

# Spetsvärmelösningar för villavärmepumpar

Gunnar Bröms  
Urban Henfridsson  
Per Holmberg  
Vattenfall Utveckling AB  
Elkraftteknik

## Sammanfattning

Värmepumpar har under senare år i en ökande omfattning ersatt olje- och elpannor i småhus, dessutom har värmepumpar varit det vanligaste alternativet som värmekälla i nyproducerade småhus. Dessa värmepumpar dimensioneras dock inte så att de klarar hela fastighetens värmebehov. Resterande värmebehov den sk. spetslasteffekten utgörs normalt av någon form av elvärme. Värmebehovet för spetslasten är med dagens värmepumpar och dimensionering relativt litet medan effektbehovet för elspetsen blir rel. stort. Detta får till följd att värmepumpar med el som spetsvärmekälla bidrar på ett påtagligt sätt till den elpeak som finns i Sverige vid kall väderlek.

Syftet med detta projekt är att undersöka ekonomi och teknik för att i småhus med vattenburna värmepumpsystem åstadkomma spetsvärmeproduktion med alternativa lösningar till nuvarande lösning med elpatron.

För markvärmepumpar med en energitäckning på över 90 % så finns i princip ingen kundekonomi för andra spetsalternativ än el med dagens elpriser. Fördubblas priset på el till spetslast skapas ett visst utrymme för att investera i alternativ som pellets och ved samt värmepumplösningar med 100 % täckningsgrad.

För frånluftvärmepumpar med en energitäckning på ca 65 % finns viss kundekonomi för spetsalternativ baserat på biolösningar som ved och pellets. Fördubblas priset på el till spetslast skapas ett utrymme för att investera i alternativ som pellets och ved samt värmepumplösningar med 100 % täckningsgrad.

## Summary

Heat pumps have during the last few years, at an increasing extent, replaced oil- and electric pans in small houses. Furthermore have heat pumps been the most common alternative as a heat source in newly produced small houses. However, these heat pumps are not dimensioned for managing the total heat need for the house. The remaining heat-need, the so-called peak heat load, usually constitutes of electric heating. With today's heat pumps and dimensioning the heat need for the peak heat load is rather small, while the power need becomes relatively great. Subconsequently heat pumps, with electricity for the peak heat load contributes in an evident way to the electric peak that occur in Sweden during cold weather.

The purpose of this project is to look at **economy** and **technique** , in small houses with water heat pump systems, achieve peak heat load production with alternative solutions to using an electric cartridge, which is the present solution.

For ground heatpumps with energy coverage of over 90% there is basically no client economy for other peak heat load alternatives than electricity with today's electricity prices. If the price of electricity to the peak heat load is doubled it creates room to invest in other alternatives, such as pellets, wood and heat pump solutions with a 100% coverage rate.

For exhaust air heatpumps with energy coverage of about 65% there is a certain client economy for heat load solutions based on bio solutions such as wood and pellets. If the price of electricity to the peak load is doubled it creates room to invest in other alternatives, such as pellets, wood and heat pump solutions with a 100% coverage rate

# Innehåll

<b>Bakgrund och Motiv</b>	<b>5</b>
<b>Syfte och mål</b>	<b>6</b>
<b>Deltagande parter</b>	<b>6</b>
<b>Projektets genomförande</b>	<b>6</b>
<b>Förväntade resultat</b>	<b>7</b>
<b>Effektproblemet</b>	<b>7</b>
Effektproblematiken .....	7
Värmepumpen i ett effektperspektiv.....	9
<b>Erfarenheter från alternativa spetsvärme-alternativ</b>	<b>10</b>
<b>Värmepumpar i rapporten</b>	<b>11</b>
Värmepumpar i rapporten .....	11
Markvärmepump med elvärmespets .....	11
Förutsättningar för beräkningarna .....	12
Beräkningar av täckningsgrad.....	12
<b>Alternativa lösningar</b>	<b>13</b>
Värmepump i kombination med värmelager för att skapa 100 % energitäckning. .....	13
<b>Analys av markvärmepumpars spetslastekonomi.</b>	<b>15</b>
Spetslastvärme med befintlig värmeproduktionsanläggning.....	15
Spetslastvärme med en nyinstallerad värmeproduktions-anläggning.....	17
Investeringsutrymme för alternativa lösningar för spetsvärme, jämfört med elpatron med dagens elpris. ....	18
Elpriset som styrmedel.....	20
Investeringsutrymme – Differentierat elpris .....	21
Konsekvensanalys.....	23
Känslighetsanalys .....	24
<b>Analys av spetslastekonomi för frånluftvärmepumpar.</b>	<b>25</b>
Spetslastalternativ för frånluftvärmepumpar .....	25
Investeringsutrymme ,- med dagens elkostnader.....	26
Investeringsutrymme , – med differentierat elpris.....	27
<b>Analys av elsystemkonsekvenser</b>	<b>28</b>
Inledning .....	28
Konsekvenser för det nationella elsystemet.....	29
Konsekvenser för ett lokalt nät .....	31
Sollentuna Energi.....	32
Slutsatser .....	32

## Bakgrund och Motiv

Värmepumpar har under senare år i en ökande omfattning ersatt olje- och elpannor i småhus, dessutom har värmepumpar varit det vanligaste alternativet till värmekälla i nyproducerade småhus.

Vid konvertering bort från en olje- eller elpanna används huvudsakligen någon form av markvärmepump, vilken traditionellt dimensionerats för ca 50 % av fastighetens värmeeffektbehov. Under senare år har värmepumparna blivit något större så att de täcker ca 65 % av fastighetens värmeeffektbehov. För resterande värmebehov det sk. spetsvärmebehovet nyttjas normalt el i form av en elpatron. Vid nyproduktion av småhus har under senare år huvudsakligen installerats en frånluftvärmepump med en elpatron som spetslastvärmekälla. Dessutom installeras i dagsläget några tusen uteluftvärmepumpar som komplement till husets befintliga värmekälla.

Ovanstående leder till ett något förändrat uttagsmönster av el där toppeffektuttaget blir högt i relation till elanvändningen, samtidigt som spetslasteffekten skapar en tydlig eleffektpeak.

Under de senaste 15 åren har svenska elsystemet förändrats i riktning från ett energidimensionerat elsystem där tillgången på eleffekt varit mycket god till ett mer och mer effektdimensionerat elsystem där eleffekten under de kallaste dagarna kan vara en knapp resurs. Detta speglas inte riktigt i dagens taxekonstruktioner för aktuella kundsegment där kostnaden för eleffekt inte är synliggjord utan ligger inbakad i elpriset. Det pågår dock aktiviteter på marknaden med såväl diskussioner som försök kring effektprissättning.

Utvecklingen med att skapa alternativ för att använda el som komplement och spetsvärme till värmepumpar har under de senaste 15 åren gått trögt. Orsaken är säkert att elen varit för billig i förhållande till alternativa lösningar. För cirka 15 år sedan gjordes dock en del arbeten för att ta fram enkla spetsvärmelösningar som oljekassetter och peakheater för att ersätta elvärme i främst direktelvärmda hus. Kostnaden för dessa lösningar var dock hög i relation till att fortsätta att använda befintliga värmesystem, samtidigt som experimentdriften visade på ett flertal tekniska problem. Dessa lösningar har därför försvunnit från marknaden och det finns idag ingen egentlig marknadsföring och tillverkning av apparater för denna tillämpning.

En framtida prissättning där kostnaden för eleffekt blir tydlig kan dock öka intresset och motiven för att utveckla alternativa systemlösningar för spetsvärme till värmepumpar.

Motivet till detta projekt är att se om det finns tekniska och ekonomiska möjligheter att använda andra tekniker och lösningar för spetslast än el. Detta görs

med dagens energipriser och även i ett framtida perspektiv där priset på el för spetsvärme är dubbelt så högt som dagens elpris.

## Syfte och mål

Syftet med projektet är att undersöka teknik och ekonomi för att i vattenburna värmepumpsystem för småhus åstadkomma spetsvärmeproduktion med alternativa lösningar till nuvarande lösning med elpatron. Detta kan vara lösningar med bränslen som bio/olja/gasol, eller lösningar med en heltäckande värmepump med eller utan stöd av ackumulatörer. Det ingår också att i projektet se på vilka konsekvenser detta får för elsystemet avseende dimensionering och spetselproduktion.

Målet med projektet är att studera olika lösningar och ställa dessa i relation till befintlig teknik med beaktande av en eventuell framtida effektprissättning för elen.

## Deltagande parter

Inom projektet har följande parter deltagit;

Vattenfall Utveckling AB.

Elforsk AB.

IVT Industrier AB.

NIBE Industrier AB.

Thermia Värme AB.

Chalmers Tekniska Högskola AB, Installationsteknik.

## Projektets genomförande

Projektet har främst varit av teoretisk karaktär. Således har en mängd analyser och beräkningar genomförts. Syftet med projektet har varit att redovisa förutsättningarna för alternativa lösningar till elvärme för spetslast till värmepumpar.

# Förväntade resultat

Projektet förväntas ge svar på vilka systemlösningar som kan vara tekniskt intressanta och praktiskt möjliga samt hur dessa ställer sig ekonomiskt jämfört med de lösningar som tillämpas idag. Kostnaden för spetsseffekten har beräknats med dagens elpris och ett elpris som är dubbelt så högt som dagens. Projektet skall även söka ge svar på hur elsystemet,- produktion respektive distribution, påverkas av värmepumpar vilka använder olika tekniker för spetsvärme.

# Effektproblemet

## Effektproblematiken

### *Dagsläge*

Historiskt har effekt i det svenska elsystemet varit ett marginellt problem. Bilden har dock förändrats under senare år. Orsaken är en ökad elanvändning, avställning av produktionsenheter samtidigt som marginell ny produktion tillförts elmarknaden.

Elmarknadsreformen som baserades på den nya lagen och som i sin första form började gälla år 1996, syftade bl.a. till att uppnå en högre effektivitet i elförsörjningen genom att producenter och elsäljare skall verka på en konkurrensutsatt marknad. Det innebär en kostnadspress på företagen som därmed förutsätts vara återhållsam på investeringar och löpande driftkostnader.

Under den tid som elmarknadsreformen förbereddes fanns stora kapacitetsmarginaler i elförsörjningen. Dessa hade byggts upp under den tidigare ordningen utan den kostnadspress som en konkurrens mellan aktörerna skulle ha inneburit. Dessutom fanns ett åtagande att kapaciteten inom landet inte skulle bli otillräcklig.

Under dessa omständigheter var det förklarligt att effektfrågan inte uppfattades som kritisk under det inledande reformarbetet. Eventuella behov för särskilda ordningar för att undvika en effektknapphet ansågs kunna anstå till ett senare tillfälle. Någon sådan ordning är därför inte reglerad i den nuvarande lagstiftningen.

Utvecklingen efter år 1996 ledde till en omfattande planerad och i flera fall genomförd, stängning av produktionsanläggningar som stod som reserv eller bara nyttjades korta tider och därmed inte gav tillräckliga intäkter. Dessutom har inga nya produktionsanläggningar tagits i drift samtidigt som elförbrukningen fortsatt att stiga. För att säkerställa effektbalansen på en rimlig nivå har under senare tid

vissa åtgärder vidtagits i Svenska Kraftnäts regi vilka har betecknats som övergångslösningar.

Åtgärderna har inneburit att produktionskapacitet återställts samt att nya former för att frivilligt reducera förbrukning har utvecklats.

Den effektknapphet som uppkom i elsystemet under början av februari 2001 fick regeringen att reagera så att Svenska Kraftnät fick i uppdrag att senast den 1 november 2002 lämna **förslag till system för en långsiktigt trygg effekttillgången i elsystemet**, dvs. förmågan att långsiktigt tillgodose efterfrågan på el när den är som störst.

I utredningen anger SVK att målet bör vara att använda marknadsekonomiska mekanismer för att skapa tillräckliga effektresurser på den svenska elmarknaden. SVK anser också att det är angeläget med likartade inriktning i länder och harmonisering mellan dem på den gemensamma nordiska elmarknaden och på sikt även i hela Europa.

Vid effektknapphet där på marknaden utställd kraft inte räcker till har SVK i dagsläget tillgång till ca 2000 MW i form av upphandlade produktionsresurser och effektminskningar. Utöver detta finns den s.k. störningsreserven på 1200 MW (främst gasturbiner) som primärt är avsedd att täcka systemstörningar som bortfall av en stor produktionsenhet, men som även kan utnyttjas vid effektbrist. I sista hand har SVK befogenhet att beordra bortkoppling av konsumenter (Manuell fränkoppling), något som hittills ej behövt tillgripas. Även om fränkoppling inte har behövts tillgripas har effektknappa situationer medfört mycket höga elpriser på Nordpool.

Eftersom det idag inte finns någon direkt koppling mellan en majoritet av elanvändarna och spotpriset finns det inte ekonomiska styrsignaler för att minska konsumtionen vid effektknappa situationer. På sikt kan detta innebära att förtroendet för att elmarknaden kan hantera effektfrågan rubbas och kortsiktigt kan även enskilda aktörer råka ut för höga ekonomiska kostnader.

Den svenska elanvändningen är unik på det sättet att vi har en stark termisk påverkan orsakad av vårt stora beroende av elvärme inom bebyggelsesektorn. Generellt brukar den termiska påverkan på vårt eleffektbehov bedömas till 350 till 400 MW per grad under den kalla årstiden.

Historiskt har således effekt i det svenska elsystemet varit ett marginellt problem. Bilden har som synes delvis förändrats under senare år så att en effektknapphet kan uppstå i elsystemet.



### *Framtidsperspektiv*

SvK:s prognos<sup>1</sup> för den kommande vintern visar att en normal vinter kan hanteras med viss marginal men att effektbalansen vid en tioårsvinter är mycket bräcklig. I det senare fallet är Sverige beroende av såväl mycket hög tillgänglighet i den inhemska produktion som import från utlandet.

Effektproblematiken har rönt stor uppmärksamhet under den senaste femårsperioden och den finns ett antal rapporter publicerade kring ämnet. Förenklat kan sägas att det problemet kan lösas från tillförselsidan eller förbrukningssidan, antingen var för sig eller i kombination.

När det gäller tillförselsidan kommer det att tillkomma ny kapacitet, åtminstone på längre sikt. Vattenfall<sup>2</sup> bedömning är att det t.o.m. år 2013 tillkommer ca 25 TWh i det nordiska elsystemet. Detta handlar dock om baskraft som kommer att byggas ut för att täcka ökande energibehov och därmed ha begränsad betydelse för effektsituationen. För att underlätta den senare krävs att spetslastkraftverk byggs, något som det i dag saknas ekonomiska incitament för ur kraftproducent-synvinkel. Ett tänkbart scenario är att de som har ekonomiskt intresse av att spetslastkapacitet finns tillgängligt, dvs. de balansansvariga, betalar en årlig premie för ha kapacitet stand-by vilket är i linje med dagens temporära lösning.

På förbrukningssidan har man framförallt studerat olika former av tidsbegränsade effektreduktioner. Potentialen är stor, Energimyndighetens utredning från 1999<sup>3</sup> indikerar en potential på 6-9000 MW sammantaget i Norge och Sverige. Potentialen är ungefär jämt fördelat mellan elintensiv industri och övriga sektorer, i det sistnämnda fallet framförallt elvärme. Hur och i vilken mån potentialen kan realiseras är fortfarande en öppen fråga, det finns såväl avtalsmässiga som ekonomiska frågetecken. Åtgärder på elvärmesidan skulle kräva installation av nödvändig utrustning i hundratusentals fastigheter vilket gör att det bedöms ta minst fem år att realisera denna potential.

Sammantaget kan sägas att det finns möjligheter att lösa effektproblematiken men att det oavsett lösning kommer att ta tid.

### **Värmepumpen i ett effektperspektiv**

De flesta värmepumpar dimensioneras för att täcka delar av fastighetens värmebehov. Resterande värmebehov den s.k. spetslastvärmen täcks huvudsakligen av någon form av elvärme. Värmepumparna bidrar därmed till att skapa den tydliga elpeaken som finns i det svenska elproduktionssystemet.

---

<sup>1</sup> "Den svenska effektbalansen vintrarna 2002/2003 och 2003/2004" [www.svk.se](http://www.svk.se)

<sup>2</sup> "Electricity market report 2003" [www.vattenfall.com](http://www.vattenfall.com)

<sup>3</sup> "Möjligheter att minska elanvändning vid effekttoppar" [www.stem.se](http://www.stem.se)

I Sverige säljs i dagsläget nästan 45.000 värmepumpar enligt nedanstående fördelning

- Markvärmepumpar 30.000
- Frånluftvärmepumpar 11.000
- Uteluftvärmepumpar 4.000

För att bedöma den spetslasteffekten som skapas via de värmepumpar som installeras har följande antaganden gjorts.

- Markvärmepumpar installeras i hus med ett effektbehov på 10 kW och de dimensioneras för 65% av effektbehovet.
- Frånluftvärmepumpar installeras i hus med ett effektbehov på 6 kW och de ger 2 kW värme.
- Uteluftvärmepumpar installeras i hus med ett effektbehov av 10 kW och stannar vid en utetemperatur av ca -10 grader. Hälften av husen har el som baslastvärmekälla.

Detta skapar en årlig elpeek från hus där värmepumpar installeras på ca 170 MW. Elpeaken defineras här som den eleffekt som spetselvärmens står för. Dvs. ca 3,5 kW för markvärmepumpar, 4 kW för frånluftvärmepumpar och 10 kW för uteluftvärmepumpar.

Detta ger följande

- Markvärmepumpar  $3,5 \text{ kW} * 30000 = 105 \text{ MW}$
- Uteluftvärmepumpar  $10 \text{ kW} * 2000 = 20 \text{ MW}$
- Frånluftvärmepumpar  $4 \text{ kW} * 11000 = 44 \text{ MW}$
- **Summa**  $= 169 \text{ MW}$

## Erfarenheter från alternativa spetsvärmealternativ

Det är sparsamt med erfarenheter från alternativa spetslastalternativ till elvärme. Det vi funnit är från vår egen verksamhet under 1980-talet.

I Närlunda i Ekerö kommun konverterade Vattenfall ett Hjärtevadshus från direktel till ett vattenburet värmesystem. Husets uppvärmning var efter konverteringen en elpanna på 9 kW och en peakheater för spetslast på 5 kW. I slutet av den till projektet hörande uppföljningsperioden byttes peakheatern till en nyare modell eftersom den ursprungliga peakheatern inte fungerade tillfredställande.

# Värmepumpar i rapporten

## Värmepumpar i rapporten

I rapporten behandlas huvudsakligen värmepumpar som nyttjar någon form av markvärme och i viss mån frånluftvärmepumpar. Orsaken till att uteluftvärmepumpar inte behandlas är att dessa egentligen är ett komplement till en befintlig värmeproduktionsenheten och de stängs av vid kall väderlek.

## Markvärmepump med elvärmespets

Traditionellt har markvärmepumpar dimensionerats för en effekttäckning på ca 50%. Dagens värmepumpar dimensioneras något större motsvarande en effekttäckningsgrad på ca 65 %. Orsaken synes vara att det högre energipris som rått under senare år medger lönsamhet för något större värmepumpar.

Den traditionella dimensioneringen innebär att värmepumpar beräkningsmässigt får en energitäckning av upp mot 90 % medan dagens dimensionering ger en energitäckning upp emot 96 %. Resterande värmebehov täcks med någon form av spetslastalternativ. Den vanligaste och för kunden enklaste lösningen är att använda en el-patron under de korta tidsperioder då värmepumpen inte klarar att avge nödvändig värmeeffekt.

Utöver att vara spetsvärmekälla är el-patronen även ett reservalternativ ifall värmepumpen skulle haverera. Hur mycket el-patronen används för spetslast beror huvudsakligen på

- Värmepumpens storlek i förhållande till värmebehovet
- Husets termiska tröghet och hur denna tröghet utnyttjas reglermässigt i värmepumpen.

De flesta värmepumpar är utrustade med ställbar tidsfördröjning för att reducera "onödig" spetsvärme via el-patron. De styrsystem som förekommer är t.ex. en vanlig "timer" eller en gradtimmesfunktion. För kortvariga spetsvärmebehov går därför el-patronen inte in.

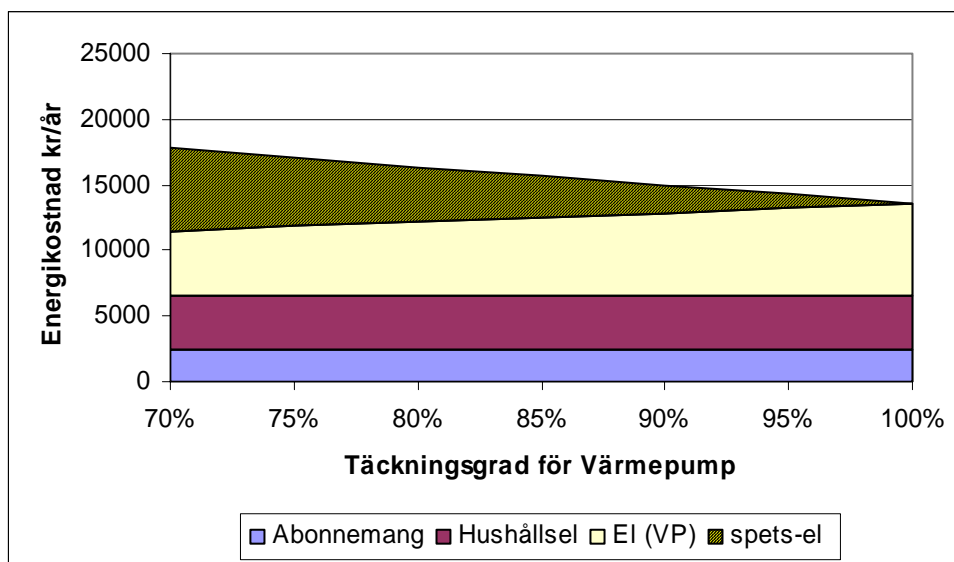
Av stor betydelse för att optimera värmepumpen och spetslastdriften är fastighetens termiska massa. Genom att anpassa tidsfördröjningen till husets förutsättningar kan stora mängder värme lånas från husets värmelager. Vid kortvariga värmebehov är "lånen" från byggnadsstommen ofta tillräckligt för att inte spetsvärmen skall gå in. En termiskt lätt byggnad eller en byggnad med stora ventilationsflöden utan värmeåtervinning avkyls fortare, vilket innebär att el-patronen behöver starta tidigare för att komforten inte skall påverkas för mycket.. En värmepump i en villa med tung byggnadsstomme kan därför få en något större täckningsgrad.

## Förutsättningar för beräkningarna

Beräkningarna på markvärmepumpen baseras på en villa med en genomsnittlig energiförbrukning på 30.000 kWh fördelade på 25 000 kWh värme och 5000 kWh varmvatten. Villan förutsätts ligga i Stockholmstrakten.

Beräkningarna på frånluftvärmepumpen baseras på en något mindre och bättre isolerad villa med en genomsnittlig energiförbrukning på 20 000 kWh fördelade på 15 000 kWh värme och 5000 kWh varmvatten.

Det elpris som använts i kalkylerna avser ett genomsnittligt elpris enligt statistik från SCB och Energimyndigheten för 2003. Priset är 70 öre/kWh för det rörliga elpriset och 14 öre/kWh för det rörliga nätpriset. Utöver detta tillkommer fasta avgifter för el på 180 kr/år och för nät på 2200 kr/år.



Figur 1. Energikostnader med en markvärmepump vid olika energitäckningsgrader.

De ekonomiska resonemangen beaktar inte värmepumpens ev. lägre värmefaktor vid högre täckningsgrader eller kapitalkostnaden för själva värmepumpen då fokus enbart är på spetslastvärmen..

## Beräkningar av täckningsgrad

Den teoretiska energitäckningsgraden som uppnås med en värmepump på mellan 4 kW och 9 kW som installerats i den villa som beskrivits i föregående kapitel redovisas i nedanstående tabell. Beräkningarna är genomförda med beräkningsprogrammet Prestige 1.0, vilket anger det maximala effektbehovet för den aktuella villan till 11 kW.

Värmepump-effekt kW	Spetsvärmeeffekt kW	El till värmepump kWh	El till spets kWh	Energitäcksgrad %
4	7	7459	7962	73
5	5	9122	3199	89
<b>7</b>	<b>4</b>	<b>9669</b>	<b>1193</b>	<b>96</b>
9	2	11350	248	99

**Tabell 1.** Energitäcksgrad för en markvärmepump i en villa i Stockholmstrakten med ett effektbehov på 11 kW.

## Alternativa lösningar

### Värmepump i kombination med värmelager för att skapa 100 % energitäckning.

Kopplas värmepumpen samman med ett ackumulatorsystem får värmepumpen längre drifttider och därmed färre stopp och start. Vidare ger ackumulatortanken möjligheter att klara mindre lasttoppar utan att värmekomforten påverkas och utan att elpatronen behöver gå in. Att ta bort hela spetseffektbehovet med hjälp av en ackumulatortank är däremot orealistiskt, vilket framgår av nedanstående resonemang.

För att beräkna värmelagret storlek har följande formel använts

$$\frac{4,18 \text{ kJ/kg} * \Delta T * \text{Volym (l)}}{3600 \text{ (s)}} = \text{Energi (kWh)}$$

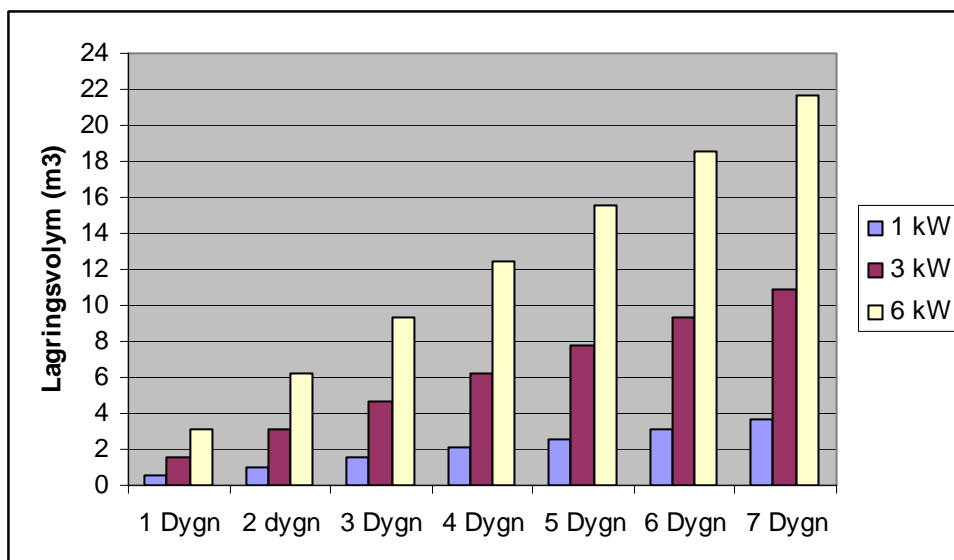
I beräkningarna har 30 graders  $\Delta T$  ansatts, dvs skillnaden mellan värmesystemets returtemperatur och värmepumpens framledningstemperatur (55°C).  $\Delta T$  för lagring av värme via el, ved, pellets är normalt minst dubbelt så stort varför sådana system normalt kräver halva lagringsvolymen.

För en värmepump med 90 resp. 96 % energitäcksgrad är spetslastbehovet enligt referensexemplet 3000 resp. 1200 kWh. För att kunna lagra hela det årliga spetslastbehovet utan återladdning erfordras ett vattenlager på 85 resp. 34 m<sup>3</sup>. Under vinterperioden finns dock perioder med mildare väderlek vilket möjliggör återladdning av lagret med värmepumpen. Detta medger att lagringsvolymen bör kunna göras betydligt mindre.

Värmebehovet beror på utomhustemperaturen och de kalla perioderna inträffar huvudsakligen under december, januari och februari. Fördelas spetsvärmebehovet 3000 kWh ut likformigt på dessa månader blir det genomsnittliga spetseffektbehovet drygt 1,4 kW,- ( $90 \text{ dgr} * 1,4 \text{ kW} * 24\text{h} = 3024 \text{ kWh}$ ).

Stora variationer i väderlek och därmed värmebehov uppträder under varje vinter. Perioder med kall väderlek brukar också kunna vara ihålliga i flera dagar, vilket gör att ett spetslastbehov bör påräknas under flera dygn. Är spetseffektbehovet under ett vinterdygn är 3 kW så blir behovet av lagrad energi 72 kWh per dygn, vilket kräver behov ett aktivt vattenlager på 2050 l. En period med kall väderlek håller dock ofta i sig i flera dygn varför en flerdubblad ackumulatorvolym är nödvändig. Ihållande kyla under fem dagar kräver således över 10 m<sup>3</sup> lagringsvolym. Därefter krävs en period med högre utomhustemperatur för att lagret åter skall kunna laddas inför nästa köldknäpp.

I nedanstående Figur 2 visas erforderliga lagringsvolymen när spetseffektbehovet per dygn är 1, 3 resp. 6 kW.



**Figur 2.** Erforderligt lager för spetsvärme vid ett behov av spetslasteffekt på 1, 3 resp. 6 kW.

Man kan konstatera att t.o.m. dygn med relativt små spetseffektbehov kräver stora ackumulatorvolymen. Ackumulering av värme för spetslast i värmepumpsystem framstår därför inte vara en framkomlig väg att hantera spetslastproblemet.

För en värmepumpen dimensionerad för hög effektäckning skapar dock en ackumulator längre drifttider, vilket i många fall är gynnsamt.

# Analys av markvärmepumpars spetslast-ekonomi.

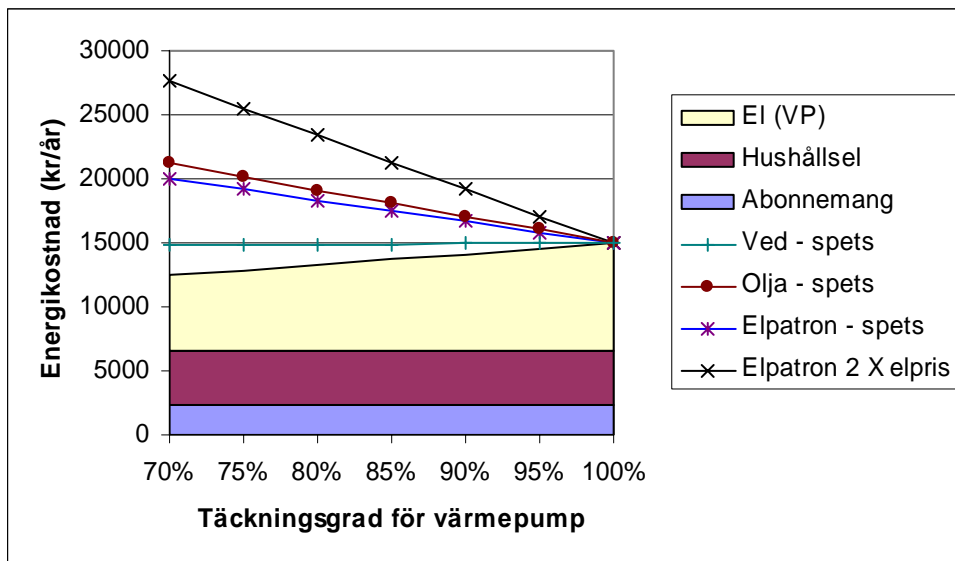
## Spetslastvärme med befintlig värmeproduktionsanläggning.

Under den senaste 15 års- perioden med låga energipriser har huvudsakligen någon form av elvärme används till spetslast i värmepumpinstallationer. Alternativa lösningar har upplevts som både dyra och onödigt komplicerade att installera, samtidigt som ev. vinster varit små eller inneburit ett ökat eget arbete som vid vedeldning.

Vid installation av en värmepump väljer vissa villaägare att behålla den gamla olje- eller vedpannan parallellt med den nya värmepumpen. Detta ger en möjlighet att använda den gamla pannan till spetsvärmeproduktion. Det ekonomiska utrymmet som skapas med att använda denna värmepanna för spetsvärme åskådliggörs i Figur 3, här redovisas enbart driftskostnader i form av rörliga energikostnader.

I Figur 3 redovisas också ett alternativ där kostnaden för el till spetsvärme är dubbelt så hög (168 öre/kWh ) jämfört med dagens energipriser. Det bör påpekas att denna prisnivå enbart är en fiktiv nivå som nyttjas i rapportens beräkningar och har inga kopplingar till dagens verklighet eller framtida prognoser.

Beräkningarna utgår från en markvärmepump med en energitäckning från 70 % till 100 % i ett hus med ett värmebehov av 30 000 kWh. Alternativen till el-spets har begränsats till olja och ved, vilka är de vanligast förekommande alternativen i den aktuella situationen. Uppgifter om bränslepriser avser ett genomsnittligt pris enligt statistik från SCB och Energimyndigheten för år 2003.



Figur 3. Energikostnad för en markvärmepump med olika spetslastalternativ .

#### Driftkostnader för spetsvärme med vedeldning.

En villaägare som kompletterat sin vedeldade panna med en värmepump har sannolikt vägt in komfortaspekten i sitt investeringsbeslut. Ur rent ekonomisk synvinkel är vedeldning svårslaget, även om veden köps. En kubikmeter ved kostar ca 250 kr och innehåller ca 1000-1500 kWh, vilket motsvarar ca 20öre/kWh. I de fall vedpannan finns kvar och fortfarande är ansluten till värmesystemet kan denna utnyttjas för spetsvärme. Av miljöskäl behöver dock många av dessa anläggningar kompletteras med en ackumulator.

I jämförelse med elvärmespets sparas ca 1.700 kr/år med vedeldning då värmepumpen har en energitäckning på 90 %. Kalkylen bygger på en vedpanna med 75 % verkningsgrad. Utfallet påverkas relativt lite av bättre/sämre verkningsgrader då bränslet är billigt. 50 % verkningsgrad ger en vinst på ca 1.300 kr/år. Inkluderar kostnader för underhåll och sotning minskar dock förtjänsten avsevärt eller t.o.m. försvinner helt.

I många hushåll finns idag vedeldade braskaminer, kakelugnar etc. som komplement till ordinarie värmesystem. Dessa skulle i många villor kunna användas som spetslastvärmekällor. Speciellt om värmepumpen har en hög effekttäckningsgrad, ligger i södra Sverige med förväntade korta perioder med kyla och om huset har öppen planlösning och är termiskt tungt. Komforten kommer troligtvis att försämrans något men normalt skapas en mycket dräglig komfort även de kallaste dagarna.

Som framgår av Figur 3 ökar den ekonomiska drivkraften att använda vedeldning till spetsvärme med minskad täckningsgrad hos värmepumpen. Vid en täckningsgrad på 70 % kan man tjäna 5 200 kr/år jämfört med 1 700 kr/år vid en



täckningsgrad av 90 % och ca 800 kr en täckningsgrad av 96 %. Här tillkommer dessutom sotningskostnader

#### *Driftkostnader för spetsvärme med oljeeldning.*

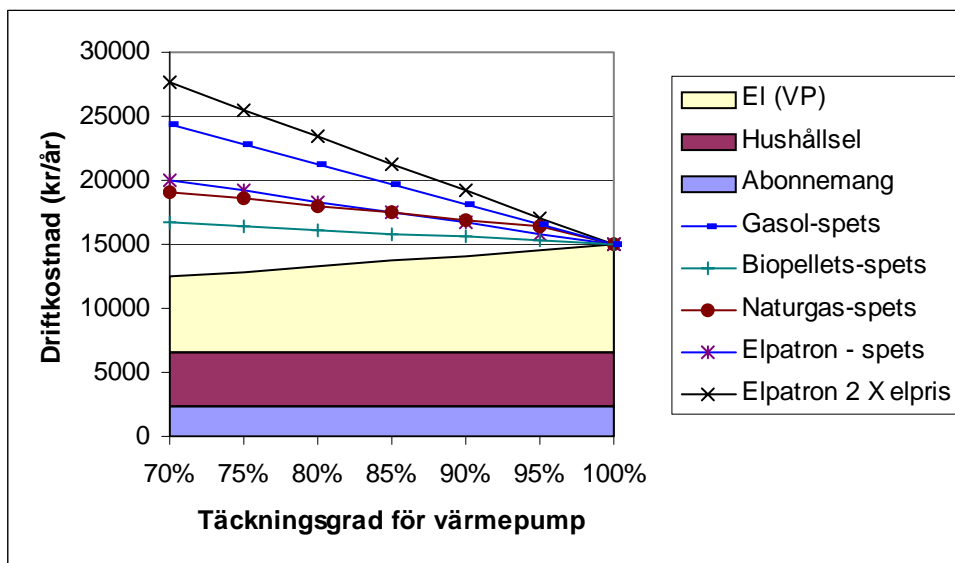
En kubikmeter olja kostar ca 7300 kr, vilket blir ca 73 öre/kWh exklusive verkningsgradsförluster. I exemplet (Figur 3) har den befintliga oljepannans verkningsgrad uppskattats till 75 %, vilket ger en värmekostnad på 97 öre/kWh. Eftersom olja är ett dyrt bränsle får verkningsgradsförlusterna stor ekonomisk betydelse. För att olja i dagsläget ska kunna konkurrera med el krävs minst 85 % verkningsgrad. Här tillkommer dessutom sotningskostnader.

Med dagens energipriser är det inte ekonomiskt motiverat att använda olja till spetsvärme. Även om oljepannan är i gott skick och redan ansluten till värmesystemet. För att olja ska vara intressant som spetsvärme behöver prisförhållandet mellan el och olja förändras till oljans fördel.

### **Spetslastvärme med en nyinstallerad värmeproduktionsanläggning.**

I föregående kapitel förutsattes att den gamla värmeproduktionsanläggningen fortfarande fungerande väl och den inte krävde några nyinvesteringar för att fungera för spetsvärmeproduktion. Om spetslastvärme skall kunna produceras på andra sätt än el fodras att alternativens driftkostnader skapar ett utrymme för investeringar i den nya värmeanläggningen.

Referens i nedanstående bild är en villa med ett totalt värmebehov på 30000 kWh, där värmepumpen dimensionerats för en energitäckning mellan 70-100 %.



**Figur 4. Energikostnader för en markvärmepump med olika spetsvärmelösningar.**

#### *Driftkostnader med naturgas som spetsvärme.*

Naturgasbaserade värmesystem har i dagsläget en begränsad marknad i Sverige då naturgasnätet huvudsakligen är koncentrerat till västkusten. Enligt statistik från SCB och Energimyndigheten för år 2003 är det genomsnittliga naturgaspriset ca 61 öre/kWh. Som verkningsgrad för gasbrännaren har 95 % använts, vilket ger en värmekostnad på **65 öre/kWh**. Här tillkommer en fast kostnad på ca 850 kr/år för gasabonnemanget. Omvandlas den fasta kostnaden till en rörlig kostnad blir motsvarar den en rörlig kostnad på 28 öre/kWh vid 90 % energitäckningsgrad för värmepumpen och 9,5 öre/kWh vid 70 % energitäckningsgrad. Vid 70 % energitäckningsgrad blir därmed gaspriset ca 75 öre/kWh och vid en energitäckningsgrad på 90 % ca 93 öre/kWh. Med dagens elpris är därmed gas inget alternativ för spetsvärme vid normalt dimensionerade värmepumpar.

#### *Driftkostnader med pellets som spetsvärme.*

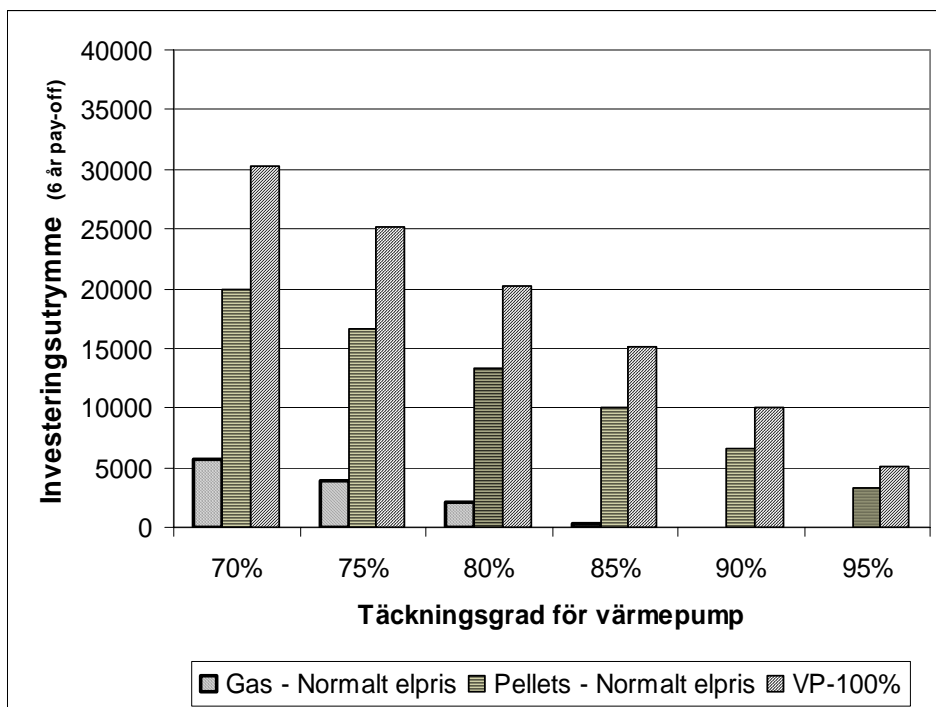
Priserna på pellets varierar mellan 30-50 öre/kWh beroende på leverantör, leveranssätt, volymer etc. I kalkylerna har 40 öre/kWh använts samt att brännaren har en verkningsgrad på 85 %, vilket innebär en värmekostnad på **47 öre/kWh**.

#### *Driftkostnader med gasol som spetsvärme.*

Gasol för privatpersoner riktas främst mot kundgrupper som är ganska prisokänsliga som t ex husvagnsägare och båtägare. Priserna är beroende av gasflaskornas storlek, inköpsställe och kvantitet. Prisspridningen är extremt stor. Prisskillnaderna för fyllning av 10 kg varierar mellan 16-26 kr/kg medan något större kvantiteter kan fås till ca 13 kr/kg. Priset för gasol varierar därmed mellan **1-2 kr/kWh**, eller ännu mer beroende på gasflaska och inköpsställe. Gasolen är således betydligt dyrare än el.

### **Investeringsutrymme för alternativa lösningar för spetsvärme, jämfört med elpatron med dagens elpris.**

Baserat på dagens pris på el, gas och pellets har investeringsutrymmet beräknas för olika spetslastalternativ. Med dagens prisförhållande mellan olja och el är oljebaserad spetsvärme inget alternativ, då oljan är dyrare än elen. Detsamma gäller för gasol. I nedanstående diagram, - Figur 5, är investeringsutrymmet för ny produktionsutrustning för gas och pellets, samt för en heltäckande värmepump. Investeringsutrymmet baseras på skillnaden i de årliga driftkostnaderna för respektive produktionsalternativ.



**Figur 5** Investeringsutrymme för alternativa lösningar för spetsvärme, jämfört med elpatron med dagens elpris.

**Naturgas:** Naturgas i kombination med en värmepump med en energitäckningsgrad högre än 85 % är ointressant, eftersom den fasta kostnaden för naturgas åter upp vinsten från den rörliga delen (850 kr/år). Har värmepumpen lägre energitäckningsgrad än 85 % skapas ett mindre driftnetto på mellan 50-950 kr/år. I praktiken är därmed investeringsutrymmet för litet. För fastigheter med värmebehov större än 30 000 kWh skapas naturligtvis ett större investeringsutrymme.

**Pellets:** Investeringsutrymmet för en ny pelletsanläggning minskar naturligtvis med storleken på värmepumpens energitäckningsgrad. Vid en energitäckningsgrad på 70 % blir investeringsutrymmet ca 20 000 kr, och vid en energitäckningsgrad på 90 % ca 6500 kr baserat på 6 års pay-off. Vid 6 års avskrivning och 6 % ränta blir motsvarande investeringsutrymme 16 000 kr resp. 5100 kr. Pellets för spetsvärme är därmed endast intressant om det finns en bef. panna som kan kompletteras med en pelletsbrännare och ett enklare lager. Investeringen kan dock knappast räknas hem ifall värmepumpen har högre energitäckningsgrad än 70 %.

**Heltäckande Värmepump:** För att öka energitäckningsgraden till 100 % behövs förutom en större värmepump ett djupare borrhål. Värmepumpen behöver också ha någon form av kapacitetsreglering. Framtidens värmepumpar kanske kommer att dimensioneras för 100 % av värmebehovet, vilket enligt figur 10.3 i ett kundperspektiv ter sig som relativt intressant redan med dagens elpris. Investeringsutrymmet (payofftid 6 år) för att installera en heltäckande värmepump i stället för

en värmepump med 70 % energitäckningsgrad är ca 30 000 kr och 10 000 kr med 90 % energitäckningsgrad. Lånas pengar till 6 % ränta med 6 års amortering fås ett investeringsutrymme på 25 000 respektive drygt 8 000 kr.

Exemplet utgår från att driftkostnaden för spets-el är 2 500 kr/år vid 90 % energitäckningsgrad och 7 500 kr/år vid 70 % energitäckningsgrad.

## Elpriset som styrmedel

Ju fler villaägare som installerar värmepumpar som använder elvärme som spetsvärme, ju tydligare blir elspetsen från villasegmentet. Även om el-användningen på årsbasis minskar med värmepumpar så reduceras eleffektbehovet under de kallaste vinterdagarna inte lika mycket. Kraftbolagen får därmed en större andel outnyttjad kapacitet i sina produktionsanläggningar, vilket innebär att medelkostnaden för att producera en kWh ökar.

Nuvarande eltaxa inom detta segment innebär att kunden har samma pris under hela året, vilket innebär att kostnaden för effekt fördelas under hela året och att alla solidariskt betalar för effektkostnaderna.

Det faktum att el under kalla perioder är dyrare att producera än under de varma perioderna kan i framtiden leda till nya eltaxor där kopplingen till eleffekt blir tydligare. De nya elmätarna med dubbelriktad kommunikation och den nya lagstiftningen med månatlig avläsning kan vara viktiga verktyg i en sådan utveckling. Några affärsmodeller och verktyg har ännu inte utvecklats och hur de skulle kunna utformas kan man bara spekulera i.

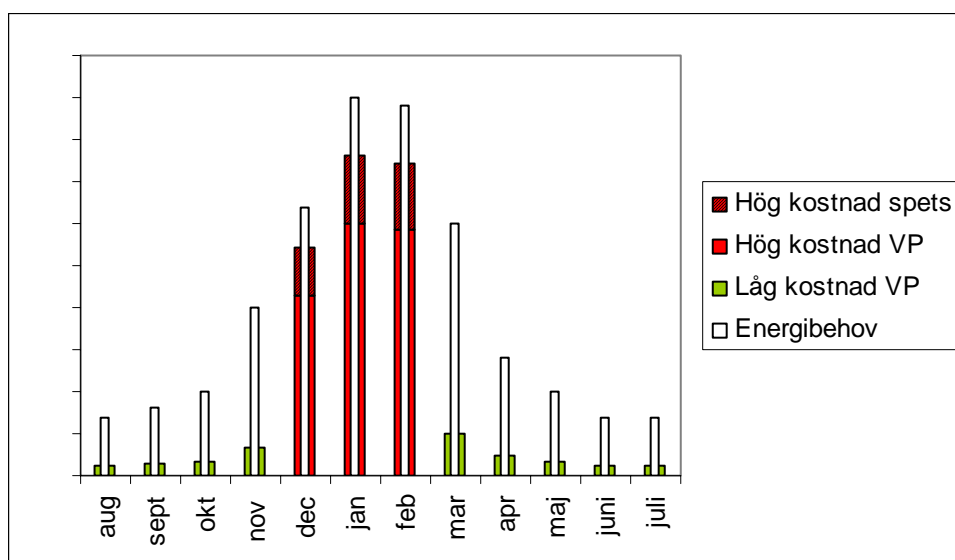
Det finns flera scenarier för hur framtida taxor kan konstrueras som,

- att el till villor årstidsdifferentieras med ett högre elpris på vintern och ett lägre pris på sommaren.
- att el till villor prisdifferentieras med olika priser per kvartal eller månad
- att volym och effekttariffer införs.

I rapporten har en framtida eltaxa exemplifierats med en tidsperiod med ett högt elpris och en period med ett lågt elpris. Den rörliga delen av nätpriset har för enkelhetens skull inkluderats i elpriset, då detta saknar betydelse i ett kundperspektiv. Denna prissättning ger en för elvärmekunderna kostnadsneutral prissättning.

I vårt framtidsexempel 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. En elvärmekund får därmed inte någon genomsnittlig elprishöjning. Spetsvärmebehovet inträffar dock huvudsakligen under vintern där det högre elpriset gäller, vilket ökar förutsättningarna för andra spetslastalternativ än el.

I diagrammet, Figur 6, illustreras en värmepump med 90 % energitäckning och spetsvärmens driftskostnader i förhållande till aktuellt värmebehov. Konsekvensen av denna prissättning blir att kunden betalar 6 ggr så mycket för spetselvärmens som för den värme som produceras via värmepumpen.



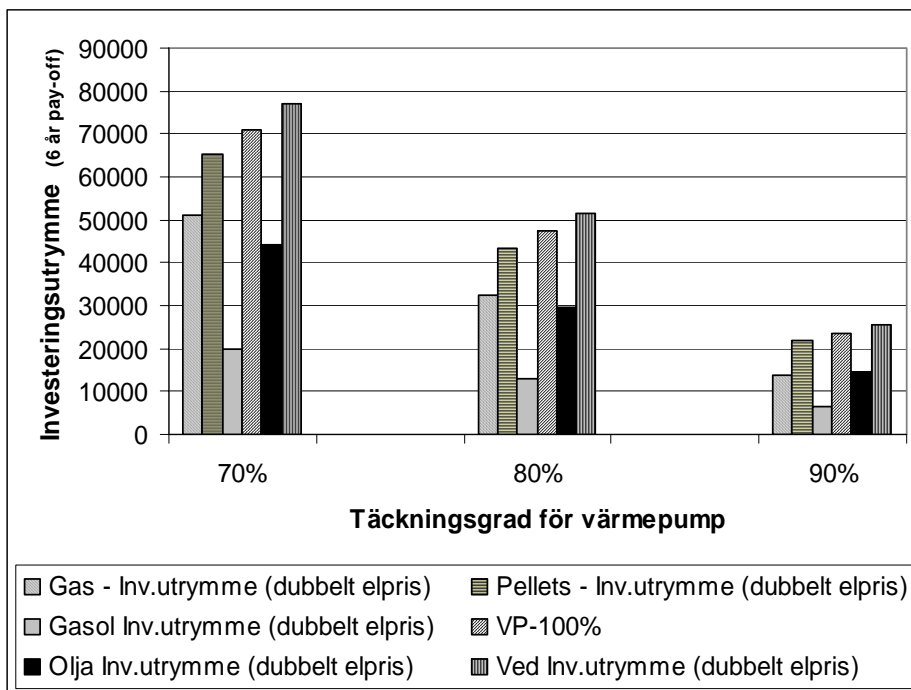
**Figur 6. Relativa kostnader för el till värmepump med elpatron**

## Investeringsutrymme – Differentierat elpris

Om priset för el är dubbelt så högt som dagens under den tid då el-patronen används (168 öre/kWh inkl rörligt nätpris) ökar det ekonomiska utrymmet för att investera i andra spetslastalternativ än el.

I Figur 7 visas det investeringsutrymme (6 års pay-off) som skapas av alternativen till spetsvärme via elpatron (kalkylförutsättningar enligt referensexemplet).

Diagrammet redovisar spetsvärmealternativen i jämförelse med elvärme med ett dubbelt så högt elpris för spetslast.



**Figur 7. Investeringsutrymme för spetslastalternativ jämfört med elvärme vid fördubblat elpris för spetsvärme.**

**Naturgas:** I ett system där 70 % av energibehovet täcks av värmepumpen och resterande del med naturgas blir ”vinsten” jämfört med elspets (dubbelt elpris) 8500 kr/år. Med en rak pay-off på 6 år får investeringen kosta 51.000 kr medan investeringen med lånade pengar,- 6 år och 6 % ränta, får kosta ca 42.000 kr.

Med en värmepump med en energitäckning av 90 % blir den årliga driftkostnaden ca 2 300 kr lägre med naturgas än med el. Med detta resonemang kan investeringar på 13.500 kr räknas hem med egna medel eller 11 000 kr med lånade pengar. I diagrammet kan man se att naturgas har mindre ekonomiska fördelar än olja vid lägre spetslastbehov, vilket kan förklaras av den fasta abonnemangskostnaden för naturgas.

**Gasol:** Eftersom gasolalternativet har en hel del praktiska begränsningar är det ointressant för stora energibehov. Vid 90 % energitäckningsgrad så krävs ca 3000 kWh spetsvärme. En P10 gasolflaska rymmer ca 130 kWh vilket skulle innebära byte av flaska ca 20-25 ggr under den kallaste perioden. Är man beredd att acceptera denna hantering så kan man tjäna ca 1 100 kr/år i driftskostnad, vilket ger ett investeringsutrymme på ca 6 500 kr (rak pay off, 6år), förutsatt att man kan köpa gasol för 1,25 kr/kWh. Två P10 gasflaskor kostar 2 000 kr vilket innebär att utrymmet för nödvändiga investeringar i brännare etc är för litet för att vara intressant.

**Olja:** För villaägare som har en fungerande oljepanna blir det intressant med olja som spetsvärme om elpriset differentieras. För en värmepump med 90 % energitäckning är investeringsutrymmet för en ny brännare med 85 % verkningsgrad ca 2 500 kr/år eller 15 000 kr med rak pay-off i 6 år. **Lånas pengar med 6 % ränta i 6 år blir investeringsutrymmet ca 12 000 kr**

**Pellets:** För villaägare som tidigare haft bränslebaserad uppvärmning kan pellets vara ett alternativ som spetsvärme. Med en värmepump med 90 % energitäckningsgrad reduceras kostnaden för spetsel med ca 3 600 kr/år med ett pelletsbaserat spetsvärmesystem. Investeringsutrymmet blir då 21 600 kr (6 års pay-off), vilket kan inrymma en ny pelletsbrännare till en befintlig oljepanna. **Lånas pengar till investeringen är utrymmet ca 18 000 kr.**

**Ved:** För villaägare som har en värmepump och en fungerande vedpanna blir skillnaden i spetsvärmekostnader mellan ved och el avsevärda. Med en värmepump med 90 % energitäckningsgrad sparas nästan 3 000 kr/år om ved används istället för el. Med 6 års payoff blir investeringsutrymmet 18 000 kr för ett nytt vedeldat värmesystem, eller ca **14 000 kr med 6 år och 6 % ränta.** Denna nivå räcker dock inte till att investera i en ny vedpanna. Ett alternativ kan dock vara att installera en braskamin eller kakelugn där en del av kostnaden inryms inom trivselfaktorn.

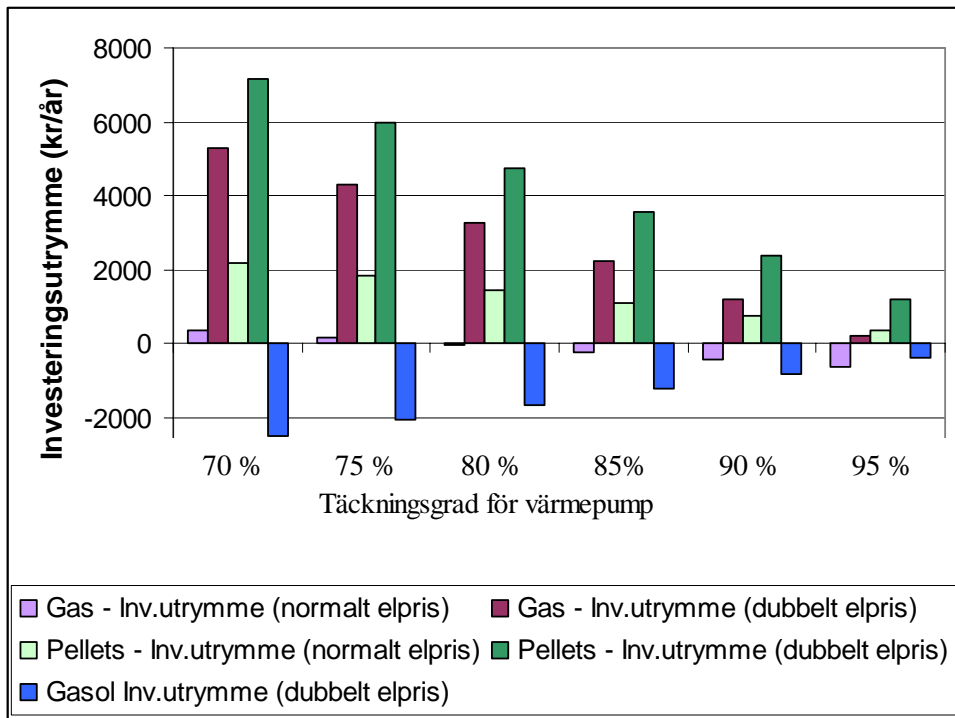
**Heltäckande Värmepump:** Utgångspunkten i detta resonemang är att investera i en heltäckande värmepump istället för en med ca 90 % täckningsgrad. Med *ett dubblat spetselpris* kostar spetsvärmen med en elpatron ca 5 000 kr. Med en heltäckande värmepump blir besparingen ca 4 000 kr/år. Detta innebär ett investeringsutrymme på ca 24 000 kr för en heltäckande värmepump (6 års pay-off) eller 20 000 kr med 6 år och 6 % ränta.

För att öka en värmepumps energitäckningsgrad från 90 % till 100 % krävs att borrhålens djup ökas till en kostnad av ca 250 kr/m och att en större kompressor med någon form av kapacitetsstyrning används.

## Konsekvensanalys

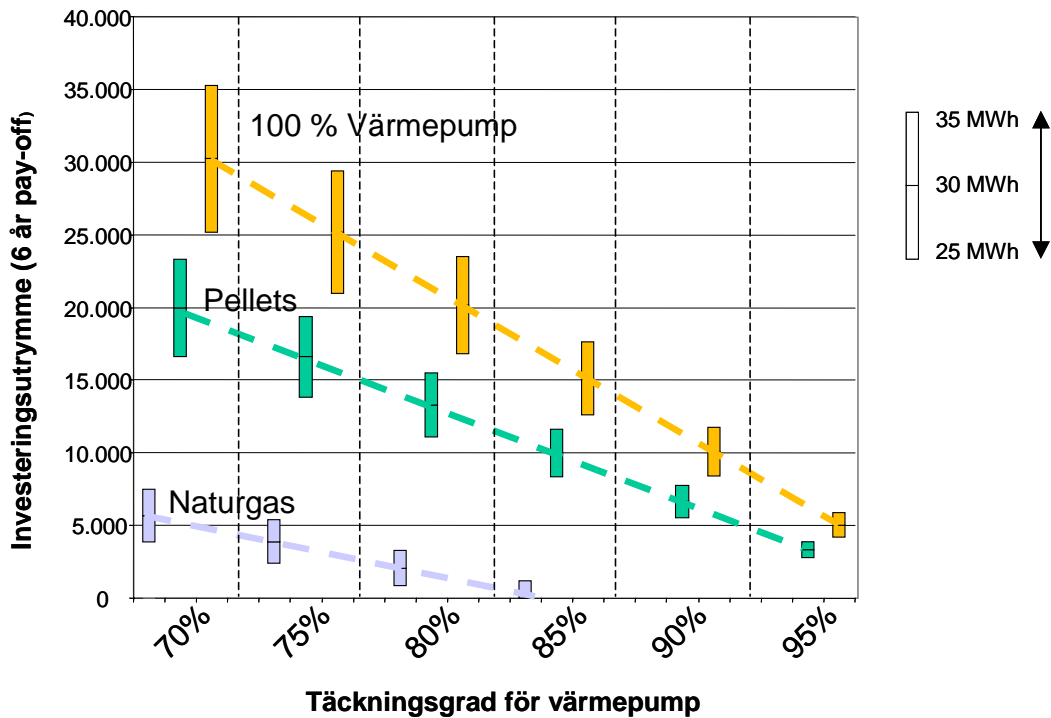
Nedan följer en sammanställning av de alternativ till spetslast som vi behandlat. Alternativen redovisas som årligt investeringsutrymme där jämförelse gjorts med elvärmespets både med dagens elpris och med ett dubbelt så högt elpris på elspetsen jämfört med dagens.

För markvärmepumpar med en energitäckning på över 90 % så finns i princip ingen kundekonomi för andra spetsalternativ en el med dagens elpriser. Fördubblas priset på el till spetslast skapas ett visst utrymme för att investera i alternativ som pellets och ved samt till en värmepump med 100 % täckningsgrad.

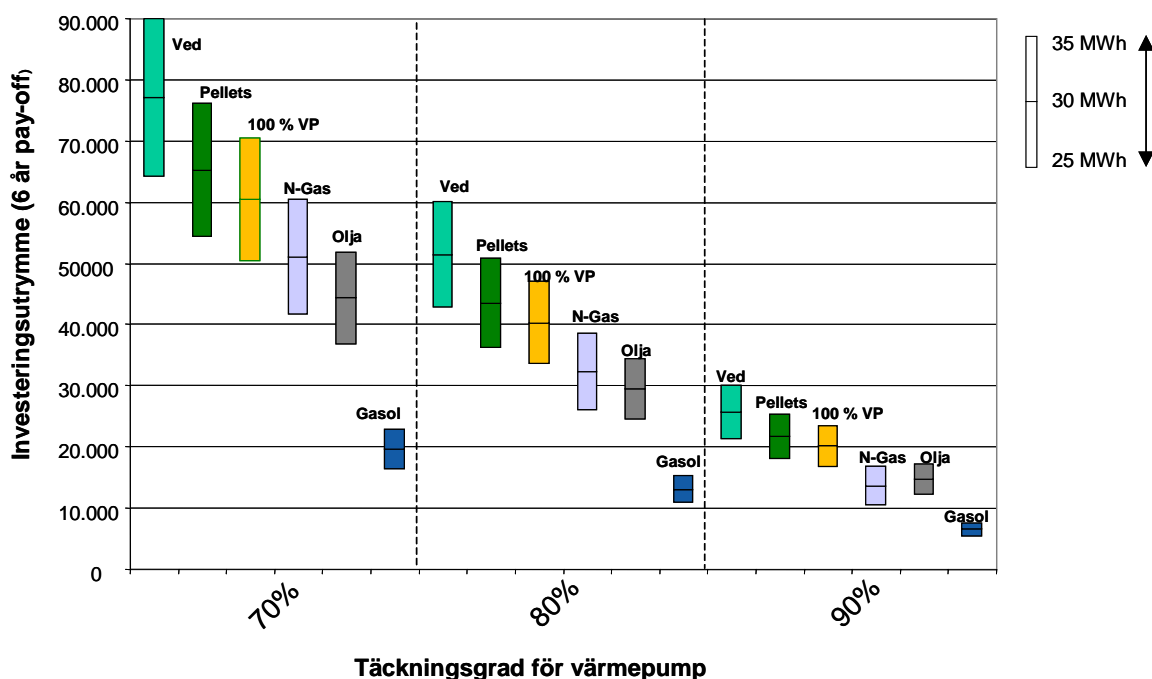


Figur 8. Sammanställning av alternativa lösningar till spetslast

## Känslighetsanalys







## Analys av spetslastekonomi för frånluftvärmepumpar.

### Spetslastalternativ för frånluftvärmepumpar

Frånluftvärmepumpar installeras huvudsakligen i nyare och därmed relativt välisolerade hus med ett lägre värmebehov än hus för markvärmepumpar. Bedömningen är dessa hus i genomsnitt har ett värmeeffektbehov av 6 kW och en frånluftvärmepump som ger 2 kW värme, varav 0,5 till 0,8 kW nyttjas till tappvarmvatten och resterande värme tillförs värmesystemet. Energitäckningsgraden för dessa värmepumpar är därmed ca 65 % .

Då troligen huvudparten av dessa villor är byggda utan pannrum där värmepumpen placerats i andra utrymmen som tvättstuga saknas både plats och egentliga förutsättningar till att placera kompletterande spetsvärmekällor inomhus. Dessa måste därför placeras i en ny byggnad, utomhus eller garage etc. Detta gör att kostnaden för alternativa spetsvärmekällor normalt är högre för denna kategori värmepumpar än för markvärmepumparna.

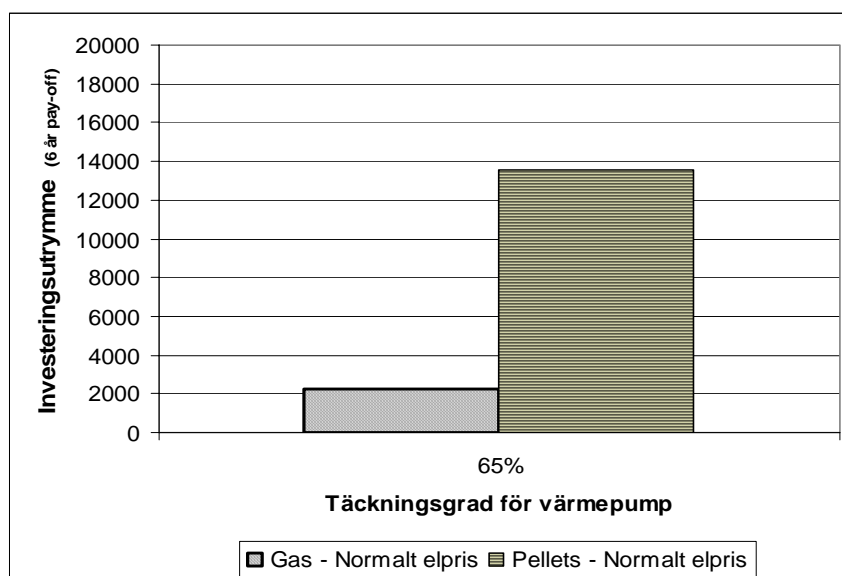
Investeringsutrymmet för andra alternativ till spetsvärme än el är dock något högre för frånluftvärmepumpar än för markvärmepumpar då energitäcknings-

graden lägre eller ca 70 %. Detta reduceras dock en hel del av dessa fastigheters lägre värmebehov.

I nedanstående beräkningsexempel har värme och varmvattenbehovet satts till 17500 kWh. Luftvärmepumpen tar 65 % av värmebehovet och resterande del försörjs av en elpatron.

## Investeringsutrymme ,- med dagens elkostnader

Analogt med tidigare beräkningar av spetsvärmealternativ för jord/värmepumpar är pellets och naturgas de rimligaste alternativen som komplement till frånluftvärmepumpen. I motsats till för jord/värmepump är 100 % täckning med frånluftvärmepump inte tillämpligt i detta fall.



Figur 9. Investeringsutrymme,- med dagens kostnader för spetsel.

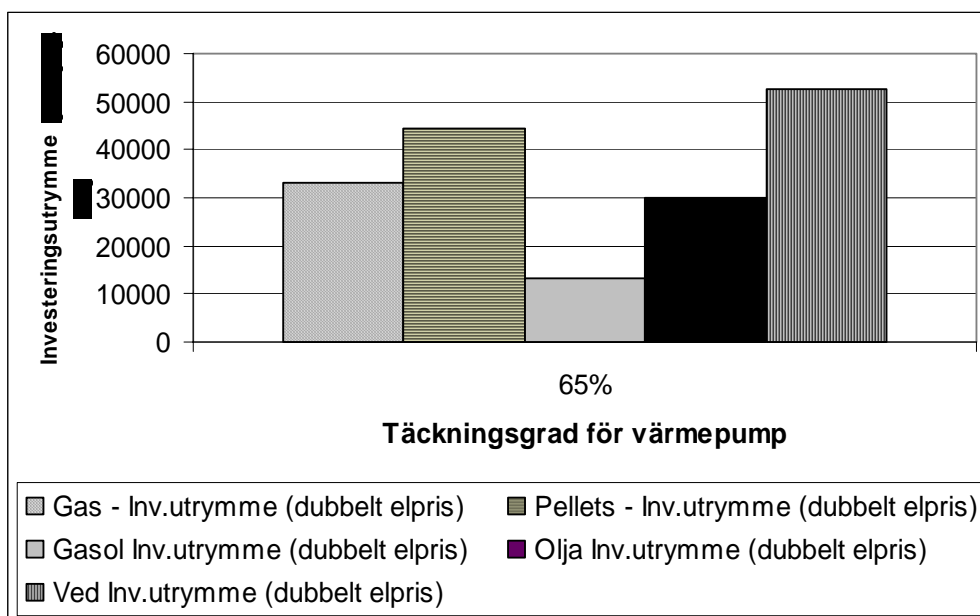
**Naturgas:** Naturgas (inkl 850 kr/år i abonnemangsavgift) i kombination med en luftvärmepump med 65 % täckningsgrad ger mindre än 400 kr/år i driftsnetto jämfört med el som spets. Rak pay-off på 6 år ger ett investeringsutrymme på drygt 2 000 kr, vilket är ett för litet utrymme för att vara intressant

**Pellets:** Driftsnettot med för pellets istället för el-spets i exemplet är ca 2 300 kr/år. Rak pay off på 6 år ger ett investeringsutrymme om ca 13 600 kr. Besparingen är inte tillräckligt för att investera i pelletutrustning. Som grundplåt i t ex pelletskamin som införskaffas för trivselvärme gör alternativet ändå intressant. Vid 6 år och 6 % ränta sjunker dock investeringsutrymmet till ungefär 11 000 kr.

## Investeringsutrymme , – med differentierat elpris

Om priset för el är dubbelt så högt som dagens under den tid då el-patronen används (168 öre/kWh inkl rörligt nätpris) ökar det ekonomiska utrymmet för att investera i andra spetslastalternativ än el.

I Figur 10 visas investeringsutrymmet (Rak pay-off 6 år) för alternativa lösningar för spetsvärme till befintlig med elpatron. Priset för spetsel är dubbelt elpris. Kalkylförutsättningar är i övrigt analoga med föregående kapitel.



Figur 10. Investeringsutrymme, - med dubbla kostnaden för el till spetsvärme.

**Naturgas:** ”Vinsten” med naturgas jämfört med elspets (dubbelt elpris) blir under dessa kalkylförutsättningar ca 5 500 kr/år. Med en rak pay-off på 6 år får investeringen kosta ca 33 000 kr medan investeringen med lånade pengar, - 6 år och 6 % ränta, får kosta ca 27 000 kr.

**Pellets:** Med pellets istället för el som spetsvärme blir driftsnettot 7 400 kr lägre varje år. Investeringsutrymmet blir då nästan 45 000 kr (6 års pay-off). Med en kapitalkostnad på 6 år och 6 % skapas ett utrymme på drygt 36 000 kr.

**Gasol:** Spetsvärmebehovet är drygt 6000 kWh i exemplet och att byta 45st P10 gasolflaskor under spetslastperioden är orealistiskt ur komfortsynpunkt. Är el dubbelt så dyrt som normalt finns dock en potentiell reduktion av driftskostnaderna motsvarande 2 200 kr/år med gasol. Investeringsutrymmet med 6 års pay-off blir drygt 13 000 kr eller nästan 11 000 kr med lånade pengar.

**Olja:** Med olja istället för el som spetsvärme blir driftsnettot 5 000 kr lägre varje år. Investeringsutrymmet blir då 30 000 kr (6 års pay-off) Lånas pengar till investeringen är utrymmet nästan 25 000 kr.

**Ved:** Skillnaderna i driftskostnad mellan ved och el är avsevärda om elpriset fördubblas. Med ved kan driftskostnaderna minska med nästan 9 000 kr/år. Används egna pengar är investeringsutrymmet över 52 000 kr, eller 43 000 kr med lånade pengar.

## Analys av elsystemkonsekvenser

### Inledning

Det stora antalet värmepumpar i Sverige medför konsekvenser för elsystemet på såväl nationell som lokal nivå. Värmepumparna i sig innebär en tämligen konstant last över året, däremot är den normalt förekommande spetsvärmelösningen med elpatron om inte problem så i alla fall en belastning för elsystemet.

Frågeställningarna som berörs i det följande är dels vilken påverkan elspetsvärme har på det nationella systemet, dels hur ett lokalt system påverkas av värmepumpar med olika typer av spetsvärmelösningar.

För värmepumpar i småhus finns tre huvudtyper, vätska/vätska, uteluft och frånlufts värmepumpar. Den sistnämnda installeras framförallt i nybyggda hus och har en så pass liten effekt att det ej radikalt förändrar uppvärmningssystemet och inkluderas därför inte i de följande analyserna.

Vätska/vätska värmepumpar, dvs berg-, sjö- och markvärmepumpar har traditionellt dimensionerats för ca 50 % effekttäckning motsvarande ca 70 % av energibehovet. Trenden på marknaden verkar dock gå mot något större värmepumpar.

Uteluftvärmepumpar (luft/vatten, luft/luft) dimensioneras för ungefär samma eller något mindre effekttäckning. Däremot blir energitäckningsgraden något mindre, ca 50 %, dels för att avgiven effekt minskar med minskande utelufttemperatur och dels för att värmepumpen måste stängas vid ca  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Hur många värmepumpar som finns installerade i Sverige finns det sannolikt ingen som vet med exakthet. Enligt SVEP:s statistik har ca 310 000 värmepumpar installerats från 1986 till idag. Därutöver finns ett ”mörkertal” av i princip uteslutande uteluftvärmepumpar som Martin Forsén, SVEP, uppskattar kan vara ända upp till 100 000 värmepumpar.

Av de 310 000 kända värmepumparna är ca 130 000 berg-, sjö- och markvärmepumpar. För resterande 180 000 värmepumpar är fördelningen mellan uteluft och frånluft inte känd men om 90 % av de ca 150 000 småhus som byggts sedan 1986 antas ha frånluftvärmepump blir alltså fördelningen 135 000 frånluftsvärmepumpar respektive 45 000 uteluftvärmepumpar. Dock innebär "mörkertalet" att det totala antalet luftvärmepumpar kan vara uppemot 150 000 och eftersom följande analyser avser extremfallen används denna möjligen något höga siffra.

Någon statistik över spetsvärmelösningar är inte känd men det antas i det följande att ske med el för dessa värmepumpar vilket är en överskattning om än sannolikt inte så stor.

## Konsekvenser för det nationella elsystemet

### Effekt

Utgångspunkten är att det finns 130 000 berg-, jord- och markvärmepumpar respektive 150 000 uteluftvärmepumpar där spetsvärme tillgodoses med el.

Om medelvärmepumpen antas ha 5 kW uteffekt och täcka 50 % av effektbehovet så betyder det för berg- etc värmepumparna att upp till 5 kW tillsatseffekt kan behövas medan för uteluftvärmepumpen 10 kW behövs.

Totalt fås då  $130\,000 \times 5\text{ kW} + 150\,000 \times 10\text{ kW} = \underline{2150\text{ MW}}$

Vilket kan jämföras med Svenska Kraftnäts upphandlade reserv på 1800 MW eller den maximala momentana förbrukning som uppnåtts i Sverige på 27 000 MW.

Man kan även betrakta marginaleffekterna vid kallt väder då effektsituation är som mest kritisk. En tumregel säger att vid hög effektbelastning motsvarar 1°C lägre temperatur ca 350-400 MW ökad effekt nationellt sett. Om huset där "medelvärmepumpen" är placerad 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 15-25 % av marginaleffektbehovet vid kallt väder.

Kostnaden för att täcka effekttoppar beror givetvis av den aktuella situationen på produktions- och importsidan. Som ett övre definierat värde kan ses den kostnad som en kraftutbyggnad innebär<sup>4</sup>:

---

<sup>4</sup> "Metoder för att säkra effektillgången på elmarknaden" [www.svk.se](http://www.svk.se)

Utnyttjande tid h/år	Kr/MWh
1	300 000
2	150 000
10	30 000
100	3600
1000	800
2000	480

Dvs. ett effektbehov som tex uppstår 100 timmar om året representerar en marginalkostnad på 3,6 kr/kWh om en specifik produktionsanläggning måste byggas för att täcka detta. Detta kan dock endast ses som en fiktiv siffra eftersom det inte finns några garantier för att anläggningen behövs varje år, uppstår behovet såg vart femte år blir kostnaden en helt annan (det omvända gäller givetvis för ökad användning).

I stället kan man se på de prisnivåer som finns på marknaden idag. Vid ökande spotpriser går produktionsenheter in allteftersom priset når de rörliga kostnaderna för enheten. Högst på utbudskurvan ligger gasturbinerna som har en rörlig kostnad på 50-60 öre/kWh. Överstiger efterfrågan tillgängliga produktionsresurser (inklusive import) återstår endast att prisa ut förbrukning. Eftersom kopplingen mellan spotpriser och förbrukning av olika anledningar är svag kan prisnivån bli mycket hög. Simuleringar<sup>5</sup> för ett scenario med avsevärd efterfrågefleksibilitet visar på att prisnivåer på över 1 kr/kWh kan förekomma under 200 timmar per år varav 30-40 timmar med prisnivåer på mellan 5 och 10 kr/kWh. Enstaka prisspikar upp mot 20 kr/kWh kan eventuellt också förekomma.

Då effekttoppar främst uppstår vid kallt väder är det rimligt att anta att perioder med höga priser sammanfaller med utnyttjande av elspets. Hypotetiskt skulle man alltså kunna värdera eliminering av en kWh under en effekttopp om den sker i form av en effektreducering. Studien behandlar dock situationen med att spetsvärmebehovet tillgodoses med annat än el. I detta fall har vi alltså permanent eliminerat effektbehovet vilket är svårare att sätta ett värde på. En approximation kan vara att sätta värdet lika med den kostnadsnivå som Svenska Kraftnät har handlat upp effektreserven. 2002 låg denna på nivån 200 kr/kWh.

## Energi

Det ideala elbehovet ur tillförselsynvinkel är ett som är konstant över året. Variationer, från momentana till säsonsberoende, innebär en belastning för elsystemet.

<sup>5</sup> "Peak production capacity and peak load in the Nordic electricity market" Nordel (återfinns tex på [www.eltra.dk](http://www.eltra.dk))

Ser man till elvärme som helhet står denna för ca 15 % av Sveriges elenergiförbrukning men uppskattningsvis 40-50 % av effektbehovet vid toppeffekter.

För värmepumpar är förhållandet avhängig typ, dimensionering och spetsvärmelösning, men om el används för spetsvärme kvarstår approximativt hela effektbehovet samtidigt som elenergiebehovet reduceras med 30-60 % vid konvertering från elvärme. Vid konvertering från annan värmekälla tillkommer eleffekt- och elenergiebehov i samma förhållande.

Att eliminera el som spets i värmepumpar ändrar situationen radikalt. För exempelvis heltäckande bergvärmepumpar med approximativt konstant värmefaktor skulle erhållas en profil motsvarande elvärme men på en tredjedel av nivån. För en uteluftvärmepump skulle spetsvärmelösning som baseras på annat än el vara ännu värdefullare för energisystemet då denna överhuvudtaget ej kan köras vid låga temperaturer.

## Konsekvenser för ett lokalt nät

Ett större antal tillkommande värmepumpar innebär konsekvenser för ett lokalt nät. Det går här att utskilja några olika situationer:

- Område där ett större antal elvärmda hus konverteras till värmepump och elspets
- Område där ett större antal icke elvärmda hus konverteras till värmepump och elspets

Generellt kan problemen för ett lokalt nät(-bolag) sägas vara dels intäktsmässigt och dels dimensioneringsmässigt..

I dag är nättaxorna uppbyggda av dels en fast del avhängig säkringsstorlek (dvs effekt), dels en rörlig del avhängig energi. Exempel på taxenivåer kan ses i tabell nedan:

### Elnätтарiffer

	Fortum	Sveanät	Mälarnät	Gävle E	Falu E	Genomsnitt
	kr/år	kr/år	kr/år	kr/år	kr/år	kr/år
Småförbrukare 16 A	2030	687	807	889	660	1014,6
Öre/kWh	26,6	15,5	21,3	8,3	12,5	16,8
Enkeltariff 16 A	2630	1562	1952	1830	1760	1946,8
Öre/kWh	19,1	15,5	21,3	8,3	12,5	15,3
Enkeltariff 20 A	3500	2117	2637	2549	2705	2701,6
Öre/kWh	19,1	15,5	21,3	8,3	12,5	15,3
Enkeltariff 25 A	4375	2577	3342	3227	3315	3367,2
Öre/kWh	19,1	15,5	21,3	8,3	12,5	15,3

En övergång från elvärme till värmepump innebär inga problem dimensioneringsmässigt däremot minskar de rörliga intäkterna. Om spetsvärme täcks med el kvarstår i princip samma effektbehov som tidigare vilket är av betydelse för abonnemang mot överliggande nät.

I situationen där värmepumpar med elspets ersätter annat än elvärme uppstår ett tillkommande effektbehov som i sin tur kan leda till att nät måste förstärkas. Visserligen tillkommer intäkter i form av ökad eldistribution till värmepump men inte i samma utsträckning som för ren elvärme med samma topp effekt.

En rundringning till några lokala nätbolag gav dock inga indikationer på att värmepumpsinstallationer upplevdes som något större problem. I värsta fall kunde krävas utbyte av transformator medan ledningar normalt hade tillräcklig marginal. Dock skall påpekas att inget av bolagen hade någon större koncentration av värmepumpar inom sina områden utan det rörde sig om ströinstallationer. **På ekonomisidan hade ett av bolagen identifierat problemet med effekt-kostnader men frågan var fortfarande på diskussionsstadiet.**

Man skall i sammanhanget komma ihåg att nätbolagen normalt sett har ett stort antal abonnenter och den inverkan som värmepumpar eller andra förändringar innebär slås ut på kollektivet.

## Sollentuna Energi

Sollentuna Energi har infört en effekttaxa vilket möjliggjorts genom att fjärravlästa timmätare installerats hos alla kunder.

Nättaxan består av en fast del beroende på säkringsstorlek och en rörlig del beroende av maximalt effektuttag mellan 07.00 och 19.00 på vardagar. Maximalt effektuttag räknas ut som medelvärdet av de tre högsta timsvärdena under månaden och debiteras månadsvis. För närvarande är taxan 60 kr/kW (inkl. moms) november – mars respektive 30 kr/kW (inkl. moms) under resten av året.

## Slutsatser

- I extrema situationer kan spetsel vara en stor del av margineffekten och även en god del av det totala effektbehovet.
- Att eliminera elen som spetsvärmelösning skulle frigöra effekt i samma storleksordning som SvK:s upphandlade reserv.
- Eliminering av el som spetsvärme är en permanent åtgärd jämfört med temporära effektreduktioner och svår att prissätta. Ett jämförelsevärde kan vara kostnaden för SvK:s upphandlade reserv; 2002 på nivån 200 kr/kW
- För lokalnät har värmepumpsinstallationer implikationer för såväl intäktsidan som kostnadssidan (dimensionering). Detta verkar dock inte upplevas som något större problem i dagsläget.