Den tillgängliga produktionskapaciteten enligt Svenska Kraftnäts sätt att räkna (den blå streckade linjen) täcker förbrukningen med relativt god marginal under samtliga timmar (observera att vi här utgår från det verkliga utfallet för 2016 medan vi i ett tidigare avsnitt redovisade Svenska Kraftnäts prognos för vintern 2017/2018). Om vi subtraherar reserveffekten (den svarta streckade linjen) på nästan 2 GW under den aktuella vintern, så blir balansen betydligt knappare. Det visar återigen på betydelsen av antingen tillgänglig reservkraft eller tillgänglig import i tillräcklig omfattning under perioder med ansträngd kraftbalans. I figuren kan man också tydligt se vattenkraftens utjämnande funktion.



Figur 29: Timvis elproduktion per kraftslag och elbaserad uppvärmning under veckan med högst elförbrukning år 2016 (Källa: Nordpool, Svenska Kraftnät och egna beräkningar).

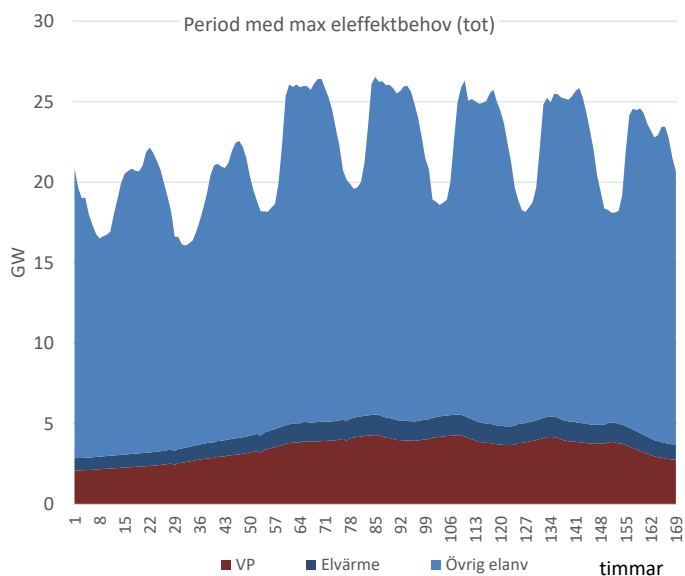
7.2.2 Utblick 2030

Den elbaserade uppvärmningens effekt- och energibehov kring 2030 beror i allt väsentligt på, som vi visat tidigare, teknikutvecklingen för värmepumpar och värmemarknadens utveckling i övrigt (baserat på Värmemarknad Sveriges scenarier "Mer individuellt" alternativt "Energisnåla hus"). Samtidigt antar vi, som också nämnts tidigare, att den övriga elanvändningen ökar framförallt avseende hushållsel, driftel och el för transportändamål. Dessa förutsättningar tillsammans med andra omvärldsförutsättningar för elproduktionssystemet ger oss den utveckling som vi diskuterade i föregående avsnitt om det framtida elsystemet.

Om vi på motsvarande vis som för nuläget i föregående avsnitt identifierar den vecka under 2030 med det högsta eleffektberoendet (timmedeleffekten) så leder det oss till *Figur 30* nedan. Vi förutsätter att 2030 är ett normalår med avseende på temperatur och utgår från samma temperaturdata som för det verkliga året 2016. Figuren visar den timvisa elförbrukningen under veckan med det högsta effektuttaget (timvis medeleffekt). Man kan tydligt se att den elbaserade uppvärmningen utgör en mindre andel av den totala elförbrukningen, såväl i absoluta tal som i relativa tal, jämfört med nuläget (5.7GW jämfört med 7.2 GW för maximalt effektuttag för uppvärmning respektive omkring en femtedel av totala eleffektbehovet som uppgår till nästan 27 GW i vårt scenario). Detta har naturligtvis betydelse för potentialen för smart styrning av elbaserad uppvärmning som därmed, rent teoretiskt, är klart lägre än idag. Å andra

sidan förväntar vi oss att penetrationen för smart styrning kommer vara större, rent praktiskt, kring 2030 än vad den är idag då den fortfarande i stor utsträckning befinner sig i en utvecklingsfas. Vi återkommer till smart styrning senare i rapporten.

Resultatet i *Figur 30* bygger på Värmemarknad Sveriges scenario "Mer individuellt". Utgår vi istället från "Energisnåla hus" så blir utfallet i princip detsamma men med en ännu lägre andel el till värmepumpar och elvärme (ca 4.5 GW som mest).



Figur 30: Timvis elförbrukning i Sverige år 2030 under veckan med högst elförbrukning indelad i grupperna el till värmepumpar, elvärme och övrig elanvändning (som i sin tur inkluderat nätförluster).

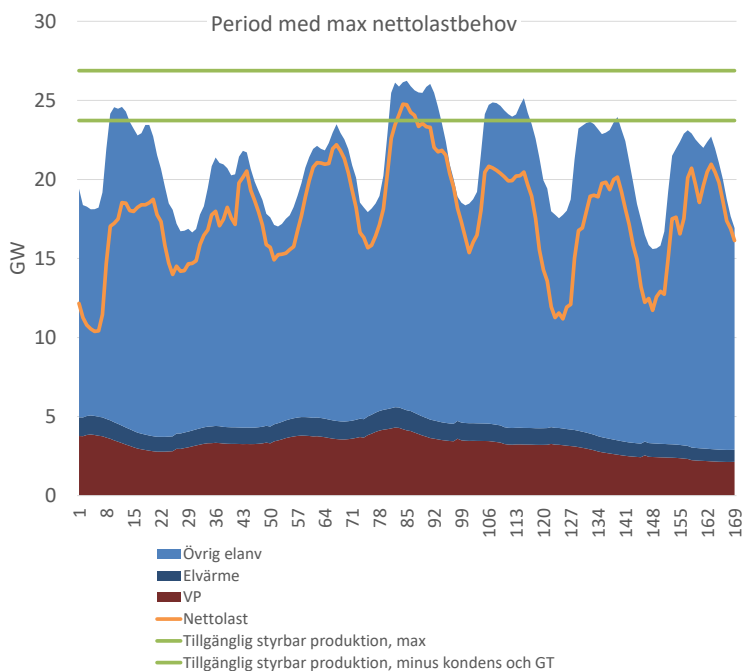
I det framtida elsystemet med en stadigt växande andel variabel elproduktion så talar det mesta för att det inte längre är det maximala elleffektbehovet som kommer avgöra huruvida effektbalansen är ansträngd eller inte. Om en hög elförbrukning, närmare bestämt ett högt effektuttag, sammanfaller med god tillgång på variabel förnybar elproduktion som vindkraft så kan situationen vara så gott som problemfri ur ett elsystemperspektiv. Det är snarare *nettolasten* som mer och mer kommer att bli nyckelfaktorn med avseende på elbalansen. Nettolasten definierar vi, timme för timme, som elförbrukningen minus den icke-styrbara elproduktionen, det vill säga typiskt vindkraft och solet. Nettolasten är med andra ord det behov som måste mötas av styrbar elproduktion, typiskt vattenkraft och termiska kraftverk, import eller efterfrågeflexibilitet.

I *Figur 31* redovisas veckan under modellår 2030 med den största timvisa nettolasten. Detta behöver alltså inte sammanfalla med veckan med den högsta timvisa elförbrukningen, vilket det heller inte gör i detta fall (just i detta fall råkar timmen med den högsta nettolasten komma nästan en hel vecka efter timmen med den högsta elförbrukningen). Nettolasten bestäms alltså i stor utsträckning av den aktuella vindkraftproduktionen. I vår analys för år 2030 utgår vi från temperatur- och vinddata för det verkliga året 2016. Dessutom har vi antagit att den tekniska utvecklingen på

vindturbinsidan medfört att huvuddelen av de befintliga vindkraftverken 2030 har förbättrade möjligheter till elproduktion vid låga vindhastigheter jämfört med den befintliga flottan 2016. Vi får alltså år 2030 inte bara en större volym vindkraft på grund av tillkommande kapacitet utan vi får också en annan produktionsprofil till följd av tekniska landvinningar trots att vi utgår från samma vinddata som 2016. Utnyttjningstiden för vindkraft förbättras därmed signifikant.

I *Figur 31* kan man också se att ramperna, det vill säga snabba och signifikanta förändringar i nettolasten, ofta är större än motsvarande ramper för elförbrukningen. Även detta bidrar till ökade utmaningar för elsystemet i framtiden. Sådana ramper kan hanteras med flexibla kraftverk (vattenkraft eller gasturbiner) eller med efterfrågeflexibilitet. Vi kan dock se att flexibilitetspotentialen från smart styrning av elvärme och värmepumpar är klart lägre än variationerna i nettolast typiskt inom ett dygn. Det beror helt enkelt på att variationerna i nettolasten blir så stora i framtiden till följd av den utbyggda vindkraften samtidigt som den tillgängliga elbaserade uppvärmningen minskar i betydelse. Ett tredje alternativ för att möta ramper i nettolasten är att istället reglera ner exempelvis vindkraft vid snabbt stigande produktion till följd av väderomslag. Den typen av "spill" är dock negativ för den ekonomiska effektiviteten i de förnybara investeringarna men kan alltså vara önskvärd ur ett elsystemperspektiv.

I *Figur 31* ser man också att den tillgängliga effekten överstiger den maximala nettolasten. Om vi istället tänker bort reservkraften (kondensverk och gasturbiner) måste vi istället förlita oss till import (eller efterfrågeflexibilitet) för att få elbalansen att gå ihop i just det här exemplet. Får vi ett kallår med samma produktionskapacitet så tilltar naturligtvis problematiken.



Figur 31: Timvis elförbrukning indelad i grupperna el till värmepumpar, elvärme och övrig elanvändning (som i sin tur inkluderat nätförluster) samt nettolast under veckan med högst nettolast år 2030.

8 Systemperspektiv på smart styrning av värmepumpar och elvärme

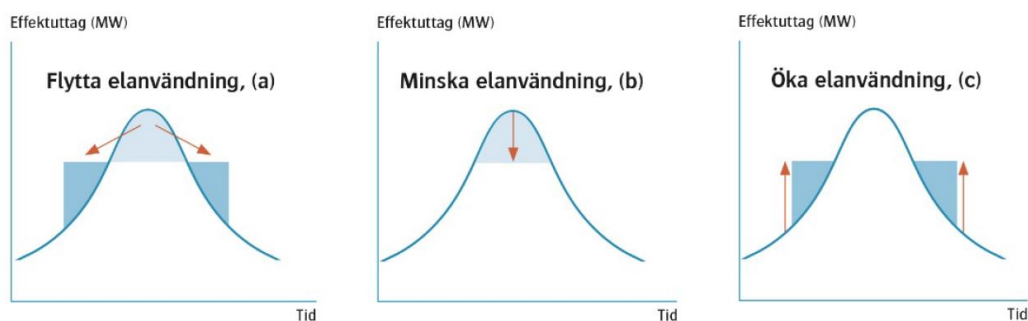
I detta kapitel går vi in mer i detalj på efterfrågeflexibilitet i allmänhet och bidraget från smart styrning av värmepumpar och elvärme i synnerhet. När det gäller det sistnämnda så avgränsar vi oss till ett resonemang kring bidraget från smart styrning och hur en flexiblare elanvändning för uppvärmningsändamål rent storleksmässigt kan tänkas förhålla sig till den övriga elförbrukningen och, inte minst, den så viktiga nettolasten. Vi går därmed inte närmare in på vilka typer av tekniker som kan komma till användning eller hur man optimalt utnyttjar efterfrågeflexibilitet eller smart styrning i anslutning till elbaserad uppvärmning. Vårt fokus är istället potentialen och de möjligheter som den ökade flexibiliteten kan erbjuda.

8.1 Allmänt om efterfrågeflexibilitet (och smart styrning)

Efterfrågeflexibilitet är ett relativt vitt begrepp och rymmer en omfattande palett av åtgärder på användarsidan i syfte att bättre anpassa förbrukningen till den aktuella situationen i elsystemet. Smart styrning, i sin tur, beskriver olika sätt att styra olika typer av elberoende apparatur så att den momentana elförbrukningen blir mer systemanpassad. Styrningen kan även vara mer *individ*anpassad, det vill säga vara "smart" eller "god" med avseende på ett enskilt hushåll. När vi talar om smart styrning så avser vi dock i första hand en styrning (hos exempelvis ett eller många hushåll) som leder till ökad effektivitet på *system*nivå. På samma sätt som begreppet efterfrågeflexibilitet så rymmer begreppet smart styrning en lång rad olika tekniker och lösningar. Enligt vårt sätt att se det är efterfrågeflexibilitet själva åtgärden medan smart styrning är verktyget.

Efterfrågeflexibilitet på elsidan kan förenklat delas in i tre huvudgrupper: lastförskjutning (det vill säga flytta elanvändningen i tid), minska elanvändningen eller rent av öka elanvändningen (se *Figur 32*). Vår utgångspunkt i denna studie avser lastförskjutning, det vill säga nettoförändringen i elanvändning under den tidsperiod då lastförskjutningen sker är noll. Detta kan typiskt ske genom att förskjuta starttiden för en tvättmaskin eller genom att minska alternativt öka effektuttaget för elbaserad uppvärmning för att någon timme eller några timmar senare göra det omvända (och därigenom förhindra märkbar temperaturminskning eller temperaturökning i huset). De två andra typerna av efterfrågeflexibilitet leder till en nettoförändring i elanvändning. Att i en ansträngd situation på elmarknaden avstå från att förbruka el och istället använda alternativa energislag är typiskt för vissa industriella processer. Det kan också handla om att man helt enkelt avstår från att producera under tider då elpriset når över en viss nivå. Därmed behöver man heller inte ta "igen" minskningen i elförbrukning. En nettoökning i elförbrukning kan exempelvis röra sig om en elkund med en kombipanna där man vid låga elpriser använder el istället för annat energislag. Eller i ett fjärrvärmenät där man under några timmar producerar fjärrvärme i en elpanna istället

för i en bränslebaserad produktionsanläggning. I framtiden kan elanvändning vid sådana överskottssituationer få ökad betydelse.



Figur 32: Olika typer av efterfrågefleksibilitet (Källa: Energimarknadsinspektionen 2016)

Efterfrågefleksibiliteten kan alltså komma att få en viktig roll i balanseringen av framtidens elsystem med stor andel förnybar, variabel och distribuerad elproduktion, minskad mängd styrbar termisk kraft och ökad marknadsintegration till Kontinentaleuropa. Framförallt är det vid situationer då nettolasten är stor eller då den förändras snabbt (rampeffekter som vi nämnt tidigare) som efterfrågefleksibiliteten är värdefull. Men som vi också antytt, så kan efterfrågefleksibilitet också vara viktig i situationer med kraftöverskott, det vill säga då nettolasten är låg eller till och med negativ.

Ytterligare ett skäl för efterfrågefleksibilitet och smart styrning är att detta kan förenkla integrationen av variabel förnybar elproduktion genom att en del av nätinvesteringar för förstärkning av nät skulle kunna ersättas med implementering av efterfrågefleksibilitet. Genom att efterfrågefleksibiliteten kan bidra till ökad konsumtion under de timmar då den lokala produktionen är hög samt till minskad konsumtion under de timmarna då den lokala produktionen är låg, kan den överförda effekten i distributionsnätet minskas både vid inmatning och vid uttag, vilket avlastar elnäten och reducerar nätförlusterna.

Nyttorna från efterfrågefleksibilitet på distributionsnätets nivå är potentiellt flera. Genom att minska konsumtionen under de timmarna då maximal årseffekt nås kan efterfrågefleksibilitet även bidra till minskad effektkostnadskomponent för en lokalnätsägare, det vill säga minimera kostnaden mot överliggande nät. (Detta är ju ett resonemang som tar sin utgångspunkt i den enskilda nätägaren och inte på systemnivå. Indirekt avspeglar dock effektkostnadskomponenten förhållanden på systemnivån.)

Man ska dock komma ihåg att efterfrågefleksibilitet inte "rakt av" kan jämföras med produktion. Efterfrågeresurser är typiskt tillgängliga i några timmar och saknar den uthållighet som produktionsresurser har. Efterfrågeresurser är även beroende av att det finns en förbrukning som kan minskas då de ska användas. Efterfrågeresurser kan därför inte direkt jämföras med produktionsresurser ur varken ett uthållighets- eller

tillgänglighetsperspektiv. Här skiljer sig efterfrågefleksibilitet även från energilagring som är oberoende av lasten och kan användas över längre tidsperioder. Dessutom har lastförskjutning, det vill säga efterfrågefleksibilitet med återvändande last, en begränsad potential att minska effekttoppar på grund av att den initiala förändringen i elförbrukningen ("fleksibilitetsåtgärden") måste kompenseras inom en begränsad tid samtidigt som effekttoppar kan ha en relativt lång utsträckning i tid, typiskt flera timmar. Vi återkommer till detta längre fram i rapporten.

8.1.1 Potentialen för smart styrning av värmepumpar och elvärme

Potentialen för efterfrågefleksibilitet, eller smart styrning, har bland annat studerats av Energimarknadsinspektionen (2016). I *Tabell 7* som är tagen direkt från Energimarknadsinspektionens rapport visas några olika skattningar på den tekniska potentialen för efterfrågefleksibilitet.

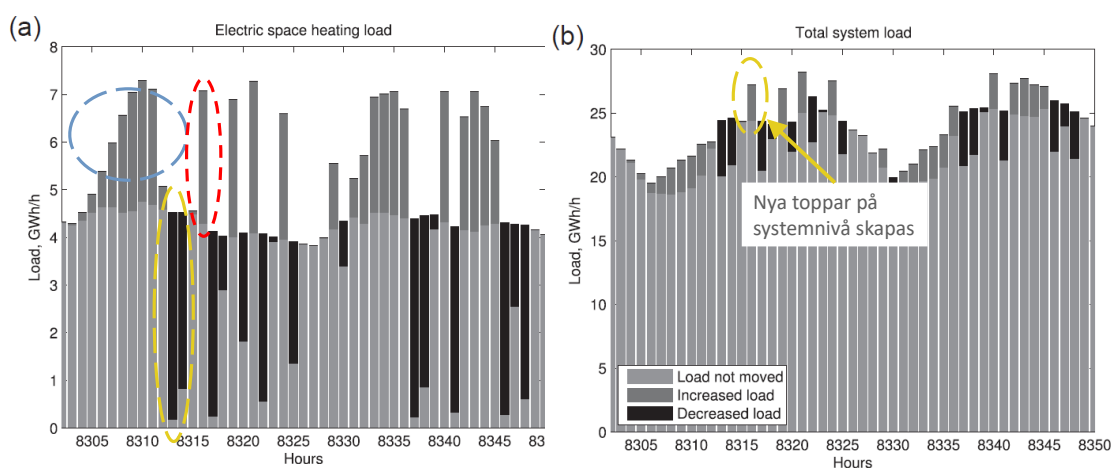
Tabell 7: Teknisk potential för efterfrågefleksibilitet i olika kundsegment i Sverige (Källa: Energimarknadsinspektionen 2016)

Kundsegment	Hushåll	Fastigheter	Service- verksamhet	Elintensiv industri	Övrig industri
Nuvarande teknisk potential för efterfrågefleksibilitet (MW)	5 500 - vinter 3 000 - vår 1 500 - sommar 4 500 - höst 2 000 - medel (uppvärmning)	200 (ventilation)	300 (reservaggregat)	1 700 (effektreduktion eller övergång till egen elproduktion inom framförallt skogsindustrin)	300 (effektreduktion inom lätt industri såsom livsmedels- och verkstadsindustri och sågverk)
	300 (hushållsel)				

Den siffra i *Tabell 7* som är intressant för vårt vidkommande är 5.5 GW, det vill säga potentialen för efterfrågefleksibilitet kopplad till uppvärmning inom framförallt hushållssektorn. Den siffran kommer i sin tur från ett forskningsarbete på Chalmers (Nyholm et al. 2016) och bygger på modellsimuleringar av småhus där elanvändningen för uppvärmning i småhus tillåts förskjutas inom ett tidsspänn på 12 timmar och där inomhustemperaturen måste ligga inom intervallet 21.2-24°C. Den maximalt tillgängliga eleffekten för uppvärmning i småhus för potentiell styrning bedöms i samma studie ligga på 7.3 GW.¹² Modellsimuleringarna indikerar dock att hela denna effekt inte behöver utnyttjas för lastförskjutning (det vill säga "flytt" av elförbrukningen för uppvärmning) utan maximalt 5.5 GW används. Detta är alltså ursprunget till siffran i *Tabell 7*. I

¹² Detta är alltså den bedömning av eleffektuttaget för värmepumpar och elvärme i småhus som görs i Chalmersstudien och kan därmed jämföras med våra egna beräkningar (se även diskussionen i det tidigare avsnittet om känslighetsanalysen). Dataunderlaget avser 2010 vilket därmed snarast ska jämföras med vårt resultat för ett kallår. Skillnader i metodik och avgränsningar förklarar sannolikt den resterande skillnaden.

forskningsstudien av Nyholm et al (2016) lät man de enskilda hushållen minimera sina kostnader, genom lastförskjutning, utifrån ett elpris. Resultatet för den svenska småhusstocken under 2 dygn visas i *Figur 33*, till vänster. Man kan exempelvis se hur ett antal timmars "förladdning" (elförbrukningen för uppvärmning ökar jämfört med ett fall utan möjlighet till lastförskjutning; markeras med blå streckad oval) följs av två timmars kraftig minskning, typiskt 4 GW, i el till uppvärmning (markeras med gul streckad oval i figuren till vänster). Dessa effekter visas även på systemnivå, det vill säga för hela Sveriges totala elförbrukning, i samma figur till höger. Där kan man se att de tidigare effekttopparna ersätts av nya, ännu högre vid en annan tidpunkt (markerat med röd streckad oval i den vänstra figuren respektive gul streckad oval i den högra figuren). Detta behöver i sig inte innebära ett problem förutsatt att exempelvis den variabla elproduktionen är klart större då, och elpriset därmed lägre. Simuleringarna i Chalmersstudien tog dock inte hänsyn till de resulterande effekterna på elpriset av det förändrade lastmönstret (sådana modellstudier gjordes emellertid av samma författare i en påföljande avhandling, se Nyholm, 2016).

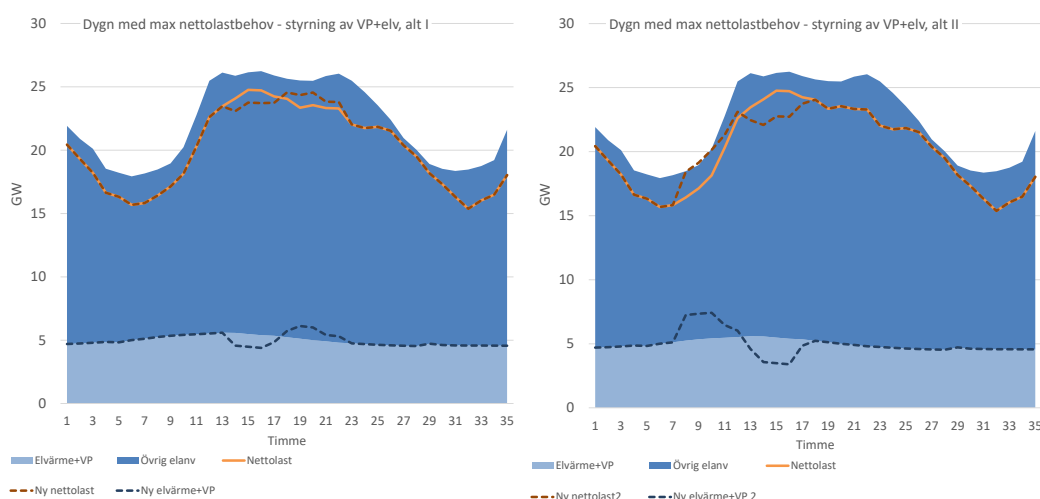


Figur 33: Elförbrukning för uppvärmning i svenska småhus med lastförskjutning av el till uppvärmning exklusive varmvattenberedning (till vänster) och total elförbrukning i hela elsystemet i Sverige inklusive systemeffekterna av lastförskjutningen på småhussidan (Källa: Nyholm et al., 2016).

Även Sweco har i en serie fältförsök uppskattat potentialen för efterfrågefleksibilitet kopplad till el för uppvärmning inom hushållssektorn. I det arbetet anger man en potential på 2000 MW vilket motsvarar 2 kW i ca 1 000 000 småhus (NEPP, 2016). Ytterligare en observation man gjorde där var att lastförskjutningen framförallt kommer till sin rätt i hus med vattenburen värme. I hus med direktel påverkas komforten betydligt snabbare om man drar ner effekten.

8.2 Smart styrning av värmepumpar och elvärme – principiella exempel

Baserat på våra egna beräkningar redovisar vi i *Figur 34* dygnet med den största timvisa nettolasten (det vill säga det dygn som ingår i den vecka som redovisas i *Figur 31*) tillsammans med elförbrukningen inom värmepumpar och elvärme (summerat i denna figur). Dessutom återfinns i figuren två alternativa, principiella, åtgärder för att skjuta lasten (från el till värmepumpar och elvärme) i tid under några timmar. Beroende på husens konfiguration kan elbaserad uppvärmning förskjutas olika länge i tid innan oönskade temperatureffekter uppkommer. I vårt räkneexempel antar vi att den förskjutna lasten måste kompenseras inom typiskt fem timmar. Man kan se att toppen i nettolast i själva verket är en plåtå med en utsträckning i tid på typiskt 5-10 timmar. Det är alltså längre än den tid som vi här antar sätter gränsen för lastförskjutningen. Redan här har vi med andra ord en begränsade faktor för vad som är möjligt att åstadkomma med avseende på tillfällig minskning i nettolasten. Viktigt att understryka är att vi vårt exempel betraktar hela systemet och försöker genom smart styrning av värmepumpar och elvärme finna sätt att minska på den maximala nettolasten för hela systemet (Sverige i detta fall). För den enskilde husägaren kan incitamenten se annorlunda ut.



Figur 34: Två olika principer för lastförskjutning applicerade på våra beräkningar av nettolasten (heldragen orange linje motsvarar ett fall utan lastförskjutning medan den streckade röda linjen motsvarar ett fall med lastförskjutning). De blå ytor visar elförbrukning för värmepumpar och elvärme (ljusblått) samt övrig elförbrukning (mörkblått) under drygt ett dygn (35 timmar). Den blå streckade linjen visar elförbrukningen för värmepumpar och elvärme efter lastförskjutning. För enkelhets skull har vi i figuren inte lagt in en förändring av den totala elförbrukningen efter lastförskjutningen.

För ett givet kollektiv av värmepumpar och elvärme som kan styras samordnat så finns det en balans mellan stora effektförändringar (i uttag eller återföring av eleffekt) och lastförskjutningens utsträckning i tid. Om man snabbt måste sänka mycket effekt under en timme så innebär det att merparten av detta kollektiv sänker stora delar av sin effekt samtidigt. Det i sin tur innebär att denna minskning i effekt måste återföras i sin helhet

inom en relativt kort tidsperiod (typiskt enstaka timmar beroende på hus) om inte inomhustemperaturen ska sjunka märkbart för flera av de ingående hushållen. Tidsutsträckningen för denna lastförskjutning är alltså relativt kort. Men om samma kollektiv istället minskar sin effekt i betydligt mindre utsträckning, genom att endast några få hushåll avstår effekt eller att många avstår lite effekt, så kan effektåterföringen sträckas ut betydligt längre i tid (de i kollektivet ingående hushållen förbrukar och avstår el växelvis). Å andra sidan blir därmed storleken på effektminskningen (eller effektåterföringen) mindre än i det första exemplet.

Lastförskjutningen kan antingen ske "oplanerat", det vill säga man reducerar elförbrukningen för uppvärmningsändamål när den rådande elbalansen så kräver (ibland kallas detta för "efterfrågerespons"). För detta krävs någon form av signal, antingen i form av ett pris eller en frekvensavvikelse (lokal eller central frekvenssignal), eller genom att elnätsföretaget eller en aggregator ombesörjer styrningen.¹³ I *Figur 34*, till vänster, visar vi ett principiellt exempel på detta där vi flyttar i storleksordningen 0.5-1 GW genom att först minska ellasten för värmepumpar och elvärme (den streckade blå linjen i figuren representerar detta) varvid nettolasten minskar i samma omfattning (den streckade röda linjen representerar detta) för att några timmar senare återföra lasten igen. Genom att förskjuta elförbrukningen för uppvärmning på detta sätt kan vi reducera den ursprungliga nettolasttoppen men har samtidigt skapat en ny, något lägre, några timmar senare. Nettoeffekten i detta räkneexempel är relativt liten, knappt 0,5 GW. Om vi istället har mer omfattande möjligheter att förskjuta lasten på detta sätt, antingen genom att husens klimatskal är värmetrögare än vad vi förenklat antar här, eller genom att man helt enkelt accepterar begränsade avvikelser i inomhustemperatur under en viss tidsperiod (detta kan ju sammanfalla med perioder då tillräckligt många människor helt enkelt inte är hemma och därmed medför ju sänkta inomhustemperaturer ingen egentlig komfortförsämring), så ökar möjligheterna att mer signifikant minska på toppar i nettolasten.

En fördel med den "oplanerade" typen av styrning är att den kan automatiseras med enkel och relativt billig teknik. Nackdelen är att den, vid stort genomslag och brist på samordning, kan leda till att den ansträngda elbalansen flyttas till en annan tidpunkt istället för att jämnas ut.

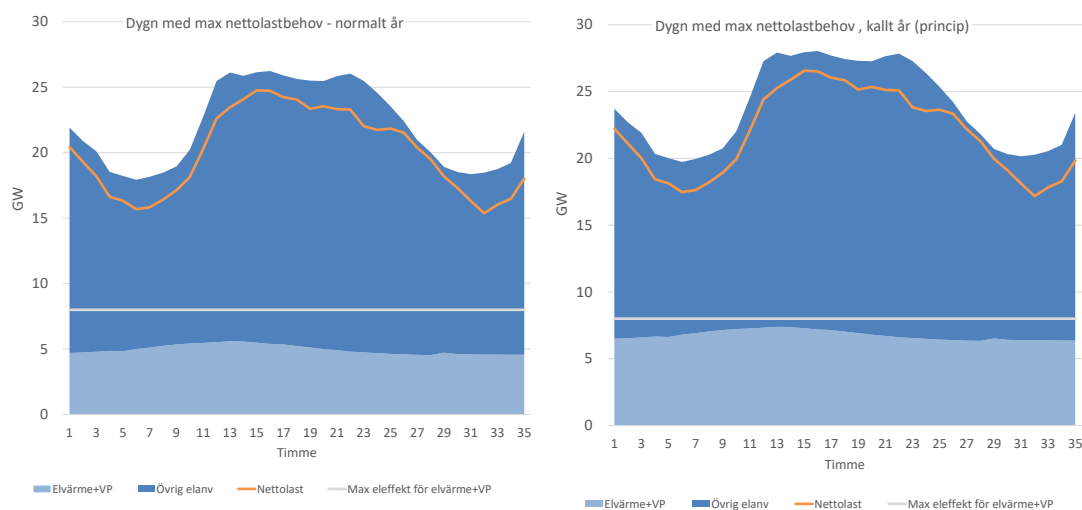
Ett alternativ till den föregående lastförskjutningsprincipen är istället att utnyttja "planerad" lastförskjutning (de bägge lastförskjutningsprinciperna kan naturligtvis kombineras och därmed ökar flexibiliteten ytterligare). Då vidtar man istället åtgärder i förebyggande syfte för att dämpa effekterna av en situation på elmarknaden som man förutser kommer att ske några timmar senare. Ett exempel på detta visar vi i *Figur 34*, till

¹³ En aggregator är en oberoende aktör på elmarknaden som erbjuder efterfrågefleksibilitet (eller småskalig och distribuerad elproduktion) genom att samordna eller styra elförbrukningen hos ett antal elkonsumenter som är knutna till aggregatorn genom någon form av avtal eller överenskommelse. Aggregatorrollen har rönt visst intresse men har än så länge ingen signifikant roll på elmarknaden.

höger. Här "förvärmer" vi istället under några få timmar då nettolasten är relativt liten men på väg upp, och avstår istället elanvändning några timmar senare. I vårt räkneexempel förskjuter vi ca 1-2 GW och lyckas nettosänka toppen i nettolasten med knappt 1 GW. Denna typ av lastförskjutning kräver större samordning och görs lämpligen av elnätsföretag och/eller aggregatorer. Därigenom kan efterfrågeflexibiliteten bjudas in på den befintliga elspotmarknaden redan dagen innan, utifrån den uppskattade flexibilitet som konsumenten kan bidra med på marknaden. Prispåverkan av efterfrågeflexibilitet är därmed explicit inkluderad i marknadsklareringen på day-ahead-marknaden (detta resonemang bygger delvis på resultaten från NEPP, 2016). Nackdelen är att detta förfarande är mer komplicerat och kräver troligtvis en större samordning. En annan fråga är om den befintliga day-ahead-marknaden är tillräckligt utformad för att möjliggöra en sådan utveckling. Att bjuda in dagen före kan visa sig vara alltför trubbigt med tanke på de relativt snabba produktionsförändringar som den ökade variabiliteten kommer att medföra och den relativt stora prognososäkerheten dagen före själva leveranspunkten. Sannolikt lämpar sig därför reglerkraftmarknaden, med dess väsentligt kortare tidshorisont, bättre för detta ändamål vilket innebär att Svenska Kraftnät skulle få samordningsansvaret. Det nya balansansvarsavtalet som beslutats av Svenska Kraftnät och som ska gälla från och med november 2018 öppnar upp för en större roll för efterfrågeflexibilitet på just reglerkraftmarknaden (Svenska Kraftnät, 2018).

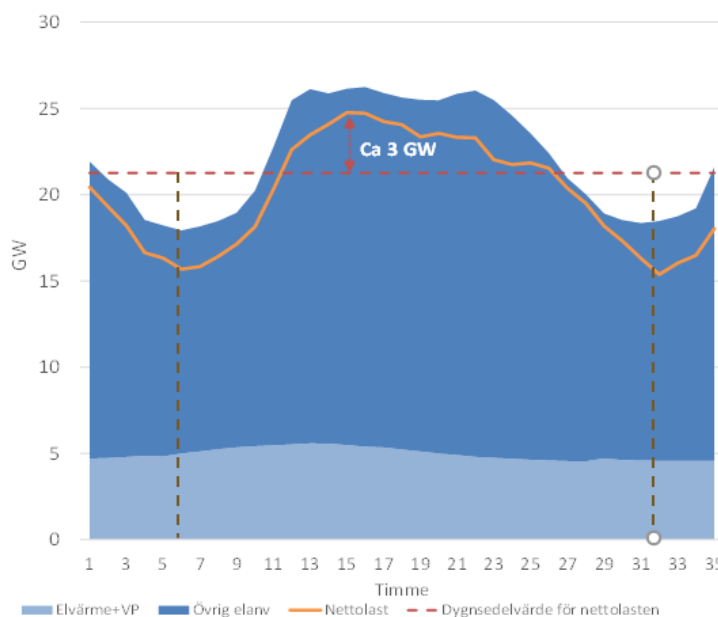
I *Figur 35* redovisar vi slutligen effekten av ett kallår för samma dygn. Detta resultat bygger inte på en explicit beräkning av ett kallår utan vi har för enkelhets skull ökat effektuttaget genomgående med knappt 2 GW. Denna siffra är i sin tur framräknad i detalj och utgör skillnaden mellan maximalt effektbehov för värmepumpar och elvärme under ett kallår och motsvarande eleffektbehov under ett normalår (dock sammanfaller inte dygnen med högst effektuttag, baserat på historiska temperaturdata för ett normalår och för ett kallår, på det sätt som vi för enkelhets skull antar i *Figur 35*). Det som blir extra tydligt under ett kallår är att det tillkommer ytterligare en begränsande faktor, nämligen det faktum att vi ligger nära den maximalt tillgängliga eleffekten för uppvärmning.¹⁴ Detta i sig begränsar såväl "återvärmningens" (vid "oplanerad" lastförskjutning) som "förvärmningens" (vid "planerad" lastförskjutning) storlek.

¹⁴ Den maximalt tillgängliga eleffekten för uppvärmning är beräknad som det maximala effektbehovet för uppvärmning under kallår exklusive den geografiska sammanlagringen, det vill säga vi antar att det är riktigt kallt samtidigt i hela landet.



Figur 35: Eleffektsituationen under drygt ett dygn (35 timmar) och under ett normalt 2030 jämfört med ett kallt 2030.

I de två föregående exemplen kunde vi som mest sänka toppnettlasten under det aktuella dygnet med knappt 1 GW genom att utnyttja lastförskjutning. En anledning till att sänkningen inte är större är vårt antagande att lastförskjutningen måste kompenseras inom typiskt 5 timmar för att inte förändra inomhustemperaturen i märkbar omfattning. Denna skattning är naturligtvis mycket grov och skillnaden kan vara mycket stor mellan olika hustyper och beroende på beteende. Om vi som ett tankeexperiment istället tänker oss att man fritt kan förskjuta lasten inom hela dygnet så kommer istället skillnaden mellan den maximala nettolasten och medelvärdet av densamma att bestämma den maximala storleken på reduktionen i nettolasttopp. Det i sin tur skulle leda till att nettolasten blir helt platt under dygnet och lika med nettolastens dygnsmedelvärde (Figur 36). I vårt räkneexempel skulle därmed nettolasttoppen minska med drygt 3 GW vilket därmed är klart mer än den knappa GW från föregående exempel men fortfarande klart mindre än det maximala eleffektuttaget från värmepumpar och elvärme på 5.7 GW givet normala temperaturförhållanden.



Figur 36: Övre gräns för reduktion av toppnettolasten ges av skillnaden mellan toppnettolasten och dygsmedelvärdet för nettolasten under det aktuella dygnet (Observera att medelvärdet gäller för ett dygn, i detta fall från och med timme 6 till och med timme 29, medan figurens x-axel täcker ett dygn och 10 timmar)

8.2.1 Smart styrning - sammanfattande slutsatser

I föregående avsnitt visade vi några relativt enkla räkneexempel (dock applicerade på detaljerade beräkningar av nettolast och elförbrukning för värmepumpar och elvärme) för att fånga potentialen i, och begränsningar för, smart styrning av värmepumpar och elvärme i syfte att reducera de mest ansträngda situationerna med avseende på nettolasten på nationell nivå. Detta förutsätter någon form av incitament som exempelvis en prissignal, eller en frekvenssignal, och att det finns aktörer som i tillräcklig utsträckning är intresserade av att tillhandahålla smart styrning (antingen direkt från exempelvis husägare eller via en aggregator eller ett elnätsföretag). Huruvida den erforderliga prissignalen kan komma från den befintliga spotmarknaden eller reglerkraftmarknaden, eller om incitamenten rent av måste kompletteras med andra signaler från exempelvis elnätsidan ("dynamiska elnätspriser"), framförallt för att hantera lokala eller regionala elbalanssituationer, låter vi vara osagt. Det är emellertid inte säkert att en ansträngd situation med avseende på nettolasten i Sverige sammanfaller med låg tillgång till importkapacitet (om tillgången till importkapacitet är god så är situationen mindre ansträngd). Eller omvänt, en ansträngd situation för hela den nordiska eller nordeuropeiska elmarknaden kan öka efterfrågan på svensk elexport och generera andra problematiska effektsituationer som vi inte berör här.

Även om de befintliga incitamenten för efterfrågeflexibilitet hos elkonsumenterna idag är små så erbjuder smart styrning av värmepumpar och elvärme, tillsammans med annan flexibel elanvändning, ett viktigt komplement för att hantera variabilitetsutmaningen på framtidens elmarknad. Utmaningen med den icke-värmerelaterade elförbrukningen är att den ofta är person- och beteendeberoende, exempelvis hushållsel

i form av matlagning, TV-tittande och belysning. Här finns naturligtvis en rad inneboende svårigheter att göra denna elanvändning mer flexibel. El för uppvärmning är inte förknippad med samma problematik.

Vi har i denna studie kunnat konstatera att smart styrning kan kapa toppar i den framtida nettolasten, om än inom vissa gränser. Vi har också sett att ramperna i den framtida nettolasten kan bli avsevärda under vissa tidsperioder. Även här kan smart styrning bli ett viktigt komplement till andra reglerresurser som exempelvis snabbreglerade termiska kraftverk och vattenkraft. Även om vi framförallt uppehållit oss vid den nationella effektbalansen i denna studie så vet vi att effektsituationen i vissa snabbväxande regioner (exempelvis Stockholm, Malmö och Uppsala) redan idag är ansträngd, sannolikt i större utsträckning än på det nationella planet. Här erbjuder efterfrågefleksibilitet och smart styrning en möjlighet att relativt snabbt bidra till förbättringar. Tekniken finns och implementeringen är sannolikt inte särskilt komplicerad. Detta i motsats till alternativen nätförstärkningar och nya produktionsanläggningar där ledtiderna är långa, framförallt när det gäller nätförstärkningar. I exempelvis Stockholm så kommer Svenska Kraftnätets förstärkningar i elöverföringen inte vara genomförda förrän närmare 2030 (SvK 2017). Även de lokala elnätägarna i Stockholmsområdet (Ellevio, Vattenfall med flera) står inför nätinvesteringar vars ledtider är relativt omfattande. Samtidigt är effektsituationen problematisk redan idag. Smart styrning och efterfrågefleksibilitet kommer inte att vara det enda svaret på denna situation. Men som komplement, och som en lösning med relativt kort ledtid, så bör det vara mycket intressant.

Vi har i vår analys också kunnat konstatera att det finns ett antal begränsande faktorer med avseende på potentialen för smart styrning av värmepumpar och elvärme. En viktig sådan är ju att det finns en underliggande efterfrågan på el för uppvärmningsändamål. Varmvattenberedning sker under hela året medan rumsuppvärmning sker under vinterhalvåret. Om smart styrning av värmepumpar och elvärme exempelvis ska kunna leverera en betydande nedreglering så innebär det sannolikt att det sker under en tidpunkt med kall väderlek. Det innebär också att minskningen i last måste återföras inom en begränsad tid för att undvika nedkylning. För hus med ”tyngre stomme”, typiskt flerbostadshus och lokaler, är värmetrögheten större och där kan man följaktligen vänta längre med återföringen. Den klart största delen av elanvändningen för uppvärmning återfinns dock inom småhussektorn och där dominerar trähus med, relativt sett, mindre värmetröghet. Det finns också en begränsning uppåt i effektuttag som bestäms av den maximalt installerade kapaciteten för elbaserad uppvärmning. Under ett kallår ligger vi sannolikt ganska nära den gränsen under en längre tid vilket i sin tur begränsar möjligheten för att snabbt återföra effekt om man dragit ned på densamma under föregående timmar. Dessutom är det rimligt att utgå från en nedre gräns för flexibiliteten. Samtliga värmepumpar och elvärmeinstallationer låter sig sannolikt inte styras av olika skäl ens i framtiden. De perioder då effektbalansen är ansträngd (hög nettolast) kan ha relativt lång utsträckning i tiden, typiskt flera timmar kanske närmare

ett halvt dygn. Perioder med liten tillgång till vind kan ha en utsträckning över flera dygn vilket naturligtvis begränsar bidraget från smart styrning av uppvärmning. Och sist men inte minst, våra beräkningar visar att såväl elenergiförbrukningen som eleffektuttaget från värmepumpar och elvärme sannolikt kommer att minska rejält fram mot 2030. I vårt huvudscenario "Mer individuellt" sjunker det maximala effektuttaget från 7.2 GW till 5.7 GW (i scenariot "Energisnåla hus" ännu lägre, knappt 4,5 GW). Denna utveckling innebär naturligtvis att den teoretiska potentialen för smart styrning av värmepumpar och elvärme är klart lägre i framtiden än idag. Å andra sidan är användningen av smart styrning idag mycket liten men förmodas växa i framtiden. Värdet av smart styrning kan också förväntas bli högre på sikt i takt med att variabiliteten ökar.

På samma sätt som det finns viktiga begränsningar att ta hänsyn till så finns ett antal möjligheter som ytterligare kan stärka bidraget från smart styrning av värmepumpar och elvärme. Ett sådant sätt är att samordna styrningen, via exempelvis elnätsföretaget, elhandelsbolaget eller en aggregator, för ett större kollektiv av värmepumpar och elvärme. Utvecklingen inom digitaliseringen och förbättrade väderprognoser kommer sannolikt i framtiden erbjuda möjligheter att i förväg bjuda in efterfrågefleksibilitet på elmarknaden. Även de diskuterade förändringarna av elmarknadsdesignen med kortare framförhållning på spotmarknaden (kortare tider mellan bud och leverans jämfört med dagens "dagen-före"-marknad) kommer troligen öka möjligheterna för att utnyttja efterfrågefleksibilitet och smart styrning i mer betydande skala. Ackumulatorer kan ytterligare öka frihetsgraderna genom att förlänga tiderna för lastförskjutning och genom att erbjuda ökat effektuttag respektive ökad värmeeffektåterföring. Vi har också tidigare berört möjligheten att acceptera, exempelvis mot en viss ersättning, (kännbart) förändrade inomhustemperaturer under vissa perioder. Ju större acceptans för sådana avvikelser från det man upplever som önskvärt desto större flexibilitet kan uppvärmningen leverera. Husens värmetröghet kommer sannolikt också medföra att hushållen kan avstå relativt mycket effekt under korta tidsperioder, kortare än en timme, för att strax därpå återgå till normal effektförbrukning. Effektåterföringen, det vill säga att den föregående effektminskningen kompenseras i ett senare skede med ett effektuttag över det "normala" kan på grund av den korta tidsperioden och husens värmetröghet hållas på en låg nivå utan att det leder till märkbara effekter på inomhustemperaturen. Rent generellt torde en ökad implementering av smart styrning leda till ökad systemeffektivitet och bättre utnyttjade av värmesystemen enbart genom att styrningen av dessa förbättras eller trimmas. De framtida möjligheterna till mycket snabb styrning av lasten för uppvärmning kan också öppna upp för rena systemtjänster på elmarknaden, framförallt frekvenshållning. Reserver för frekvenshållning sköts idag uteslutande med produktionskapacitet. Problemet är dock att större frekvensavvikelser orsakas av störningar i elsystemet som inte går att planera för i förväg. Det innebär i sin tur att man heller inte kan exempelvis "förvärma" i förväg för att på värmesidan göra en planerad effektminskning i syfte att upprätthålla systemfrekvensen (mer om detta diskuteras i Nyholm et al, 2016).

9 Referenser

- Dahlström, C., Eriksson, E., Fritz, P. och Lydén, P., 2011, *Framtagande av effektprofiler samt uppbyggnad av databas över elanvändningen vid kall väderlek*, Elforsk rapport 11:12.
- Energimarknadsinspektionen 2016, *Åtgärder för ökad efterfrågeflexibilitet i det svenska elsystemet*, Ei R2016:15.
- Energimyndigheten 2007, *Hushåll och energibeteende - En rapport om energi och miljömål*, ER 2007:19.
- Energimyndigheten, 2015a, *Energistatistik för småhus 2014*, ES 2015:06,
- Energimyndigheten, 2015b, *Energistatistik för flerbostadshus 2014*, ES 2015:04.
- Energimyndigheten, 2015c, *Energistatistik för lokaler 2014*, ES 2015:05.
- Energimyndigheten, 2017a, *Energistatistik för småhus 2016*, ES 2017:03,
- Energimyndigheten, 2017b, *Energistatistik för flerbostadshus 2016*, ES 2015:04.
- Energimyndigheten, 2017c, *Energistatistik för lokaler 2016*, ES 2015:05.
- Energimyndigheten, 2018, *Energiläget i siffror 2018*.
- IVA 2016, 2016, *Framtidens elanvändning – en delrapport*, IVA-projektet Vägval el.
- Karlsson, F., Kovács, P., Gustavsson, L., Persson, H., Haglund Stignor C., 2013, *Nuvarande status och framtidsutsikter för värmepumpar, solvärme och pellets på den svenska värmemarknaden*, SP Rapport 2013:45.
- Levin, P., 2016, *Sveby PM – hantering av tappvarmvattenenergianvändning i beräkning, mätning och verifiering*.
- Levin, P., 2009, *Brukarindata för energiberäkningar i bostäder*, Projektrapport Svebyprogrammet.
- NEPP, 2016, *Reglering av kraftsystemet – med ett stort inslag av variabel produktion*.
- Nyholm E., 2016, *The role of Swedish single-family dwellings in the electricity system - The importance and impacts of solar photovoltaics, demand response, and energy storage*, Doktorsavhandling vid Institutionen för Energi och Miljö, Chalmers.
- Nyholm E., Puranik S., Mata É, Odenberger M och Johnsson F., 2016, *Demand response potential of electrical space heating in Swedish single-family dwellings*, *Building and Environment* 96, pp 270-282.
- Palm, B. och Nowacki, J-E., 2010, *Värmepumpars inverkan på effekttoppar i elnätet*, Kungl. Tekniska Högskolan och Vattenfall Research and Development, Slutrapport till projekt nr P23 inom Energimyndighetens program Effsys2.
- Svenska Kraftnät, 2017, *Systemutvecklingsplan 2018-2027*.
- Svenska Kraftnät, 2017, *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden vintrarna 2016/2017 och 2017/2018*.
- Svenska Kraftnät, 2018, "Balansansvarsavtal", <https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/balansansvar/balansansvarsavtal/>
- Värmemarknad Sverige, 2018, *Uppdaterade energiscenarier*, Resultatblad 2 i Etapp 3. http://varmemarknad.se/pdf/Uppdat_energiscenarier.pdf