

Värmepumpars inverkan på effekttoppar i elnätet

Kungl. Tekniska Högskolan
och
Vattenfall Research and Development

*Slutrapport till projekt nr P23 inom
Energimyndighetens program Effsys2*

Förord

Denna rapport utgör slutredovisning av projekt P23 inom Energimyndighetens program Effsys2. Programmet har samfinansierats av Effsys2 och Elforsk.

Rapporten har tillkommit i samarbete mellan Inst Energiteknik, Avd Tillämpad termodynamik och kylteknik, och Vattenfall Research and Development.

Stockholm, 9 juli 2010

Björn Palm, Jan-Erik Nowacki
Tillämpad termodynamik och kylteknik, KTH

Gunnar Bröms
Vattenfall Research and Development

Sammanfattning

Baserat på en sammanställning av tidigare undersökningar konstateras att tillgången på elenergi allmänt sett kan förväntas vara god inom överskådlig tid. Med stor andel flödande energikällor, främst vindkraft, kan dock stora variationer i tillgänglig effekt förväntas. Trots detta bedöms risken för effektbrist som liten, även under kalla vinterdagar.

Med den andel flödande energikällor som planeras på 20 års sikt kommer en eventuell knapphet på effekt bara till liten del bero på varierande effektbehov i hus med värmepumpar. Samtidigt kan konstateras att byggnader med värmepump, förutom att bidra till ett effektivt utnyttjande av primärenergien, också kan bidra till att reducera risken för effektbrist. Detta kan ske genom bortkoppling av värmepumpar under kortare eller längre tid. Vid kortare bortkoppling kan byggnadens termiska tröghet, eller separata värmelager, utnyttjas. Vid längre bortkoppling kan värmepumpen ersättas med annan uppvärmning, lämpligtvis baserad på biobränslen i fast, vätske- eller gasfas. För att detta ska få genomslag krävs ekonomiska incitament.

Innehållsförteckning

Sammanfattning	5
Tabell över figurer	10
Tabeller	12
Inledning	13
<i>Bakgrund och syfte</i>	13
Bakgrund	13
Syfte	14
<i>Avgränsningar</i>	15
<i>Metod</i>	15
Allmänt om effektproblematiken i Sverige	16
<i>Inledning</i>	16
<i>Effektsituationen efter elmarknadsreformen</i>	17
<i>Försörjningstrygghet</i>	19
<i>Bortkoppling av elleveranser</i>	20
<i>Elavbrott</i>	20
<i>Marknadsfunktion</i>	20
<i>Effektbrist</i>	21
<i>Framtida lösning på effektproblematiken</i>	22
<i>Elevärmens och värmepumpars roll vid en ökad förbrukningsflexibilitet</i>	23
Effektproblematiken i ett svenskt perspektiv – Redovisning av några utredningar	24
<i>Inledning</i>	24
<i>Svenska Kraftnät</i>	24
<i>Energimarknadsinspektionen (2006) – Prisbildning och konkurrens på elmarknaden</i>	25
<i>Elforsk</i>	26
<i>IEA (2008) – Energy Policies of IEA Countries: Sweden 2008 Review</i>	28

<i>Energimarknadsinspektionens rapport ”Effektfrågan – Behövs en centralt upphandlad effektreserv ?”</i>	29
Inledning	29
Bakgrund till effektfrågan	29
Lösning på effektproblematiken	30
Förbrukningsflexibilitet	31
Slutsatser	32
<i>Aktuell debatt om vattenkraftens potential till effektutjämning vid storskalig introduktion av vindkraft</i>	32
<i>Energimarknadsinspektionens månatliga rapporter</i>	34
<i>Internationella rapporter om effektproblematiken i samband med värmepumpar och införande av flödande energikällor</i>	36
<i>Slutsatser</i>	38
Överföringskapacitet på lokal nivå	38
Överföringskapacitet på regional och nationell nivå	38
Slutsats angående effektbrist på nationell nivå	38
Tidigare rapporter om värmepumparnas bidrag till effekttoppar	40
<i>”Spetsvärmelösningar för villavärmepumpar - topp eleffektbehov och elkonsekvenser”</i>	40
Bakgrund	40
Alternativa lösningar till elspets	40
Elpriset som styrmedel	41
<i>”Spetsvärme till värmepumpar – alternativ till el-patron”</i>	42
Bakgrund	42
Slutsatser	42
<i>Sammanfattning av slutsatser från tidigare projekt</i>	43
<i>Motiv till att genomföra en ny undersökning av värmepumparnas inverkan på spetslastproblematiken</i>	43
Effektbehov i Sveriges värmepumpar	45
Inledning	45
Utgångsdata för beräkningar	45
Klimatdata	45
Antalet värmepumpar i Sverige och deras energiflöden i TWh/år ..	48
Värmepumparnas effekt i GW	49
Värmepumparnas fördelning geografiskt	50
Resultat av beräkningarna	51
Spetsvärmelösningar för värmepumpar	54

<i>Inledning</i>	54
<i>Utvecklingstrender för värmepumpar</i>	55
Trender gällande systemlösningar och val av värmepumpsstorlek ..	55
Trender gällande andra tekniska lösningar ..	55
<i>Tänkbara tekniska lösningar för att eliminera behovet av el för spetslast</i>	56
Inledning	56
Kombination med befintlig olje-/ved-/pellets-/gaspanna	59
Separat panna kopplad till radiatorkretsen	60
Fristående kamin.....	61
Lagring av värme i vattentank	63
Kapacitetsreglerad heltäckande värmepump	64
<i>Vad är brukaren beredd att acceptera?</i>	65
Slutsats angående vad brukaren kan tänkas acceptera.....	68
<i>Slutsats angående spetsvärmelösningar i allmänhet</i>	69
Värmepumpar, en del av problemet eller en del av lösningen?	70
<i>Inledning</i>	70
<i>Hur kan värmepumpar passa in i framtidens energisystem?</i>	71
Sammanfattning och slutsatser	74
Bilaga 1	76
<i>”Spetsvärmelösningar för villavärmepumpar - topp effektbehov och elkonsekvenser”</i>	76
Bakgrund	76
Alternativa lösningar till elspets	76
Elpriset som styrmedel	77
Analys av elsystemkonsekvenser	79
Bilaga 2	81
<i>”Spetsvärme till värmepumpar – alternativ till el-patron”</i>	81
Bakgrund	81
Innehållet i korthet.....	81
Slutsatser.....	90

Tabell över figurer

Figur 1: Priser på elkraftsmarknaden under vintern 2009 -10. (Källa: Nordpool och EEX via Energimarknadsinspektionen).	35
Figur 2: Elanvändning inom olika sektorer för åren 2009 och 2010. (Källa: SCB via Energimarknadsinspektionen)	35
Figur 3: Eleffektförbrukning och installerad eleffekt i Sverige under åren 1997 – 2007. (Källa: Nordpool via Energimarknadsinspektionen).	36
Figur 4: Jämförelse mellan verkligt uppmätta temperaturers frekvens och en modell som förutsätter att temperaturerna är normalfördelade.	46
Figur 5: Temperaturvariationer över året från juni -09 till maj-10 för Malmö, Göteborg, Stockholm och Umeå.	47
Figur 6: Totalt behov av spetseffekt för alla Sveriges värmepumpvärmda hus, som funktion av 1/frekvensen.	52
Figur 7: Medeltemperaturer för januari och februari i Stockholm för tiden 1750 – 2009. Linjerna ger glidande medelvärden för tio år.	53
Figur 8: Värmepumpsförsäljningen fjärde kvartalet 2008 och 2009 (från www.svepinfo.se).	54
Figur 9: Vägghängd gaspanna (http://www.milton.se/)	60
Figur 10: Liten bränsle driven vattenvärmare avsedd för bilar, båtar och husvagnar. Bensin eller diesel. Effekt 5 kW. Pris runt 10000 kr. (Från http://www.eberspaecher.se).....	60
Figur 11: Exempel på gasolkaminer. Vänster: Effekt 4,1 kW. Ca pris inkl. moms 1200 kr. Höger: Effekt 3 kW. Ca pris 7400 kr inkl. moms (http://www.gasol.nu/produkter/kaminer/)	61
Figur 12: Exempel på fotogenkamin. 2,2 kW. Ca pris 1200 kr. (http://www.safetystore.se/store/?pid=372&ref=12&utm_source=Kelkoo&utm_medium=Feed).....	62
Figur 13: Schematisk illustration över elkostnader för värmepump/elpatron i förhållande till energibehov.	78

Figur 14: Teoretiskt högsta effektbehovet till spetsvärme jämfört med det ungefärliga totala effektbehovet i Sverige en vinterdag (från Öhmark, 2004).	82
Figur 15: Modell av byggnad med värmepump (från Öhmark, 2004)	83
Figur 16: Förhållande mellan värmebehov och dimensionerande effekt (Från Öhmark, 2004)	84
Figur 17: Exempel på skillnad i total årskostnad mellan olika spetsvärmelösningar jämfört med referensfall med värmepump plus elpatron. (Från Öhmark, 2004)	86
Figur 18: Exempel på relativ marginalkostnad, dvs. kostnad per kW eleffekt för alternativa spetsvärmelösningar jämfört med referensfallet. (Från Öhmark, 2004)	86

Tabeller

Tabell 1: Sannolikhet för några låga temperaturer i Stockholm, baserat på kurvanpassning av mätningar 1961 – 1981.	46
Tabell 2: Antal installerade värmepumpar i Sverige fördelade på typ. (Källa: SVEP)	48
Tabell 3: Statistik över värmepumpar i Sverige sorterade efter typ av värmepump (Källa: SVEP)	48
Tabell 4: Grovt uppskattade effekter för olika typer av värmepumpar.	49
Tabell 5: Antaganden för beräkning av värmefaktorer	50
Tabell 6: Antagen fördelning av Sveriges värmepumpar på fyra städer, samt medeltemperatur och standardavvikelse för temperaturen för dessa städer	51
Tabell 7: Antagen fördelning av värmepumptyper på olika orter	51
Tabell 8: Resultat av beräkningarna. Frekvenser för vissa låga temperaturer i de fyra städerna, samt totalt effektbehov till husen, värmepumparna och tillsatsvärmen.	51
Tabell 9: Kostnad för olika bränslen i konsumentled vid inköp i olika kvantiteter	59
Tabell 10: Antal timmar och dagar då temperaturen i Stockholm är lägre än ett visst värde. Baserat på statistik från 1961 till 1981.	66
Tabell 11: Olika spetsvärmealternativ utvärderade av Öhmark (2004). K_{esv} är energipriset för spetsvärmen	84

Inledning

Bakgrund och syfte

Bakgrund

Utnyttjande av värmepumpar för uppvärmning har ökat stadigt i Sverige under de senaste 30 åren. Under många år har Sverige varit det land i Europa där flest värmepumpar installerats per år. Vissa år har antalet installerade enheter här motsvarat det sammanlagda antalet installerade enheter för alla övriga länder i Europa.

Det är främst två orsaker till att värmepumpar blivit populära i Sverige: För det första är klimatet här kallare och uppvärmningssäsongen längre än i stora delar av Europa, varför en större investering kan motiveras för att minska energianvändningen. För det andra, och sannolikt ännu viktigare, har skillnaden i priset på bränsle (villaoilja) och el varit betydligt mindre här än i övriga Europa, beroende på god tillgång på elkraft från vatten- och kärnkraft. Begränsningar i överföringskapaciteten för el mellan Skandinavien och övriga Europa har bidragit till att hålla elpriserna nere på den svenska marknaden. Vinsten med att installera värmepump har därmed varit betydligt större här än i länder där elenergin produceras huvudsakligen med fossileldade kraftverk.

Det har uppskattats att de mindre värmepumparna i Sverige avger mellan 20 och 25 TWh värme per år. Därtill kommer ytterligare ungefär 4-5 TWh från större värmepumpar som producerar fjärrvärme. Den sammanlagda elanvändningen för mindre pumpar uppskattas till 7 – 8 TWh. Detta är en inte oväsentlig del av den totala elenergianvändningen om 135 - 150 TWh per år. Ett problem som ibland påtalats, och som är bakgrunden till denna studie, är att byggnader som värms med värmepump oftast kräver tillsatsvärme vid låga utomhustemperaturer. Denna tillsatsvärme har av tradition i första hand kommit från direkt eller indirekt verkande el. Andra uppvärmningsformer, baserade på bränslen, är naturligtvis också möjliga, men väljs mindre ofta, då kostnaden blir hög för relativt kort användningstid per år. Ofta har man också skrotat väl fungerande oljepannor vid installation av värmepump.

Det finns två skäl till att byggnader värmda med värmepumpar ofta kräver tillsatsvärme vid kall väderlek. För det första sjunker värmepumpens av-

givna effekt när värmekällans temperatur sjunker. Speciellt för värmepumpar med uteluft som värmekälla innebär detta att värmepumparna skulle behöva överdimensioneras mycket kraftigt för att kunna ge tillräcklig effekt den kallaste dagen. För det andra har det inte varit ekonomiskt optimalt att dimensionera värmepumpen för att täcka behovet den kallaste dagen ens för ytjord- eller bergvärmepumpar, vilkas effekt är mindre beroende av utetemperaturen, dels därför att investeringen skulle bli betydligt större, dels därför att det finns risk att värmepumpens gångtid under stora delar av året skulle bli mycket kort, vilket både kan påverka livslängd och effektivitet. Traditionellt dimensioneras värmepumpar i Sverige för att täcka 60 – 70% av effektbehovet vid Dimensionerande Utetemperatur (DUT), vilket innebär att värmepumpen kan täcka mer än 90% av årsbehovet av värme. På 70- och början av 80-talet dimensionerades värmepumparna för att täcka kanske 40% av värmebehovet och på 90-talet var det ofta 50% som gällde – så effekttäckningen har ständigt ökat.

Om tillsatsvärmen tillförs i form av elvärme kommer värmepumparna alltså att bidra till väsentligt ökat elenergibehov för byggnaden vid kall väderlek, dvs. då elsystemet är som mest belastat. Detta kan tänkas leda till problem såväl lokalt som regionalt och nationellt.

Under senare år har dock elenergiförsörjningen varit tillräckligt god och ingen effektbrist har uppstått. Den senaste vintern, 2009-10, steg dock elpriset på Nordpool Sverige under kortare perioder till över 14 kr/kWh, då elproduktionen från kärnkraft var begränsad på grund av försenade underhålls- och uppgraderingsarbeten.

Riksdagen har beslutat om kraftig utbyggnad av vindkraften under de närmaste 20 åren. Målet är att producera 30 TWh årligen år 2030 från flödande energikällor. Av naturliga skäl kommer detta att innebära stora variationer i den tillgängliga effekten, vilket eventuellt kan leda till kraftiga variationer i marknadspriset på elenergi. För att motverka sådana variationer kommer det att behövas metoder att omfördela användningen i tiden. Detta scenario behöver också beaktas då värmepumparnas bidrag till en eventuell effektbrist diskuteras.

Syfte

Syftet med detta projekt är följande:

- Att utröna om värmepumparna är en väsentlig orsak till effektbrist, nationellt, regionalt eller lokalt. Olika värmepumptypers bidrag ska kvantifieras.
- Att peka på möjliga åtgärder för att minska risken att värmepumparna bidrar till effektbrist, genom att beskriva olika former av icke elbaserad tillsatsvärme.

- Att undersöka om värmepumpar kan utnyttjas för att minska risken för effektbrist förorsakad av andra delar av energisystemet, speciellt storskaligt utnyttjande av flödande energikällor, främst vindkraft.

Avgränsningar

Projektet har genomförts med en relativt begränsad budget. Det har därför inte varit avsikten att genomföra detaljerade studier av effektbalansen, lokalt eller nationellt, som funktion av tiden inom projektet. I stället baseras denna studie på tidigare publicerade rapporter om effektbalansen i stort. Resultaten från dessa studier har här relaterats till användningen av värmepumpar, vilket inte tidigare gjorts.

Metod

Arbetet har genomförts i samarbete mellan KTH, Inst Energiteknik, Avd Tillämpad termodynamik och kylteknik, och Vattenfall Research and Development. Den huvudsakliga metoden har varit litteraturstudier. Uppskattning av värmepumparnas belastningsprofil, inklusive tillsatsvärme, har gjorts, baserat på tillgänglig statistik. Ett antal intervjuer har också genomförts.

Allmänt om effektproblematiken i Sverige

Inledning

Delar av innehållet i detta kapitel är hämtat från Energimarknadsinspektionens rapport med titeln – *Behövs en centralt upphandlad effektreserv* och SVK:s årliga rapporter om eleffektläget till regeringen. Resterande är eget material.

I ett elsystem finns det alltid en risk att det uppstår effektbrist. Eftersom risken för effektbrist inte går att eliminera är det orealistiskt att söka sträva efter en fullständig försörjningstrygghet avseende eleffekt. Utifrån både ett kundperspektiv och ett samhällsekonomiskt perspektiv är det heller inte önskvärt med en fullständig försörjningstrygghet då det inte är ekonomiskt försvarbart att ha produktionsreserver i beredskap för de mest extrema situationerna.

Försörjningstryggheten är dock central i det svenska elsystemet då samhället till stor del är beroende av att el finns tillgängligt och därmed också mycket sårbart vid uteblivna elleveranser. En hög försörjningstrygghet är därför ett önskemål från i stort sett alla och naturligtvis önskvärt ur ett samhällsekonomiskt perspektiv.

Det är således viktigt att det finns en samsyn på värderingen av leveranssäkerhet och försörjningstrygghet och att denna omvandlas till en tydlig handlingsstrategi där alla är medvetna om ansvar och ev. konsekvenser.

Grundproblemet är att kraven på leveranssäkerhet inte är bestämda men att de i praktiken kan vara höga. Effektbrist innebär i dagens samhälle inom många användningsområden mycket höga bristkostnader eftersom de flesta kommersiella verksamheter är beroende av eltillförsel. Allt fler kunder fördrar också kontrakt med fasta priser vilket gör att de inte har några ekonomiska incitament att reducera energi/effektbehoven vid kritiska lägen.

Höga krav på leveranssäkerhet innebär krav på att hålla reserveffekt för mycket sällan förekommande och ofta extrema effekttoppar som inträffar vart 10 till 30 år. Emellertid blir kostnaderna per kWh för de sällan före-

kommande effekttopparna med nödvändighet mycket höga då det rör sig om utrustning som i genomsnitt bara utnyttjas ett fåtal timmar per år. Vid de högre kraven på leveranssäkerhet kommer kapaciteten genomsnittligen bara att utnyttjas vart 30:e år. Investeringar i denna typ av toppeffekt kan därför betraktas som riskabel om investeraren inte får någon slags garanti för kostnadstäckning. De ekonomiska incitamenten att investera i toppeffekt är därför små.

Leveranssäkerheten är i dagsläget huvudsak kollektiv vilket innebär att all elanvändning "behandlas lika" oavsett nytta eller betalningsförmåga. (Detta bortsett från vissa kritiska användningar inom sjukhus, telekommunikation och jordbruk som har egen reservkraft). De mindre kunderna har (med vissa undantag) inte heller mätning som möjliggör effektdebitering och avräkning. Detta innebär att det finns en teoretisk potential för effektreduktion hos kunder som i nuläget inte utnyttjas. En betydande del av den mer lättåtkomliga potentialen finns i småhus med elvärme eller värmepump. Utvecklingen av elvärmens påverkar därmed denna potential.

Effektsituationen efter elmarknadsreformen

Innan avregleringen av elmarknaden fanns leveranssäkerhetskriterier för både energi och effekt som elproducenterna måste uppfylla för att få delta i samkörningen av elsystemet. Detta för att ingen skulle åka snålskjuts på de andras bekostnad genom att inte hålla tillräcklig produktionskapacitet för sina åtaganden. Efter avregleringen finns inga sådana krav på leveransförmåga. Man har dock uppmärksammat problemet med att de ekonomiska incitamenten för att hålla en reservkapacitet för mer sällan förekommande lägen med extra stor efterfrågan på el är små. Vid omregleringen löstes inte effektfrågan utan det överläts på marknadens parter att utarbeta en lösning.

Efter elmarknadsreformen bedömde emellertid producenterna att flera av de befintliga produktionsanläggningarna var olönsamma och dessa lades i malpåse. Effektbalansen kom därmed delvis att försämrats.

År 1996 följdes dock av en rad år med milda vintrar och därmed trots allt en relativt stark effektbalans. Den kalla vintern 2001 (februari) aktualiserade åter effektfrågan varvid Svenska Kraftnät fick regeringens uppdrag att upphandla en viss effektreserv för att kortsiktigt trygga effektsituationen i det svenska elsystemet. Som ett resultat av detta ingicks en överenskommelse om en effektreserv mellan branschorganisationen Svensk Energi och systemoperatören Svenska Kraftnät år 2001. Reserven omfattade 1 000 MW och var finansierad av de balansansvariga företagen. Omfattningen av effektreserven har sedan ökat till att omfatta ca 2000 MW som skall

finnas tillgänglig under den tid på året då effektbrist är mest sannolik. Effektreserven består av både produktion och bortkoppling av elanvändning.

Svenska Kraftnät bedömer dock effektbalansen på några års sikt som ”relativt gynnsam”. Detta som en följd av planerade investeringar i ytterligare produktionskapacitet, framförallt kärnkraft (1 200 MW) och mottryck i kraftvärmeverk och industrin på 800-900 MW. Viss effektförstärkning sker även inom vattenkraften. På sikt kan också vindkraftens utbyggnad komma att stärka effektbalansen. Vindkraftens effektbidrag vid kall väderlek är dock svårt att prognostisera. Erfarenheterna från främst Tyskland visar att bidraget är relativt lågt och i storleksordningen 6 till 9 %. I Sverige, vid förbrukningstoppen i mitten av januari 2009, producerade vindkraften 170 MW av det totala effektbehovet om 24400 MW. Den installerade vindkrafteffekten var då 1050 MW. Vindkraftens bidrag den gången var ca 16 % av installerad vindeffekt.

Alla länder har ett potentiellt kapacitetsproblem som är kopplat till väderleksförhållandena. Södra Europa har en sommartopp medan Sverige och Norden har en vintertopp. I en gemensam EU- elmarknad finns därför potential att utnyttja samma reservkapacitet för båda topparna. Om ambitionen att skapa en gemensam elmarknad inom EU på sikt realiserar ställer det ju även krav på en tillförlitlig lösning av effekttillförseln på EU-nivå.

Effektreservens vara eller inte vara har sedan 2001 flitigt diskuterats och i dagsläget finns det ett beslut att effektreservens storlek kontinuerligt skall trappas ner från dagens nivå om ca 2000 MW så att den helt försvinner efter vinter 2019/2020. Därefter har marknaden ansvaret att tillräcklig effekt finns tillgänglig. Den lösning som i dagsläget är aktuell är en sk. “Öppen marknadslösning” som innebär att priset tillåts stiga vid effektknapphet vilket medverkar till att elanvändningen minskar genom att elanvändare kopplar bort viss elanvändning och därmed förhindrar en effektbrist. Denna lösning innebär också att elprisets variationer i en större utsträckning än idag når kunderna.

EU:s klimatmål och de olika staternas ambitioner utgör idag starka drivkrafter till en förändring av elproduktionen och dess karaktär i riktning mot ökad förnybar produktion. Svenska Kraftnät (SVK) får många förfrågningar om anslutning av ny vindkraft till stamnätet och har därför utarbetat en vägledning för hur SVK bedömer och behandlar ansökningarna. SVK redovisar i sin årsredovisning att det i deras register finns förfrågningar om nätanslutning av vindkraft motsvarande 30 000 MW. Det är lika mycket som den idag existerande elproduktionen. Allt detta kommer förmodligen inte att förverkligas men förväntningarna är att en stor vindkraftutbyggnad kommer att ske. SVK har därför på uppdrag av regeringen lämnat förslag på hur denna stora vindkraftutbyggnad skall underlättas.

Ett exempel på en stor vindkraft farm är Markbygden utanför Piteå som i etapper planeras för 2,5 till 4 GW motsvarande 2 till 3 kärnkraftblock. Denna produktion kommer att effektmässigt tillföra el som varierar mellan nära noll och 4 GW.

Detta kommer troligen att ställa helt andra krav på reglerkraft än vi har idag och här kommer förbrukningsflexibiliteten att bli helt nödvändig. Med en ökad utbyggnad av vindkraften kommer kanske nätstabiliteten inte enbart att skötas av reglerkraft baserad på produktion utan här finns ett viktigt utrymme för värmepumpar. Inte enbart de små utan även mellanstora och stora kan troligen inrymmas i denna funktion. Vindkraftens utbyggnad öppnar således för att effektproblematiken kommer att vara aktuell under en stor del av året och inte enbart vara en topplastfråga. Värmepumpar och annan elvärme kan därmed vara en del av det framtida intelligenta samhället.

Försörjningstrygghet

Försörjningstryggheten är central i det svenska elsystemet då samhället till en stor del är elberoende och därmed mycket sårbart vid uteblivna elleveranser. En hög försörjningstrygghet är därför ett önskemål från såväl kunder som politiker och naturligtvis önskvärt ur ett samhällsekonomiskt perspektiv. Samtidigt ligger det i kundernas intresse att inte ha en onödigt hög försörjningstrygghet.

Försörjningstryggheten påverkas av många faktorer där förbrukning och produktion naturligtvis är centrala. En annan faktor är att vi är fysiskt sammankopplade med våra nordiska grannar samt med Tyskland och Polen.

I vilken mån en förbindelse mellan två länder bidrar till en förbättrad försörjningstrygghet utifrån ett effekthänseende beror både på de fysiska - och de aktuella möjligheterna till överföring. För att uppnå en ökad försörjnings- trygghet krävs inte enbart en förbindelse utan också att förbrukningstoppar i länderna inte inträffar samtidigt. Det måste finnas något som kan överföras.

Förbindelser från ett land till omvärlden bedöms dock kunna stärka elbalansen och kanske också bidra till ett minskat behov av produktionsreserver och sammantaget bidra till en högre försörjningstrygghet.

Bortkoppling av elleveranser

Elleveranser till kund har till dags dato aldrig kopplats bort som en följd av effektbrist men om en sådan situation skulle uppstå skulle kostnaden för samhället sannolikt bli relativt hög.

Det har dock förekommit att Svenska Kraftnät via massmedia har uppmanat befolkningen att minska sin elanvändning då prognoserna visade på en kommande ansträngd elbalans. Dessa vädjanden har haft stor betydelse och under en aktuell period i februari 2001 bedömdes att resultatet motsvarade en effektreduktion av i storleksordningen 1000 till 2000 MW.

Elavbrott

För industrikunder är ett elavbrott ofta förenat med direkta kostnader som minskad eller förstörd produktion eller leveransförseningar. För hushållskunder är risken för direkta kostnader av ett kortare elavbrott normalt låg. Här består kostnaden i stället huvudsakligen av någon form av utebliven möjlighet att laga mat eller att kunna se på TV m.m.

Ett längre elavbrott kan dock påverka hushållskunder mer påtagligt då detta påverkar husens uppvärmning, förvaring av mat m.m. Ett mycket långt elavbrott kan också leda till frusna ledningar och svårigheter att starta många värme och vattensystem igen.

Marknadsfunktion

Elsystemets funktion är beroende av att hela systemet är i balans. Som en följd av detta har el i detta avseende drag av att vara en kollektiv funktion där det förutsätts att alla parter sköter sig. Om någon missköter sig kan obalans uppstå och då är det inte säkert att det är den som missköter sig som momentant blir drabbad.

Den nordiska elmarknaden är i dagsläget uppbyggd för att ge förutsättningar så att tillförsel och uttag av el är i balans. En viktig komponent är det balansansvarsavtal som upprättas mellan Svenska Kraftnät och vissa marknadsaktörer (balansansvariga) där de balansansvariga företagen har ett ansvar att balans råder fram till drifttimmen. Under drifttimmen är det sedan Svenska Kraftnäts ansvar att se till att uttag och inmatning i det svenska elnätet är i balans.

Det finns emellertid alltid en risk att så inte är fallet. Så länge det finns tillräckligt med resurser på reglerkraftmarknaden kan Svenska Kraftnät hantera detta genom upp- och nedreglering av vissa produktionsresurser. De

balansansvariga företag som låg i obalans får därefter stå för kostnaden som upp- eller nedregleringen var förenad med.

På en väl fungerande marknad uppstår normalt inte underskott. Här signalerar priset att knapphet råder och utbud och efterfrågan anpassar sig till en ny jämviktsnivå avseende pris och kvantitet. Elmarknaden är dock lite speciell då elen inte i dagsläget går att lagra på ett ekonomiskt sätt och att efterfrågan på el är förhållandevis prisokänslig samt att en stor del av kunderna har avtal där temporärt höga priser inte påverkar efterfrågan då de har ”fastprisavtal” i någon form. Detta indikerar att det kan vara svårt att åstadkomma momentana reaktioner.

Effektbrist

Uppstår trots allt en verklig fysisk elbristsituation där ingen ytterligare produktion kan komma in och ingen är villig att minska sin elanvändning finns två möjligheter:

- manuellt koppla bort viss elanvändning
- riskera en systemkollaps.

Svenska Kraftnät har stöd i ellagen att ”*I den utsträckning det behövs beordra innehavare av nätkoncession att begränsa eller avbryta överföring av el till elanvändare*”. Att fränkoppla last innebär att förbrukning reduceras i ett visst geografiskt område. Svenska Kraftnät ska välja att beordra fränkoppling av förbrukning i den region där det förväntas ge bäst systemmässig nytta. Svenska Kraftnät kan således då manuell fränkoppling tillgrips inte ta hänsyn till hur stor onyttan fränkopplingen medför för de berörda kunderna.

Enligt ellagen ska fränkopplingen ske ”*rättvist*”. Detta hanteras normalt så att fränkopplingen ska rotera, dvs. några få kunder ska inte bära hela bördan av en otillräcklig effekt utan kostnaden ska spridas på fler förbrukare.

Då denna metod kan påverka samhället på ett icke önskvärt sätt så håller en ny funktion på att utvecklas och implementeras. Denna metod benämns ”Styrel” och innebär att vissa elanvändare och samhällsfunktioner kan prioriteras så att de får behålla sin elförsörjning medan för samhället mindre känsliga elanvändare kopplas bort .

Framtida lösning på effektproblematiken

Det finns i dagsläget en samsyn att effektproblematiken skall lösas via en effektiv öppen marknadslösning där en ökad förbrukningsflexibilitet är mycket viktig och central. En förutsättning för en väl fungerande marknadslösning är en fortsatt utveckling av elmarknaden där variationerna av elpriset i en högre utsträckning än i dag når elkunden.

Potentialen för en ökad efterfrågeflexibilitet är i det korta perspektivet (dagsläget) beroende av kundernas storlek. Idag har elkunder med större effektuttag än 63 Ampere timavläsning och möjlighet att agera efter det timvisa prisläget. Vissa stora kunder agerar på ökat elpris på något sätt. Få medelstora - och små elförbrukare agerar utifrån aktuellt timpris. Volymmässigt representerar de timmätta kunderna emellertid drygt sjuttio procent av den totala förbrukningen men de som agerar är sannolikt relativt få.

Elkunder med ett säkringsabonnemang upp till 63 Ampere är schablonavräknade och möter idag inte de variationer i timpriser som uppstår på marknaden. Effekten av schablonavräkningen är att elkundernas efterfrågeflexibilitet är väldigt låg eller ingen.

Den momentana efterfrågan på el är i dagsläget relativt prisokänslig. En förutsättning för att effektproblematiken ska kunna hanteras fullt ut genom prissättningen på marknaden, dvs. att utbud och efterfrågan i så gott som alla situationer kan mötas vid ett visst pris är **att mer förbrukningsflexibilitet kan aktiveras på marknaden.**

För att realisera en förbrukningsflexibilitet hos små kunder fodras en regeländring så att timmätning möjliggörs. Att öppna för denna möjlighet kräver justeringar i gällande regelverk. Energimarknadsinspektionen inledde under 2009 ett arbete för att utvärdera möjligheterna till timvis mätning.

Hushållens andel av den totala elförbrukningen är ca 25 %. Därmed torde ca 30 % av dagens elanvändning ha elavtal med någon form av fast pris och därmed vara relativt okänslig för tillfälligt höga spotpriser på el.

Hur stor potentialen för förbrukningsflexibilitet är diskuteras i ett flertal utredningar. Här nämns vanligen att i ett kortsiktigt perspektiv finns upp mot ca 300 MW men det finns förutsättningar att skapa upp mot 3000 MW som motsvarar ca 10 % av Sveriges effektbehov. I detta perspektiv påtalas ofta att el till uppvärmning är en viktig del i denna problematik då detta behov ökar vid kall väderlek. **Samtidigt är därmed elvärmerna och värmepumparna en viktig del i en framtida effektlösning** då de med små konsekvenser kan nedregleras.

Elvärmens och värmepumpars roll vid en ökad förbrukningsflexibilitet

För att kunna skapa en förbrukningsflexibilitet hos mindre elkunder krävs att det skapas en viss ekonomisk nytta för kund och troligtvis att kunden behöver agera med så litet eget engagemang som möjligt. Det fodras därmed en utvecklad automatik och att bortkopplingen skapar så liten påverkan som möjligt. Att integrera värmepumpar i en förbrukningsflexibilitet ser därför lockande ut då en bortkoppling av värmen i en villa under en begränsad tid kommer att påverka inomhustemperaturen relativt marginellt speciellt om den mekaniska ventilationen är förreglerad denna funktion.

Vi har tidigare konstaterat att vindkraftens utbyggnad öppnar för att effektproblematiken kommer att vara aktuell under en stor del av året och inte enbart vara en topplastfråga. Värmepumpar och annan elvärme kan därmed vara en del av det framtida intelligenta samhället då dessa kan utgöra en viktig del i den framtida reglerkraften. Värmepumpar borde också möjliggöra att tillvarata el under tider med produktionsöverskott.

Värmepumpar har därmed möjlighet att bidra till energilagring mellan natt-dag och även användas för att nyttiggöra ett överskott i elnätet till termiskt lagrad energi.

Effektproblematiken i ett svenskt perspektiv – Redovisning av några utredningar

Inledning

Effektfrågan har behandlats i ett flertal utredningar och studier. Nedan sammanfattas några av de senaste årens publikationer, med tonvikt på myndighetsutredningar samt studier inom ramen för forskningsprogrammet Market Design.

Innehållet i detta kapitel är hämtat från det arbete som Energimarknadsinspektionen genomför med titeln, Effektfrågan – Behövs en centralt upphandlad effektreserv. Då detta utgör en mycket bra sammanfattning av det som hänt under 2000-talet och dagens läge har vi valt att använda detta arbete i så gott som oredigerat skick.

Svenska Kraftnät

Svenska Kraftnät har under 2000-talet bl.a. genomfört två större utredningar kring hur effektfrågan bör hanteras. I rapporten ”Effektförsörjning på den öppna elmarknaden”ⁱ har tre modeller tagits upp för att hantera effektfrågan:

Reglering som bygger på olika former av tvingande ålägganden för elmarknadens aktörer att upprätthålla kapacitet. Detta innebär en partiell återreglering som kan hämma effektiviteten på elmarknaden.

Centralt upphandlad och kollektivt finansierad kapacitet är den modell som kan sägas användas idag genom den övergångslösning som Svenska Kraftnät genomfört Risken med denna modell är att elmarknaden fungerar sämre om det förutsätts att sådana centralt upphandlade resurser ska öka efterhand som effektbalansen försvagas i övrigt.

ⁱ Svenska Kraftnät (2002).

Öppna marknadslösningar bygger på en tilltro till att effektbalansen kan klaras genom att de företag som är verksamma på elmarknaden har tillräckliga skäl för att upprätthålla kapacitet. De viktiga incitamenten ligger i den timvisa prisbildningen för leveranser på den fysiska elmarknaden Elspot och för uttag av kraft från Svenska Kraftnäts balanstjänst.

Möjligheterna att minska effekttopparna genom åtgärder på förbrukningsidan är ofta ekonomiskt fördelaktigt. Förutom betydelsen av den fysiska effektbalansen är en flexibilitet i förbrukningsledet nödvändig för att stabilisera prisbildningen på el vid höga förbrukningsnivåer.

Rapportens slutsats är att tillgången på effekt ska åstadkommas genom marknadsekonomiska mekanismer. Marknadspriset för fysiska timleveranser måste tillåtas vara fritt rörligt för att kunna avspegla verkliga knapphets- och kanske bristtillstånd i effekt.

I den senaste rapporten, ”Effektillgänglighet efter februari 2008”, redovisas hur arbetet fortskrider med att ta fram en marknadsbaserad lösning för att upprätthålla effektbalansen vid extrema förbrukningstoppar efter februari 2008, dvs. efter det att lagen om effektreserv initialt skulle ha upphört. Svenska Kraftnät bedömer att det är mindre sannolikt att marknadskrafterna själva kommer att se till att 2000 MW, som nu ingår i effektreserven, skulle finnas tillgängliga utan särskilda åtgärder. En marknadslösning är det önskvärda på lång sikt men Svenska Kraftnät förordade en övergångslösning (på maximalt fem år) där de balansansvariga företagen ansvarar för att en effektreserv tillhandahålls.

Energimarknadsinspektionen (2006) – Prisbildning och konkurrens på elmarknaden

Under 2005-06 genomförde Energimarknadsinspektionen en omfattande utredning över den svenska och den nordiska elmarknaden. Effektproblematiken ingick inte som en huvuddel, men behandlades likväl översiktligt. Energimarknadsinspektionen argumenterar mot ett statligt ansvar för effektreserven genom att ”investeringar i topplastproduktion och system för frivillig lastreduktion endast kommer till stånd om de kan finansieras inom ramen för de regler som gäller för upphandling av effektreserven”. Inspektionen konstaterar vidare att detta ”kan leda till ett behov av en successivt allt större upphandlad effektreserv”. Avslutningsvis ansåg Energimarknadsinspektionen att ett statligt ansvar för effektreserven inte tycks vara en långsiktigt stabil hantering av effektproblematiken.

Energimarknadsinspektionen för också ett resonemang kring situationer då det är svårt att uppnå balans mellan inmatning och uttag i ett visst område på grund av överföringsbegränsningar (flaskhalsar). Inspektionen bedömde

att ett sätt att hantera den typen av situationer genom marknaden är att dela Sverige i två elspotområden; norr och söder med en gräns norr om Dalälven.

Elforsk

Inom ramen för forskningsprogrammet Market Design har Elforsk gett ut ett flertal rapporter som behandlar frågan om hur effektproblematiken kan lösas.

I ”Metoder att säkra topp effekt på avreglerade marknader” (Elforsk rapport 01:37, sept 2001) behandlas hur priser på reservkraft ska sättas. Systemet bör hålla så mycket effekt i reserv att den marginella kostnaden för reserv effekt under varje drifttimme är lika med elkundernas samlade marginella betalningsvilja för reserveffekt.

Det krävs två priser för att ge leverantörerna incitament att hålla en från samhällsekonomisk synpunkt effektiv mängd reserveffekt. Det ena är ett pris på den balanskraft som faktiskt levereras och det andra är ett pris på den reservkraft som hålls tillgänglig för att eventuellt utnyttjas för produktion av balanskraft. Priset på reservkraft kan bestämmas som skillnaden mellan priset på balanskraft och den marginella kostnaden för balanskraft vid extrema avvikelser mellan faktisk och förväntad förbrukning. Systemoperatören vet i dessa fall inte hur stor kvantitet reserveffekt som kommer att ställas till förfogande. För att bestämma tillgången på reserveffekt i förväg kan ett ”kvantitetsbaserat” system användas där priset fastställs på en särskild marknad för reserveffekt.

De typiska kontrakten på elmarknaden innebär att de i förväg bestämda priserna ofta är bundna för en längre tidsperiod vilket innebär att konsumentpriserna under höglastperioder är lägre än den marginella produktionskostnaden under dessa perioder. Konsumenterna har därför inte några ekonomiska incitament att kortsiktigt anpassa sin elförbrukning till rådande knapphetsförhållanden på elmarknaden.

I rapporten ”Effektkapacitet hos kunderna” (Elforsk rapport 07:08, feb 2008) konstateras att det är osannolikt att någon med dagens marknadslösning kommer att hålla produktion i reserv. Det är väldigt dyrt att hålla produktionsanläggningar i reserv och ett enklare och billigare sätt att eliminera risken att kraften inte kommer att räcka till är därför att påverka kunderna att dra ner på förbrukningen.

För att testa priskänsligheten hos hushållen gjordes ett försök vintern 2003 och 2004. Kunder aviserades via e-post eller sms om tidpunkt och nivå på högpris. Deltagande kunder visade generellt en omfattande vilja, förmåga och uthållighet att minska elförbrukningen under tidpunkter för högt pris.

Effekten reducerades med i genomsnitt minst femtio procent vid tidpunkter för högt elpris.

Vid intervjuer med ett fyrtiotal mellanstora förbrukare bedömdes potentialen för effektneddragning uppgå till mellan 300 och 340 MW. I projektet "Industribud" besöktes tjugo industriföretag, sju balansansvariga företag, ett värmeföretag och fyra landsting. Vid besöken framkom potentialer på cirka 900 MW i effektreduktion och cirka 100 MW i ökad elproduktion. För att uppnå hela potentialen krävs dock mycket höga priser (cirka 13 kr/kWh)

Direktstyrning hos kunder – s.k. mjukelvärm, utfördes som ett demonstrationsprojekt vintern 2003-2004. Elvärmen fjärrstyrdes ned med 67 procent och en genomsnittlig styrbar effekt på 4-5 kW per småhus visades. Inga av kunderna hörde av sig och klagade på värmen efter styrtillfällena. I "Affärsmodeller för ökad efterfrågerespons på elmarknaden" (Elforsk rapport 06:16, jan 2006)) hävdas att de flesta elmarknader har ett uppenbart marknadsmisslyckande i det faktum att det saknas en fungerande efterfrågesida. Det främsta skälet till detta är att prisresponsen är liten då prissignalerna inte når fram till en stor del av kunderna. Ett antal modeller har tagits fram där utgångspunkten är att få kunderna att svara på den ordinarie marknadens signaler och inte att skapa ett system där efterfrågesidan ska bidra som en snabb störningsreserv:

Fastpris med returrätt

Kunden prissäkrar en bestämd volym, samt köper variationer till spotpris (dvs. "säljer tillbaka" om förbrukningen är mindre än den bestämda volymen). Leverantören kan på så vis köpa tillbaka elen till spotpris från kunden i form av förbrukningsreduktion istället för att köpa el till spotpris på Nord Pool.

Dynamisk tidstariff (Critical Peak Pricing)

Kunden har ett fast pris på sin förbrukning med undantag för ett antal timmar som definieras som kritiska. Vid dessa tillfällen sätts priset extra högt för att stimulera förbrukningsreduktioner. Kunden har, i de försök som gjorts, aviserats om högprisperioder dagen innan via sms.

Fjärrstyrning av små kunder/Avtalad effektreduktion

Denna modell innebär att man avtalar om bortkoppling i situationer när vissa kriterier uppfylls.

Aggregering av reservkraftanläggningar

Existerande reservkraftverk anpassas så att de kan utnyttjas som en effektreserv. Där utmatning av kraft är omöjlig kan det vara fullt tillräckligt att förbrukaren som har reservaggregatet reducerar sina inköp av kraft genom att köra reservkraftaggregatet.

Återköp av kraft

Stora kunder lämnar löpande bud till sin elleverantör med uppgift om vilken ersättning som krävs för att reducera förbrukningen.

I rapporten "Timmätning för alla" (Elforsk rapport 07:62, dec 2007) påpekas att den största potentialen för efterfrågefleksibilitet finns hos hushållskunder, och då speciellt hos hushåll med elvärme. En grundförutsättning för att denna potential ska kunna utnyttjas är att timräkning införs. För kunden uppstår både individuella och kollektiva fördelar om timavläsning tillämpas. Bättre tariffer och bättre styrmöjligheter bör leda till ett mer kostnadseffektivt elsystem och på sikt lägre priser och högre leveranssäkerhet. Kunden kan ges möjlighet att få bra betalt för att minska sin elanvändning när det är som dyrast. Bättre statistik och uppföljning kommer också att kunna leda till lägre elanvändning. För elleverantören skulle timavläsning innebära möjligheter att erbjuda nya tariffer som är attraktiva för kunden för att de ger besparingsmöjligheter och samtidigt är intressanta för elleverantören för att det minskar dennes riskexponering. För nätägarna är det en fördel att man slipper schablonavräkningen. Genom smarta nättariffer kan nätets kapacitet utnyttjas effektivare och kunden kan dessutom erbjudas styrning och övervakning för att optimera sin elanvändning såväl mot nättariffen som mot elhandelstariffen.

Erfarenheter från andra länder visar att signifikanta reduktioner av effekttoppar kan åstadkommas genom att erbjuda rörliga elpriser till hushållskunder. Ju mer fritt priset tillåts variera desto större blir reduktionen.

IEA (2008) – Energy Policies of IEA Countries: Sweden 2008 Review

International Energy Agency (IEA) genomför kontinuerligt s.k. *in-depth reviews* av enskilda länder. I maj 2008 publicerades en sådan genomgång av situationen på energimarknaderna i Sverige och av den svenska energipolitiken. Detta var den första IEA-genomgången av Sverige sedan 2004. I genomgången berörs effektfrågan mycket kort. IEA identifierar konsumenternas möjligheter att reducera förbrukningen vid effekttoppar som en del av lösningen på effektfrågan; Sverige bör "give priority to market-based measures in responding to peak demand [...]". IEA förespråkar således en marknadslösning av effektproblematiken eftersom central intervention på marknaden (t.ex. effektreserv) riskerar att missgynna investeringar.

Energimarknadsinspektionens rapport ”Effektfrågan – Behövs en centralt upphandlad effektreserv ?”

Inledning

Detta avsnitt har kopierats ur Energimarknadsinspektionens rapport ”Effektfrågan – Behövs en centralt upphandlad effektreserv”. Texten utgör rapportens sammanfattning med vissa förtydligande rubriker. Den har på några punkter kompletterats då det efter rapportens utgivande skett förändringar som förtydligas i texten.

Kompletteringarna finns i

- kapitel 5.5.3 *Indelning av Sverige i elspotområden*
- kapitel 5.2.6 *Kommentarer till Energimarknadsinspektionens rapport* vilket är ett helt eget delkapitel.

Kompletteringarna har markerats med fet stil så att de tydligt kan urskiljas.

Bakgrund till effektfrågan

I ett elsystem måste tillförseln av el vid varje tidpunkt vara lika stor som uttaget av el. Eftersom det alltid föreligger en viss osäkerhet avseende såväl tillförsel som uttag finns det en risk att eltillförseln understiger eluttaget. Det är i en sådan situation som effektbrist uppstår. För att kunna hantera effektbristsituationer har systemoperatören Svenska Kraftnät under ett antal år haft i uppdrag att upphandla en effektreserv. Lagen om effektreserv upphör att gälla i mars 2011. Mot bakgrund av detta gav regeringen i 2008 års regleringsbrev Energimarknadsinspektionen i uppdrag att, i samråd med Svenska Kraftnät och efter samråd med Konkurrensverket, redovisa ett förslag till en långsiktig lösning av effektfrågan.

Risken för effektbrist går inte att eliminera. Det är därför orealistiskt att söka sträva efter en fullständig försörjningstrygghet avseende eleffekt. Utifrån kundperspektivet och utifrån samhällsekonomisk synvinkel är det heller inte önskvärt med en fullständig försörjningstrygghet eftersom det inte är ekonomiskt försvarbart att ha produktionsreserver i beredskap för de mest extrema situationerna.

Måluppfyllelsen med en centralt upphandlad effektreserv är kortsiktigt god; försörjningstryggheten höjs genom att staten genom Svenska Kraftnät garanterar att en viss kvantitet reserver finns tillgängliga för en situation med effektbrist. Men på längre sikt riskerar reglerlösningar, såsom en centralt upphandlad effektreserv, att skapa andra problem på marknaden. På lång sikt är det därför angeläget att marknaden kan undvika effektbrist utan en centralt upphandlad effektreserv.

Lösning på effektproblematiken

En effektiv marknadslösning på effektproblematiken uppnås främst genom en ökad förbrukningsflexibilitet, dvs. genom att elanvändarna efterfrågar mindre el i potentiellt kritiska situationer. Genom incitamenten på marknaden kommer effektbristsituationer undvikas genom förbrukningsflexibilitet.

En förutsättning för en väl fungerande marknadslösning är således en fortsatt utveckling av elmarknaden. Energimarknadsinspektionen har identifierat ett antal förändringar som på några års sikt kommer att ha en positiv inverkan på marknadsens möjligheter att undvika effektbrist.

En fortsatt ökad aktivitet hos de timmätta elförbrukarna

Många av de förbrukare som idag har sin förbrukning mätt på timbasis har endast haft det under ett par års tid. En rimlig utveckling är att priskänsligheten hos dessa kunder kommer att komma till uttryck i ökad utsträckning över tiden. Därutöver är det rimligt att anta en utveckling mot en generellt ökad prisvolatilitet.

Indelning av Sverige i elspotområden

De nordiska energiministrarna meddelade i september 2008 att systemoperatörerna kommer att ges i uppdrag att dela in Norden i ytterligare elspotområden. Detta innebär sannolikt att Sverige kommer att utgöra mer än ett elspotområde vilket skulle leda till att spotpriset på el i vissa situationer skulle variera regionalt inom landet. Den ökade prisvolatiliteten som detta skulle innebära på regional nivå skulle komma att förstärka marknadsaktörernas incitament att anpassa produktion och förbrukning till rådande fysiska förutsättningar.

Den 14 april 2010 fattade EU-kommissionen beslut om att Svenska Kraftnät måste förändra Sveriges sätt att hantera överföringsbegränsningar i det svenska elnätet. Beslutet är en konsekvens av att den hittills rådande modellen anses diskriminera utländska kunder. Svenska Kraftnät kommer som en följd av det att dela in Sverige i fyra anmälningsområden till den nordiska elbörsen med verkan från och med den 1 november 2011.

Denna indelning av Sverige i flera elområden förväntas leda till att elpriset kommer att öka i de områden som har mindre marginaler mellan efterfrågan och leveransmöjlighet. Detta kan komma att styra var framtidens investeringar på ny produktion kommer att lokaliseras.

Fördjupad integration med andra länder

Genom att Sverige blir mer sammanlänkat med andra länder kan det finnas ökade möjligheter att minska de nationella reserverna utan att försörjningstryggheten försämras. Potentialen för Sveriges och Nordens del ligger här framförallt i en ökad integration med kontinentala Europa eftersom effektuttaget på dessa elmarknader är relativt olikt det nordiska. En förutsättning är emellertid att det angränsande landet har fysisk förmåga att exportera kraft i den uppkomna situationen.

Förbrukningsflexibilitet

Utöver elmarknadens utveckling ser Energimarknadsinspektionen dessutom ett antal åtgärder som bör vidtas för en mer priskänslig elförbrukning. I den nyligen publicerade rapporten *Elkunden som marknadsaktör – åtgärder för ökad förbrukningsflexibilitet* lämnar Energimarknadsinspektionen förslag på åtgärder för att aktivera en ökad andel förbrukningsflexibilitet på elmarknaden. Inspektionen föreslår att Energimyndigheten till sitt allmänna uppdrag om informationsverksamhet mot företag inkluderar informationsinsatser kring hur förbrukningsflexibilitet kan användas samt att mål om förbrukningsflexibilitet inkluderas i myndighetens program för energieffektivisering inom industrin (PFE). Dessa åtgärder kommer att skynda på utvecklingen mot en ökad aktivitet bland de stora elkunderna.

För att direkt stimulera en ökad förbrukningsflexibilitet inom industrin föreslår Energimarknadsinspektionen dessutom en lagstiftning som innebär att Svenska Kraftnät i upphandlingen av effektreserven åläggs att öka andelen förbrukningsreduktioner.

Genom att upphandla en ökad kvantitet förbrukningsreduktioner ges ett direkt stöd till stora förbrukare att vidta åtgärder för ökad fokus på förbrukningsflexibilitet. Energimarknadsinspektionen bedömer att detta kommer att få en positiv inverkan på elmarknadens förbrukningsflexibilitet också efter det att effektreservsupphandlingen har upphört. En ökad kvantitet upphandlade förbrukningsreduktioner kommer att öka kunskapen kring elmarknaden i allmänhet och kring besparingspotentialen av att anpassa sitt effektuttag till rådande marknadspriser i synnerhet.

För att öka förbrukningsflexibiliteten också bland mindre elkunder påbörjade Energimarknadsinspektionen under 2009 en analys av hur den potential som finns med elmätare som klarar timvis avläsning bäst kan tillvaratas.

Mot bakgrund av elmarknadens utveckling samt de nämnda åtgärderna för en mer flexibel elförbrukning bedömer Energimarknadsinspektionen att det inom en överskådlig framtid är möjligt att bibehålla en ur effekt-hänseende hög försörjningstrygghet utan en centralt upphandlad effekt-reserv.

Det är fortfarande endast en fraktion av den uppskattade potentiella förbrukningsflexibiliteten som är aktiverad på elmarknaden. Energimarknadsinspektionen bedömer att mer förbrukningsflexibilitet behöver aktiveras för att en effektiv marknadslösning ska åstadkommas. Det är inte heller sannolikt att förbrukningsflexibiliteten kommer att förändras väsentligt fram till 2011, dvs. det år då lagen om effektreserv upphör att gälla. Att då helt ta bort en centralt upphandlad effektreserv skulle därmed innebära en risk för en försämrad försörjningstrygghet.

Slutsatser

Mot bakgrund av detta föreslår Energimarknadsinspektionen en successiv övergång till en marknadslösning genom en stegvis nedtrappning av effektreservens omfattning med start 2011/12. Efter vintern 2019/20 föreslås att kravet på en centralt upphandlad effektreserv ska upphöra.

Det ingår i Energimarknadsinspektionens allmänna uppdrag att verka för ”en effektiv elmarknad med väl fungerande konkurrens som genererar en säker tillgång på el [...]”. I det sammanhanget är det naturligt att inspektionen kontinuerligt följer och analyserar förändringar som påverkar försörjningstryggheten avseende eleffekt. Energimarknadsinspektionen ser det även som angeläget att Svenska Kraftnät också fortsättningsvis årligen bedömer effektsituationen inför kommande vintrar. För att bedömningarna ska bli så verklighetsnära som möjligt är det viktigt att Svenska Kraftnät tar marknadsutvecklingen i beaktande. En viktig faktor att bedöma och analysera är efterfrågesidans utveckling avseende priskänslighet. Genom detta kommer rapporten att utgöra en viktig kontrollstation över den förväntade effektsituationen inför varje vinter. Därmed ges marknads aktörer, relevanta myndigheter och regeringen möjlighet att förhålla sig till marknads möjlighet att upprätthålla effektbalansen.

Aktuell debatt om vattenkraftens potential till effektutjämning vid storskalig introduktion av vindkraft

Under våren 2010 har en häftig debatt rasat, bland annat i Ny Teknik, angående hur mycket vindkraft som kan installeras i det svenska elsystemet

utan problem. Frågan gäller bland annat hur vattenkraften kan användas för att reglera variationerna i effekt från vindkraften. Tre organisationer har varit inblandade i debatten: Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA), Kungliga Vetenskapsakademien (KVA) och KTH genom professor Lennart Söder och hans medarbetare på Institutionen för Elektriska Energisystem.

KVA publicerade i januari ett uttalande om vindkraftenⁱ. I samband med detta och efterföljande seminarier uttalade man att för Sveriges del borde vindkraftutbyggnaden stanna vid 10 TWh år 2020. I en debattartikel i Ny Teknik säger man samtidigt att på lång sikt bör det vara möjligt att nå 25 TWh per år. Man framhåller också att för att öka möjligheten att utnyttja vindkraften krävs mycket stora ekonomiska satsningar i överföringskapacitet mellan stater och kontinenter.

IVA publicerade i september 2009 en rapport från sitt projekt Vägval Energiⁱⁱ. Redan i sammanfattningen poängteras mycket tydligt att man anser att regeringens planeringsram om 30 TWh vindkraft år 2020 är för hög och man säger: ”Detta skulle innebära att Sveriges elkonsumenter subventionerar expansionen med 10–15 miljarder per år via systemet med elcertifikat.” En mer rimlig nivå anges som hälften av planeringsramen (15TWh).

Både IVA och KVA kommer fram till nivåer som är betydligt lägre än regeringens planeringsram. En rapportⁱⁱⁱ från KTH behandlar vattenkraftens möjlighet att verka som buffert för en varierande effektnivå från vindkraften. Rapporten bygger på en detaljerad modellering av elkraftsystemet, något som inte tycks ha gjorts av IVA eller KVA. Slutsatsen här är att vattenkraftens potential att reglera effekttillgången är mycket god och att det är fullt möjligt att bygga ut vindkraften till 30 TWh per år.

En ytterligare relativt ny rapport om inverkan av storskalig satsning på vindkraft har publicerats av Elforsk^{iv}. Rapportens slutsats är att storskaliga vindkraftssatsningar skulle leda till väsentligt lägre elpriser på den nordiska kraftmarknaden. Stora prisvariationer kan också förväntas, med nollpriser när vindkraftproduktionen är stor. Detta framställs som ett problem eftersom det innebär svårigheter att finansiera gjorda satsningar.

ⁱ KVA, Statement on Wind Power, by the Energy Committee at the Royal Swedish Academy of Sciences

ⁱⁱ IVA, De Fem Vägvalen, Huvudrapport från projektet Vägval Energi

ⁱⁱⁱ Balansering av vindkraft och vattenkraft i norra Sverige, Elforsk rapport 09:88, Mikael Amelin, Calle Englund, Andreas Fagerberg September 2009

^{iv} Econ Pöyry AS, Effects of Large Scale Wind Capacities in Sweden. Elforsk rapport 09:102

Energimarknadsinspektionens månatliga rapporterⁱ

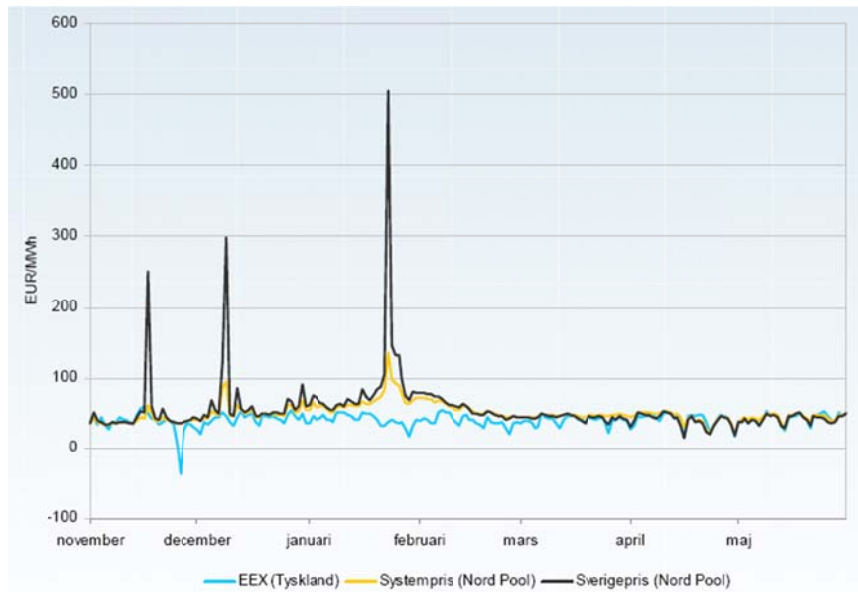
Energimarknadsinspektionen presenterar varje månad en rapport om energimarknaden, vilken ger aktuell information om produktion, användning och pris på el under det senaste året. Figur 1 visar hur elenergi priset varierade under vintern 2009 – 2010 på elbörsen Nordpool. Som framgår var timpriset under några timmar i november, december och januari väsentligt mycket högre än medelpriset för respektive månad, med en topp på ca 5kr/kWh. (Enligt andra källor var topp-priset för enskilda timmar så högt som 14,58 kr/kWhⁱⁱ). En taxestruktur som tillåtit marknadspriset att slå igenom även till hushållssektorn skulle med all sannolikhet ha dämpat denna topp väsentligt.

Från samma källa kan också hämtas information om elanvändningen månad för månad inom olika sektorer. Figur 2 visar att under den kalla januarimånaden 2010 förbrukade "bostäder och service" ca 9,3 GWh, vilket motsvarar en medelförbrukning på ca 12 GW. Diagrammet visar också att energianvändningen sjunker till ungefär hälften under sommaren. Detta kan tolkas som att hälften av elanvändningen i sektorn under vintern åtgår för uppvärmningsändamål. Effektförbrukningen för uppvärmningsändamål skulle därmed kunna uppskattas till 5 – 6 GW i medeltal under en normal vintermånad, eller något lägre då även t.ex. belysning kräver mer effekt vintertid än sommartid.

Ett ytterligare diagram, Figur 3, från samma källa visar installerad eleffekt och maximal eleffektförbrukning under åren 1997 – 2007. Om all installerad effekt anses som tillgänglig är gapet mellan kurvorna betryggande, och det är svårt att tro att effektbrist skulle kunna uppstå. Problemet med höga elpriser under vintern 2009 – 2010 får anses bero på att all installerad effekt inte var tillgänglig på grund av uppgradering och avställning av säkerhetsskäl av vissa kärnkraftsaggregat.

ⁱ <http://www.ei.se/upload/Statistik/M%c3%a5nadsstatistik.pdf>

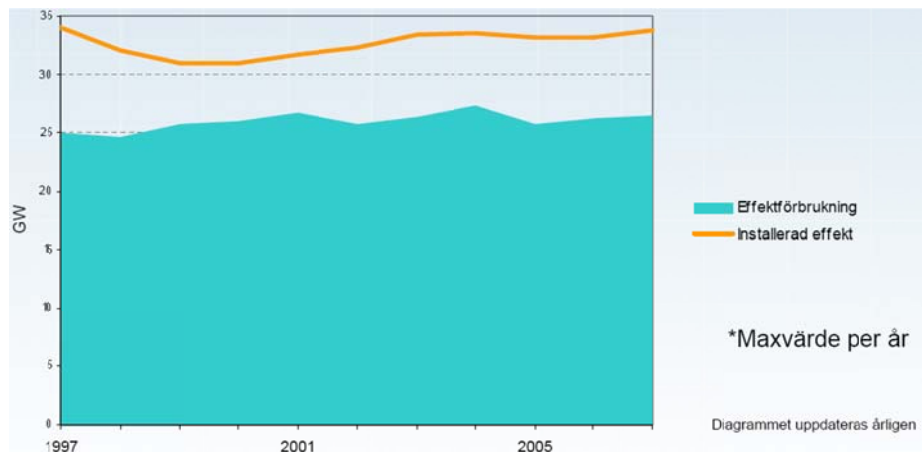
ⁱⁱ Fridolfsson och Tangerås, Institutet för Näringslivsforskning, i Dagens Nyheter 2010-10-01,



Figur 1: Priser på elkraftsmarknaden under vintern 2009 -10. (Källa: Nordpool och EEX via Energimarknadsinspektionen).



Figur 2: Elanvändning inom olika sektorer för åren 2009 och 2010. (Källa: SCB via Energimarknadsinspektionen)



Figur 3: Eleffektförbrukning och installerad eleffekt i Sverige under åren 1997 – 2007. (Källa: Nordpool via Energimarknadsinspektionen).

Internationella rapporter om effektproblematiken i samband med värmepumpar och införande av flödande energikällor

I Danmark är vindkraften betydligt mer utvecklad än i Sverige. Vindkraften har därmed en mycket större inverkan på den momentana tillgången till eleffekt än här. Under det senaste året har det vid flera tillfällen rapporterats att ”elpriset” i Danmark vid vissa tidpunkter varit nära noll, eller till och med negativt.

Danmark har inte, som Sverige, rikligt med vattenkraft som relativt effektivt och enkelt kan utnyttjas för att kompensera variationer i tillgången på vindkraft. Trots detta kan, enligt vissa utredningar (KVA 2010, IVA 2010, se ovan) liknande problem med kraftiga variationer i tillgängligheten på el komma att uppstå även i Sverige, med den utbyggnad till ca 30 TWh förnyelsebar el per år som nu planeras till 2020. Andra undersökningar (Söder, 2010) har kommit fram till att den befintliga vattenkraften utan problem kan kompensera för 30 TWh vindkraft per år.

Med tanke på att Danmark i detta avseende är före Sverige i utvecklingen kan det vara intressant att referera danska undersökningar vad gäller värmepumpars roll i ett elsystem med kraftiga variationer i tillgängligheten på elkraft.

Ingenjörsföreningen i Danmark (IDA) har genomfört ett ambitiöst projekt för att genom detaljerad modellering undersöka möjligheterna att helt basera landets energiförsörjning på flödande energikällor, främst vind och

bioenergi år 2050ⁱ. Slutsatsen är att detta är fullt möjligt. Ett av de steg som föreslås för att uppnå detta är att ersätta fossilbränslebaserad uppvärmning i enskilda hus med eldrivna värmepumpar.

I ett par andra artiklarⁱⁱ ⁱⁱⁱ diskuteras betydelsen av fjärrvärme i ett framtida danskt energisystem baserat på flödande energikällor. Slutsatsen är att det bästa alternativet, både vad gäller kostnad och koldioxidutsläpp, är att bygga ut fjärrvärmerna. Fjärrvärmerna antas då delvis produceras från stora värmepumpar. Det noteras också att en lösning med individuella värmepumpar i varje byggnad är nästan likvärdig med utbyggd fjärrvärme, och att detta är en bättre lösning för de byggnader som ligger i de glesast bebyggda områdena.

Integration av värmepumpar i elsystem med mycket vindkraft och motttryckskraft i kombination med fjärrvärme diskuteras också av Meibom et al., med Danmark som exempel^{iv}. Artikeln beskriver problemet att reglera tillgången på el i ett sådant system, då mottryckskraftverken kan behöva köras för att täcka ett värmebehov, samtidigt som vindkraften vid god tillgång på vind kan utvinnas utan marginalkostnad. Det finns alltså ett stort behov av att lagra energi. Slutsatsen är att det är mer ekonomiskt att förse systemet med värmelager och värmepumpar, eller t.o.m. elvärmare, för produktion av värme vid överskott av elenergi än att använda bränsle-drivna pannor. Med värmepumpar i systemet kommer kostnaden för topp-effekt att minska och elpriset kommer vid god tillgång på vindkraft inte att sjunka så lågt som annars. Detta bidrar till bättre balans i systemet och bättre lönsamhet för vindkraften.

En annan dansk studie^v kommer till liknande slutsatser och föreslår att stora värmepumpar introduceras i de mottrycksvärmda fjärrvärmesystemen i Danmark, för att kunna styra balansen mellan avgiven el och avgiven värme från systemen efter behovet.

Sammanfattningsvis pekar de vetenskapliga artiklar som finns tillgängliga rörande effekten av stora andelar vindenergi, eller andra flödande energikällor, i det danska energisystemet, att värmepumpar, eventuellt kombinerade med värmelager, skulle vara positivt för effektbalansen i systemet. Det bör dock påpekas att det svenska elsystemet, med stor andel av elkraf-

ⁱ Mathiesen BV, Lund H, Karlsson K. 2009, IDAs Klimaplan 2050, baggrundsrapport - Tekniska systemanalyser, bränselsförbruk, drivhusgasser, samfunnsökonomiska konsekvenser, erhvervs-potentialer, beskæftigelseseffekter samt helbredsomkostninger. Copenhagen, Denmark: Danish Society of Engineers (IDA, Ingeniørforeningen Danmark);

ⁱⁱ Lund, H. Mathiesen B.V., 2009, Energy system analysis of 100% renewable energy systems - The case of Denmark in years 2030 and 2050, Energy, vol. 34, pp. 524–531.

ⁱⁱⁱ Lund, H. B. Möller, B.V. Mathiesen, A. Dyrelund, 2010, Energy, vol. 35, pp. 1381–1390

^{iv} Meibom P, Kiviluoma J, Barth R, Brand H, Weber C, Larsen HV. 2007, Value of electric heat boilers and heat pumps for wind power integration. Wind Energy, vol. 10, no 4, pp. 321–37.

^v Elkraft System (Energinet.dk), 2005, Langsigtede udfordringer i elsystemet.

ten genererad från kärnkraft och vattenkraft, har annorlunda förutsättningarna än det danska. Här bör rimligtvis vattenkraften i första hand användas för att reglera effekttillgången.

Slutsatser

Överföringskapacitet på lokal nivå

Det finns i dagsläget ca 850 000 värmepumpar i Sverige och några av dessa är kopplade till glesbygdsnät som ännu inte moderniserats så att de motsvarar dagens elbehov. Antalet fall med problem som kommer in till elbolagen är dock mycket få. Problemen uppträder oftast som blinkningar i belysning mm. Alla elnätsföretag investerar stora belopp för att minska dessa problem. Det kan dock ta en viss tid innan detta är helt genomfört. Effektbrist på lokal nivå är därmed bara undantagsvis orsakad av begränsningar i överföringskapaciteten i de lokala näten

Överföringskapacitet på regional och nationell nivå

Behovet av att förstärka och komplettera stamnätet sköts av Svenska Kraftnät som tydliggör sina planer och underlag till dessa i olika rapporter som finns att tillgå på deras hemsida. Regionnäten ägs av olika elbolag som ansvarar för dessa.

I dagsläget finns få problem på regional eller nationell nivå beträffande överföringskapaciteten i näten. Troligtvis kommer behoven av förstärkningar av dessa nät huvudsakligen att styras av den planerade massiva vindkraftutbyggnaden.

Slutsats angående effektbrist på nationell nivå

Ovan har även diskuterats hur mycket vindkraft energisystemet kommer att innehålla i framtiden. Uppskattningarna varierar mellan 10 TWh och 30 TWh år 2020. Detta innebär en ökning med en faktor 5 till 15 på tio år. Med dessa nivåer på vindkrafts-el är det uppenbart att elsystemet måste utformas så att snabba och stora variationer i tillförd effekt från vindkraften kan kompenseras av andra delar av systemet. Detta kan i första hand tänkas ske genom reglering av tillförd effekt från vattenkraften, men också genom införande av timvis varierande eltaxor även för villaägare som använder el för uppvärmning, och automatik som tillåter konsumenterna att reagera på variationerna i elpris.

Det kan vara intressant att uppskatta de svängningar i effekt som utbyggnaden av vindkraften kan tänkas medföra, för att därefter jämföra dessa svängningar med de som kan tänkas orsakas av spetseffekt i byggnader försedda med värmepumpar. Om vi utgår från en utbyggnad till 20 TWh, som är betydligt lägre än regeringens planeringsram, men högre än IVAs

och KVAs rekommendation för 2020, kan man göra följande uppskattning: Enligt Energimyndighetens statistikⁱ genererade vindkraften i Sverige år 2009 2,49 TWh el. Den installerade effekten var 1,448 GW. Detta betyder att effektfaktorn var 19,6%. Detta värde stämmer väl med vad som rapporteras för Tyskland, men är något lägre än genomsnittet för världen (23%)ⁱⁱ. Med en utbyggnad till en produktion av 20TWh per år skulle den installerade effekten därmed behöva vara 11,6 GW. Det är rimligt att anta att effekten under ”stilla vinternätter” kan bli nära noll. Däremot är det mindre sannolikt att den uttagna effekten med någon frekvens kommer att uppnå den installerade, i synnerhet om vindkraftverken antas spridda någorlunda jämnt över landet. Om effektfaktorn under ”normala” förhållanden antas variera mellan 5 % och 60 % innebär detta en variation i effekttillförseln med drygt 6 GW.

För att uppskatta värmepumparnas maximala bidrag till spetslasten under kall väderlek kan vi anta att alla Sveriges 850 000 värmepumpar samtidigt utnyttjar en elpatron på 6 kW. Detta skulle kräva ett effekttillskott om totalt 5,1 GW, dvs. något mindre än den uppskattade variationen orsakad av vindkraftsutbyggnaden. I praktiken blir tillskottet betydligt lägre, utom under mycket extrema väderförhållanden. Se följande avsnitt för en närmare utredning av detta.

Slutsatsen av resonemanget är att energisystemet, helt oavsett om värmepumparna har tillsatsvärme i form av el eller inte, inom en nära framtid behöver kunna ackommodera svängningar i tillgänglig effekt som är större än de som orsakas av värmepumparna. Variationen i effekt orsakad av värmepumparna i sig kan inte vara något problem ur elproduktionssynpunkt. Det bör dock noteras att värmepumpar med el-spetsvärme i viss mån bidrar till att öka behovet av möjlighet till anpassning mellan tillgång och efterfrågan på effekt. Det kan därför vara av intresse att ersätta elbase-rad spetseffekt med annan energitillförsel.

ⁱVindkraftsstatistik 2009, ES2010:3, Energimyndigheten

ⁱⁱ KVA, Statement on Wind Power, by the Energy Committee at the Royal Swedish Academy of Sciences

Tidigare rapporter om värmepumparnas bidrag till effekttoppar

”Spetsvärmelösningar för villavärmepumpar - topp effektbehov och elkonskvenser”

Bakgrund

Inom ramen för Energimyndighetens tidigare program ”Effsys” genomfördes ett mindre projekt där alternativ till att använda el som spetslast till värmepumpar diskuterades¹. Utgångspunkten var de energipriser som rådde 2003 och hur stora värmepumparna var i förhållande till det totala värmebehovet samt de prestanda som värmepumparna hade i början av 2000-talet. De dimensioneringskriterier som användes var 70 % resp. 90 % täckningsgrad. Där 90 % skulle spegla aktuell situation och 70 % skulle spegla äldre värmepumpar.

De alternativ till att använda el som spetsvärme som rapporten behandlar är

- Naturgas
- Gasol
- Pellets
- Bio ved
- Värmepump till 100%

Då de fossila bränslena inte riktigt är aktuella med dagens miljövärderingar så redovisas enbart rapportens slutsatser för övriga energislag. Rapportens anslag var att tydliggöra det ekonomiska utrymmet som fanns till alternativa lösningar. I Bilaga 1 finns en utförligare redovisning av projektet

Alternativa lösningar till elspets

Pellets: Investeringsutrymmet för en ny pelletsanläggning minskar naturligtvis med ökad storlek på värmepumpens täckningsgrad. Vid en energitäckningsgrad på 70% blir enligt rapporten investeringsutrymmet ca

¹ Spetsvärmelösningar för villavärmepumpar, – toppeffektbehov och elsystemkonsekvenser, Rapport från Effsys projekt H24.

22000 kr, och vid 90% ca 8000 kr baserat på rak pay-off utan ränta. Lånas pengar till 6 % ränta med 10 års amortering får investeringen kosta ca 16 000 kr (70 % energitäckningsgrad för värmepump). Investeringsutrymmet är således inte stort och kräver troligen att det finns en oljepanna som kan kompletteras med en pelletsbrännare och ett enklare lager. Investeringen kan dock knappast räknas hem ifall värmepumpen har högre täckningsgrad än 70 %.

Då dagens bergvärmepumpar ligger runt 95 % energitäckningsgrad så finns i verkligheten nästan inget ekonomiskt utrymme för en ny pelletsanläggning om inte denna kostnad förs på ett annat konto som trivselkontot.

Värmepump med 100 % täckningsgrad: Framtidens värmepumpar kanske kommer att dimensioneras för 100 % av värmebehovet. Detta kräver troligtvis någon form av förändring som varvtalsreglering, dubbla kompressorer etc. I referensexemplet har driftkostnaden för spetsel beräknats till 1650 kr/år vid 90 % årstäckningsgrad resp. 4950 kr vid 70% energitäckningsgrad. Investeringsutrymmet för att installera i en heltäckande värmepump i stället för en med 70 % täckningsgrad är ca 33000 kr. Investeringsutrymmet sjunker till ca 11000 kr om jämförelsen görs mot en värmepump med 90 % täckningsgrad. Lånas pengar till 6 % ränta med 10 års amortering får merkostnaden bli 24000 respektive 8000 kr. För att öka täckningsgraden till 100 % behövs förutom en större värmepump även ett något djupare borrhål och någon form av kapacitetsreglering.

Sammantaget var det svårt att identifiera något ekonomiskt alternativ till att använda el till spetsvärme.

Elpriset som styrmedel

I rapporten finns också en diskussion under rubriken ”Elpriset som styrmedel” där det diskuteras hur ett differentierat elpris i form av en sk. ”Tidstariff” kan påverka valet av spetsvärmekälla. Tidstariffen innebär att elpriset är betydligt högre vintertid och lägre under sommaren samtidigt som elpriset också är differentierat under vintern med ett högt pris på dagen och ett lägre pris på natten.

En sådan konstruktion medför att en elspets blir betydligt dyrare än vid en normal elprissättning och ger därmed ett större ekonomiskt utrymme för ett alternativ till elspets.

”Spetsvärme till värmepumpar – alternativ till el-patron”

Bakgrund

En av de mest utförliga genomlysningarna av förutsättningarna för alternativa sätt, vid sidan av el-patron, att tillföra nödvändig effekt i småhus med värmepump vid kall väderlek har gjorts i form av ett examensarbete¹ från KTH/Energiteknik, på uppdrag av värmepumptillverkaren Thermia. I rapporten görs en ekonomisk analys av olika alternativ, baserad på en relativt detaljerad modell av ett godtyckligt hus, beläget i någon av fyra städer i Sverige. Rapporten innehåller också beskrivning av de olika tekniska förslag till lösningar som behandlas i den ekonomiska analysen, samt resultat från försök med rökgaskondensering av rökgasen från en mindre pelletspanna. En utförligare redogörelse för innehållet återfinns i Bilaga 1.

Slutsatser

Allmänt kan sägas att rapporten tydligt pekar på svårigheterna att finna något ekonomiskt rimligt alternativ till elvärme för tillförsel av nödvändig toppeffekt vid kall väderlek. Resultaten bör dock bedömas utifrån de förutsättningar som valts för studien. En viktig förutsättning är att priset på energi är konstant, oberoende av tillgången. Detta var ett helt korrekt antagande då rapporten skrevs, och är så i stort sett fortfarande. Det är visserligen nu möjligt för villaägaren att få ett pris som är kopplat till aktuellt pris på den nordiska el-börsen, Nordpool, men då avläsningen endast görs månadsvis finns ingen möjlighet för den enskilde abonnenten att utnyttja svängningar i effekttillgång, och därmed i elpris. Redan nu har dock nästan alla abonnenter i Sverige försetts med elmätare för automatiskt avläsning. Detta innebär att det börjar bli möjligt att införa timvis mätning hos de allra flesta konsumenterna med uppvärmning baserad på el. Timvis mätning kräver dock i de flesta fall någon form av uppgradering av mätsystemen och bakomliggande insamlings- och redovisningssystem.

Med tanke på att alltmer flödande energikällor (främst vindkraft) med stokastiskt varierande effektagivning ansluts till elnätet är det sannolikt att det kommer att införas tariffer som i högre grad tar hänsyn till variationer i tillgång och efterfrågan på effekt. Med stor andel flödande energikällor i elsystemet kommer också effekt- och prisvariationer att bero inte bara på utetemperaturen utan också på vindförhållanden. Som redan nämnts på annan plats kan detta ge underlag för att på ekonomiskt sätt utnyttja lager, eller att ersätta spetslast från el med bränslen. Rapportens främsta styrka lig-

¹ Öhmark, O., 2004, Spetsvärme till värmepumpar – alternativ till el-patron, Examensarbete, KTH, Inst. Energiteknik, Avd Tillämpad termodynamik och kylteknik.

ger därmed i den metodik som presenteras och inte i de faktiska resultaten, eftersom förutsättningarna väsentligt kan förväntas ändras inom den närmaste tiden. Detta påpekas också i rapportens slutsatser.

Sammanfattning av slutsatser från tidigare projekt

De två rapporter som refererats ovan visar på svårigheterna med att finna ekonomiskt försvarbara alternativ till elvärme för att täcka behovet av tillsatsvärme vid låg utetemperatur med nuvarande taxestruktur. Om värmepumpen dimensioneras för att klara en lägre andel av årsvärmebehovet kommer tillsatsvärmerna att användas under längre tid och därmed finns större utrymme att investera i en alternativ lösning med lägre energikostnad per kWh än el. För berg- och ytjordvärmepumpar är dock trenden den motsatta: Allt större värmepumpar installeras, vilket innebär minskat ekonomiskt utrymme för investering i tillsatsvärme.

De tidigare rapporterna har i huvudsak utgått från antagandet att elpriset för konsumenten är konstant och oberoende av den momentana balansen mellan tillgång och efterfrågan, dvs. priset på den nordiska elbörsen, Nordpool. Möjligheten till besparingar vid införande av icke el-baserad tillsatsvärme har därmed begränsats till sänkning av effektavgiften samt möjlighet att utnyttja bränslen som är billigare per kWh än el. Om tarifferna ändras så att priset sätts per timme och får följa priset på Nordpool kommer förutsättningarna att förändras.

Det kan också konstateras att de tidigare rapporterna inte närmare analyserade möjligheterna till användning av enkla gasol- eller fotogenkaminer. Detta kan möjligen förklaras av att bränslena för dessa är väsentligt dyrare än det fasta elpriset. Denna lösning kan dock vara intressant vid ett varierande elpris.

Motiv till att genomföra en ny undersökning av värmepumparnas inverkan på spetslastproblematiken

Det finns flera motiv till att genomföra en ny undersökning av värmepumparnas inverkan på spetslastproblematiken. Alla är kopplade till att förutsättningarna har förändrats sedan tidigare undersökningar genomfördes:

- Antalet värmepumpar har ökat, vilket innebär att deras potentiella inverkan får större genomslag.
- Luft-luft värmepumpar utgör en större andel av det totala antalet värmepumpar. För dessa är behovet av tillsatsvärme mer accentuerat.

- Storskaliga satsningar på vindkraft kommer inom de närmaste åren att innebära stora variationer i tillgänglig effekt, vilket kommer att leda till behov av anpassning av konsumentpriset för el till det momentana marknadsläget.
- Utbyggnad av produktionskapaciteten från kärnkraften, i Sverige och Finland, påverkar bastillgången på eleffekt, men kan samtidigt innebära osäkerhet om någon av dessa stora produktionsenheter måste kopplas bort av t.ex. säkerhetsskäl.
- Överföringskapaciteten i elnäten mellan Sverige och omvärlden har ökats och kommer att ökas ytterligare. Detta medför större inflytande på elpriserna i Sverige av priserna i övriga Europa.
- Reglerna för reserveffekt har förändrats.
- Det talas mycket om Smart Grids, intelligenta nät, som en del av lösningen på effektproblematiken vid införande av flödande energikällor. På vilket sätt ska värmepumpar fogas in i dessa intelligenta nät?
- Många av de senaste årens vintrar har varit milda. Färre dagar med riktigt kallt väder minskar incitamentet att investera i icke-elbaserad tillsatsvärme, och minskar också risken för överbelastning av elsystemet.

Mot bakgrund av de förändrade förutsättningar som förväntas föreligga inom den närmaste framtiden har det bedömts intressant att återigen undersöka värmepumparnas inverkan på spetslastproblematiken. Jämfört med tidigare rapporter är perspektivet något skiftat till att inte bara jämföra lösningar ur brukarens ekonomiska perspektiv, men att även försöka se till risker och potential ur samhällets perspektiv.

Effektbehov i Sveriges värmepumpar

Inledning

Värmepumpens behov av effekt (oftast el) ökar snabbt när det blir kallt ute. Det beror på att värmepumpens energiupptag från omgivningen minskar när det blir kallare ute. De flesta uteluftvärmepumpar måste till och med stängas av när det blir kallare än omkring -15°C . Samtidigt ökar husens sammanlagda effektbehov.

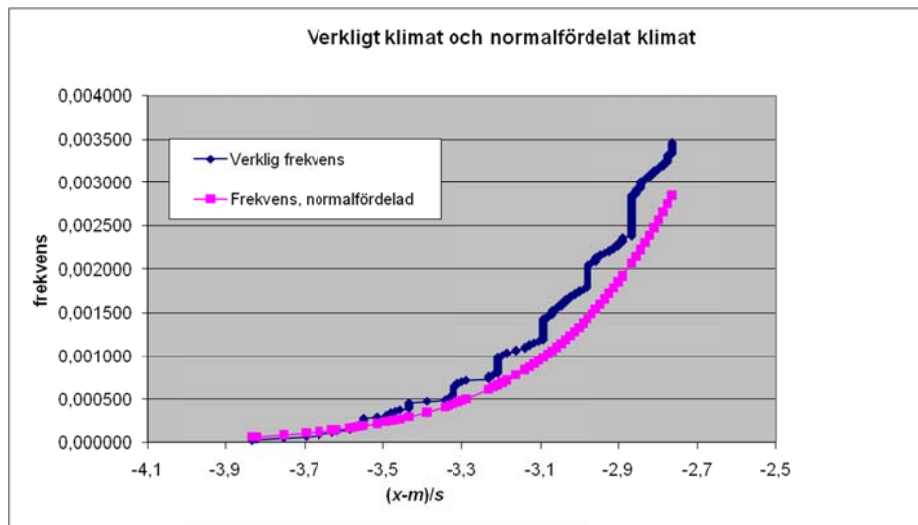
För att kunna avgöra om värmepumparna på ett väsentligt sätt bidrar till behovet av spetslast under de kallaste dagarna är det av intresse att söka uträna hur eleffekttilförseln till de värmepumpvärmda husen varierar med utomhustemperaturen. För att göra en sådan bedömning krävs kunskap om antalet värmepumpar av olika typer, deras avgivna effekt vid olika temperaturer, hur värmepumparna har dimensionerats i förhållande till husets effektbehov, samt statistik över temperaturvariationerna som funktion av tiden i hela Sverige. Sådan detaljerad statistik finns inte tillgänglig, utan bedömningen av effektbehoven måste baseras på initierade uppskattningar av de parametrar som behövs för beräkningen. I detta kapitel görs ett försök att med rimlig noggrannhet bestämma effektvariationen för de värmepumpförsedda husen utifrån bästa tillgängliga statistik och ett antal initierade uppskattningar och antaganden för de parametrar som inte finns tillgängliga i statistiken.

Utgångsdata för beräkningar

Klimatdata

För beräkningarna krävs en uppskattning av hur ofta olika temperaturer förekommer på olika platser i landet. De följande beräkningarna har utförts utan hänsyn till byggnadernas tidskonstant vilket innebär att husets effektbehov enbart är en funktion av aktuell utetemperatur, inte av hur länge temperaturen legat på denna nivå.

Klimatet har här antagits normalfördelat avseende frekvensen för en viss temperatur runt ett medelvärde m med en standardavvikelse s . En analys av Stockholms temperaturer mellan 1961 och 1981 visar att åtminstone för beräkning av frekvensen för extremt låga temperaturer är detta ett rimligt antagande (se Figur 4).



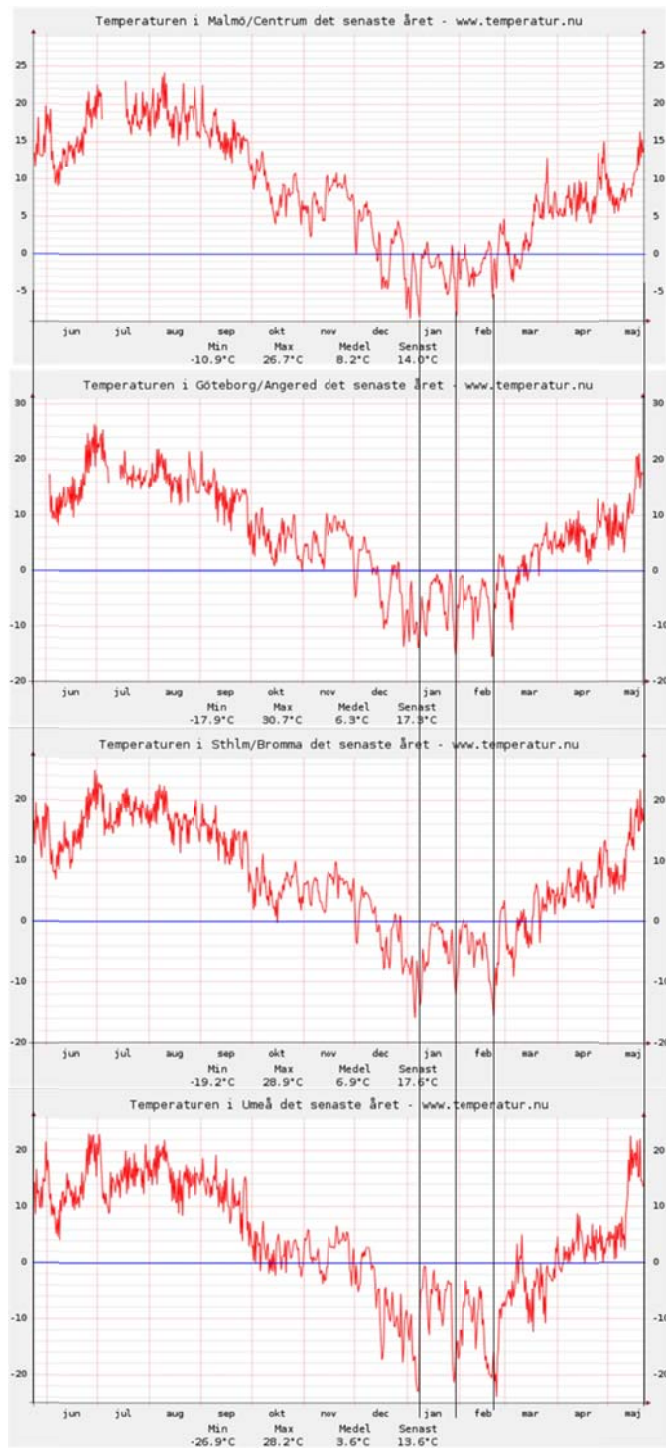
Figur 4: Jämförelse mellan verkligt uppmätta temperaturers frekvens och en modell som förutsätter att temperaturerna är normalfördelade.

Tabell 1 visar för Stockholm, med en medeltemperatur $m = 6,5^{\circ}\text{C}$ och en standardavvikelse för temperaturen kring medelvärdet $s = 8,8^{\circ}\text{C}$, sannolikheten att vissa låga temperaturer ska inträffa en viss timme. För att nå konsistens mellan olika orter, har i de fortsatta kalkylerna, data för 1996 använts genomgående. Det innebär att s för Stockholm satts till $9,2^{\circ}\text{C}$ istället.

Tabell 1: Sannolikhet för några låga temperaturer i Stockholm, baserat på kurvanpassning av mätningar 1961 – 1981.

$(x-m)/s$	Temp	Sannolikhet
-4	-28,7	3,2E-05
-3,5	-24,3	2,3E-04
-3	-19,9	1,3E-03
-2,5	-15,5	6,2E-03
-2	-11,1	2,3E-02
-1,5	-6,7	6,7E-02
-1	-2,3	1,6E-01

Man kan också fråga sig om det är sannolikt att låga temperaturer uppträder överallt i landet samtidigt. Den gångna vintern ger belägg för att så är fallet, se Figur 5. I ett Worst Case scenario blir det alltså samtidigt kallt i hela landet.



Figur 5: Temperaturvariationer över året från juni -09 till maj-10 för Malmö, Göteborg, Stockholm och Umeå.

Antalet värmepumpar i Sverige och deras energiflöden i TWh/år

Antalet värmepumpar i Sverige har uppskattats med ledning av SVEPs – Svenska Värmepumpföreningens statistik. Man kan diskutera om den statistiken är relevant. Annan statistik är också bristfällig, men på annat sätt. Till exempel räknar Energimyndigheten luft/luft- och luft/vatten-värmepumpar och frånluftsvärmepumpar som ”elvärme”. Enligt SVEPs statistik är alla de små värmepumparna fördelade på olika typer enligt Tabell 2. Effekterna från dessa värmepumpar är distribuerade på de olika typerna enligt Tabell 3.

Tabell 2: Antal installerade värmepumpar i Sverige fördelade på typ. (Källa: SVEP)

Värmekälla		Nominellt avgiven värmeeffekt 1994 - 2008					Totalt antal
		0 - 6	7 - 10	11 - 25	26 - 100	101 - 1000	
Uteluft	Vatten	19296	54980	8827	291	16	83410
Uteluft	Luft	277870	4279	1821	197	5	284172
Frånluft	Vatten	155675	16	15	2	0	155708
Frånluft	Luft	180	34	12	0	0	226
Slutna vätskesystem	Vätska-vatten	71085	201340	46417	10269	139	329250
Öppna vätskesystem	Vatten - vatten	82	52	97	61	7	299
						Summa	853065

Tabell 3: Statistik över värmepumpar i Sverige sorterade efter typ av värmepump (Källa: SVEP)

Små värmepumpar < 1 MW		End 2009	TWh	
Källa	Sänka	Av- levererad värme- energi	För- brukad elenergi	Upptaget från naturen
Uteluft	Vatten	2,4	0,8	1,5
Uteluft	Luft	3,0	1,0	2,0
Frånluft	Vatten	4,6	1,7	2,8
Frånluft	Luft	0,0	0,0	0,0
Slutna vätskesystem	Vätska-vatten	11,7	3,6	8,1
Öppna vätskesystem	Vatten - vatten	0,0	0,0	0,0
Totalt		21,7	7,2	14,5

Värmepumparnas effekt i GW

Tabell 4: Grovt uppskattade effekter för olika typer av värmepumpar.

Små värmepumpar < 1 MW		20 °C inne vid DUT				
Källa	Sänka	Antagen utnyttningstid h/år räknat på DUT	Värmefaktorer i medel	Vpvarmeeffekt vid 0°C/max huseffekt vid DUT	VP-varmeeffekt vid 0°C GW	VPHusens maxvarmeeffekt vid DUT GW
Uteluft	Vatten	3 400	2,8	60%	0,70	1,16
Uteluft	Luft	2 500	3,0	50%	1,19	2,38
Frånluft	Vatten	7 000	2,6	25%	0,66	2,62
Frånluft	Luft	3 000	2,6	20%	0,00	0,01
Slutna vätskesystem	Vätska-vatten	3 500	3,2	60%	3,35	5,59
Öppna vätskesystem	Vatten - vatten	3 500	3,3	60%	0,01	0,01
		Totalt			5,90	11,77

För att få effekten från de olika värmepumptyperna har antagits att varje värmepumptyp har en viss utnyttningstid (den tid kompressorn går). Om energin som avgivits från en viss typ av värmepump divideras med utnyttningstiden får man en effekt vilket antagits vara värmepumptypens nominella effekt vid 0 °C. Vidare har antagits att varje värmepumptyp har dimensionerats för en viss effekttäckningsgrad vid installationen. Man kan då beräkna effekten på byggnaderna i vilka dessa olika värmepumptyper installerats. En lite mer detaljerad analys med geografisk fördelning görs nedan.

Med dessa förenklade antaganden kan man uppskatta att vid Dimensionerande UtomhusTemperatur (DUT) har Sveriges alla värmepumpvärmda hus ett effektkrav på cirka 12 GW medan värmepumparna då bara förmår producera 6 GW. Nu är det så att DUT bara är en definitionsfråga. Mycket kallare temperaturer än DUT kan alltså uppträda. Om husens uppvärmningssystem är dimensionerade för att precis klara DUT kommer dock effektbehovet till husen inte att stiga vid lägre temperaturer såvida inte temporära lösningar i form av lösa värmare används. Utan temporära lösningar kommer temperaturen inomhus att sjunka vid oförändrad tillförd effekt – precis som för alla andra värmesystem. Det råder en genuin osäkerhet om vilka temporära tillskott som kommer att användas – **bara en viss del av spetseffekten kommer att tas med el**. Det är också redan vid DUT oklart hur många av värmepumphusen som förlitar sig på någon form av el för spetsvärme.

Vid beräkningarna redovisade här har alla värmepumpar med uteluft som värmekälla antagits minska sin varmeeffekt med 4% per grad som utomhustemperaturen sjunker under 0°C. Under -15°C har alla dessa värmepumpar antagits vara avstängda. Berg-, sjö-, och markvärmepumparna har

antagits minska sin effekt med 1% per grad som utomhustemperaturen sjunker under 0°C. Anledningen till denna senare minskning är dels att varmare vatten måste produceras till radiatorerna när det blir kallt ute – dels att värmekällan blir nedkyld när värmepumpen går kontinuerligt.

Värmepumparnas värmefaktor har beräknats genom att anta en viss modifierad Carnot-verkningsgrad. I följande tabell visas vilka antaganden som gjorts.

Tabell 5: Antaganden för beräkning av värmefaktorer

Källa	Sänka	T _{kond} °C	DT förå °C	T _{kbut} °C	η _{tc}
Uteluft	Vatten	50	8		55%
Uteluft	Luft	40	8		55%
Frånluft	Vatten	50	5	4	50%
Frånluft	Luft	35	5	4	50%
Slutna vätskesystem	Vätska-vatten	50	5	-3	60%
Öppna vätskesystem	Vatten - vatten	50	5	-3	60%

Tabellens tredje kolumn T_{kond} anger den antagna kondenseringstemperaturen vid temperaturer under DUT. DT_{föra} anger för uteluftvärmepumparna hur långt under utomhustemperaturen förångningen ligger och för övriga värmepumpar anger DT_{föra} hur många grader under utgående köldbärartemperatur (T_{kbut}) som förångningstemperaturen ligger. η_{tc} anger värmefaktorn i förhållande till Carnotprocessens värmefaktor. Den är satt så låg att även pumpar och fläktar kan antas medtagna. Formeln för beräkning av värmefaktorn lyder alltså:

$$COP = \eta_{tc} \cdot \frac{T_{kond} + 273}{T_{kond} - T_{föra}}$$

För att få eleffekten som de olika värmepumptyperna behöver vid en viss utomhustemperatur har deras värmeeffekt dividerats med deras värmefaktor.

Värmepumparnas fördelning geografiskt

Alla värmepumpar i Sverige har antagits fördelade på fyra orter, med nedanstående antaganden om medeltemperaturen och standardavvikelsen

Tabell 6: Antagen fördelning av Sveriges värmepumpar på fyra städer, samt medeltemperatur och standardavvikelse för temperaturen för dessa städer

	Medeltemp m °C	Standard- avvikelse s °C
1/7 i Umeå	3,4	9,6
2/7 i Stockholm	6,5	9,2
2/7 i Göteborg	7,9	8,3
2/7 i Malmö	8	7,2

De olika värmepumptyperna har antagits fördelade mellan de olika orterna enligt nedan. Det förefaller rimligt att tro att luft blir en alltmer populär värmekälla ju längre söderut man kommer i landet.

Tabell 7: Antagen fördelning av värmepumptyper på olika orter

Källa	Sänka	Umeå	Stockholm	Göteborg	Malmö
Uteluft	Vatten	10%	20%	20%	50%
Uteluft	Luft	10%	30%	30%	30%
Frånluft	Vatten	14%	29%	29%	29%
Frånluft	Luft	14%	29%	29%	29%
Slutna vätskesystem	Vätska-vatten	20%	30%	30%	20%
Öppna vätskesystem	Vatten - vatten	20%	30%	30%	20%

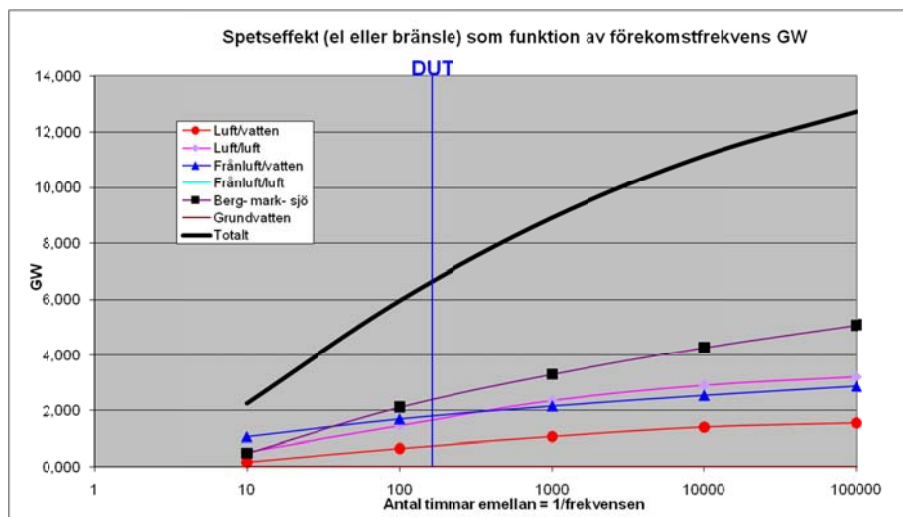
Tabell 8: Resultat av beräkningarna. Frekvenser för vissa låga temperaturer i de fyra städerna, samt totalt effektbehov till husen, värmepumparna och tillsatsvärmen.

	Medeltemperatur m	Standard avvikelse s	VP- Husens Maxeffek GWt DUT	Temperatur vid en frekv för klimat kallare än				
				0,00001	0,0001	0,001	0,01	0,1
Umeå	3,4	9,6	1,68	-37,6	-32,3	-26,3	-19,0	-8,9
Stockholm	6,5	9,2	3,36	-32,6	-27,6	-21,8	-14,8	-5,3
Göteborg	7,9	8,3	3,36	-27,3	-22,8	-17,6	-11,3	-2,7
Malmö	8	7,2	3,36	-22,9	-18,9	-14,4	-8,8	-1,3
Värmepumphusens effektbehov GW			11,77	15,9	14,4	12,7	10,6	7,7
Värmepumparnas avgivna effekt GW				3,15	3,24	3,76	4,64	5,50
Behov av tillskottseffekt till VP-husen GW				12,7	11,2	8,9	6,0	2,3
El till Värmepumparna GW				0,97	1,02	1,21	1,51	1,73
Behov av el eller annan tillskottseffekt GW				13,7	12,2	10,1	7,5	4,0

Resultat av beräkningarna

I tabellen ovan har resultaten av beräkningarna sammanställts. DUT har ansatts enligt SBN80, vilket innebär -22°C , för Umeå, -18°C för Stockholm, $-15,5^{\circ}\text{C}$ för Göteborg och $-12,5^{\circ}\text{C}$ för Malmö.

Man kan också göra en enkel kurva för att belysa behovet av spets-el eller annan tillskottseffekt för värmepumphusen. Kurvan kan t.ex. tolkas så att en timme var 100000 timme behövs cirka 12 GW spets-el eller annan tillskottseffekt. Detta framgår av Figur 6.



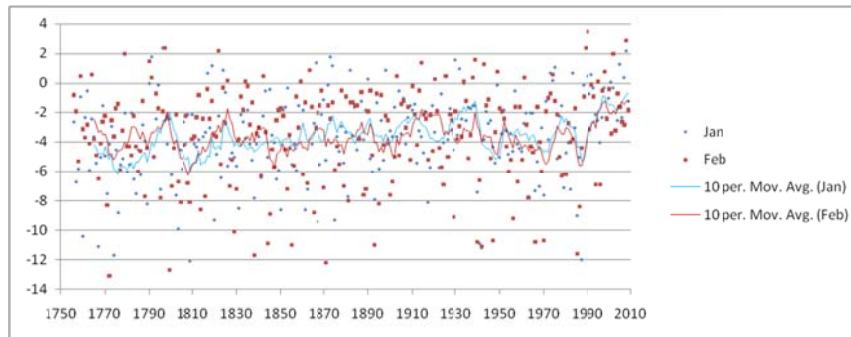
Figur 6: Totalt behov av spetseffekt för alla Sveriges värmepumpvärmda hus, som funktion av 1/frekvensen.

I figuren har lagts in den frekvens som motsvarar DUT. Det bör kanske observeras att vid lägre temperaturer blir uppskattningen något osäker, då husens uppvärmningssystem inte är dimensionerade för att tillhandahålla högre effekter. I vissa fall kommer detta att betyda att innetemperaturen tillåts att sjunka någon grad, vilket minskar effektbehovet nationellt jämfört med beräkningen. I andra fall kan husägaren tänkas utnyttja tillfälliga lösningar såsom lösa elkaminer, vedkaminer eller liknande.

Figur 6 visar också hur hus med olika värmepumptyper bidrar till effektbehovet. Det kan förefalla förvånande att husen med berg- mark- och sjövärmepumpar bidrar mest till effektbehovet. Detta beror på att detta är den vanligaste värmepumptypen, samt att denna typ av värmepumpar antas användas i hus med betydligt större effekt- och energibehov än husen med luftvärmepumpar.

I beräkningen ovan har temperaturdata för perioden 1961 till 1981 använts. Det kan invändas att temperaturnivåerna kan ha stigit något sedan dess på grund av den globala uppvärmningen. Figur 7 visar medeltemperaturerna för januari och februari månad i Stockholm från år 1750 till 2009. I diagrammet har också lagts in glidande medelvärden för tioårsperioder. Det finns en antydning till en ökning under de senaste tio åren jämfört med den tidsperiod beräkningen baseras på. Om temperaturen under vintern antas

stiga med två grader jämfört med tidigare, skulle detta enligt SVKs tidigare nämnda tumregel 79 minska det nationella effektbehovet med 800 MW. Endast en del av detta kan hänföras till hus med värmepump. En temperaturändring på ett par grader skulle alltså inte påverka slutsatserna av beräkningarna ovan i någon väsentlig utsträckning.



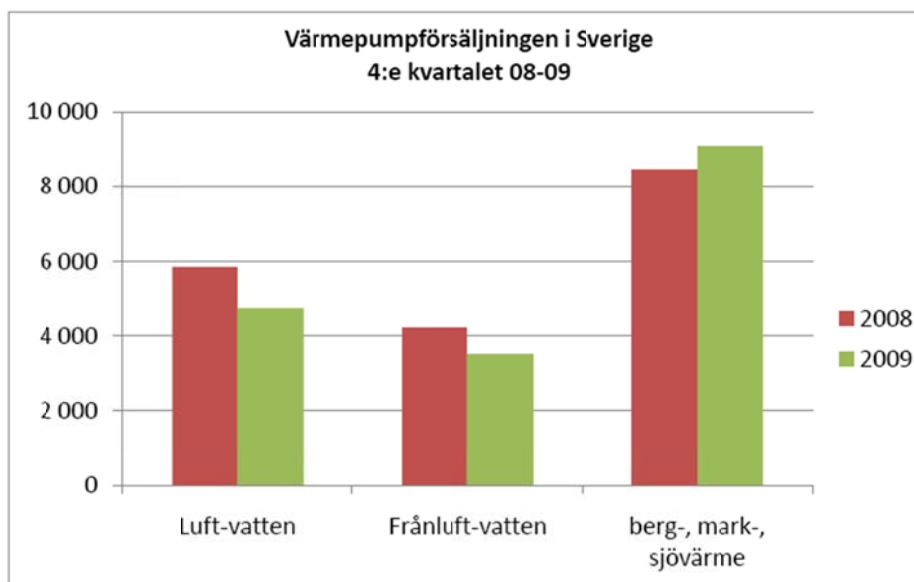
Figur 7: Medeltemperaturer för januari och februari i Stockholm för tiden 1750 – 2009ⁱ. Linjerna ger glidande medelvärden för tio år.

ⁱ <http://www.metoffice.gov.uk/climatechange/science/monitoring/subsets.html>

Spetsvärmelösningar för värmepumpar

Inledning

Värmepumpar fortsätter att installeras i hög takt i Sverige. Enligt Svenska värmepumpsföreningen, SVEP, installerades år 2009 omkring 115 000 värmepumpar, varav ca 60 000 var luft-luft pumpar, 13000 frånluftvärmepumpar, 16 000 luft-vatten och resterande 27 000 berg- eller ytjord värmepumpar. Enligt den senaste statistiken från SVEP ökar antalet installerade luft-luft värmepumpar och bergvärmepumpar jämfört med tidigare år. Där- emot minskar installationen av frånlufts- och luft-vatten värmepumpar (se Figur 8).



Figur 8: Värmepumpsförsäljningen fjärde kvartalet 2008 och 2009 (från www.svepinfo.se).

I detta kapitel ska kort redogöras för utvecklingstrender som kan skönjas angående värmepumpstekniken i allmänhet, samt för hur behovet av spetslast kan täckas.

Utvecklingstrender för värmepumpar

Trender gällande systemlösningar och val av värmepumpsstorlek

Som tidigare nämnts är det numera vanligt att dimensionera värmepumpen för att täcka 60-70% av den nödvändiga effekten vid dimensionerande utetemperatur (DUT). Vi tror dock att det finns en trend mot att allt större värmepumpar installeras. Detta kan vara logiskt, då ökande energipriser och låga räntor motiverar en större investering. Ur rent teknisk synpunkt finns en gräns för hur stor värmepumpen bör vara i förhållande till effektbehovet vid DUT, då en stor värmepump under mildare väderförhållanden kommer att ha mycket stor effekt i jämförelse med det aktuella behovet, vilket medför korta gångtider och därmed risk för ökat slitage och också större inverkan av start/stoppförluster som kan påverka värmepumpens värmefaktor negativt. Ur rent driftsekonomisk synpunkt torde det dock inte vara någon risk att installera en stor (heltäckande) värmepump, då försämringen i värmefaktor kommer att bli liten och behovet av tillsatsvärme därmed elimineras.

En annan trend, som kan märkas, är att flera värmepumpstillverkare marknadsför värmepumpar med kapacitetsreglering. Detta sker, så vitt vi kunnat se på den svenska marknaden, uteslutande genom varvtalsstyrning. För luft-luft värmepumpar har varvtalsstyrning varit vanlig sedan ca 20 år, medan det för berg/ytjord-värmepumpar introducerats betydligt senare. Varvtalsstyrning möjliggör anpassning av avgiven effekt till aktuellt behov. Ett typiskt reglerområde är från 35Hz till 70Hz, med en nominell frekvens av 50 Hz ger detta alltså tillgång till en extra kapacitet på ca 40% av den nominella för att täcka behovet kalla dagar. Med ett sådant reglerintervall kommer kompressorn ändå att gå on/off en väsentlig del av året. Om kompressorn är varvtalsstyrd bör även köldbärarpumpen vara det. Varvtalsreglering av pumpar och kompressorer innebär väsentligt utökade möjligheter till optimering av driften. Detta ämne behandlas i ett annat projekt inom Effsys2.

Trender gällande andra tekniska lösningar

Bland de svenska värmepumpstillverkarna dominerar R407C som köldmedium. Även 404A, R410A och R134a används. För importerade luft-luft värmepumpar används oftast R410A. Propan används som köldmedium i endel importerade värmepumpar från t.ex. Tyskland. Koldioxid används som köldmedium i flera japanska värmepumpar ursprungligen avsedda för

produktion av tappvatten. Valet av köldmedium styrs av vad som är tillåtet ur miljö- och säkerhetssynpunkt. En anledning till att kolväten (propan) inte används i större utsträckning är att de flesta kompressortillverkarna inte tillhandahåller kompressorer för dessa medier och inte tillåter, eller ger garantier, om kolväten används.

Värmepumpstillverkarna inkluderar alltmer elektronik i sina produkter. Detta kan ge möjligheter till driftsövervakning, felrapportering/felsökning, ändring av styrparametrar etc.. Många värmepumpar kan också nå över Internet via husets nätverk. Detta ger en möjlighet till fjärrstyrning som kan bli högaktuell i en framtid med stora variationer i tillförd eleffekt till kraftsystemet (efter utbyggnad av vindkraften). Så sker redan idag i Tyskland.

Tillsatsvärme för att täcka topp effekter levereras med alla värmepumpar avsedda att kopplas till ett radiatorsystem i form av en inbyggd elpatron. Samtidigt är värmepumparna ofta förberedda för dockning till annan typ av panna för ved, pellets eller olja. Så vitt vi kunnat finna finns inte några värmepumpar med gasvärmare inbyggd på den svenska marknaden. Detta har åtminstone tidigare förekommit på den europeiska marknaden. Sådana lösningar är också under utveckling i Frankrike, där detta stöds av lagstiftning och prissättning på el. Avsikten är då i första hand att kunna använda det energislag som är billigast för tillfället.

Tänkbara tekniska lösningar för att eliminera behovet av el för spetslast

Inledning

Flera tänkbara lösningar är möjliga för att ersätta den elpatron som normalt finns i en värmepump. Flera av dessa har redan omnämnts i samband med referaten av tidigare rapporter på liknande teman. Här kommer dessa möjligheter att upprepas och kommenteras för fullständighetens skull.

Som redan visats i de två refererade rapporterna ovan, är det mycket svårt att idag på rent ekonomiska grunder finna en bättre lösning än att använda en elpatron för att generera extra effekt under de kallaste dagarna. Alla värmepumpar avsedda att kopplas till radiatorsystemet innehåller redan en sådan. Investeringskostnaden är därmed noll. Även om elpatron inte skulle ingå så är investeringskostnaden i en sådan för radiator kretsen mycket låg jämfört med nästan alla andra lösningar. Om, som hittills är fallet, elpriset för villaägaren är konstant, eller beräknas på ett medelpris på elbörsen under en månad, finns inget ekonomiskt incitament att avstå från att använda el vid kallt väder. Som visats i tidigare rapporter är också vinsten i form av

lägre effektavgift närmast försumbar med dagens tariffer och motiverar ingen större investering.

För att motivera övergång till icke elbaserad topp effekt krävs alltså ett annat system för prissättning av el, t.ex. timvis mätning och koppling till aktuellt marknadspris, gärna kopplat till större skillnader i effektavgifterna. Man kan också tänka sig andra ekonomiska styrmedel, som att kunden, mot viss rabatt eller ersättning, tillåter elleverantören att koppla bort elbaserad spetslast eller all elbaserad uppvärmning under kortare eller längre tid. Ett mer drastiskt steg skulle vara att förbjuda elbaserad spetslast helt och hållet.

Ur miljösynpunkt är det naturligtvis olyckligt om elbaserad tillsatsvärme ersätts av fossilbränslen, som, om de alls används, skulle utnyttjas bättre i storskalig kraftvärme. Målsättningen är ju att eliminera all användning av fossila bränslen. Man kan samtidigt anföra att inte heller biobränslen utnyttjas på bästa sätt för uppvärmningsändamål. Med ett ”marginalresonemang” kan man hävda att biobränslen inte bör användas för spetslast i enskilda villor. Totalverkningsgraden för pelletseldning uppgår till ca 65% inklusive pelletstillverkning, transporter och pannverkningsgrad. Ett fliseldat mottryckskraftverk kan få elverkningsgraden 30% och dessutom med rök-gaskondensering ca 80% värmeverkningsgrad (110%!). Om den genererade elen används för drift av värmepumpar kan man få ut ca 170% totalverkningsgrad. Om elen istället används för att driva elpatroner blir verkningsgraden bara 110%. Motivet, från ett nationellt perspektiv, att begränsa användningen av el för att täcka effektbehovet de kallaste dagarna, måste därmed i första hand vara att undvika investeringar i elproduktionsanläggningar med låg nyttjandetid. Den faktiska kostnaden för genererad effekt vid kall väderlek bör avspeglas i priset för att investeringar ska göras i rätt led i energisystemet.

Integrerade spetsvärmelösningar kan, oavsett om de är el- eller bränslebaserade, vara kopplade till husets radiatorsystem enligt principen flytande eller fast kondensering. För värmepumpens funktion är det alltid bättre med flytande tillsatsvärme, som shuntar in värmen fram till radiatorerna efter värmepumpens uppvärmning av vattnet. Om värmepumpen alltid får arbeta med returtemperaturen från radiatorerna (eller tappvarmvattenberedaren) får man både högre värmefaktor och högre effektavgivning. I radiatorsystem som kräver höga temperaturer för att hålla huset varmt finns även ökad risk att värmepumpen slås ut helt på grund av för höga kondenseringstemperaturer om man arbetar med fast kondensering.

Fördelen med att integrera tillsatsvärmen med radiatorsystemet är främst att det är bekvämare. Tillsatsvärmen kan styras av värmepumpen och husägaren behöver inte ens märka att tillsatsvärmen har startats. Fristående

bränslebaserade lösningar kräver ofta att systemet startas manuellt. För vissa sådana system är också övervakning under drift att rekommendera.

Förvaring av bränslet är ytterligare en faktor som måste tas i beaktande vid jämförelse av olika bränslebaserade lösningar. Om tillsatsvärmen behövs under mycket liten del av året, kanske inte ens varje vinter, är det fördelaktigt om bränslet är lätt tillgängligt vid behov, och säljes i mindre kvantiteter. Mindre kvantiteter innebär dock ofta ett högre pris. Generella svar på vad som är bästa lösning förefaller svåra att ge. Man kan dock notera följande om de olika bränslena:

- Pellets kan köpas både i små säckar, på pall och i bulk. Säckar kan köpas t.ex. på vissa bensinstationer
- Ved kan också fås i större och mindre kvantiteter. Priset kan vara mycket högt vid köp i små kvantiteter.
- Gas (metan, naturgas, biogas) kan levereras via ledning till bara en liten del av Sveriges villor. Naturgas och biogas kan köpas som fordonsbränsle på vissa mackar, men så vitt vi kunnat finna finns ingen möjlighet idag att köpa sådan gas på flaska eller större behållare på samma sätt som gasol.
- Gasol (propan) kan fås i flaskstorlekar upp till 45 kg och kan även levereras i större behållare. Gasolens ursprung är normalt fossila kolväten. Dock pågår enligt Svenska Gasföreningenⁱ försök med att producera bio-propan som en biprodukt från framställning av biodiesel från raps (RME).
- Villaolja levereras i kvantiteter om 0,5 m³ och uppåt. Dieselolja kan hämtas på närmaste mack i valfri kvantitet och priset är ungefär detsamma som för villaolja. Det finns också bio-oljor som kan ersätta villaolja. Infrastrukturen för dessa är ännu inte utbyggd. Biodiesel finns att köpa på ett fåtal tankstationer i Sverige. Det är oklart om dessa oljor kan användas i alla vanliga oljebrännare.
- Bensin kan användas som bränsle till vissa mindre värmare. Eventuellt kan sådana brännare också användas med etanol eller etanol/bensinblandningar som E85.
- Etanol och metanol används som bränsle i vissa mindre kaminer och värmare. Kan vara en möjlig lösning för framtiden som miljövänliga alternativ till fossila bränslen. Svårt att hitta försäljningsställen för större kvantiteter än några liter.
- Fotogen kan användas som bränsle för mindre kaminer och värmare. Tycks vara svårt att hitta försäljningsställen som levererar i större kvantiteter än 5 l dunkar.

I Tabell 9 visas kostnaden i konsumentled inklusive skatter och avgifter för de bränslen som nämnts ovan. Flera vätskeformiga bränslen kan som

ⁱ <http://www.forumgas.se/forum/viewtopic.php?f=4&t=1514>

nämnts vara svåra att hitta i rimligt stora förpackningar då de idag används bara som bränslen för fritidskök och liknande. Priserna skulle sannolikt kunna vara lägre om det fanns en större marknad för dessa bränslen.

Tabell 9: Kostnad för olika bränslen i konsumentled vid inköp i olika kvantiteter

	Pris	Antaget värmeinhåll	Kr/kWh ⁱ	Källa för pris
Pellets, säck	65 kr/säck	16,8 MJ/kg	0,87	ii
Pellets, pall	3356 kr/ton	16,8 MJ/kg	0,72	Som ovan
Pellets, bulk	2771 kr/ton	16,8 MJ/kg	0,59	Som ovan
Ved, säck	110 kr/40 l	1200 kWh/m ³	2,3	iii
Ved, storsäck	731 kr/m ³	800 kWh/m ³	0,91	Som ovan
Naturgas, nät			0,95	iv
Gasol, liten	343kr/5kg	12,8 kWh/kg	5,4	v
Gasol, stor	900kr/45kg	12,8 kWh/kg	1,6	vi
Villaolja, inne	11388kr/m ³	10100kWh/m ³	1,13	vii
Diesel	12,3 kr/l	9800 kWh/m ³	1,25	viii
Biodiesel B100	11,7 kr/l	9200 kWh/m ³	1,27	ix
Bensin	12,9 kr/l	9100 kWh/m ³	1,42	x
Etanol, E85	9,14 kr/l	6300 kWh/m ³	1,45	Som ovan
Etanol	25 kr/l	5700 kWh/m ³	4,39	xi
Metanol	Ca 15 kr/l (fat)	6300 kWh/ m ³	3,01	xii
Fotogen	30 kr/l	9500 kWh/ m ³	3,16	xiii
Fotogen	Ca 15 kr/l (fat)	9500 kWh/ m ³	1,58	xiv

Kombination med befintlig olje-/ved-/pellets-/gaspanna

Byggnadsbeståndet förnyas endast långsamt och därmed har de flesta befintliga byggnader som idag har värmepump installerad tidigare haft någon

ⁱ Inkl skatter

ⁱⁱ <http://www.bioheat.se/pellets.htm>

ⁱⁱⁱ <http://www.stockholmsvedlager.se/priser.html>

^{iv} <http://www.eon.se/templates/Eon2TextPage.aspx?id=47706&epslanguage=SV> Inkl. nätavgift.

^v <http://web.shellanged.com/gasol.pdf>

^{vi} <http://www.gasinstallationer.com/default.asp?HeadPage=371&Gasolfyllarna>

^{vii} <http://www.okq8.se/privat/hemma/villaolja/bestallvillaolja>

^{viii} <http://www.bensinbolaget.se/bensin.asp?areaID=14>

^{ix} <http://www.okq8.se/privat/pastationen/drivmedel/priser>

^x <http://www.bensinbolaget.se/bensin.asp?areaID=14>

^{xi} <http://www.biltema.se/sv/Fritid/Friluftsliv/Kemikalier/Rod-etanol/>

^{xii} Telefonsamtal med <http://www.swedhandling.com/>

^{xiii} <http://biltema.se/sv/Fritid/Tradgard/Kemi/Lysfotogen/>

^{xiv} Telefonsamtal med <http://www.swedhandling.com/>

annan form av uppvärmning, vanligtvis en oljepanna. Detta innebär att de flesta hus är mer eller mindre förberedda för bränslebaserad tillsatsvärme. En gammal oljepanna i gott skick kan ofta förses med pelletsbrännare eller gasbrännare till en rimlig kostnad. En förugn för förbränning av ved kan också vara ett möjligt alternativ. För alla de nämnda bränslena finns brännare kommersiellt tillgängliga.

I de fall oljepannan tagits bort finns ändå en skorsten som kan användas, vilket avsevärt minskar investeringen om en ny panna ska installeras.

Separat panna kopplad till radiatorkretsen



Figur 9: Vägghängd gaspanna (<http://www.milton.se/>)

Om en ny panna ska installeras och kopplas till radiatorkretsen kan investeringen att bli betydande. Om pannan enbart ska användas under några få dagar eller veckor varje år är det ur ekonomiskt perspektiv viktigt att hitta en lösning med låg inköps- och installationskostnad. De flesta produkter på marknaden är byggda för att kunna användas kontinuerligt under lång tid, har en alltför hög kostnad och kräver relativt stort utrymme.

Små enkla pannor för gasdrift finns på marknaden (se Figur 9), men kräver tillgång till naturgas eller biogas. Fast anslutning till ett gasnät kan knappast motiveras på grund av anslutnings- och abonnemangskostnaden. Som nämnts ovan finns för närvarande ingen infrastruktur för distribution av denna typ av gas (metan) på flaska i Sverige.



Figur 10: Liten bränsle driven vattenvärmare avsedd för bilar, båtar och husvagnar. Bensin eller diesel. Effekt 5 kW. Pris runt 10000 kr. (Från <http://www.eberspaecher.se>)

En annan typ av värmare för fast montering som skulle kunna tänkas användas är värmare avsedda att användas i båtar, husvagnar och bilar. Ett exempel på en sådan visas i Figur 10. Sådana värmare finns både för värmning av vatten i en radiatorkrets och för värmning av luft. Bränslet kan vara bensin, diesel eller gasol. Möjligen kan vissa värmare även fås för drift med etanol, metanol eller E85.

Fristående kamin

Om tillsatsvärmen bara förväntas användas några dagar per år kan man kanske också acceptera en tillsatsvärmelösning i form av en fristående kamin centralt placerad i huset. En sådan kan också fungera som värmekälla i samband med kortare strömavbrott. En vedeldad kamin kräver skorsten och är en relativt stor investering, alltför stor om syftet enbart är att fungera som tillsatsvärmelösning. En billigare lösning är en kamin för gasol eller fotogen, vilka inte kräver rökkanal om rummet där de placeras är tillräckligt stort. Kaminer av detta slag utformas normalt enbart med tanke på funktionen, men som bilden till höger i Figur 11 visar kan de även vara en prydnad och bidra till att öka trivselen också då de inte behövs för att hålla värmen.



Figur 11: Exempel på gasolkaminer. Vänster: Effekt 4,1 kW. Ca pris inkl. moms 1200 kr. Höger: Effekt 3 kW. Ca pris 7400 kr inkl. moms (<http://www.gasol.nu/produkter/kaminer/>)

Som framgår av priserna i Figur 11 och Figur 12 så kan investeringskostnaden vara ytterst marginell för en sådan lösning. Gasol eller fotogen är dock relativt dyra bränslen, varför de knappast kan komma i fråga för användning under längre tidsperioder. Det finns också folkhälsoaspekter på att använda skorstenlös förbränning inomhus i synnerhet om luftväxlingen är begränsad.

Räkneexempel:

Antag att en bergvärmepump med effekten 8 kW är dimensionerad för att klara temperaturer ner till -12°C i ett visst hus. Inre laster i huset antas bidra så att uppvärmning behövs först vid utetemperaturer under $+15$. Antag att temperaturen under en vecka är -18°C . Detta betyder att den nödvändiga effekten är $15 - (-18) / (15 - (-12)) \cdot 8 \text{ kW} = 9,8 \text{ kW}$. Tillskottsvärmevärmekällan behöver då tillföra 1,8 kW under veckans 168 timmar, dvs 302 kWh. Om tillskottsvärmen kommer från en gasolkamin och gasolpriset är 1,6 kr/kWh enligt Tabell 9 så blir den extra kostnaden (utöver vad el till en elpatron skulle kosta) högst ett par hundralappar, motsvarande mindre än effektaavgiften för de extra 1,8 kW som elpatronen ger. Om elprisets variation timme för timme tillåts slå igenom i konsumentledet kan gaslösningen tänkas bli billigare än värme från en elpatron.



*Figur 12: Exempel på fotogenkamin. 2,2 kW. Ca pris 1200 kr.
(http://www.safetystore.se/store/?pid=372&ref=12&utm_source=Kelkoo&utm_medium=Feed)*

Lagring av värme i vattentank

Tillsatsvärme är aktuellt bara vid låga utomhustemperaturer, då framledningstemperaturen till radiatorsystemet måste vara som högst. Detta innebär att temperaturändringen i en ackumulatortank blir begränsad och behovet av tankvolym därmed stort. Ett golvvärmesystem ger här större möjligheter än ett äldre radiatorsystem för högre temperaturer. Det är inte realistiskt att utforma ett system som klarar en köldknäpp på flera dagar. Däremot kan en mindre ackumulatortank bidra till att överbrygga någon timmes avbrott i tillförseln av tillsatsvärme. Om siffrorna i exemplet ovan används, dvs om spetseffekten som krävs är 1,8 kW, och temperaturen i tanken ändras 10K (från 55 till 45°C) under urladdningen så räcker en tank på 500 liter för att hålla temperaturen i huset under drygt tre timmar. Kostnaden för en sådan tank är kring 10000 kr, exklusive installationⁱ. Man kan dock invända att husets tidskonstant normalt skulle tillåta bortkoppling av tillsatsvärme under någon timme utan problem även utan ett sådant lager.

En komplikation vid användning av ackumulatortank kopplad till värmepump är att kondenseringstemperaturen under laddning behöver vara högre än som motiveras av nödvändig framledningstemperatur, samt att lagringstemperaturen knappast kan vara högre än 55°C.

Värmepumpar används normalt även för att värma tappvarmvatten, och för att få tillräckliga mängder vatten under kort tid krävs att systemet innehåller en varmvattentank. Tanken kan innehålla antingen radiatorvatten (genomströmningsberedare) eller förbrukningsvatten. För värmepumpens funktion är det också viktigt att det finns en tank i systemet för att få tillräckligt långa drifttider och begränsa antalet starter. Marginalkostnaden för att öka volymen på tanken är sannolikt betydligt lägre än för en separat ackumulator. Om det ur elleverantörens perspektiv är tillräckligt intressant att kunna koppla bort elbaserad spetslast under kortare tid för att införa ekonomiska incitament för husägaren, kan det finnas en marknad för värmepumpar med möjlighet till lagring av värme för kortare tid.

EU har nyligen tagit beslut om att nya byggnader i framtiden ska kunna generera en stor del av den energi de förbrukar. Om detta genomförs kan det innebära att nya byggnader måste förses med solfångare. För att dessa ska bli effektiva krävs relativt stora vattenlager. Om byggnaden redan har sådana lager kan det vara möjligt att utnyttja dessa även vintertid, då solvärmens inte är användbar, för att överbrygga längre perioder med kallt väder.

ⁱ <http://www.koping.net/nila/webb/acktank.htm>

Kapacitetsreglerad heltäckande värmepump

Kapacitetsreglering av värmepumpar kan ske på flera olika sätt:

- Steglös varvtalsreglering av kompressorn via inverterstyrning
- Kompressormotor med två hastigheter genom dubbla lindningar
- Bortkoppling av cylindrar
- Återföring av gas från högtrycks- till lågtryckssidan
- Mer än en kompressor eller parallellkopplade värmepumpar

Alla dessa metoder används kommersiellt. Den dominerande lösningen för mindre värmepumpar är dock steglös varvtalsreglering via inverterstyrning. För större installationer är det mycket vanligt att bygga system bestående av flera likadana värmepumpar. Detta ger både god reglering, enkel installation, flexibilitet och redundans.

Steglös varvtalsreglering har potentialen att ge högre energieffektivitet, då vid lågt varvtal / låg effekt temperaturdifferenserna i förångare och kondensator blir lägre. Varje grads minskning av temperaturdifferensen mellan kondenserings- och förångningstemperaturen kan förväntas ge 2 – 3% lägre energiförbrukning. I praktiken kan dock olika förluster helt eliminera vinsten om inte systemet utformas väl: Kompressorns mekaniska verkningsgrad och kompressormotorns elektriska verkningsgrad varierar båda med varvtalet, varför avvikelser från nominellt varvtal kan innebära förluster, inverterstyrningen har elektriska förluster, vid låg effekt blir pumpeffekten i köldbärarkretsen mer dominerande om inte också detta varvtal regleras, och om köldbärarpumpens varvtal blir för lågt kan flödet bli laminärt vilket medför att värmeövergången i kollektorkretsen försämras.

Reglerområdet för de flesta kompressorer är också begränsat. Typiskt kan drivströmmens frekvens ökas från 50 till 70 Hz och sänkas till 35 Hz. Vid låga hastigheter kan problem med smörjningen uppkomma. Frekvensområdet är dock olika för olika kompressorer och det finns exempel på kompressorer med varvtalsområden med faktorn 1:6.

Kapacitetsreglering av mindre värmepumpar innebär fortfarande en väsentligt ökad kostnad oavsett hur detta uppnås. Det kan dock förväntas att kostnaden för styrelektronik för varvtalsreglering fortsätter att sjunka. Det är därmed troligt att varvtalsstyrning blir vanligare i framtiden.

Varvtalsstyrda värmepumpar kan förväntas vara utformade så att effektiviteten av kompressor och elmotor är högst vid nominellt varvtal, inte vid maximalt varvtal. Varvtalsstyrda berg/vatten värmepumpar dimensioneras därför vanligtvis så att ingen extra spetsvärme från annan värmekälla ska behövas ens vid dimensionerande utetemperatur. Generellt kan sägas att varvtalsstyrning, eller annan kapacitetsreglering, inte är ekonomiskt försvarbart med dagens eltaxor bara för att täcka behovet av tillsatsvärme. Motivet måste vara i första hand att få högre värmefaktor vid dellast, vilket

utgör en betydligt större andel av drifttiden. Kapacitetsregleringen ger dock som bieffekt att den nödvändiga eleffektillförseln blir ca en tredjedel av vad en elpatron skulle kräva. Ur elleverantörens synvinkel är dock bränslebaserad tillsatsvärme att föredra vid situationer med effektbrist.

En intressant möjlighet som diskuterats är att uppgradera befintliga berg- och ytjordvärmepumpar med separat varvtalsreglering. Detta skulle eliminera behovet av annan tillsatsvärme och möjligen också ge högre årsvärmefaktor för värmepumpen. Det bör dock noteras att alla hermetiska kompressorer inte är lämpade för varvtalsstyrning, då effektiviteten kan variera väsentligt med varvtalet.

Vad är brukaren beredd att acceptera?

Ovan har presenterats ett antal olika metoder att täcka behovet av spetslast vid kall väderlek. Det är uppenbart att de olika lösningarna innebär olika mycket merarbete, eller olika bekvämlighet ur användarens perspektiv. Det är därmed intressant att något diskutera vad användaren kan vara villig att acceptera, och hur mycket extra bekvämlighet får kosta.

Uppvärmningssystem dimensioneras normalt för att kunna täcka effektbehovet vid DUT. DUT (eller DVUT) är dock ingen nedre gräns för temperaturen utan är, förenklat, baserad på en fixerad, men godtyckligt vald, frekvens med vilken temperaturen understiger ett visst värde¹. Detta betyder att man ansett att de boende får vara beredda att vid extremt kallt väder acceptera att innetemperaturen sjunker under det dimensionerande värdet (20°C), eller att extra värme måste tillföras utöver vad värmesystemet kan ge. Man skulle på motsvarande sätt kunna tänka sig att införa en Dimensionerande Utetemperatur för olika former av tillsatsvärme, dvs en frekvens med vilken villaägaren kan tänkas vara beredd att acceptera den minskning i bekvämlighet vissa former av tillsatsvärme medför. För att kunna göra ett korrekt val behöver också kostnaden för olika slag av tillsatsvärme, inklusive avskrivning på investeringen, inkluderas. Man kan också tänka sig att elleverantören, mot ersättning eller rabatt, tillåts koppla bort elbaserad spetslast. Även detta bör då vägas in vid val av tillsatsvärme.

En fullständig analys av vad olika scenarier skulle innebära för värmepump-husens effektbehov har inte kunnat göras här. En sådan undersökning bör baseras på intervjuer eller enkäter till ett stort antal brukare. En viss uppfattning om vid vilka utetemperaturer användarna kan tänka sig vidta speciella åtgärder kan man få genom att titta på frekvensen av förekomsten av temperaturer under ett visst värde för en viss ort.

¹ En fullständig definition finns i SS-EN ISO 15927-5

Tabell 10: Antal timmar och dagar då temperaturen i Stockholm är lägre än ett visst värde. Baserat på statistik från 1961 till 1981.

t	Tid/år med $t_{ute} < t$	
	timmar	dagar
-28	0	0
-27	0	0
-26	1	0
-25	2	0
-24	4	0
-23	6	0
-22	9	0
-21	13	1
-20	18	1
-19	25	1
-18	35	1
-17	48	2
-16	62	3
-15	86	4
-14	111	5
-13	140	6
-12	177	7
-11	228	9
-10	298	12
-9	369	15
-8	469	20
-7	585	24
-6	720	30
-5	888	37
-4	1079	45
-3	1317	55
-2	1580	66
-1	1872	78
0	2227	93

I Tabell 10 visas hur många timmar eller dagar som temperaturen är lägre än något givet värde i Stockholm, baserat på statistik från åren 1961 – 1981. Om man antar att användaren kan tänka sig att använda någon enkel form av icke elbaserad tillsatsvärme, t.ex. gasolkamin, under en vecka per år, så skulle uppvärmningssystemet kunna dimensioneras för att klara -12°C i stället för $\text{DUT} = -18^{\circ}\text{C}$. Det är uppenbart från tabellen att frekvensen ökar hastigt med stigande temperatur. Om man antar att två veckors användning av tillsatsvärme kan accepteras behöver systemet dimensioneras för -9°C , dvs bara tre grader högre, och för tre veckors användning stiger temperaturen bara ytterligare ca $1,5^{\circ}\text{C}$. Husets effektbehov varierar i stort sett linjärt med temperaturen och om behovet kan beräknas med 10% noggrannhet betyder detta att balanstemperaturen (då installerad effekt är lika med behovet för att bibehålla inomhustemperaturen) kan bestämmas

inom ett intervall av 3 till 4°C, vilket i sig alltså motsvarar en mycket stor skillnad i frekvens (jämför tabellen). En slutsats är att det är mycket svårt att dimensionera uppvärmningssystemet för en viss frekvens av behov av tillsatsvärme utöver ordinarie uppvärmningssystem. Värdet av en noggrann bestämning av brukarnas intresse att använda enklare tillsatslösningar som funktion av frekvensen blir därmed begränsad.

Rent allmänt förefaller det sannolikt att det i de flesta hem skulle vara acceptabelt att använda en gasolkamin, fotogenkamin eller braskamin under en vecka per år. (Kostnaden för de första två alternativen är som ovan visats mycket låg). En förutsättning är naturligtvis att det finns något ekonomiskt incitament, dvs att bränslekostnad plus avskrivning på investeringen är lägre än kostnaden för elenergin för el-spets under motsvarande tidsperiod, eller att rabatten som erhålls om elleverantören tillåts koppla bort husets elpatron är större än skillnaden mellan bränslekostnad + avskrivning och elkostnad.

Det kan noteras att balanspunkten för luft/luft värmepumpar typiskt ligger så högt att tillsatsvärmelösningar behövs under en lång tid under vintern. Dessutom sjunker den avgivna effekten snabbt med utetemperaturen, varför värmepumpen måste ha mycket stor nominell effekt för att klara uppvärmningen vid kallt väder (se exempel nedan). Här krävs därför någon form av permanent tillsatsvärme som startar automatiskt och inte kräver särskilda åtgärder. De enkla, tillfälliga lösningar som diskuterats ovan är därför knappast aktuella. Eftersom i detta fall den extra energi som behöver tillföras är relativt stor kan en större investering motiveras, om detta medför lägre energikostnader.

Tillsatsvärmen i hus med luft-luftvärmepump behöver också dimensioneras för att klara hela effektbehovet den kallaste dagen (eller vid DUT) eftersom värmepumpen sannolikt slår av vid ca -15°C. Om tillsatsvärmen tillförs som elvärme kommer huset alltså att ge ett högst väsentligt bidrag till behovet av effekt vid kall väderlek.

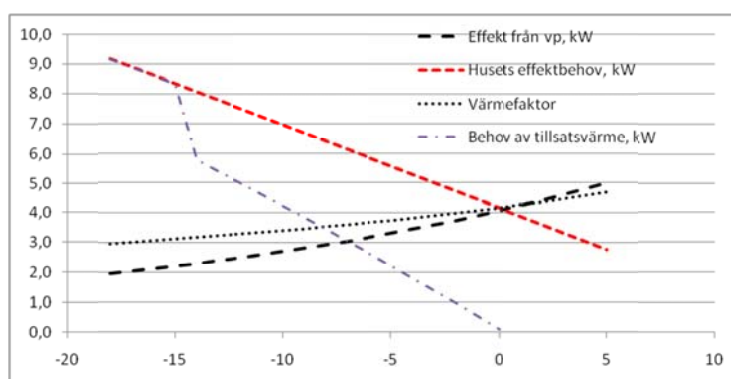
Exempel:

Antag att en luft-luft värmepump har en nominell effekt på 5 kW vid +5°C utetemperatur, och att avgiven effekt sjunker med 4% per grads sänkning av utetemperaturen. Värmefaktorn antas kopplad till utetemperaturen genom en konstant Carnot-verkningsgrad. Detta betyder att avgiven effekt varierar med temperaturen enligt följande:

T _{ute}	-12	-11	-10	-9	-8	-7	-6	-5	-4	-3	-2	-1	0	1	2	3	4	5
Effekt kW	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,1	3,2	3,3	3,5	3,6	3,8	3,9	4,1	4,2	4,4	4,6	4,8	5,0

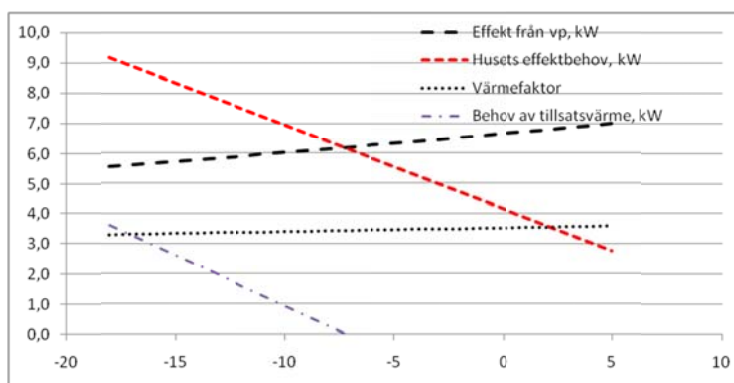
Om husets effektbehov vid -12°C är $7,5\text{ kW}$ behövs alltså tre värmepumpar av denna typ om ingen annan tillsatsvärme ska installeras.

Figuren nedan visar hur husets effektbehov, värmepumpens effektavgivning, behovet av tillsatseffekt samt värmefaktorn varierar med utomhus-temperaturen.



Motsvarande exempel kan också beräknas för en bergvärmepump. I detta fall antas att den nominella effekten är 7 kW vid en förångningstemperatur av -8°C och en kondenseringstemperatur av $+45^{\circ}\text{C}$ och en utetemperatur av 5°C . Avgiven effekt antas sjunka med 1% per grads sänkning av utomhustemperaturen, och förångningstemperaturen antas sjunka med $0,2^{\circ}\text{C}$ för varje grads sänkning av utomhustemperaturen från 5°C . Resultaten visas i figuren nedan.

Som framgår blir behovet av tillsatsvärme vid låga utetemperaturer markant mindre i detta fall.



Slutsats angående vad brukaren kan tänkas acceptera

En slutsats av ovanstående resonemang om vad brukaren är beredd att acceptera är att villor med berg- och ytjordvärmepumpar relativt enkelt

skulle kunna förses med enklare bränslebaserat tillsatsvärmesystem, för användning under en eller ett par veckor varje vinter. Därigenom bör i de flesta fall behovet av tillsatsvärme i form av el helt kunna elimineras. För villor med luft-luft-värmepump finns inte motsvarande enkla lösning för att eliminera behovet av el-spets dels därför att nödvändig extra effekt är större, dels för att tillsatseffekten behövs under längre tidsperioder.

Slutsats angående spetsvärmelösningar i allmänhet

Här har redovisats olika sätt på vilka tillsatsvärme kan tillföras en villa som normalt värms med värmepump. För hus med berg- och ytjordvärmepumpar, som normalt täcker en mycket stor andel av husets årsbehov av energi, bör tillsatslösningarna vara billiga i inköp, men bränslet kan få vara relativt dyrt. Enkla gasol- eller oljeeldade pannor anslutna till radiatorsystemet är en lösning, fristående kaminer för gasol eller fotogen en annan betydligt billigare lösning.

Vid nyinstallation bör man överväga installation av en kapacitetsreglerad värmepump som ensam klarar lasten även den kallaste dagen. En sådan värmepump kan dels förväntas ge högre årsvärmefaktor, dels, om den kombineras med ett mindre lager, ge möjlighet till utnyttjande av dygnsvariationer i elpriset under en stor del av vintern.

Hus med luft-luftvärmepumpar kräver som nämnts ovan tillsatsvärme under betydligt större andel av året och bör därför vara försedda med tillsatsvärme som inte kräver tillsyn eller innebär olägenheter. Med nuvarande taxestrukturer, med konstant elpris, och nuvarande utbud och pris på bränslen är det svårt att se hur andra lösningar än vattenburen elvärme kan komma i fråga, om inte huset redan har en fungerande oljepanna.

En generell slutsats är att tillsatsvärmelösningar går att ordna till mycket låg investeringskostnad.

En genomgång av tillgängliga bränslen visar att det finns biobaserade alternativ till villaolja och gasol, även gas- och vätskeformiga sådana, men att infrastrukturen för dessa inte är utbyggd. Inget antyder att priset för dessa skulle bli avskräckande högt för den som vill värma villan utan användning av fossila bränslen.

Värmepumpar, en del av problemet eller en del av lösningen?

Inledning

Huvudtemat för den här rapporten har varit att försöka klargöra värmepumparnas bidrag till eventuell effektbrist vid kall väderlek. Det är emellertid lämpligt att här något behandla också de möjligheter värmepumpar kan ge i ett framtida energisystem. Tidsperspektivet är här det ”överblickbara”, dvs en tid inom vilken den teknologi som redan idag finns utvecklad kan komma att implementeras, men inom vilken ingen radikalt ny teknik förväntas introduceras.

Några trender som idag är tydliga och som kommer att förändra energisystemet är följande:

- Beroendet av fossila bränslen kommer att minska som resultat av politiska beslut med avsikt att reducera utsläppen av koldioxid och därmed bromsa den globala uppvärmningen. Omställningen, globalt sett, kan förväntas ta lång tid då flera folkrika länder är stadda i snabb utveckling och därmed har ökande behov av energi.
- En ökande andel av energitillförseln kommer att ske via flödande energikällor. På kort sikt är det i första hand vindkraften som kan förväntas öka kraftigt. På längre sikt kan solenergi, genererad i t.ex. Sahara, komma att få inflytande även för Europas energibalans.
- De flödande energikällorna kommer att bidra till betydligt större variationer i tillgång till eleffekt än vad som är fallet idag. För att utnyttja dessa variationer kommer det bli nödvändigt att införa eltariffer som avspeglar den momentana kostnaden för elproduktionen. Detta kommer att medföra variationer i elpris, som i sin tur motiverar installation av utrustning som kan anpassa energianvändningen över tiden, och på olika sätt lagra energi från tidpunkter med lågt pris till tider med högt pris.
- För Sveriges del är det sannolikt att tillgången på elkraft kommer att öka också genom att produktionskapaciteten för kärnkraften utökas och att vindkraften byggs ut. Import av el från Finland kan också bli möjlig i och med byggnationen av de tre nya kärnreaktorer som man där beslutat om.

- Elenergianvändningen i Sverige kommer sannolikt inte att förändras i någon större utsträckning under överskådlig tid. Införande av ny energisnål teknik kommer att tendera att sänka användningen, samtidigt kommer bruket av eldrivna bilar att tendera att öka energianvändningen. Det senare förutsätter dock att batteriutvecklingen går framåt, så att batterikostnaden blir rimlig.
- För att ta upp lokala och nationella variationer i tillgången på effekt behöver elnäten byggas ut inom och mellan länderna. Detta kommer att innebära att elmarknaderna blir närmare kopplade än som är fallet idag.
- Priset för elenergi kan förväntas fortsätta stiga. El från ny kärnkraft och el från flödande energikällor har ungefär lika hög totalkostnad. Att ny kärnkraft byggs är därmed ett bevis på att företagen tror på högre elpriser än idag. Den ökade överföringskapaciteten mellan länderna kommer också att innebära en utjämning av elenergipriserna, vilket kan förväntas innebära högre genomsnittliga priser i Skandinavien.
- Generellt kommer en ökande andel av energiflödena i samhället att överföras i form av elström. Vi går mot ett "electric society".
- Bioenergi kommer att få en ökande användning, men dessa bränslen bör användas där de gör mest "nytta". Detta kan vara som drivmedel för förbränningsmotorer i fordon, efter omvandling till gas- eller vätskefas, eller för drift av mottryckskraft i fjärrvärmenäten. Fjärrvärme kommer därmed att få en fortsatt stor betydelse.
- Ökade krav kommer att ställas från myndigheterna på hög effektivitet i energianvändningen. Detta gäller både vid produktion av el, bränslen och värme, och vid användning av energi till exempel i bebyggelsen.

Ovanstående trender är väsentliga som bakgrund till följande diskussion om hur värmepumpar kan passa in i framtidens energisystem.

Hur kan värmepumpar passa in i framtidens energisystem?

Ett stort antal internationella rapporter som publicerats under de senaste åren rörande energianvändningen i framtiden har pekat på värmepumpar som viktiga för att uppnå de uppställda energimålen:

- Värmepumpar klassas som en nyckelteknologi för att uppnå EUs mål för utsläpp av växthusgaser i *IEAs Energy Technology Perspective 2008*.

- *IPCCs 4th assessment* tar också upp värmepumpar som en av de viktigaste teknologierna för att reducera emissioner av växthusgaser.
- ”High Efficiency Heat Pumps” förs också fram i det japanska programmet *Cool Earth Innovative Energy Technology Program 2008* i syfte att halvera utsläpp av växthusgaser till 2050.
- Kungliga Vetenskapsakademiens, KVA, Energiutskott har genom sin ordförande Harry Frank hävdad att värmepumpar är en teknologi som ”..kan göra Sverige fossilfritt om 40 år”.
- EUs kommissionär med ansvar för energianvändningen i byggelsen har också klart uttalat att han ser värmepumpar som en del av lösningen för att uppnå de mål som EU satt upp om minskning av energianvändningen.

Ingen av de ovanstående rapporterna beskriver i någon detalj på vilket sätt värmepumpar kan tänkas bidra till att minska energianvändningen. Mer precisa är de beskrivningar av ett framtida energisystem i Danmark som redan refererats tidigare i denna rapport. Danmark saknar vattenkraft och kärnkraft och har tidigare varit helt beroende av el från fossil- och bioeldade kraftverk och kraftvärmeverk. Värmen från de senare används för uppvärmning i fjärrvärmenäten. Med den pågående kraftiga utbyggnaden av vindkraften förekommer nu att tillgången på elenergi är större än efterfrågan. Samtidigt kan kraftvärmeverken inte stängas ner eftersom de förser städerna med fjärrvärme. En lösning på detta som föreslås i flera rapporterⁱ är att bygga stora värmepumpar för inkoppling i fjärrvärmenätet. Dessa skulle möjliggöra utnyttjande av vindkraften för effektivast möjliga uppvärmning. Detta är ett exempel på hur värmepumpar kan komma att spela en viktig roll i framtidens energisystem.

Generellt talas mycket idag om Smart Grids, vilket innebär ett elsystem som genom smart styrning kan anpassa elanvändning till effektillgång. Nätet i sig är ofta i fokus när begreppet diskuteras, men det förefaller som om de apparater som kopplas till nätet är minst lika viktiga för att få den funktion som eftersträvas. I ett Smart Grid finns stort behov av att kunna lagra energi över tiden. Exempel på omvandlingstekniker som diskuteras är kemisk lagring i stora batterierⁱⁱ, lagring i tryckbehållare^{iv}, lagring

ⁱ Mathiesen BV, Lund H, Karlsson K. 2009, IDAs Klimaplan 2050, baggrundsrapport - Tekniska systemanalyser, bränselsförbruk, drivhusgaser, samfundsökonomiska konsekvenser, erhvervspotentialer, beskäftigelseeffekter samt helbredsomkostnader. Copenhagen, Denmark: Danish Society of Engineers (IDA, Ingeniørforeningen Danmark);

ⁱⁱ http://www.nyteknik.se/nyheter/energi_miljo/energi/article269409.ece

ⁱⁱⁱ http://www.nyteknik.se/nyheter/energi_miljo/energi/article268849.ece

^{iv} http://www.nyteknik.se/nyheter/energi_miljo/vindkraft/article268561.ece

^v http://www.nyteknik.se/nyheter/energi_miljo/vindkraft/article252869.ece

genom produktion av vätgasⁱ. Till skillnad från flera andra föreslagna tekniker är användningen av pumpkraftverk redan kommersiellt aktuellⁱⁱ. En närliggande lösning är också lagring av värme i form av varmt vatten. Tekniken har diskuterats ovan som en metod att möjliggöra bortkoppling av spets-el under kortare eller längre tid. Tekniken är inte ny och används redan regelmässigt i system för utnyttjande av solenergi, för tappvarmvatten eller lokaluppvärmning. Lagring av värme från värmepumpar förekommer också redan i Tyskland, där effektproblematiken och dess koppling till värmepumpar redan tidigare uppmärksammats. I stället för att se värmepumparna som en belastning har de setts som en del av lösningen på obalans mellan tillgång och efterfrågan på effekt. Genom att dimensionera värmepumparna så att de mer än väl täcker effektbehovet vid DUT, och koppla dem till måttligt stora vattenlager kan husets värmebehov i de flesta fall täckas genom att köra värmepumpen enbart under nattetid, då elpriset är lågt. Enligt EUs beslut om att alla nya byggnader efter 2020 ska vara *Near Net Zero Energy Buildings*. Därmed kommer sannolikt nya hus att förses med solfångare för tappvarmvattenvärmning. Detta förutsätter lagringskapacitet för god funktion. Dessa lager kan även användas för lagring av värme från värmepumpen under vintern när solenergin inte ger något överskott som behöver lagras.

Ett alternativ till utnyttjande av värmelager är att installera en annan uppvärmningskälla som kan täcka hela husets behov under viss tid. Med sådana system kan elleverantören ges möjlighet att koppla bort värmepumpen vid effektbrist. Ett sådant system installerades redan för ca 30 år sedan i ett flerfamiljshus med värmepump i Fagersjö söder om Stockholm.

I de flesta fall kan topparna i effektbehov förväntas vara korta, kanske några timmar, t.ex. under kalla morgnar. Det är då fullt möjligt att utnyttja byggnadens termiska tröghet för att lagra värme. Professor Folke Pettersson på KTH föreslog redan på 1980-talet metoden med ”omvänd nattsänkning” för att minska energibehovet under de första timmarna av höglasttid, genom att värma huset till någon grad över det normala under nattens sista timmar. Därmed kunde värmen slås av de timmar som belastningen gick upp.

Slutligen kan nämnas att det fortfarande finns ett stort antal elvärmda villor i Sverige. Installation av väl dimensionerade värmepumpar skulle minska både behovet av energi och av effekt för värmning av dessa.

ⁱ <http://www.abb.se/cawp/seabb364/27406747ef14d6fbc1256ae1002b6d21.aspx>

ⁱⁱ <http://www.nyteknik.se/nyheter/automation/article265113.ece>

Sammanfattning och slutsatser

I denna rapport har vi försökt beskriva värmepumparnas inverkan på effektbalansen vid kall väderlek. Vi har också beskrivit metoder för att ersätta elbaserad spetslast i värmepumpförsedda hus. Slutligen har vi kommenterat möjligheten att med hjälp av värmepumpar inte bara bidra till en minskad energianvändning utan också styra och reducera effektbehovet i energisystemet.

Rapportens slutsatser kan sammanfattas i följande punkter:

- Sveriges elenergiförsörjning är god, och kan förväntas bli ännu bättre efter utbyggnad av vindkraft och kärnkraft i enlighet med nyligen tagna politiska beslut.
- Utbyggnad av vindkraft och andra flödande energikällor kommer att bidra till relativt stora variationer i tillgänglig, icke reglerbar effekt.
- Enligt politiska beslut ska effektproblematiken lösas av marknaden. Därmed kommer variationer i tillgång och efterfrågan att behöva avspeglas i priset även för villaägare mfl som använder el för uppvärmning. Timvis mätning av elanvändningen för dessa kunder, och timvis prissättning kommer därmed att bli nödvändig vilket kommer att bidra till att minska effekttopparna. IT-utvecklingen kan också möjliggöra andra avtalslösningar för att stimulera användning av teknik för att styra värmepumpar. Styrning kan ske aktivt från nätägaren eller passivt från störningar i tex nätfrekvens.
- Timvis variationer i elpriset kommer att ge incitament att investera i utrustning som möjliggör omfördelning av energianvändningen i tiden, t.ex. värmelager, eller som möjliggör användning av alternativa uppvärmningsformer, t.ex. biobränslepannor eller lösa kaminer för t.ex. gasol, eller i värmepumpar som kan täcka hela uppvärmningsbehovet även vid dimensionerande utetemperatur.
- Vilka investeringar som kan förväntas bli lönsamma har inte behandlats. Det är tex inte möjligt att i dagsläget förutsäga hur stora prisvariationerna kommer att bli hos olika kundgrupper. Det kan dock konstateras att de timprisvariationer som förekommit på elbörsen under senare år, med några korta undantag, inte skulle motivera några större investeringar. Mot bakgrund av vad som redan konstaterats, att tillgången på el under normala förhållanden förväntas vara god, förväntas prisvariationerna bli begränsade. Möjli-

gen kan perioder med lågt pris uppkomma vid mycket god tillgång på vindkraft.

- Beräkningar har gjorts för att uppskatta effektförbrukningen för Sveriges samtliga värmepumpsförsedda hus vid mer eller mindre extrema temperaturförhållanden. Enligt beräkningen kräver dessa 850 000 hus, vid Dimensionerande Utetemperatur, ett sammanlagt effekttillskott av ca 7,5 GW. Av detta går knappt 1 GW till hus med luft-vatten-värmepumpar, 2 GW till hus med frånluftsvärmepumpar, lika mycket till hus med luft-luft värmepumpar, och knappt 3 GW till hus med berg- eller ytjordvärmepumpar. Det bör noteras att de sistnämnda husen har antagits väsentligt mer energikrävande än hus med luft-luft värmepumpar.
- Byggnadsbeståndet lämpar sig väl för korttidslagring av värmee energi och värmepumpar kan därmed bidra till att omfördela elanvändningen i tiden. Större värmepumpar kan också utnyttjas i fjärrvärmesystem för att i tider av överskott på el effektivt kunna transformera elenergi till värme.

Sammanfattningsvis visar rapporten att risken för effektbrist under överskådlig tid är liten, att sådan brist, om den uppstår, knappast kan skyllas på värmepumparna, och att dessa snarare kan bidra till att reducera risken för effektbrist genom möjligheten till energilagring (i byggnadsstommen eller i separat värmelager) eller genom ersättning med annan uppvärmning. För att detta ska få genomslag krävs ekonomiska incitament.

Bilaga 1

”Spetsvärmelösningar för villavärmepumpar - topp elfektbehov och elkostnader”

Bakgrund

Inom ramen för Energimyndighetens tidigare program ”Effsys” genomfördes ett mindre projekt där alternativ till att använda el som spetslast till värmepumpar diskuterades. Utgångspunkten var de energipriser som rådde 2003 och hur stora värmepumparna var i förhållande till det totala värmebehovet samt de prestanda som värmepumparna hade i början av 2000-talet. De dimensioneringskriterier som användes var 70 % resp. 90 % täckningsgrad. Där 90 % skulle spegla aktuell situation och 70 % skulle spegla äldre värmepumpar.

De alternativ till att använda el som spetsvärme som rapporten behandlar är

- Naturgas
- Gasol
- Pellets
- Bio ved
- Värmepump till 100%

Då de fossila bränslena inte riktigt är aktuella med dagens miljövärderingar så redovisas enbart rapportens slutsatser för övriga energislag. Rapportens anslag var att tydliggöra det ekonomiska utrymmet som fanns till alternativa lösningar.

Alternativa lösningar till elspets

Pellets: Investeringsutrymmet för en ny pelletsanläggning minskar naturligtvis med ökad storlek på värmepumpens täckningsgrad. Vid en energitäckningsgrad på 70% blir enligt rapporten investeringsutrymmet ca 22000 kr, och vid 90% ca 8000 kr baserat på rak pay-off utan ränta. Lånas pengar till 6 % ränta med 10 års amortering får investeringen kosta ca 16 000 kr (70 % energitäckningsgrad för värmepump). Investeringsutrymmet är således inte stort och kräver troligen att det finns en oljepanna som kan kompletteras med en pelletsbrännare och ett enklare lager. Investeringen

kan dock knappast räknas hem ifall värmepumpen har högre täckningsgrad än 70 %.

Då dagens bergvärmepumpar ligger runt 95 % energitäckningsgrad så finns i verkligheten nästan inget ekonomiskt utrymme för en ny pelletsanläggning om inte denna kostnad förs på ett annat konto som trivselkontot.

Värmepump med 100 % täckningsgrad: Framtidens värmepumpar kanske kommer att dimensioneras för 100 % av värmebehovet. Detta kräver troligtvis någon form av förändring som varvtalsreglering, dubbla kompressorer etc. I referens-exemplet har driftkostnaden för spetsel beräknats till 1650 kr/år vid 90 % årstäckningsgrad resp 4950 kr vid 70 % energitäckningsgrad. Investeringsutrymmet för att installera i en heltäckande värmepump i stället för en med 70 % täckningsgrad är ca 33000 kr. Investeringsutrymmet sjunker till ca 11000 kr om jämförelsen görs mot en värmepump med 90 % täckningsgrad. Lånas pengar till 6 % ränta med 10 års amortering får merkostnaden bli 24000 respektive 8000 kr. För att öka täckningsgraden till 100 % behövs förutom en större värmepump även ett något djupare borrhål och någon form av kapacitetsreglering.

Sammantaget var det svårt att identifiera något ekonomiskt alternativ till att använda el till spetsvärme.

Elpriset som styrmedel

I rapporten finns också en diskussion under rubriken ”Elpriset som styrmedel” där det diskuteras hur ett differentierat elpris i form av en sk. ”Tidstariff” kan påverka valet av spetsvärmekälla. Tidstariffen innebär att elpriset är betydligt högre vintertid och lägre under sommaren samtidigt som elpriset också är differentierat under vintern med ett högt pris på dagen och ett lägre pris på natten.

En sådan konstruktion medför att en elspets blir betydligt dyrare än vid en normal elprissättning och ger därmed ett större ekonomiskt utrymme för ett alternativ till elspets.

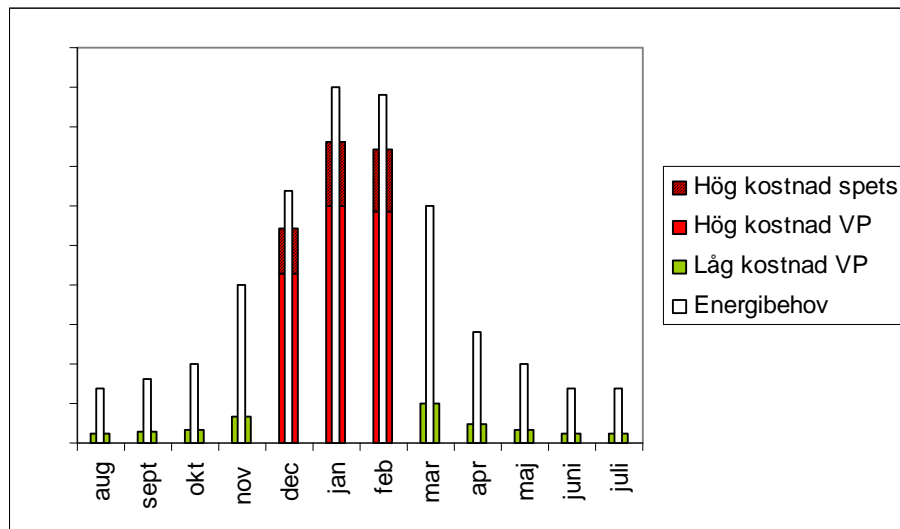
Detta kan ev. vara något som delvis blir verklighet om prisvariationerna via spotpriserna når kund.

Med en konstruktion där elpatron blockeras under dagtid får tariffen mindre inverkan och därmed blir alternativen mindre lönsamma.

I rapporten har en framtida eltaxa exemplifierats med en tidsperiod med en hög elkostnad och en period med låg elkostnad. Det rörliga nätpriset har för enkelhetens skull inkluderats i elpriset, då detta saknar betydelse ur kundens perspektiv. Taxan ger en för elvärmekunderna kostnadsneutral prissättning men stimulerar starkt till elbesparing under de kalla månaderna.

I detta exempel är elpriset under december, januari och februari 168 öre/kWh och resterande tid 42 öre/kWh. Vidare har antagits att hälften av det totala uppvärmningsbehovet uppträder under lågprisperioden och resterande del under högprisperioden.

Spetsvärmen till värmepumpen används huvudsakligen under vintern och kunden får därför köpa fler kWh till det högre vinterpriset. I diagrammet illustreras systemets driftskostnader i förhållande till energibehovet. Täcker värmepumpen 100 % får man samma årskostnad som utan årstidsdifferentiering. Värmen som produceras via elpatronen blir här 6 ggr så dyr som den som produceras via värmepumpen (dubbelt elpris och värmefaktor 3 för värmepumpen).



Figur 13: Schematisk illustration över elkostnader för värmepump/elpatron i förhållande till energibehov.

En tariff med ett högre pris under vintern skulle öka lönsamheten med att investera i ett alternativt värmesystem för spetslasten.

Pellets: För villaägare som tidigare haft bränslebaserad uppvärmning kan pellets vara ett mycket intressant alternativ som spetsvärme. Med en befintlig värmepump med 70 % energitäckningsgrad reduceras spets-

elkostnaden med drygt 7 000 kr per år ifall man investerar i ett pelletsbase-
rat spetsvärmesystem. Investeringsutrymmet är hela 71 000 kr (10 års pay-
off), vilket utan vidare rymmer en pelletsbrännare till befintlig oljepanna
och kanske även en komplett pelletspanna. Lånas pengar till investeringen
är utrymmet ca 52 000 kr.

Om värmepumpen har en energitäckning av 90 % av energibehovet sänks
spetsvärmekostnaderna med ca 2400 kr/år. Investeringsutrymmet blir då ca
24 000 kr med 10 års rak pay-off. Lånas pengar med 6 % ränta i 10 år blir
investeringsutrymmet ca 18 000 kr. Med dessa förutsättningar räcker inve-
steringen i bästa fall till att byta ut oljebrännare till pelletsbrännare i befint-
lig oljepanna.

Ved: För villaägare som har en värmepump och en ”vilande” vedpanna
blir skillnaden i spetsvärmekostnader mellan ved och el med en värme-
pump med en energitäckningsgrad på 90 % ca 2800 kr/år. Investeringsut-
rymmet är här för lågt för investeringar i ett nytt vedeldat system, endast
för spetslastbehovet. En hög kostnad för spetsel kan dock vara en drivkraft
för t ex braskamin, kakelugn etc, vilka är investeringar som även tjänar
andra syften. Till exempel som reserv vid elavbrott eller som ”trivsel-
värme”

Värmepump med 100 % täckningsgrad: Utgångspunkten i detta reso-
nemang är en nyinvestering där 90 % av energibehovet täcks via värme-
pumpen jämförs med merkostnaden för en värmepump med 100 % täck-
ningsgrad. Med ett dubbelt elpris kostar 10 % spetsel med elpatron ca 3300
kr. Ifall värmepumpen klarar 100 % täckningsgrad med bibehållen värme-
faktor blir besparingen i driftkostnad ca 2200 kr per år med det differentie-
rade elpriset. Detta innebär att merkostnaden får vara ca 22000 kr med
egna pengar (10 års play-off) eller 16 000 kr med lånade pengar.

För att öka täckningsgraden till 100 % måste man i exemplet öka borrhå-
lets djup med åtminstone 10 m, vilket kostar ca 250 kr/m eller 2500 kr.
Kundens resterande investeringsutrymme för större värmepump, varvtals-
styrning mm är därmed nästan 20 000 kr med egna pengar eller 13500 kr
med lånade pengar.

Analys av elsystemkonsekvenser

Inledning

Det stora antalet värmepumpar i Sverige påverkar elsystemet på såväl nat-
ionell som lokal nivå. Värmepumparna i sig innebär en last som ökar kon-
tinueerligt med kallare väder. Då elspetsvärmen börjar gå in ökar ellasten
betydligt fortare. Rapporten diskuterar påverkan från olika värmepumpar
med olika typer av spetsvärmelösningar.

Konsekvenser för det nationella elsystemet

Utgångspunkten i rapporten är att det finns 130 000 berg-, jord- och markvärmepumpar respektive 150 000 uteluftvärmepumpar där all spetsvärme tillgodoses med el. Dessa siffror var relevanta då rapporten skrevs, men inte idag, då antalet enligt SVEPs statistik är omkring 850 000 värmepumpar totalt.

Om medelvärmepumpen har en uteffekt på 5 kW och täcker 50 % av effektbehovet så betyder det för berg- värmepumparna att det behövs ca 5 kW spetsvärmeeffekt medan det för uteluft värmepumpen behövs ca 10 kW spetsvärme.

Totalt fås under dessa förutsättningar ett spetsvärmebehov av $130\,000 \times 5\text{ kW} + 150\,000 \times 10\text{ kW} = \underline{2150\text{ MW}}$

Man kan även betrakta marginaleffekterna vid kallt väder då effektsituation är som mest kritisk. En tumregel (ref SVK) säger att vid hög effektbelastning motsvarar 1°C lägre temperatur ca 400 MW ökad effekt nationellt sett. Huset där ”medelvärmepumpen” är placerad kan antas ha ett effektbehov på 0,2-0,3 kW/°C.

Sammantaget fås då ett spetsbehov på $(280\,000 \times 0,2..0,3) = \underline{56-84\text{ MW/°C}}$

Med andra ord utgör spetsel till värmepumpar 20-25 % av marginaleffektbehovet vid kallt väder.

Idag finns betydlig fler värmepumpar än då rapporten skrevs samtidigt som värmepumparna blir större och energibesparande åtgärder kontinuerligt genomförs.

Konsekvenser för ett lokalt nät

Med fler värmepumpar ute i samhället ökar också både behovet av elenergi och eleffekt. Konsekvenserna för ett lokalt nät är dock normalt ringa och hanterbara. Det går dock att utskilja några situationer där problem kan uppstå och det är främst i områden där ett större antal icke elvärmda hus konverteras till värmepump. Detta gäller främst gamla nätområden.

Bilaga 2

”Spetsvärme till värmepumpar – alternativ till el-patron”

Bakgrund

En av de mest utförliga genomlysningarna av förutsättningarna för alternativa sätt, vid sidan av el-patron, att tillföra nödvändig effekt i småhus med värmepump vid kall väderlek har gjorts i form av ett examensarbeteⁱ från KTH/Energiteknik, på uppdrag av värmepumptillverkaren Thermia. I rapporten görs en ekonomisk analys av olika alternativ, baserad på en relativt detaljerad modell av ett godtyckligt hus, beläget i någon av fyra städer i Sverige. Rapporten innehåller också beskrivning av de olika tekniska förslag till lösningar som behandlas i den ekonomiska analysen, samt resultat från försök med rökgaskondensering av rökgasen från en mindre pellets-panna.

Innehållet i korthet

Rapporten har titeln *Spetsvärme till värmepumpar – alternativ till el-patron* och behandlar som titeln antyder icke el-baserade metoder för att tillföra spetseffekt till småhus med värmepumpar. I projektet som redovisas i rapporten skapades en modell av ett hus med vattenburet värmesystem och bergvärmepump. Modellen tillåter detaljerad bestämning av effektbehovet vid olika utomhustemperaturer. Tappvarmvattenförbrukningen är också inräknad. Med hjälp av modellen kan behovet av effekt bestämmas timme för timme för ett specifikt hus, med olika storlek på värmepumpen, i olika klimat. Därmed kan behovet av spetsvärme för en speciell kombination av hus, klimat och värmepump bestämmas för ett normalår. Detta ger möjlighet att bestämma totalkostnaden för uppvärmning med olika typer av lösningar för tillsatsvärmen. Lösningförslagen som redovisas har tagits fram efter diskussioner med handledaren och en representant för Thermia. Tre huvudtyper av lösningar föreslås: Heltäckande värmepump, lagring av värmeenergi samt extra värmekälla, med olja, gas, ved eller pellets som bränsle. Nackdelen med heltäckande värmepump anges i första hand vara den större investeringen, men även att en heltäckande värmepump kommer att

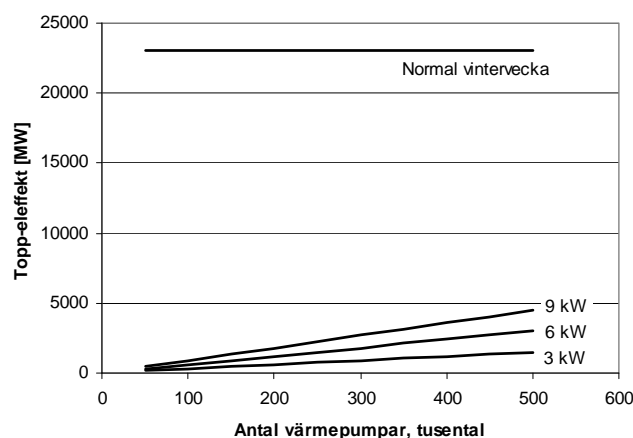
ⁱ Öhmark, O., 2004, Spetsvärme till värmepumpar – alternativ till el-patron, Examensarbete, KTH, Inst. Energiteknik, Avd Tillämpad termodynamik och kylteknik.

vara överdimensionerad under en stor del av året, och därmed gå med korta gångtider, vilket kan ge ökat slitage och lägre effektivitet. Lagring förutsätts ske i form av sensibelt värme i en vattentank. Här föreslås också möjligheten att utnyttja inte bara värmepumpen, utan även tillsatsvärme i form av el för att ladda lagret under tider på dygnet då effektbrist inte råder.

Den extra värmekällan kan tänkas vara en tidigare installerad olje/ved/pelletsanna eller någon enklare typ av panna installerad speciellt som tillsatsvärme.

I rapporten diskuteras även prissättningen på elenergi och effekt, dvs sänkingsavgift. Det konstateras att taxorna vid tillfället då rapporten skrevs (2004) var konstruerade så att toppeffekt var relativt billigt; omkring 150 kr/kW och år. (En uppgradering från 16 till 20A hos Vattenfall kostar idag ca 275 kr/kW och år, och från 20 till 25 A 180 kr/kW och år¹).

En intressant jämförelse som görs i rapporten är hur stor den maximala belastningen på elnätet kan tänkas bli på grund av spetslast-el jämfört med det totala effektbehovet en normal vintervecka. Detta redovisas i Figur 14 nedan. Med 4 – 500 000 värmepumpar och en genomsnittlig effekt över tid av 6 kW blir förbrukningen för spetslast ca 3,5 GW av 24 GW, dvs ca 15%. Det påpekas i rapporten att värdena kan betraktas som en övre gräns då det är osannolikt att all spetseffekt skulle behövas samtidigt.

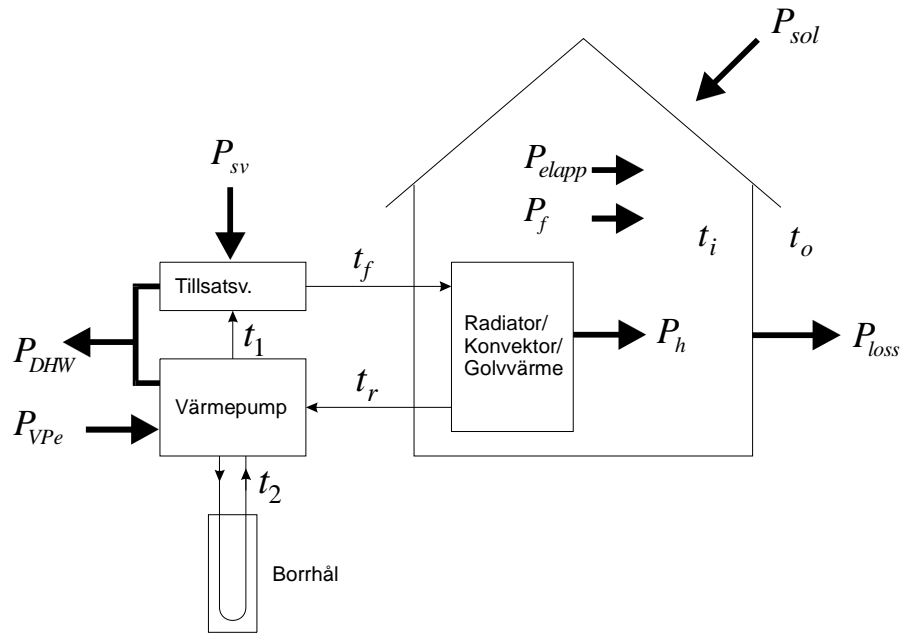


Figur 14: Teoretiskt högsta effektbehovet till spetsvärme jämfört med det ungefärliga totala effektbehovet i Sverige en vinterdag (från Öhmark, 2004).

Uppskattningen kan jämföras med resultatet av de beräkningar som gjorts i denna rapport (se nedan).

¹ <http://www.vattenfall.se/sv/file/2-20100624-145435.pdf>

Modellen som användes vid beräkningarna ska här beskrivas något mer i detalj. Schematiskt kan modellen beskrivas av Figur 15. Klimatet beskrivs av utomhustemperaturen och den dimensionerande utetemperaturen (DUT). Temperaturdata har hämtats från Meteonorm för tre städer, Stockholm, Göteborg och Luleå.



Figur 15: Modell av byggnad med värmepump (från Öhmark, 2004)

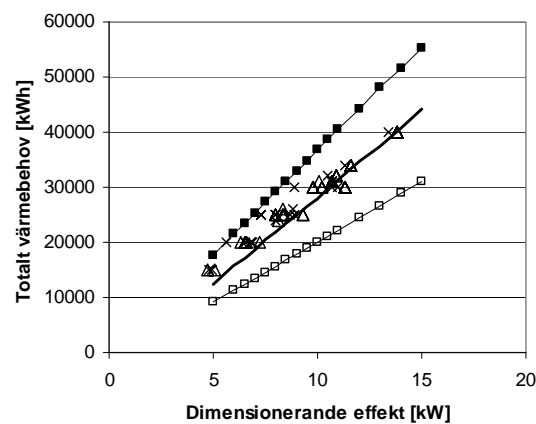
Byggnadens termiska egenskaper ges i modellen av inomhustemperaturen, byggnadens tidskonstant (kan väljas till 25, 50 och 80h), dimensionerande effekt vid DUT (kan varieras mellan 5 och 26 kW), byggnadens area (75 – 300 m²) samt intern värmeutveckling, uttryckt som en ”gratis” temperaturhöjning om 2, 3, 5 eller 7°C.

Uppvärmningssystemet representeras i modellen av fram- och returtemperaturer vid DUT. Tre uppsättningar värden kan väljas: 55/45, 45/35 eller 35/28, där det senare representerar ett golvvärmesystem. Värmepumpen definieras av tillförd eleffekt och avgiven värmeeffekt, vilka båda är funktioner av värmebärrar- och köldbärrar temperaturerna.

Ur den datamängd som genererades från de ca 20000 kombinationerna av ingångsvärden gjordes regressionsanalys för att få fram enkla samband för vissa variabler, nödvändiga för att beskriva en godtycklig byggnads behov av effekt och energi under olika förutsättningar. Resultaten jämfördes med SVEPs program Prestige och ett motsvarande program utvecklat av Thermia. Ett exempel på en sådan jämförelse visas i Figur 16. Som framgår är överensstämmelsen mellan det egna programmet och de andra god.

Den ekonomiska analysen av olika spetsvärmelösningar utgår från en beräkning av den totala årskostnaden för värmepumpsinstallationen, inklusive investering för spetsvärmelösningen och drivenergin för värmepumpen och spetsvärmes. Kostnaden för värmepumpen sattes till rekommenderat återförsäljarpris, installationskostnaden antogs konstant (20000 kr) och borrhålskostnaden antogs proportionell mot borrhålslängden, vilken är proportionell mot värmepumpens nominella effekt. Avskrivningstiden sattes till 10 år och realräntan till 5%.

För studien definierades tre typhus (gammalt, standard, golvvärmehus) och inverkan av variationer i enskilda parametrar för dessa studerades.



Figur 16: Förhållande mellan värmebehov och dimensionerande effekt (Från Öhmark, 2004)

De spetsvärmelösningar som utvärderades, och förutsättningarna för dessa, framgår av Tabell 11

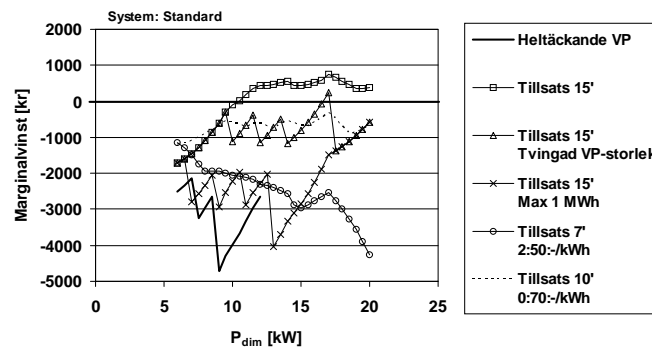
Tabell 11: Olika spetsvärmealternativ utvärderade av Öhmark (2004). K_{esv} är energipriset för spetsvärmes

Benämning	Beskrivning
Elpatron	Används som referens vid ekonomisk jämförelse med andra lösningar.
Heltäckande värmepump	Storlek på värmepumpen väljs så att spetsvärmebehovet elimineras. P_{Dim} begränsas till ca 13 kW eftersom den största värmepumpen inte klarar mer vid DUT.
Tillsatsvärmare 15'	Tillsatsvärmare för 15 000 och $K_{esv} = 0.45$ kr/kWh (pelletspanna).
Tillsatsvärmare 15' Max 1 MWh	Som ovan men storleken på värmepumpen väljs så att spetsenergin maximeras till 1 MWh (motsvarar ca 200 kg pellets)

Tillsatsvärmare 15' Låst VP- storlek	Som ovan men storleken på värmepumpen väljs samma som för El-patron
Tillsatsvärmare 7' 2.50 kr/kWh	Tillsatsvärmare för 7 000 kr och $K_{esv} = 2.50$ kr/kWh (gaspanna).
Tillsatsvärmare 10' 0.70 kr/kWh	Tillsatsvärmare för 10 000 och $K_{esv} = 0.70$ kr/kWh (oljepanna)

Det kan noteras att ingen jämförelse gjorts med Bränsle i Befintlig Panna (dvs utan investering, men med annat energipris för spetsvärmen), eller Enklast Tänkbara Lösning i form av separat gasol- eller fotogenkamin.

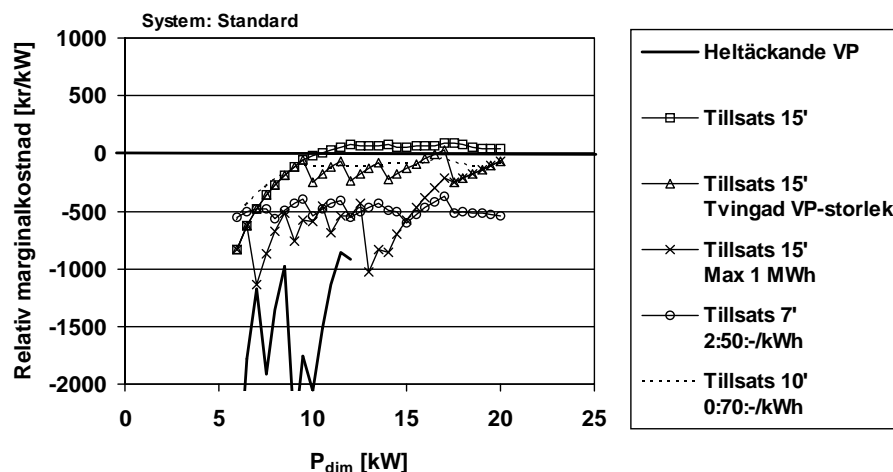
För varje tillsatsvärmelösning enligt tabellen, valdes den värmepumpstorlek som gav den lägsta årskostnaden. Kostnaden jämfördes sedan med referensfallet, dvs. värmepump plus elpatron. Ett exempel på resultat visas i Figur 17. Som framgår blir i de flesta fall marginalvinsten negativ, dvs. det blir dyrare att installera något alternativ till elpatron för tillsatsvärme.



Figur 17: Exempel på skillnad i total årskostnad mellan olika spetsvärmelösningar jämfört med referensfall med värmepump plus elpatron. (Från Öhmark, 2004)

Undantaget, i detta exempel, är en tillsatslösning med en investeringskostnad av 15000 kr baserad på pellets, under förutsättning att den dimensionerande effekten är större än ca 10 kW.

Modellen ger också svar på hur mycket topp-effekten kostar, om skillnaden i årskostnad divideras med skillnaden i topp-effekt. I rapporten kallas detta *relativ marginalkostnad*. Ett exempel finns redovisat i Figur 18



Figur 18: Exempel på relativ marginalkostnad, dvs. kostnad per kW eleffekt för alternativa spetsvärmelösningar jämfört med referensfallet. (Från Öhmark, 2004)

Som framgår är kostnaden i de flesta fallen negativ och i absoluta tal större än kostnaden (per kW) för byte till större säkring.

I rapporten görs också en parameterstudie för att utröna vilka av de gjorda antagandena som mest påverkar utfallet. I korthet dras bland annat följande slutsatser:

- Elpris: Då totala energimängden för spetslasten är relativt liten kommer elpriset (som antogs konstant, ej kopplat till behovet) att ha en begränsad inverkan.
- Tidskonstant: Längre tidskonstant gynnar heltäckande värmepump men missgynnar andra tillsatslösningar.
- Framledningstemperatur: Försumbar påverkan.
- Ränta: Lägre ränta ger bättre förutsättningar för heltäckande värmepump, men skillnaden är liten. Kapitalkostnaden domineras av avskrivningen då avskrivningstiden är satt till 10 år.
- Avskrivningstid: Denna ekonomiska parameter har stor betydelse för vilket system som är mest ekonomiskt. Lång avskrivningstid gynnar heltäckande värmepump och andra lösningarna med stor investeringskostnad.

- Bränslepris: Har stor betydelse, speciellt för lösningar med pellets som bränsle.
- Pris på spets-elenergi: Har liten betydelse då energimängden är relativt liten.
- Typ av byggnad: Jämfört med referenshuset blir i ett gammalt hus tillsatsvärmare mer lönsamma, medan ett nytt hus med golvvärme är mer gynnsamt för heltäckande värmepump.

I rapporten görs också en genomgång av olika möjligheter att undvika behovet av spetsvärme i form av el:

En tänkbar möjlighet är att lagra värme i en ackumulatortank. Detta kan ses som ett sätt att på konstlad väg öka byggnadens tidskonstant. Med ett räkneexempel demonstreras att värmelagret behöver vara mycket stort, och därmed dyrt, om den lagrade energin ska räcka mer än några timmar vid låg utomhustemperatur. Ett skäl till detta är det begränsade temperaturintervall som tanken kan arbeta inom om den ska värmas med värmepumpen och framledningstemperaturen antas vara på en rimligt hög nivå. Med ett konstant pris på elenergin, som antas i beräkningen, kommer den ekonomiska vinsten med tanken endast att bestå av sänkningen i effektavgift och skillnad i elkostnad för värmning med värmepump jämfört med elpatron för temperaturer under brytpunkten. Under dessa förutsättningar avfärdas lager som en möjlig lösning.

Ett annat alternativ som undersöks är möjligheten att utnyttja en antagen skillnad i elpris mellan höglasttid och låglasttid. I detta fall används inget lager, utan husets massa, i kombination med en accepterad temperatursvängning på tre grader, antas tillräcklig för att tillsats-el inte ska behöva användas under höglasttid. Resultatet beror till stor del på hur hög- och låglasttid definieras. Ett exempel visar att mycket stora effekter för tillsats-el kan krävas om låglasttiden endast omfattar åtta timmar under natten, vilket ibland förekommer. Detta skulle innebära en ökad effekt-avgift vilket motverkar vinsten i form av sänkt energikostnad.

Alternativet med en heltäckande värmepump innebär en högre investeringskostnad, både för värmepumpen och för borrhålet, som då bör vara längre. I rapporten förutsätts att borrhållängden är direkt proportionell mot värmepumpens effekt vid DUT. Det noteras dock att detta inte är helt korrekt, då nödvändig borrhållängd också beror av totalt uttagen energimängd under säsongen. Som redan redovisats ovan är heltäckande värmepump inte den mest ekonomiska lösningen med de antaganden som gjordes i studien.

Slutsatser

Allmänt kan sägas att rapporten tydligt pekar på svårigheterna att finna något ekonomiskt rimligt alternativ till elvärme för tillförsel av nödvändig toppeffekt vid kall väderlek. Resultaten bör dock bedömas utifrån de förutsättningar som valts för studien. En viktig förutsättning är att priset på energi är konstant, oberoende av tillgången. Detta var ett helt korrekt antagande då rapporten skrevs, och är så i stort sett fortfarande. Det är visserligen nu möjligt att få ett pris som är kopplat till aktuellt pris på den nordiska el-börsen, Nordpool, men då avläsningen endast görs månadsvis finns ingen möjlighet för den enskilde abonnenten att utnyttja svängningar i effektutgång, och därmed i elpris. Redan nu har dock nästan alla abonnenter i Sverige försetts med elmätare som är förberedda för att kunna avläsas automatiskt. Detta innebär att det är möjligt att införa timvis mätning utan några uppgraderingar hos de allra flesta konsumenterna. Med tanke på att alltmer flödande energikällor (främst vindkraft) med stokastiskt varierande effektavgivning ansluts till elnätet är det sannolikt att det kommer att införas tariffer som i högre grad tar hänsyn till variationer i tillgång och efterfrågan på effekt. Med stor andel flödande energikällor i elsystemet kommer också effekt- och prisvariationer att bero inte bara på utetemperaturen utan också på vindförhållanden. Som redan nämnts på annan plats kan detta ge underlag för att på ekonomiskt sätt utnyttja lager, eller att ersätta spetslast från el med bränslen. Rapportens främsta styrka ligger därmed i den metodik som presenteras och inte i de faktiska resultaten, eftersom förutsättningarna väsentligt kan förväntas ändras inom den närmaste tiden. Detta påpekas också i rapportens slutsatser.

De ekonomiska förutsättningar som använts kan också ifrågasättas speciellt för bergvärmepumpar. Dessa kännetecknas av att själva värmepumpen har en livslängd mellan 15-20 år, medan borrhålets livslängd i princip är oändligt. Det innebär att avskrivningstiden för en villavärmepump sammantaget borde sättas till 25 snarare än 10 år. En annan faktor är att realräntan i genomsnitt i Sverige legat på 2%¹ (sedan 1923) istället för 5% som antagits. En sista faktor som skulle kunna tas i beaktande är utvecklingen av energi och effektpriser i reala termer. Energiförbrukningen har t ex ökat cirka 4% per år realt för hushållen sen 1980 enligt Energimyndigheten.

¹http://www.riksbank.se/upload/Dokument_riksbank/Kat_publicerat/Ekonomiska%20kommentarer/2008/EK-Kom-Nr_5-SV.pdf

