

Förslag till en fjärrvärme och kraftvärmestrategi - Slutleverans

Förslag till en strategi för en långsiktigt hållbar utveckling av fjärr- och kraftvärmesektorn Del 2 av 2

ER 2023:27

Energimyndighetens publikationer kan laddas ner eller beställas via www.energimyndigheten.se

Statens energimyndighet, December 2023

ER 2023:27

ISSN 1403-1892

ISBN (pdf) [[Klicka här och skriv](#)]

ISBN (tryck) [[Klicka här och skriv](#)]

Tryck: Arkitektkopia, Bromma

Förord

Vi står inför en historisk möjlighet att påverka framtiden genom att ställa om till ett fossilfritt energisystem och hållbart samhälle. Omställningen är avgörande för att vi ska minska vår klimatpåverkan. När vi minskar vårt beroende av fossila energikällor bidrar vi samtidigt till ett tryggare energisystem. Omställningen skapar också förutsättningar för innovativa, hållbara och konkurrenskraftiga svenska företag och nya arbetstillfällen.

Omställningen påverkar samtidigt alla delar i samhället och det kommer krävas en mosaik av lösningar för att vi ska lyckas. Vi kommer behöva anpassa, förnya och bygga ut infrastrukturen för både produktion, distribution och lagring av energi, vara effektiva och flexibla i vår energianvändning och hantera målkonflikter. Längs vägen måste vi också stödja utvecklingen av systemets utformning så att energiförsörjningen kan fungera både under normala och ansträngda situationer. Resan till det klimatneutrala samhället innehåller många möjliga vägar framåt. Det finns inget förutbestämt optimalt system, utan hur det kommer se ut i framtiden definieras av en rad val och avvägningar som vi behöver göra nu, i närtid och längre fram.

Fjärr- och kraftvärmen har en viktig roll i det svenska energisystemet. Med sina tekniska egenskaper bidrar fjärr- och kraftvärmen med el och energi då användningen är som störst, med systemtjänster och lokal nytta i städer och även med ett resurseffektivt tillvaratagande av restprodukter från industri och avfall.

I förslaget till en fjärr- och kraftvärmestrategi har vi tagit ett brett grepp om de frågor som är av vikt för fjärr- och kraftvärmens roll i framtidens energisystem men vi är också ödmjuka inför att teknikutveckling, nya krav, förändrade beteenden och andra omvärldshändelser kan komma att rita om kartan på ett sätt som är svårt att förutse idag. I omställningen av energisystemet är det viktigt att undanröja hinder och skapa konkurrensneutrala förutsättningar för alla fossilfria kraftslag där både nyttor och kostnader prissätts men också att skapa långsiktiga spelregler som bidrar till en effektiv utveckling av energisektorn som helhet. De åtgärdsförslag som ges i förslaget till strategi har sin utgångspunkt och som mål att uppnå detta.

Jag vill också rikta ett stort tack till det stora engagemang som funnits kring frågorna, det aktiva och viktiga deltagandet från branschföreträdare för att bistå med kunskap och inspel samt till övriga deltagande myndigheter.

Robert Andrén

Generaldirektör Energimyndigheten

1 Innehåll

Inledning	9
Översiktlig tabell – åtgärdsförslag från delrapport 1 och 2	26
1. Värdet av fjärrvärme och kraftvärme	30
1.10 Påverkan på effektbalansen av en utfasning av fjärrvärme och kraftvärme.....	40
1.11 Systemkostnader	41
1.12 Nya utmaningar för marknadens aktörer.....	43
1.13 Fjärrvärmens totala effektbidrag	44
1.14 Utbyggnad av fjärrvärme bidrar till miljönytta.....	45
1.15 Sammanfattande slutsatser	46
2 Kraftvärmens lönsamhet och marknadsförutsättningar	49
2.1 Hur nyttjas befintlig kapacitet i kraftvärme?	49
2.2 Beräkning av produktionskostnader och lönsamhet	50
2.3 Osäkerhet kring elprisernas framtida utveckling i Sverige och Europa	59
2.4 Slutsatser	61
3 Kvantifiering och värdering av kraftvärmens nyttor – en dold hjälte?	62
3.1 Sammanställning av kraftvärmens förmågor	62
3.2 Prissättning av kraftvärmens förmågor idag och i morgon	65
3.3 Lokal elproduktion och flexibilitet.....	66
3.4 Värdet av kraftvärmens prissatta och icke prissatta nyttor	70
3.5 Kraftvärmens lönsamhet i förhållande till stödtjänstmarknader och dagens elmarknad.	73
3.6 Hur påverkar nättariffens konstruktion kraftvärmens lönsamhet?.....	75
3.7 Nätnyttoersättning väger inte in alla lokala nyttor.....	76
3.8 Värmepumpar – incitament att öka bidraget till balansering av elsystemet.....	77
3.9 Slutsatser och åtgärdsförslag.....	78
4 Prismodeller och åter prismodeller	81

4.1	Prisutveckling och höjningar 2022–2023.....	82
4.2	Prisdialogen dämpar fjärrvärmepriserna	83
4.3	Hur påverkar energieffektivisering kostnadsbesparingarna för olika nät?	84
4.4	Slutsatser	85
5	EU:s nya giv – Ett nytt landskap för fjärr- och kraftvärmen	86
5.1	Förnybartdirektivet (RED III)	87
5.2	Direktivet om energieffektivitet (EED)	91
5.3	EU:s utsläppshandelssystem (EU ETS)	95
5.4	Direktivet om byggnaders energiprestanda (EPBD).....	99
5.5	Förslag om reviderad elmarknadsdesign (EMD)	101
5.6	Sammanfattade slutsatser	102
6	Kampen om det gröna guldets	106
6.1	En perfekt storm har gett stigande biobränslepriser.....	106
6.2	Kraftvärmeproduktion från biobränslen.....	108
6.3	Tillgången och efterfrågan på biobränslen framåt	109
6.4	Kampen om det gröna guldets – olika viljor inom EU	112
6.5	Biobränsle –Sektorskopplingar och användningsområden.....	113
6.6	Slutsatser	116
7	Avfallskraftvärmen i framtiden	117
7.1	Avfallshantering inom EU	117
7.2	Avfallsanläggningar i Sverige.....	119
7.3	Rapportering av utsläpp	122
7.4	Var bör ansvaret för utsläppen från avfallet hamna?	127
7.5	Avfallsförbränningsanläggningar inom EU ETS	133
7.6	Sammanfattade slutsatser	137
8	Bio-CCS och avfalls-CCS – mot netto-noll	139
8.1	Auktion för negativa utsläpp.....	139
8.2	Försäljning av negativa utsläpp.....	140
8.3	Andra stöd för CCS	141
8.4	Vad skulle hända vid en stor utrullning av CCS?	141
9	Från kraftvärme till kärnvärme? – Potentialen från små modulära reaktorer	153

9.1	Kärnvärme i nuläget främst en företeelse i Östeuropa och Ryssland, men intresset växer	153
9.2	Kärnvärme i Sverige: introduktion och lägesbild	154
9.3	SMR öppnar upp nya möjligheter	155
9.4	Möjliga drivkrafter för SMR-kärnvärme i Sverige	156
9.5	Hinder och avväganden.....	160
9.6	Slutsatser/avslutande reflektioner	167
10	Överskottsvärme i ett nytt energilandskap – potentialer för spillvärme	170
10.1	Framtidens elanvändning i Energimyndighetens långsiktiga scenarier.....	170
10.2	Hur mycket spillvärme kan komma ur omställningen? .	171
10.3	Vätgasens möjligheter att stärka fjärrvärmerna	174
10.4	Hur förbättrar vi förutsättningarna att ta tillvara på de ökade spillvärmemängderna?.....	177
11	Värmeberedskap – Ökad motståndskraft i samhället	179
11.1	Värmeberedskap är av central betydelse för samhället och den samlade motståndskraften vid höjd beredskap .	179
11.2	Rysslands krigföring i Ukraina synliggör akuta behov..	183
11.3	Biobränsleeldade pannor och deras bränsleförsörjning .	184
11.4	Flexibiliteten av alternativa bränslen till olika typer av fjärr- och kraftvärmepannor	186
11.5	Lagring av beredskapsbränslen	186
11.6	Statligt ansvar för utvecklad bränsleberedskap.....	189
11.7	Bränsleberedskapen bör bestå av en kombination av beredskapslager och ökad produktionsförmåga av inhemska bränslen.....	190
11.8	Parallellt behöver andra delar av värmeberedskapen utvecklas, för att bränsleberedskapen ska ge effekt.....	193
11.9	Konsekvensbedömningar	195
11.10	Fortsatta utrednings- och utvecklingsbehov.....	196
12	Fjärrkyla	199
13	Olika perspektiv och utmaningar för framtidens fjärrvärme och kraftvärme	201

Inledning

Fjärr- och kraftvärmen utgör en viktig del av det svenska energisystemet. Förutom att bidra med både värme och el så är kraftvärmen med sin ofta centrala placering också viktig för att hantera den lokala effektsituationen. Kraftvärmen introducerades på 50-talet och dess bidrag med elproduktion har ökat över tid. På 80-talet hade vi en elproduktion från kraftvärmen på ungefär 5 TWh. Den har sedan succesivt ökat till ungefär 15 TWh och ligger sedan 2010 på denna nivå varav ca 6 TWh är industriell kraftvärme som alltså sker inom industrin. Fjärrvärmen har under hela 2000-talet stått för ungefär hälften av uppvärmningen i bostäder och lokaler och ligger idag på omkring 55 TWh. Idag finns fjärrvärme i 285 av Sveriges 290 kommuner och utbyggnaden har haft stor betydelse i att minska utsläpp av luftföroreningar från hushållens uppvärmning. Den svenska fjärr- och kraftvärmen har sin bas i biobränsle och avfall där energiåtervinning sker efter att de övre stegen i avfallshierarkin är uttömda. Andel förnybar fjärrvärme ligger på 70–80 procent beroende på beräkningsmetod.¹

Den här rapporten använder sig av information från olika statistikkällor, modelleringar, inspel från andra myndigheter, branschorganisationer och företag samt enkätstudier och intervjuer för att försöka få en så komplett bild som möjligt av dagens situation. Resultaten som redovisas utgår från ett nationellt perspektiv och redovisas på ett huvudsakligen övergripande och generellt sätt. Det är emellertid viktigt att ha med sig att verkligheten är mer komplex än så vilket gör att situationen för olika aktörer kan se väldigt olika ut. Detta då fjärr- och kraftvärmen utgörs av en mängd olika typer av anläggningar, geografiskt belägna i olika delar av landet, med olika storlekar, ålder och bränslen samt med olika utformningar av anläggningarna och fjärrvärmesystemen.

Den 31 mars 2023 lämnades den första delrapporten (ER 2023:14) in till regeringen. En stor del av rapporten behandlade tilläggsuppdraget att *”Kartlägga potentialen i befintlig och outnyttjad elproduktion samt identifierade orsaker till att den inte tillgängliggjorts elmarknaden”*. Ett stort fokus låg även på fjärr- och kraftvärmens konkurrenskraft och ekonomiska ställning, liksom en genomgång av uppvärmningsmarknaden i Sverige. Delrapport 1² behandlade även hur olika EU-direktiv kan komma att påverka fjärr- och kraftvärmen, utmaningar med avfallsförbränning och det fossila avfallet, utvecklingen av Svenska

¹Till förnybartandelen ingår biobränslen, den biogena delen i avfallet samt förnybara bidrag från värmepumpar. Om spillvärme räknas in (vilket är tillåtet enligt förnybartdirektivet) blir andelarna högre. Ifall förnybar el till elpannor och värmepumpar också räknas in blir andelarna ytterligare lite högre. Den del som inte hör till förnybartandelen utgörs av den fossila delen i avfallet samt en mindre del fossila bränslen.

² ER 2023:14

kraftnäts stödtjänstmarknader i förhållande till kraftvärmens nyttor samt ett kapitel om försörjningstrygghet. Alla dessa delar vidareutvecklas i denna avslutande delleverans och avslutas med förslag på åtgärder där behovet har framträtt.

Den avslutande delleveransen har även ett något långsiktigare fokus än den första och inkorporerar konsekvenserna av en stor utrullning av bio- och avfalls-CCS för att nå klimatmålen, en sammanställning av relevanta reviderade EU-styrmedel samt sektorns förutsättningar att nå de skärpta kraven, möjligheterna att använda kärnkraftsreaktorer (främst små modulära reaktorer) som kraftvärmeverk och spillvärmepotentialen från industrisatsningar fram mot 2050. En viktig pusselbit är också biobränslets roll för sektorn och dess effekter för prisbildning och trygg energiförsörjning.

Dispositionen av rapporten

Rapporten inleds med viktiga principer och förutsättningar för fjärr- och kraftvärmens i det framtida energisystemet och en sammanfattning av slutsatser och förslag på åtgärder som presenteras i rapporten.

Kapitel 1 djupdyker i *fjärrvärmens och kraftvärmens nyttor* genom att uppskatta effektbidraget dessa tekniker bidrar med liksom systemkostnaderna av uteblivna investeringar. Här uppskattas även utvecklingen framåt med modelleringar beroende på olika antaganden såsom framtida investeringar i batterilager och vätgas.

Kapitel 2 undersöker *kraftvärmens lönsamhet och marknadsförutsättningar*.

Kapitel 3 går igenom och kvantifierar *kraftvärmens betalda liksom obetalda nyttor* med förslag på åtgärder för att bättre ersätta kraftvärmens bidrag till elsystemet.

Kapitel 4 beskriver problemet med att det finns en uppsjö av *prismodeller för fjärrvärme* vilket gör det svåröverblickat för kunderna.

Sammantaget fokuserar alltså *de första fyra kapitlen på fjärr- och kraftvärmens villkor och förutsättningar* relaterat till marknadsfrågor, priser, lönsamhet, systemkostnader med mera och drar slutsatser om marknadsförutsättningarna liksom förslag på åtgärder.

Kapitel 5 går igenom *reviderade EU-direktiv* och vad implementeringen av dem kan betyda för fjärr- och kraftvärmens. Direktiv som behandlas är Direktivet om energieffektivitet (EED), Förnybartdirektivet (RED III), Direktivet om byggnaders energiprestanda (EPBD), EU:s utsläppshandelssystem (EU ETS) samt elmarknadspaketet (EMD).

Kapitel 6 går igenom *biobränslets betydelse för svensk fjärr- och kraftvärme* relaterat bland annat till de prishöjningar på fjärrvärme vi nu ser men även ur ett långsiktigt perspektiv. Ett antal utredningspunkter föreslås i anslutning till vikten av ett ökat hållbart uttag.

Kapitel 7 går igenom *villkor för avfallskraftvärmens* som utgör en betydande del av fjärrvärmens men också en utmaning för branschen eftersom runt hälften av avfallet som går till förbränning har ett fossilt ursprung³. Fokus ligger på att styra mot en minimering av fossil plast i avfallet och undersöker möjligheter till att den som sätter plasten på marknaden också ska betala för den.

Kapitel 8 följer logiskt på de två föregående kapitlen då det går in på *koldioxidinfångning och lagring* (Carbon Capture and Storage - CCS) som lösning på koldioxidutsläpp från avfall och på bio-CCS som en möjliggörare för negativa utsläpp och bidraget mot Sveriges långsiktiga klimatmål. En stor del av kapitlet utgörs av modelleringar som visar på effekterna på energisystemet av en stor CCS-utrullning.

Kapitel 9 går igenom *sektorskopplingen mellan fjärr- och kraftvärme samt kärnkraft* och ställer frågan om den framtida potentialen för värme från kärnkraft. Här ligger fokuset på små modulära reaktorer (SMR).

Kapitel 10 etablerar att det kommer finnas stora mängder *överskottsvärme* som en effekt av elektrifieringen och omställningen och går igenom hur *potentialen att använda denna värme till fjärrvärme kan öka*.

Kapitel 11 fortsätter det arbete som påbörjades i delrapport 1⁴ om en *trygg energiförsörjning och höjd värmeberedskap* med förslag på åtgärder både vad det gäller lagerhållning och användning av inhemska beredskapsbränslen.

Kapitel 12 gör ett kort nedslag i frågan om fjärrkyla. Detta ingick inte specifikt i uppdraget men har bedömts relevant då många fjärrvärmebolag även levererar fjärrkyla.

Under arbetets gång har det kommit in många synpunkter både från energibolag, myndigheter, kunder och universitet. Många med olika syn och vision på hur ett framtida energisystem bör se ut och vilka utvecklingsvägar framåt som vore önskvärda. Samtidigt kan EU-direktiv, teknikutveckling och politiska idéströmningar med mera få stor betydelse

³ Ett vedertaget antagande är att fördelningen mellan förnybara och icke förnybara sopor är 52 procent/48 procent avseende sopornas energiinnehåll baserat på rapporten *Analys av den förnybara energiandelen i avfall till förbränning*, Profu 2017

⁴ ER 2023:14

på sikt. Detta har vi försökt fånga i några övergripande punkter i **kapitel 13**.

Fjärr- och kraftvärmens i det framtida energisystemet – förutsättningar, slutsatser och förslag på åtgärder

Förutsättningar för ett resurseffektivt och hållbart energisystem

Fjärr- och kraftvärmens fyller en viktig roll i energisystemet genom produktion av både värme och el. Genom sin ofta centrala placering i förhållande till användarna bidrar fjärrvärmens till en både planerbar och reglerbar energiförsörjning på lokal nivå. Samtidigt så står hela energisystemet inför en stor förändring, i och med omställningen för att nå klimatneutralitet och den utökade elektrifieringen i samhället. Nya krav och möjligheter gällande effektivisering, användarflexibilitet och förändrade beteenden kan minska efterfrågan på värme och el samtidigt som omställningen av industrin och transportsektorn ökar efterfrågan på el. Utvecklingen av andra kraftslag kommer också påverka förutsättningarna och konkurrensen mellan olika tekniker för att nyttiggöra energi utvecklas ständigt. Det som var en självklar lösning igår behöver därmed inte vara en självklarhet imorgon. I ett föränderligt energilandskap är det därför extra viktigt att skapa långsiktiga spelregler som bidrar till en samhällsekonomiskt effektiv utveckling av energisektorn som helhet.

Det finns ett antal grundläggande förutsättningar för ett energisystem som är resurseffektivt och hållbart och som bidrar till de tre energipolitiska pelarna **konkurrenskraft, försörjningstrygghet och ekologisk hållbarhet**⁵. Dessa är:

- Välfungerande marknader och incitament med prissignaler som når fram samt långsiktiga spelregler.
- Miljövärdering i ett systemperspektiv, där de faktiska miljöproblemen prissätts eller regleras.
- Samexistens och planering, för en hållbar utveckling även när markanspråken ökar.
- Efterfrågeflexibilitet
- Resurs- och energieffektivitet
- Tillgång till teknik, kompetens och kapital
- Råvaruförsörjning
- Trygg energiförsörjning

⁵ Se även Framtidens elektrifierade samhälle - Analys för en hållbar elektrifiering. ER 2021:28. (2021)

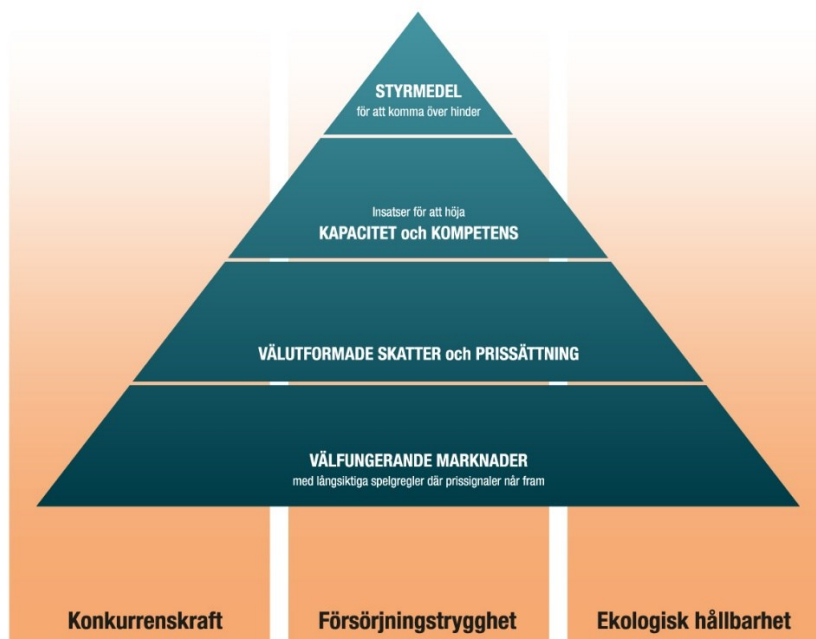
Implementeringen av dessa principer betyder att de nyttor och kostnader som uppstår vid produktion, distribution och användningen av energi värderas på ett tydligt och förutsägbart sätt. Detta är också grunden i denna rapport som behandlar fjärr- och kraftvärmens roll i elektrifieringen och omställningen till ett fossilfritt energisystem.

I rapporten redovisas vilka möjligheter och vilka utmaningar som finns längs vägen och Energimyndighetens rekommendationer om vilka steg och åtgärder som behöver tas för att sektorn ska kunna bidra till omställningen på ett samhällsekonomiskt effektivt sätt.

I en tid av förändring är en stabil grund viktig

I en tid av stora förändringar av energisystemet är det särskilt viktigt att ha en stabil grund att stå på. Befintliga lagar, regler och standarder behöver fungera och användas ändamålsenligt. Grundläggande är också att säkerställa att vi har välfungerande marknader med långsiktiga spelregler där prissignalerna når fram. Att säkerställa fortsatt välfungerande marknader är viktigt i och med att många nya eller omarbetade krav, direktiv och förordningar införs samtidigt. För att kunna säkerställa att prissignaler når fram och att marknaderna fungerar innebär det också att de olika skatter, tariffer och andra priser som marknadens aktörer möter behöver vara välutformade. I dagsläget är exempelvis energibeskattningen fragmenterad och en större översyn vore önskvärd.

Figur 1 Förutsättningar för samspel mellan de tre energipolitiska pelarna, försörjningstrygghet, konkurrenskraft och ekologisk hållbarhet.



Även när vi har en stabil grund att stå på kan det fortfarande finnas marknadsmisslyckanden och hinder som kvarstår och som motiverar att ytterligare styrmedel införs. Detta kan också bidra till att säkerställa att marknaderna fortsätter vara välfungerande. Införande av nya styrmedel måste självklart göras på ett genomtänkt sätt och med hänsyn tagen till att upprätthålla såväl konkurrenskraft, försörjningstrygghet som ekologisk hållbarhet (se Figur 1). Även social hållbarhet blir allt viktigare för att få legitimitet i omställningen.

Fjärr- och kraftvärme bidrar till energisystemet när behovet är som störst

Energimyndighetens scenarion visar på en kraftig ökad elanvändning där det högsta utfallet ger mer än en dubblerad elanvändning till 2050. En sådan utveckling innebär en stor utmaning för elsystemet. För att minska utmaningen behöver elen användas så effektivt som möjligt och där den gör störst nytta.

Ett sätt att minska behovet av elproduktion är att använda värmepumpar eller fjärrvärme istället för direktverkande el för uppvärmning av byggnader. En av fjärr- och kraftvärmens stora fördelar ur ett svenskt energisystemperspektiv är att den producerar som mest värme och el under vinterhalvåret. Det är positivt då det minskar det samlade el-effektbehovet då elsystemet som helhet är som mest ansträngt. Våra analyser visar att om dagens fjärrvärme skulle ersättas med värmepumpar, så skulle den svenska eleffektbalansen kunna försämrats med upp till 10 GW, givet att inga andra förändringar sker i systemet. Lokalt skulle det kunna innebära att den maximala eleffekt som måste tillföras från överliggande nät fördubblas i de system där fjärr- och kraftvärme idag spelar en viktig roll för energiförsörjningen. Samtidigt så minskar byggnadernas efterfrågan på energi genom effektiviseringar och att värmepumpmarknaden och tekniken för smart styrning utvecklas. Det innebär att konkurrensen mellan fjärrvärme och värmepumpar ökar och att det på lång sikt är svårt att förutse hur stor roll fjärr- och kraftvärmens kommer att spela i både det lokala och nationella energisystemet.

Kraftvärmens bidrar med lokal, planerbar och reglerbar elproduktion

I takt med den förväntade kraftiga ökningen av svensk elanvändning, tillsammans med allt större inslag av variabel elproduktion, i form av vindkraft och solceller, blir planerbar och reglerbar elproduktion, lager och flexibel användning allt viktigare. Här är kraftvärmens bidrag viktigt, inte minst lokalt. Värdet av kraftvärmens avser inte bara elproduktionen i form av energi utan också produktionskapaciteten i form av effekt och nätnytta genom den avlastning av överliggande elnät som kraftvärme bidrar med. Kraftvärmens erbjuder också lokal planerbar och reglerbar elproduktion som är värdefull för att minska utmaningarna på platser med lokal kapacitetsbrist i elnätet. Även om el- och effektbidraget nationellt är

relativt begränsat är det ekonomiska värdet av kraftvärmens stort då planerbarheten innebär en möjlighet att producera värme och el då elsystemet är som mest ansträngt.

Flexibel elanvändning i fjärrvärmens elpannor och värmepumpar samt värmelagring

Det framtida elsystemet förväntas få ett allt större inslag av variabel elproduktion i form av vind och sol. Vid tider då förutsättningarna för elproduktion är mycket goda, till exempel om det samtidigt blåser och är soligt och efterfrågan på el samtidigt är låg, kommer det tidvis att uppstå ett överskott på elproduktion med mycket låga och i vissa fall negativa elpriser som följd. Vid sådana situationer kan fjärrvärmens bidra till elsystemets balansering genom att öka användningen av el i fjärrvärmeproduktionen i form av elpannor och värmepumpar. Samtidigt kan då elproduktionen minskas i kraftvärmeverken. Den svenska fjärrvärmeproduktionen kan reagera på elpriset och växla mellan en elanvändning på 1 500 MW (maximal drift av elpannor och värmepumpar samt ingen elproduktion från kraftvärme) och en elproduktion på 2 900 MW (maximal kraftvärmedrift samt ingen drift av elpannor och värmepumpar). På så sätt kan fjärrvärmesektorn bidra till balanseringen av elsystemet oavsett om utbudet och efterfrågan på el är högt eller lågt.

På sikt skulle fjärrvärmens balanseringsförmåga kunna öka genom kapacitetsutbyggnad av både elproduktion och elanvändning. Genom lagring av värme kan utnyttjandet av både elproduktions- och elanvändningskapacitet ökas genom att man med hjälp av värmelager minskar kopplingen mellan fjärrvärmeproduktion och användning. Värmelager gör att produktionen och användningen kan flyttas i tid.

Stödtjänster

Med stödtjänster, ibland benämnda systemtjänster, avses de tjänster och marknader som är absolut nödvändiga för att kontinuerligt upprätthålla balansen i elsystemet och att garantera stabilitet och leveranssäkerhet. Detta sker vid sidan om spot- och intradagsmarknaden. Kraftvärme är en av de tekniker som kan användas för frekvensreglering. Andra tekniker som fjärrvärmeföretagen kan använda är värmepumpar och elpannor samt batterier.

Ödrift och dödnätsstart

I samband med stora elavbrott är det värdefullt att kunna försörja ett geografiskt område med el utan hjälp från det nationella elsystemet. Det benämns ofta ödrift och kräver förmåga till så kallad dödnätsstart. I en situation då man vill kunna försörja en stad (eller del av en stad) med el genom ödrift kan man utgå från att ett kraftvärmeverk kommer att vara en viktig delkomponent.

Ökad grad av självförsörjning för elproduktionen

Fjärrvärmesystemens kraftvärmeverk eldas till övervägande del med inhemska bränslen även om en del importerar. Biobränslen är det dominerande bränslet följt av avfall. Kraftvärme producerad från svenska eller europeiska insatsvaror minskar behovet av import av fossila bränslen som kol, olja och naturgas till både Sverige och EU. Den svenska kraftvärmens, och en möjlig ökning av denna, bidrar därmed till självförsörjningsaspekten av ett leveranssäkert energisystem. Efterfrågan på biomassa för andra energiändamål så som biodrivmedel och biokol likväl som icke-energirelaterade ändamål så som bioplast bedöms öka vilket gör att den långsiktiga tillgången på bioråvaran är mer osäker. Även Europas omställning mot mer förnybart kan öka efterfrågan på svenskt biobränsle stort. Denna utveckling bör följas och utvärderas kontinuerligt ur ett försörjningstrygghetsperspektiv.

Miljö- och klimatmässiga värden

Förutom el, effekt, värme, stödtjänster och leveranssäkerhet så bidrar fjärr- och kraftvärmens med både miljö- och klimatmässiga värden. Både genom en hög andel förnybar el- och värmeproduktion liksom resurseffektivitet och möjlighet att nyttja en rad olika bränslen. Ett exempel på det är att fjärrvärmens möjliggör omhändertagandet av spillvärme som annars hade gått förlorad. Även avfallsgenererad fjärrvärme och el innebär ett resurstillvaratagande och hantering av avfall som inte kunnat återvinnas på annat sätt. Biokraftvärme i kombination med koldioxidinfångning (CCS) möjliggör också negativa utsläpp genom bio-CCS, vilket är en av pusselbitarna för att nå klimatmålen 2045 och därefter.

Slutsatser och förslag på åtgärder

I det följande presenteras de huvudsakliga slutsatserna från rapporten om att ta fram ett underlag till en fjärr- och kraftvärmestrategi. Rubrikerna följer i stort rapportens struktur. Kapitel som behandlar liknande områden ligger under samma rubrik. Sist presenteras en översiktlig tabell över de åtgärder som föreslås i den här rapporten men även från delrapport 1⁶.

Lönsamhet, marknadsförutsättningar och kraftvärmens nyttor

Mer kraftvärme är lönsamt på systemnivå men antaganden om vätgaslager, batterier och kärnkraft påverkar utbyggnaden och fullasttimmarna.

Enligt modellkörningar i energisystemsmodellen Times sker nyinvesteringar i kraftvärme från dagens 2,9 GW till 3,8 GW till 2050 i antagandet om att det kommer finnas batteri och vätgaslager motsvarande 500 GWh. I ett antagande om mindre lager, ökar istället kraftvärmens till 5,3 GW. Antaganden om lager har alltså en stor påverkan på kraftvärmens investeringar. I ett tredje fall undersöks vad som händer med kraftvärmens

⁶ ER 2023:14

vid en kraftig utbyggnad av lager. Då visar modellkörningarna att kraftvärmens installerade effekt fortsätter att ligga på runt dagens nivå vilket tyder på att kraftvärmens förmågor inte helt kan ersättas av lagerutbyggnad.

Energibolagen uppger inte samma investeringsbenägenhet som modellberäkningar finner lönsamt.

I en enkätstudie till kraftvärmebolag och större fjärrvärmebolag framkom att de framtida investeringsplanerna innebär att den installerade effekten 2035 förväntas ligga på ungefär samma nivå som idag (dvs 2,9 GW). Detta till skillnad från de redovisade modellkörningarna, i vilka en viss ökning i installerad effekt sker framåt. Diskrepansen kan bero på att aktörerna inte fullt ut tror sig kunna erhålla den nytta som kan relateras till utbyggnaden av effekt som modellen räknar med. En annan anledning kan vara svårigheten att överblicka marknaden och de totala intäkterna framåt. De huvudsakligen låga elpriserna de senaste tio åren har inte varit drivande för nya investeringar. Ett tydligt undantag är elpriserna för 2021–2023 som däremot inneburit full kostnadstäckning och betydande driftöverskott. Det är därför viktigt med **långsiktiga spelregler** men även att kraftvärmens förutsättningar att få **betalt för de systemnyttor** den kan bidra med för att nya investeringar ska komma till stånd.

Möjligheten till flexibel körning av kraftvärmeanläggningarna kommer bli allt viktigare.

Modellkörningar visar att fullasttimmarna minskar i framtiden framför allt som en konsekvens av utbyggnad av vindkraft och fler timmar med lägre elpriser. Framtidens förutsättningar ställer därför högre krav på kraftvärmens att köras mer flexibelt för att kunna reagera på höga elpriser. Ökade möjligheter till kyla och kondensdrift som föreslogs i delrapport 1⁷ skulle också kunna bidra till en sådan ökad flexibilitet då många kraftvärmeanläggningar saknar den möjligheten idag.

Utgående från dagens energisystem är värdet av fjärr- och kraftvärmens stort då teknikerna bidrar med värme, el och effekt. Därför skulle systemkostnaderna bli höga ifall fjärr- och kraftvärmens fasades ut. Det är viktigt att undanröja snedvridande hinder och barriärer samt att fjärr- och kraftvärmens får ersättning för vad de bidrar med till energisystemet.

Modellresultat visar att ett antagande om uteblivna investeringar i fjärr- och kraftvärme skulle innebära ökade systemkostnader runt 100–150 mdkr ifall dessa skulle ersättas av värmepumpar (med tillhörande ökad efterfrågan på el), en mindre del effektivisering men även bortfallet av kraftvärmens systemnyttor med mera. Utvecklingen av EU-direktiv med krav på energieffektivisering kommer att innebära ett mindre värmebehov i framtiden. Ett mindre värmebehov innebär också lägre merkostnader för

⁷⁷ ER 2023:14

att ersätta fjärrvärmen. Teknikutveckling och minskade kostnader för uppvärmning till följd av ett minskat värmebehov medför att det är svårt att korrekt förutse systemvärdet av fjärr- och kraftvärmen långsiktigt.

Bidraget till effekt från fjärrvärmen uppgår till motsvarande 6,5 GW (ifall denna uppvärmning skulle ersättas av eldrivna värmepumpar) och kraftvärmen (i fjärrvärmenäten) uppgår till 3 GW. Sammantaget bidrar sektorn till ca 10 GW effekt.

Investeringar i 1 GW extra kraftvärme skulle innebära en relativt liten kostnad ur ett systemperspektiv.

Systemkostnaden av att tvinga in 1 GW extra kraftvärme i energisystemmodelleringen skulle bli fyra mdkr och höja andelen fjärrvärme som produceras med kraftvärme från 50 till 70 procent. Utifrån ett samhällsekonomiskt perspektiv, och inte enbart ett energisystemperspektiv, skulle 1 GW extra kraftvärme kunna ha nyttor som överstiger den kostnaden i form av exempelvis en ökad trygghet i energiförsörjning liksom en ökad lokal och regional effekt.

Förslag på åtgärder för att bättre ersätta kraftvärmens värde till energisystemet.

I en välfungerande marknad är det viktigt att samtliga nyttor och kostnader blir prissatta. Idag prissätts inte alla nyttor men en utveckling av stödtjänstmarknaderna pågår varför en fullständig analys av de långsiktiga förutsättningarna inte är möjlig. Tillskott från kompletterande marknader såsom stödtjänster och en ändamålsenlig nätnyttoersättning, samt översyn av regelverk skulle ge en mer riktig prissättning och kunna göra kraftvärmeanläggningar långsiktigt mer lönsamma och minska risken i dessa kapitaltunga investeringar.

Förslag på åtgärder:

- **Förslag på att Energimarknadsinspektionen får i uppdrag att ta fram en mer ändamålsenlig nätnyttoersättning.**
Nätnyttoersättningen bör ses över så att den bättre speglar värdet av den samhällsekonomiska nytta som elproduktionen bidrar med och inte bara nyttan till elnätet. I nuläget tar nätnyttoersättningen inte heller hänsyn till påverkan på investeringar i det egna nätet.
- **Energimarknadsinspektionen bör ta fram riktlinjer gällande tjänster för hantering av överbelastning.** Energimyndigheten konstaterar att en ökad legal tydlighet gällande anskaffning av tjänster för hantering av överbelastning skulle kunna öka dessa förmågor men att tillfrågade nätbolag idag känner sig osäkra på vad de får göra enligt elmarknadsförordningen.

- **Förslag att se över samredovisningsmöjligheterna i ellagen.** Energimyndigheten föreslår att den samredovisning som innebär att elnätsföretag kan redovisa fler områden tillsammans och därmed jämna ut elnätstarrifferna mellan olika områden ses över. Detta för att få mer kostnadsriktiga tariffer som i större utsträckning gynnar elproduktion nära användarna.
- **Ödriftsförmåga bör målsättas i energiförsörjningssektorns förmågeplan (10-årsplanen)** Energimyndigheten anser att ödriftsförmåga och dödnätstart är viktiga och ser att de förmågorna målsätts i en gemensam förmågeplan tillsammans med Svenska kraftnät för de kommande 10 åren.

En uppsjö av prismodeller

När det gäller prissättning av fjärrvärme till kund finns det nästan 100 prismodeller vilket gör det svårt för kunder att överblicka, förstå och jämföra priserna på olika uppvärmningsalternativ liksom hur möjligheten att kunna påverka sin taxa genom exempelvis energieffektiviseringsåtgärder ser ut. **Mot den bakgrunden vore det önskvärt att Energiföretagen jobbar aktivt med att främja färre och enklare prismodeller inom ramen för exempelvis prisdialogen.**

EU-direktiv och nya implementeringar

Uppdaterade EU-direktiv betyder ett nytt landskap för fjärr-och kraftvärmen att orientera sig i med potentiellt stor påverkan på sektorn.

Direktivet om energieffektivitet (EED) innebär uppstramade och nya mål för energieffektivitet vilket kan leda till betydligt minskade värmebehov och därmed också fjärrvärmeleveranser. Utformningen av direktivet för byggnaders energiprestanda (EPBD) kommer ha en avgörande påverkan då fastställandet av vilka krav som ska gälla för så kallade *nollutsläppsbyggnader* bestäms i detta direktiv och genom krav på energieffektivisering av det befintliga byggnadsbeståndet.

Energimyndigheten föreslår att lokala värme- och kylplaner kompletteras med planer på en regional nivå.

EED fastslår att lokala värme- och kylplaner ska tas fram för kommuner med över 45 000 invånare. Energimyndigheten föreslår att dessa ska kompletteras med regionala värme-och kylplaner för att inte missa mindre men viktiga kommuner liksom möjligheter till synergieffekter över större områden. Ytterligare föreslår Energimyndigheten att dessa planer inkluderas i de redan existerande regionala och kommunala energiplanerna som då även bör uppdateras samt att dessa planer bör samordnas med regeringens elektrifieringssatsningar som lades fram i budgetpropositionen för 2024 (Anslag 1:5 Energiplanering).

plastgranulatproducenter och aktörer som använder plasten i sina produkter) i större utsträckning, kan incitament ges för att minska plasten som uppkommer på marknaden vilket i sin tur minskar de fossila utsläppen från fjärr- och kraftvärme.

Energimyndigheten föreslår att Naturvårdsverket tar fram kompletterande information på sin webbplats där utsläppen från avfallsförbränning inkluderas i avfallssektorn.

Detta innebär en ytterligare information presenteras till den som sker i nuläget där utsläppen från det fossila avfallet åskådliggörs i el- och fjärrvärmesektorn i redovisningen på Naturvårdsverkets webbplats. Detta skulle öka förståelsen hos fjärrvärmekunder om att fjärrvärmens utsläpp huvudsakligen beror på avfallets uppkomst och inte är en konsekvens av inköp av fossila bränslen (kol, olja, naturgas) för värme- och elproduktion.

Energimyndigheten föreslår att en utredning av ett plastansvar för minskade utsläpp från avfallsförbränning tas fram.

Syftet med förslaget är att den som sätter plast på marknaden inte bara har ett ansvar för att avfallet samlas in och behandlas utan också för att säkerställa att denna behandling inte resulterar i att koldioxid släpps ut i atmosfären. Förslaget innebär en form av utvidgat producentansvar som prissätter inflödet av fossilt kol i material där intäkterna kan gå till en fond som finansierar åtgärder som minskar utsläppen, exempelvis CCS/CCU, sortering, pyrolys etc. Hur skatten ska differentieras och om den ska träffa plastråvara eller plastprodukter behöver utredas närmre, liksom vilken typ av åtgärder som ska kunna få stöd och hur stödet ska fördelas.

Utöver detta förslag redogör Energimyndigheten även för två möjligheter som lyfts fram av branschen där det ena innebär en flytt av systemgränsen för det fossila avfallet och det andra att utsläppskostnaderna fördelas enligt den intjäning olika aktörer erhåller från den fossila plasten i avfallet.

Kampen om det gröna guld

Utgående från de bedömningar som gjorts av Skogsstyrelsen finns det ett utrymme att öka uttaget av grot⁹ från skogen med ytterligare 15 TWh.

Ett ökat uttag av grot skulle öka försörjningstryggheten för både el- och värmeproduktion. Ett ökat utbud av grot skulle även kunna dämpa prisutvecklingen på fjärrvärmens och öka elproduktionen i kraftvärmens genom att de inte behöver spara på biobränslet vid risk för minskad tillgänglighet så som skedde under 2022. Därutöver skulle andra områden

⁹ Grot är en förkortning för grenar och toppar. Det är den del av trädet ovan stubbe som är kvar när stamveden har tagits ut. Grotten kan samlas in och användas som primärt skogsbränsle.

för biomassaanvändning gynnas såsom biodrivmedelsproduktion, bioplast etc.

Energimyndigheten föreslår därför att en biostyrmedelsutredning genomförs där några huvudsakliga åtgärder att utreda är:

- Förutsättningar och eventuella behov av stöd för att öka det ekologiskt hållbara uttaget av grot. I utredningen bör även frågan om distribution till hela den svenska marknaden ingå.
- Förutsättningar och eventuellt behov av stöd gällande klen gallring/röjning i växande skog för att kunna öka uttaget av vedråvara för energiändamål.
- Utreda behovet av statliga garantier och/eller stödsystem för köp av maskiner för att möjliggöra ett snabbt ökat grot-uttag

Bio-CCS och avfalls-CCS är förutsättningar för att nå de klimatpolitiska målen

Sverige har som mål att ha nettonollutsläpp av växthusgaser 2045 och därefter negativa utsläpp. En förutsättning för att nå målet är investeringar i CCS (Carbon Capture and Storage).

Modelleringar visar att en stor implementering av eldriven CCS-teknik, så kallad HPC-teknik, om den installerades i alla anläggningar som nu har planer på CCS, skulle innebära minskade elleveranser med 2,1 TWh. Det skulle innebära att de ökningar av elproduktion som setts i modelleringarna till detta arbete i princip skulle gå till CCS-processen. Det skulle också kunna innebära minskad lokal elproduktion där den behövs.

Potentialen från kärnvärme är begränsad men kompetensstöd och planering kan behövas

Intresset för ny kärnkraft kommer idag framför allt från behovet av ny elproduktion men nyttjandet av värmeproduktionen från reaktorer kan på sikt utgöra del av en större helhetsaffär (exempelvis för processvärme). Förändringar i och översyn av lagar och regelverk tillsammans med teknikutvecklingen av SMRer (små modulära reaktorer) kan möjliggöra kärnvärme (fjärrvärme från kärnkraft), förutsatt att SMRer kan förläggas nära fjärrvärmenät med tillräckligt stort värmeunderlag. För lokalisering av kärnkraft nära bebyggelse där värmen kan nyttjas krävs förändringar i lagar och regelverk. Även säkerhetsaspekter rörande etablering, drift och avveckling behöver tas i beaktande. Den sociala acceptansen kommer också att vara viktig för en sådan etablering. De kraftvärme- och fjärrvärmeaktörer som Energimyndigheten pratat med har visat ett begränsat intresse för investeringar i kärnvärme som marknaden och förutsättningarna ser ut idag.

Energimyndigheten konstaterar vidare att:

- Vid en utbyggnad av kärnkraften finns det ett påtagligt kompetensbehov inom samtliga yrkesroller, inklusive inom det offentliga.
- Om ny kärnkraft ska komma till stånd behöver kommuner och andra berörda instansers, inklusive länsstyrelser, förutsättningar att planera för sådan, exempelvis i samband regional och lokal energiplanering
- Möjligheten att tillvarata spillvärme från kärnkraft liksom fjärrvärmeanpassade reaktorer bör också ingå i de värme- och kylplaner som ska göras enligt Direktivet om energieffektivitet (EED).
- På längre sikt kan mindre fjärrvärmespecifika reaktorer få ett större genomslag men den tekniken är under utveckling.

De framtida potentialerna för spillvärme är stora, samtidigt bedöms framtidens värmebehov minska

Nya industrisatsningar inom till exempel fossilfritt stål och användandet av elektrolysörer, liksom biodrivmedelsproduktion, kan generera stora mängder spillvärme som kan användas för uppvärmning via ett fjärrvärmenät givet att de optimeras för det.

En förutsättning för att kunna tillvarata på så mycket spillvärme som möjligt är att det sker en tidig samverkan mellan energibolag och industrier samt andra aktörer som kan nyttja spillvärmens. För en realisering av spillvärmepotentialen behöver anpassningar och optimeringar ske för att passa både industri- och fjärrvärmeaktörens behov. För att underlätta en sådan tidig samverkan föreslår Energimyndigheten en komplettering av lagen om kostnadsnyttoanalys samt en komplettering av de värme och kyla-planer som ska göras enligt EED som beskrivs tidigare under rubriken *EU-direktiv och nya implementeringar*.

Det bör också noteras att framtidens värmebehov bedöms minska men att regionala skillnader kan vara stora samtidigt som nya användningsområden kan tillkomma.

Ökad värmeberedskap och motståndskraft

Givet fjärrvärmens betydande roll som uppvärmningsform i Sverige är det viktigt för den samlade motståndskraften att robustheten i fjärrvärmesystemen är anpassad utifrån de hot som ett krig innebär. Energimyndigheten identifierade i delrapport 1¹⁰ bränsleberedskapen och

¹⁰ ER 2023:14

lagerhållningen av beredskapsbränslen som viktiga frågor att arbeta vidare med för att öka beredskapen inom fjärr- och kraftvärmens och därmed stärka den samlade motståndskraften i Sveriges totalförsvaret.

Dagens bränsleberedskap är lågt dimensionerad i såväl ett historiskt perspektiv som vid jämförelse med närliggande grannländer. Detta i en tid när behovet av beredskap har ökat till följd av att det säkerhetspolitiska läget i Sveriges närområde har försämrats.

Det finns idag inga funktionskrav gällande beredskapslager av biobränslen. Men givet bränslekostnadens stora betydelse för hela verksamheten, är lagervolymer och strategisk bränsleplanering viktiga frågor för många fjärr- och kraftvärmeföretag.

Energimyndigheten föreslår ett statligt ansvar för en utvecklad bränsleberedskap. Energimyndigheten gör bedömningen att ett rent branschfinansierat beredskapslager av bränslen för Sveriges fjärrvärmeförsörjning kostar mer än vad konkurrensutsatta branschaktörer kan finansiera inom dagens ordinarie marknadsfunktion. Därför föreslås ett statligt ansvar för utvecklad bränsleberedskap. **Bränsleberedskapen bör bestå av en kombination av beredskapslager och ökad produktionsförmåga av inhemska bränslen.** Ansvaret för den praktiska hanteringen bör överlätas på aktörer som verksamhetsmässigt ligger nära ordinarie hantering av produktion, logistik och användning av bränslen.

En förmåga att öka produktionen av bränslen som normalt inte används bör kombineras med beredskapslager av inhemska bränslen som är tillgängliga med mycket kort varsel. Sådana lager behöver också omsättas löpande. **Energimyndigheten bedömer primärt att rundved och torv är de två bränslen som i första hand är lämpliga för beredskapslager.** Här måste dock stor hänsyn tas till de potentiella klimat- och miljökonsekvenser detta kan medföra, särskilt avseende torven.

Ett ökat statligt ansvar behöver utvecklas parallellt med ökad tydlighet kring vilka funktionskrav på bränslelager och fjärrvärmens överlag ska ställas på branschens aktörer.

Vidare utredningsbehov inkluderar beredskapsförmågan inom reparation, underhåll och reservdelslager samt personal- och kompetensförsörjning inom fjärrvärmesbranschen.

Översiktlig tabell över samlade åtgärdsförslag från delrapport 1 och 2

Åtgärdsförslag	Beskrivning/ kommentar	Del
Förslag på att Energimarknadsinspektionen får i uppdrag att ta fram en mer ändamålsenlig nätnytttoersättning	Nätnytttoersättningen bör ses över så att den bättre speglar värdet av den samhällsekonomiska nytta som elproduktionen bidrar med och inte bara nyttan till elnätet.	2
Energimarknadsinspektionen bör ta fram riktlinjer/vägledning gällande tjänster för hantering av överbelastning	Tillfrågade nätbolag känner sig osäkra på vad de får göra enligt elmarknadsförordningen när det gäller anskaffning av tjänster för hantering av överbelastning.	2
Förslag att se över samredovisningsmöjligheterna i ellagen	Elnätsföretag kan idag redovisa fler områden tillsammans och därmed jämna ut elnätstarifferna mellan olika områden vilken minskar incitamenten för lokal produktion.	2
Ödriftsförmåga bör målsättas i energiförsörjningssektorns förmågeplan (10-årsplanen)	Ödriftsförmåga och dödnätstart är viktiga förmågor som bör målsättas i en gemensam föremågeplan tillsammans med Svenska kraftnät för de kommande 10 åren.	2
Energiföretagen bör främja färre prismodeller	En uppsjö av prismodeller gör fjärrvärmepreiserna svåröverblickbara, samt minskarmöjligheten för konsumenter att påverka sina kostnader.	2
Förslag på att regionala värme- och kylplaner ska tas fram	Dessa planer bör göras för att komplettera kravet från EED på lokala värme- och kylplaner i kommuner över 45 000 invånare. Detta för att inte missa mindre men viktiga kommuner liksom möjligheter	2

	till synergieffekter över större områden.	
Förslag på en uppdatering av lagen om kostnadsnyttoanalys också ska omfatta lokaliseringsfrågor.	Fjärrvärmeaktörer och industriaktörer (inom vissa avstånd och viss temperatur på värmen) ska genomföra en kostnadsnyttoanalys för att se om det är lönsamt att ta vara på spillvärme i ett fjärrvärmenät när de planerar för en ny anläggning eller ett nytt nät. Vid planeringen bör man undersöka möjligheten att vid behov bättre lokalisera sin verksamhet så att spillvärmen kan användas.	2
Naturvårdsverket bör ta fram kompletterande information på sin webbplats inkluderar utsläppen från avfallsförbränning i avfallssektorn	Detta skulle öka förståelsen hos fjärrvärmekunder om att fjärrvärmens utsläpp huvudsakligen beror på avfalllets uppkomst och inte är en konsekvens av inköp av fossila bränslen (kol, olja, naturgas) för värme- och elproduktion.	2
Förslag på att en utredning av ett plastansvar för minskade utsläpp från avfallsförbränning tas fram	Förslaget innebär en form av utvidgat producentansvar som prissätter inflödet av fossilt kol i material där intäkterna kan gå till en fond som finansierar åtgärder som minskar utsläppen exempelvis CCS/CCU, sortering, pyrolys etc.	2
Förslag på att en biostyrmedelsutredning genomförs	Skogsstyrelsen bedömer att det finns ett utrymme att öka uttaget av grot från skogen med ytterligare 15 TWh. Detta kräver emellertid lämpliga styrmedel för att kunna realisera. Mer biobränsle kan bidra till dämpade priser på både fjärrvärme och el samt bidra till en förbättrad trygg energiförsörjning	2

Förslag på ett statligt ansvar för en utvecklad bränsleberedskap	Bränsleberedskapen bör bestå av en kombination av beredskapslager och ökad produktionsförmåga av inhemska bränslen vilket primärt bör utgöras av rundved och torv.	2
Förslag på en översyn och harmonisering av miljötillstånden för kylning i vattendrag	Detta för att öka möjligheten till en ökad kylkapacitet i kraftvärmeanläggningarna och därmed möjligheten att producera el när fjärrvärmenätet inte räcker till för att kyla	1
Förslag på en översyn av viktningfaktorer för fjärrvärme, fjärrkyla och el för att säkerställa konkurrensneutralitet	Teknikneutralitet och möjlighet att se över viktningfaktorer bör beaktas med hänsyn till utformningen av EPBD där en preliminär överenskommelse har nåtts.	1&2
Förslag på införande av ett värmeförlusttal som bättre styra hela energi- användningen och effekt- användningen än dagens energihushållningskrav	Detta eftersom ett värmeförlusttal tar med alla energi- och effektförluster kopplade till byggnadens klimatskärm.	1
Förslag på att Svk tar fram en produktspecifikation gällande utrustning och IT-lösningar för att underlätta för elproduktions- anläggningar att delta i den elektroniska avropshanteringen för stödtjänster	Detta för att undanröja hinder och förenkla anläggningarnas möjligheter att delta på stödtjänstmarknaderna.	1
Svk bör undersöka möjligheten till längre tidsintervall för upphandel av mothandelskapacitet	Detta för att ge bättre villkor och framförhållning till elproduktionsanläggningar vilket underlättar planering och inköp av bränsle mm	1

Förslag på att en anmälan i stället för en ansökan om nytt miljötillstånd skulle vara tillräcklig för mindre åtgärder i syfte att öka elproduktion	Ett exempel är installationer av ORC-turbiner som då kan komma på plats snabbare.	1
---	---	----------

1. Värdet av fjärr- och kraftvärme

En anledning till regeringens uppdrag till en strategi för fjärr- och kraftvärme var bedömningen att fjärr- och kraftvärmerna har en viktig roll i framtidens energisystem¹¹. Men exakt hur viktig är fjärr- och kraftvärmerna? Vad skulle hända om nyinvesteringar uteblev och hur mycket effekt motsvarar den fjärrvärme och kraftvärme vi har idag?

I Energimyndighetens rapport *Heltäckande bedömning av potentialen för uppvärmning och kylning* (ER 2020:34) lyftes vikten av att värna fjärrvärmerna och kraftvärmerna för dess positiva egenskaper för energisystemet. I delrapport 1 av den här strategin¹² analyserades kraftvärmens nytta vidare med fokus på trygg energiförsörjning, bidrag till elsystemet, konkurrensförutsättningar och lönsamheten i branschen.

Den här rapporten och det här kapitlet djupdyker ytterligare i undersökandet av fjärr- och kraftvärmens värde för energisystemet.

För att uppskatta värdet av fjärr- och kraftvärmerna analyseras, i detta kapitel, systemeffekterna av en långsiktig utfasning av fjärrvärme som uppvärmningsform respektive kraftvärme som produktionsslag för såväl el som fjärrvärme. Det vill säga, vad skulle hända ifall återinvesteringar i fjärrvärme och kraftvärme uteblev och ersattes med andra produktionsslag, inklusive energieffektiviseringar? Med tanke på den hårdnande konkurrensen från värmepumpar och ökade krav på energieffektiviseringar (bland annat genom implementeringen av EU-direktiv) liksom diskussionen inom EU om biobränslets hållbarhet är det relevant att analysera vad effekterna skulle bli av en utfasning. Även utifrån den hårdnande konkurrensen om biobränslet är det relevant.

Kapitlet utgår huvudsakligen från modellberäkningar av kraftvärmens utveckling för olika scenarier beroende på investeringar i batterilager och vätgas som konkurrerar med kraftvärmerna i egenskap av planerbarhet. I kapitlet undersöks även hur kraftvärmeanläggningarna kan komma att köras i framtiden.

1.1 Metod

Metodansatsen bygger på en serie modellberäkningar i TIMES-NORDIC-modellen.¹³ I korthet är TIMES-NORDIC en energisystemmodell för analys av den långsiktiga utvecklingen från idag till 2050 för *hela* energisystemet i Sverige. Det innebär att förutom el- och fjärrvärmeförsörjningen så omfattar modellen även energianvändning inom industrin, bostäder, servicesektorn och transportsektorn. Förutom det

¹¹ (I2022/01373)

¹² ER 2023:14

¹³ För en mer noggrann beskrivning se Energimyndighetens rapport ER 2023:14

svenska energisystemet så omfattar modellbeskrivningen även el- och fjärrvärmeförsörjningen i de tre övriga nordiska länderna Norge, Danmark och Finland samt i Tyskland, Polen och de tre baltiska länderna Estland, Lettland och Litauen. Modellverktyget minimerar de totala systemkostnaderna givet en omfattande mängd av olika randvillkor som kan vara av teknisk, politisk, ekonomisk, resursmässig eller miljömässig art. Modellen är dessutom dynamisk vilket innebär att investeringar som görs (endogent i beräkningarna) i ett specifikt modellår påverkas av skeendena under föregående och efterföljande modellår.

En uppdatering av modellen med mer specificerade uppskattningar av batterier och vätgaslager har även gjorts, under detta arbetes gång, vilket har en relativt stor betydelse för kraftvärmens utveckling. Detta eftersom energilager i viss mån konkurrerar med planerbar energiproduktion som kraftvärme. En annan aspekt av den uppdaterade modellen är livstidsförlängning av existerande kärnkraftsreaktorer vilket också har en viss påverkan på kraftvärmens utbyggnad.

1.2 Beräkningsfall

Analysen bygger på två olika omvärldsscenarioer, ett referensscenario och ett högel-scenario. Båda dessa scenarioer bygger i allt väsentligt på Energimyndighetens motsvarande scenarioer i studien ”Scenarioer över Sveriges energisystem 2023”. Det som skiljer sig är att här även ingår transportsektorn i TIMES-NORDIC (Energimyndighetens långsiktiga scenarioer utnyttjar en separat ansats för transportsektorn) och att fossilbränslepriser och priset på CO₂ under perioden fram till 2030 uppdaterats.

För varje omvärldsscenario har fyra olika beräkningar genomförts:

- 1.) ett basfall
- 2.) ett fall där fjärrvärmens fasas ut över tid
- 3.) ett fall utan nyinvesteringar i kraftvärme
- 4.) ett fall som kombinerar fall 2.) och 3.)

I beräkningsresultaten från modellkörningarna beaktas både frågan om systemeffekter av att fjärrvärme som uppvärmningsalternativ fasas ut och systemeffekter av att nyinvesteringar i kraftvärme uteblir av olika skäl.

När det gäller kraftvärmens utveckling har även en nyare och uppdaterad version av modellen använts som innehåller mer lager och livstidsförlängning av kärnkraft. Här har även ett scenario där 1 GW kraftvärme tvingas in i systemet undersökts.

1.3 Syfte

Syftet med de olika beräkningsfallen och användandet av en kostnadsminimerande modell av energisystemet är att kunna säga något

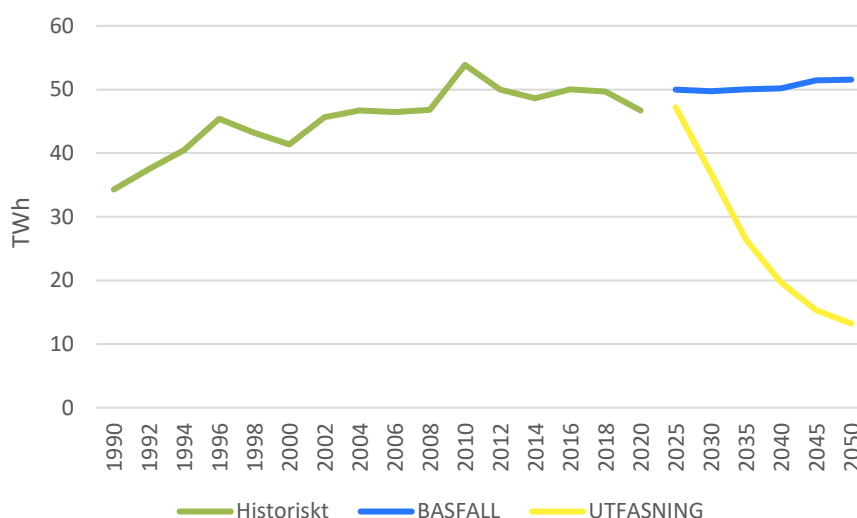
om vilken riktning vi rör oss i och få en indikation om vilken elproduktion som kan komma att byggas ut förutsatt vissa antaganden. Modellen är en förenkling av verkligheten och de exakta siffrorna är inte det intressanta då resultaten beror på ett flertal antaganden om framtiden. Däremot ger resultaten en indikation på om modellen bygger ut mycket, lite eller ingen kraftvärme alls baserat på olika antaganden. Vad blir systemkostnaderna om rätt förutsättningar inte finns för att göra investeringar (små eller stora)? Hur kan investeringar i lager komma att påverka utbyggnaden? Osv. I en strategi för fjärrvärme och kraftvärme behöver vi ett underlag som kan hjälpa oss att navigera i hur utvecklingen kan komma att se ut framåt och då är modelleringar av energisystemet ett hjälpmedel.

1.4 Beräkningsfall - Utfasning av fjärrvärme

I detta beräkningsfall har fjärrvärmeanvändningen tvingats ut över tid för en given efterfrågan på nettovärme (eller nyttig värme, det vill säga det värmebehov som kan mötas av en kombination av olika energislag och energieffektiviseringar). Kostnaden för energisystemet uppgår då till 85–114 mdr beroende på scenario (se kapitlet 1.11) vilket visar på fjärrvärmens nytta ur ett energisystemperspektiv. Merkostnaden som uppstår i modellberäkningen är ett resultat av att andra åtgärder och uppvärmningstekniker måste fasas in och investeras i för att möta efterfrågan på nettovärme, vilket framför allt handlar om värmepumpar. I det följande beskrivs utfasningen och vad som skulle ersätta fjärrvärmens närmre.

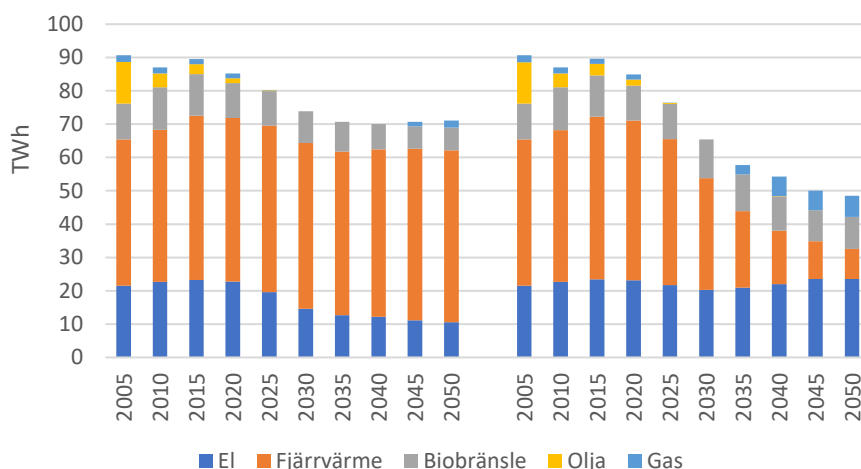
Modellbeskrivningen är sådan att man inte kan fasa ut fjärrvärmens i närtid helt och hållet. Precis som i verkligheten förutsätter modellbeskrivningen att många systemförändringar tar tid att genomföra till följd av exempelvis ledtider för att bygga upp alternativ försörjning och/eller ledtider för kommersialisering av ny teknik. Den antagna utfasningen av fjärrvärme följer därmed den gula linjen i Figur 2 som i någon mån kan sägas beskriva den maximala omfattningen av, och takten för, en fjärrvärmeutfasning enligt modellbeskrivningen. Utfasningen börjar 2025 och innebär att endast 13 TWh finns kvar 2050. Den blå linjen indikerar istället fjärrvärmeefterfrågan i basfallet, det vill säga en (mycket) långsam ökning över tid.

Figur 2 Utfasningen av fjärrvärme (gul linje) jämfört med basfallet (blå linje), TWh.



I Figur 3 redovisas slutlig energianvändning för uppvärmningsändamål (inklusive varmvattenberedning) inom bostäder och service, dels i basfallet, dels i fallet med en utfasning av fjärrvärmen. Det är framför allt en ökning av elbaserad uppvärmning och effektiviseringsåtgärder som täcker upp för utfasningen av fjärrvärme. Elanvändningen är i storleksordningen 10 TWh större år 2040 i ”utfasningsfallet” än i basfallet. En större övergång till värmepumpar medför också att bidraget från den fria upptagna energin (bergvärme, jordvärme, luftvärme mm) ökar. I ”utfasningsfallet” genererar värmepumpar ca 60 TWh nyttig värme jämfört med ca 35 TWh i basfallet år 2040. Men även en ökning av förbränning av fasta biobränslen (pellets) i samtliga tre byggnadstyper (småhus, flerbostadshus och lokaler) och gasformiga biobränslen bidrar till att ersätta fjärrvärmen. Modellberäkningarna indikerar dessutom att en del av de gasformiga bränslena även kan ha ett fossilt ursprung.

Figur 3 Slutlig energianvändning för uppvärmning (inklusive varmvattenberedning) inom bostäder och service. Basfallet till vänster och fjärrvärmeutfasningsfallet till höger.



Not: referensscenariot och högelscenariot uppvisar inga väsentliga skillnader. Figuren visar referensscenariot.

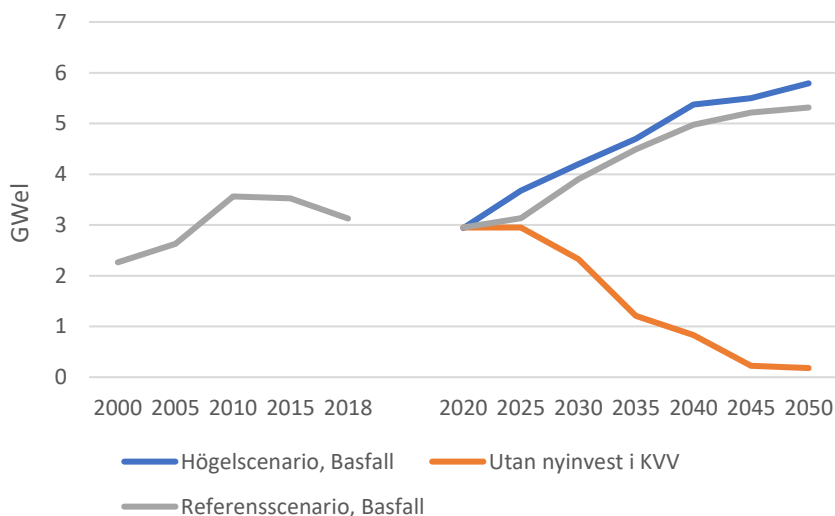
1.5 Uteblivna investeringar i kraftvärme

I denna del analyseras effekterna av om inga nyinvesteringar sker i kraftvärme. Det innebär att kraftvärmekapaciteten fasas ut över tid i takt med att anläggningarna antas falla för åldersstrecket. Detta illustreras i den orangea linjen i Figur 4.

Detta kan jämföras med de blå och grå linjerna i figuren som visar modellens resultat om modellen inte tvingas fasa ut ålderstigna anläggningar utan tillåts investera i ny kapacitet om den är lönsam. Den grå linjen motsvarar referensscenariot och den blå linjen i högelscenariot. Det är skillnaden mellan den blå/grå linjen och den orangea linjen som därmed ger upphov till merkostnader i systemet på mellan 104 och 128 mdr beroende på scenario och som beskrivs närmre i kapitlet om Systemkostnader.

Kapitaltunga investeringar strävar generellt efter så långa utnyttjningstider som möjligt. Resultaten visar dock att den installerade kraftvärmekapaciteten ökar i basfallen (se), men att utnyttjningstiden minskar. Utnyttjningstiden för kraftvärme i referensscenariots basfall går ner från strax under 4 000 timmar per år 2020 till ca 2 500 timmar per år mot slutet av beräkningsperioden år 2050. Det tyder på ett högre risktagande utifrån en investerares perspektiv, t.ex. att det främst kommer handla om investeringar som görs för att exploatera de höga elpriserna under vintern. Den årliga elproduktionen från kraftvärmeverken ökar med i storleksordningen 3 TWh jämfört med idag vilket därmed är en mindre ökning än utbyggnaden av effekt i kraftvärmeverken.

Figur 4 Installerad kraftvärmekapacitet (GWel) i de olika beräkningsfallen.



Den beräknade elprisutvecklingen är det som i mångt och mycket driver de långsiktiga investeringarna i ny kraftvärme i basfallen. Ett typiskt modellberäknat årsgenomsnittligt elpris ligger runt 500 SEK/MWh för prisområde ”Sverige” (TIMES-NORDIC-modellen saknar en uppdelning i elområden inom Sverige) och år 2035. Prisskillnaden inom ett år är tämligen stor till följd av en relativt hög andel variabel elproduktion. Elpriset under vintern ligger på typiskt 900 SEK/MWh och på sommaren eller under blåsiga höstdagar runt 200–300 SEK/MWh för samma år. Det är de relativt höga elpriserna under vintern som därmed förklarar incitamenten för investeringar i kraftvärme. Vinterpriserna påverkas dock av antaganden om exempelvis energilagring (vätgas och batterier) och annan flexibilitet.

1.6 Utbyggnad av lager påverkar kraftvärmens stort

Ett större genomslag för energilagring¹⁴ tenderar att dämpa prisbildningen under vintern och öka den under sommaren. Mer energilagring inverkar alltså negativt på lönsamheten för ny kraftvärme medan prisseffekten sommartid eller under andra lågprisperioder utanför uppvärmningssäsongen inte påverkar kraftvärmens eftersom den inte körs i samma utsträckning då. Modellresultaten visar att mer lagring i energisystemet leder till färre investeringar i ny kraftvärme men att de anläggningar som finns i systemet körs fler timmar än i ett fall utan lagring och med större installerad effekt. Dvs färre anläggningar täcker upp ett större värmebehov.

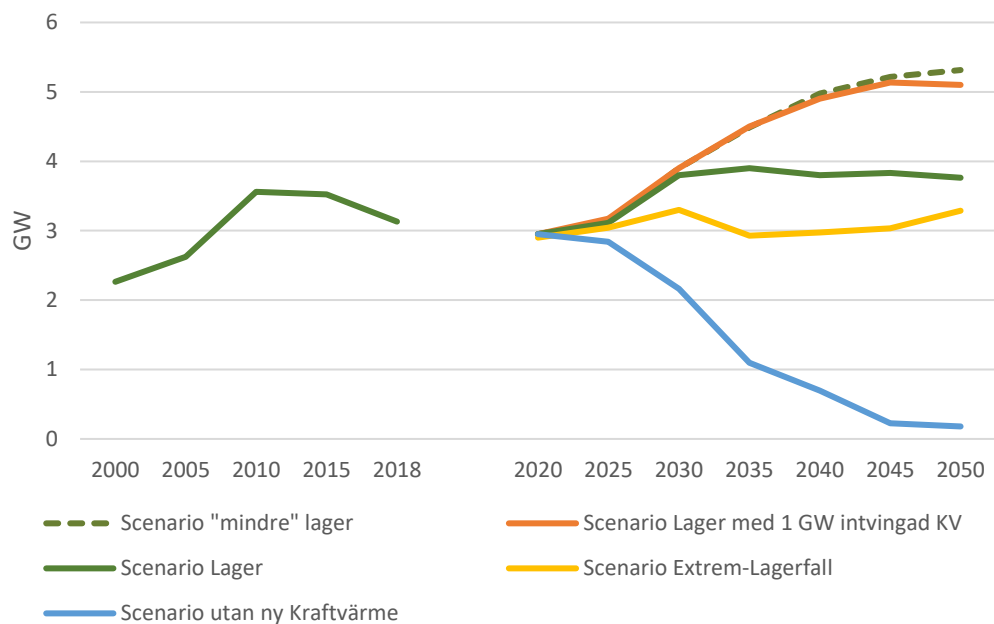
Vid antaganden om utbyggnad av batterier och vätgaslagring (se Tabell 1) som specificerats bättre i en uppdaterad version av TIMES-NORDIC, blir det därför ungefär 1 GW mindre kraftvärme 2040 jämfört med ett scenario med betydligt mindre utbyggnad av batterier och vätgaslagring, se Figur 5 (streckad grön linje jämfört med helgrön linje). Ifall 1 GW kraftvärme tvingas in minskar även behovet av lagring från 500 GWh till 400 GWh.

Investeringar i energilagring leder alltså till mindre kraftvärme men även i ett extremfall som ett antagande om ”100 Hybritlager” där ett ”hybritlager” motsvarar 70 GWh vätgas eller 100 GWh el¹⁵ (gul linje) finns kraftvärmens kvar på ungefär samma nivå som idag. Det betyder att kraftvärmens har systemnyttor som inte kan ersättas fullt ut även i ett fall med massiv utbyggnad av lagring. Detta handlar framför allt om en annan uthållighet i elproduktionen än vad lagring har men även att kraftvärmens också producerar fjärrvärme.

¹⁴ Energilagring är även relaterat till efterfrågeflexibilitet och förändrat användningsmönster. Förutom batterier och vätgaslagring kan också till exempel värmestruktur i byggnader användas även om det är antaganden om batterier och vätgaslagring som ligger till grund för dessa modelleringar.

¹⁵ 100 sådana lager är alltså ett ganska extremt antagande för att se hur en situation med väldigt mycket lagring skulle påverka kraftvärmens.

Figur 5 Installerad effekt i kraftvärmen (i fjärrvärmenäten), referensfall och olika scenarier.



Tabell 1 Antaganden om vätgas och batterilager för de olika kraftvärmefallen

Scenario	Energilager
Lager med 1 GW intvingad KV	400 GWh
Lager	500 GWh
Extrem-Lagerfall	100 st "Hybrid lager"
Utan ny Kraftvärme	800 GWh

Not: Ett "Hybridlager" motsvarar 70 GWh vätgas eller 100 GWh el

1.7 Från baskraft till flexkraft?

I modellresultaten (med mindre vätgaslager och batterier) minskar som sagt antalet fullasttimmar ett kraftvärmeverk kör från 4 000 h till 2 500 h från 2020 till 2050¹⁶ vilket framför allt är en effekt av att det i framtiden beräknas finnas fler timmar med låga priser, som en effekt av expanderande vindkraft, vilket gör att kraftvärmen kör färre timmar. I de uppdaterade modellresultaten med mer vätgas och batterilager samt livstidsförlängning av kärnkraft ändras fullasttimmarna och går från 3500 h till 3 000 från 2025 till 2045/2050¹⁷. I fallet med 1 GW extra intvingad kraftvärme blir den minskningen ännu större, från ca 3 500 timmar till lite drygt 2 800 timmar. I fallet som inte tillåter nyinvesteringar i kraftvärme

¹⁶ Enligt Energimyndighetens egna beräkningar uppgår dock inte antalet fullasttimmar i verkligheten till 4000 h utan snarare runt 3000 redan idag. I modellen är alltså antalet fullasttimmar överskattad. Se kapitel 2 för en redogörelse av detta.

¹⁷ Den uppdaterade modellen har alltså ett annat tidsintervall men de exakta timmarna är inte det viktiga utan faktumet att fullasttimmarna minskar i båda fallen samtidigt som antaganden om lager har en utjämnande påverkan på fullasttimmarna.

ökar istället utnyttjningstiden upp till ca 4 200 timmar år 2040. Men då är alltså den kvarvarande kraftvärmekapaciteten mycket liten.¹⁸

Mindre kraftvärme leder i modellresultaten även till en ökad efterfrågan på spetslastproduktion vintertid i form av gasturbiner. I referensfallen (både med lager samt med 1 GW intvingad kraftvärme) ligger behovet av spetslastproduktion på 1 GW medan en utfasning skulle innebära ett behov av 3 GW spetslast från gasturbiner.

Utvecklingen av batterier och vätgaslager är alltså viktig för kraftvärmens utveckling men därutöver kan även en utökad tillgång på spillvärme påverka hur många timmar kraftvärmens körs eftersom den framför allt dimensioneras efter värmeunderlaget.

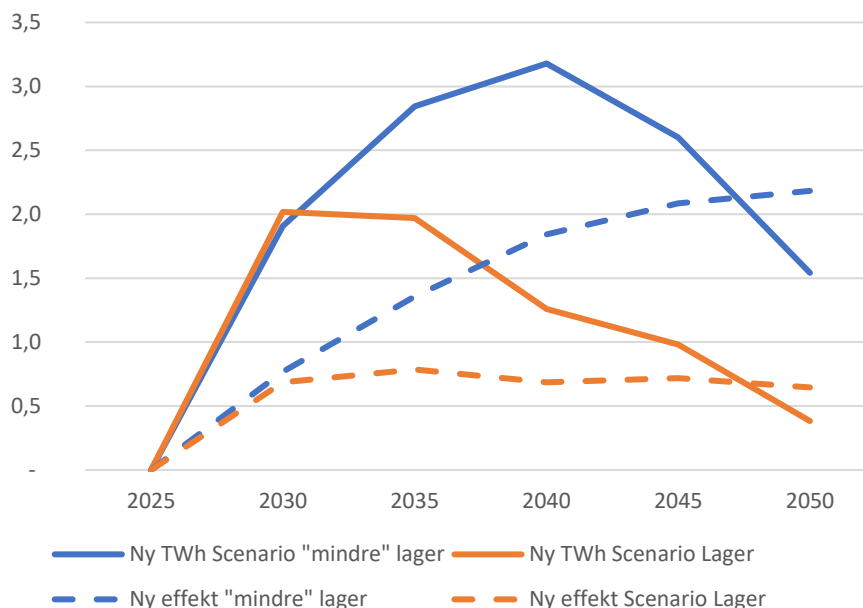
Figur 6 visar att antaganden om lager samt livstidsförlängning av kärnkraft påverkar kraftvärmens utveckling i modellkörningarna stort. I det fall som bättre specificerat investeringarna i lager framåt, och antagit livstidsförlängning av kärnkraft, ökar den installerade effekten till 0,7 GW från 2025 till 2030 där samma effekt sen ligger kvar till 2050. Eftersom fullasttimmarna minskar successivt fram till 2050, minskar också elproduktionen från ett tillskott på 2,0 TWh 2030 till 0,4 TWh 2050¹⁹ jämfört med 2025²⁰. I det andra fallet (scenario mindre lager) ökar den installerade effekten betydligt mer men fullasttimmarna minskar också mer vilket gör att kurvan för elproduktionen ökar mer i början men också minskar mer mot slutet.

¹⁸ Modelleringsarna har något högre antal fullasttimmar jämfört med verkliga beräkningar (Jfr kapitel 2) vilket kan bero på att något industriellt mottryck ingår liksom att backning av elen inte räknas in i modelleringarna. Även bedömningar av normalår spelar in.

¹⁹ Här antas 2050 vara samma som 2045.

²⁰ Modellen utgår från ett normalår och att inga anläggningar "backar på elen" när det är kallt. Vidare ingår en anläggning som är industriellt mottryck. Därav är modellens utgångsvärden högre än den faktiska produktionen 2020. Det viktiga är emellertid utvecklingen framåt och i vilken riktning den går. Här tittar vi också bara på utvecklingen och tillskottet av effekt, och elenergi.

Figur 6 Utbyggnad av ny kraftvärme (effekt) samt ny produktion (TWh) beroende på antaganden om lager och livstidsförlängning av kärnkraft, jämfört med 2025.



Källa: Beräkning baserat på resultat från TIMES Nordic

Not: Startåret har satts till 2025 för att få en mer jämförbar utveckling mellan de två scenarierna.

1.8 Utvecklingen av lager, spillvärme och energieffektivisering bidrar till osäkra investeringsförutsättningar

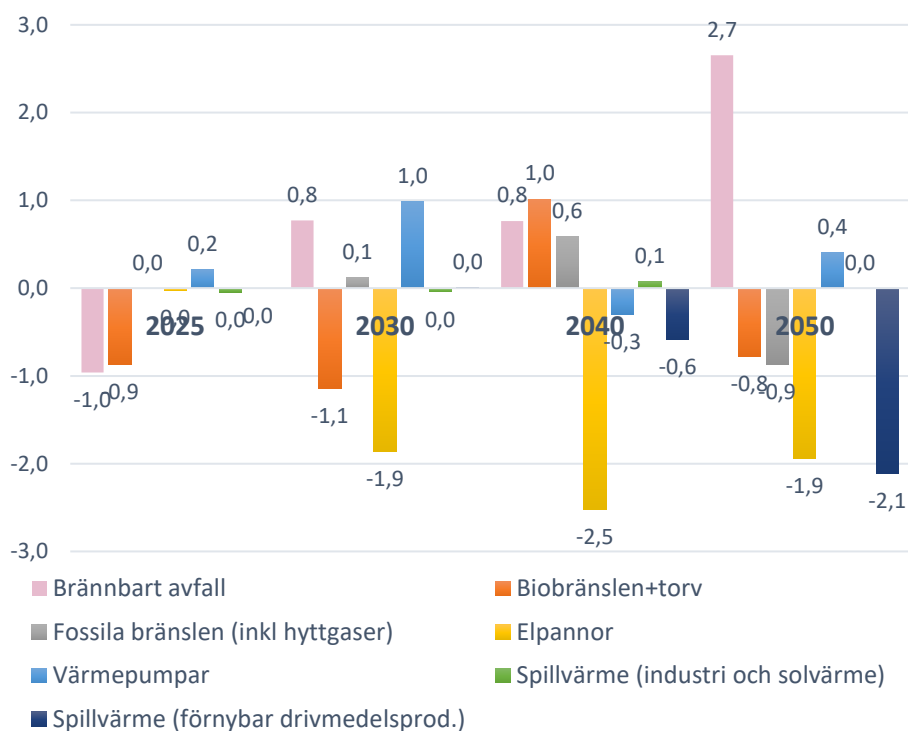
En osäkerhet framåt är hur möjligheten ser ut för en kraftvärmeanläggning att möta upp behovet av ökad flexibilitet i elproduktionen. Att kunna reagera på prissignaler ger högre intjäningsförmåga men ställer också stora krav på att kunna köra med fler start och stopp vilket sliter på anläggningen och innebär en kostnad i drift och underhåll som måste inkluderas i beräkningarna. Att kunna köra mer i kondensproduktion ställer även krav på kylförmåga när fjärrvärmenätet inte kan kyla (under varmare årstider), vilket också innebär en kostnad.

1.9 Hur påverkas fjärrvärmen av en utfasning av kraftvärmen?

Det här avsnittet undersöker vad effekten på fjärrvärmen skulle bli ifall det inte sker några nyinvesteringar i kraftvärme när anläggningarna når sin livslängd.

Figur 7 visar hur bränslekompositionen för fjärrvärmeproduktionen förändras om investeringar i kraftvärme uteblir. Då investerar modellen i hetvattenpannor för biobränsle och avfallsförbränning istället för kraftvärme vilket leder till en något större avfallsbaserad fjärrvärmeproduktion för en given mängd brännbart avfall.

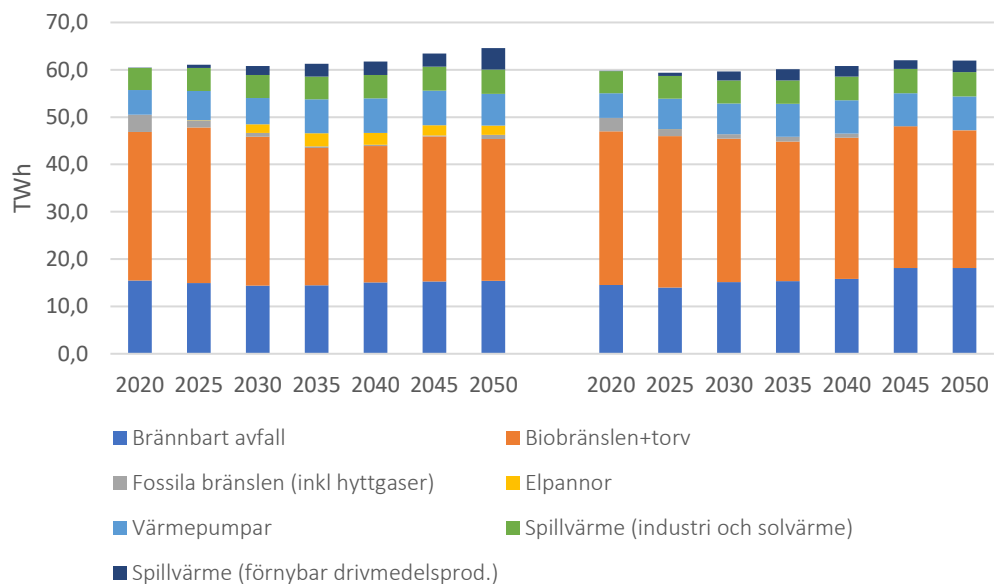
Figur 7 Skillnaden i bränsleanvändning för fjärrvärmeproduktion ifall kraftvärmen fasas ut, TWh.



Dessutom genererar elpannor en viss andel fjärrvärme i basfallet men försvinner helt i fallet utan nyinvesteringar i kraftvärme (se Figur 8). De rörliga bränslekostnaderna för hetvattenpannorna är lägre i ”utfasningsfallet” eftersom den användning av skogsflis som i basfallet åtgår till elproduktion nu ”frigörs” för enbart fjärrvärmeproduktion. Dessutom är elpriserna något högre under vissa perioder som sammanfaller med uppvärmningssäsongen eftersom en utfasning av kraftvärmen leder till högre elpriser vilket, allt annat lika, försvårar lönsamheten för elpannor i fjärrvärmeförsörjningen.

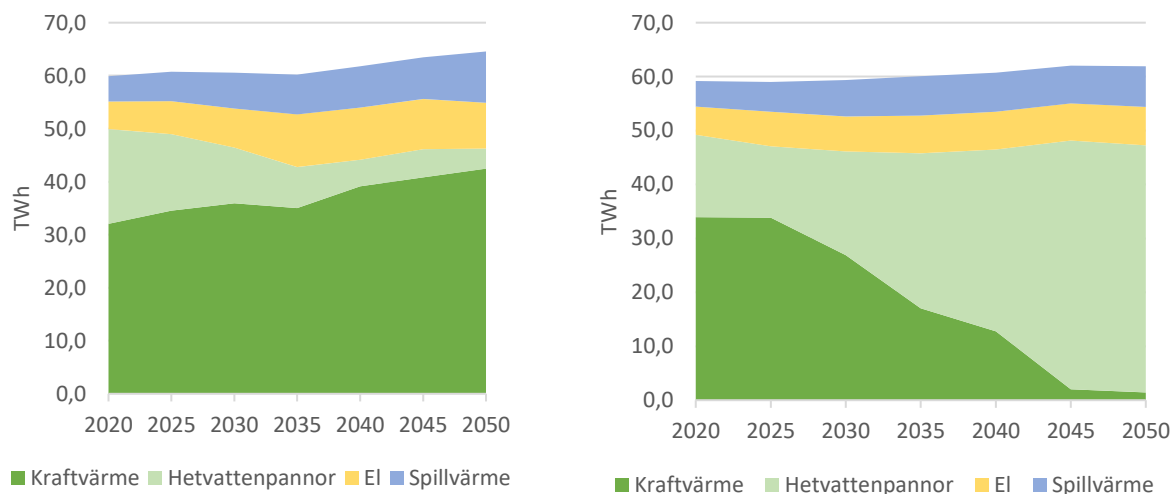
Sammantaget leder alltså en utfasning till att avfall ökar något men att elpannor minskar (och försvinner nästan helt). I modellen minskar även spillvärme från drivmedelsproduktion.

Figur 8 Fjärrvärmeproduktion per energislag i basfall (vänster) jämfört med utfasning av kraftvärme (höger).



Fördelningen på fjärrvärmeproduktionens olika relativa andelar fördelat på produktionssätt visas i Figur 9. I modellen möts en utfasning av kraftvärme med investeringar i hetvattenpannor.

Figur 9 Fjärrvärmeproduktionsmixens olika delar, basfall (vänster), utfasning av kraftvärme (höger)

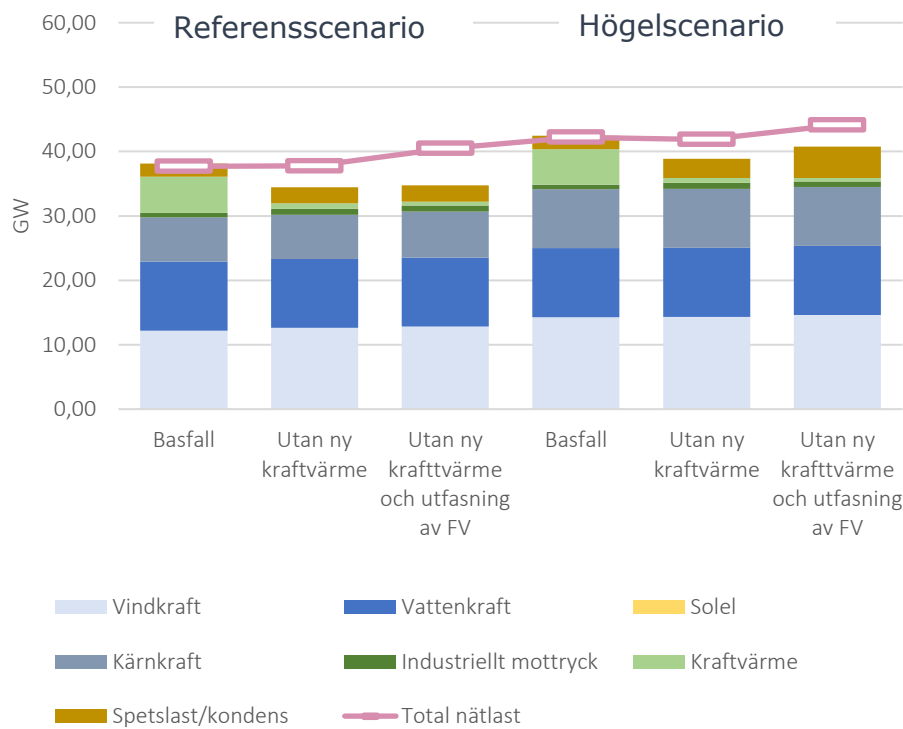


1.10 Påverkan på effektbalansen av en utfasning av fjärrvärme och kraftvärme

I Figur 10 redovisas den beräknade eleffektbalansen i Sverige för en ”modellerad effekttopp” under vintern år 2040. Detta är den genomsnittliga effekten under en timme som sammanfaller med ”eftermiddagstoppen” en kall vinterdag. Det maximala effektuttaget har beräknats ligga på ca 38 GW brutto i referensscenariot vilket ökar till

drygt 40 GW ifall fjärrvärmens fasas ut så att det endast finns 20 TWh fjärrvärme kvar 2040. Det ökade effektuttaget beror på att en del av den utfasade fjärrvärmens ersätts med värmepumpar varvid effektefterfrågan alltså ökar något. Samtidigt minskar den tillgängliga produktionseffekten i kraftvärme från drygt 5 GW²¹ till knappt 1 GW givet förutsättningen att nyinvesteringar i kraftvärme uteblir. Eleffektbalansen har därmed ”försämrats” med runt 6–7 GW som får ersättas med ökad import, ökad flexibilitet i elanvändningen eller med annan produktionskapacitet (vilket faller ut som ett litet extra bidrag från gasturbiner i modellen). För högelscenariot ser bilden likartad ut men där har bortfallet i kraftvärme i större utsträckning kompenseras med investeringar i gasturbiner i Sverige.

Figur 10 Eleffektbalansen under vinterdageftermiddagen olika beräkningsfall (modellår 2040).



1.11 Systemkostnader

I modellberäkningarna uppskattas även värdet av de systemkostnader som uppstår när fjärrvärmens och kraftvärmens fasas ut. Systemkostnaden utgör nuvärdet av samtliga i modellen beskrivna kostnader som uppstår under perioden 2005 till 2050. Det inkluderar kapitalkostnader, bränslekostnader, rörliga och drift- och underhållskostnader samt miljörelaterade kostnader för samtliga tekniker eller åtgärder som omfattas av modellbeskrivningen. Skillnaden i systemkostnad, ”merkostnaden”, för exempelvis beräkningsfallet utan nyinvesteringar i

²¹ Det här baserar sig på fallet med mindre lager. I det mer specificerade fallet med mer lager blir den framtida installerade kraftvärmeeffekten lägre.

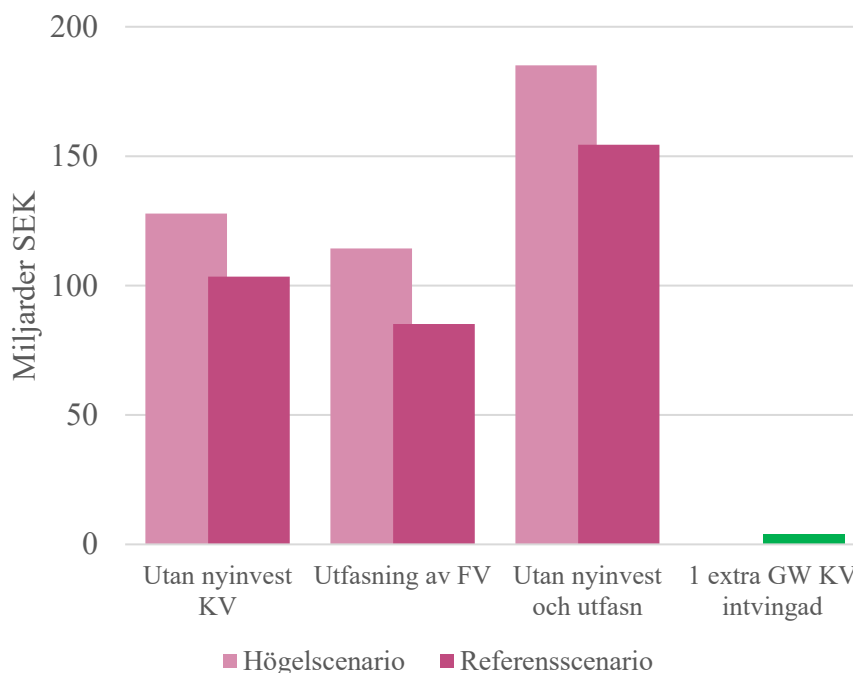
kraftvärme och referensfallet ger därmed systemvärdet av nyinvesteringar i kraftvärme eller, alternativt uttryckt, merkostnaden i systemet om vi inte tillåter nyinvesteringar i kraftvärme. I de flesta beräkningsfall som analyserats så handlar det om merkostnader på en bit över 100 miljarder räknat som ett nuvärde. Föga förvånande är merkostnaden som allra störst i det fall då både fjärr- och kraftvärme fasas ut samtidigt.

Det är värt att poängtera att merkostnaden är ett utslag för ett specifikt utfasningsantagande för fjärr- respektive kraftvärme. Att dessa förändringar ger upphov till merkostnader i samma storleksordning är alltså mer en tillfällighet. Hade modellen kunnat snabba på utfasningen av fjärrvärme i det beräkningsfallet så hade resultatet blivit en ännu högre merkostnad eftersom det är förknippat med en ännu större ansträngning och kostnader som dessutom ligger relativt nära i tiden. Det kan också konstateras att merkostnaderna är högre i högel-scenariot än i referensscenariot. Den högre efterfrågan förklarar detta och bidrar till att värdet av kraftvärme och fjärrvärme är ännu större än i referensscenariot.

Figur 11 visar effekterna av att först fasa ut enbart fjärrvärmerna, och sedan enbart kraftvärmerna samt ett fall där båda fasas ut samtidigt. En utfasning av fjärrvärmerna leder till en utfasning av kraftvärmerna på längre sikt per automatik men inte lika mycket som i fallet med "utan nyinvest i KV". Därför är också merkostnaden i enbart "Utfasn FV" lägre än merkostnaden vid det kombinerade fallet. Den återstående fjärrvärmeproduktionen sker med hetvatten och spillvärme samt en del el i det kombinerade fallet. I fallet med enbart en utfasning av fjärrvärmerna produceras en mindre andel även i kraftvärmerna. Noteras bör att 2050 finns fortfarande 13 TWh fjärrvärme kvar men bara 1,5 TWh kraftvärme.

Därutöver har systemkostnaden av att tvinga in 1 extra GW kraftvärme beräknats vilket landar på 4 mdkr (grön stapel). Det vill säga en liten kostnad i förhållande till uteblivna nyinvesteringar i kraftvärme som skulle kosta ca 30 mdr kr per GW i referensfallet. 1 GW extra kraftvärme innebär även att andelen kraftvärmeproducerad fjärrvärme ökar till 70 procent från runt 50 procent.

Figur 11 Merkostnad, det vill säga ökning i systemkostnad (diskonterat nuvärde), till följd av utfasningar i kraftvärmekapacitet respektive fjärrvärmenät för referens- och högelscenerierna.



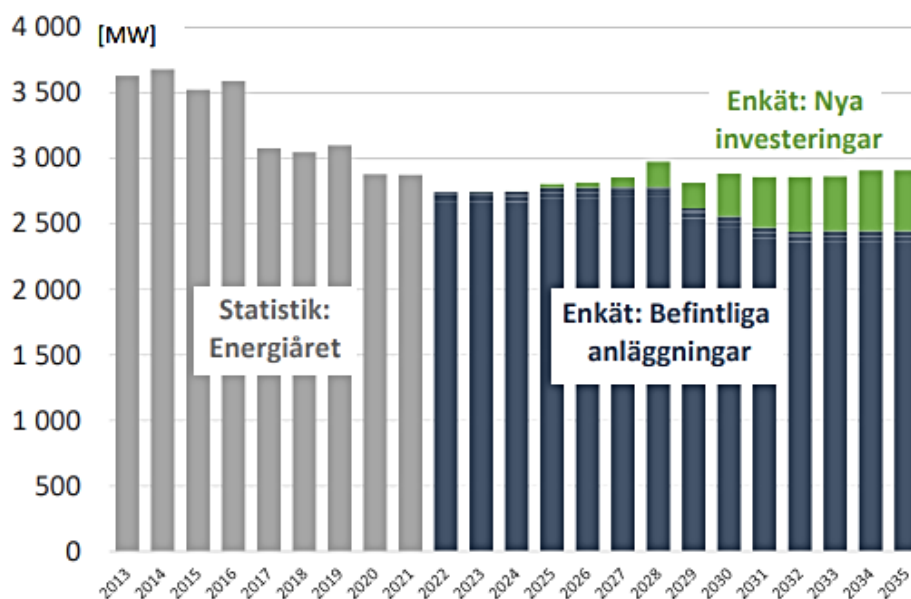
1.12 Nya utmaningar för marknadens aktörer

Enligt en enkät om framtidsplaner som skickats till alla kraftvärmeföretag och större fjärrvärmeföretag utan kraftvärme²² motsvarar deras planer inte ökningen av kraftvärmekapacitet mot 2030/2040 som byggs ut i modelleringarna (Figur 12).

En delförklaring till detta kan vara att i modellen minimeras kostnaderna för energisystemet i stort, vilket inkluderar kostnaderna både för energi och effekt, medan denna systemnytta inte till fullo kommer kraftvärmeföretagen till del när deras huvudsakliga intäkter relateras till energi. Det finns fler förklaringar såsom riskbedömningar bland aktörerna som inte speglas i modellanalysen.

²² Som en del i Energiforsk-projektet ”Fjärrvärmens bidrag till ett leveranssäkert elsystem”, men också som uppföljning till motsvarande enkät från Energiföretagen 2018, har Profu under hösten 2022 skickat ut en enkät till Sveriges alla kraftvärmeföretag samt till ett antal fjärrvärmeföretag som inte idag har kraftvärme, men där det skulle kunna vara möjligt i framtiden. Enkäten skickades till totalt 80 företag och svarsfrekvensen slutade på 95 procent om man inkluderar efterfrågade uppgifter som lämnats på annat sätt

Figur 12 Investeringsplaner i kraftvärme enligt enkätsvar till och med 2035.



Källa: Kraftvärmeenket 2022. Ett delresultat i Futureheatprojektet ”Fjärrvärmesektorns bidrag till ett leveranssäkert elsystem”, Profu

Förutsättningarna för elproduktionen i kraftvärmeverken kommer vara delvis annorlunda med mer variabla elpriserna i framtiden. Från att nästan alltid producera el samtidigt som värme i kraftvärmeverken kommer elprisernas variation innebära att det blir snabbare växlingar mellan att kraftvärmeverken under några timmar producerar el och därefter väljer bort elproduktionen och bara producerar värme. Detta kommer att kräva både ökad flexibilitet i produktionsanläggningarna och ökad användning av olika former av energilagring.

Vad gäller energilagringen framkom i enkäten att relativt många företag planerar för värmelager och/eller batterier. Eftersom ökad reglering i anläggningarna ofta medför ökade kostnader för underhåll kommer detta kräva fördjupade analyser av företagen om hur stor flexibilitet som är långsiktigt lönsam.

Dessa olika omständigheter bidrar till att skapa en marknad som delvis är utmanande att överblicka och ta beslut på. I den aktörsdialog som genomförts som en del av uppdraget har flera aktörer lyft upp att utvecklingen innebär ett ökat risktagande och att de efterfrågar någon form av garanterad intäkt i form av exempelvis en kapacitetsersättning.

1.13 Fjärrvärmens totala effektbidrag

Det här avsnittet kvantifierar nyttan av fjärrvärmens genom att uppskatta vad en total utfasning av fjärrvärmens skulle innebära för effektbehovet. Detta för att få en bild av fjärrvärmens totala ”effektbidrag”. Utgående från dagens ca 50 TWh fjärrvärmeleveranser och att dessa skulle ersättas

av värmepumpar med en SPF²³ på 3,5 så skulle det innebära $50/3,5 = 14$ TWh elproduktion för att ersätta 50 TWh fjärrvärme. En utnyttjandetid på 2 150 timmar²⁴ skulle betyda ett eleffektbehov på $14\ 000/2\ 150 = \text{ca } 6,5$ GW. Därutöver skulle kraftvärmens försvinna ifall fjärrvärmens fasades ut vilket skulle betyda en minskad installerad effekt på ca 3 GW. Sammantaget skulle alltså effektbalansen försämrats med nästan 10 GW. Detta kan jämföras med elanvändningen under topplasttimmen 2021/2022 som låg på 25,6 GW med en nettoimport på 1,6 GW²⁵.

En kraftigt ökad elanvändning framåt som en konsekvens av realiserandet av stora industriprojekt ställer höga krav på ett elsystem i balans vilket betyder att fjärr- och kraftvärmens möjligheter att bidra kommer vara viktig också i framtiden.

Fjärrvärmesektorn bidrar i dagsläget löpande till balanseringen av elsystemet där den svenska fjärrvärmeproduktionen kan reagera på elpriset och snabbt växla mellan en elanvändning på 1 500 MW (maximal drift av elpannor och värmepumpar, samt ingen elproduktion från kraftvärme) och en elproduktion på 2 900 MW (maximal kraftvärmedrift samt ingen drift av elpannor och värmepumpar). Hur dessa tekniker optimeras utifrån värmebehov men även förutsättningar för kondensdrift och kylning med mera spelar naturligtvis in för balanseringsmöjligheterna i det enskilda fallet. En ökad kapacitetsutbyggnad skulle också innebära en ökad balanseringsförmåga genom både elproduktion och elanvändning. Ytterligare balanseringskapacitet kan fås genom investeringar i värmelager som möjliggör att produktionen och användningen kan flyttas i tid.

1.14 Utbyggnad av fjärrvärme bidrar till miljönytta

I många kommuner har fjärrvärmeutbyggnad haft en stor betydelse för att minska utsläpp av luftföroreningar från hushållens uppvärmning. Den bättre reningstekniken i fjärrvärmeverk, jämfört med enskilda villapannor, ger generellt betydligt färre problem med höga halter av partiklar i tätorter.

Vid bedömning av fjärrvärmens nytta bör nyttan av minskad exponering av luftföroreningar från småskalig uppvärmning räknas med²⁶. IVL (Svenska Miljöinstitutet) har som exempel i en studie från 2022 räknat med drygt 700 dödsfall per år och ett antal andra negativa hälsoutfall som en konsekvens av småskalig vedeldning till en socioekonomisk kostnad av drygt 14 mdkr för år 2019.²⁷

²³ Seasonal Performance factor där 1 kWh el blir 3,5 kWh värme.

²⁴ Baserat på faktiska data – Källa Profu presentation Fjärrvärmedagarna

²⁵ [Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2022 \(svk.se\)](#)

²⁶ [En klimat- och luftvårdsstrategi för Sverige - Regeringen.se](#), SOU 2016:47

²⁷ [Quantification of population exposure to NO2, PM10 and PM2.5, and estimated health impacts 2019 \(ivl.se\)](#)

Sverige har byggt fjärrvärme sedan lång tid tillbaka. Hur stora socioekonomiska kostnader som sparats på utbyggnaden av fjärrvärme genom åren kan vara svårt att svara på, men det är substantiella kostnader. Inom utvärderingen av miljömålet *Frisk luft* har man börjat titta på hur detta kan uppskattas på ett vetenskapligt vis.²⁸

Enligt en rapport från EU:s miljöbyrå EEA dog över 250 000 personer inom EU i förtid år 2021 till en följd av luftföroreningar med små hälsovådliga partiklar (PM_{2,5}). Utsläpp av dessa partiklar orsakas bland annat av förbränning i kolkraftverk. EEA framhåller att luftföroreningar är det största miljöhotet för européernas hälsa.²⁹ I det fall Sverige kan exportera know-how om fjärrvärme och få resten av Europa att anamma fjärrvärme som koncept, finns ytterligare hälsovinster att göra utifrån minskad intransport av förbränningsrelaterade luftföroreningar. Fjärrvärme utgör idag cirka 12 procent av EU-ländernas uppvärmning men bedöms ha betydligt större potential. Fossila bränslen som kol, olja, naturgas står för över hälften av tillfört bränsle för fjärrvärme i EU som helhet, men i Sverige var motsvarande andel för dessa bränslen cirka fyra procent år 2021.^{30 31} I flera EU-länder finns en ambition att göra fjärrvärmerna fossilfri.³²

1.15 Sammanfattande slutsatser

Mer kraftvärme är lönsamt på systemnivå men antaganden om vätgaslager, batterier och kärnkraft påverkar utbyggnaden och fullasttimmarna. Enligt modellberäkningarna sker nyinvesteringar i kraftvärme från dagens 2,9 GW till 3,8 GW till 2050 baserat på antagandet om att det kommer finnas batteri och vätgaslager motsvarande 500 GWh, samt livstidsförlängning av kärnkraft. Ifall ”mindre” lager antas, ökar istället kraftvärmens till 5,3 GW. Antaganden om lager har alltså en stor påverkan på kraftvärmens investeringar. Emellertid fortsätter kraftvärmens installerade effekt att ligga på runt dagens nivå även om det blir en kraftig utbyggnad (100 ”hybridlager”) av lager vilket tyder på att kraftvärmens förmågor inte helt kan ersättas av lagerutbyggnad. Många aktörer uppger att de har planer på att investera i lager (batterier eller vätgas) vilket gör att ett scenario med 500 GWh lager är mer realistiskt än ett med ”mindre” lager.

Samtidigt som modellen väljer att nyinvestera i kraftvärme, eftersom det är en kostnadseffektiv teknik utifrån ett systemperspektiv, så kommer anläggningarna att köra allt färre fullasttimmar i framtiden. Även här spelar antaganden om lager en stor roll. Utan lager antas anläggningarna

²⁸ [Frisk luft \(naturvardsverket.se\)](https://naturvardsverket.se)

²⁹ [Air pollution levels still too high across Europe – remains top environmental health risk \(europa.eu\)](https://europa.eu)

³⁰ ["Fjärrvärmens kan stå för hälften av EU:s värmeförsörjning" \(energi.se\)](https://energi.se)

³¹ Energiindikatorer 2023

³² [Storsatsning på kommunal fjärrvärme i Tyskland – efter storbråk i regeringen - Nyheter \(Ekot\) | Sveriges Radio](https://sverigesradio.se)

gå från 4 000 till 2 500 fullasttimmar från 2020 till 2050 men med 500 GWh lager (samt livstidsförlängning av kärnkraften) går de från 3 500 till 3 000 fullasttimmar under åren 2025 till 2045/2050. Mer lager betyder färre anläggningar men att de som finns kör fler fullasttimmar. Lager ersätter alltså i viss mån kraftvärme i egenskap av planerbar kraft men kan inte ersätta den fullt ut.

Ökad planering utifrån effekt

Tidigare dimensionerades kraftvärmen efter värmebehovet och elproduktionen sågs mer som en bonus. Elproduktionen har emellertid blivit allt viktigare i takt med stigande elpriser och efterfrågan på stabiliserande förmågor. Dagens kraftvärme måste även i ökande utsträckning planeras utifrån effekt och inte bara elenergi eftersom dess utnyttjningstid minskar över tid. Ur detta perspektiv är också utvecklingen av lager central.

Möjligheten till flexibel körning av anläggningen kommer bli allt viktigare. Framtidens villkor ställer högre krav på kraftvärmen att köras mer flexibelt för att kunna reagera på höga elpriser. Detta innebär ett ökat slitage och en extra kostnad för drift och underhåll som aktörerna måste förhålla sig till.

Kraftvärmeaktörerna uppger inte samma investeringsbenägenhet som modellen finner lönsamt. Enkätstudier gällande aktörernas framtidsplaner visar på en mindre utbyggnad än den som fås i modellkörningarna vilka utgår från att minimera kostnaderna för hela energisystemet. Detta kan bero på att aktörerna inte fullt ut erhåller den nytta som kan relateras till utbyggnaden av effekt som modellen beaktar. En annan anledning kan vara riskaversion kopplat till svårigheten att överblicka marknaden och elpriserna framåt. Här är det viktigt att skapa långsiktiga förutsättningar för investeringar och att systemnyttor har en riktigt prissättning.

Modellresultat visar att uteblivna investeringar i fjärrvärme skulle leda till att bara 13 TWh fjärrvärme fanns kvar 2050 från dagen ca 55 TWh, vilket skulle leda till en ökning i systemkostnad på 85–114 mdr. Kostnaden är ett resultat av att andra uppvärmningstekniker och åtgärder måste fasas in och investeras i för att möta efterfrågan på nettovärme, vilket framför allt handlar om värmepumpar. Noteras bör att en utveckling mot mindre värmeefterfrågan som implementeringar av EU-direktiv och därmed krav på energieffektiviseringar i byggnader leder till ett minskat värmebehov och därmed till minskade merkostnaderna för att ersätta detta värmebehov. Även teknikutvecklingen framåt kan medföra minskade kostnader för uteblivna investeringar.

Modellresultat visar att uteblivna investeringar i kraftvärme skulle innebära en ökning i systemkostnader på mellan 104 och 128 mdr beroende på scenario. Utan nyinvesteringar i kraftvärmen skulle det i princip inte finnas några kraftvärmeanläggningar kvar 2050. Enligt modellen skulle samtidigt investeringar i hetvattenpannor som använder biobränsle och avfall ske för att täcka upp bortfallet av värme.

Fjärrvärmen och kraftvärmen gör stor nytta för elsystemet genom sitt effektbidrag. Ett sätt att fånga fjärrvärmens och kraftvärmens nytta till systemet är att uppskatta hur mycket eleffekt de bidrar med. Här har eleffektbalansen modellerats för en kall vinterdag år 2040 och ett effektbehov på 38 GW. Ifall inga nyinvesteringar skulle ske i fjärrvärme eller kraftvärme skulle effektbalansen försämrats med 6–7 GW effekt som då måste kompenseras med ökad import, ökad flexibel användning eller med annan produktionskapacitet. Även om det är omöjligt att veta hur situationen ser ut en timme 2040 så visar resultatet på vilken storleksordning det handlar om.

En annan uppskattning av fjärrvärmens effektbidrag kan göras genom att låta 50 TWh fjärrvärme (och därmed all kraftvärme) ersättas med värmepumpar. Det skulle leda till 10 GW mindre effekt då uppvärmning med fjärrvärme skulle behöva ersättas med 6,5 GW el och 3 GW kraftvärme skulle försvinna. Syftet med det är att visa på vikten av fjärr- och kraftvärmen genom att visa på värdet för elsystemet och att det kan bli kostsamt på systemnivå och utifrån ett ”effektperspektiv” ifall dessa tekniker inte får ersättning i förhållande till den nytta de tillför energisystemet.

Investeringar i 1 GW extra kraftvärme, jämfört med vad som är optimalt i modellresultaten, skulle innebära en extra kostnad på systemnivå på 4 mdr. 1 GW extra kraftvärme skulle även innebära att andelen kraftvärmeproducerad fjärrvärme ökade från dagens ca 50 procent till 70 procent. Utifrån ett samhällsekonomiskt perspektiv, och inte enkom ett energisystemperspektiv, skulle 1 GW extra kraftvärme mycket väl kunna ha nyttor som överstiger den kostnaden i form av exempelvis en ökad trygg energiförsörjning (se kapitel 11) liksom en ökad lokal och regional effekt vilket endast delvis kan anses vara prissatt (se kapitel 3).

2 Kraftvärmens lönsamhet och marknadsförutsättningar

I detta kapitel är syftet att belysa dels hur befintlig kapacitet inom kraftvärme har nyttjats de senaste åren och hur marknadsförutsättningar och lönsamhet ser ut för nyinvesteringar.

Investeringar genomförs alltid utifrån en förväntan om vilka vinster eller besparingar de kan komma att generera i framtiden. Förväntningar om de framtida förtjänstmöjligheterna är därmed avgörande för vilka investeringar som görs. För kraftvärmens blir investeringarna extra komplexa eftersom det är både el och värme som produceras och deras respektive marknadsförutsättningar i vissa avseenden är skilda och beroende av olika förhållanden. Värme är till exempel i första hand en lokal marknad, medan el omsätts på en i mycket högre grad internationell marknad.

Hur de framtida marknadsförutsättningarna bedöms för de båda produkterna el och värme bestämmer vilken kapacitet vi kommer att se inom detta kraftslag i framtiden – och hur fördelningen kommer se ut för värme respektive el. Det finns skäl att förvänta sig att fjärrvärme även framgent kommer att vara en attraktiv form av uppvärmning i Sverige, även om konkurrensen från andra uppvärmningsalternativ tilltar.³³ För kompletterande investeringar som möjliggör elproduktion i de anläggningar som annars enbart producerar värme är framtiden mer svårbedömd.

2.1 Hur nyttjas befintlig kapacitet i kraftvärme?

Baserat på produktionsstatistik från de senaste tio åren, går det att utläsa att befintlig elproduktionskapacitet inom kraftvärme nyttjas i varierande utsträckning från år till år, se Tabell 2. Detta är logiskt givet de många olika förutsättningar som gäller i olika delar av landet och hur de kan variera från ett år till ett annat. Hur mycket den installerade kapaciteten utnyttjas är en konsekvens av elpriserna, men också av tillgängligt värmeunderlag, bränslepriser och allmän tillgänglighet.

³³ Se delrapport 1 (ER 2013:14), kapitel 4 *Hur mycket fjärrvärme och kraftvärme blir det?* Samt kapitel 7 om konkurrenssituationen.

Tabell 2 Produktion av el (TWh/år) inom kraftvärme i Sverige uppdelat på elområden samt total.

År	SE1	SE2	SE3	SE4	SE
2013	0,2	0,7	5,2	2,0	8,1
2014	0,3	0,7	4,1	1,6	6,7
2015	0,2	0,7	4,2	1,9	7,0
2016	0,2	0,8	4,8	1,8	7,6
2017	0,3	0,8	5,5	1,4	7,9
2018	0,2	0,8	5,4	1,2	7,7
2019	0,2	1,2	5,7	1,1	8,3
2020	0,2	0,9	3,9	1,0	5,9
2021	0,2	1,1	5,4	1,3	8,0
2022	0,2	1,0	5,2	1,5	7,8
2023 (tre kvartal)	0,1	0,8	3,0	0,9	4,8

Källa: Svenska kraftnät

Givet en genomsnittlig installerad kapacitet av cirka 2 850 MW för elproduktion inom svensk kraftvärme, kan vi konstatera att antalet timmar som kapaciteten har nyttjats fullt ut (s k fullasttimmar) under den här tidsperioden har legat i spannet 2 000–3 000 timmar per år. Dessa siffror gäller för landet som helhet. Variationerna mellan de olika elområdena ser ut att vara betydande då utnyttjandet i SE2 har legat på 3 000–5 000 h/år medan siffrorna för de övriga elområdena oftast har legat betydligt lägre.

Beräkningen baseras på den totala installerade kraftvärmekapaciteten³⁴, i praktiken kan delar av denna vara mer eller mindre otillgänglig under perioder. Detta leder i sådant fall till en underskattning av antalet fullasttimmar.³⁵

2.2 Beräkning av produktionskostnader och lönsamhet

Att fastställa en exakt och allmänt tillämpbar genomsnittlig kostnad för att producera kraftvärme är inte möjligt. Varje anläggning är i någon mån unik och förutsättningarna och kostnaderna skiftar utifrån anläggningsstorlek, typ av panna, typ av bränsle och bränslepriser, geografisk placering, tidpunkt för byggnation och så vidare.

Det finns också en principiell skillnad i att beräkna så kallad långsiktig respektive kortsiktig marginalkostnad. Långsiktig marginalkostnad anger vilka priser och intäkter som skulle vara nödvändiga för att ge långsiktig

³⁴ Dock ej industriellt mottryck

³⁵ Detta kan också vara en delförklaring till diskrepansen mellan dessa beräkningar och de som visar på ett större antal fullasttimmar i kapitel 1.

lönsamhet och incitament till nyinvesteringar. En beräkning av kortsiktig marginalkostnad anger i stället vid vilken prisnivå som en befintlig anläggning (eller typ av anläggningar) kan ge driftöverskott. Det är alltså fullt möjligt att se betydande produktion från befintliga anläggningar samtidigt som få initiativ tas till nyinvesteringar i motsvarande teknologi i en marknad. Så länge en befintlig och tillgänglig anläggning får intäkter från produktion som överskrider den kortsiktiga marginalkostnaden är det kortsiktigt ekonomiskt motiverat att köra den.

2.2.1 Beräkningar av produktionskostnader vid nyinvestering (LCOE)

Energiforsk³⁶ har i en serie rapporter gjort en ansats att översiktligt beräkna produktionskostnaden för kraftvärme, även kallad LCOE (Levelized Cost of Energy), baserat på olika bränslen och anläggningsstorlekar. I den senaste upplagan anger Energiforsk att det under de senaste åren inte har genomförts tillräckligt många nybyggnationer för att beräkningsunderlaget ska kunna baseras på faktiskt uppförda anläggningar. Beräkningarna har därför utgått från underlag från erfarna uppgiftslämnare till studien.

Energiforsks beräkningar av LCOE ger att nyinvestering i kraftvärme med skogsflis som bränsle kräver priser på 51–59 öre/kWh för ett antal olika scenarier givet 5 500 fullasttimmar per år. För kraftvärme baserad på avfallsförbränning anges något lägre LCOE, 47–50 öre/kWh, men då med antal fullasttimmar på nivån 7 500 per år och väsentligt högre fasta kostnader. I samtliga scenarier används en real kalkylränta på sex procent. Vi förhåller oss i det följande i huvudsak till de anläggningsexempel som använts med skogsflis som bränsle.

De typanläggningar som använts har modellerats med ett antal olika indata och kostnadsscenarier. Tre resultat från dessa beräkningar presenteras. Dessa är den beräkning som gav lägst LCOE (kallad Låg), den beräkning som gav högst LCOE (kallad Hög) och dessutom ett resultat som låg i mitten av spektrat (Mellan). Det är inte i detalj redovisat vilka olika antaganden som givit spridningen i resultaten, t ex hur stor effekt olika bränslepriser har fått på slutresultaten. Detta gör att det inte är möjligt att med precision skilja ut vilka delar av beräkningsresultaten som beror av typanläggningens egenskaper respektive de olika scenariernas antaganden. Resultaten bör därför inte betraktas som exakta. Man bör också väga in att den allmänna kostnadsutvecklingen i samhället de senaste åren (huvudsakligen efter publiceringen av Energiforsks rapport) kan göra att flera antaganden om byggkostnader m.m. som ligger till grund för beräkningarna, kan behöva uppdateras.

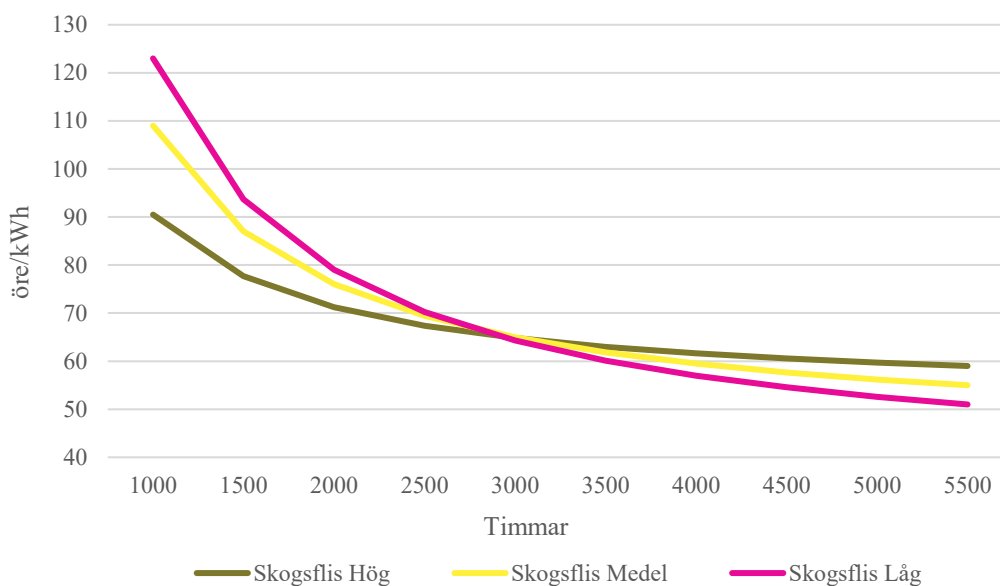
³⁶ [el-fra-n-nya-anla-ggningar-energiforskrappport-2021-714.pdf](#)

Den lägsta beräknade LCOE-nivån (51 EUR/MWh) har beräknats för scenariot ”Låg”, där den typanläggning som redovisas är den minsta typen av anläggning. Av resultaten för ”Medel” och ”Hög”, som avser större anläggningstyper kan man utläsa att de fasta kostnaderna utslagna per producerad MWh är generellt lägre, varför det är rimligt att anta att det skulle vara ekonomiskt gynnsamt att installera större elproduktionskapacitet där förutsättningar i till exempel form av värmeunderlag finns.

Det kan noteras att de anläggningsstorlekar som Energiforsk redovisar beräkningar för är relativt små (10, 25 respektive 40 MW). Detta kan tendera att ge bedömningar av kostnader, såväl långsiktiga som kortsiktiga, som ligger något högre än om större anläggningsprojekt hade använts, då det ofta finns betydande skalfördelar vid produktion av såväl värme som el.

Ett grundläggande antagande för de beräkningsresultat som presenteras är att anläggningarna har förväntats kunna köras 5 500 fullasttimmar per år. Från sammanställningen i föregående avsnitt kan det konstateras att den siffran redan idag och de senaste tio åren ligger över det antal timmar som befintliga anläggningar i Sverige i genomsnitt har kunnat köras. Med lägre antal fullasttimmar behöver en större intjäning ske per timme för att långsiktig lönsamhet ska uppnås, se Figur 13.

Figur 13 Genomsnittlig produktionskostnad vid olika antal fullasttimmar för ett biokraftvärmeverk som använder skogsflis som bränsle. Anläggningsstorlekarna är 10, 25 respektive 40 MW i scenarierna Låg, Medel och Hög.

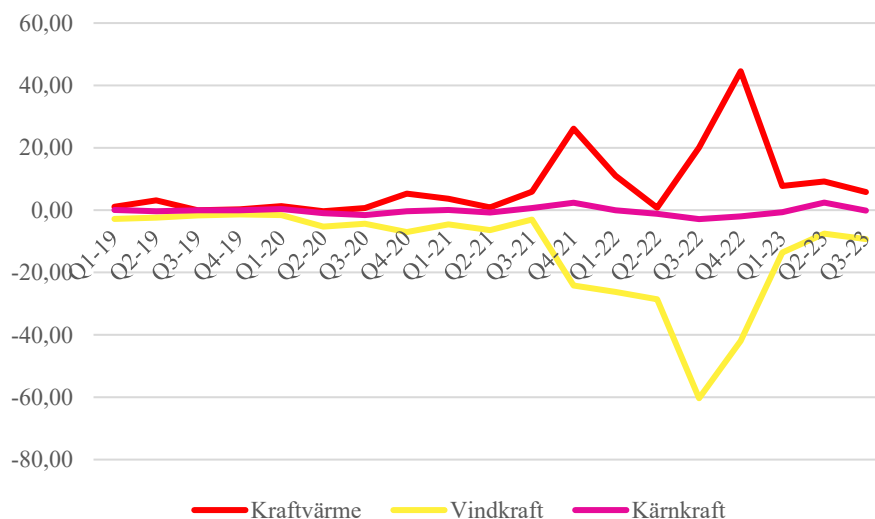


Not: Kurvorna är beräknade av Energimyndigheten baserat på Energiforsks produktionskostnadsberäkning i *El från nya anläggningar* (2021:714), scenario Låg, Medel respektive Hög för Kraftvärme baserad på skogsflis.

Kraftvärmen har genom sin planerbarhet möjligheter att generera högre intäkter än de genomsnittliga spotpriserna (Figur 14 och Figur 15). Detta anges ibland som att kraftvärmen har en högre ”capture rate” eller intjäningsförmåga³⁷. Planerbarheten gör att man i viss mån kan undvika att producera el under timmar då täckningsbidraget är negativt och att man kan öka elproduktionen och sälja så mycket som möjligt då priserna är högre än marginalkostnaden för att producera ytterligare en kWh el. I detta avseende har kraftvärmen en tydlig konkurrensfördel mot både vindkraft, som i regel har incitament att producera el så fort det blåser, och kärnkraft, som traditionellt är byggd för att köra så jämnt som möjligt.

³⁷ Även andra namn har använts för detta fenomen, exempelvis profilkostnad.

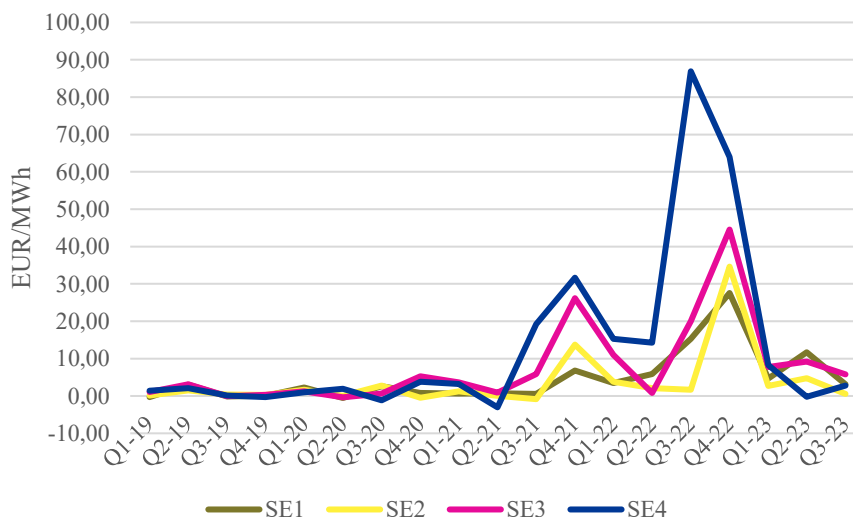
Figur 14 Genomsnittlig merintäkt för befintlig kraftvärme, vindkraft och kärnkraft (jämfört med genomsnittligt spotpris) per kvartal i elområde SE3, 2019–2023, uttryckt i EUR/MWh.



Not: Beräkningen baseras på ett antagande om att samtliga kraftslag får betalt timme för timme till aktuellt spotpris (dagen före-marknaden) för faktisk produktion. Andra avtalsformer eller ersättningar från övriga marknader eller olika typer av stödsystem är inte inkluderade eller särskilt beräknade.

Flexibiliteten inom kraftvärmesektorn är dock anläggningsberoende. Exempelvis är det idag många anläggningar som saknar kylförmåga, vilket medför att möjligheten att öka produktionen är betydligt sämre under varmare årstider även om priserna skulle vara höga³⁸.

Figur 15 Genomsnittlig merintäkt för befintlig kraftvärme (jämfört med genomsnittligt spotpris) per kvartal och respektive elområde, 2019–2023, uttryckt i EUR/MWh.



Not: Beräkningen baseras på ett antagande om att kraftvärme får betalt timme för timme till aktuellt spotpris för faktisk produktion. Andra avtalsformer eller ersättningar vid t ex

³⁸ Se delrapport 1 (ER 2023:14) för en sådan genomgång.

aktivering av mothandel eller behov av balanskraft vid avvikelser mot planerad produktion är inte inkluderade eller särskilt beräknade.

Man kan ur produktionsstatistiken också tydligt se under 2021 och 2022, då prisnivåerna varit förhöjda under stora delar av åren, att befintliga kraftvärmeanläggningar har kunnat reagera på prissignalen när det varit kallt och därmed öka sin produktion. Kraftvärmens tillskott till elförsörjningen i Sverige ökade med cirka 2 TWh från 2020 till 2021–2022 då elpriserna var kraftigt påverkade av rådande situation i Europa.

Den långsiktiga trenden ser dock ut att ge en prisutveckling där färre timmar per år erbjuder priser på nivåer över kraftvärmens rörliga kostnader. Detta leder med nödvändighet till att en större del av intäkterna kommer att behöva tjänas in på ett mindre antal timmar för att långsiktig lönsamhet ska upprätthållas.

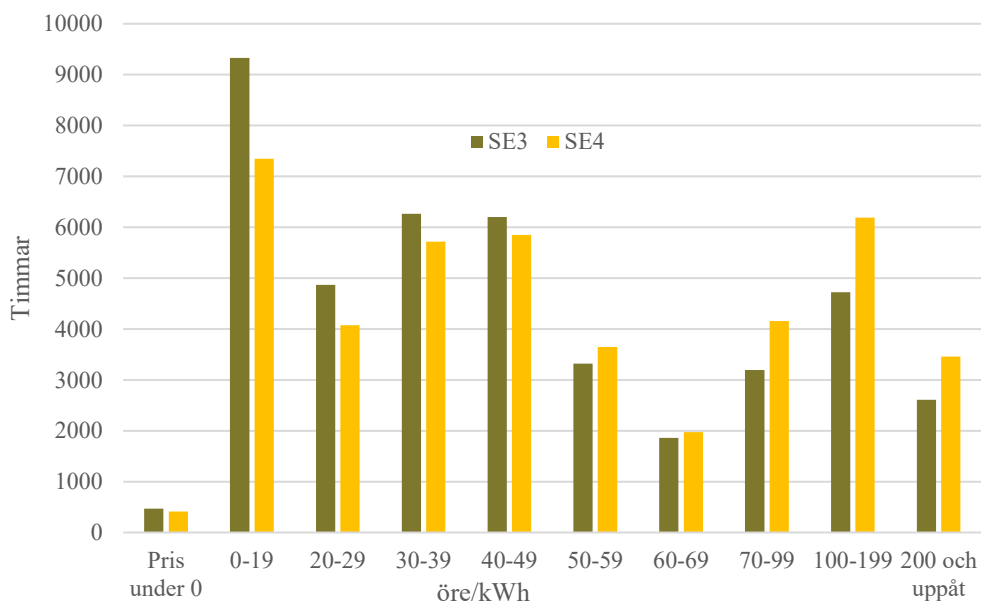
Figur 13 illustrerade hur den produktionskostnad (LCOE) som Energiforsk beräknat skulle påverkas om antalet drifttimmar för de redovisade anläggningstyperna i de olika scenarierna minskar. Det principiella sambandet mellan antalet fullasttimmar och nödvändigt genomsnittspris är generellt giltigt – även om de LCOE-nivåer som Energiforsk beräknat inte kan verifieras exakt.

Förutom färre timmar med tillräckligt höga elpriser kan även ett minskat värmeunderlag, som en konsekvens av konkurrens från spillvärme, energieffektiviseringar, lager och värmepumpar, medföra att kraftvärmeanläggningarna i framtiden kommer att kunna köra färre fullasttimmar. Såväl bedömningar från branschen³⁹ liksom modelleringar av energisystemet indikerar att detta är en sannolik utveckling, se kapitel 1. Utnyttjandet av befintlig kapacitet under åren 2013–2023, som vi redovisade tidigare i avsnitt 2.1, visar att det redan nu är många anläggningar som inte körs kontinuerligt på full effekt.

Figur 16 visar hur många timmar under perioden 2019–2023 som dagen före-priserna har uppnått olika nivåer. Ur figuren kan vi utläsa att priserna generellt sett har varit något högre i SE4 än i SE3 och att det i båda prisområdena har varit priser som överstigit 35 öre/kWh under lite mer än hälften av den studerade tiden. Just denna period har varit kraftigt präglad av den ansträngda energisituationen i hela Europa.

³⁹ Diskussioner med Energiföretagens styrmedelsgrupp.

Figur 16 Fördelning av de timvisa spotpriserna (dagen före-marknaden) i SE3 och SE4 under perioden januari 2019 – november 2023.



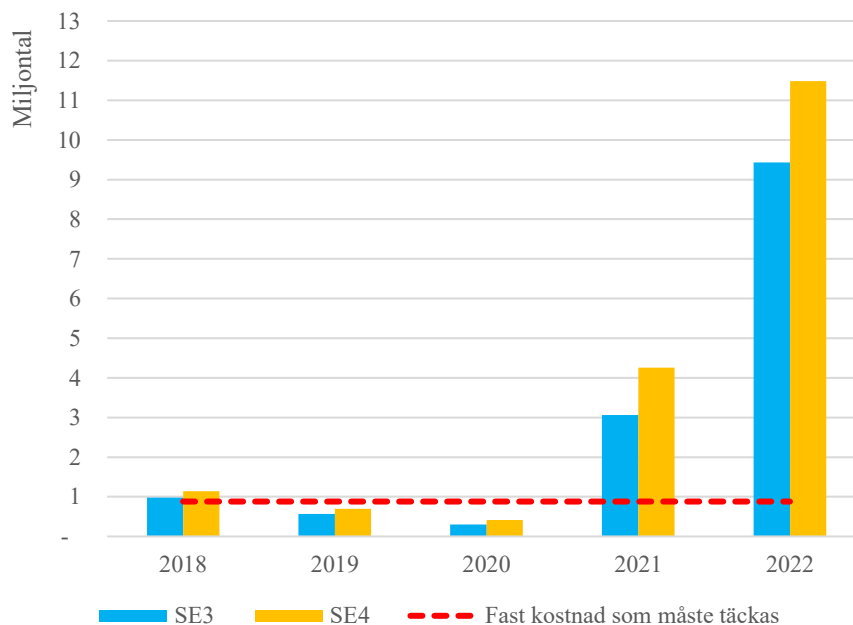
Källa: NordPool

Ytterligare ett sätt att belysa om deltagande i dagen före-marknaden har kunnat ge tillräcklig kostnadstäckning (både fasta och rörliga kostnader) för en nyinvestering i kraftvärme är att identifiera den totala fasta kostnaden per år, som man har behövt få täckning för. Om vi återigen utgår från Energiforsks beräknade LCOE för de olika typer av kraftvärmeverk (och scenarier) som studerats, finner vi att de fasta (icke-volyمبرoende) kostnaderna har angivits till 7–16 öre/kWh med 5 500 fullasttimmar, dvs cirka 400 000 - 880 000 SEK per installerad MW beroende på framför allt storlek av anläggning. Med tanke på de senaste årens kostnads- och ränteutveckling bedömer vi att den lägsta siffran i spannet sannolikt skulle vara svår att realisera idag. Den övre siffran (16 öre/kWh) kan på motsvarande sätt vara något hög för de större anläggningstyperna.

Följande beräkning visar vad man hade kunnat tjäna per år 2018–2022 för en installerad kapacitet om 1 MW om man hade haft möjlighet att köra varje gång priset översteg rörlig kostnad motsvarande 35 öre/kWh (51 öre/kWh minus 16 öre/kWh). Denna nivå motsvarar kostnadstäckning för alla volyمبرoende (rörliga) kostnadsposter i beräkningen och alla intäkter över dessa innebär att även de årliga fasta kostnaderna i någon mån täcks. Beräkningarna visar att förtjänsten har varit exceptionellt god 2021 och 2022, medan 2019–2020 inneburit otillräcklig intjäning. 2018 låg de teoretiskt tänkbara intäkterna precis i nivå med den beräknade LCOE (se Figur 17).

Dessa beräkningsresultat bör betraktas med försiktighet, eftersom tillfälliga pristopp kan inträffa även under varmare säsonger när kraftvärmeanläggningarna inte kan kyla bort värme i fjärrvärmenäten eller på annat sätt⁴⁰ och anläggningarna därmed inte är tillgängliga för produktion. Under sommaren utförs även revision och kraftvärmeanläggningar ställs av. Trots de extremt höga priserna under 2022 var det många anläggningar som inte producerade fullt eftersom situationen i Europa skapade högra priser och rädsla för en brist på biobränsle. Det är med andra ord inte garanterat att kraftvärmeanläggningar till fullo kan kapitalisera på samtliga tillfällen då elpriserna överstiger den rörliga produktionskostnaden.

Figur 17 Intäkter utgående från att kraftvärmebolagen kör varje timme med elpriser över 350 SEK/MWh, jämfört med täckning av fast kostnad.



Not: Intäkterna för att täcka de rörliga kostnaderna är redan inräknade genom att vi endast räknar på timmar med spotpris överstigande 35 öre/kWh. Staplarna illustrerar intäkter per år överstigande de rörliga kostnaderna.

2.2.2 Från baskraft till flexkraft?

Det finns olika typer av anläggningskategorier att välja mellan när investeringar ska göras och en anläggning ska byggas som är lämplig för att täcka en stads värmebehov och samtidigt söka den lägsta totala driftskostnaden för systemet. Den anläggning/panna som ligger som en bas för all produktion kallas baslastanläggning/baslastpanna.⁴¹ Denna kategori står för ett högt antal drifttimmar, är aktiva hela uppvärmningssäsongen och ofta även sommartid för att leverera värme för uppvärmning och täcka

⁴⁰ Exempelvis i kyltorn eller vattendrag.

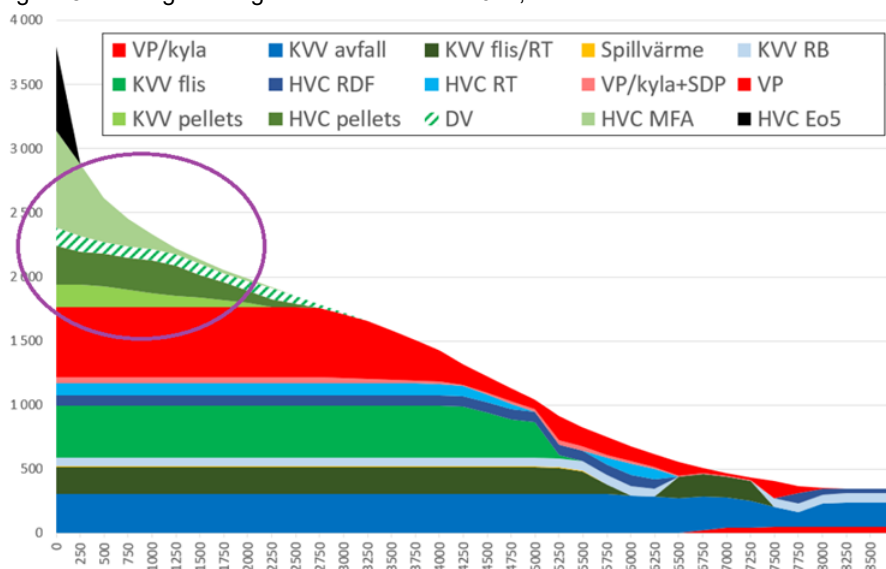
⁴¹ Fjärrvärme och fjärrkyla av Frederiksen S. och Werner S., 2014

varmvattenbehov. Typiska bränslen är avfall⁴², viss biomassa eller spillvärme från industrin. Baslasten har höga kapitalkostnader (investeringskostnader) men har även låga rörliga kostnader eftersom bränslet är billigt. Eftersom kapitalkostnaden för en baslastanläggning är hög måste den ha ett högt antal drifttimmar för att täcka investeringskostnaden. Ifall drifttimmarna minskar, som vi sett i kapitel 1 men även i det här kapitlet, minskar lönsamheten att investera i baslastpannor, allt annat lika.

En spetslastpanna däremot tas bara i bruk vid effekttoppar och behöver inte särskilt många timmar per år för att bli lönsam eftersom den har en låg investeringskostnad men höga rörliga kostnader som den får täckning för de få timmar den körs när elpriserna är höga. Förutom baslastpannor och spetslastpannor optimeras även investeringarna i större värmesystem utifrån behovet av mellanlastpannor som körs färre timmar (runt 2 000) än baslastpannorna men som har högre rörliga kostnader. Färre drifttimmar även för dessa pannor kan därmed betyda att även detta segment får svårare att täcka upp sina kapitalkostnader. Detta segment har lyfts av branschen som en särskild utmaning (se Figur 18).⁴³ Därutöver påverkar de olika segmenten varandra.

En utveckling som går mot färre fulllasttimmar innebär också nya sätt att driftoptimera de olika anläggningskategorierna mot mer el-effekt och mindre el-energi i åtanke dvs mer flex och mindre baskraft (eller åtminstone vad man traditionellt menat med baskraft som körs kontinuerligt). Detta innebär större krav på start och stopp och större krav på låga kapitalkostnader.

Figur 18 Varaktighetsdiagram Storstockholm 2021, MW.



Källa: Stockholm Exergi

⁴² En avfallskraftvärmeanläggning har stora kapitalkostnader på grund av de stora kraven på avfallshantering och rening etc.

⁴³ Inspel från Stockholm Exergi

2.3 Osäkerhet kring elprisernas framtida utveckling i Sverige och Europa

Stora förändringar pågår i hela det europeiska marknadsområdet och Norden och Sverige är inga undantag. Gemensamma europeiska regelverk och ökad harmonisering av marknaden gör att utbytet mellan medlemsstater kan förväntas öka ytterligare och därigenom även ömsesidig påverkan och dynamik.

2.3.1 Omställning och elektrifiering

Den första fasen, som har pågått ett antal år, har i hög utsträckning handlat om övergången från fossileldad kraftproduktion till en växande andel förnybara, väderberoende kraftslag, som vindkraft och solkraft⁴⁴. En andra fas är den nu förestående elektrifieringen av samhället, som kommer att prägla de kommande decennierna. Många scenarier pekar på en kraftigt ökad elanvändning och därmed även utbyggnad av såväl infrastruktur som produktionskapacitet. Hur elektrifieringen genomförs och hur aktörer på utbuds- respektive efterfrågesidan väljer att agera längs vägen kommer att leda till flera olika skiften och trender vars karaktär kan komma att variera från period till period.

En förväntad effekt av ökad andel väderberoende elproduktion är större fluktuationer i elpriset. Detta har vi redan sett exempel på med ett större genomslag av timmar med mycket låga och även negativa elpriser. Dessa uppträder oftast när väderberoende kraftslag som sol och vind, tillsammans har genererat stora volymer el samtidigt som efterfrågan varit relativt låg, till exempel under helger och ledigheter. Timmar eller perioder med mindre väderberoende elproduktion leder istället till högre priser, vilket möjliggör att andra typer av anläggningar blir lönsamma att ta i bruk.

Hittills är det primärt de ökade bidragen från förnybara väderberoende kraftslag, med sina låga marginalkostnader, som drivit på utvecklingen mot fler timmar med låga priser. Den framtida bilden kommer även påverkas av hur efterfrågan utvecklas, samt användning av lager och flexibilitet. Det är inte endast intressant hur mycket energi per år som kommer att efterfrågas utan även hur dess fördelning över tid kommer att se ut. Detta avgör, tillsammans med produktionssidans sammansättning, hur volatila priserna kommer att vara och om de tillräckligt ofta kommer att nå tillräckligt högt för att generera långsiktig lönsamhet för olika typer av kraftslag, till exempel kraftvärme.

Utöver den allmänna prisutvecklingen på el, pågår också en utveckling kring hur olika egenskaper hos olika produktionsteknologier kan tas tillvara för stödtjänster av olika slag (se kapitel 3). Där kan det komma att finnas ytterligare potential till förtjänster för till exempel kraftvärmen,

⁴⁴ För kraftvärmens utmaningar med kylning se delrapport 1 (ER 2023:14).

men den exakta utformningen av dessa marknader samt storleken på eventuella framtida betalningar är så här långt svårbedömda.

2.3.2 Ökad marknadsintegration

I många avseenden kan man se att samma omvandling och utveckling som inletts i Sverige också sker i de andra nordiska länderna samt i stora delar av resten av Europa.

Som exempel kan nämnas att Statnett⁴⁵ i sin långtidsprognos (LMA)⁴⁶ från 2022 indikerar ett basscenario där den totala nordiska användningen av el skulle uppgå till cirka 850 TWh år 2050. Under 2022 användes närmare 376 TWh⁴⁷ el i de nordiska länderna totalt.

I **Norge** ser elanvändningen ut att ta fart de kommande 3–5 åren. Därefter strävar man efter att få på plats en produktionsvolym som är betydligt mer omfattande än idag, bland annat för att möjliggöra en elektrifiering av delar av sin energiintensiva industri. Den primära tillväxten ser man inom landbaserad vindkraft på kort sikt. Längre fram, för 2030-talet och framåt, tar ambitiösa planer för havsbaserad vindkraftexpansion nu form – även om skarpa beslut alltjämt saknas i stor utsträckning.

För **Finland** har en historisk omsvängning från kraftunderskott till överskott redan ägt rum, med drifttagandet av kärnkraftverket Olkiluoto 3 under 2022. Även Finland har en ambitiös tillväxtstrategi för sin elförsörjning, men också för elektrifieringen på användarsidan. Den övervägande delen av den förväntade produktionsökningen i Finland fram till 2040 kommer att komma från vindkraft.

Danmark har i utgångsläget den lägsta elanvändningen av de nordiska länderna, men har som ambition att de kommande decennierna både elektrifiera mer av transporter och att samtidigt bygga ut sin kapacitet för produktion av förnybar energi. Underlag från Energinet/Energistyrelsen som Statnett refererar anger att elanvändningen i Danmark mer än tredubblas till cirka 150 TWh/år till 2050.

Utvecklingen i resten av Europa kommer också att påverka priser och aktörer i Sverige. Detta gäller såväl genomförande av reglering som investeringar och ändrade handelsmönster. Av stor betydelse specifikt för **norra Europa** är hur den tyska marknaden kommer att utvecklas. Detta gäller inte endast hur utbud och efterfrågan kommer att skifta över tid. Det kan också komma att ske genom konsekvenserna av den pågående processen kring ny budområdesindelning⁴⁸ i Europa, och vilka förändringar denna eventuellt leder till för Tyskland och övriga norra

⁴⁵ [About Statnett | Statnett](#)

⁴⁶ [Langsiktig marknadsanalys | Statnett](#)

⁴⁷ Enligt nordpoolgroup.com

⁴⁸ [Elområdesöversyn | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

Europa. I kombination med betydande anslutningar av havsbaserad vindkraft i Nordsjön runt Nederländerna, Tyskland och Danmark, kan detta göra priserna mer volatila i södra Sverige.

2.4 Slutsatser

Baserat på historisk produktionsstatistik för svensk kraftvärme de senaste tio åren, kan vi konstatera att den befintliga kapaciteten för elproduktion nyttjas regelbundet, men i många fall långt ifrån kontinuerligt eller till full kapacitet. För den totala installerade kapaciteten har det genomsnittliga antalet fullasttimmar per år pendlat i spannet 2 000–3 000 h/år mellan 2013 och 2022. Det genomsnittliga utnyttjandet varierar mellan de fyra svenska elområdena och även från anläggning till anläggning. Det finns med andra ord anläggningar som används relativt mycket medan andra körs mer oregelbundet.

Den framtida elprisutvecklingen ser ut att gå mot en högre grad av volatilitet, där priserna svänger mellan mycket låga (i perioder t.o.m. negativa) och väsentligt högre. Detta skulle kunna leda till att antalet drifttimmar för kraftvärmen fortsätter att minska vilket också modellkörningarna i kapitel 1 visar på.

Möjligheten till reglering av produktionen är en tillgång hos kraftvärmen. Denna kan bidra till att säkerställa en genomsnittligt högre intäkt per timme än om anläggningarna körs mer oplanerat. Trots detta ser investeringsklimatet utmanande ut för nya anläggningar om man endast beaktar intjäningsmöjligheter från de etablerade energimarknaderna. Tillskott från kompletterande marknader för till exempel stödtjänster skulle vara värdefulla för att göra kraftvärmeanläggningar långsiktigt mer lönsamma och för att minska risken i dessa kapital tunga investeringar.

3 Kvantifiering och värdering av kraftvärmens nyttor – en dold hjälte?

Detta kapitel utgör andra och sista delen på den delen av uppdraget som handlar om hur kraftvärmens nyttor ska kvantifieras och därefter analyseras i förhållande till dagens elmarknad. Den första redogörelsen finns att läsa i delrapport 1⁴⁹ kapitel 9.

Enligt uppdragsbeskrivningen ska förslag presenteras på hur lokala och regionala systemnyttor kan ges en mer korrekt värdering på elmarknaden. Analysen bör också inkludera hur utvecklingen av nya stödtjänstmarknader påverkar kraftvärmens lönsamhet och andra möjliga sätt att värdera lokala systemnyttor på marknaden.

Den här avslutande delleveransen omfattar även en beskrivning av hur nättariffen och nätnyttoersättningens konstruktion påverkar kraftvärmens lönsamhet.

Större delen av kapitlet kommer från en konsultstudie som Sweco gjort på uppdrag av Energimyndigheten⁵⁰. Den kompletta studien kan laddas ner som bilaga till rapporten.

3.1 Sammanställning av kraftvärmens förmågor

Tabell 3 visar en sammanställning av de förmågor som kraftvärmens bidrar med eller teoretiskt skulle kunna bidra med till kraftsystemet. Indelningen i olika förmågor baseras på intervjuer med kraftvärmebolagen, befintliga stödtjänstmarknader och avhjälpande åtgärder samt Svenska kraftnäts beskrivning av sitt pågående arbete med stödtjänster⁵¹. Flera av förmågorna har beroenden till varandra, och vissa förmågor är en förutsättning för att kunna bidra med en annan förmåga (exempelvis behövs spänningsreglering för att kunna bidra med dödnätsstart).

Tabell 3 Identifierade förmågor som kraftvärmens bidrar med eller potentiellt skulle kunna bidra med till kraftsystemet.

Nr.	Förmåga	Beskrivning	Kraftvärmens potentiella förmåga	Kraftvärmens bidrag idag
1.	Tillförlitlig elproduktion	Med tillförlitlig elproduktion avses i denna rapport att elproduktionen är tillgänglig under tillfällen då behovet av elproduktionen är som störst. Tillförlitlig elproduktion minskar	Stor	Stor, särskilt i södra Sverige

⁴⁹ ER 2023:14

⁵⁰ *Värdering och kvantifiering av kraftvärmens stödtjänster och systemnyttor* Delleverans 2, Sweco, 2023-07-03,

⁵¹ Svenska kraftnät, *Stödtjänster och avhjälpande åtgärder i ett energisystem under förändring*, 2022

		risken för ansträngda situationer i elsystemet, och därmed även behovet av reserver.		
2.	Reserver – resurs-tillräcklighet	I kraftsystemet måste det hela tiden råda balans mellan produktion och användning. Om de tillgängliga resurserna på elmarknaden inte räcker till kan det finnas behov för reserver. Svenska kraftnät har under vinterperioden effektreserven till sitt förfogande för att stärka resurstillräckligheten.	Framför allt relevant för äldre anläggningar i malpåse	Deltar inte i effektreserven idag
3.	Reserver – frekvens-reglering	Förmåga att styra produktionen efter frekvensen i elnätet, det vill säga löpande göra justeringar för att balansera elproduktionen mot förbrukningen.	Begränsas av tekniska krav, värmeunderlag och ekonomiska förutsättningar	Måttlig för mFRR i södra Sverige, i övrigt begränsad eller obefintlig
4.	Reserver – mothandel och omdirigering	Vid överbelastning av transmissionsnätet genomförs så kallad mothandel eller omdirigering. Det som görs i praktiken för att avlasta elnätet exempelvis vid en överlast på en ledning mellan två elområden (så kallad mothandel) är att genomföra en produktionsökning söder om den överbelastade ledningen och motsvarande produktionsminskning norr om den överbelastade ledningen, förutsatt att flödet av el går från norr till söder.	Begränsas av att anläggningar redan producerar el till spot-marknaden	Kraftvärmens utgör en stor andel av resurserna i södra Sverige. Mothandel och omdirigering används dock idag i en begränsad utsträckning.
5.	Reserver – lokal flexibilitet	Överbelastning i elnätet kan ta sig uttryck i form av lokala kapacitetsproblem, eller flaskhalsar, inom lokal- och regionnät eller gentemot överliggande nät. I Sverige tar detta huvudsakligen uttryck i att nya elanslutningar förhindras eller försenas. Flexibel produktion kan ge utrymme för ökade marginaler för nätbolagen, och minska behovet av abonnemang mot överliggande nät.	Begränsas av att anläggningar redan producerar el till spot-marknaden	Begränsas av låg lönsamhet med få avrop och låga priser på de befintliga flexibilitets-marknaderna
6.	Lokal elproduktion	Lokal elproduktion medför minskade kostnader för nätbolagen, dels genom minskade överföringsförluster (förutsatt att produktionen sker nära förbrukningen), dels genom ett minskat förstärkningsbehov av elnätet för överföring. Lokal elproduktion kan även minska lokalnätets (och därmed nätkundernas) kostnader mot överliggande nät ifall de kan sänka abonnemanget på effekt. Genom ett minskat uttag från överliggande nät kan lokal elproduktion även ha ett stort värde för att minska risken för lokal kapacitetsbrist.	Stor	Stor
7.	Reaktiv effekt-kompensering	Förmågan hos en anläggning att kunna reglera den reaktiva effektinmatningen eller uttaget i anslutningspunkten inom ett visst intervall för att effektivt nyttja nätet och inte bidra till exempelvis förhöjda spänningar och ökade förluster i nätet.	Potentiellt stor lokalt	Behovet tillgodoses främst på annat sätt

8.	Spänningsreglering	Förmågan hos en anläggning att manuellt eller automatiskt reglera spänningen för att kunna upprätthålla stabila spänningsnivåer inom normala driftsgränser. Alternativt förmågan att kunna stötta systemet till att återgå till ett stabilt läge efter en oförutsedd (eller förutsedd) händelse.	Potentiellt stor lokalt.	Behovet tillgodoses främst på annat sätt
9.	Rotationsenergi	Nyttan för kraftsystemet är den tröghet som blir följd av att rotationsenergi finns lagrad hos infasade aggregat. En större tröghet innebär att nätfrekvensen förändras långsammare vid en obalans mellan produktion och förbrukning än vad som annars skulle vara fallet. Fler, och större aggregat, som är infasade ger högre rotationsenergi och större tröghet och stabilitet.	Stor	Stor i förhållande till installerad kapacitet
10.	Felströmsbidrag	Förmåga för ett aggregat att vid fel i nätet (till exempel en kortslutning) mata ström till felstället, så att felet kan detekteras. Ett högre felströmsbidrag innebär också att aggregatet bidrar mer till nätstyrkan, det vill säga gör nätet mer trögt/motståndskraftigt mot kortvariga och djupa spänningssänkningar.	Potentiellt stor lokalt	Inneboende egenskap för synkront ansluten produktion, bidrar vid eventuellt fel.
11.	Ödriftsförmåga	Ödrift innebär att ett elnät drivs geografiskt avgränsat, utan koppling till det omkringliggande elnätet. För att kunna starta upp en ödrift krävs att åtminstone en produktionsanläggning inom ödriftområdet har dödnätsstartsförmåga. Produktion och förbrukning måste balanseras inom ödriftområdet. Ödrift kan uppstå genom att omkringliggande nät kopplas bort, avsiktligt eller oavsiktligt, eller så kan det uppstå som en del i en återuppbyggnad av elnätet efter ett större avbrott. Ödrift är en aggregerad förmåga som kräver förmågorna rotationsenergi, frekvensreglering, spänningsreglering, dödnätsstart och husturbindrift.	Teoretiskt potentiellt stor lokalt	Stort bidrag redan idag.
12.	Dödnätsstartsförmåga	Förmåga att starta upp en station utan tillgång till spänningsatt yttre nät. Nyttan är beredskapen att kunna använda förmågan vid behov. Vid ett spänningsbortfall kommer dödnätsstart att möjliggöra uppstart av ett avgränsat nät. Förmåga till dödnätsstart är en elberedskapsförmåga. Det är också en aggregerad förmåga som kräver åtminstone möjlighet till frekvensreglering och spänningsreglering.	Teoretiskt potentiellt stor lokalt.	Teoretiskt potentiellt stor lokalt.

3.2 Prissättning av kraftvärmens förmågor idag och i morgon

Det här avsnittet går igenom hur kraftvärmens förmågor prissätts på dagens elmarknad och vilka ytterligare ersättningar som är på väg in. De olika förmågorna prissätts på dagens elmarknader i olika utsträckning och med olika marknads- och ersättningsmodeller. Tabell 4 ger en översikt av vilka systemnyttor som är prissatta, delvis prissatta respektive icke-prissatta idag.

Tabell 4 Kraftvärmens prissatta och icke prissatta förmågor

Prissatta idag	Reserver – resurstillräcklighet Reserver – frekvensreglering Reserver – mothandel/omdirigering
Delvis prissatta idag	Tillförlitlig elproduktion Reserver – lokal flexibilitet Lokal elproduktion
Icke-prissatta idag	Rotationsenergi* Reaktiv effektkompensering* Spänningsreglering* Felströmsbidrag* Ödriftsförmåga** Dödnätsstartsförmåga**

* Prissättning är under utredning av Svenska kraftnät

** De här förmågorna kan emellertid sägas vara indirekt prissatta via SvKs bidrag till de här förmågorna.

Dagens elmarknad är uppbyggd utifrån *energy-only*-modellen, som innebär att elproducenterna får betalt för den el de producerar och inte för att tillhandahålla en viss kapacitet. Merparten av elproducenternas intäkter kommer från dagen-före-marknaden (spotmarknaden), som styr den grundläggande balanseringen genom högre elpriser när behovet av elproduktion är stort.

Tillförlitlig elproduktion ersätts delvis genom prissättningen på spotmarknaden, genom att aktörerna i större utsträckning kan producera el under perioder med höga elpriser. Figur 14 och Figur 15 i kapitel 2 visar också att kraftvärmens generellt har en god förmåga att vara flexibel och agera på höga priser som uppstår som en konsekvens av just knapphet. Däremot ges ingen ytterligare ersättning för det värde lokal tillförlitlig elproduktion tillför elsystemet. I vilken utsträckning detta skulle behövas är också svårt att bedöma.

Utöver spotmarknaden (och intradagsmarknaden) får aktörer som bidrar med *frekvensreglering* intäkter från balansmarknaderna. Däremot ges idag ingen ersättning för *rotationsenergi*, *reaktiv effekt* och *spänning* eller *felströmsinmatning*. Idag ges heller ingen ersättning för *beredskapsförmåga*, däremot ersätter elberedskapsmyndigheten (del av Svenska kraftnät) kostnader för beredskapsåtgärder. Ersättning för *lokal elproduktion* sker delvis genom *nätnyttorsersättningen*, som innebär att elproducenter får en ersättning för de minskade kostnader elproduktionen medför nätbolaget.

Nätnyttöersättningen speglar dock endast värdet på ett generellt plan, och tar till exempel inte hänsyn till påverkan på investeringar i det egna nätet eller delar av förstärkningsbehovet som finansieras med anslutningsavgifter.

För flera av de icke-prissatta eller delvis prissatta systemnyttorna finns det planer på att införa marknader eller ersättningsmodeller. Svenska kraftnät arbetar för närvarande med att utforma ersättningsmodeller för *rotationsenergi, reaktiv effektkompensering, spänningsreglering och felströmsbidrag*⁵². Svenska kraftnät har även nyligen föreslagit införandet av en marknadsomfattande kapacitetsmekanism med tillgänglighetsoptioner⁵³, som skulle kunna innebära en mer direkt ersättning för tillförlitlig elproduktion, se nedan.

3.2.1 Svenska kraftnäts förslag om utformning av kapacitetsmekanismer

Svenska kraftnät fick i december 2022 i uppdrag från regeringen att föreslå utformning av kapacitetsmekanismer med förutsättning att ersätta effektreserven och säkerställa effekttillräcklighet efter den 16 mars 2025⁵⁴. Resultatet av uppdraget presenterades av Svenska kraftnät i mars 2023⁵⁵. I denna föreslår Svenska kraftnät införandet av en marknadsomfattande kapacitetsmekanism med tillgänglighetsoptioner, som ersättning för nuvarande effektreserv. En fortsättning av en strategisk reserv liknande den nuvarande effektreserven föreslås som en övergångslösning eftersom införandet av en marknadsomfattande kapacitetsmekanism tar lång tid. En marknadsomfattande kapacitetsmekanism kommer inte styra mot ett antal specifika anläggningar utan kommer att vara öppen för alla att delta på och få ersättning, vilket skulle kunna innebära en mer direkt ersättning för *tillförlitlig elproduktion*.

Att införa den typ av kapacitetsmekanism som Svenska kraftnät föreslår kräver ett godkännande från EU-kommissionen, och skulle innebära en omfattande och lång process. Svenska kraftnäts uppskattning är att det tar 5–8 år att införa en kapacitetsmekanism från det att beslut tas om införande. En kapacitetsmekanism ska enligt regelverket vara en tillfällig åtgärd, men är i många nu aktuella fall på plats under 5–15 år.

3.3 Lokal elproduktion och flexibilitet

I den kartläggning som Sweco genomfört för detta uppdrag framgår det att den största potentialen för en ökad ersättning för kraftvärmens nyttor står att finna i de förmågor/egenskaper som den lokala elproduktionen medför och som endast är delvis prissatta.

⁵² Svenska kraftnät, *Stödtjänster och avhjälpan åtgärder i ett energisystem under förändring*, 2022

⁵³ Svenska kraftnät, *Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden*, 2023

⁵⁴ Regeringen, *Uppdrag att stärka försörjningstryggheten i energisektorn 2022/02319*, 2022

⁵⁵ Svenska kraftnät, *Ei R:2023:06 Främjande av ett mer flexibelt elsystem*, 2023

Lokal elproduktion medför minskade kostnader för nätbolagen, dels genom minskade överföringsförluster (förutsatt att produktionen sker nära användaren), dels genom ett minskat förstärkningsbehov av elnätet för överföring, både i det egna och överliggande nät. Genom ett minskat uttag från överliggande nät kan lokal elproduktion även ha ett stort värde för att minska risken för lokal kapacitetsbrist, eller möjliggöra nya anslutningar vid tillfällen när möjligheterna för ett ökat uttag från överliggande nät är begränsat. Här kan alltså den samhällsekonomiska nyttan överstiga nätbolagets företagsekonomiska nytta.

Liksom för den grundläggande balanseringen och mothandel/omdirigering kan lokala kapacitetsproblem även avhjälpas med reserver i systemet som kan öka sin produktion eller minska användningen vid behov, så kallade **lokala flexibilitetsresurser**. Lokal flexibilitet ger utrymme för ökade marginaler för nätbolagen, och minskar behovet av nätutbyggnad eller abonnemang mot överliggande nät.

Under de senaste åren har det varit flera uppmärksammade fall med lokala kapacitetsbegränsningar i Sverige, där nya anslutningar till elnätet inte kunnat genomföras på grund av att region- och lokalnätbolagen inte haft möjlighet att utöka sina abonnemang mot överliggande nät. En åtgärd för att förbättra situationen har varit införandet av lokala flexibilitetsmarknader på flera håll i Sverige. I dagsläget pågår två projekt för lokala flexibilitetsmarknader i Sverige, CoordiNet och Effekthandel Väst. CoordiNet har varit i drift under tre vintrar sedan 2019. Sthlmflex är ett tredje projekt som pågått sedan 2020 och nu precis avslutats. Effekthandel Väst är den senast startade lokala flexibilitetsmarknaden och lanserades i december 2022.⁵⁶

Kraftvärmens har överlag goda möjligheter att bidra med lokal flexibilitet, men deltagandet begränsas idag av låg lönsamhet med låga priser och få avrop på flexibilitetsmarknaderna. Liksom för deltagande för mothandel/omdirigering (och uppreglering på stödtjänstmarknaderna) begränsas deltagandet från kraftvärme till kapacitet som inte samtidigt deltar på spotmarknaden.

Lokala flexibilitetsmarknader och kraftvärmens möjligheter att delta på dessa beskrivs mer ingående i delrapport 1⁵⁷ av detta uppdrag.

3.3.1 Kraftvärmens bidrag/förmåga att bidra

Kraftvärmens bidrar i stor utsträckning med lokal elproduktion. 70 procent av kraftvärmens i Sverige är lokaliserad i SE3 och 16 procent i SE4 där behovet av elproduktion är stort samt i nära anslutning till bebyggelse. Kraftvärmens

⁵⁶ Se delrapport 1 (ER 2023:14) för utförligare beskrivning av flexibilitetsmarknaderna.

⁵⁷ ER 2023:14

utgör därtill *tillförlitlig elproduktion*, vilket innebär att elnätsbolagen i större utsträckning kan lita på produktionsanläggningens tillgänglighet i sin planering⁵⁸. Detta gör att bidraget till ett minskat förstärkningsbehov för elnätet är större jämfört med intermittent elproduktion. Flera av de senaste årens uppmärksammade fall med lokal kapacitetsbrist, bland annat i Stockholm och Malmö, härrör delvis från en utfasning av lokal kraftvärmeproduktion vilket har ökat behovet av uttag från överliggande elnät och därmed även behov av förstärkt elnätskapacitet i dessa områden⁵⁹. Nyttan med att kraftvärmen bidrar beror dock på var kraftvärmeanläggningarna befinner sig och de lokala förutsättningarna för elnätet i området.

3.3.2 Prissättning

Ersättning för lokal elproduktion sker delvis genom nätnyttoersättningen, som innebär att elproducenter får en ersättning för de minskade kostnader elproduktionen medför nätbolaget. Om nättariffen och nätnyttoersättningen är korrekt utformade, ska nätnyttoersättningen i teorin täcka det värde som elproduktionen medför i form av minskade överföringsförluster och ett minskat förstärknings- och underhållsbehov (främst minskade kostnader till överliggande nät). Nätnyttoersättningen speglar dock endast värdet på ett generellt plan, och tar till exempel inte hänsyn till påverkan på investeringar i det egna nätet eller delar av förstärkningsbehovet som finansieras med anslutningsavgifter.

Nätbolagen har även andra möjligheter att ersätta sina nätkunder för att ändra sin inmatning (elproduktion)⁶⁰. Dessa inkluderar marknadsbaserad och icke marknadsbaserad anskaffning av tjänster för hantering av överbelastning. Marknadsbaserade metoder kan omfatta ett auktionsförfarande, organiserad marknadsplats eller ett bilateralt avtal så länge som behovet specificeras och relevanta aktörer tillfrågas⁶¹.

3.3.3 Regelverk och lagstiftning

Anskaffning av tjänster för hantering av överbelastning är reglerad i elmarknadsförordningen, som ställer krav nätbolagen måste följa vid anskaffningen. Enligt förordningen ska tjänsterna som huvudregel anskaffas med marknadsbaserade mekanismer. Icke marknadsbaserad anskaffning får ske om vissa kriterier är uppfyllda, som till exempel om inget marknadsbaserat alternativ är tillgängligt eller om alla marknadsbaserade resurser redan används⁶². Det kan idag vara svårt att tolka detta regelverk. I Energimarknadsinspektionens rapport *Flexibilitet i distributionsnäten*⁶³ uppger de tillfrågade nätbolagen att de känner sig osäkra på vad de får göra

⁵⁸ Vid varmare årstider kan det emellertid finnas ett kyla-hinder för elproduktion och är det riktigt kallt kan anläggningar backa på elproduktionen, se delrapport 1 (ER 2023:14) för en utredning av dessa bitar.

⁵⁹ *Uppföljning av det gemensamma initiativet avseende effekten för elförsörjningen i Malmö och Stockholm*, Energimyndigheten, uppdrag I2020/03358

⁶⁰ Energimarknadsinspektionen, *Ei R2023:05 Flexibilitet i distributionsnäten*, 2023

⁶¹ Energimarknadsinspektionen, *Ei R2023:08 Villkorade avtal*, 2023

⁶² Energimarknadsinspektionen, *Ei R2023:05 Flexibilitet i distributionsnäten*, 2023

⁶³ *Ibid.*

inom ramen för sitt uppdrag som nätbolag. En ökad legal tydlighet skulle öka förutsättningarna för nätbolagen att anskaffa tjänster för hantering av överbelastning.

När det gäller lokal elproduktion (till skillnad från lokal flexibilitet) försvåras även förutsättningarna för en upphandling eller bilaterala avtal av att lagstiftningen är utformad efter att hantering av överbelastning i första hand ska ske genom reserver som vid behov kan reglera upp produktionen, snarare än *tillförlitlig produktion* som minskar behovet av sådana reserver (typ produktionsgaranti). För att lösa överbelastning som inte är strukturell förutses i elmarknadsförordningen omdirigering och mothandel, som i förordningen definieras som en åtgärd som aktiveras av en eller flera systemansvariga genom att *ändra* produktionsmönstret eller belastningsmönstret.

En strukturell överbelastning, som är förutsägbar, geografiskt stabil över tiden och ofta återkommer under normala förhållanden i elkraftsystemet, ska enligt elmarknadsförordningen hanteras antingen genom en korrekt elområdesindelning, eller genom nätförstärkning och nätoptimering. Grundidén med tariffupbyggnaden och elområdesindelningen är att ersättning för lokal elproduktion delvis ska ske genom prissignaler på spotmarknaden, genom att elpriserna varierar mellan elområden (ett högt elpris ger incitament för mer produktion i området). När det gäller förutsättningarna för annan ersättning till lokal elproduktion för att hantera överbelastningar inom elområdet är dock regelverket mer otydligt.

Elmarknadsförordningen

Merparten av de identifierade förmågorna är inkluderade i elmarknadsförordningen, antingen som en frekvensrelaterad (frekvensreglering) eller icke frekvensrelaterad stödtjänst (reaktiv effektkompensering, spänningsreglering, felströmsbidrag, mothandel/omdirigering, ödrift, dödnätsstart). Enligt förordningen ska förmågorna så långt som möjligt upphandlas på ett marknadsbaserat sätt. Förordningen stödjer således snarare än hindrar upphandling av förmågorna, men innehåller också regler för hur anskaffningen bör gå till. Ett hinder för flera av förmågorna är snarare att förmågorna är lokala, vilket försvårar en marknadsbaserad anskaffning. Detta gäller till exempel för reaktiv effekt och spänning, där marknadsbaserade lösningar idag är ovanliga i omvärlden.

För förmågorna *tillförlitlig* och *lokal elproduktion* kan lagstiftningen däremot förhindra eller försvåra en upphandling. Detta har att göra med att energy-only är målmodellen i europeisk lagstiftning, där ersättning utgår för producerad elenergi snarare än tillgänglighet. Elmarknadsförordningen tillåter som sista utväg kapacitetsmekanismer, som ger ersättning till resurser för att

de är tillgängliga, men bara under att vissa villkor är uppfyllda och kräver ett godkännande från EU-kommissionen. För *lokal elproduktion* är regelverket mer otydligt och utgör idag ett hinder genom att nätbolagen känner sig osäkra på vad de får och inte får göra.

Elberedskapslagen

Svenska kraftnät som elberedskapsmyndighet lyder under elberedskapslagen vilken reglerar ersättning för beredskapsförmågor (bland annat ödrift och dödnätsstarts-förmåga). Ersättning utgår från beslut som Svenska kraftnät som elberedskapsmyndighet har fattat som innebär att beredskapsförmågan stärks där det har ansetts finnas ett behov och där kostnadsbildningen inte är orealistisk, utifrån nyttan som tillförs. Exempel på sådana beslut kan vara utbildning av personal, utredningar, åtgärder i närliggande elnät eller uppgradering av en produktionsanläggning. Inga åtgärder som också utgör en kommersiell nytta får ersättas, även om beredskaperna också stärks med samma åtgärder. Ett arbete pågår hos Svenska kraftnät att se över utformning av produkter för och framtida marknader för stödtjänster, framför allt de som kallas "icke-frekvensrelaterade"⁶⁴. Däremot har Svenska kraftnät, som systemansvarig för överföringssystemet, andra möjligheter att ersätta nyttan (skulle exempelvis kunna införa ersättningsmodeller för dessa förmågor) men de existerar inte i dagsläget. En utmaning kan därför vara att det finns en otydlighet i dagsläget dels kring att definiera behovet av dessa förmågor, dels vem som faktiskt ska stå för ersättningen.

3.4 Värdet av kraftvärmens prissatta och icke prissatta nyttor

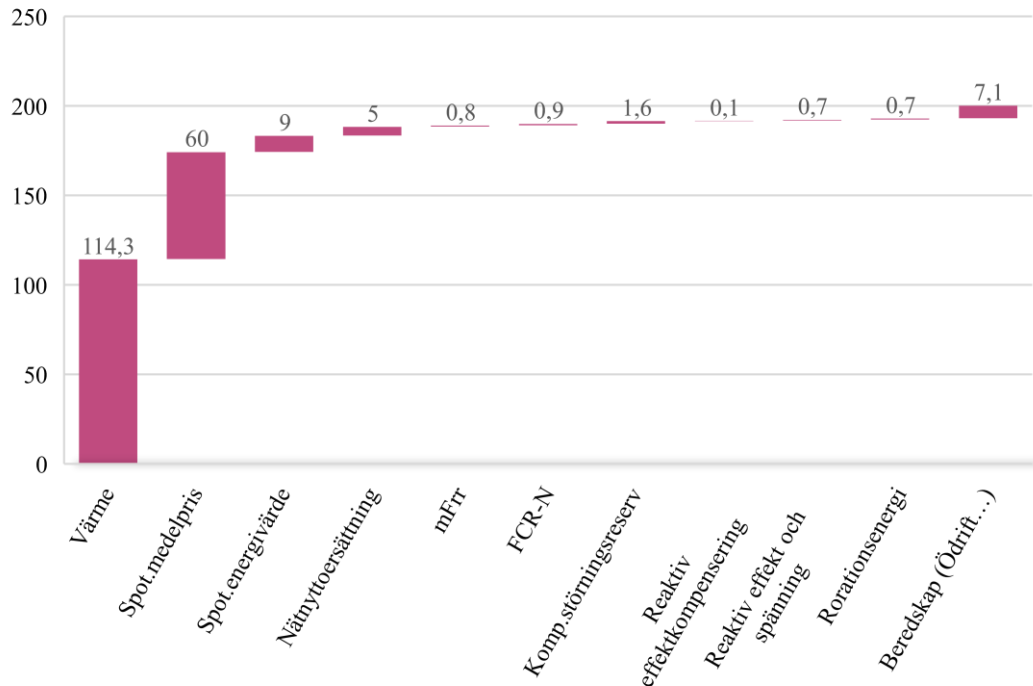
Värdet av att delta på befintliga marknader och vad en prissättning av de förmågor som inte är prissatta idag skulle innebära för kraftvärmens lönsamhet analyseras kvantitativt genom att beräkna intäkterna för en typisk kraftvärmeanläggning, som i denna rapport utgörs av ett biobränsleeldat kraftvärmeverk om 25 MW beläget i elområdet SE3. Det bör noteras att det finns många typer och många olika storlekar av anläggningar och att de, på grund av skiftande strategi och fokus i sina respektive ägarbolag, har olika förutsättningar att delta i de marknader som finns och kan komma att finnas. Det är med andra ord inte säkert att varje anläggning faktiskt kommer att finnas tillgänglig för deltagande.

Kvantifieringen av de förmågor som redan är prissatta idag utgår från priser på de befintliga marknaderna och typanläggningens möjligheter att delta på dessa marknader. För de förmågor som inte är prissatta idag utgår kvantifieringen i första hand från alternativkostnaden för utrustning eller

⁶⁴ Ellagen (1997:857) fastställer hur icke-frekvensrelaterade stödtjänster ska anskaffas. Förordning om elnätsverksamhet (2022:585) fastställer att det ska tas fram specifikationer och standardiserade marknadsprodukter för icke-frekvensrelaterade stödtjänster.

produktion som skulle kunna ersätta förmågan. Figur 19 visar resultatet av den uppskattade kvantifieringen av kraftvärmens nyttor.

Figur 19 Påverkan på typanläggningens lönsamhet från att bidra med olika förmågor. Ersättningarna i figuren utgörs av en mix av intäkter från befintliga marknader (energivärde, nätnyttoersättning, mFRR, FCR-N, kompletterande störningsreserv) och alternativkostnad, Öre/kWh



Källa: Sweco, underlagsrapport 2023

Anmärkning: *Spot, energivärde* är alltså den extra intäkt som kraftvärmeverket erhåller i egenskap av att kunna planera sin körning till skillnad från exempelvis väderberoende kraft. Kallas även capture rate eller intjäningsförmåga i andra sammanhang. Se även kapitel 2 där dessa förmågor kvantifieras för olika produktionsslag.

Även om kostnadsuppskattningarna ska ses som grova och beräkningarna till viss del är anläggningsspecifika går det att dra ett antal slutsatser om värdet av att delta på marknaderna och bidra med de förmågor som inte är prissatta idag:

- **Ersättningar för olika typer av kraftsystemnyttor är fortfarande låga jämfört med försäljningen av värme och el.** *Spot Energivärde* och *Nätnytta* för beredskap är i dag de systemnyttor som genererar det högsta värdet även om det är klart lägre än spotpriset. *Alternativprissättning för beredskap* betingar även ett värde som är över de andra kraftsystemnyttorna även det inte finns en sådan direkt prissättning idag, se nästa punkt.
- **Ersättning för lokala beredskapsförmågor i form av ödrift och dödnätsstartsförmåga finns men behöver utvecklas och**

tydliggöras. Den beräknade intäkten för beredskapsförmågorna⁶⁵ är dock högre än den ersättning som ges i dagsläget, som endast kompenserar för kostnaderna för beredskapsåtgärder som beslutats av elberedskapsmyndigheten. För att en mer värdebaserad ersättning över tid ska komma till behövs behovet tydligare identifieras och någon behöver stå för kostnaderna, vilket kräver ett tydligare ansvar för frågor kring lokal beredskap i ett visst område. Detta hör ihop med att frågor kring lokal beredskap i ett visst område är en utmaning sett till ansvarsfördelning mellan olika intressenter.

- **Vissa viktiga nyttor finns inte med i kostnadsjämförelsen, i synnerhet tillförlitlig och lokal elproduktion.** Värdet av *tillförlitlig elproduktion* och *lokal elproduktion* ersätts från spotmarknaden respektive nätnyttoersättningen, men ersättningarna fångar inte hela värdet av den nytta kraftvärmens bidrar med. En kvantifiering av detta ”ytterligare värde” försvåras av att en värdering i stor utsträckning hänger ihop med valet av marknadsdesign (*tillförlitlig elproduktion*), eller i hög grad beror på de specifika geografiska förhållandena (*lokal elproduktion*). Svenska kraftnäts förslag om en kapacitetsmekanism skulle kunna innebära en mer direkt ersättning för kraftvärmens tillförlitlighet, men hur stor ersättningen blir kommer att bero på flera designval och parametrar i mekanismens utformning. I nuläget saknar förslaget många detaljer varför det inte kan utvärderas i sin helhet. För *lokal elproduktion* kan bilaterala avtal på kort sikt innebära en extra ersättning för kraftvärmens, men för att få till en mer långsiktig och förutsägbar ersättning krävs en mer omfattande analys av hur lokal elproduktion och flexibilitet kan värderas rätt i nätregleringen. När det gäller kraftvärmens intjäningsförmåga (Energivärde Spot/ Capture rate) så visar emellertid Figur 14 och Figur 15 i föregående kapitel på en hög grad av flexibilitet och möjlighet att producera vid höga priser.
- **Värdet av förmågorna kan komma att öka i framtiden.** Detta gäller huvudsakligen värdet av att delta på de befintliga marknaderna, där ersättningarna beräknats utifrån dagens priser. Med en högre andel variabel elproduktion och större prisvariationer ökar värdet av att bidra med balansering, både på spot och de mer kortsiktiga marknaderna. Hur stort värdet blir och var kraftvärmens nytta är som störst avgörs i slutändan av utvecklingen av elmarknaden och vilka andra resurser som kan bidra med balanseringen. För de nyttor som inte är prissatta idag förutsätter alternativkostnadsberäkningen att behovet av förmågan finns, vilket gör att ersättningarna redan tar

⁶⁵ Se utförligare redogörelse i *Värdering och kvantifiering av kraftvärmens stödtjänster och systemnyttor* Delleverans 2, Sweco, 2023-07-03,

hänsyn till ett växande behov. Se även Tabell 4 för förmågor som är under utveckling för ersättning av Svenska kraftnät idag.

- **Värdet av att bidra med förmågorna blir också viktigare om intäkterna från spotmarknaden blir mindre.** Jämförelsen utgår från prisnivåerna på spotmarknaden idag. En större andel vind- och solkraft i kraftsystemet kan dock komma att innebära mer variabla priser med fler timmar med lägre priser, eftersom dessa genererar el till låga marginalkostnader. Lägre priser innebär, allt annat lika, att kraftvärmens intäkter från spotmarknaden blir mindre, vilket gör att betydelsen av andra intäktskällor blir större. Samtidigt får inte glömmas bort att fler pristoppas sannolikt är att vänta och att kraftvärmens redan har uppvisat en hög grad av flexibilitet och förmåga att kapitalisera på höga priser (se kapitel 2)

3.5 Kraftvärmens lönsamhet i förhållande till stödtjänstmarknader och dagens elmarknad.

Investeringar i ny kraftvärmeproduktion styrs av kraftvärmens förväntade lönsamhet. Ett ökat deltagande på befintliga stödtjänstmarknader och nya ersättningar för de systemnyttor som inte är prissatta idag skulle innebära extra intäkter för kraftvärmens och kan således potentiellt bidra till nya investeringar. Som nämnts tidigare bedöms ersättningarna dock generellt sett idag vara förhållandevis små jämfört med ersättningen för värme och el, vilket indikerar att lönsamheten åtminstone i den närmsta framtiden huvudsakligen kommer att styras av förhållandena på spotmarknaden. Idag ses deltagandet på befintliga stödtjänstmarknader av många aktörer mest som en bonus som kan bidra på marginalen.

En annan aspekt av att delta med flera nyttor är att deltagande kräver extra administration, utbildning av personal och utveckling av interna processer, som måste vägas upp av en eventuell ersättning. ”Flera bäckar små” kan i teorin innebära en större ersättning till kraftvärmens, men i praktiken kan det finnas hinder som inte gör det värt för kraftvärmens att delta om inte ersättningen för respektive nytta är tillräckligt stor. Flera av kraftvärmebolagen har under arbetets gång lyfter att de inte kan jaga efter småersättningar utan att det krävs något substantiellt för att de ska vilja delta. Kraftvärmebolagen ser det som önskvärt med en mer generell ersättning som värdesätter hela det paket av nyttor som kraftvärmens kan bidra med. Kopplat till ersättningarna lyfter även kraftvärmebolagen att det behöver finnas en större förutsägbarhet i behovet av och ersättningen för nyttorna. Så länge som ersättningar bara förekommer vid en bristsituation, eller att priset varierar kraftigt mellan olika perioder, är det svårt att bedöma om den långsiktighet kommer att finnas som krävs för nya investeringar – även om tillfälliga ersättningar kan innebära en välkommen extra intäkt för befintliga anläggningar.

3.5.1 Lokal elproduktion och beredskap – två nyttor med större potential att påverka investeringar i kraftvärme

Två nyttor som har potential att ha en större påverkan på investeringar i kraftvärme är eventuella (ytterligare) ersättningar för *lokal elproduktion* och *elberedskap*, där värdet av nyttorna kan vara betydande beroende på de lokala förutsättningarna. Det finns redan idag konkreta exempel där ersättningar för beredskapsåtgärder och bilaterala avtal med nätbolaget möjliggjort för upprustning av anläggningar som annars skulle tas ur drift. I Stockholm har avtalet mellan Stockholm Exergi, Ellevio och Svenska kraftnät möjliggjort upprustning vilket ökat kapaciteten i området, där avtalet i första hand syftat till att stärka den lokala beredskapen och bidra till en mindre ansträngd lokal kapacitetssituation⁶⁶. När det gäller Malmö beslöt Svenska kraftnät som elberedskapsmyndighet i juni 2023 att Öresundsverket ska återställas.

Bakgrunden är det försämrade säkerhetsläget i Sveriges närområde och att Malmö som är Sveriges tredje största stad måste ha en lokal elförsörjning vid kris eller krig. Avtalen i Stockholm och Malmö är dock två unika fall där en bristsituation uppstått som delvis orsakats av att en kraftvärmeanläggning lagts ner eller planerats att läggas ner. Det är svårt att veta i vilken utsträckning liknande avtal idag skulle kunna ingås för att ge incitament för nya anläggningar eller mer proaktivt värdesätta den nyttan kraftvärmens bidrar med lokalt i systemet.

3.5.2 Potential till kapacitetshöjningar i befintliga anläggningar

Utöver investeringar i nya anläggningar kan ett ökat deltagande på befintliga stödtjänstmarknader och nya ersättningar även öka effekten genom att ge incitament för investeringar i befintliga anläggningar som höjer kapaciteten eller tillgängligheten i anläggningarna. Detta kan till exempel röra sig om reservkraft för dödnätsstartsformåga, som även ökar möjligheterna att bidra med topplastkapacitet eller uppreglering på mFRR-marknaden, eller ökade möjligheter för fläktning och kylning, som ökar förmågorna att bidra med beredskap, rotationsenergi, reaktiv effekt och balansering under sommarhalvåret. Liksom för investeringar i nya anläggningar krävs det dock att ersättningarna är substantiella.

För äldre anläggningar kan deltagandet med olika systemnyttor utgöra en större del av de totala intäkterna. Deltagande i olika typer av reservupphandlingar kan bidra till att anläggningarna finns kvar, och på så sätt öka den installerade effekten kraftvärme i systemet (beroende på hur regelverket för upphandlingen är utformat). Detta har dock mindre att göra med hur elproduktionen från kraftvärme kan ökas, utan handlar snarare om hur man ser till att använda äldre anläggningar som idag inte deltar på spotmarknaden för att tillhandahålla andra förmågor⁶⁷.

⁶⁶ Se även Energimyndighetens rapportering *Uppföljning av det gemensamma initiativet avseende effekten för elförsörjningen i Malmö och Stockholm*, Regeringsbeslut I2020/03358

⁶⁷ Se även delrapport 1 (ER 2023:14) för en genomgång av produktionskapacitet.

3.6 Hur påverkar nättariffens konstruktion kraftvärmens lönsamhet?

Hur nättariffen utformas påverkar kraftvärmens lönsamhet. För att spegla kraftsystemets behov och, för kraftvärmens del, ta hänsyn till att kostnaderna mellan olika nätanvändare skiljer sig är det viktigt att nättarifferna är kostnadsriktiga. Med kostnadsriktighet avses att den kund som bidrar till en kostnad ska vara med och betala den. En central aspekt med kostnadsriktighet rör när elen används och produceras. Kraftvärme producerar generellt sett när elanvändningen är hög, vilket minskar behovet av nätinfrastuktur.

En annan för kraftvärmen viktig aspekt gällande kostnadsriktiga tariffer rör att kostnaderna för elproduktion och elanvändning beror på kraftvärmeanslutningens geografiska placering. Till exempel genererar en produktionsanläggning i norra Sverige typiskt högre nätrelaterade kostnader jämfört med en motsvarande anläggning i södra Sverige, eftersom den producerade elen idag behöver transporteras söderut dit elanvändningen (generellt sett) är belägen, vilket resulterar i ett större behov av nätinfrastuktur och ökade energiförluster.

Nättarifferna omfattar idag olika typer av lokaliseringssignaler för att ta hänsyn till dessa kostnader. I teorin ska förstärkningsbehovet täckas av anslutningsavgifter, som aktörer som ansluter till elnätet betalar för de förstärkningar i elnätet som behövs för anslutningen. För inmatning omfattar tarifferna i transmissionsnät och regionnät (oftast) även lokaliseringssignaler som gynnar anslutning nära elanvändningen. Samredovisning⁶⁸ och ej kostnadsriktiga tariffer innebär dock att dessa lokaliseringssignaler delvis försvinner längre ner i systemet. Samredovisning över större områden har blivit vanligare under det senaste året, vilket är en följd av ändringar i ellagen 2022. Samredovisning försämrar förutsättningarna för att vidarebefordra lokaliseringssignalerna till lokalnäten.

För att ta hänsyn till att kostnaderna skiljer sig beroende på användnings- och produktionsmönster behöver nättariffens komponenter vara väl avvägda och korrekt prissatta för att reflektera kostnaden vid varje tidpunkt. Kostnadsriktighet och kostnadsreflektiva nättariffer har diskuterats ingående i Energimarknadsinspektionens arbete med att ta fram föreskrifter om hur nättariffer ska utformas för att främja ett effektivt utnyttjande av elnätet, se bland annat *Elnätstariffer för ett effektivt nätutnyttjande - Principiella val för utformningen av*

⁶⁸ Samredovisning innebär att ett elnätsföretag har en gemensam tillåten intäktsram och en enhetlig struktur på överföringstariffen i de samredovisade elnätsområdena. Generellt sett är kostnaden per kund lägre för elnät i tätorter som har korta avstånd och många kunder, jämfört med glesbygdsnät där avstånden är längre och kunderna färre. Genom att redovisa fler områden tillsammans är det möjligt för elnätsföretaget att utjämna tarifferna mellan områden med olika förutsättningar. Det i sin tur gör det enklare att finansiera elnätsinvesteringar i glesbygd. Källa: [Eon ska harmonisera sina avgifter i tre olika elnätsområden - Energimarknadsinspektionen \(ei.se\)](#) hämtad 2023-08-21

nätstariffer⁶⁹, och Elnätstariffer - Statusrapport – från teori mot verklighet⁷⁰. I Energimarknadsinspektionens nya föreskrifter, EIFS2022:1, definieras för första gången vilka komponenter som nättariffen ska innehålla, vilket kommer att innebära mer enhetliga komponenter i framtiden. Reglerna ska vara implementerade senast 2027.

3.7 Nätnyttöersättning väger inte in alla lokala nyttor

Vad är värdet av den nätnytta som elnätsbolag ska betala till elproducenter som matar in el på nätet?

Syftet med nätnyttöersättningen är att ge incitament till investeringar i produktionsanläggningar som bidrar till samhällsnytta och en ökning av elproduktion⁷¹. Samtidigt nämner kraftvärmebolagen i intervju- och enkätsvar att nätnyttöersättningen idag har en begränsad påverkan på lönsamheten, även om ersättningen växt något under det senaste året till följd av höga elpriser. Ersättningen kan bidra till helheten genom att ge extra intäkter på marginalen, men är liten i jämförelse med intäkterna från försäljning av värme och el på spotmarknaden. Ersättningen varierar även i stor utsträckning beroende på var anläggningarna befinner sig.

Nätnyttöersättningen inkluderar värdet av minskade energiförluster i nätägarens elnät och värdet av minskade avgifter till överliggande nät. Ersättningen kan på så sätt sägas fånga det lokala värde kraftvärmeproduktion medför i form av minskade överföringsförluster, och delvis fånga det lokala värdet i form av ett minskat förstärknings- och underhållsbehov i elnätet. Värdet av ett minskat förstärknings- och underhållsbehov omfattas dock bara på ett generellt plan, och ersättningen tar till exempel inte hänsyn till påverkan på investeringar i det egna nätet eller delar av förstärkningsbehovet som finansieras med anslutningsavgifter. Ersättningen inkluderar inte heller andra nyttor som kraftvärmens kan bidra med lokalt i elnätet, såsom reaktiv effektkompensering, spänningsreglering eller lokal beredskap.

Flera kraftvärmebolag lyfter i intervju- och enkätsvar att nätnyttöersättningen även borde omfatta andra lokala nyttor. Kraftvärmebolagen nämner också att de anser att nätnyttöersättningen idag inte är tillräcklig i förhållande till den nytta kraftvärmens bidrar med, och att planerbar respektive icke-planerbar produktion borde värderas olika i beräkningen av nätnyttöersättningen.

En viktig aspekt är också att nätnyttöersättningen endast täcker de löpande kostnadsminskningarna för nätbolaget (minskade nätförluster, minskade avgifter mot överliggande nät). Ersättningen kan på så sätt sägas motsvara den

⁶⁹ Energimarknadsinspektionen, *Ei PM2020:06 Elnätstariffer för ett effektivt nätutnyttjande - Principiella val för utformningen av nättariffer*, 2020

⁷⁰ Energimarknadsinspektionen, *Ei PM2021:03 Elnätstariffer - Statusrapport – från teori mot verklighet*, 2021

⁷¹ [Nätnyttöersättning - Energimarknadsinspektionen \(ei.se\)](#)

lokala nyttan så länge som det finns förutsättningar för att utöka abonnemanget mot överliggande nät. Vid lokal kapacitetsbrist kan värdet av den lokala nyttan vara betydligt större.

Vid sidan om nätnyttoersättning förekommer idag bilaterala avtal mellan kraftvärmeägare och nätbolag för att garantera en viss produktion eller effekt. Ett exempel på ett sådant avtal är det mellan Stockholm Exergi och Ellevio i Stockholm, som kan ses som ett komplement till nätnyttoersättningen. En utmaning med sådana avtal är hur det bidrar till långsiktighet i investeringar när det endast blir aktuellt på grund av en bristsituation i Stockholm.

En kopplad fråga är vem som är ansvarig vid de tillfällen då lokal kapacitetsbrist uppstår. Den typ av lokal och regional kapacitetsbrist som huvudsakligen varit ett problem i Sverige under de senaste åren har ofta berott på flaskhalsar i transmissions- och regionnätet, vilket gör det otydligt om det är transmissionsnätsägaren eller region- och lokalnätägarna som är ansvariga för att lösa problemen och möjliggöra nya anslutningar. Det går att fundera på för vem den stora nyttan med att möjliggöra nyanslutning uppstår. För nätbolaget utgörs värdet av ökade intäkter från de nya anslutningar som möjliggörs. För samhället kan värdet potentiellt vara större, och avgörs av faktorer såsom ökad tillväxt, fler arbetstillfällen och ökade skatteintäkter. Nätnyttoersättningen, och eventuella bilaterala avtal med nätbolaget, utgår från nyttan för nätbolaget, men det är inte säkert att denna nytta speglar den för samhället i stort.

I SoU 2023:64⁷² föreslås att; ”bestämmelsen om att den som har en elproduktionsanläggning har rätt till ersättning av det nätföretag till vars ledningsnät anläggningen är ansluten, så kallad nätnyttoersättning, samt hur ersättningen ska beräknas, utgår.”⁷³ Utredningen bedömer emellertid att de incitament som nätnyttoersättningen⁷⁴ ger för produktion kommer att finnas kvar i form av myndighetsföreskrifter. Konsekvensen blir i så fall att Energimarknadsinspektionen får en större frihet att själva utforma en nätnyttoersättning eller motsvarande. Detta skulle kunna innebära en utformning som bättre värderar den samhällsekonomiska nyttan av lokal elproduktion än vad som är fallet med dagens nätnyttoersättning.

3.8 Värmepumpar – incitament att öka bidraget till balansering av elsystemet

Ungefär åtta procent av all fjärrvärme produceras med hjälp av värmepumpar. Värmepumpar ökar fjärrvärmens förmåga till

⁷² Ett förändrat regelverk för framtidens el- och gasnät, SOU 2023:64 (regeringen.se)

⁷³ Utredningen bedömer att ”det finns skäl att anta att 3 kap. 43 § inkräktar på tillsynsmyndighetens exklusiva kompetens vid fastställandet av avgifter för överföring. Det finns heller inte något krav i EU-rätten på att en sådan ersättning ska betalas ut vid produktion. Att ersättningen har anmälts som en åtgärd för att genomföra förnybartdirektivet, direktiv (EU) 2018/200125, föranleder ingen annan bedömning. Bestämmelserna är därmed otillåtna och bör utgå.”

⁷⁴ dvs. den ersättning som elnätsföretaget automatiskt ska betala ut till elproducent som matar in el till nytta för elnätet (3 kap. 43 § ellagen),

värmeproduktion och kan tillföra extra värmeeffekt när värmebehovet är stort eller ersätta värmeproduktion i ett kraftvärmeverk som är ansluten till samma fjärrvärmenät. Som en komponent i fjärrvärmenätet beror användningen av värmepumparna på systemet i sin helhet.

Värmepumpar kan i viss utsträckning bidra till att avhjälpa den lokala kapacitetssituationen genom att reglera ner produktionen under ansträngda situationer. Huruvida de faktiskt kan hjälpa till i en specifik situation beror dock på flera faktorer så som värmeunderlag, elpriser och möjlighet att kompensera bortfall av värmeproduktion med hjälp av annan typ av resurs i fjärrvärmesystemet.

Värmepumparna bidrar delvis redan idag till den lokala kapacitetssituationen genom att värmeproduktion från värmepumpar regleras ner vid höga elpriser och det på många platser finns en korrelation mellan höga elpriser och en ansträngd kapacitetssituation lokalt. Det kan dock uppstå situationer då elpriset inte korrelerar med den lokala situationen, eller inte motsvarar den extra kostnad nedreglering av värmepumparna medför. Värmepumparnas bidrag begränsas vid dessa situationer av att det inte finns tillräckliga prissignaler som speglar det lokala behovet. Driften av värmepumparna optimeras idag i princip uteslutande utifrån elpris och inte utifrån den lokala kapacitetssituationen. För att värmeaktörerna ska bidra mer till den lokala kapacitetssituationen genom att anpassa hur de kör sina värmepumpar krävs det prissignaler som speglar behovet av denna typ av reglering.

3.9 Slutsatser och åtgärdsförslag

- Ersättningar för olika typer av kraftsystemnyttor är fortfarande låga jämfört med försäljningen av värme och el.
- Svenska kraftnät arbetar för närvarande med att utforma ersättningsmodeller för *rotationsenergi, reaktiv effektkompensering, spänningsreglering och felströmsbidrag* vilket kan bidra till framtida intäkter för kraftvärmebolagen.
- Flera av kraftvärmebolagen lyfter att de finner det utmanande att delta på flera olika stödtjänstmarknaden med var för sig ganska små ersättningar. De skulle önska något mer substantiellt för att vilja delta på stödtjänstmarknaderna. Idealiskt skulle de vilja se en mer generell ersättning som värdesätter ett paket av nyttor som kraftvärmen kan bidra med.
- När det gäller kraftvärmens förmågor så konstateras att *Tillförlitlig elproduktion, Reserver-lokal flexibilitet* och *Lokal elproduktion* är delvis prissatta. Det kan också konstateras att kraftvärmen har en stor förmåga att kapitalisera på höga priser (se

kapitel 2). Även delrapport 1⁷⁵ redogjorde för att denna förmåga var hög när det är kallt men inte när det är varmt eftersom många anläggningar då saknar kylmöjlighet.

- **Nätnyttoersättningen bör ses över så att den bättre speglar värdet av den samhällsekonomiska nytta elproduktionen bidrar med.** I nuläget tar nätnyttoersättningen inte hänsyn till påverkan på investeringar i det egna nätet eller delar av förstärkningsbehovet som finansieras med anslutningsavgifter. SoU 2023:63 föreslår att bestämmelsen om nätnyttoersättningen utgår. Om detta sker innebär det i så fall att reglerande myndighet, Energimarknadsinspektionen, har större frihet att utforma en mer korrekt ersättning motsvarande en bättre utformad nätnyttoersättning. Detta skulle öka både incitamenten till *Lokal produktion* och *Tillförlitlig elproduktion*.
- Anskaffning av tjänster för hantering av överbelastning är reglerad i elmarknadsförordningen. Dessa tjänster ska som huvudregel anskaffas av elnätsbolaget med marknadsbaserade mekanismer. Det här regelverket kan emellertid vara svårtolkat och tillfrågade nätbolag uppger att de känner sig osäkra på vad de får göra inom ramen för sitt uppdrag som nätbolag. **Energimyndigheten konstaterar att en ökad legal tydlighet skulle öka förutsättningarna för nätbolagen att anskaffa tjänster för hantering av överbelastning och föreslår att Energimarknadsinspektionen tar fram sådana riktlinjer.** En ökad legal tydlighet skulle kunna arbetas med inom ramen för Energimarknadsinspektionens inrättande av ett innovationscenter som kan fungera som en första kontaktpunkt för marknadsaktörer och innovatörer som är osäkra på regler, processer eller principer på energimarknaderna.⁷⁶
- **Energimyndigheten föreslår att den samredovisning som innebär att elnätsföretag kan redovisa fler områden tillsammans och därmed jämna ut elnätstarifferna mellan olika områden ses över** Detta för att få mer kostnadsriktiga tariffer som i större utsträckning gynnar lokal elproduktion.
- När det gäller Svenska kraftnäts förslag om utformning av kapacitetsmekanismer menar Energimyndigheten att förslaget fortfarande är otydligt och det därför är svårt att bedöma konsekvenserna för exempelvis kraftvärmen. Energimyndigheten uppfattar det förslag som Svenska kraftnät har tagit fram som ett uttryck för i vilken riktning Svenska kraftnät önskar gå i frågan och inte som ett färdigt eller fullständigt förslag. Många viktiga

⁷⁵ ER 2023:14

⁷⁶ [Ei R2023:03 Innovationscenter och regulatoriska sandlådor](#)

överväganden återstår att göra. En mer detaljerad diskussion bör också ske kring vilka utmaningar en marknadsomfattande kapacitetsmekanism skulle adressera på ett effektivt sätt samt vilka eventuella negativa konsekvenser som skulle vara att förvänta för marknadens långsiktiga funktion och utveckling⁷⁷.

- När det gäller beredskapsförmågor som ödriftsförmåga och dödnätsstart så regleras ersättningen för dessa av elberedskapslagen med Svenska kraftnät som ansvarig. Ersättning ges efter beslut om elberedskapsåtgärder. Svenska kraftnät i egenskap av elberedskapsmyndighet arbetar aktivt med att skapa förmåga till ödrift på flera platser i landet inklusive förbättring av existerande förmåga. Se mer i kapitel 11. **Energimyndigheten anser att ödriftsförmåga och dödnätsstart är viktiga och ser att dessa förmågor målsätts i energiförsörjningssektorns förmågeplan (10-årsplanen) tillsammans med Svenska kraftnät.**

⁷⁷ Energimyndighetens yttrande [Yttrande angående remiss av rapporten Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden \(regeringen.se\)](#) (2023-11-17)

4 Prismodeller och åter prismodeller

När det gäller modeller för prissättning av fjärrvärme finns en betydande variation såväl mellan olika fjärrvärmebolag som mellan olika kundtyper inom respektive bolag. En konsultstudie⁷⁸ från 2020 gjord på uppdrag av Energiföretagen undersökte hur fjärrvärmen är prissatt i de 238 nät som ingår i den årliga Nils Holgersson-undersökningen. Dessa fjärrvärmenät ägs av 132 olika fjärrvärmeleverantörer och innefattade totalt 86 olika prismodeller.

En så stor variation medför betydande utmaningar för fastighetsbolag aktiva över hela landet som vill göra lönsamhetskalkyler för exempelvis energibesparingsåtgärder. Detta har också framförts av fjärrvärmekunder till Energimyndigheten i samband med detta arbete.

På ett mer övergripande plan kan emellertid fjärrvärmepriserna till kund sägas baseras på dels en fast del som ska motsvara verksamhetens fasta kostnader, dels en rörlig del som motsvarar rörliga kostnader framför allt kopplade till bränsleinköp. Exakt hur nivåerna sätts är dock en mer komplicerad fråga. Med tanke på de senaste decenniernas debatt kring fjärrvärmepriserna, deras skälighet och huruvida de bör regleras är det inte oväntat att det genomförts ett antal studier inriktade på att utvärdera hur fjärrvärmepriserna sätts.

Faktorerna som analyserats kan delas in i några olika kategorier enligt nedan.

- Faktorer som har med **produktionskostnader** att göra, såsom produktionsmix (dvs hur fjärrvärmen produceras) eller nätets storlek (då skalfördelarna i fjärrvärmen kan antas driva kostnaderna neråt i större nät).
- Faktorer som har med **kostnader för alternativa/konkurrerande uppvärmningsformer** att göra, såsom exempelvis elpriser och/eller kostnader för att installera värmepump.
- Faktorer som har med **verksamhetsmål** att göra, vilket exempelvis har att göra med hur man prioriterar mellan ekonomisk avkastning och andra mål, inklusive miljömål.

⁷⁸ <https://www.energi.se/artiklar/prisdjungel-for-fjarrvarmekunder/>

Som del av en studie från 2016⁷⁹ genomfördes en enkät där fjärrvärmeföretag tillfrågades om sin prissättningsstrategi och verksamhetsmål. Här fanns att det var skillnader mellan privat- eller statligt ägda⁸⁰ å ena sidan och kommunala företag å den andra sidan. De senare tillämpade i högre grad kostnadsbaserad prissättning än marknads/värde-baserad prissättning och prioriterade också i högre grad andra mål med verksamheten än de strikt ekonomiska. Även andra studier visar att ägandeform har betydelse för prissättningen. Enligt en statistisk studie över perioden 2012–2017 var priserna i privat eller statligt ägda bolag – allt annat lika – något högre än hos kommunalt ägda under perioden. Enligt studien påverkades också prissättningen mer av konkurrensen från andra uppvärmningsalternativ än av produktionskostnaderna för värme.⁸¹ Det finns också regionala mönster i prissättningen. Exempelvis har identifierats att det är lägre priser i norra Sverige, i det som motsvarar elmarknadens SE1.⁸²

Medlemmarna i *Prisdialogen*⁸³ redovisar sina respektive prissättningsstrategier och i de senast publicerade dokumenten specificerar de flesta företag om man arbetar utifrån kostnadsbaserad eller marknads/värde-baserad prissättning.

Samtidigt skriver också flera företag att prissättningen bygger på en rad olika principer, där såväl kostnadsbaserad som marknadsbaserad prissättning ingår. I praktiken kommer prissättningen rimligtvis också vara en blandning av principerna, detta av den enkla anledningen att på lång sikt så kräver en fungerande affär att man både täcker sina kostnader och är konkurrenskraftig visavi alternativen.

4.1 Prisutveckling och höjningar 2022–2023

Sedan hösten 2022 fram till skrivande stund (december 2023) har det förts en aktiv debatt kopplad till många fjärrvärmeföretags aviseringar om prishöjningar för att täcka de stigande kostnaderna på framför allt biobränsle (se Kapitel 6). Från att prishöjningarna i medel legat under två procent per år de senaste tio åren, ökade de med i snitt 7,8 procent mellan 2022 och 2023.⁸⁴ Detta, tillsammans med brist på dialog och transparens har också lett till att aktörer blivit utestängda från prisdialogen samt att

⁷⁹ Åberg M., Fälting, L. and Forssell, A. (2016). "Is Swedish district heating operating on an integrated market? – Differences in pricing, price convergence, and marketing strategy between public and private district heating companies." *Energy Policy* 90 :222-232.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.12.030>

⁸⁰ Statligt ägda bolag inkluderar Vattenfall, tyska staten via Uniper, finska staten via Fprium, samt ett visst statligt utländskt ägande i form av pensionsfonder. ⁸⁰ Statligt ägda bolag inkluderar Vattenfall, tyska staten via Uniper, finska staten via Fprium, samt ett visst statligt utländskt ägande i form av pensionsfonder.

⁸¹ Egüez, A. (2021) "District heating network ownership and prices: The case of an unregulated natural monopoly." *Utilities Policy* 72:101252 <https://doi.org/10.1016/j.jup.2021.101252>

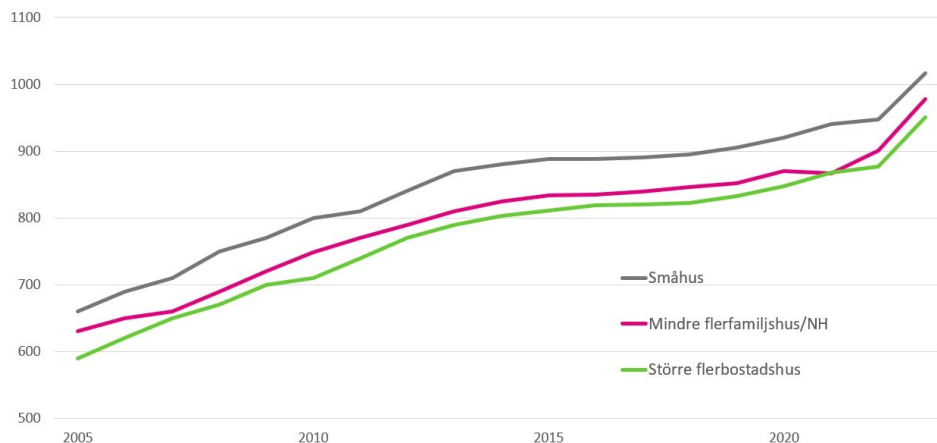
⁸² Hellström, J. (2021) *Prisbildning på Svenska fjärrvärmemarknaden – en ekonometrisk analys baserat på drift och affärsförhållanden 2009-2019*, Umeå Universitet & Energimarknadsinspektionen

⁸³ <https://www.prisdialogen.se/medlemmar/>

⁸⁴ Nils Holgersson-rapporten 2023: [NH2023_Slutrapport_v231018.pdf](https://www.nh2023.se/Slutrapport_v231018.pdf) (nilsholgersson.nu)

aktörer blivit anmälda till Konkurrensverket. Det är dock stora spridningar. Den högsta enskilda prisökningen låg på mer än 60 procent⁸⁵ samtidigt som några nät lämnade priserna helt oförändrade. I elva nät höjdes priset med mer än 20 procent och i 114 nät höjdes priset med mer än 10 procent. Figur 20 visar den genomsnittliga utvecklingen från 2005–2023 och den kraftiga höjningen 2022–2023.

Figur 20 Genomsnittlig prisutveckling fjärrvärme 2005–2023, kr/MWh inkl. moms.



Källa: Energiföretagen

4.2 Prisdialogen dämpar fjärrvärmepriserna

År 2011 bildades ”Prisdialogen” av Svensk Fjärrvärme (numera inlemmat i Energiföretagen Sverige) tillsammans med några större aktörer på fastighetsidan med syftet att öka transparensen kring fjärrvärmens prissättning och stärka kundernas ställning. De fjärrvärmeaktörer som är medlemmar i Prisdialogen⁸⁶ har en betydligt lägre prishöjning jämfört med de aktörer som inte deltar i prisdialogen. I snitt låg höjningen på fem procent för prisdialogens medlemmar 2023.⁸⁷

En konsultstudie som utförts åt Energimarknadsinspektionens indikerar också att prisdialogen haft en dämpande effekt på fjärrvärmepriserna under tidsperioden 2009–2019. Icke desto mindre har uppmaningar gällande prisreglering återkommit ett antal gånger under det senaste decenniet. Dessa uppmaningar har kommit dels från forskarhåll, dels från Konkurrensverket som argumenterat för någon form av reglering sedan slutet av 1990-talet⁸⁸ fram till senast våren 2023^{89 90}. En prisreglering,

⁸⁵ Data från Energiföretagen

⁸⁶ [Prisdialogen](#)

⁸⁷ [Statistik - Prisdialogen](#)

⁸⁸ Westin, P. & Lagergren, F. (2002). Re-regulating district heating in Sweden. *Energy Policy*, 30(7), 583-596. [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(01\)00126-4](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(01)00126-4)

⁸⁹ <https://www.konkurrensverket.se/informationsmaterial/nyhetsarkiv/prisreglering-av-fjarrvarme-kan-skydda-kunder-mot-orimliga-prisokningar/>.

⁹⁰ [Konkurrensverket Motivering](#): ”Givet fjärrvärmenätens karaktär av naturliga monopol skulle en sektorspecifik förhandsreglering dock vara ett mer heltäckande och långsiktigt alternativ till konkurrenstillsyn i individuella ärenden. Därför förordar Konkurrensverket att möjligheten att ge

som den som utreddes av Energimarknadsinspektionen 2012 och föreslogs till regeringen i april 2013, om en modell för prisförändringsprövning och en princip om likabehandling⁹¹ för kunder inom samma kundkategori, befanns emellertid få en prisdrivande effekt och antogs därför inte.

4.3 Hur påverkar energieffektivisering kostnadsbesparingarna för olika nät?

I ett PM som tagits fram inom ramen för Värmemarknad Sverige⁹² konstateras att fjärrvärmebolag tidigare framför allt tog betalt för energi men att dagens prismodeller har en ganska stor effektkomponent.

PM:et undersöker hur effektiviseringsåtgärden *tilläggsisolering av fasad + fönsterbyte* påverkar kostnaden för uppvärmning i ett flerbostadshus för sex olika prismodeller. Även om sex väldigt olika prismodeller valts ut visar resultaten att prismodellen har låg påverkan på den ekonomiska besparingen i form av minskade uppvärmningskostnader som energieffektiviseringsåtgärden leder till. Oavsett prismodell blev besparingen i form av minskade kostnader för uppvärmning mellan 28–32 procent, dvs. skillnaden mellan prismodellerna förändrade bara kostnaden med upp till fyra procentenheter. Samtidigt finns det en stor variation och komplexitet i hur fjärrvärmebolagen definierar olika priskomponenter - inte minst effekt - men trots till synes komplexa definitioner speglas alltså inte detta i någon större skillnad kostnadsmissigt när man tillämpar åtgärden.

En annan slutsats, som kanske inte är så förvånande, är att prismodeller med en stor andel fasta kostnader eller fasta 'steg' i prislistan inte svarar lika väl på minskningar av energi- eller effektbehov. Följaktligen ger de inte samma incitament till energi- och effektbesparing som en fullt rörlig prismodell.

Konsultföretaget som genomfört studien lyfter fram nyttan med en prismodell som bygger på timvärden med abonnerad effekt eftersom den skulle ge kunden möjlighet att påverka kostnaden för effekt såväl som energi.⁹³ För detta behövs emellertid bra mätvärden vilket också krävs enligt Energieffektiviseringsdirektivets artikel 14⁹⁴.

Energimarknadsinspektionen ett tillsynsmandat över fjärrvärmepriserna utreds på nytt, inklusive möjlighet till prisreglering”

⁹¹ *Prisförändringsprövning och likabehandlingsprincip för fjärrvärme*, Ei R2013:07

⁹² *Energieffektivisering med effekt, prismodellens betydelse för incitament till att spara energi och effekt*. Rensfeldt, A. och Månberg V. September 2021

⁹³ [Prisdjungel för värmekunder \(energi.se\)](http://energi.se)

⁹⁴ **Artikel 14** *Mätare för uppvärmning, kylning och varmvatten för hushållsbruk*

1. Medlemsstaterna ska säkerställa att slutkunder av fjärrvärme, fjärrkyla och varmvatten för hushållsbruk tillhandahålls mätare till ett konkurrenskraftigt pris som korrekt visar deras faktiska energianvändning.

2. När en byggnad försörjs med värme, kyla eller varmvatten för hushållsbruk från en central källa som försörjer flera byggnader, eller från ett system för fjärrvärme eller fjärrkyla, ska en mätare installeras vid värmeväxlaren eller leveranspunkten

Samtidigt är det viktigt att poängtera att en anledning till att det finns ett stort antal prismodeller är att lokala förutsättningar för fjärrvärmebolag skiljer sig åt.

4.4 Slutsatser

När det gäller prismodeller så kan det konstateras att det finns många olika prismodeller, 86 st, vilket gör det svårt för kunder att sätta sig in i och veta vilken effekt olika åtgärder får på energibesparingar. Samtidigt kan det konstateras att även när väldigt olika prismodeller jämförs så leder en vanlig åtgärd som fönsterbyte och tilläggsisolering till ca 30 procents kostnadsbesparing i alla fallen.

Energimyndigheten skulle mot den bakgrunden gärna se att branschen ser över möjligheten att arbeta med att främja färre prismodeller samt en utformning där kunderna har större möjlighet att påverka sin taxa genom olika effektiviseringsåtgärder eller användningsmönster. En förenkling när det gäller användning av begrepp är andra önskvärda delar. Detta skulle kunna göras inom exempelvis ramen för prisdialogen.

Mer komplicerade prismodeller kan innebära fördelar för både energiföretag och deras kunder men kräver en tydlig kommunikation för att fördelarna ska uppmärksammas och förstås. Energiföretag bör proaktivt kommunicera till sina kunder vilka åtgärder prismodellen syftar till att skapa incitament för och hur detta bidrar till övergripande mål med avseende på exempelvis resurseffektivitet och minskad miljöpåverkan.

5 EU:s nya giv – Ett nytt landskap för fjärr- och kraftvärmem

I Energimyndighetens första deluppdrag av fjärr- och kraftvärmestrategin (ER 2023:14) gjordes en genomgång av olika förslag på reviderade EU-direktiv som EU-kommissionen presenterade under sommaren 2021 inom ramen den gröna given, Fit for 55 samt RePowerEU. Sedan dess har ett flertal av de reviderade direktiven färdigförhandlats, godkänts samt publicerats i EU:s officiella tidning, däribland förnybartdirektivet (RED III), direktivet om energieffektivitet (EED), och EU:s utsläppshandelssystem (EU ETS). Inom förhandlingarna för direktivet om byggnaders energiprestanda (EPBD) och en ny elmarknadsdesign (EMD) har preliminära överenskommelser nåtts.

I följande kapitel görs en ansats att identifiera de mest centrala och viktigaste förändringarna i respektive direktiv som kan kopplas till sektorn. I den mån det är möjligt förs även resonemang av branschens förutsättningar för att nå de uppstramade mål och krav som ställs, samt Energimyndighetens förslag i relation till implementering av dessa. I Tabell 5 listas de förändringar som behandlas nedan för de antagna direktiven RED III, EED och EU ETS.

Tabell 5 Centrala förändringar i de reviderade och antagna direktiven RED III, EED och EU ETS som är centrala för fjärr- och kraftvärmesektorn.

Direktiv	Revidering	Artikel
RED III ⁹⁵	Skärpta bindande mål om andel förnybart i hela EU	3
	Nya mål om andel förnybart för uppvärmning och kylning	23
	Skärpning av indikativt mål om årlig ökning av förnybart inom fjärr- och kraftvärmeproduktion	24
	Justering av de skogliga hållbarhetskriterierna	29
	Förtydligande av kaskadprincipen för användning av bioråvaror	3
	Uppmuntran till anslutning av tredjepartsleverantörer av förnybar energi och spillvärme inom fjärrvärme och fjärrkyla	24
	Påskyndade tillståndprocesser för förnybar energi	15
EED ⁹⁶	Skärpning av energieffektivitetsmål i hela EU	4
	Skärpning av nationellt årligt energisparbeting	8
	Krav på energibesparing och renovering i offentlig sektor	5 och 6
	Krav på nationell bedömning av värme- och kyla samt framtagande av lokala värme- och kylplaner	25
	Ny definition av effektiv fjärrvärme och fjärrkyla	26
	Sänkta gränser för kostnadsnyttoanalys	26
EU ETS ⁹⁷	Skärpning av bindande mål om utsläppsminskning i hela EU	9
	Justerade gränsvärden för omfattning av anläggningar	Bilaga 1
	Inkludering av avfallsanläggningar ses över	30
	Införande av ett separat handelssystem för transportsektorn och uppvärmning av byggnader	Kapitel IVa

5.1 Förnybartdirektivet (RED III)

5.1.1 Uppstramade och nya mål för andel förnybart

I RED III ökar det övergripande bindande målet om andel förnybart för hela EU till 2030. I RED III tillkommer även två nya mål om andel förnybart specifikt för uppvärmning och kylning och för byggnader. Det första är ett bindande övergripande mål med en stegvist årlig ökning av förnybar energi för uppvärmning och kylning fram till 2030. Det andra som tillkommer är ett byggnadsspecifikt indikativt krav om att medlemsländerna ska sträva efter en viss andel förnybar energi till 2030. För fjärr- och kraftvärmeproduktion stramas också det indikativa målet åt om årlig ökning⁹⁸ av förnybar energi och/eller spillvärme och -kyla.

⁹⁵ Direktiv (EU) 2023/2413

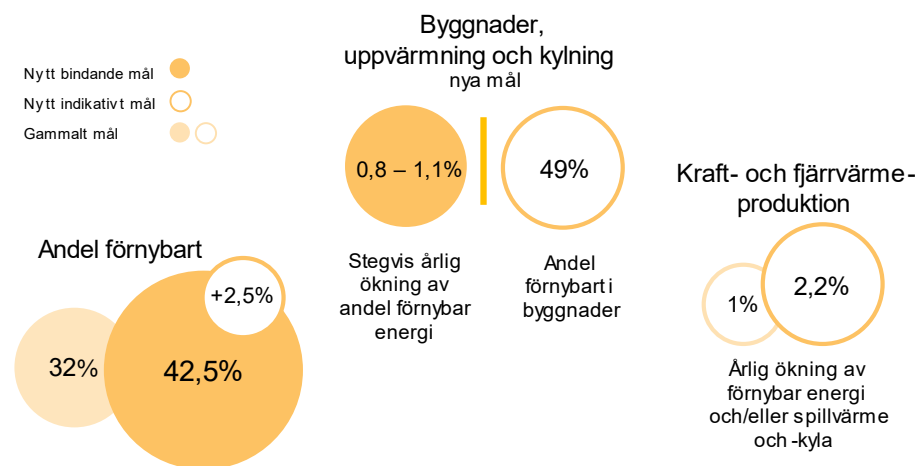
⁹⁶ Direktiv (EU) 2023/1791

⁹⁷ Direktiv (EU) 2023/959

⁹⁸ Om ett land har uppnått en kvot på över 60 procent kan det årliga målet räknas som uppnådd. Länder som uppnått en kvot mellan 50 – 60 procent behöver bara uppnå en årlig ökning om 1,1 procentenheter (hälften av det indikativa ökningsmålet).

Åtgärder för att uppnå det årliga målet ska fastställas i ländernas nationella energi och klimatplan, se Figur 21.

Figur 21 Skärpta mål om andel förnybart till 2030.



Anm: Det övergripande förnybartmålet har en indikatoriskt top-up på 2,5 procentenheter.

Anm: Det stegvisa målet om 0,8 procentenheter gäller för perioden 2021–2025 och 1,1 procentenheter gäller för 2026–2030 andel förnybart för uppvärmning och kylning. Medlemsstater ska även sträva efter att nå ett gemensamt EU-genomsnitt på 1,8 procentenheter som sträcker sig över båda perioderna.

Anm: Om ett land har uppnått en kvot på över 60 procent kan de årliga målen för andel förnybar värme och kyla samt förnybar fjärr- och kraftvärmeproduktion räknas som uppnådda. Länder som uppnått en kvot mellan 50 – 60 procent behöver bara uppnå en årlig ökning om hälften av de årliga ökningsmålen.

5.1.2 Andelen förnybart inom fjärrvärmerna ligger över 70 procent

Varje medlemsstat tilldelas en kvot som de ska bidra med för att uppnå EU-målet⁹⁹. För Sveriges del kan det enligt preliminära beräkningar antas att den nya kvoten bli högre än det övergripande målet på EU-nivå. Fjärrvärmerna står för ungefär 90 procent av uppvärmningen i flerbostadshus, 78 procent av lokaluppvärmningen och 18 procent av småhusen.¹⁰⁰ Andel förnybar fjärrvärme ligger på mellan 70–80 procent beroende på om spillvärme samt förnybar el till värmepumpar och elpannor räknas in.¹⁰¹ Detta betyder att Sverige kan tillgodoräkna de årliga ökningskraven för förnybart i fjärrvärmerna, med tillhörande åtgärder, eftersom gränsen för det är satt till 60 procent förnybart. Detsamma gäller för Sveriges värme- och kylaandel totalt sett, som även inkluderar det förnybara bidraget från individuella värmepumpar.

Enligt det nya uppdaterade förnybartdirektivet kommer även spillvärme till en viss del kunna räknas in till måluppfyllelsen vilket stärker sektorns

⁹⁹ Fördelningen mellan medlemsstater baseras på BNP och regleras i Styrningsförordningen (EU 2018/1999). Denna har inte varit föremål för revidering inom Fit för 55-paketet.

¹⁰⁰ ENERGISTATISTIK FÖR SMÅHUS, FLERBOSTADSHUS OCH LOKALER 2021, Energimyndigheten.

¹⁰¹ Till förnybartandelen ingår biobränslen, den biogena delen i avfallet samt förnybara bidrag från värmepumpar, även spillvärme får enligt EU räknas in. Ifall förnybar elproduktion som driver elpannor och värmepumpar räknas in blir andelen ännu högre. Resterande andel utgörs av den fossila delen i avfallet samt lite fossila bränslen.

förutsättning att fortsatt klara målen. Stora strömmar spillvärme kan potentiellt tillgängliggöras i och med elektrifieringen av bland annat industrin (se kapitel 10). Exempelvis innebär produktion av vätgas med elektrolys värmeförluster, vilka exempelvis skulle kunna omhändertas för att distribueras i fjärrvärmenät och tillgodoräknas målen. Det förutsätter dock att elektrolysanläggningen finns på en plats där det finns ett fjärrvärmenät och där det dessutom finns ett behov av värme.

5.1.3 Justering av de skogliga hållbarhetskriterierna samt förtydligande av kaskadprincipen för användning av bioråvaror

I det reviderade förnybartdirektivet (RED III) sker en del ändringar av reglerna kring vilken biomassa som ska få räknas som hållbar. De skogliga hållbarhetskriterierna justeras och utökas, bland annat genom att det definieras ett antal typer av marker på vilka det under vissa förutsättningar inte är tillåtet med uttag av biomassa. Dessutom utökas antalet anläggningar som ska omfattas av hållbarhetskriterierna, dels genom att storleksgränsen för el-, värme- och kylanläggningar som använder fast biobränsle sänks, dels genom ändringar i kriteriet för krav på växthusgasminskning och som nu också gäller retroaktivt dvs även inkluderar äldre anläggningar som varit i drift minst 15 år, dock tidigast 1 januari 2026.

I RED III förtydligas även regleringen av kaskadprincipen, främst i sammanhanget stödsystem, och syftar till att säkerställa att användningen av bioråvaror görs på ett sätt som maximerar värde och resurseffektivitet med så liten negativ påverkan som möjligt på den biologiska mångfalden. Detta ska göras genom att i första hand prioritera skogens resurser till andra högkvalitativa ändamål som inte är energiåtervinning

5.1.4 En viktig förutsättning för att uppnå målen långsiktigt är att biobränslen fortsatt räknas som förnybart

En viktig förutsättning för att fjärrvärmesektorn och Sverige i stort ska fortsatt klara förnybartmålen är att biobränslen fortsatt räknas som förnybart genom att Sveriges användning av biomassa även fortsättningsvis kommer att uppfylla EU:s hållbarhetskriterier. Biobränslen utgör merparten av bränsletillförseln av Sveriges fjärrvärmeproduktion (ca 65 procent)¹⁰².

I Sverige nyttjas redan mycket av de skogliga resurserna enligt kaskadprincipen då energibolagen använder rester eller skadat virke.¹⁰³ De undantag som har skrivits in avseende förtunning, nödåverknings och träd som inte kan användas i lokal industri innebär också att möjligheten att använda bränsleved från sådana åverknings kvarstår. Det är osäkert i

¹⁰² Inklusive biogena delen av avfall som utgör ca 9 TWh av totalt 41,7 TWh tillförda biobränslen.

¹⁰³ [Inga skärpta krav för skogsbränslen i energisektorn](#)

vilken utsträckning bränsleved som inte kan hänföras till något av dessa undantag används och vilken påverkan kaskadprincipen får för dessa ändamål. Läs mer om biobränslen och dess roll i den svenska fjärr- och kraftvärmesektorn i kapitel 6.

5.1.4.1 Åtgärder

Det är viktigt att Sverige fortsätter arbeta för att öka kunskapen både nationellt och internationellt om hur skogsbruk kan bedrivas på ett hållbart sätt och hur biodrivmedel på ett resurseffektivt sätt kan användas för energiändamål.

5.1.5 Anslutning av tredjepartsleverantörer av förnybar energi och spillvärme

För att integrera mer förnybar energi inom fjärrvärme och fjärrkyla ska medlemsländer även uppmuntras till att ansluta tredjepartsleverantörer av förnybar energi och spillvärme i anläggningar med en installerad effekt större än 25 MW.

I Sverige utreddes frågan om ett reglerat tillträde till fjärrvärmenäten av Energimarknadsinspektionen 2013¹⁰⁴. Utredningen resulterade i att bestämmelser infördes i fjärrvärmelagen (2008:263) som gör det möjligt för den som vill ansluta sig till ett fjärrvärmenät att, under vissa förutsättningar, få ett reglerat tillträde till nätet. Lagändringarna trädde i kraft den 1 augusti 2014. Energimyndigheten bedömer att denna implementering i princip borde räcka för att uppfylla kraven i det uppdaterade EED.

5.1.5.1 Åtgärder

När det gäller ”uppmuntrande” insatser menar Energimyndigheten att detta bör ingå i de lokala värme- och kylplaner som ska göras enligt EED. Energimyndigheten föreslår även att dessa kompletteras till regional nivå¹⁰⁵. Ytterligare förslag för att förbättra förutsättningarna att nyttja spillvärme inkluderar införandet av en lokaliseringsaspekt av den existerande kostnadsnyttoanalyslagen (Se även kapitel 10).

5.1.6 Påskyndade tillståndsprocesser för förnybar energi

För att påskynda utbyggnaden av förnybar energi och göra sig oberoende av ryska fossila bränslen påskyndas tillståndsförfaranden för projekt för förnybar energi inom ramen för REPowerEU. Accelerationsområden ska utformas av medlemsländerna vilket innebär att projekt för förnybar energiproduktion genomgår en förenklad och snabb tillståndsprocess.

¹⁰⁴ Reglerat tillträde till fjärrvärmenäten - Ei R2013:04

¹⁰⁵ Den exakta utformningen bör fastställas senare, exempelvis skulle länsstyrelserna kunna vara lämpligare utförare än regionerna.

5.1.6.1 Åtgärder

Rättsliga invändningar mot nya anläggningar för förnybar energi kommer att begränsas då dessa projekt anses vara av ”övervägande allmänintresse”.¹⁰⁶ I SOU 2023:18¹⁰⁷ behandlas kompensation, incitament och planering för en hållbar fortsatt utbyggnad av vindkraften liksom förslag om ekonomiskt stöd till lokal energiplanering 2024–2027.¹⁰⁸ Det är viktigt att kraftvärmen inkluderas i denna ansats och att vägledningen inom ramen för lagen om kommunal energiplanering är teknikneutral. Även kraftvärmen kan ha utmaningar kring tillståndsprocesser innefattande allt från bränslelager, hamnar och lastbilstrafik till själva förbränningsanläggningen

När det gäller tillståndsprocesser och incitament för byggande av kraftvärme så är det viktigt att teknikneutralitet upprätthålls inom ramen för lagen om energiplanering men även när det gäller eventuella stöd och ersättningar för förnybar kraftproduktion är det viktigt att också detta är teknik neutralt.

5.2 Direktivet om energieffektivitet (EED)

5.2.1 Uppstramade och nya mål för energieffektivitet

Genom det reviderade direktivet om energieffektivitet skärps energieffektivitetsmålet för EU till 2030. Det innebär att EU-länderna kollektivt ska säkerställa ytterligare minskningar av den slutliga och tillförda energianvändningen jämfört med de scenarier som gjordes 2020, varav målet om slutlig energianvändning är bindande. Direktivet innehåller även skärpta årliga, nationella energisparkrav samt specifika mål och krav för offentliga organ om bland annat införande av ett årligt energisparbeting samt årligt renoveringskrav, se Figur 22.¹⁰⁹

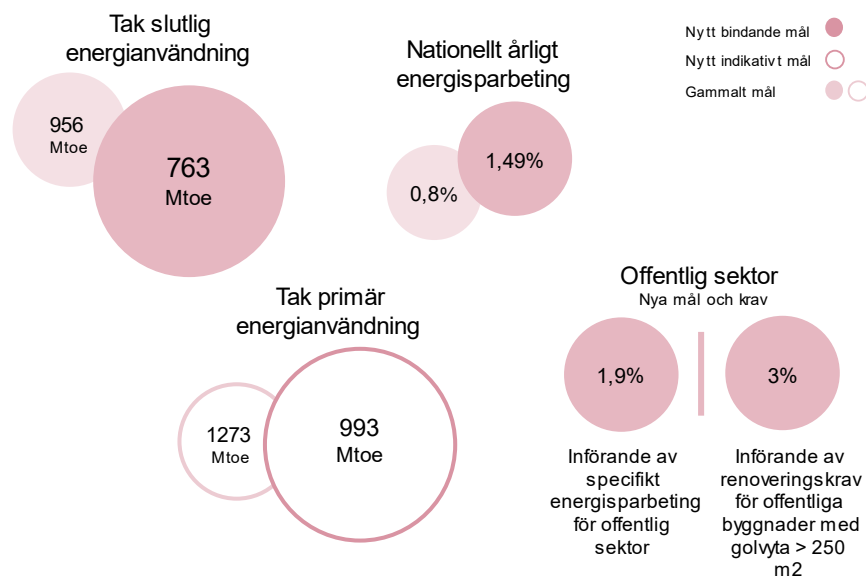
¹⁰⁶ [Rådet och parlamentet når preliminär överenskommelse om direktivet om förnybar energi - Consilium \(europa.eu\)](#) (Hämtad 2023-07-10)

¹⁰⁷ Se även Energimyndighetens remissvar *Yttrande angående Betänkandet Värdet av vinden - Kompensation, incitament och planering för hållbar fortsatt utbyggnad av vindkraften* (SOU 2023:18) [statens-energimyndighet.pdf \(regeringen.se\)](#)

¹⁰⁸ [Värdet av vinden - Regeringen.se](#)

¹⁰⁹ Energimyndigheten har fått i uppdrag att ta fram underlag för artikel 4 ”Energieffektivitetsmål”, artikel 5 ”Offentliga sektorn ledande inom energieffektivitet” artikel 6 ”Offentliga sektorns byggnaders roll som förebild” och artikel 8 ”Energisparkrav” i det omarbetade direktivet. Underlaget ska omfatta bland annat beräkningsunderlag, analyser, och förslag på Sveriges genomförande av artiklarna.

Figur 22 Renoveringskrav samt tak för energianvändning och energisparbetning till 2030.



5.2.2 Ambitionsökningar samt nya eller förändrade styrmedel inom samtliga sektorer krävs för att nå målen

År 2021 användes omkring 47 TWh fjärrvärme i småhus, flerbostadshus och lokaler. I bilaga 1 till delrapport 1¹¹⁰, redovisas de scenarier som togs fram av konsultföretaget Profu om minskad tillförd/köpt energi till byggnader baserat på ett energieffektiviseringsmål om 13 procent som förslogs i REpowerEU. Enligt scenarierberäkningar minskar fjärrvärmeleveranserna från 47,4 TWh 2020 till ett spann mellan 25–40 TWh till 2050. Då energieffektiviseringsmålet landat på 11,7 procent ligger antaganden om 13 procent strax över det faktiska utfallet i direktivet. En viktig utgångspunkt för analysen är att EU:s effektiviseringsmål på EU-nivå antas appliceras på den svenska byggnadssektorn rakt av. Det vill säga inga antagande görs om hur effektiviseringsmålen kommer att fördelas mellan olika länder inom EU. Inte heller tas hänsyn till eventuella möjligheter att olika sektorer kan bidra olika mycket till ett nationellt mål. Resultat påverkas även av antaganden om viktningsfaktorer¹¹¹ mellan fjärrvärme och el. Den slutgiltiga utformningen av det reviderade EPBD är emellertid inte publicerad varför det fortfarande är oklart vad det slutliga utfallet blir. I verkligheten är det naturligtvis svårt att veta hur kunder och aktörer anpassar sig vilket även kan påverka utfallet. Enligt Energimyndighetens preliminära beräkningar riskerar Sverige ett gap¹¹² för att nå målet på runt

¹¹⁰ ER 2023:14

¹¹¹ I scenarierberäkningarna har två olika fall av viktningsfaktorer antagits. Dels fjärrvärmerna på 0,7 och el 1,8 enligt dagens viktningsfaktorer, och ett fall där elen höjs till 2,5 medan fjärrvärmerna ligger kvar på 0,7.

¹¹² Kommissionens prognoser baseras på ambitionsyttringar i medlemsstaternas nationella energi- och klimatplaner (NEKP) och ligger till grund för beräkningarna och för hur stor ökningen kommer att bli för Sveriges del. EU-kommissionen kan med hjälp av ett nytt verktyg i form av en gapfyllnadsmekanism fördela eventuella gap (mellan sammanlagd ambitionsnivå och taket) mellan de medlemsstater som inte har tillräckligt höga ambitioner. I direktivet finns dock utrymme för

70 TWh¹¹³ i slutlig energianvändning under perioden 2024–2030. För att nå målet kommer det därmed att krävas ambitionsökningar inom samtliga sektorer samt nya eller förändrade styrmedel.

5.2.3 **Krav på energibesparing och renovering för offentliga organ**

Utöver energisparbetinget på nationell nivå införs ett specifikt energibesparingskrav för offentliga organ. Dessutom sätts ett mål om att varje medlemsstat årligen ska energirenovera minst tre procent av den totala golvytan i byggnader med värme- och kylsystem som har en golvyta större än 250 m² och som ägs av offentliga aktörer. Detta krav omfattar även offentliga byggnader på regional och lokal nivå och ska göras för att åtminstone kunna klassas som nära-nollenergibyggnad eller nollutsläppsbyggnad utifrån de krav som fastställs i direktivet om byggnaders energiprestanda (EPBD). Läs mer om EPBD i avsnitt 5.4.

5.2.4 **Nationell värme- och kylplan samt lokala värme kylplaner för kommuner med över 45 000 invånare**

Det ställs krav på att varje medlemsland ska ta fram **en ny heltäckande bedömning av värme-och kyla** (CA¹¹⁴) enligt artikel 25 i EED som numera ska rapporteras som en del av den nationella energi- och klimatplanen (NEKP). En ny CA behöver inte göras till den NEKP som har slutrapportering i juni 2024. Kommissionen menar emellertid att det är önskvärt att medlemsstaterna uppdaterar vad de hinner/kan.

Även **lokala värme- och kylplaner** ska tas fram för kommuner med över 45 000 invånare där det bland annat ska ingå en uppskattning och kartläggning av olika potentialer för ökad energieffektivisering samt en strategi för hur dessa potentialer ska identifieras. Någon fastställd deadline för dessa planer har inte fastställts i skrivande stund.¹¹⁵

5.2.4.1 **Åtgärder**

Energimyndigheten föreslår att de lokala värme- och kylplanerna som ska tas fram för kommuner med över 45 000 invånare ska kompletteras med regionala värme- och kylplaner för att nå större helhetsperspektiv och möjliggöra högre grad av sektorkoppling. Detta för att inte missa synergieffekter mellan kommuner och för att främja att även mindre kommuner som inte träffas av kraven kan delta i planeringsprocessen. Inte minst i regioner med stora industrisatsningar med hög elektrifiering. Ytterligare föreslår Energimyndigheten att dessa planer inkluderas i de redan existerande regionala och kommunala energiplanerna som då även bör uppdateras samt att dessa planer bör samordnas med regeringens elektrifieringssatsningar som lades fram i

medlemsstaterna att ta hänsyn till nationella förutsättningar för omställningen av energisystemet som påverkar det nationella bidraget negativt så som exempelvis en elektrifiering av industrin.

¹¹³ Detta motsvarar ca 20 procent av Sveriges slutliga energianvändning år 2020 (355 TWh).

¹¹⁴ Comprehensive assessment on efficient heating and cooling

¹¹⁵ Diskussion med Maadis Laniste från DG ENER

budgetpropositionen för 2024¹¹⁶. Ansvar för att ta fram regionala värme- och kylplaner kan även läggas på länsstyrelserna om dessa är bättre lämpade.

5.2.5 Ny definition av effektiv fjärrvärme och fjärrkyla

I det reviderade direktivet ingår en ny definition för vad som kan klassas som effektiv fjärrvärme och -kyla. Stegvis skärpta kriterier införs mellan 2027–2050 på anläggningarna för att uppnå mer energieffektiv användning av värme och kyla samt öka den förnybara andelen av tillförd energi. Vid granskning av anläggningarna kan medlemsländerna välja att antingen utgå från kriterier baserat på procentuell fördelning av anläggningens tillförda energi, eller kriterier baserat utifrån mängden utsläpp som anläggningarna genererar i förhållande till mängden värme eller kyla som levereras till kund mätt i g/kWh.

5.2.6 Nuvarande svenska fjärrvärmesystem klassificeras som effektiva t.o.m. 2045

Baserat på tillförd energi ska anläggningarna stegvis fasa ut fossilbaserad fjärrvärme för att vid 2050 endast bestå av antingen 100 procent förnybar energi, 100 procent spillvärme eller en kombination av dessa. Baserat på mängden utsläpp så ska dessa stegvis minskas från 200 g/kWh 2025 till 0 g/kWh 2050.

Energimyndigheten bedömer att all svensk fjärrvärme kan klassificeras som effektiv fram till och med 2045 men att ytterligare åtgärder krävs till 2050. Om ett system med avfallskraftvärme, där fossil plast fortfarande utgör en fraktion av avfallsströmmarna som kommer in till anläggningarna, ska kunna räknas som ”effektiv” krävs därmed koldioxidinfångning (CCS) för att få ner utsläppen till 0 g/kWh, eller att avfallets utsläpp inte räknas in i fjärrvärmens utsläpp. Läs mer om det i kapitel 7.

5.2.6.1 Åtgärder

Då den fossila fraktionen i avfall, framför allt fossil plast, i dag är upphovet till utsläppen från fjärr- och kraftvärmen behöver dessa omhändertas för att uppnå kraven i direktivet. Detta kan dels göras genom åtgärder som minimerar mängden fossil plast på marknaden, skapar bättre förutsättningar för cirkulära metoder för avfallshantering, eller genom åtgärder i fjärr- och kraftvärmeanläggningarna. Läs mer om detta i kapitel 7.

5.2.7 Sänkta gränser för kostnadsnyttoanalys

Enligt lagen om kostnadsnyttoanalys (CBA) ska aktörer som bygger en ny eller uppgraderar en energiproduktionsanläggning eller industriell anläggning, genomföra en kostnadsnyttoanalys för att se om de kan nyttja

¹¹⁶ Prop. 2023/24:1 Utgiftsområde 21, Anslag 1:5 Energiplanering

spillvärme eller få avsättning för spillvärme.¹¹⁷ Det uppgraderade EED sänker gränsen för storleken på anläggningar som behöver göra en CBA. Nytt är även att kärnkraftsanläggningar inte längre är undantagna kravet. Det betyder att en ny reaktor måste, på planeringsstadiet, genomföra en CBA för att se om det blir lönsamt att få avsättning för spillvärmerna. Även datacenter över 1 MW energitillförsel inkluderas.

5.2.7.1 Åtgärder

I anslutning till att lagen om kostnadsnyttoanalys¹¹⁸ ändras i enlighet med EED artikel 26 **föreslår Energimyndigheten att en lokaliseringsaspekt bör ingå i en sådan CBA.** Med tanke på elektrifieringen och spillvärmeöverskottet som väntas uppstå i dessa processer är det viktigt att få med en lokaliseringsaspekt tidigt i planeringen. Det betyder att de aktörer som har att göra en CBA även måste ta hänsyn till om de kan lokalisera sig på en ”bättre” geografisk plats för att maximera avsättning för eller inköp av spillvärme.

5.3 EU:s utsläppshandelssystem (EU ETS)

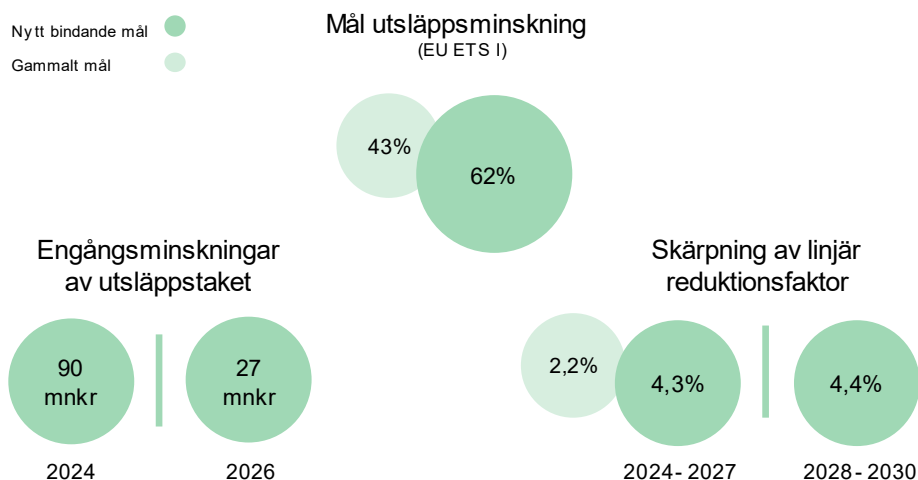
5.3.1 Skärpta mål för utsläppsminskningar

I det reviderade direktivet skärps takten för utsläppsminskningar i och med höjda ambitioner för de sektorer som omfattas av systemet. Skärpningen innebär ett ökat mål för utsläppsminskning till 2030, dels genom två utsläppsminskningar av utsläppstaket, dels genom en skärpning av den linjära reduktionsfaktorn som reglerar den årliga minskningen av utsläppstaket, se Figur 23.

¹¹⁷ För exakta kriterier se: [Lagen om vissa kostnadsnyttoanalyser på energiområdet \(energimyndigheten.se\)](#)

¹¹⁸ [Lagen om vissa kostnadsnyttoanalyser på energiområdet \(energimyndigheten.se\)](#)

Figur 23 Mål för utsläppsminskningar till 2030 inom EU-ETS.



5.3.2 Utsläpp inom sektorn härstammar framför allt från avfallsförbränning

Från det att systemet infördes 2005 fram till 2021 har utsläppen från den handlande sektorn minskat med omkring 18 procent.¹¹⁹ Utsläppen från svenska el-och fjärrvärmeanläggningar som omfattas av den handlande sektorn har under samma period minskat med omkring 26 procent.¹²⁰ Minskningen från sektorn beror på ökad användning av biogena bränslen samt minskad förbränning av fossila bränslen. Det är framför allt avfallsförbränning som fortsatt bidrar till utsläpp från svenska fjärr- och kraftvärmeanläggningar som ingår i EU ETS. För att bidra till det nya målet om 62 procent utsläppsminskningar till 2030 är det därmed främst inom avfallsförbränning där ytterligare ambitionsökningar och åtgärder kommer behövas. Läs mer om utsläpp från avfallsförbränning samt avfallsanläggningar inom EU ETS i kapitel 7.

5.3.3 Införande av ett separat handelssystem för transportsektorn och uppvärmning av byggnader, EU ETS 2

Ett separat¹²¹ handelssystem för utsläppsrätter ska införas för sektorer som inte ryms eller kommer att inkluderas¹²² under EU ETS, så som transportsektorn och uppvärmning av byggnader. Det nya systemet ska börja gälla från och med 2027¹²³ och ha ett eget utsläppsminskningmål om 43 procent till 2030 jämfört med 2005 års nivåer.¹²⁴ Medlemsstater kan undanta enheter inom ETS 2 från skyldigheter att överlämna utsläppsrätter fram till och med 2030 givet att det finns en nationell koldioxidskatt som är i kraft under perioden 2027–2030. Ett sådant undantag befriar dock inte den reglerade enheten från övervakning,

¹¹⁹ Endast inräknat stationära anläggning, dvs ej flygverksamhet.

¹²⁰ [Utsläpp inom utsläppshandeln och icke-handlande sektorn \(naturvardsverket.se\)](#)

¹²¹ Det kommer inte gå att handla mellan EU ETS och ETS 2.

¹²² Från 2026/2028 kommer sjöfart och avfallsförbränning att omfattas under EU ETS 1.

¹²³ Införandet kan skjutas upp till 2028 om vissa villkor uppfylls kopplade till exceptionellt höga gas- eller enligt artikel 30k i direktivet.

¹²⁴ [Rapport \(konj.se\)](#)

verifiering och rapportering av utsläppen.¹²⁵ Det är i dagsläget ännu oklart hur koldioxidskatten kommer att förhålla sig i och med att EU ETS 2 införs. Inget system för fri tilldelning kommer att finnas inom ETS 2 och intäkterna från systemet kommer delvis att gå till den sociala klimatfonden¹²⁶ som kommer att träda i kraft ett år innan ETS 2.¹²⁷

Det nya systemet kommer att appliceras uppströms, vilket innebär att till skillnad från EU ETS riktas systemet till distributörer och leverantörer¹²⁸ av fossila bränslen som används inom vägtransporter och uppvärmning av byggnader, så som bensin, diesel, olja, kol och naturgas, och inte till verksamheterna där punktutsläppen uppstår.¹²⁹ Införandet av ETS 2 kommer inte påverka omfattningen av vilka utsläpp som ingår i ESR-sektorn¹³⁰ utan dessa sektorer kommer fortsatt räknas med i det nationella beting som behöver uppfyllas inom ESR. Däremot kan vissa av dessa utsläpp komma att omfattas av både ESR och ETS 2.

5.3.4 Gränsvärden för vilka anläggningar som omfattas justeras

Från och med 1 januari 2026 kommer förutsättningarna för vilka anläggningar som ska omfattas av EU ETS att ändras i och med det reviderade direktivet. Sammanräkningsregeln för hur den totala installerade effekten ska beräknas ändras till att nu även inkludera de enheter som använder biomassa.¹³¹ Dvs, kapaciteten på alla enheter, både de som använder fossila och biogena bränslen ska tillgodoräknas den tillförda effektgränsen på 20 MW. Dessutom införs den så kallade 95-procentsregeln vilket syftar till att de anläggningar vars totala utsläpp under åren 2019–2023 som till mer än 95 procent härstammar från biomassa¹³² ska undantas från EU ETS i stället för den tidigare skrivelsen där anläggningar som uteslutande använder biomassa undantas från systemet.

5.3.5 Flera förbränningsanläggningar riskerar att falla ur systemet från och med 2026 i och med de nya reglerna

Flera svenska fjärr-och kraftvärmeanläggningar kommer att påverkas av de nya gränsvärdena för vilka anläggningar som omfattas av EU ETS och

¹²⁵ [Skrivelse Förslag på författningsändringar för att införa ett utsläppshandelssystem för utsläpp från vägtransporter och byggnader samt vissa andra utsläpp \(ETS 2\) \(naturvardsverket.se\)](#)

¹²⁶ Syftet med den sociala klimatfonden är att tillhandahålla särskild finansiering till medlemsstaterna för att stödja de mest drabbade sårbara grupperna, särskilt hushåll som lever i energi- eller transportfattigdom.

¹²⁷ [Ett nytt handelssystem för utsläpp från vägtransporter och uppvärmning av byggnader i EU - Central Sweden](#)

¹²⁸ Bränsledistributörerna är ansvariga för att övervaka, rapportera utsläpp samt betala utsläppsrätter. De väntas sedan föra över kostnaderna för utsläppsrätter på bränslepriset.

¹²⁹ Det kan finnas energibolag som har egna skatteupplag för bränslen. Dessa bolag blir då rapporteringsskyldig för bränslen som omfattas av ETS 2 och som används i anläggningar som inte omfattas av ETS 1.

¹³⁰ ESR= *Effort Sharing Regulation*; innefattar de sektorer som inte täcks in av EU-ETS

¹³¹ Tidigare räknades endast de enheter som använde icke-biogent ursprung vid beräkning av tröskelvärdet av installerad effekt.

¹³² Den biomassa som avses är sådan som uppfyller hållbarhetskriterierna enligt artikel 14 i direktivet, dvs. sådan vars utsläpp inte behöver täckas med utsläppsrätter.

riskerar därmed att falla ur systemet. I Sverige inkluderas idag 300¹³³ mindre förbränningsanläggningar under 20 MW som är anslutna till ett fjärrvärmenät större än 20 MW genom en *opt-in*. Baserat på utsläpp för perioden 2019–2022, dvs ej inkluderat utsläppen 2023, bedömer Naturvårdsverket att omkring 100 av dessa mindre anläggningar riskerar att falla ur systemet från och med att de nya reglerna börjar gälla 2026 om *opt-in* behålls i och med 95-procentsregeln. Ytterligare 170 större anläggningar¹³⁴ med en installerad effekt över 20 MW riskerar att falla ur i och med 95-procentsregeln varav 140 av dessa är fjärr- och kraftvärmeanläggningar med en installerad effekt över 20 MW.¹³⁵

En potentiell risk med 95-procents-regeln är att incitamentet för anläggningarna inom EU ETS att bli helt utsläppsfria minskar då en viss mängd förbränning av fossila bränslen gör att anläggningen inte faller ur systemet. Att vara kvar betyder att man fortsatt har rätt till fri tilldelning¹³⁶ samt att man slipper betala koldioxidskatt. En annan potentiell effekt är att de ”näst-bästa” anläggningarna ur ett klimatperspektiv belönas genom fri tilldelning i stället för de som är helt utsläppsfria. En annan effekt av att bioanläggningar faller ur systemet är att utsläppen i stället hamnar i ESR-sektorn (om inga andra beslut fattas i EU), vilket kan påverka Sveriges förutsättningar att klara sitt åtagande inom ESR.

Naturvårdsverket har i slutredovisningen av sitt regeringsuppdrag (KN2023/01935) föreslagit att svenska *opt-in* av anläggningar under 20 MW ska slopas från och med 2026. Om Naturvårdsverkets förslag på en slopad *opt-in* verkställs innebär detta att alla 300 mindre *opt in*-anläggningar kommer att exkluderas från systemet, oberoende 95-procentsregeln. En fördel för de mindre anläggningarna under 20 MW som faller ur EU ETS är att det medför minskade administrativa kostnader¹³⁷ som tillkommer genom att vara med i systemet. Å andra sidan behöver de anläggningar som inte omfattas av systemet betala en koldioxidskatt, som idag är högre än priset för utsläppsrätter, samtidigt som de förlorar den fria tilldelningen.¹³⁸ Enligt Naturvårdsverket utgör dessa *opt in*-anläggningar endast en bråkdel¹³⁹ av utsläppen från samtliga anläggningarna som är med i systemet vilket innebär att dessa inte står i

¹³³ Enligt sammanräkningsregeln för total installerad tillförd effekt som gäller från och med den 1 januari 2026, som beskrivs i förgående avsnitt.

¹³⁴ Bland de 170 större anläggningar finns även industrier inom papper/massa, kemi samt övrig industri.

¹³⁵ [forslag-pa-forordningsandringar-for-att-genomfora-andringar-i-eu-ets-1.pdf \(regeringen.se\)](#)

¹³⁶ För fjärrvärme, som inte anses löpa risk för koldioxidläckage, ges tilldelning till 30 procent av riktmärket fram till 2030 enligt ett undantag. Övriga sektorer som inte löper risk för koldioxidläckage fasas tilldelning successivt ut mellan 2026–2030. Vad som händer med tilldelningen för fjärrvärme efter 2030 är inte beslutat. För CBAM-sektorer fasas den fria tilldelningen ut under perioden 2026-2034 medan gränsjusteringsmekanismen (CBAM) fasas in.

¹³⁷ Kostnaderna relaterar framför allt till övervakning, rapportering och verifiering av utsläpp och tilldelningsuppgifter.

¹³⁸ [forslag-pa-forordningsandringar-for-att-genomfora-andringar-i-eu-ets-1.pdf \(regeringen.se\)](#)

proportion till kostnadslättnaderna som skulle komma ur att anläggningarna föll ur systemet.

5.3.6 Inkludering av avfallsenergianläggningar ses över

Ett lagförslag om att 2028 inkludera anläggningar som förbränner kommunalt avfall ska ses över av EU-kommissionen. Innan dess ställs det krav på att anläggningar som förbränner kommunalt avfall från den 1 januari 2024 ska övervaka och rapportera in sina utsläpp. EU-kommissionen ska därefter göra en utvärdering till 2026 och bistå som underlag till beslutet. Om anläggningarna inkluderas i EU ETS kommer det fram till 2030 finnas möjlighet för medlemsländer att undanta kravet genom en opt-ut. I Sverige inkluderas redan utsläpp från förbränning av avfall, i så kallade avfallsenergianläggningar, se även kapitel 7.5.¹⁴⁰

Hittills har endast Sverige, Danmark och Litauen inkluderat avfallsenergianläggningar i EU ETS. Genom att en mer harmoniserad tolkning av avfallsanläggningarnas inkludering inom EU skapas en mer rättvis konkurrenssituation för samtliga länder. Dock kvarstår en viss konkurrensfördel för de länder som ännu inte inkluderat sina anläggningar fram till 2030. I delrapport 1 diskuterades möjligheten att eventuellt exkludera svenska avfallsförbränningsanläggningar ur EU ETS tills det blir tvingande för samtliga medlemsstater att inkludera anläggningarna år 2030. Ett resonemang som följer upp vad en eventuell opt-ut av avfallsenergianläggningar till 2030 kan innebära för Sveriges del finns i kapitel 7.

5.4 Direktivet om byggnaders energiprestanda (EPBD)

Under december 2021 lämnade EU-kommissionen förslag på revidering av direktivet om byggnaders energiprestanda som en del av Fit for 55-paketet. Den 7 december 2023 nåddes en preliminär överenskommelse.^{141,142,143} Denna måste formellt godkännas av EU-parlamentet och rådet innan det kan publiceras och träda i kraft.

Det reviderade direktivet syftar till att förbättra energiprestandan och fasa ut fossila bränslen från EU:s byggnadsbestånd till 2050. I den preliminära överenskommelsen fastslås bland annat att:

- Alla nya byggnader ska vara så kallade nollutsläppsbyggnader från och med 2030 och att alla befintliga byggnader ska vara nollutsläppsbyggnader till 2050. Dock ges utrymme för särskilda undantag.

¹⁴⁰ [Avfallsförbränning i EU ETS \(naturvardsverket.se\)](https://naturvardsverket.se)

¹⁴¹ [Nya EU-regler ska förbättra byggnaders energiprestanda \(europa.eu\)](https://europa.eu)

¹⁴² [55 %-paketet: rådet och parlamentet överens om översyn av direktivet om byggnaders energiprestanda - Consilium \(europa.eu\)](https://europa.eu)

¹⁴³ [Preliminär överenskommelse om byggnaders energianvändning i EU - Regeringen.se](https://regeringen.se)

- En nollutsläppsbyggnad ska enligt förslaget definieras som en byggnad med mycket hög energiprestanda och utan fossila utsläpp på plats. Krav ställs även på den energi som tillförs byggnaden.
- Den genomsnittliga primärenergianvändningen i bostadshus ska minska med 16 procent till 2030 och 20–22 procent till 2035. 55 procent av energiminskningen ska uppnås genom energieffektivisering av de byggnader som har sämst energiprestanda. För länder som kommit långt i omställningen till fossilfri energianvändning blir det möjligt att justera dessa procentsatser för att ta hänsyn till lokala förutsättningar.
- För lokaler innebär kraven att miniminivåer för energiprestanda ska införas. Kraven ska sättas så att de 16 procent sämsta lokalerna utifrån ett energiprestandaperspektiv energieffektiviseras till 2030 och de 26 procent sämsta till 2033.
- Nationella planer för renovering av byggnader ska tas fram av medlemsländerna som fastställer åtgärder för utfasning av fossila bränslen inom uppvärmning och kylning med ambition att värmepannor för fossila bränslen helt fasas ut.
- Från och med 2025 ska medlemsländer inte tillåtas ge subventionering till värmepannor som drivs med fossila bränslen. Medlemsländer får även på rättslig grund fastställa krav på värmegeneratorer baserat på växthusgasutsläpp, typ av bränsle och minsta andel förnybar energi som används för byggnader.
- Nya byggnader ska vara förberedda för installation av solenergianläggningar på tak. För befintliga offentliga och kommersiella byggnader som inte är avsedda för bostäder ska solenergianläggningar gradvist installeras från och med 2027, förutsatt att det är tekniskt och ekonomiskt genomförbart.

Fjärr- och kraftvärmesektorn har historiskt haft, och kommer fortsatt spela en viktig roll för energitillförseln till byggnader i Sverige. Det har inte varit möjligt att kvantifiera exakta konsekvenser och effekter som revideringen kan få på fjärr- och kraftvärmesektorn då överenskommelsen fortfarande är preliminär. Däremot kan det konstateras att det reviderade direktivet kommer att påverka efterfrågan av fjärr- och kraftvärme i Sverige likväl inom hela EU samt efterfrågan på insatsråvaror då det kommer att ställa krav på energieffektivisering och miniminivåer för energiprestanda inom byggnadsbeståndet. Utfallet kan även spela en roll för konkurrenssituationen i förhållande till alternativa uppvärmningsmetoder.

5.5 Förslag om reviderad elmarknadsdesign (EMD)

Den 14 mars 2023 presenterade EU-kommissionen ett förslag på en reviderad elmarknadsdesign som bland annat omfattar elmarknadsdirektivet och elmarknadsförordningen.¹⁴⁴ Den 14 december 2023 nåddes en preliminär överenskommelse.^{145, 146} Denna måste formellt godkännas av EU-parlamentet och rådet innan det kan publiceras och träda i kraft.

Kommissionens förslag om en reviderad elmarknadsdesign kommer i viss utsträckning som en reaktion på de höga och volatila energipriser som präglat 2021 och 2022 och effekterna de medfört på elmarknaden¹⁴⁷. Även tidigare identifierad problematik, t.ex. kring finansiering av ny produktionskapacitet är tänkt att adresseras av revideringen.

En övergripande inriktning är att minska de fossila bränslenas påverkan på prissättningen genom att främja långsiktiga investeringar i förnybar och fossilfri elproduktion, införa verktyg som skyddar elleverantörer och konsumenterna mot framtida prisvolatilitet, samt främja flexibilitet på elmarknaden. I den preliminära överenskommelsen fastslås bland annat att:

- Medlemsstater får möjlighet, där förutsättningarna tillåter, att underlätta för energiköpsavtal (Power Purchase Agreements, PPA) mellan producenter och konsumenter i syfte att stabilisera priser för slutkunderna samt främja en mer stabil investeringsmiljö för förnybar elproduktion.
- Införa tvåsidiga marginalkontrakt (Contracts for Difference, CfD) för nyinvestering av fossilfri energi¹⁴⁸ i syfte att fördela prisrisken mellan kunder och producenter.
- Möjliggöra handel närmare drifttimmen på intradagmarknaden.
- Införa transparenskrav för stamnätsoperatörer (TSO:er) gällande tillgänglig kapacitet för nya anslutningar i elsystemet i syfte att öka förutsägbarheten för produktionen och underlätta integrering av förnybara produktionsresurser i elsystemet.
- Uppmuntra och möjliggöra att dela energi mellan användare och småskaliga producenter.

¹⁴⁴ [Rådet enas om delar av elmarknadsreform - Consilium \(europa.eu\)](#)

¹⁴⁵ [Commission welcomes deal on electricity market reform \(europa.eu\)](#)

¹⁴⁶ [Reform of electricity market design: Council and Parliament reach deal - Consilium \(europa.eu\)](#)

¹⁴⁷ Europeiska kommissionen, 2023. *Commission proposes reform of the EU electricity market design to boost renewables, better protect consumers and enhance industrial competitiveness*. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_1591 (hämtad 2023-03-22)

¹⁴⁸ De som omfattas är vindenergi, solenergi, geotermisk energi, vattenkraft utan magasin, samt kärnkraft.

- Krav på att utvärdera behov av och sätta ett mål för tillgänglig flexibilitet i elsystemet samt möjliggöra för medlemsstater att införa stödsystem för flexibilitet och lagring vid behov.
- Möjliggöra rätten att ha flera kontrakt samtidigt, exempelvis kombinera ett dynamiskt och ett fast prisavtal med leverantörer i syfte att skydda konsumenter från prisvolatilitet.

Då det endast är en preliminär överenskommelse är det ännu för tidigt att dra några konkreta slutsatser om de potentiella effekter en reviderad elmarknadsdesign kan ha på fjärrvärmesektorn. Generellt kan man konstatera att på en övergripande nivå verkar flera av de ändringar som finns med i överenskommelsen vara positiva för kraftvärmens. Som exempel kan både förslaget om tvåvägs-CfD samt PPA:er bidra till stabilare och mer långsiktiga marknadsförutsättningar för nyinvesteringar. Den exakta utformningen av de slutligt beslutade reglerna är emellertid viktig för att kunna göra en närmare analys av hur det kan komma att påverka. Även förslaget om intradagshandel närmare drifttimmen är generellt sett positivt för en reglerbar resurs som kraftvärmens som har förmåga att höja sin intjäningsförmåga genom att vara tillgängliga för ytterligare produktion när priserna är höga.

5.6 Sammanfattade slutsatser

Effekterna av de reviderade EU-direktiven och rättsakterna kommer att påverka den svenska fjärr- och kraftvärmens både på kort och lång sikt. Ambitionen att minska de fossila utsläppen genom ökad utbyggnad och användning av förnybar energi samt effektiviseringsåtgärder inom bostadsbeståndet kommer få effekter på sektorn samt innebära att vissa åtgärder kommer krävas.

Energieffektiviseringsmålen och kraven som fastställts i EED kommer att kräva åtgärder för minskad energianvändning inom flera sektorer, inte minst i byggnader. Även den preliminära överenskommelsen till ett reviderat EPBD kommer att innebära effektiviseringsåtgärder samt renoveringskrav av både befintliga och nya byggnader med åtgärder som kommer få påverkan på energianvändning och behov av värme och kyla. Exakt hur stor påverkan EPBD kommer att få är dock för tidigt att säga. Däremot kan det konstateras att ändringarna enligt den preliminära överenskommelsen kommer att påverka det framtida energibehovet för uppvärmning och kyla i inom byggnader ytterligare och därmed även minska efterfrågan på fjärrvärmeleveranser.

I och med skärpta mål för utsläppsminskningar inom EU ETS kommer ytterligare åtgärder krävas för att minska utsläppen till 2030. Det är framför allt avfallsförbränning som fortsatt bidrar till utsläpp från svenska fjärr- och kraftvärmeanläggningar som ingår i EU ETS och det är därmed främst inom avfallsförbränning som ytterligare ambitionsökningar och

åtgärder kommer behövas. De ändrade gränsvärden för vilka anläggningar som ska ingå i EU ETS innebär att flera fjärr-och kraftvärmeanläggningar kan komma att falla ur systemet från och med 2026 i och med 95-procentsregeln som införs. Baserat på utsläpp för perioden 2019–2022, dvs ej inkluderat utsläppen 2023, bedömer Naturvårdsverket att omkring 100 anläggningar med installerad effekt under 20 MW som idag inkluderas via en opt-in riskerar att falla ur systemet om en opt-in behålls i och med 95-procentsregeln. Ytterligare 140 större fjärr- och kraftvärmeanläggningar med en installerad effekt över 20 MW riskerar att falla ur i och med 95-procentsregeln. Naturvårdsverket har i slutredovisningen av sitt regeringsuppdrag (KN2023/01935) föreslagit att svenska opt-in av anläggningar under 20 MW ska slopas från och med 2026. Om Naturvårdsverkets förslag på en slopad opt-in verkställs innebär detta att alla 300 mindre anläggningar som idag inkluderas via opt-in kommer att exkluderas från systemet, oberoende 95-procentsregeln.

Utifrån den preliminära överenskommelsen till reviderad elmarknadsdesign kan man konstatera att på en övergripande nivå verkar flera av de ändringar som finns med i överenskommelsen vara positiva för kraftvärmen. Som exempel kan både förslaget om tvåvägs-CfD samt PPA:er bidra till stabilare och mer långsiktiga marknadsförutsättningar för nyinvesteringar. Den exakta utformningen av de slutliga beslutade reglerna är emellertid viktig för att kunna göra en närmare analys av hur det kan komma att påverka. Även intradagshandel närmare drifttimmen är generellt sett positivt för en reglerbar resurs som kraftvärmen som har förmåga att höja sin intjäningsförmåga genom att vara tillgängliga för ytterligare produktion när priserna är höga.

5.7 Inom ramen för de uppstramade mål och kraven som ställs på EU-nivå föreslår Energimyndigheten följande åtgärder:

- **Förutsättningen för Sverige att klara målet om andel förnybart styrs av EU:s syn på biobränslen.** Det är viktigt att Sverige fortsätter arbeta för att öka kunskapen både nationellt och internationellt om hur skogsbruk kan bedrivas på ett hållbart sätt och hur biodrivmedel på ett resurseffektivt sätt kan användas för energiändamål.
- **Energimyndigheten föreslår att de lokala värme- och kylplaner som enligt EED ska tas fram för kommuner med över 45 000 invånare ska kompletteras med en regional värme- och kylplan.** Detta för att nå större helhetsperspektiv och möjliggöra högre grad av sektorkoppling, inte missa synergieffekter mellan kommuner och för att främja att även mindre kommuner som inte träffas av kraven kan delta i planeringsprocessen, inte minst i regioner med stora industrisatsningar med hög elektrifiering. Ytterligare föreslår Energimyndigheten att dessa planer inkluderas i de redan

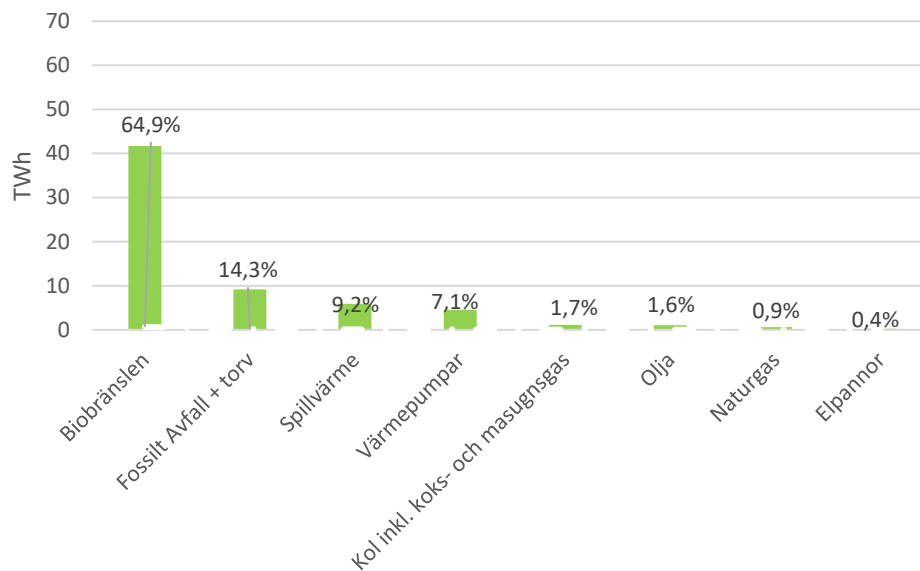
existerande regionala och kommunala energiplanerna som då bör uppdateras. Samt att de dessa planer bör samordnas med regeringens elektrifieringssatsningar som lades fram i budgetpropositionen för 2024. Ansvaret att ta fram regionala värme- och kylplaner kan även läggas på länsstyrelserna om dessa är bättre lämpade.

- **När det gäller uppmuntrande insatser för anslutning av tredjepartsleverantörer i RED III menar Energimyndigheten att detta bör ingå i de lokala värme- och kylplaner** som ska göras enligt EED. Ytterligare förslag för att förbättra förutsättningarna att nyttja spillvärme **inkluderar införandet av en lokaliseringsaspekt av den existerande kostnadsnyttoanalyslagen.**
- **Det är viktigt att kraftvärmens inkluderas i ansatsen att påskynda tillståndsprocesser för förnybar energi.** När det gäller tillståndsprocesser och incitament för byggande av kraftvärme så är det **viktigt att teknikneutralitet upprätthålls inom ramen för lagen om kommunal energiplanering.** Även när det gäller eventuella stöd och ersättningar för förnybar kraftproduktion är det viktigt att detta är teknik neutralt.
- **Energimyndigheten bedömer att all svensk fjärrvärme kan klassificeras som effektiv fram till och med 2045 enligt den nya definitionen av vad som ska klassas som effektiv fjärrvärme- och kyla i EED.** Då den fossila fraktionen i avfall, framför allt fossil plast, i dag är upphovet till utsläppen från fjärr- och kraftvärmens behöver dessa omhändertas för att kvalificeras som effektiv enligt kraven i direktivet till 2050. Detta kan dels göra genom åtgärder som minimerar fossil plast på marknaden, skapar bättre förutsättningar för cirkulära metoder för avfallshantering, eller genom åtgärder i fjärr- och kraftvärmeanläggningarna.
- **I anslutning till att lagen om kostnadsnyttoanalys (CBA) ändras i enlighet med EED föreslår Energimyndigheten att en lokaliseringsaspekt bör ingå i en sådan CBA.** Det betyder att de aktörer som har att göra en CBA även måste ta hänsyn till om de kan lokalisera sig på en ”bättre” geografisk plats för att maximera avsättning för eller inköp av spillvärme. Med tanke på elektrifieringen och spillvärmeöverskottet som väntas uppstå i norra Sverige är det viktigt att få med en lokaliseringsaspekt tidigt i planeringen.

6 Kampen om det gröna guldet

Biobränsle är den största posten för tillförd energi för fjärrvärmeproduktion och stod 2021 för 42 TWh och 65 procent av alla insatta bränslen (Figur 24). Nästan alla fjärrvärmenät innehåller biobränslebaserad fjärrvärme. Enligt *Biovärmekartan 2023* fanns 558 fjärrvärmenät som använde någon typ av biobränsle 2021¹⁴⁹. I denna siffra ingår även den biogena delen av avfall¹⁵⁰ samt biobaserad restvärme. När det gäller biokraftvärme fanns det 243 biokraftvärmeverk 2022¹⁵¹. Förutsättningarna kring biobränsle påverkar därmed värme- och kraftförsörjningen stort, vilket också blivit väldigt tydligt de senaste två åren. Kraftvärmeanläggningar i fjärrvärmenäten producerade 8,5 TWh el medan industriell kraftvärme producerade 6,8 TWh el under 2022, dvs sammanlagt 15,2 TWh.¹⁵²

Figur 24 Tillförd energi till fjärrvärmeproduktion 2021 i TWh och andelar.



Källa: Energiläget i siffror 2023

6.1 En perfekt storm har gett stigande biobränslepriser

Under 2022 började priserna på biobränslen stiga en hel del (Figur 25) som en konsekvens av ett flertal olika faktorer. Inte minst Rysslands krig mot Ukraina men även den svaga kronkursen, samt den svaga utvecklingen för byggindustrin vars spill ger biobränsle till kraft- och fjärrvärmen. Därutöver bör nämnas osäkerheter kopplat till att det inom EU:s olika institutioner finns varierande syn på vilken typ av biobränsle

¹⁴⁹ Framtagen av branschorganisationerna Svebio och Bioenergi.

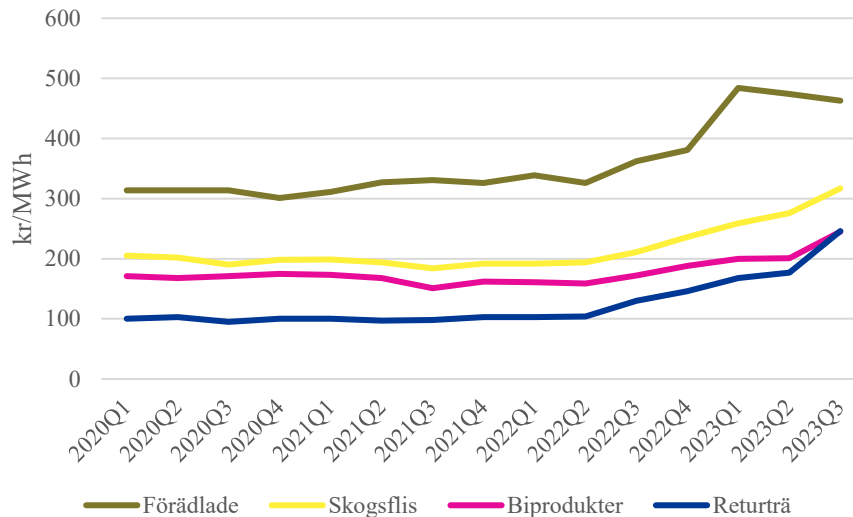
¹⁵⁰ Ett vedertaget antagande är att fördelningen mellan förnybara och icke förnybara sopor är 52/48 procent avseende sopornas energiinnehåll baserat på rapporten *Analys av den förnybara energiandelen i avfall till förbränning*, Profu 2017. Den biogena delen av avfallet utgör ca 9 TWh.

¹⁵¹ Se Biokraftkartan 2022, framtagen av SVEBIO.

¹⁵² Energiläget i siffror 2023.

och biobränsleproduktion som ska anses vara hållbar för olika energiändamål, se kapitel 5 och avsnitt 6.4.¹⁵³

Figur 25 Trädbränsle till värmeverk, kr/MWh, exkl. skatt löpande priser.



Källa: Trädbränsle och torvpriser, SCB och Energimyndigheten

Ryssland och Ukraina har tidigare stått för ca 30 procent av världsmarknaden vad det gäller biobränsle och levererade innan Rysslands krig mot Ukraina tillsammans med Belarus stora mängder biobränslen till Europa. Handeln med Ryssland och Belarus har dock nu i stor utsträckning upphört. Det betyder att många länder i Europa vänder sig mot de nordiska länderna för biobränslen, inte minst på grund av den svaga kronkursen. Detta samtidigt som konjunkturen lett till neddragningar inom byggindustrin, vilket i sin tur lett till minskade volymer träavfall från byggprocesserna till fjärrvärme.¹⁵⁴ Även restprodukter från sågverk och trävaruindustri som används som bränsle för värme- och kraftproduktion har minskat i volym till följd av ett förändrat konjunkturläge för träprodukter. Utöver detta har klimatmålen och trycket på omställning från fossilt till förnybart ökat inom EU vilket tillsammans pressar upp priserna.¹⁵⁵

Många fjärrvärmeaktörer har aviserat att prishöjningarna fr.o.m. 1 januari 2024 kommer att uppgå till 10–17 procent.¹⁵⁶ Några företag aviserar lägre medan andra aviserar högre prishöjningar som en konsekvens av stigande priser på biobränsle vilket också ökar trycket på diversifiering till andra

¹⁵³ Med anledning av revideringen av EU:s förnybartdirektiv (REDIII) föreslog Europaparlamentet den 14 september 2022, att en ny definition av "primary woody biomass" (primär skogsråvara) skulle införas för att begränsa dess användning i energimixen och elproduktionen. Hade detta gått igenom hade konsekvenserna för biovärmens och biokraftvärmens blivit väldigt stora. Se även delrapport 1 av strategin (ER 2023:14).

¹⁵⁴ [Kraftiga prishöjningar på biobränslen väntas ge högre fjärrvärmepris i Hässleholm | Bioenergitidningen](#)

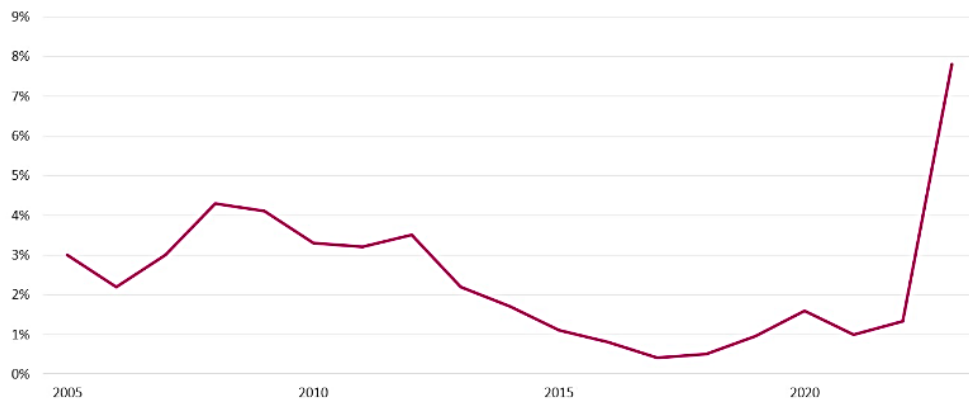
¹⁵⁵ "Även fjärrvärmens påverkas av energikrisen"

¹⁵⁶ Genomgång av olika energibolags webbsidor

tekniker eller energiproduktionskällor som exempelvis rökgaskondensering eller spillvärme.¹⁵⁷

Den senaste sammanställningen från Energiföretagen¹⁵⁸ visar också ett tydligt trendbrott jämfört med tidigare år. Från att prishöjningarna i medel legat under två procent de senaste tio åren, ökar de med 7,8 procent mellan 2022 och 2023 för kategorin mindre flerfamiljshus¹⁵⁹, se Figur 26.

Figur 26 Årlig prisförändring för fjärrvärme 2005–2023



Källa: Energiföretagen

6.2 Kraftvärmeproduktion från biobränslen

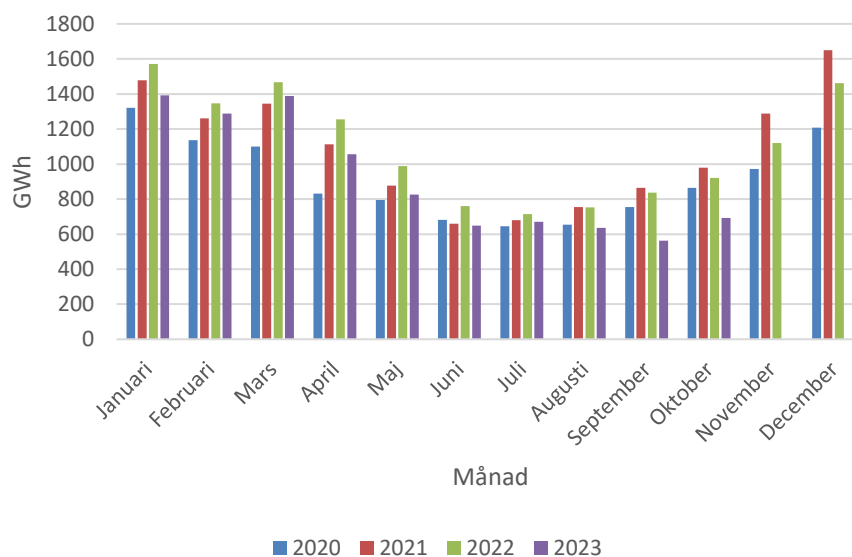
I delrapport 1 av detta arbete konstaterades att trots de betydligt högre elpriserna 2022 jämfört med 2021 så producerades mindre eleffekt från kraftvärme mellan september och december 2022. Det framkom att anledningen till detta var att företagen sparade på biobränslet på grund av den osäkra tillgången och höga priserna. Samma mönster kan ses i Figur 27 där den förnybara kraftvärmeproduktionen 2022 var lägre än 2021 mellan september och december (gröna staplarna är lägre än de röda sep-dec). Med bättre tillgång på biobränsle hade de gröna staplarna (allt annat lika) varit högre än de röda under de månaderna. För 2023 visar utvecklingen på samma tendens (lila staplarna). September 2023 var visserligen en osedvanligt varm månad men oktober var en kallare månad än normalt.

¹⁵⁷ [Kraftiga prishöjningar på biobränslen väntas ge högre fjärrvärmepris i Hässleholm | Bioenergitidningen](#)

¹⁵⁸ <https://www.energiforetagen.se/statistik/fjarrvarmestatistik/fjarrvarmepriser/>

¹⁵⁹ Enligt <https://www.energiforetagen.se/link/9f20ab5b5c2c4803a8fe44b609c6794e.aspx>, version daterad 13 september 2023.

Figur 27 Månadsvis förnybar kraftvärmeproduktion, GWh.



Not: Förnybara bränslen inkluderar även förnybart avfall.

Källa: *Elproduktion efter produktionsslag månadsvis*, SCB och Energimyndigheten

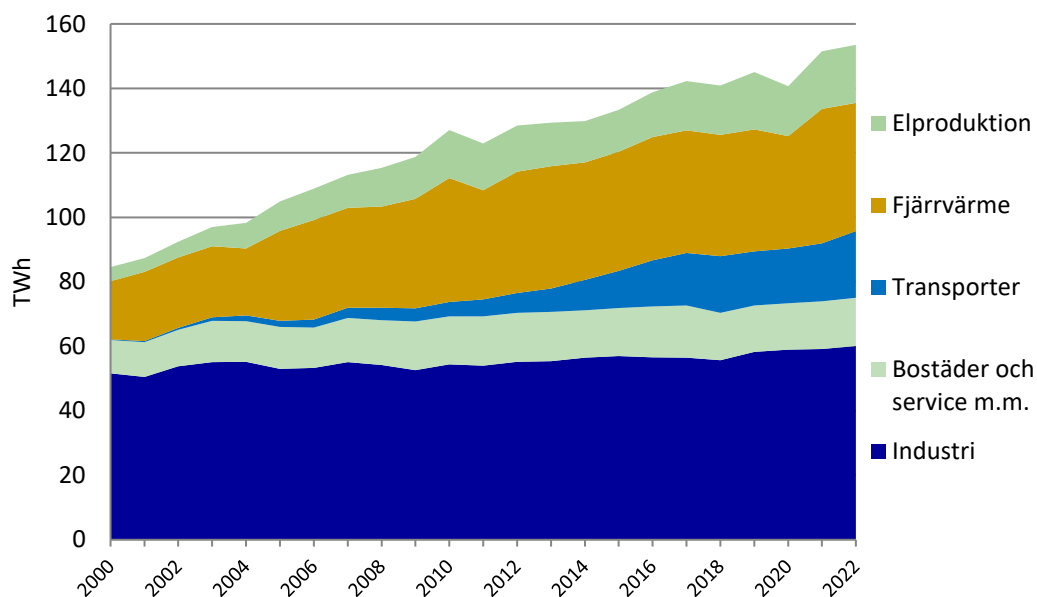
När det gäller tillgången på biobränslen under 2023 så kan det konstateras att årets avverkning i svensk skog beräknas bli lägre i jämförelse med de rekordstora avverkningsnivåerna under 2021 och 2022. Det visar Skogsstyrelsens årliga prognos över bruttoavverkningen. Avverkningen under 2023 bedöms uppgå till cirka 93 miljoner skogskubikmeter. Det är en minskning med tre miljoner skogskubikmeter jämfört med 2021 och en minskning med 2,8 miljoner skogskubikmeter jämfört med 2022. Orsaken till minskningen är i huvudsak en minskad produktion i den virkesförbrukande skogsindustrin. Eftersom det ekonomiska läget är osäkert är också årets prognos mer osäker än normalt.¹⁶⁰

6.3 Tillgången och efterfrågan på biobränslen framåt

Användningen av biobränslen i det svenska energisystemet har ökat med i genomsnitt drygt 2,5 TWh per år under de senaste 40 åren där huvuddelen utgörs av skogsbaserad bioråvara. Figur 28 visar den ökade användningen och fördelningen på sektorer där fjärrvärme och elproduktion stod för 38 procent av biobränsleanvändningen 2022.

¹⁶⁰ [Prognos visar på minskad avverkning 2023 - Skogsstyrelsen](#)

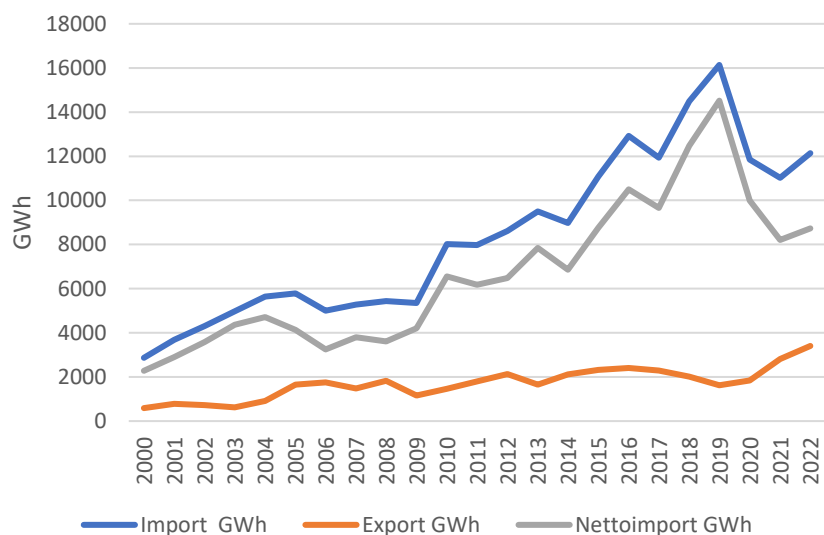
Figur 28 Användning av biobränsle per sektor, TWh.



Källa: Energiläget i siffror 2023

Figur 29 visar att importbehovet av fasta biobränslen stadigt ökat de senaste 20 åren med en peak 2019 varefter pandemin sannolikt kan förklara importnedgången 2020. Användningen av fasta biobränslen låg 2022 på drygt 74 TWh vilket är 10 TWh mer än 2015.¹⁶¹

Figur 29 Handel med fasta biobränslen, inklusive biogena delen från avfall 2000–2022



Källa: Energimyndighetens beräkningar

Not: Avfallet för 2022 antas vara samma som för 2021, mellan 2000 och 2014 saknas officiella siffror för handel med returträflis vilket förklarar hoppet mellan 2014 och 2015. Det kan finnas sortiment som inte ingår i figuren.

¹⁶¹ Energimyndighetens biobränslestatistik.

Det finns en potential för en fortsatt ökad tillförsel och användning av skogsbränslen under kommande decennier.¹⁶² Fram till 2030 bedöms potentialen kunna uppgå till ytterligare 3 TWh per år, efter 2030 bedöms den bli något lägre. Det ökade utbudet av skogsråvara för energiändamål utgörs av biprodukter från skogsindustrin som bark, sågspån, lignin, tallolja mm, restprodukter från skogsbruk som grot¹⁶³ och bränsleved samt gallrings- och röjningsvirke och sly från skogs- och landskapsvårdande åtgärder respektive väghållning. Därtill finns en potential från odling av snabbväxande trädslag på ej brukad åkermark samt beskogad jordbruksmark.^{164 165 166}

För att förverkliga den potential som finns är en viktig del långsiktighet. Detta kan uppnås bland annat genom kontrakt mellan fjärr- och kraftvärmeverk och bränsleleverantörer vilket i sin tur kan borga för ett fortsatt gott utbud av trädbränslen. När ekonomisk långsiktighet finns skapas den säkerhet som är nödvändig för att entreprenörer ska våga ta investeringsbeslut i de maskiner och tekniska system som krävs för att skota ut, sönderdela och transportera trädbränslena från skogen till fjärr- och kraftvärmeverket. Långsiktighet är särskilt viktigt vad gäller grot-sortimentet som kräver mer planering vid uttag i skogen eftersom avverkningen behöver anpassas och groten ligga kvar och barra av under minst en sommar.¹⁶⁷ Under det senaste året har bränsleköparna i många fall haft svårt att få till stånd nya långsiktiga kontrakt på grund av den ökade konkurrensen om svenskt biobränsle från andra länder. Det betyder att leverantörerna i detta läge i större utsträckning tror på prisökningar och inte vill binda upp sig långsiktigt. Ett ökat uttag av grot skulle bidra till ett ökat totalt utbud på marknaden med möjlighet till lägre priser och stabilare förutsättningar.

Uttag av grot kan göras i slutavverkningar och sena gallringar.¹⁶⁸ Enligt Skogligen konsekvensanalys SKA22¹⁶⁹ finns potential att öka uttagen av grot i hela landet, mest i norra Sverige. Mer specifikt bedömer Skogsstyrelsen att det finns en potential att under en period fram till 2035 öka användningen av grot från förnygringsavverkning från i dag cirka nio TWh till en nivå av storleksordningen 24 TWh. Denna potential beaktar ekologiska restriktioner enligt Skogsstyrelsens rekommendationer men inte ekonomiska eller tekniska restriktioner. Givet dessa förutsättningar finns huvuddelen av potentialen i Norrland.

¹⁶² Hansson, J., Hellsten, S., Börjesson, P. och Egnell, G. 2021. Konkurrensen om skogsråvaran – Den svenska skogsresursen. Energiforsk. Rapport 2021:821. ISBN 978-91-7673-821-4.

¹⁶³ Grot är en förkortning för Grenar och Toppar. Det är den del av trädet ovan stubbe som är kvar när stamveden har tagits ut. Groten kan samlas in och användas som primärt skogsbränsle.

¹⁶⁴ [30 miljoner kubikmeter poppel per år - Skogsaktuellt](#)

¹⁶⁵ [Lignin-first biorefining of Nordic poplar to produce cellulose fibers could displace cotton production on agricultural lands - ScienceDirect](#)

¹⁶⁶ [christersson_1_et_al_181214.pdf \(slu.se\)](#)

¹⁶⁷ [Skogsbränsle - Skogsstyrelsen](#)

¹⁶⁸ [Arbetsätt för uttag av skogsbränslen - Skogforsk](#)

¹⁶⁹ Den senaste skogligen konsekvensanalysen som presenterades i oktober 2022, Skogsstyrelsen

Genom att köpa bränsle i första hand lokalt eller regionalt minskas transportavstånden vilket är särskilt viktigt för oförädlade och bulkiga bränslen som flis, grot och biprodukter från sågverk och träförädlade industri. Korta transportavstånd minskar både bränslekostnader och miljöbelastning från transporter. Dessutom möjliggörs återföring av vedaska vilket är särskilt viktigt för vissa marktyper för att bibehålla markens virkesproducerande förmåga och sluta kretsloppet. Askåterföring rekommenderas av Skogsstyrelsen.¹⁷⁰ En annan fördel med att köpa oförädlad bränsle lokalt eller regionalt är minskad risk för introduktion eller spridning av skogsskadegörare.

Väl genomtänkta lagringsstrategier för bränsle hos fjärr- och kraftvärmeföretag är kostnadsbesparande och ökar leveranssäkerheten för värme och el. Rekommendationer för bränslelagring har bl.a. tagits fram av SLU¹⁷¹ och SkogForsk. För mer om värme- och bränsleberedskap se kapitel 11.

6.4 Kampen om det gröna guldets – olika viljor inom EU

Med anledning av revideringen av EU:s förnybartdirektiv (REDIII) föreslog Europaparlamentet den 14 september 2022, att en ny definition av "primary woody biomass" (primär skogsråvara) skulle införas för att begränsa dess användning i energimixen och elproduktionen. Förslaget skulle innebära att fasta biobränslen som grot inte skulle kunna få finansiellt stöd, eller användas för att uppnå förnybartmålen. (Se även kapitel 6 i delleverans 1).

Ifall EU-parlamentets förslag hade gått igenom hade det fått stora negativa effekter på Sveriges självförsörjning inom energiområdet. Den årliga tillförseln av primära skogsbränslen i form av grot-flis de senaste tio åren har legat i intervallet 8 – 11 TWh, stamvedsflis i intervallet 5 – 7 TWh och flis av träddelar i intervallet 1 – 2 TWh¹⁷². I Sverige har det bedrivits omfattande och bred forskning inom moderna skogsbränslesystem och ekologiska effekter av dessa sedan åtminstone 1980-talet. Baserat på resultat från denna forskning har Skogsstyrelsen tagit fram detaljerade anvisningar för på vilka marker det är lämpligt att ta ut grot och i vilken omfattning¹⁷³. En sammanställning för att öka kunskapen om bioenergi i Sverige och EU initierades 2017 av Miljömålsrådet i vilken Energimyndigheten, Naturvårdsverket, Jordbruksverket och Skogsstyrelsen medverkade¹⁷⁴.

Att inte vara beroende av fossil energi har under lång tid gett den svenska skogsindustrin ett internationellt konkurrensövertag. Den svenska fjärrvärmeförsörjningen använder i stor utsträckning lokala primära

¹⁷⁰ [Askåterföring - Skogsstyrelsen](#)

¹⁷¹ Lehtikangas, 1999. Lagringshandbok för träbränslen.

¹⁷² [Produktion, import och export av oförädlade träbränslen \(energimyndigheten.se\)](#)

¹⁷³ [Skogsbränsle - Skogsstyrelsen](#)

¹⁷⁴ [rapport-201710-bioenergi-pa-ratt-satt.pdf \(skogsstyrelsen.se\)](#)

trädbränslen vilket gett stabil och kostnadseffektiv värme i städer och tätorter sedan 1980-talet. Inom båda sektorerna har trädbränslen successivt ersatt fossila bränslen. En kraftig begränsning av uttaget av biobränslen skulle få stora effekter på fjärr- och kraftvärmesektorn, ytterst värmekunder och lokala entreprenörer och skogsbruksföretag, liksom bland annat de industrier som planerar för produktion av biodrivmedel från skogsindustriella biprodukter som spån och flis där dessa behöver ersättas av primära skogsbränslen i skogsindustrin.

Förslaget från EU-parlamentet hade kraftigt minskat marknaden för primära skogsbränslen till fjärrvärmesektorn efter 2030 och lett till en ökad konkurrens om sekundära bränslen dvs. industriella biprodukter.

En uppskattning av vad en total utfasning av ”skogsrester” skulle innebära, till följd av att aktörer inte skulle vilja använda skogsrester då de inte längre räknas som hållbara enligt Europaparlamentets förslag, har tagits fram av konsultföretaget Profu¹⁷⁵. Modelleringar visar att klassningen av primära biobränslen som ohållbara skulle ökat fjärrvärmepriserna med 12–25 euro/MWh vilket i modelleringen leder till **minskade fjärrvärmeleveranser med ca 30–40 procent**. Förutom det visar också resultaten på en försvagning av effektbalansen och ökade utsläpp i Sverige på 40–50 Mton CO₂ (ackumulerad mängd 2025–2050).

Förutsättningen för Sverige att klara målet om andel förnybart, liksom förutsättningarna för en konkurrenskraftig fjärrvärmesektor, är alltså avhängig EU:s syn på biobränslen. **Det är därför viktigt att Sverige fortsätter arbeta för att öka kunskapen både nationellt och internationellt om hur skogsbruk kan bedrivas på ett hållbart sätt och resurseffektivt användas för energiändamål.** Här är det också viktigt att långsiktigt positionera sig med andra EU-länder som har en likartad hantering av biobränslen för energiändamål. Förutom strömningar som driver frågan om att primära biobränslen inte ska få användas för energiändamål så finnas även en bredare strömning om att förbränning i sig är negativt, vilket även kan ha påverkan på avfallskraftvärmen.

6.5 Biobränsle – Sektorskopplingar och användningsområden

Förutom användningen av biobränslen som insatsvara till värme- och elproduktion finns en uppsjö av användningsområden med sektorskopplingar till fjärr- och kraftvärmen. Ett ökat hållbart uttag av biobränslen skulle förutom förbättrade förutsättningar för en trygg energiförsörjning och lägre el- och fjärrvärmepriser, även kunna bidra till andra användningsområden och intäktsströmmar.

¹⁷⁵ *Consequences if the supply of forestry residues for bioenergy, especially “branches and tops, is restricted in Sweden*, Bisallion, M., Sköldberg, S., Unger, T. 2022-11-15.

6.5.1 Pyrolys – Bioolja och biodrivmedel från träflis

En sektorskoppling för kraftvärmens och möjlighet till en extra intäktström är att producera bioolja och biodrivmedel från träflis genom pyrolys. I den hettas biomassan snabbt upp och förångas och kondenseras sedan ner till en vätska som består av en mix av kolkedjor, på samma sätt som fossil olja. En studie från LTH¹⁷⁶, finansierad av Energimyndigheten och Kraftringen uppskattar att det i Sverige finns nära hundra kraftvärmeverk med liknande förutsättningar och som därmed också skulle kunna börja producera pyrolysolja på samma sätt. Enligt studien uppgår potentialen till 20 TWh. Vilket kan jämföras med biodrivmedelsimporten 2019 på 18 TWh. En möjlighet är att kraftvärmeverken skulle kunna producera biodrivmedel från bränsleflis under sommarhalvåret då efterfrågan på värme är låg.

6.5.2 Biogas

Biogas används som fordonsgas, för el- och värmeproduktion eller som råvara eller processbränsle i industriella processer, till exempel som processbränsle i stålindustrin eller som råvara i kemiindustrin, eller som sjöfartsbränsle. Biogas produceras i Sverige främst genom rötning av organiskt material, men kan även produceras genom termisk förgasning av biomassa.

Det finns olika tekniker och processer beroende på om syftet är el- och värmeproduktion eller om syftet är produktion av förädlade produkter som biodrivmedel eller biometan. Tekniken ger också goda möjligheter att uppnå negativa utsläpp.

Förgasningsanläggningar går med fördel att bygga som bioraffinaderier i anslutning till andra industriprocesser eller kraftvärmeverk där restprodukter kan nyttjas för produktion av förnybara energiprodukter samtidigt som spillvärme kan tas tillvara på vilket gör att en högre totalverkningsgrad uppnås.

Incitamenten att använda biogas har emellertid minskat i och med den så kallade Landvärmedomen som kom i slutet av 2022 som innebär att skattebefrielsen på biogas tagits bort då den befunnits strida mot statsstödsreglerna.¹⁷⁷ EU-kommissionen har påbörjat en ny granskningsprocess om skattebefrielsen där besked kan fås senast andra halvåret 2024.¹⁷⁸ Med tanke på att det finns ett hundratal mindre biokraftvärmeanläggningar som använder biogas är det viktigt att regeringen undersöker alla möjligheter till skattenedsättning.

6.5.3 Bio-kol

¹⁷⁶ [Bioolja från befintliga kraftvärmeverk-en systemstudie: Sammanfattning av ett forskningssamarbete mellan Lunds Tekniska Högskola, Karlstad universitet och Kraftringen Energi — Lunds universitet](#)

¹⁷⁷ [Läget på energimarknaderna - Biodrivmedel och fasta biobränslen \(energimyndigheten.se\)](#)
¹⁷⁸ ["Regeringen måste komma med en lösning för biogasföretagen" \(energi.se\)](#)

Biokol framställs genom att organiskt material, som exempelvis trädgårdsrester, hettas upp vid syreunderskott genom en pyrolysisprocess. Brännbara gaser och överskottsvärme från pyrolysisprocessen kan tas tillvara av lokala energibolag och ersätta andra bränslen i fjärrvärmesystemet. Biokolen förhindrar kol som bundits i biomassa, till exempel träd, att återgå till atmosfären i form av växthusgaser. Biokol har flera klimatnyttor och användningsområden. Det är även möjligt att framställa pyrolysolja, som kan vidareförädlas till biodrivmedel.¹⁷⁹

Biokolproduktion klassades 2018 som en teknik som binder växthusgaser (Negative Emission Technology) av FN:s klimatpanel IPCC. Livscykelanalys visar att storleken på kolsänkan och miljöeffekterna varierar betydligt beroende på vilken biomassa som används, hur produktionen sker och hur biokolet sedan används. Biokolets effekt som kolsänka beräknas kunna uppgå till omkring 2,5 ton koldioxid per ton producerad biokol ur ett hundraårsperspektiv. Siffran varierar dock beroende på biokolets kolhalt och stabilitet. Generellt är det bättre ur klimatsynpunkt att använda restprodukter som saknar annat användningsområde jämfört med jungfrulig biomassa. Om biokolet kan användas för att ersätta andra klimatbelastande komponenter i t.ex. odlingssubstrat ökar också dess klimatnytta.

Biokol kan också ersätta fossilt kol i olika produktionsprocesser i metallurgisk industri och därmed bidra till att minska koldioxidavtrycket. Det uppskattade behovet av biokol för användning i den globala stålindustrin är betydande. För den nordiska marknaden visar beräkningar ett framtida behov av mer än 350 000 ton biokol per år, som insatsvara vid tillverkning av stål.¹⁸⁰ De stora ståltillverkarna är inte de enda som ser biokol som ett alternativ när koldioxidutsläpp ska reduceras. Även för smältverk och mindre gjuterier, som har svårt att gå över till vätgas, är biokol intressant.

Ökad användning av biokol har sålunda en potential att minska klimatutsläppen. Investeringar i framställning och användning av biokol är därför ett av Klimatklivets¹⁸¹ prioriterade områden med 145 Mkr beviljat 2022 fördelat på 18 områden.

6.5.4 Tillgången på biobränsle är en förutsättning för bio-CCS och därmed för att nå klimatmålen

Potentialen till negativa utsläpp genom tillämpning av avskiljning, transport och lagring av koldioxid av biogent ursprung vid

¹⁷⁹ Källa: Naturvårdsverket, "Biokol är en framtidsprodukt" (naturvardsverket.se)
¹⁸⁰ HYPERLINK "<https://bioenergitidningen.se/staljatte-investerar-over-100-miljoner-kronor-i-svenskt-biokolforetag/>" Ståljätte investerar över 100 miljoner kronor i svenskt biokolforetag | [Bioenergitidningen](https://bioenergitidningen.se)

¹⁸¹ Klimatklivet är investeringsstödet som gör det möjligt att satsa på fossilfri framtidsteknik och grön omställning. Det kan sökas av företag, kommuner, regioner och organisationer i hela Sverige. Klimatklivet delfinansieras av EU:s återhämtningsfond, NextGenerationEU. Källa: [Klimatklivet](https://naturvardsverket.se) (naturvardsverket.se)

punktutsläppskällor är hög. Den rikliga tillgången till biomassa som råvara för massa- och pappersindustrin och användning av restprodukter från skogsbruk och massaproduktion har resulterat i att Sverige har ett stort antal betydande punktutsläppskällor av biogen koldioxid. Förutsättningarna för negativa utsläpp från bio-CCS, med syfte att nå klimatneutralitet 2045 och därefter nå nettominusutsläpp, beror därmed på en fortsatt fungerande marknad för biobränsle och biokraftvärme.

6.6 Slutsatser

Utgående från de bedömningar som gjorts av Skogsstyrelsen finns det ett utrymme att öka uttaget av grot från skogen med ytterligare 15 TWh. Ett utnyttjande av den möjligheten (helt eller delvis) skulle öka försörjningstryggheten för både el- och värmeproduktion. Därutöver skulle andra områden för biomassaanvändning såsom biodrivmedelsproduktion, bioplast etc. gynnas. Ökad tillgång på biobränslen skulle även kunna ha en dämpande effekt på fjärrvärmepriserna som höjts som en följdverkan av Rysslands krig i Ukraina som lett till minskat inflöde av biobränsle till Europa. Även möjligheten att producera el från kraftvärmeanläggningar kan påverkas positivt då anläggningar slipper hålla på bränslet ifall det uppstår brist (eller risk för brist) som skedde vintern 2022.

I det följande listas förslag på åtgärder på kort och lång sikt som behöver utredas närmre. Därför **föreslås att en Biostyrmedelsutredning genomförs** med fokus på ökat hållbart uttag av biobränslen kopplat även till förutsättningarna för en ökad trygg energiförsörjning. En sådan utredning spänner över flera områden och kan därför passa som en särskild utredning, där Energimyndigheten gärna bistår utifrån vår expertkompetens.

6.6.1 Förslag på åtgärder att utreda vidare

- Utreda förutsättningarna och eventuella behov av stöd för att öka det ekologiskt hållbara uttaget av grot. I utredningen bör även frågan om distribution till hela den svenska marknaden ingå.
- Utreda förutsättningar och eventuellt behov av stöd gällande klen gallring/röjning i växande skog för att kunna öka uttaget av vedråvara för energiändamål.
- Utreda behovet av statliga garantier och/eller stödsystem för köp av maskiner för att möjliggöra ett snabbt ökat grot-uttag.

Förslag på åtgärder att utreda på längre sikt

- Beredskapslager av biobränsle (Se kapitel 11)

7 Avfallskraftvärmens i framtiden

I *delredovisning 1* av strategin¹⁸² redovisas fjärr- och kraftvärmebranschens utmaningar med att krediteras de utsläpp som uppstår vid avfallsförbränning då de har liten rådighet över innehållet i det avfall de tar emot och förbränner. Dels är det förknippat med höga (och stigande) kostnader för utsläppsätter, dels ställer fjärrvärmekonsumenterna idag allt högre krav på att värmen de köper är fossilfri för att minimera deras egna klimatavtryck. Dessutom uppkommer även frågan hur de fossila fraktionerna i avfallet ska kunna minska eftersom avfallsförbränning är det som ger upphov till majoriteten av utsläppen från sektorn.

Med anledning av dessa frågor går detta kapitel ytterligare in på hur avfallshanteringen i Sverige ser ut samt relevanta EU-regler relaterat till avfallshandling och statistik. I kapitlet presenteras förslag på åtgärder för att underlätta för de aktörer i fjärrvärme- och kraftvärmebranschen som använder avfall. Förutsättningen att praktiskt, tekniskt och juridiskt implementera det som föreslås behöver emellertid utredas närmre i ett separat uppdrag.

7.1 Avfallshandling inom EU

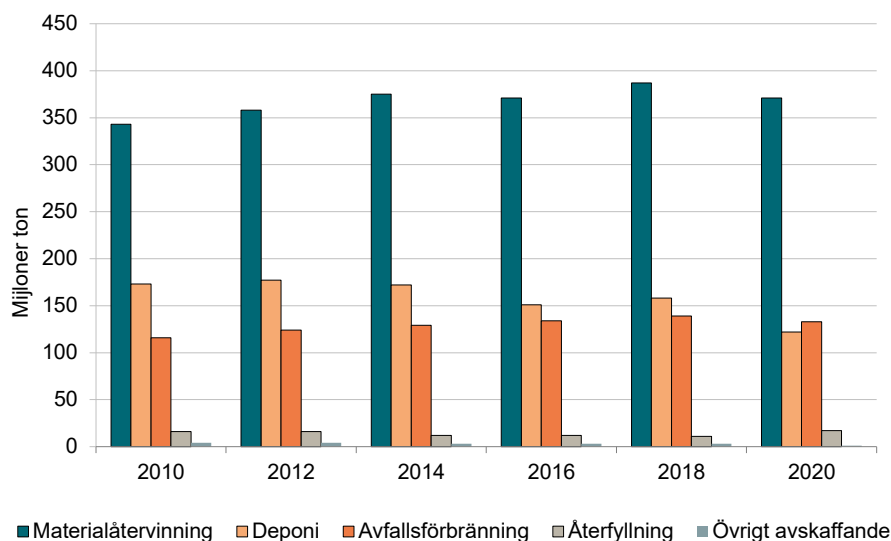
Över 2,2 miljarder ton avfall genereras i EU varje år varav omkring 600 miljoner ton är kommunalt avfall¹⁸³. Figur 30 visar fördelningen av avfallshandling av det inhemska avfallet inom EU.¹⁸⁴ Under 2020 deponerades totalt 122 miljoner ton avfall. Utfasningen av avfall inom EU som läggs på deponi går långsamt även om det skedde en dipp under Covid-året 2020. Samtidigt så ökar mängden avfall som går till förbränning. År 2020 var mängden avfall som gick till förbränning inom EU 133 miljoner ton och därmed för första gången större än vad som hamnade på deponi. Över 90 procent av det som förbrändes gick till energiåtervinning medan resterande förbrändes utan energiåtervinning.

¹⁸² ER 2023:14

¹⁸³ Begreppet kommunalt avfall införlivades i svensk rätt den 1 augusti 2020 och ersatte den tidigare termen hushållsavfall. Kommunalt avfall omfattar förutom avfall från hushåll även sådant avfall från andra källor som till sin art och sammansättning liknar avfall från hushåll. Läs mer: [Vägledning till definitionen av kommunalt avfall \(naturvardsverket.se\)](#)

¹⁸⁴ [Waste management indicators - Statistics Explained \(europa.eu\)](#)

Figur 30 Avfallsbehandling av inhemskt avfall inom EU, exklusive större mineralavfall Mton.



Källa: Eurostat

Anmärkning: Inkluderar inte importerat avfall från icke-europeiska länder.

Anmärkning: Återfyllning innebär att avfall permanent förvaras inom exempelvis byggnadskonstruktion och därmed inte längre ingår i avfallets ekonomiska livscykel.

För att minska miljöpåverkan av deponering har EU fastställt ett mål om att högst tio procent av allt kommunalt avfall ska deponeras år 2035^{185, 186}. Dessutom fastställs krav om att medlemsstaterna till 2025 ska uppnå minst 55 procent förberedelse för återanvändning och materialåtervinning av kommunalt avfall¹⁸⁷ samt 65 procent materialåtervinning av förpackningsavfall¹⁸⁸.

Många medlemsstater har deponiförbud för återvinningsbart, brännbart eller obehandlat avfall inklusive ekonomiska incitament för att avleda avfall från deponier. Framgången med dessa åtgärder ses i länder som Danmark, Nederländerna, Belgien, Slovenien, Finland, Sverige, Luxemburg, Tyskland och Österrike, som deponerade mindre än tio procent av det inhemska kommunala avfallet per capita och har därmed redan klarat målet till 2035.¹⁸⁹ I östra och södra Europa utgör deponering fortfarande en stor andel av avfallshanteringen. Högst andel av det kommunala avfall som läggs i deponi ses i länder som Estland, Bulgarien, Malta, Grekland, Cypern och Rumänien med andelar på omkring 50–80 procent deponerat avfall per capita. För att nå målet om mindre än tio procent deponerat avfall till 2035 krävs det att dessa länder gör en

¹⁸⁵ Direktiv 1999/31/EG om deponering av avfall (deponidirektivet), [EUR-Lex - 32018L0850 - EN - EUR-Lex \(europa.eu\)](#)

¹⁸⁶ [Avfallshantering i EU: Grafik med fakta och siffror | Nyheter | Europaparlamentet](#)

¹⁸⁷ Direktiv 2008/98/EG om avfall (ramdirektivet om avfall), [EUR-Lex - 02008L0098-20180705 - EN - EUR-Lex \(europa.eu\)](#)

¹⁸⁸ Direktiv 94/62/EG om förpackningar och förpackningsavfall. [EUR-Lex - 32018L0852 - EN - EUR-Lex \(europa.eu\)](#)

¹⁸⁹ [Avfallshantering i EU: Grafik med fakta och siffror | Nyheter | Europaparlamentet](#)

omställning i avfallshanteringen. Så länge det saknas infrastruktur för avfallshantering på plats i dessa länder som minskar mängden som deponeras är det troligt att det kommer frigöras stora mängder avfall som i stället importerar till andra länder med bättre förutsättningar att ta hand om avfallet högre upp i avfallshierarkin.

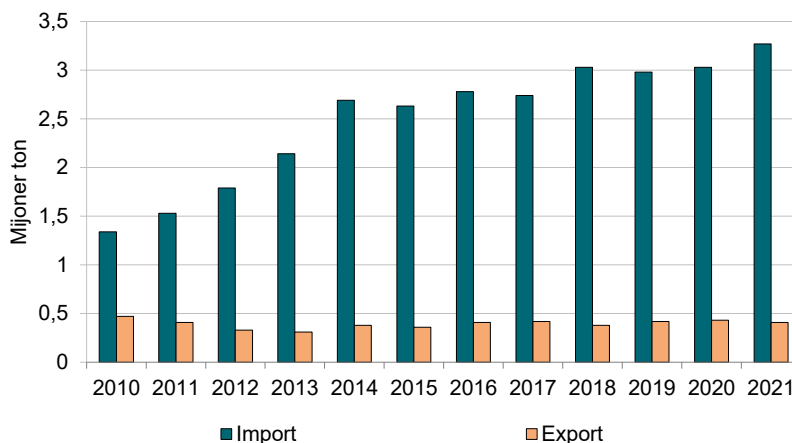
7.2 Avfallsanläggningar i Sverige

Av avfallet som behandlas med energiåtervinning i Sverige är omkring 40 procent kommunalt avfall. Resterande är avfall som uppkommer från industrier och annan verksamhet som ofta utgörs av en mer homogen sammansättning med osorterade fraktioner.¹⁹⁰ Under 2022 producerade 37 svenska avfallsförbränningsanläggningar 21 TWh energi, varav cirka 18 TWh värme och 3 TWh el. Totalt tog anläggningarna emot 6,8 miljoner ton avfall för energiåtervinning.¹⁹¹ Även om mängden avfall som togs emot minskade med två procent från 2021 till 2022 så är fortfarande kapaciteten i de svenska anläggningarna större än tillgången på inhemskt brännbart avfall.

7.2.1 Sverige importerar avfall från andra europeiska länder

Mellan 2010 och 2021 mer än fördubblades importen av avfall till Sverige och under 2021 låg importen på drygt tre miljoner ton avfall medan 0,4 ton exporterades¹⁹² till andra länder, se Figur 31.¹⁹³ Under 2022 tog svenska anläggningar emot 1,8 miljoner ton sorterat avfall för energiåtervinning från andra länder, varav 537 000 ton var kommunalt avfall. Mest import sker från Norge följt av Storbritannien, Finland och Tyskland.

Figur 31 Sveriges import och export av avfall, 2010–2021.



Källa: Naturvårdsverket

¹⁹⁰ [Avfall som behandlas med energiåtervinning - Avfall Sverige](#)

¹⁹¹ [Här är Svensk avfallshantering 2022 - Avfall Sverige](#)

¹⁹² Den största delen av det exporterade avfallet gick till metallåtervinning och materialåtervinning av oorganiskt material.

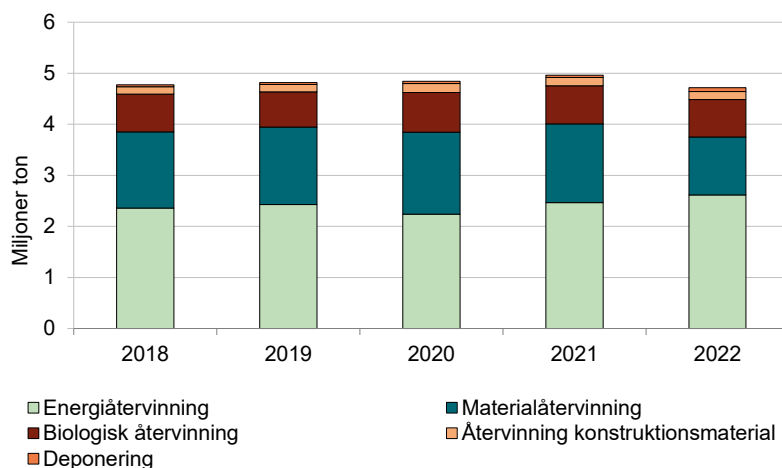
¹⁹³ [Import och export av avfall \(naturvardsverket.se\)](#)

Genom att importera avfall bidrar Sverige med ett värde för EU genom att behandla andra länders avfall och på så sätt bidra till minskade avfall som hamnar på deponi, samtidigt som avfallsförbränningskapaciteten i Sverige utnyttjas till fullo. Å andra sidan resulterar det i att Sverige får ytterligare territoriella utsläpp från fossila fraktioner som härstammar från andra länders avfallsströmmar. Genom fortsatt import kan detta även medföra att incitamenten att investera i infrastruktur för avfallshantering minskar för de länder där detta idag saknas, då möjligheten att exportera stora mängder av osorterat avfall till andra länder kvarstår. Enligt en kapacitetsutredning¹⁹⁴ om energiåtervinning och mängder restavfall till år 2027 som togs fram åt Avfall Sverige beräknas behovet av importerat avfall för energiåtervinning i Sverige om man ska fylla kapaciteten vara mellan 0,9 och 1,9 miljoner ton fram till 2027, beroende på hur mycket inhemskt avfall som genereras och lämnas till energiåtervinning. Den inhemska kapaciteten för avfallsenergiåtervinning beräknas ligga runt 7,1 Mton 2027.

7.2.2 Över hälften av det kommunala avfallet behandlas genom energiåtervinning

Den totala mängden behandlat kommunalt avfall har i stort sett varit samma under perioden 2018–2022. Däremot har andelen som behandlats via materialåtervinning och energiåtervinning varierat något. Totalt sett över hela perioden har materialåtervinning minskat medan energiåtervinningen ökat. År 2022 behandlades 55 procent av det kommunala avfallet genom energiåtervinning, 24 procent genom materialåtervinning, 15 procent genom biologisk återvinning, 3,4 procent var återvunnet konstruktionsmaterial, och 1,6 procent hamnade på deponi, se Figur 32.¹⁹⁵

Figur 32 Fördelning av det kommunala avfallets behandling i Sverige, 2018–2022.



Källa: Avfallstrenden, Avfall Sverige

¹⁹⁴ 2022:22/Kapacitetsutredning 2022 – Energiåtervinning och mängder restavfall till år 2027

¹⁹⁵ Avfallstrenden, Avfall Sverige

7.2.3 Stor andel av avfallet som går till energiåtervinning är fossilt

Om plastavfall med fossilt innehåll förbränns leder det till utsläpp av fossil koldioxid. Omkring hälften av avfallet i Sverige som går till avfallsförbränning är av fossilt ursprung.¹⁹⁶ Av de fossila utsläppen som energiåtervinning av avfall bidrar till i Sverige uppskattas omkring 90 procent komma från fossilbaserad plast.¹⁹⁷ Branschorganisationen Avfall Sverige har som ambition att halvera de fossila utsläppen från energiåtervinning av avfall till 2030 och reducera dem till nära noll 2045.¹⁹⁸ För att lyckas med detta krävs att fler åtgärder tillämpas så att det material som bidrar till utsläppen inte hamnar i förbränningsanläggningarna över huvud taget, t.ex. genom att man aktivt jobbar med att upprätthålla avfallshierarkin¹⁹⁹. Exempel på åtgärder som kan appliceras uppströms är exempelvis att i tillverkningsstadiet välja ett material med lägre miljöbelastning ur ett livscykelperspektiv, förbättra designen av produkter och förpackningar som förlänger produktens livslängd och förenklar och möjliggör bättre utsortering- och återvinningsprocesser.²⁰⁰

Generellt sätt är det som mest resurseffektivt att cirkulera material så högt upp i avfallshierarkin som möjligt genom att återvända produkter direkt i den mån det går. När detta inte är möjligt är nästa steg att återvinna material via mekanisk väg men om inte det går kan kemisk återvinning tillämpas. När det kommer till plastavfall finns olika kemiska processer som kan tillämpas som är olika fördelaktiga beroende på typ av plastflöden. Naturvårdsverket har utvecklat en nedåtgående avfallstrappa som grovt indikerar hur kemisk återvinning av plastprodukter kan användas för att få så stor resurs-, energi-, och klimatnytta som möjligt. Dessa metoder inkluderar: *upplösning/utfällning, depolymerisering, solvolys, pyrolys, förgasning och CCU*. Naturvårdsverket påpekar dock att alla plastflöden inte passar i alla olika processer, och att lokala förutsättningar som gäller sådant som plastavfallens tillgänglighet i lämpliga volymer, logistiksituationen, befintlig infrastruktur med möjlighet till process- eller annan integration och liknande kan spela roll i det enskilda fallet.²⁰¹

De utsläpp som kvarstår trots de åtgärder som är applicerbara uppströms kan hanteras av anläggningarna genom att bland annat själva investera i eftersorteringsanläggningar eller i CCS-anläggningar. När det kommer till eftersorteringsanläggningar är det dock långt ifrån all fossil plast som går att sortera ut. Avfall Sverige räknar med att 75 procent av plasten i

¹⁹⁶ Ett vedertaget antagande är att fördelningen mellan förnybara och icke förnybara sopor är 52 procent/48 procent avseende sopornas energiinnehåll baserat på rapporten *Analys av den förnybara energiandelen i avfall till förbränning*, Profu 2017

¹⁹⁷ [978-91-620-8887-3.pdf \(naturvardsverket.se\)](https://naturvardsverket.se/978-91-620-8887-3.pdf)

¹⁹⁸ [svensk_avfallshantering_2022.pdf \(avfallsverige.se\)](https://avfallsverige.se/svensk_avfallshantering_2022.pdf)

¹⁹⁹ Se delrapport 1 (ER 2023:14) för beskrivning av avfallshierarkin.

²⁰⁰ [Klimatomställning av fossil plast \(naturvardsverket.se\)](https://naturvardsverket.se/Klimatomställning_av_fossil_plast)

²⁰¹ Naturvårdsverket (2021). *Kemisk återvinning av plast* (rapport 6990)

hushållsavfallet kan avlägsnas vid eftersortering, varav 60 procent antas skickas tillbaka till energiåtervinning i efterföljande sortering.²⁰²

Konsumenter kan även ta ansvar över sin konsumtion samt aktivt välja bort produkter med högt klimatavtryck och på så sätt sätta press uppströms genom efterfrågan mot mer hållbara produkter. Även avfallsbolagen kan minska den mängd fossilt avfall de levererar genom att eftersortera det avfall som uppkommer inom den enskilda kommunen innan den levereras till avfallsförbränning. Därmed ges incitament till kommunerna att uppmuntra sina kunder (hushåll och verksamheter) till ökad sortering.

Trots ovan nämnda åtgärder så kommer det att finnas vissa plastströmmar som inte lämpas att återanvändas eller återvinnas och då är avfallsförbränning den sista åtgärden för att förebygga att avfallet läggs på deponi. Även om vi i Sverige blir bättre på att återvinna avfallet och minska mängden avfall som går till energiåtervinning är det troligt att den svenska avfallsförbränningskapaciteten fortsatt kan bidra med nytta en lång tid framöver, både när det gäller att ta hand om det inhemska avfallet och importerat avfall från andra länder.

I juni 2022 beslutade regeringen om nya regler som ska underlätta för hushåll och verksamheter att sortera sitt förpackningsavfall genom förändringar i förordningen om producentansvar för förpackningar.²⁰³ Producentansvaret för förpackningar innebär att den som sätter dessa på marknaden, alltså normalt tillverkaren eller importören, har ett ansvar för att avfallet samlas in och behandlas. Bland annat utökas producentansvaret till att alla producenter av förpackningar måste anlita en producentansvarsorganisation som ser till producentansvaret följs. Dessutom ska kommunerna från och med 2024 ta över det operationella ansvaret för insamling av förpackningsavfall som tidigare låg hos producenterna. Syftet med de nya reglerna är att öka återvinningen av förpackningar samt att minska mängden förpackningsavfall.

7.3 Rapportering av utsläpp

Sveriges totala utsläpp per sektor som redovisas av Naturvårdsverket kan ses i Figur 33. Beräkningar av de territoriella utsläppen och upptagen som Naturvårdsverket använder i sin statistikredovisning följer internationella rapporteringslinjer enligt FN:s klimatkonvention (UNFCCC) och FN:s expertorgan IPCC (International Panel on Climate Change). Statistikens indelning och till vilken sektor utsläppen allokeras utgår från FN-beslut och lagstiftning inom EU.²⁰⁴ Eftersom Sveriges avfallsförbränningsanläggningar ingår i EU ETS så rapporteras även

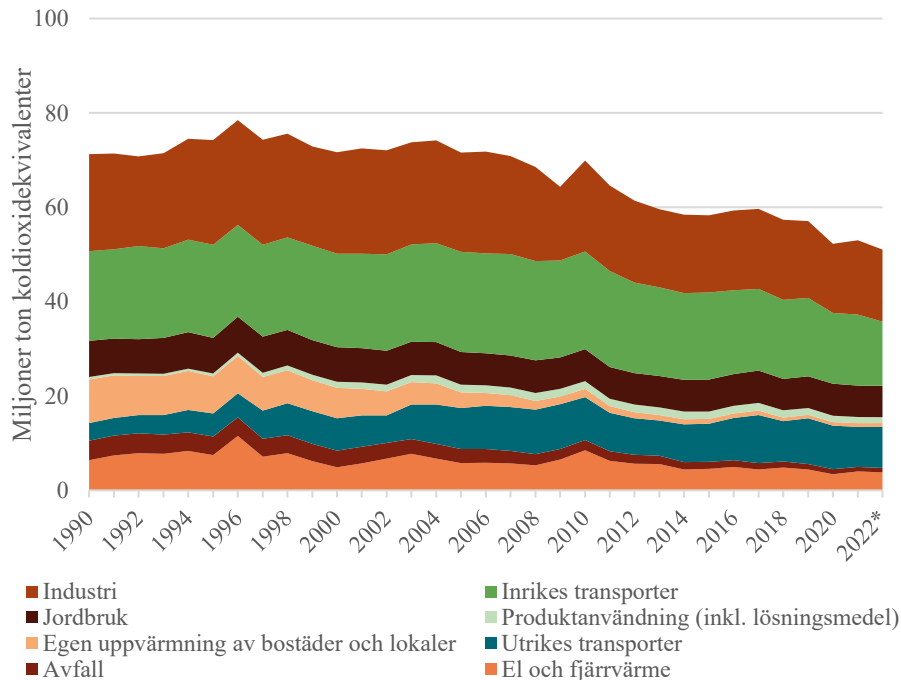
²⁰² Avfall Sverige (2021). *Hur når Sverige fossilfri energiåtervinning från avfallsförbränning? Sammanfattning av åtgärdsstudie vintern 2020–2021*

²⁰³ [Nya förbättrade regler om förpackningsinsamlingen - Regeringen.se](#)

²⁰⁴ [El och fjärrvärme, utsläpp av växthusgaser \(naturvardsverket.se\)](#)

utsläppen enligt kriterierna för Industriutsläppsdirektivet (2010/75/EU) där utsläppen som sker tillskrivs de anläggningar varifrån utsläppen kommer. Det betyder att ett livscykelperspektiv inte går att anlägga på dessa avfallsutsläpp (dvs EU ETS har ett skorstensperspektiv). 2022 låg Sveriges totala utsläpp enligt preliminär statistik på 45 miljoner ton koldioxidkvivalenter, varav el- och fjärrvärmesektorn stod för 8,4 procent.²⁰⁵

Figur 33 Koldioxidutsläpp fördelat på sektorer, 1990–2022.



Källa: Naturvårdsverket

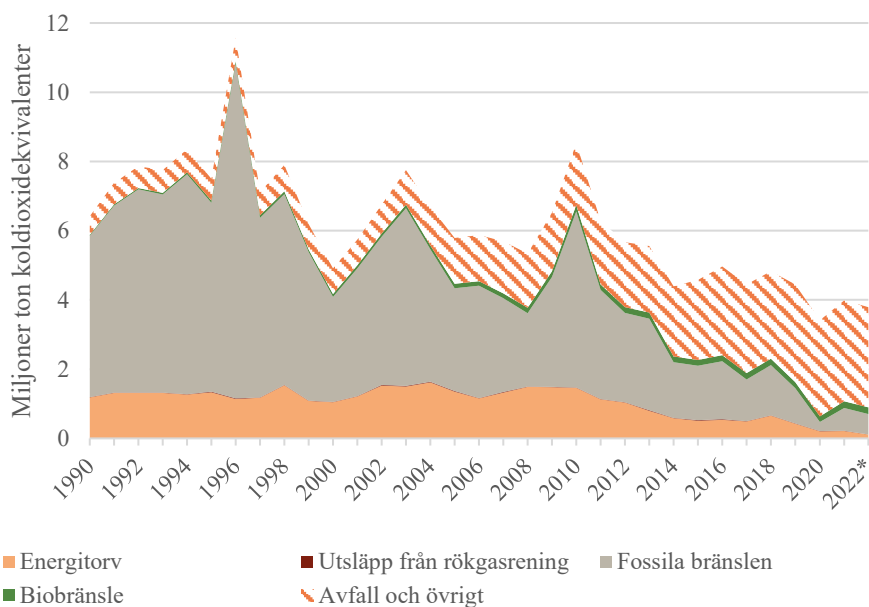
7.3.1 Utsläpp från el- och fjärrvärmesektorn

I Figur 34 redovisas el- och fjärrvärmesektorns utsläpp. Utsläppen för el- och fjärrvärmesektorn har sedan 1990-talet minskat med omkring 40 procent och låg totalt på omkring 3,8 miljoner ton koldioxidkvivalenter 2022. I kategorin avfall och övrigt²⁰⁶ redovisas utsläppen som uppkommer i samband med förbränning av avfall som uppstår vid energiåtervinning. Utsläppen från denna kategori har sedan 1990-talet ökat i och med ökad energiåtervinning och stod 2022 för drygt 75 procent av sektorns totala utsläpp enligt preliminär statistik. Ökad energiåtervinning från avfall har i sin tur möjliggjort en minskad användning av primära bränslen inom sektorn, exempelvis petroleumprodukter. Sett till sektorns utsläpp, exklusive avfallsförbränning, så har utsläppen minskat med omkring 85 procent under samma period. 2022 stod utsläppen från fossila bränslen inklusive energitorv för drygt 18 procent.

²⁰⁵ [Sveriges utsläpp av växthusgaser \(naturvardsverket.se\)](https://naturvardsverket.se)

²⁰⁶ Här ingår inte utsläpp kopplat till avfallssektorn som infattar avfallsdeponier, behandling av avloppsvatten, förbränning av farligt avfall och krematorier, samt biologisk behandling av avfall.

Figur 34 El- och fjärrvärmesektorns utsläpp per kategori, Mt CO₂eq. 1990–2022.



Källa: Naturvårdsverket

*Preliminära siffror

7.3.2 Utsläpp från avfallssektorn

Avfall som inte går till energiåtervinning bokförs i avfallssektorn. Sveriges utsläpp av växthusgaser²⁰⁷ från avfallssektorn stod för två procent av Sveriges utsläpp 2022 enligt preliminär statistik.²⁰⁸ Till sektorn hör de utsläpp som uppstår vid avfallsbehandling dvs. avfallsdeponier, behandling av avloppsvatten, förbränning av farligt avfall samt biologisk behandling av avfall. Utsläppen från avfallssektorn har minskat med 77 procent sedan 1990-talet, där det framför allt är utsläpp från avfallsdeponier som har minskat.

Utsläppsminskningen från avfallsdeponier är bland annat ett resultat av ökad metanåtervinning från deponier, minskad mängd deponerat organiskt avfall, materialåtervinning samt ökad avfallsförbränning. Utvecklingen har bland annat drivits på av olika lagstiftningar och styrmedel, så som producentansvar för vissa varor, införandet av avfallsskatten 2000, införandet av deponiförbudet mot utsorterat brännbart avfall 2002 och respektive organiskt avfall 2005.²⁰⁹

7.3.3 Miljöredovisningen av utsläpp redovisas två gånger, men hos vem bör miljöredovisningen hamna?

För att beräkna klimatpåverkan från ett företag eller organisation kan olika typer av ramverk användas.²¹⁰ En standard som används är GHG

²⁰⁷ Vid avfallsbehandling uppstår utsläpp i form av metan (CH₄), lustgas (N₂O), samt koldioxid (CO₂)

²⁰⁸ [Avfall, utsläpp av växthusgaser \(naturvardsverket.se\)](https://naturvardsverket.se/avfall-utslapp-av-vaxthusgaser)

²⁰⁹ [Avfall, utsläpp av växthusgaser \(naturvardsverket.se\)](https://naturvardsverket.se/avfall-utslapp-av-vaxthusgaser)

²¹⁰ [Beräkning enligt GHG Protocol eller ISO-standard \(naturvardsverket.se\)](https://naturvardsverket.se/berakning-enligt-ghg-protocol-eller-iso-standard)

Protocol Corporate Standard (GHG protokollet).²¹¹ Enligt denna standard är systemgränserna för redovisningen uppdelade med syfte att fånga alla verksamheter och aktiviteter som tydligt bidrar till klimatpåverkan genom att delas in i tre olika områden, Scope 1, 2 och 3:

- Scope 1: Omfattar de direkta utsläpp som sker inom den egna verksamheten. Inom scope 1 redovisar bland annat energibolagen de utsläpp som uppstår vid produktion av värme och el.
- Scope 2: Omfattar de indirekta utsläpp som uppstår från inköpt elektricitet, ånga, värme eller kyla. Inom scope 2 redovisar bland annat fjärrvärmekunderna de utsläpp som uppkommit vid produktion av den värme och el som används.
- Scope 3: Omfattar övriga indirekta utsläpp. Inom scope 3 redovisas de utsläpp som ett företag eller organisation inte själva äger eller kontrollerar och kan delas in i uppströms och nedströms. Det kan exempelvis vara utsläpp från inköpt material, produktanvändning, avfallshantering, bearbetning, användning och slutbehandling av sålda produkter samt resor etc. Detta scope är frivilligt att rapportera.

När det gäller miljöredovisning²¹² från de utsläpp som uppstår i samband med avfallsförbränning så redovisas de både hos energibolaget (scope 1) som står för punktutsläppen och hos fjärrvärmekunden (scope 2) genom indirekta utsläpp. Fjärrvärmekunderna får därmed en sämre miljöredovisning jämfört med de som använder en annan uppvärmningsform, exempelvis värmepump, vilket därmed kan ge en sämre konkurrenssituation för fjärrvärmebolagen att behålla sina kunder. En annan faktor som är avgörande för fjärrvärmekundernas miljöredovisning är att många kommuner idag lämnar över avfall till avfallsanläggningar i andra kommuner. Detta innebär att fjärrvärmekunderna i de kommuner där fjärrvärmesäljs redovisar utsläppen som kommer från avfall som uppstått i en annan kommun. De kommuner som lämnar över avfallet kan dock redovisa dessa utsläpp som uppstår i en annan kommun i scope 3. Företag som tillverkar och sätter produkter på marknaden som sedan slutbehandlas med förbränning kan också redovisa dessa utsläpp i scope 3. Det är dock svårare att spåra dessa utsläpp och är därför också frivilligt att redovisa i scope 3.

Det kan därmed konstateras att denna hantering inte belastar de som är ansvariga för uppkomsten/användandet av det fossila avfallet samt att fjärrvärmekunderna, som inte kan göra något åt utsläppen från den

²¹¹ [Corporate Standard | GHG Protocol](#)

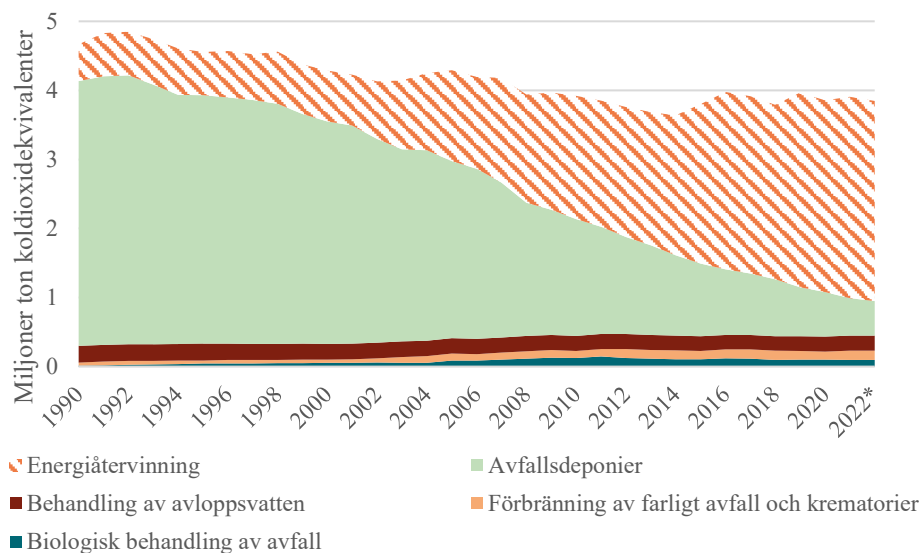
²¹² Noteras bör att miljöredovisning av utsläpp inte är samma sak som vem som ska bära kostnaderna för utsläppen.

avfallsgenererade fjärrvärmerna, är de som belastas med en sämre miljöredovisning.

7.3.4 Förslag på kompletterande information angående hur utsläpp redovisas från energiåtervinning av avfall

Som beskrivits tidigare så rapporteras utsläppen i den sektor där punktutsläppen från anläggningarna uppstår enligt den internationella metodik som Naturvårdsverket använder, samt enligt Industriutsläppsdirektivet²¹³. Till avfallssektorn hör därmed inte de utsläpp som uppstår vid termisk behandling av avfall som går till energiåtervinning trots att det i sig är en form av avfallsbehandling, utan redovisas i el- och fjärrvärmesektorn. Genom att i stället inkludera utsläppen som uppstår vid energiåtervinning till avfallssektorn kan man se de totala utsläppen av växthusgaser som avfallet i Sverige ger upphov till, se Figur 35.

Figur 35 Avfallssektorns utsläpp per kategori inklusive utsläpp från energiåtervinning av avfall, Mt CO₂eq, 1990–2022.



Anmärkning: *Preliminära siffror

Anmärkning: Kategori "Energiåtervinning" motsvarar kategorin "Avfall och övrigt" som redovisas i el- och fjärrvärmesektorn.

Källa: Naturvårdsverket

Energimyndigheten föreslår att Naturvårdsverket tar fram kompletterande information på sin webbplats där utsläppen från avfallsförbränning inkluderas i avfallssektorn.

Detta innebär att kompletterande information presenteras till den som sker i nuläget där utsläppen från det fossila avfallet åskådliggörs i el- och fjärrvärmesektorn i redovisningen på Naturvårdsverkets webbplats. Detta skulle öka förståelsen hos fjärrvärmekunder om att fjärrvärmens utsläpp

²¹³ [Industriutsläppsdirektivet \(IED\) \(naturvardsverket.se\)](https://naturvardsverket.se)

huvudsakligen beror på avfallets uppkomst och inte är en konsekvens av inköp av fossila bränslen (kol, olja, naturgas) för värme- och elproduktion.

Därutöver bör relevanta branschorganisationer och myndigheter i högre grad kommunicera kompletterande information där kopplingen mellan uppkomst av avfall och utsläpp i el- och fjärrvärmesektorn tydliggörs, samt vilka aktörer som ger upphov till avfall.

7.4 Var bör ansvaret för utsläppen från avfallet hamna?

I nuläget allokeras avfallets växthusgasutsläpp till den sista delen i värdekedjan, dvs förbränningen, trots att utsläppen i praktiken skapas av vår produktion, konsumtion och efterfrågan på plastprodukter. I *delrapport 1*²¹⁴ lyftes problematiken kring att avfallsförbränningsanläggningarna krediteras de utsläpp som uppstår vid avfallsförbränning då de har liten eller ingen rådighet över innehållet i det avfall de tar emot och förbränner, samtidigt som det är en sista åtgärd för att förebygga deponering.

Sverige är ett av få länder som i dagsläget inkluderar utsläppen från avfallsförbränning i EU ETS (se avsnitt 5.3 samt 7.5). Gemensamma EU-krav på inkludering i EU ETS kommer att komma för samtliga medlemsländer från 2028 med krav på implementering senaste 2030. De svenska avfallsförbränningsanläggningarna har sedan inkluderingen i EU ETS behövt köpa utsläppsrätter motsvarande utsläppen som genereras i anläggningen. Priset för utsläppsrätter förväntas stiga vilket kommer leda till ökade kostnader för avfallsanläggningarna så länge som utsläppen kvarstår. Avfallsförbränningsanläggningarna tar dock betalt för avfallet som lämnas över i form av en mottagningsavgift. Möjligheten att öka mottagningsavgiften i takt med ökade utgifter kan dock vara begränsad²¹⁵ enligt en bedömning gjord i en statlig utredning från 2022 om avfallsförbränningskatten.²¹⁶ En bidragande orsak till detta är att kapaciteten i de svenska avfallsförbränningsanläggningarna är större än tillgången till inhemskt avfall som förbränns och därmed prissätts mottagningsavgiften efter behovet av att importera avfall. Avfallsförbränningsanläggningarna har även incitament att hålla nere mottagningsavgifterna för att inte få en konkurrensnackdel gentemot andra anläggningar. En för hög avgift kan även leda till att avfallet i stället exporteras till länder där avgiften att lämna avfallet inte är lika hög. En annan potentiell risk om mottagningsavgiften blir för hög är att det kan leda till illegal avfallshantering, exempelvis att avfallet dumpas i naturen.

²¹⁴ ER 2023:14

²¹⁵ I analysen från SOU 2022:9 framgår att majoriteten av avfallsförbrännarna har klausuler i sina avtal som på kort sikt möjliggör övervältring på mottagningsavgifterna för svenskt avfall, men i vilken omfattning detta kommer att vara möjligt på längre sikt är osäkert.

²¹⁶ SOU 2022:9

Frågan som uppstår är hur man ser på ansvaret och rådigheten över det fossila avfallet och därmed vem som bör stå för kostnaden av utsläppen. Enligt *Polluter Pays Principle* (PPP) är det den som är ansvarig för utsläppen som ska betala för dem. Det vill säga ansvaret och kostnaderna för utsläppen från det fossila avfallet bör i så stor utsträckning som möjligt hamna hos de aktörer som har rådighet över dess uppkomst. Med andra ord, plastproducenterna, aktörer som använder plasten i sina produkter (som vi nedan väljer att kalla plastanvändare) eller kommunerna som hanterar avfallet. En önskvärd effekt från en lösning där kostnaderna, eller delar av kostnaderna för utsläppen, förs över från avfallsförbränningsanläggningarna till plastproducenterna och plastanvändarna är att skapa incitament för att minska utsläppen som uppstår vid avfallsförbränning genom att:

- minska efterfrågan av jungfrulig fossil plast på marknaden genom de ökade kostnaderna
- stödja utvecklingen av fossilfria och cirkulära alternativ, så som biobaserad och återvunnen plast.

Det är dock viktigt att en sådan ansvars- och kostnadsfördelning både skapar incitament för producenterna/användarna att minska uppkomsten av fossil plast som går till förbränning, samtidigt som incitament för avfallsförbränningsanläggningarna att själva adressera de utsläpp som uppkommer vid förbränning kvarstår.

7.4.1 Energimyndigheten föreslår att en utredning av ett plastansvar för minskade utsläpp från avfallsförbränning tas fram

I Energimyndighetens uppdrag att utreda och föreslå styrmedel för CCS och CCU²¹⁷ presenteras ett förslag att utreda ett plastansvar som ska kunna finansiera åtgärder som minskar utsläppen från avfallsförbränning. Förslaget innebär en form av utvidgat producentansvar som prissätter inflödet av fossilt kol i material där intäkterna kan gå till en fond som finansierar åtgärder som minskar utsläppen exempelvis CCS/CCU, sortering, pyrolys etc.

Rent praktiskt skulle det dock vara staten som dels tar in skatt för jungfrulig fossil plast som sätts på marknaden, dels betalar ut stöd till lösningar som förhindrar att det kol som bundits in i plasten kommer ut i atmosfären. Hur skatten ska differentieras och om den ska träffa plastråvara eller plastprodukter behöver utredas närmare, liksom vilken typ av lösningar som ska kunna få stöd och hur stödet ska fördelas. En

²¹⁷ Styrmedel för CCS och CCU, ER2023:26

bärande princip är emellertid att såväl skatten som stödet bör utformas för att premiera lösningar så högt upp i avfallshierarkin²¹⁸ som möjligt.

Inom ramen för ett sådant styrmedel skulle avfallsanläggningarna genom fonden därmed kunna ansöka om medel som kan gå till att finansiera i exempelvis avfalls-CCS eller i en eftersorteringsanläggning. Detta skulle medföra att den som sätter plast på marknaden inte bara har ansvar för att avfallet samlas in och behandlas utan också ansvarar för att säkerställa att behandlingen inte resulterar i att koldioxid släpps ut i atmosfären. Detta skulle inte förändra ägandet av utsläppen från avfallsförbränningen men ändå innebära stärkta incitamenten för minskad plastanvändning och investering i åtgärder som minskar utsläppen och därmed erbjuda en långsiktig lösning på problemet. För att snabba på finansieringsprocessen skulle staten kunna gå in med tidig finansiering som sedan betalas av plastproducenternas avgifter.

En sådan utredning spänner över flera områden som avfall, energi och skatter och kan därför passa som en särskild utredning, där Energimyndigheten gärna bistår utifrån vår expertkompetens. En mer genomgående beskrivning av förslaget finns att läsa i Energimyndighetens rapport *Styrmedel för CCS och CCU*.²¹⁹

7.4.2 Två andra möjliga metoder

Utgående från förslag som lyfts upp från branschen (Avfall Sverige samt Energiföretagen) presenteras i det följande två andra möjliga metoder för att komma åt den fossila plastens uppkomst samt underlätta för fjärrvärmens konkurrenskraft.

Alternativ 1: Utsläppen tillhör plastproducenterna, plastanvändarna och/eller kommunerna – En ny systemgräns

Det här alternativet innebär att se över systemgränsen för avfallet och därmed vem som bör bära ansvaret för det fossila innehållet i plasten. Utgångspunkten är principen att förorenaren ska betala för utsläppen, *Polluter Pays Principle* (PPP). Principen om att förorenaren betalar är en av nyckelprinciperna bakom EU:s miljöpolitik. Tillämpning av principen innebär att förorenare ska bära kostnaderna för sina föroreningar inklusive kostnaderna för åtgärder som vidtas för att förhindra, kontrollera och åtgärda föroreningar och de kostnader det medför för samhället. Genom att tillämpa principen motiveras förorenare att undvika miljöskador och hålls ansvariga för den förorening som de orsakar.²²⁰ Principen om att förorenaren ska betala ingår även i den svenska miljöbalken 2 kap.

²¹⁸ Se delrapport 1 (ER 2023:14) för beskrivning av avfallshierarkin.

²¹⁹ ER 2023:26

²²⁰ *The Polluter Pays Principle: Inconsistent application across EU environmental policies and actions*, European Court of Auditors, 2021

För att veta var systemgränsen ska dras behöver det fastställas vem som är förorenaren i det här fallet. För att avgöra detta, är det möjligt att utgå från EU:s *End-of-Waste kriterier*. Dessa kriterier bestämmer när vissa typer av avfall upphör att vara avfall och blir en produkt eller ett sekundärt råmaterial.²²¹ Kriterierna beskrivs i avfallsdirektivet (2008/98/RG) artikel 6, se faktaruta nedan.

Faktaruta: End-of-Waste-kriterier.

Avfallsdirektivet (2008/98/RG), Artikel 6 – När avfall upphör att vara avfall

- 1. Medlemsstaterna ska vidta lämpliga åtgärder för att se till att avfall som har genomgått materialåtervinning eller något annat återvinningsförfarande ska anses ha upphört att vara avfall om det uppfyller följande villkor:*
 - a) Ämnet eller föremålet ska användas för specifika ändamål.*
 - b) Det ska finnas en marknad för eller efterfrågan på sådana ämnen eller föremål.*
 - c) Ämnet eller föremålet ska uppfylla de tekniska kraven för de specifika ändamålen och befintlig lagstiftning och normer för produkter.*
 - d) Användning av ämnet eller föremålet kommer inte att leda till allmänt negativa följder för miljön eller människors hälsa.*

Om avfallet som lämnas till avfallsenergianläggningarna kan sägas uppfylla dessa kriterier innebär det att avfallet därmed upphör att vara avfall när det blir fjärrvärme. Utsläppen bör då inte heller tillhöra fjärr- och kraftvärmesektorn utan den som ska betala för de utsläpp som kan härröras till plasten, är de som sätter plasten på marknaden eller de som lämnar över avfallet till anläggningarna. Förutsättningen för ändrad systemgräns beror alltså på hur End-of Waste kriterierna ska tolkas samt var gränsen går när det kommer till avfall som går till energiändamål.

Det internationella EPD-systemet (Environmental Product Declaration²²²) har som ambition att stödja organisationer i olika länder att kommunicera kvantifierad miljöinformation om produkters livscykel på ett trovärdigt, jämförbart och begripligt sätt. Bland organisationer som bidrar till arbetet

²²¹ [Waste Framework Directive \(europa.eu\)](http://europa.eu)

²²² [General Programme Instructions for the International EPD® System \(datocms-assets.com\)](http://datocms-assets.com)

är bland annat EU-kommissionens Joint-Research Center.²²³ Enligt ”programinstruktionerna” i det internationella EPD systemet står det att när det gäller avfallsförbränning för energiåtervinning upphör avfallet att vara avfall efter förbränningen om avfallsförbränningsanläggningen får betalt för att förbränna materialet (dvs materialet har ett negativt ekonomiskt värde för den som hanterar avfallet). Detta innebär att miljöpåverkan av insamlingen, förbehandling och förbränning av avfallet ska hänföras till det produktsystem som genererar avfallet. Hade avfallet emellertid köpts av förbränningsanläggningen (dvs det finns en efterfrågan eller marknad för avfallet) så hade utsläppen tillhört anläggningen. Idag tar avfallsförbränningsanläggningarna betalt för att ta emot avfallet från kommunerna samt det importerade avfallet genom en mottagningsavgift. Därmed kan avfallet fortfarande sägas tillhöra de som lämnar över avfallet.

För och nackdelar

En styrka med en sådan lösning är att man skapar incitament att minska plastanvändning tidigt i kedjan och i stället uppmuntrar till mer cirkulära lösningar som då bli mer konkurrenskraftiga i och med att priset på plast blir dyrare. Samtidigt läggs ansvaret över på de som har rådighet över avfallets uppkomst och möjlighet att välja vilket material som sätts på marknaden.

En svårighet är att plastflödet är en del av en internationell handel där plasten som går till energiåtervinning i Sverige till viss del kommer från import av plastråvaror, men även av direktimport av avfall. Samtidigt exporteras en stor del av plasten som tillverkas i Sverige till andra länder.²²⁴ Detta gör att problemet med utsläppen även sträcker sig utanför de svenska plastproducenterna, plastanvändarnas och kommunernas rådighet. Ökade kostnader för svenska plastproducenter och plastanvändare kan även innebära att konkurrenskraften för utländska produkter blir starkare eller att svenska verksamheter flyttar sin produktion utomlands.

En svaghet är också att det riskerar att leda till minskade incitament för avfallsförbränningsanläggningarna att vidta åtgärder som reducerar deras egna utsläpp, så som eftersortering och koldioxinfångning. Visserligen borde plastproducenterna ha intresse av att avfallsförbränningen minskar, eftersom det då minskar de kostnader för utsläppsrätter som förs över till plastproducenterna. I praktiken kommer det dock inte gå att spåra vems plast som förbränns, utan det skulle röra sig om en kollektiv överföring av avfallsförbränningskollektivets kostnader för utsläppsrätter till plastproducentkollektivet. Den enskilde plastproducenten skulle därmed ha ett mycket begränsat incitament att finansiera CCS eller andra åtgärder som minskar utsläppen från avfallsförbränningsanläggningen. Att

²²³ Andra aktörer som bidrar inkluderar IVL och Energiföretagen.

²²⁴ [Klimatomställning av fossil plast \(naturvardsverket.se\)](https://naturvardsverket.se/klimatomstallning-av-fossil-plast)

samordna alla plastproducenter för att gemensamt finansiera sådana åtgärder skulle sannolikt bli en stor utmaning.

Alternativ 2: Proportionell allokering av utsläppskostnaderna enligt värdet på plastavfallet

Denna möjlighet tar avstamp i Avfall Sveriges rapport *Allokering av fossila utsläpp från energiåtervinning till producent- och konsumentled – Förslag till modell.*²²⁵

En annan möjlighet är att använda sig av en livscykelbaserad modell för allokering av utsläppen som bygger på att tillskriva aktörer koldioxidutsläpp i proportion till det ekonomiska värdet som uppstår i olika delar i värdekedjan. I exemplet från Avfall Sverige (2020) värderas plasten i avfallets början efter priset på plastgranulat och jämförs med värderingen av plastavfallet vid energiåtervinningen, dvs mottagningsutgiften och intäkterna från fjärrvärmens och elproduktionen. Utsläppen fördelas därefter proportionellt enligt dessa värden.

Det skulle då betyda att för de ca 185 kg plast som i nuläget finns i ett genomsnittligt ton restavfall genereras ett värde på ca 1 900 SEK i producent- och konsumentled baserat på plastgranulat och att ett värde på ca 410 SEK genereras i värdekedjans slut vid energiåtervinning till fjärrvärme och elproduktion. Plasten som ger upphov till 384 kg CO₂-utsläpp fördelas sedan så att 82 procent (315 kg CO₂) tillfaller produktionen av plastgranulat och 18 procent (69 kg CO₂) till fjärrvärme och kraftvärmeproduktionen.

För- och nackdelar

En styrka med denna allokeringsprincip är att det är enkelt att uppfatta den som rättvis. ”Den som tjänar på plasten får betala för utsläppen av plasten.” Det skulle även innebära ett tryck på att minska uppkomsten och användandet av plast eftersom det blir förknippat med en kostnad. Kraft- och fjärrvärmeaktörer skulle med ett sådant tillvägagångssätt få minskade kostnader för de fossila utsläppen med ca 80 procent. Översatt till priset på en utsläppsrätt på 80 euro per ton skulle kostnaden i stället hamna på 16 euro per ton. Framtida prognoser²²⁶ över priset på en utsläppsrätt pekar upp mot det dubbla mot 2050 vilket innebär stora kostnader om utsläppen kvarstår som antingen behöver läggas över på fjärrvärmekunderna eller mottagningsavgiften, eller att fjärrvärmebolagen själva får stå för kostnaderna.

En svaghet med denna typ av allokeringsmetod är svårigheten att mäta, utvärdera och följa upp implementeringen längs hela värdekedjan. När priset på plastgranulat eller fjärrvärme förändras påverkas exempelvis

²²⁵ [2020:05/Allokering av fossila utsläpp från energiåtervinning till producent- och konsumentled – Förslag till modell - Avfall Sverige](#)

²²⁶ Energimyndighetens långsiktiga scenarier, 2023.

även fördelningen av värdet i kedjan och därmed fördelningen av utsläppen vilket i så fall måste följas upp regelbundet.

Ett problem är också hur utsläppen ska fördelas rent tekniskt och hur hänsyn ska tas till utformningen av EU ETS (och ETS 2). Kostnader förknippade med upprättandet av ett sådant allokeringssystem är även svåra att uppskatta liksom konsekvenserna för plastproducenter och kunder och andra indirekta effekter av ett skift i kostnader från en bransch till en annan.

Även om en del av kostnaderna kvarstår för avfallsförbränningsanläggningarna genom denna typ av fördelning så är det en risk även med detta förslag att incitamenten minskar för fjärrvärme och kraftvärmeaktörerna att göra vad de kan för att minska utsläppen med exempelvis utsortering eller CCS då större delen av kostnaderna från utsläppen förvinns.

7.5 Avfallsförbränningsanläggningar inom EU ETS

I Sverige inkluderades avfallsförbränningsanläggningar i EU ETS i samband med att den tredje handelsperioden påbörjades år 2013.²²⁷ Sverige har utifrån EU-kommissionens vägledning gjort tolkningen att samförbränningsanläggningars huvudsakliga syfte är att producera värme eller el, och denna tolkning har resulterat i att sådana anläggningar (till exempel avfallsförbränningsanläggningar) inkluderas i EU ETS. I dagsläget är det endast Sverige, Danmark och Litauen som inkluderar avfallsförbränning i ETS – men senast 2026 ska EU-kommissionen utvärdera om avfallsförbränning ska inkluderas i EU ETS från 2028 med en möjlighet för medlemsländer att undanta anläggningarna till och med 2030 (se kapitel 5).²²⁸

I *delrapport 1* diskuterades möjligheten att exkludera svenska avfallsförbränningsanläggningar ur EU ETS tills krav för samtliga medlemsstater att inkludera dem på EU-nivå införs. Syftet med ett sådant förslag är att de kostnader som anläggningarna i dagsläget behöver lägga på utsläppsrätter²²⁹ som uteblir vid en opt-ut i stället skulle kunna användas för att investera i en CCS-anläggning. Efter samtal med branschen har det framgått att en opt-ut skulle möjliggöra besparingar på hundratusentals kronor per år för en anläggning, som i sin tur skulle kunna gå till investeringar i CCS/CCU. Ett förslag från branschen är att dessa besparingar skulle kunna läggas i en gemensam fond för exempelvis

²²⁷ Naturvårdsverket, 2021. *Avfallsförbränning i EU ETS, NV-00052-20*.
<https://www.naturvardsverket.se/contentassets/f1821fc959934673bbcl f2578f9f2325/avfall-ets-tillrk.pdf>

²²⁸ Naturvårdsverket, Beslut om förändringar i EU ETS.
<https://www.naturvardsverket.se/vagledning-och-stod/utslappshandel/aktuellt-om-utslappshandel/2023/beslut-om-forandringar-i-eu-ets/> (Hämtad 2023-10-11)

²²⁹ Företagen får betalt för att ta hand om avfallet och har en viss fri tilldelning av utsläppsrätter, men på en aggregerad nivå betalar branschen för utsläppsrätter eftersom deras utsläpp överskrider deras fria tilldelning.

finansiering av CCS och negativa utsläpp genom exempelvis omvända auktioner (jämför med omvända auktioner för bio-CCS²³⁰).

7.5.1 Uppskattade kostnader för utsläppsrätter för avfallsförbränningsanläggningar

År 2022 ingick 41 svenska anläggningar i EU ETS med förbränningsutsläpp från avfall.²³¹ Sammanlagt uppgick deras fossila utsläpp till 2,95 miljoner ton koldioxidekvivalenter varav minst 90 procent kan antas komma ifrån avfallsförbränning²³². Dessa anläggningar blev tilldelade fria utsläppsrätter för 2022 motsvarande 33 procent av de totala utsläppen. Resterande 67 procent köptes därmed på utsläppsrättsmarknaden, se Tabell 6. Den totala kostnaden 2022 för samtliga anläggningar uppskattas till omkring 156 miljoner Euro, vilket motsvarar ca 1,7 mdkr²³³. Med antagande om att 90 procent av utsläppen är från avfallsförbränning motsvarar dessa kostnader 1,5 mdkr. Värt att notera är också att kostnaderna för utsläppsrätter förväntas stiga i framtiden vilket även resulterar i att de årliga kostnaderna kan stiga om utsläppsmängden inte minskar.

Tabell 6 Antal svenska avfallsanläggningar som omfattas av EU ETS, dess utsläpp och utfärdade utsläppsrätter, samt uppskattade kostnader för utsläppsrätter år 2022.

	Antal anläggningar	Utsläpp (Mton CO2 ekv)	Fri tilldelning (Mton CO2 ekv)	Kostnad utsläppsrätter (Mton CO2 ekv)	Kostnad (Mdr EURO)	Kostnad (Mdkr)
Samtliga anläggningar i Sverige som förbränner avfall (2022).	41	2,95	0,99	1,96	155	1,7

Källa: Naturvårdsverket

Anmärkning: Sammanställningen inkluderar även 3 anläggningar inom pappers- och massaindustri samt tryckeri där avfallsförbränning även förekommer.

7.5.2 Konsekvenser av att exkludera svenska avfallsförbränningsanläggningar från EU ETS

Två alternativa metoder för att exkludera anläggningarna ur EU ETS har bedömts som möjliga, varav det ena är genom ändrad tolkning av lagstiftningen och det andra genom en opt-ut av anläggningarna.²³⁴

²³⁰ Första, andra, tredje....Förslag på utformning av ett stödsystem för bio-CCS, ER2021:31

²³¹ Naturvårdsverket

²³² I statistiken på utsläpp från anläggningarna som förbränner avfall framgår inte hur stor andel som är avfall och hur stor andel som är från andra fossila bränslen. Vi har jämfört siffran med utsläppsstatistiken för el- och fjärrvärmesektorn för den del som avser förbränning av "avfall och övrigt" (varav "övrigt" utgör en mycket liten del) som samma år uppgick till 2 898 000 ton koldioxid. Det bör dock noteras att utsläppsstatistiken för el- och fjärrvärmesektorn även inkluderar den handlande sektorn. Sen 2013 och framåt har den icke-handlande sektorn haft mellan 0–200 000 ton koldioxid från avfall.

²³³ Baserat på att en Euro motsvarar 11 SEK och att det genomsnittliga priset för en utsläppsrätt 2022 var 79 EURO per ton.

²³⁴ Vid samtal med Naturvårdsverket bedömdes dessa två alternativ vara möjliga vägar för att exkludera avfallsförbränningsanläggningarna ur EU ETS.

Ändrad tolkning av lagstiftningen

Sverige kan informera EU-kommissionen om att tolkningen har ändrats. Om EU-kommissionen godkänner en ändring av tolkningen flyttas anläggningarna från EU ETS till ESR – utan att en justering av utsläppstaken i varken EU ETS eller ESR görs.²³⁵ En effekt av detta blir att det ges utrymme för andra anläggningar inom EU ETS att öka sina utsläpp med motsvarande den mängd som flyttas ur medan Sverige får ett extra tillägg på motsvarande utsläpp i ESR-sektorn. Detta försvårar i sin tur förutsättningarna för Sverige att nå ESR-målen där utsläppen i den icke-handlade sektorn inom Sverige ska minska med 50 procent till 2030 jämfört med 2005.

Enligt prognoser i Naturvårdsverkets delredovisning²³⁶ av ansvarsfördelningen från 2021 skulle Sverige inte nå sitt mål utan behöva köpa ESR-krediter. Sedan dess har det tagits flera politiska beslut som kommer att försvåra Sveriges åtaganden gentemot EU:s ansvarsfördelning, däribland sänkning av reduktionsplikten²³⁷ samt sänkt skatt²³⁸ för bensin och diesel. Därmed har utsikten för att uppnå målen ytterligare försämrats. Energimyndigheten bedömer att det inte finns utrymme för ytterligare utsläpp inom den icke-handlade sektorn och anser därför att denna väg inte är ett lämpligt alternativ.

Är det möjligt att opta ut avfallsförbränningsanläggningar ur EU ETS?

Det andra alternativet är att Sverige ansöker till Kommissionen om att ”opta ut” avfallsförbränningsanläggningarna ur EU ETS – det vill säga Sverige står fast vid tolkningen att avfallsförbränningsanläggningarna ska inkluderas men ansöker om att ändå få plocka ut dem. Om ansökan skulle godkännas justeras utsläppstaken för respektive sektor när anläggningarna flyttas från EU ETS till ESR. En sådan förflyttning är tillåtet under förutsättningen att medlemsstaten implementerar likvärdiga åtgärder²³⁹ som begränsar anläggningarnas utsläpp. En sådan åtgärd skulle exempelvis kunna vara en koldioxidskatt. För avfallsförbränningsanläggningarna torde de likvärdiga åtgärderna dock innebära likvärdiga kostnader. Om syftet är att minska

²³⁵ Det har under arbetets gång inte varit möjligt att fastställa att utsläppen kommer att hamna i ESR om de flyttas från EU ETS, varken efter samtal med Naturvårdsverket eller riksrevisionen. Baserat på att avfallsförbränningsanläggningar inte räknas som markanvändning så är en tolkning att utsläppen från dessa rimligen hamna i ESR och inte i LULUCF. Resonemanget i texten baseras på utgångspunkten att utsläppen skulle hamna i ESR om de exkluderas från EU ETS. Se faktaruta nedan ”EU-regelverk för utsläpp av koldioxid”).

²³⁶ Naturvårdsverket, 2021, *Analys av delar av kommissionens förslag till nu ansvarsfördelningsförordning ESR*.

<https://www.naturvardsverket.se/contentassets/f1821fc959934673bbc1f2578f9f2325/analys-ansvarsfordelningsordning-esr.pdf>

²³⁷ Energimyndigheten, 2023. *Yttrande angående Sänkning av reduktionsplikten för bensin och diesel*, 2023–203856, KN2023/03617

²³⁸ Energimyndigheten, 2023. *Yttrande angående remiss av promemorian Sänkt skatt på bensin och diesel*, 2023–204452, Fi2023/02433

²³⁹ Se artikel 27 Undantag för små anläggningar som omfattas av likvärdiga åtgärder, [CL2003L0087SV/0150010.0001_cp_1..2 \(europa.eu\)](https://eur-lex.europa.eu/eli/cl/2003/l0087sv/0150010.0001_cp_1..2)

avfallsförbränningsanläggningarnas kostnader är detta alternativ alltså tämligen verkningslöst.

7.6 Slutsats

Energimyndigheten har utrett möjligheten att tillfälligt exkludera svenska avfallsförbränningsanläggningar ur EU ETS, och har identifierat två alternativa vägar. Det första alternativet är att Sverige ändrar sin tolkning av lagstiftningen, vilket leder till ytterligare utsläpp inom den icke-handlande sektorn. Enligt tidigare prognoser kommer Sverige inte att uppnå sitt mål inom den icke-handlande sektorn, och nyligen fattade politiska beslut försämrar utsikten ytterligare. Energimyndigheten bedömer att det inte finns utrymme att flytta ytterligare utsläpp till den icke-handlande sektorn, och avråder därmed från detta alternativ. Det andra alternativet är att opta ut avfallsförbränningsanläggningarna ut EU ETS – men eftersom en förutsättning är att implementera likvärdiga åtgärder så bedömer Energimyndigheten att alternativet är verkningslöst. Eftersom ingen av de alternativa vägarna är ett attraktivt alternativ bedömer Energimyndigheterna att avfallsförbränningsanläggningarna inte bör exkluderas ut EU ETS.

Faktaruta: EU-regelverk för utsläpp av koldioxid

Inom EU finns tre regelverk för utsläpp av koldioxid²⁴⁰:

- EU:s utsläppshandelssystem (EU ETS) - Direktiv 2003/87/EG reglerar systemet för handel med utsläppsrätter inom unionen med bindande utsläppsminskning mål till 2030. Från och med 2027 införs även ett separat handelssystem för transportsektorn och uppvärmning av byggnader (ETS 2)
- Markanvändningssektorn (LULUCF) - Förordning 2018/841 reglerar hur medlemsstater ska balansera utsläpp och upptag av växthusgaser från markanvändning, förändrad markanvändning och skogsbruk.
- Ansvarsfördelningsförordning (ESR) - Förordning 2018/842 fastställer nationella mål för minskning av växthusgasutsläppen till 2030 inom de sektorer som inte omfattas av EU ETS och LULUCF, även kallad för den icke-handlande sektorn.

²⁴⁰ Naturvårdsverket, 2023. *Sveriges del av EU:s klimatmål*.
<https://www.naturvardsverket.se/amnesomraden/klimatomstallningen/sveriges-klimatarbete/sveriges-del-av-eus-klimatmal/>

7.7 Sammanfattade slutsatser

Mycket pekar mot att det även under många år framåt kommer att finnas rikligt med avfall för energiåtervinning eftersom allt inte går att återvinna samtidigt som mål om deponiförbud ökar tillgängligt avfall för energiåtervinning inom EU i stort. Samtidigt växer avfallsmängderna i takt med att befolkningen ökar både i Sverige, i EU och kringliggande länder. Det görs insatser för att minska de fossila fraktionerna i avfallet men det är ett omfattande arbete och ännu en lång väg kvar innan detta uppnås (bioplast i stället för fossil plast), vilket gör att avfallet kommer att vara delvis fossilt över lång tid framöver ²⁴¹.

Avfallsförbränningsanläggningarna tar hand om det avfall som inte behandlats högre upp i avfallskedjan och gör värme och el av vad som annars hade deponerats i andra länder eller förbränts men utan att ta vara på energin. Dessa anläggningar har liten rådighet över det fossila innehållet i avfallet som de tar emot, och därmed också utsläppen som avfallet orsakar och de tillhörande kostnaderna för de utsläppsrätter de behöver köpa. Däremot kan anläggningarna delvist påverka det utsläpp som uppstår genom att installera i en eftersorteringsanläggning, även om det endast åtgärdar problemet till viss del då inte allt fossilt går att sortera bort. En annan åtgärd som anläggningarna kan göra är att investera i avfalls-CCS vilket idag kräver en stor investeringskostnad. Utöver kostnaderna drabbas fjärrvärmekunder av en sämre miljöredovisning som en konsekvens av det fossila innehållet i avfallet vilket ger fjärrvärmens en konkurrensnackdel. För att säkerställa en långsiktigt konkurrenskraftig fjärrvärmesektor som tar hand om både biogent och fossilt avfall för energiåtervinning föreslår Energimyndigheten följande:

- **Energimyndigheten föreslår att Naturvårdsverket tar fram kompletterande information på sin webbsida där utsläppen från avfallsförbränning inkluderas i avfallssektorn** Detta innebär att kompletterande information presenteras till den som sker i nuläget där utsläppen från det fossila avfallet åskådliggörs i el- och fjärrvärmesektorn i redovisningen på Naturvårdsverkets webbplats. Detta skulle öka förståelsen hos fjärrvärmekunder om att fjärrvärmens utsläpp huvudsakligen beror på avfallets uppkomst och inte är en konsekvens av inköp av fossila bränslen (kol, olja, naturgas) för värme- och elproduktion.
- **Energimyndigheten föreslår att en utredning av ett plastansvar för minskade utsläpp från avfallsförbränning tas fram.** Syftet med förslaget är att den som sätter plast på marknaden inte bara har ett ansvar för att avfallet samlas in och behandlas utan också för att säkerställa att denna behandling inte resulterar i att koldioxid släpps ut i atmosfären. Förslaget innebär

²⁴¹ Energiforsk rapport 2019:589 *Avfallens roll i framtidens energisystem.*

en form av utvidgat producentansvar som prissätter inflödet av fossilt kol i material där intäkterna kan gå till en fond som finansierar åtgärder som minskar utsläppen exempelvis CCS/CCU, sortering, pyrolys etc. Hur skatten ska differentieras och om den ska träffa plastråvara eller plastprodukter behöver utredas närmare, liksom vilken typ av åtgärder som ska kunna få stöd och hur stödet ska fördelas. En bärande princip är emellertid att såväl skatten som stödet bör utformas för att premiera lösningar så högt upp i avfallshierarkin som möjligt. En sådan utredning spänner över flera områden som avfall, energi och skatter och kan därför passa som en särskild utredning, där Energimyndigheten gärna bistår utifrån vår expertkompetens

Utöver dessa förslag redogör Energimyndigheten även för två möjligheter som lyfts fram av branschen. Det ena innebär en flytt av systemgränsen för vem som äger utsläppen från det fossila avfallet, dvs den plast som sätts på marknaden. Enligt principen förorenaren betalar ska den som sätter en förorening på en marknad också ta hand om den. Det skulle betyda att plastproducenten/användaren (beroende på gränsdragning) skulle behöva betala för de utsläpp som plasten ger upphov till. Det andra förslaget innebär en fördelning av kostnaden för utsläppen i proportion till hur mycket olika aktörer tjänar på plasten. Den största delen av intäkterna sker i början av plastens värdekedja, dvs hos plastproducenten vilket betyder att de också borde stå för huvuddelen av kostnaden medan energibolagen står för den del som går att hänföra till intäkterna för mottagningsavgifterna och fjärrvärme och elintäkterna.

EU-kommissionen om att stödsystemets utformning är förenligt med statsstödsreglerna. Auktionssystemet innebär att aktörer, exempelvis pappers- och massaindusti eller kraftvärmeverk, lämnar bud på hur mycket koldioxid de kan avskilja och lagra och till vilken kostnad. Den aktör som kan leverera bio-CCS till lägst kostnad vinner auktionen.

Enligt Energimyndighetens utredning, *Första, andra, tredje - Förslag på utformning av ett stödsystem för bio-CCS*²⁴⁵, landar kostnaderna på cirka 1 100–2 000 kronor per ton koldioxid. Stödet ska täcka kostnader för avskiljning, transport och lagring under en stödperiod på 15 år.

Ambitionsnivån för stödsystemet utgår ifrån det mål som klimatpolitiska vägvalsutredningen föreslagit²⁴⁶, att infånga och lagra två miljoner ton koldioxid per år till 2030. Den realiserbara potentialen för bio-CCS i Sverige uppgår dock till minst tio miljoner ton biogen koldioxid per år i ett 2045-perspektiv. Den tekniska potentialen bedöms vara dubbelt så stor.²⁴⁷

8.2 Försäljning av negativa utsläpp

Energimyndigheten föreslår att den som får statligt stöd för bio-CCS ska ha möjlighet att sälja negativa utsläpp på en frivillig marknad.²⁴⁸ Det bör ske genom att regeringen bör utforma förordning och tillåta att Energimyndigheten utformar villkor för bidrag inom stödsystemet så att de som åstadkommer negativa utsläpp på svenskt territorium, genom erhållet stöd för bio-CCS, får sälja de negativa utsläppen på en frivillig marknad.

Villkoren för bidrag genom stödsystem ska utformas så att det ska framgå vid försäljningen att köparen genom köpet bidrar till att Sverige uppnår sina nationella klimatmål och beting avseende EU:s åtaganden enligt Parisavtalet. Säljaren av de negativa utsläppen ska informera köparen om att ifall de används för att kompensera utsläpp så uppkommer dubbla anspråk. Köparen bör således i sin redovisning av företagets sociala ansvar (CSR) och/eller företagets miljö- och klimatredovisningar skriva att de bidragit till Sveriges klimatmål och EU:s åtaganden gentemot Parisavtalet och inte använda de köpta negativa utsläppen till att hävda att de genom dessa kompenserar för sina utsläpp.

Precis som för allt statligt stöd avser Energimyndigheten att minska stödet med försäljningspriset om ytterligare privat finansiering erhålls efter att stödet har beviljats.

²⁴⁵ Första, andra, tredje... Förslag på utformning av ett stödsystem för bio-CCS, ER 2021:03

²⁴⁶ *Vägen till en klimatpositiv framtid* SoU 2020:4

²⁴⁷ Första, andra, tredje... Förslag på utformning av ett stödsystem för bio-CCS, ER 2021:03

²⁴⁸ PM regeringsuppdrag dnr 2020-025783 [Microsoft Word - Rapport_rapportering_bokföring_bio_CCS_GDB_2023_V2a \(energimyndigheten.se\)](#)

8.3 Andra stöd för CCS

Projekt inom CCS kan också få stöd genom *Industriklivet*. Det är en satsning för att stödja industrin att minska sina processrelaterade utsläpp av växthusgaser, stödja strategiskt viktiga insatser inom industrin samt till att uppnå de klimatpolitiska målen om negativa utsläpp. Inom Industriklivet kan stöd ges till förstudier, forskning, pilot- och demonstrationsprojekt och investeringar.

Stöd kan även erhållas genom *EU:s innovationsfond* som är ett av världens största finansieringsprogram för demonstration av innovativ teknik som bidrar till att minska växthusgasutsläpp. Fonden syftar till att stödja projekt som demonstrerar mycket innovativa tekniker, processer eller produkter, som är tillräckligt mogna och som har en betydande potential att minska utsläpp av växthusgaser. Stödet omfattar både investering och drift.

En annan möjlighet är att söka stöd genom *Partnerskapet Clean Energy Transition (CETPartnership)* som är en satsning inom EU:s ramprogram *Horisont Europa* för forskning och innovation. Partnerskapet är indelat efter sju olika temaområden, så kallade Transition Initiatives (TRIs). Inom TRI 3 kan aktörer söka stöd för "Enabling Climate Neutrality with Storage Technologies, Renewable Fuels and CCU/CCS".

Regeringen föreslog i budgetpropositionen för 2024²⁴⁹ även en nedsättning av energiskatten på el till CCS-anläggningar, vilket riksdagen också ställde sig bakom. Företag som i en industrialanläggning, eller i en anläggning för produktion av värme eller elektrisk kraft eller en kombination av dessa, har installerat en s.k. CCS-installation för avskiljning av koldioxid ur rökgaserna från anläggningen, ska omfattas av den lägre energiskattnivån om 0,6 öre per kilowattimme för den el som förbrukas i CCS-installationen. Befrielse från skatt sker genom återbetalning efter ansökan från förbrukaren. Återbetalning ges endast för den del av den betalda skatten som överstiger 8 000 kronor per kalenderår. Nedsättningen ska träda i kraft den 1 oktober 2024.

8.4 Vad skulle hända vid en stor utrullning av CCS?

En stor utrullning av bio-CCS och avfalls-CCS skulle få en stor påverkan på energisystemet genom den mängd energi som går åt till avskiljningen av koldioxid. Beroende på vilken teknik som används så skiljer det sig en hel del ur ett systemperspektiv, både vad det gäller elåtgång och bränsleåtgång. Detta kapitel tittar närmre på effekterna av en sådan utrullning och är baserade på en modellanalys av en implementering av bio- och avfalls-CCS genomförd av konsultfirman Profu.

²⁴⁹ Proposition 2023/24:1.

8.4.1 Syfte

Syftet med modelleringen är att analysera systemeffekterna för el- och fjärrvärmeförsörjningen utgående från år 2035 till följd av en introduktion av CCS i avfalls- och biokraftvärmeverk i svenska fjärrvärmesystem. Med ”kortsiktiga” avses här påverkan på hur el- och fjärrvärmeförsörjningen driftas, det vill säga förändringar i investeringar analyseras inte. CCS har potential att minska de fossila utsläppen från avfallsförbränning och skapa negativa utsläpp genom bio-CCS. Då de olika CCS-processerna kräver energi för sin drift så får det konsekvenser på både de fjärrvärmesystem de introduceras i och det omgivande elsystemet. Modellkörningarna visar på hur valet av CCS-teknik kan påverka el och bränsleanvändningen.

8.4.2 Metod och beräkningsförutsättningar – EPOD-modellen

Metodansatsen bygger på en serie modellberäkningar som utnyttjar EPOD-modellen (European Power Dispatch Model). EPOD är en el- och fjärrvärmesystemmodell som i detalj och timme för timme samt för ett år i taget (nutid eller ett framtida år) optimerar balansen mellan produktion och konsumtion av el i de olika elområdena inom Nordeuropa (Sverige, Norge, Danmark, Finland, Tyskland, Polen, Estland, Lettland och Litauen) och fjärrvärme för Sverige. Modellansatsen möjliggör en analys av en introduktion av CCS och dess konsekvenser för el- och fjärrvärmeproduktionen. Då modellen endast modellerar driften av ett system fångas inte eventuell påverkan på investeringsförutsättningar i energisystemet från introduktionen av CCS.

Modellen omfattar en mycket detaljerad beskrivning av olika driftparametrar för termiska kraftverk, tillgänglighet för vindkraft och solel samt flexibilitetsåtgärder på användarsidan inklusive energilager. Dessutom ingår en modellbeskrivning av de ca 30 största fjärrvärmesystemen i Sverige, panna för panna. De resterande fjärrvärmesystemen som tillsammans utgör runt 30 procent av fjärrvärmeunderlaget beskrivs i form av aggregerade så kallade ”gruppsystem”. Modellen tar också hänsyn till begränsningar i transmissionsnätet mellan de modellerade elområdena, nätbegränsningar inom varje elområde modelleras dock inte.

För det framtida elsystemet (år 2035) så hämtas systemkompositionen, med avseende på produktionsenheter, energilager, överföringskapacitet mellan nationer, bränsle- och utsläppsprättpriser och efterfrågan på olika energibärare från TIMES-NORDIC modellen. TIMES-NORDIC är en energisystemmodell och har använts i tidigare delprojekt. I korthet är TIMES-NORDIC en energisystemmodell för analys av den långsiktiga utvecklingen från idag till 2050 för hela energisystemet i Sverige.

8.5 Olika CCS-tekniker

Det finns ett flertal olika möjliga CCS-processer, men i huvudsak kan de kategoriseras i post-, pre- och oxyfuel-combustion typer. För redan existerande anläggningar är det i huvudsak postförbränningstekniker som diskuteras. I denna studie undersöks två olika typer av postförbränningstekniker, HPC (Hot Potassium Carbonate) och MEA (Monoethanolamine). En detaljerad beskrivning av processerna kan hittas i två Energiforsks rapport 2022:842²⁵⁰ Med avseende på en implementation i kraftvärmeverk är den huvudsakliga skillnaden mellan CCS-processerna energiåtgången som krävs för att driva CCS-processen och vilken typ av energibärare som erfordras. HPC-processen kan drivas på endast el, vilket antas i detta arbete (beroende på design kan även ånga behövas), medan MEA-processen i huvudsak endast har ett ångbehov. I modelleringen antas ett elbehov från HPC-processen på 0,24 MWh/ton CO₂ för biokraftvärmeverk och 0,39 MWh/ton CO₂ för avfallskraftvärmeverk²⁵¹

För MEA-processen antas ett ångbehov på 1 GWh/ton CO₂ oavsett typ av kraftvärmeverk. För HPC-processen antas elen tas från den egna produktionen i kraftvärmeverket. För MEA-processen antas den erforderliga ångan tas från kraftvärmeverket, vilket i sin tur påverkar kraftvärmeverkets möjlighet att producera både fjärrvärme och el. I vilken utsträckning fjärrvärme- och elproduktionen påverkas beror på designen för det enskilda kraftvärmeverket. Energiforsks rapporter²⁵² så har ett antal faktiska kraftvärmeverk modellerats med MEA-processen i detalj och där kan förlusterna vid normaldrift och full CCS variera mellan 13–53 procent av el och 33–56 procent för fjärrvärme. För de kraftvärmeverk där ingen detaljerad beskrivning finns antas en förlust av elproduktion på 20 procent och fjärrvärmeproduktionen på 50 procent.

En del av energin som används i CCS-processerna kan återvinnas, antingen internt i processen eller genom att mata ut den uppkomna processvärmen på fjärrvärmenätet. Här antas att HPC-processen kan 50 procent av den el som används i processen återvinnas ut på fjärrvärmenätet och för MEA-processen antas att 50 procent av ångbehovet kan återvinnas internt i processen (vilket därmed halverar processens ångbehov från kraftvärmeverket)²⁵³. Mängden CO₂ som antas ska fångas in baseras på mängden utsläpp från respektive kraftvärmeverk vid en modellering utan CCS. I nästa modellsteg införs CCS och de tidigare utsläppen antas reduceras med 90 procent. Att 90 procent av utsläppen ska fångas in innebär att det är möjligt för kraftvärmeverken att koppla från CCS-processen även när denna antas finnas på plats och då

²⁵⁰ BIO-CCS I FJÄRRVÄRMESEKTORN – SYNTES, Energiforsk 2022:842

²⁵¹ Det högre behovet beror på att rökgasflödet, vilket ska komprimeras i HPC-processen, är högre pga. det större luftöverskottet som behövs vid förbränning av avfall.

²⁵² Energiforsk, "Bio-CCS i fjärrvärmesektorn – syntes" rapportnr: 2022:842, samt Energiforsk, "Teknik, systemintegration och kostnader för bio-CCS", rapportnr: 2022:837

²⁵³ Energiforsk, "Teknik, systemintegration och kostnader för bio-CCS", rapportnr: 2022:837

producera el och fjärrvärme i samma utsträckning som utan CCS vid enskilda tillfällen.

Den CO₂ som fångas in behöver även komprimeras och förvätskas för vidare frakt och lagring. Att göra detta kräver el. Detta innebär ett ökat elbehov på 0,1 MWh/ton CO₂.

8.6 Beräkningsfall

Analysen bygger på ett omvärldsscenario från TIMES-NORDIC-modellen (se kapitel 1)²⁵⁴. Från detta scenario plockas systemkompositionen från TIMES-NORDIC för 2035 ut och implementeras i EPOD modellen. I EPOD optimeras därefter driften av detta 2035-system med och utan CCS-teknikerna införda.

I studien så undersöks två olika omfattningar för de två olika CCS-teknikerna. Dels en som bygger på underlag från faktiska planer på implementering av CCS (vilket motsvarar 39 procent av den installerade värmeeffekten hos kraftvärmen som helhet), dels en där CCS implementeras på alla avfalls- och biokraftvärmeverks som beskrivs explicit i modellen (vilket motsvarar 73 procent av den installerade värmeeffekten hos kraftvärmen som helhet). Det sistnämnda innebär därmed att kraftvärmen i gruppssystemen inte omfattas av CCS.²⁵⁵

För det omvärldsscenario som används undersöks därmed följande fall:

- 1) ett referensfall som saknar CCS
- 2) ett fall där MEA-processen införs på de kraftvärmeverk som har planer till 2035
- 3) ett fall där HPC-processen införs på de kraftvärmeverk som har planer till 2035
- 4) ett fall där MEA-processen införs på alla avfalls- och biokraftvärmeverk som beskrivs explicit i modellen
- 5) ett fall där HPC-processen införs på alla avfalls- och biokraftvärmeverk som beskrivs explicit i modellen.

8.6.1 Beräkningsresultat

I det följande redovisas beräkningsresultaten från modellkörningarna. Här belyses hur stor mängd CO₂ som fångas in givet de olika omfattningarna

²⁵⁴ Den installerade kraftvärmeeffekten ökar här till 5,3 GW 2050 och är samma scenario som det med "mindre lager" i kapitel 1.

²⁵⁵ De svenska fjärrvärmesystemen beskrivs på två olika sätt i EPOD-modellen. Dels en explicit beskrivning av verkliga enstaka system, totalt ca 30 st i EPOD, dels en gruppering till aggregerade "gruppssystem" för att hantera de resterande (hundratals) mindre fjärrvärmesystemen. I gruppssystemen kan man alltså inte utläsa enstaka pannor eller anläggningar.

på CCS, hur levererad värme ut på fjärrvärmenäten påverkas, hur elproduktionen och elkonsumtionen i energisystemet påverkas samt hur bränsleanvändning och CO₂ utsläpp påverkas av dessa förändringar.

Infångad koldioxid

Den infångade mängden CO₂ är densamma oavsett process, eftersom mängden CO₂ som ska fångas in antas vara 90 procent av de utsläpp som kraftvärmeverken genererar utan CCS. Detta innebär att i fallen med CCS-planerna fram till 2035 (fall 2 och 3) resulterar i 7,3 Mton CO₂ infångat per år, medan fallen med CCS implementerad på en majoritet av kraftvärmeverken resulterar i 11,5 Mton CO₂ infångat per år (fall 4 och 5).

Fördelningen mellan biogent och fossilt CO₂ i den infångade mängden beror dels på fördelningen mellan avfallskraftvärmeverk och biokraftvärmeverk hos de kraftverk som har skaffat CCS, dels på de antaganden som görs gällande mängden fossilt material i avfallet. Här utgår det från en fossil andel i avfallet på 40 procent²⁵⁶. Hur denna förändras i framtiden beror på i vilken grad olika materialflöden styrs om från energiåtervinning till materialåtervinning samt vilka råvaror som används för tillverkningen och blir avfall. Givet detta så innebär det att för fallen med planerna för 2035 (fall 2 och 3) så är 5,5 Mton av infångad CO₂ biogen och för fallen med utökad mängd CCS (fall 4 och 5) är 8,8 Mton av de infångade utsläppen biogena. Då CCS-processerna kräver energi för driften kommer energibehovet i systemet att öka efter en introduktion av CCS, vilket kan resultera i ökade utsläpp i andra delar av systemet.

8.7 Förändring i levererad värme till kund från fjärrvärmeproduktionen

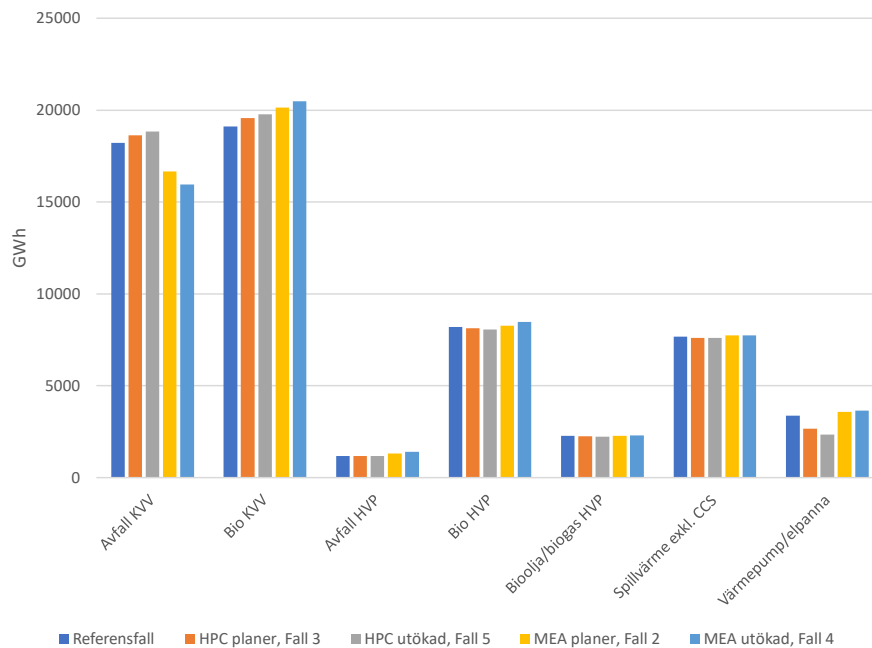
Påverkan på kraftvärmen att leverera värme till fjärrvärmenätet skiljer sig mellan processerna, eftersom de har olika energibehov. visar fjärrvärmeproduktionen som levereras ut på fjärrvärmenäten för referensfallet och de fyra undersökta fallen, här inkluderas alltså inte den energi som används för att driva CCS-processerna förutom den som återvinns ut på fjärrvärmenätet.

Som kan ses är HPC-fallen relativt lika referensfallet. Detta då HPC-processen inte använder ånga från kraftvärmeverket och minskar därmed inte kraftvärmeverkens förmåga att leverera värme till fjärrvärmenäten. Däremot så antar vi att delar av den energi som används i HPC-processen kan återanvändas för fjärrvärmeproduktion. Detta resulterar i en ökning av fjärrvärmeproduktionen från de kraftvärmeverk som har CCS-processen kopplat till sig. Detta kan ses i Figur 36, bidraget från avfalls- och biokraftvärmeverken ökar för fallen där HPC-processen används.

²⁵⁶ Detta antagande baseras på en äldre uppskattning och är därmed något lägre än dagens uppskattning på 48 procent.

Ökningen är dock relativt liten i förhållande till den totala fjärrvärmeproduktionen i systemet. Detta innebär också att skillnaden mellan fallet med CCS på de kraftvärmeverk som har planer fram till 2035 och fallet med CCS på större delen av kraftvärmeverken i Sverige blir relativt liten. Det ökade värmebidraget från kraftvärmeverken innebär att annan produktion trycks undan. Minskningen sker i huvudsak för värmepumpar.

Figur 36 Producerad värme till fjärrvärmenäten från de olika teknikerna för de undersökta fallen.



För MEA-processen blir påverkan på fjärrvärmeproduktionen mer uttalad, detta då processen kräver ånga för sin drift som därmed minskar kraftvärmeverkens möjlighet att leverera värme till fjärrvärmenäten. Som ses i Figur 36 minskar bidraget från avfallskraftvärmen som ett resultat av införandet av CCS och vi får i stället en ökning av bidraget från i huvudsak biokraftvärmeverk men också avfall- och biotvättvattenpannor och värmepumpar. Minskningen av avfallskraftvärmen beror som sagt på att CCS-processen kräver värme vilket minskar möjligheten för kraftvärmeverken att förse fjärrvärmenäten med värme. I den mån avfallskraftvärmeverken inte går på fullast kan detta bortfall kompenseras genom att öka produktionen i kraftverken, de kan också i större utsträckning gå i hetvattendrift i stället för kraftvärmedrift. Möjligheten att öka kan dock inte helt kompensera för bortfallet, som framgår av figuren. Detta då avfallskraftvärme generellt går som basproduktion i fjärrvärmenäten och därmed redan har ett relativt högt antal driftstimmar. En faktor som spelar in här är i vilken grad CO₂ från den ökade produktionen också ska fångas in. I fallen vi undersökt har vi specificerat att 90 procent av utsläppen som sker från kraftvärmeverket i referensfallet

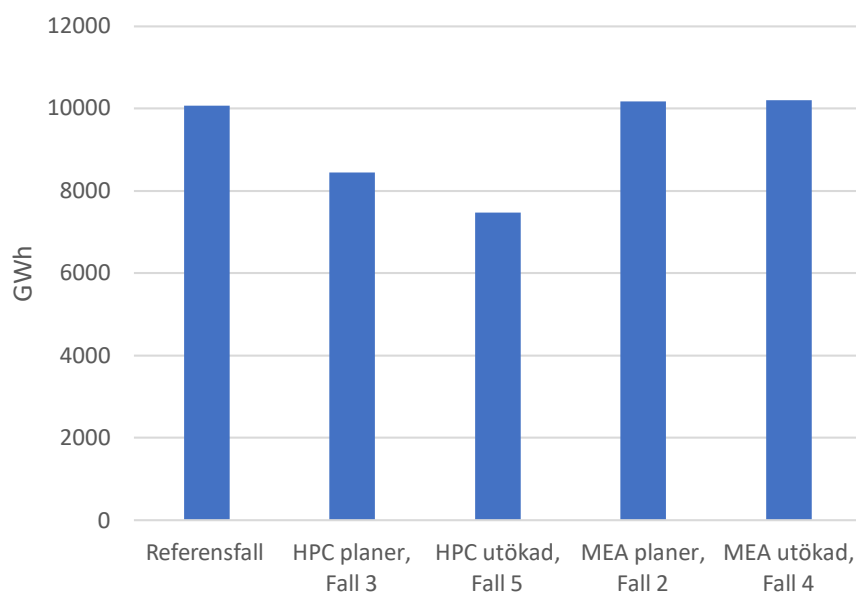
utan CCS ska fångas in, det innebär att all produktionsökning i fallen med CCS inte har något krav på att CO₂ som resulterar från produktionsökning ska fångas in. Skulle detta göras skulle det minska möjligheten att kompensera bortfallet av levererad värme till fjärrvärmenäten genom produktionsökning, även om det fortfarande skulle vara möjligt. Som nämndes ovan så ökar biokraftvärmens produktionen i båda fallen trots att en betydande del av kraftverken har CCS kopplat till sig, vilket minskar deras förmåga att leverera värme till fjärrvärmenätet för en viss produktionsnivå. Detta sker eftersom biokraftvärmeverken till stora delar har möjlighet att gå in och täcka upp för det bortfall i värmeproduktionen som sker från avfallskraftvärmeverken (detta för de system som har båda) samt öka i produktion i de system som enbart har biokraftvärmeverk. Att detta är möjligt för biokraftvärmeverken i större utsträckning än för avfallskraftvärmeverken beror på att de ofta inte utgör basproduktion i fjärrvärmenäten och har därmed större möjlighet att öka antalet driftstimmar. I den mån avfallskraftvärmens eller biokraftvärmens inte kan öka sin produktion ser vi att hetvattenpannor eller värmepumpar får gå in och täcka upp. Det faktum att inte all CO₂ måste fångas in ger också möjligheten att fränkoppla CCS processen vid tillfällena när det är ansträngt i fjärrvärmsystemet, och därmed undviks en ökning i produktion från topplastpannor vilket kan ses i att användandet av hetvattenpannor med bioolja inte ökar. Här ska det påpekas att vi i dessa modelleringar räknar med en expansion av kraftvärmens på bekostnad av övriga delar i fjärrvärmenäten, kraftvärmens utgör alltså en större del av produktionssystemet än vad det gör i dagsläget. Det innebär att det finns en större möjlighet att öka driftstiderna för kraftvärmeverken då de inte går på fullast i samma utsträckning som idag.

8.7.1 Förändring i elproduktion, effektbidrag och elkonsumtion

Införandet av CCS får även en påverkan på elproduktionen från kraftvärmens, för HPC-processen genom att el tas från kraftvärmens elproduktion för kompression av rökgaser och för MEA-processen genom att ånga tas från kraftvärmeverket vilket i olika grad minskar möjligheterna till elproduktion. Figur 37 visar hur elproduktionen ut till det övriga elsystemet påverkas av en introduktion av CCS i de olika fallen. Som kan ses så är påverkan störst i fallen med HPC-processen, där minskningen i fall 2 med de planerade kraftverken blir ca 1,6 TWh och i fall 5 med en större andel av kraftverken med CCS fås 2,6 TWh. Att elleveranserna minskar vid HPC-processen beror på att el används för att driva CCS-processen.

För MEA-processen syns å andra sidan en liten ökning i elproduktionen jämfört med referensfallet för både fall 4 och fall 5. Att elproduktionen på aggregerade nivå inte påverkas av MEA-processen beror på att drifttiden för kraftvärmeverken ökar som ett svar på den minskning i fjärrvärmeproduktion som sker då CCS installeras, allt annat lika. Därmed kan även det potentiella bortfallet i elproduktion täckas med kraftvärme.

Figur 37 Årlig elproduktion från kraftvärme (i fjärrvärmenäten), för år 2035.



Att det till och med sker en liten ökning i elproduktion kan förklaras av två mekanismer. Den första mekanismen är att den ånga som krävs för MEA-processen generellt minskar kraftvärmeverkens möjlighet till värmeproduktion i större grad än möjligheterna till elproduktion (detta givet den schablon som antagits för de kraftvärmeverk där inte specifika data finns tillgänglig, för vissa av kraftvärmeverken med specifika data kan det vara tvärt om). Detta innebär att om det fjärrvärmebehov som behöver ersättas till stora delar ersätts av kraftvärmeproduktion, vilket vi kunde se vara fallet ovan, så innebär det att elproduktionen för ett givet fjärrvärmebehov kan öka. Då vilken av elproduktionen eller värmeproduktionen som påverkas mest kan variera beroende kraftvärmeverk och att en stor del av de modellerade kraftverken har ansatts med ett schablonvärde så bör detta utfall tolkas med försiktighet. Den andra mekanismen som möjliggör mer elproduktion är att det i hög grad är biokraftvärmeverk som ersätter den minskade leveransen av fjärrvärme från avfallskraftvärmeverken. Dessa biokraftvärmeverk har generellt ett högre alfa-värde²⁵⁷ än avfallskraftvärmeverken vilket innebär att de har möjlighet till högre elproduktion för ett givet värmeunderlag.

Utöver förändringen i elproduktion så ökar elkonsumtion i elsystemet som ett resultat av införandet av CCS, detta då kompression av CO₂ krävs. Elbehovet för detta är samma oavsett CCS-teknik, det enda som påverkar är mängden infångad CO₂. För fallen med de planer som finns till 2035 så innebär det en ökning i elkonsumtion på 0,7 TWh, medan det för fallen med en större implementering innebär en ökning med 1,1 TWh. Netto innebär det att implementeringen av CCS minskar mängden el som kraftvärmens kan bidra med till elsystemet. Tabell 7 visar på den

²⁵⁷ Dvs kvoten mellan el och värmeproduktion

nettoförändringen av elbehovet givet förändringen i elproduktion och elkonsumtion i de olika fallen.

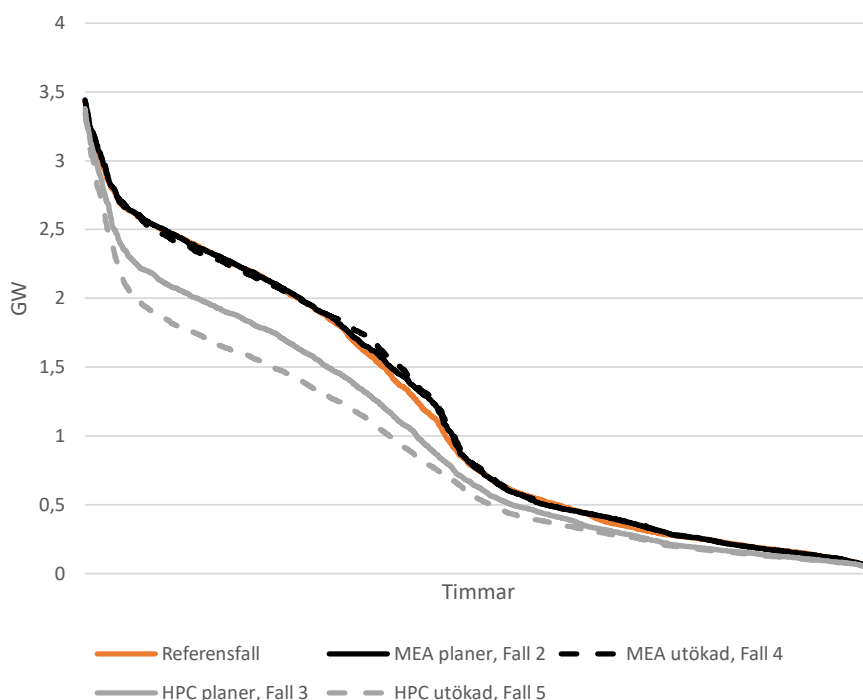
Tabell 7 Förändring i elproduktion och elkonsumtion relativt referensfallet. En positiv nettoförändring innebär en ökning av det elbehov som övriga energisystemet behöver uppfylla.

Fall	Elproduktion , TWh	Elkonsumtion kompression CO ₂ , TWh	Elkonsumtion fjärrvärmeprodu ktion, TWh	Nettoförändring, TWh
MEA planer	0,1	0,7	0,1	0,7
MEA utökad	0,1	1,1	0,1	1,1
HPC planer	-1,6	0,7	-0,2	2,1
HPC utökad	-2,6	1,1	-0,3	3,4

Effektbidraget från kraftvärmerna påverkas negativt för båda processerna när dessa körs.

Figur 38 visar ett varaktighetsdiagram för elproduktionen till elnätet från kraftvärmerna för Sverige som helhet för de undersökta fallen. Den lägre mängd el levererad från kraftvärmeverken när HPC-processen är påkopplad kan ses i att dessa kurvor generellt har lägre värden. Som kan ses är dock den maxeffekt som kraftvärmeverken bidrar med i stort sett samma för alla fallen. Att effektbidraget inte minskar beror på att det inte finns ett krav på att fånga in 100 procent av CO₂:n vilket gör det möjligt att koppla bort CCS-processerna och producera som vanligt vid ansträngda tillfällen. Under ansträngda perioder i elsystemet med höga priser prioriteras alltså elproduktionen i kraftvärmeverken.

Figur 38 Varaktighet för elproduktionen från kraftvärmeverken för de olika fallen.



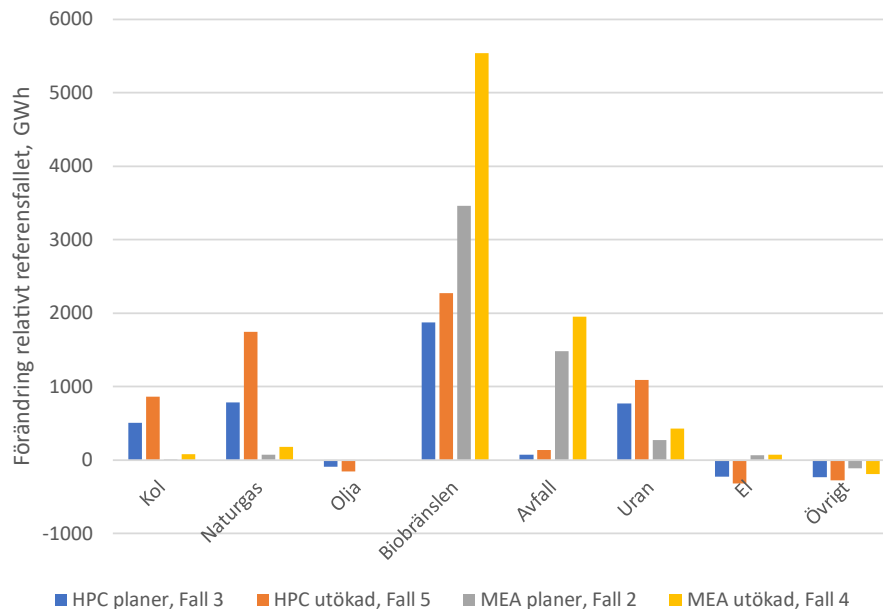
Påverkan på den lokala elproduktionen kan emellertid variera mellan fjärrvärmenät. För HPC-processen kommer producerad el som matas ut på nätet att minska för alla fjärrvärmenät den implementeras i. Vid en implementation av MEA-processen kan produktionen öka i vissa nät och minska i andra. Om en minskning eller ökning sker och till vilken grad beror på hur produktionsparken ser ut i fjärrvärmenätet och hur förlusterna av el kontra värme från MEA-processen ser ut för de individuella kraftvärmeverken. Utöver detta tillkommer elbehovet för kompression av CO₂ vilket innebär att nettobalansen för elproduktionen från fjärrvärmenäten blir negativ. Effektbidraget som kraftvärmen kan bidra med i det lokala nätet påverkas dock inte givet att CCS-processen tillfälligt kan kopplas ut när eleffekten behövs.

8.8 Förändring i bränsleanvändning och direkta utsläpp

Det ökade energibehovet som skapas från CCS-processerna samt den påverkan de har på värme- och elproduktionen påverkar bränsleanvändningen i det modellerade systemet. Figur 39 visar på hur bränsleanvändningen förändras relativt referensfallet för de olika fallen. För HPC-processen handlar det om vilken elproduktion som täcker upp för den minskning som processen orsakar samt det elbehov som kommer från kompressionen av CO₂. För MEA-processen så innebär det en förändring i bränsleanvändningen i de fjärrvärmenät där processen implementeras samt det elbehov som kommer från kompressionen av CO₂. Som kan ses i figuren är den största förändringen för alla fallen en ökning av användningen av bibränslen. För MEA-fallen sker denna ökning i huvudsak i fjärrvärmenäten, detta som ett resultat av den ökade

produktionen från bio-KVV vi såg i Figur 36, medan det för HPC-processen sker i biobränsleldade kraftverk utanför Sverige för att ersätta bortfallet i elproduktion. För MEA-fallen sker också en ökning av användning av avfallsbränsle, även detta som ett resultat av det ökade ångbehov som MEA-processen orsakar.

Figur 39 Förändring i bränslekonsumtion relativt referensfallet för de olika fallen.



För HPC-fallen syns en ökning av kol och naturgas i modellen, även dessa för att ersätta den elproduktion som faller bort. Den ökade bränslekonsumtionen resulterar i ökade fossila utsläpp som motverkar den infångning som sker via CCS. För HPC-processen innebär det fossila utsläpp på 0,3 Mton och 0,6 Mton för respektive fall med de planerade anläggningarna och de utökade. För MEA-fallen resulterar det i 0,2 Mton och 0,3 Mton för respektive fallet med de planerade anläggningarna och det utökade. Här bör påpekas att detta endast är ett nedslag för ett år och gäller inte över hela CCS-anläggningens livstid.

Det är viktigt att betänka att metodvalet i denna analys inte möjliggör investeringar i exempelvis andra kraftslag för att kompensera för den minskande elproduktionen från svensk kraftvärme till följd av CCS-installationer (i synnerhet i HPC-fallen). Sannolikt hade en något minskad elproduktion i Sverige över tid (i takt med att CCS introduceras) medfört ytterligare investeringar i exempelvis vindkraft både inom och utanför Sverige. Det gör att effekterna på olika bränslen i enlighet med Figur 39 kan vara något överskattade eftersom dessa effekter förutsätter att endast befintliga anläggningar (vid år 2035) kan kompensera för en omfattande expansion av CCS i de svenska fjärrvärmesystemen som förenklat antas ske under ett och samma år.

8.9 Slutsatser

Av de två tekniker som studerats och modellerats resulterar HPC-tekniken (som använder el för CCS-processen) i en ökad elanvändning vilket i sin tur leder till minskade elleveranser till nätet från kraftvärme. Ifall alla anläggningar (bio och avfall, motsvarande 39 procent av installerad värmeeffekt) som har någon plan för CCS idag skulle välja HPC-tekniken, skulle det innebära minskade elleveranser på drygt 2 TWh och i ett utökad fall (med alla anläggningar som beskrivs i EPOD-modellen, 73 procent av installerad värmeeffekt) skulle det resultera i minskade elleveranser på 3,4 TWh enligt modellresultaten. Detta skulle innebära att de ökningarna i kraftvärmeproduktion som framträdde i de modelleringar av energisystemet som redovisas i kapitel 1, skulle åtgå till CCS-processen, allt annat lika. I verkligheten är det emellertid inte särskilt troligt att alla anläggningar skulle använda sig av HPC-tekniken men en stor utrullning med denna teknik skulle kunna få en relativt stor effekt på minskade elleveranser till nätet från kraftvärme. I denna modellering har även HPC antagits vara så kallad ”full electric HPC”, dvs den teknik som använder mest el.

Ifall den ångdrivna MEA-tekniken används istället för CCS så visar modellresultatet att det leder till minskade elleveranser med 0,7 och 1,1 TWh i respektive fallen.

Effektbalansen förutsätts generellt vara opåverkad eftersom antagandet är att endast 90 procent av utsläppen avskiljs för att därigenom ge kraftvärmeanläggningarna en viss flexibilitet att bidra med effekt när det behövs. Samtidigt kan konstateras att en kraftigt ökad elanvändning till CCS i områden där det redan är trångt in näten kan innebära en mer ansträngd situation eller att anläggningar med CCS tvingas prioritera mellan effektbalans och koldioxidinfångning.

9 Från kraftvärme till kärnvärme? – Potentialen från små modulära reaktorer

Internationellt och i Sverige ökar intresset för kärnkraft. Detta sker mot bakgrund av klimatförändringarna och behovet av att fasa ut användningen av fossila bränslen samt också mot bakgrund av kärnkraftens systemstabiliserande egenskaper i kraftsystem som får allt högre inslag av intermittenta kraftkällor. Även teknikutvecklingen inom kärnkraft bidrar till intresset, där det finns stor entusiasm kring så kallade små modulära reaktorer (SMR).

Förutom den mer traditionella funktionen för kärnkraft, att generera el, diskuteras i samband med SMR användningsområden kopplade till värme, exempelvis processvärme till industrin och fjärrvärme, varav den senare tillämpningen är huvudfokus för detta kapitel. Globalt sett är användningen av fossila bränslen i fjärrvärmesektorn betydande och därför förs en diskussion om SMR i fjärrvärmesamhang, vilket vi här efter benämner *kärnvärme*. En grund i diskussionen är att SMR på grund av bland annat mindre storlek och effekt kan byggas närmare tätbebyggda områden där värmen kan tas tillvara i fjärrvärmenät.

I följande kapitel ges en kort introduktion och lägesbild av kärnvärme utanför och i Sverige. Därefter förklaras varför SMR öppnar upp möjligheten för kärnvärme med en genomgång av möjliga drivkrafter för kärnvärme i Sverige. I avsnittet *Hinder och avvägningar* nämns hur lagar och regelverk i förändring kan möjliggöra kärnvärme, samt även hur avgörande den sociala acceptansen är.

Till kapitlet har Energimyndigheten hämtat inspel brett från energiaktörer, fastighetsägare, akademien och kommuner.

9.1 Kärnvärme i nuläget främst en företeelse i Östeuropa och Ryssland, men intresset växer

Att nyttja värme från kärnkraftsreaktorer har gjorts länge, men nyttjandet har än så länge i huvudsak varit koncentrerat till ett fåtal länder i Östeuropa och Ryssland.²⁵⁸ Ett undantag i Västeuropa är kärnkraftverket

²⁵⁸ I slutet av 2022 fanns globalt cirka 410 kärnkraftsreaktorer i drift varav ett 50-tal användes för samgenerering av el och värme för fjärrvärme enligt en sammanställning från internationella atomenergiorganet, IAEA. Den övervägande majoriteten av anläggningarna med samgenerering driftsattes under 70 och 80-talet: IAEA (2023) Nuclear Power Reactors in the World.

Beznau i Schweiz som sedan 70-talet försett närliggande småstäder med kärnvärme.²⁵⁹

På senare tid har ytterligare exempel tillkommit. Utanför Sosnovy Bor i Ryssland, i närheten av Finska viken, anslöts 2019 stadens fjärrvärmenät till en av de nya reaktorer som färdigställdes vid kärnkraftverket Leningrad II.²⁶⁰ När amerikanska Westinghouse byggde två fullskaliga nya reaktorer i Haiyang, Kina, försågs reaktorerna med kärnvärmesystem. Reaktorerna färdigställdes 2018 och 2019 och kärnvärme började levereras 2020. De försörjer i nuläget cirka 200 000 invånare med värme och i år påbörjades byggandet av en långdistansledning för att försörja ytterligare 1 miljon invånare.²⁶¹

Utanför Sverige finns ett växande intresse för kärnvärme som hänger ihop med ett generellt växande intresse för kärnkraft och utvecklingen av SMR. Samgenerering av el och värme i kärnkraftverk betraktas som ett möjligt sätt att ersätta förbränningen av fossila bränslen för fjärrvärmeproduktion och därmed minska utsläppen av växthusgaser, samt även förbättra luftkvaliteten.²⁶² Enligt internationella energirådet, IEA, produceras 90 procent av fjärrvärmen globalt med fossila bränslen.²⁶³ Andelen fossilt är högst i Ryssland och Kina men även i Europa som helhet utgör fossilt cirka hälften av tillfört bränsle.²⁶⁴ Även den energikris i Europa som orsakats av Rysslands invasion av Ukraina har lett till ökat intresse i syfte att bryta beroendet av naturgas för uppvärmning. I Tjeckien pågår förberedelser för att ansluta kärnkraftverket Dukovany till fjärrvärmenätet i Brno, landets andra största stad med 380 000 invånare.²⁶⁵ Projektet är unikt på så vis att det är ett befintligt kraftverk, i drift sedan mitten på 80-talet, som anpassas för fjärrvärmeleverans.

9.2 Kärnvärme i Sverige: introduktion och lägesbild

I Sverige levererade ett kärnvärmeverk i Ågesta i södra Stockholm värme till Farsta under tio års tid, mellan 1964–1974. Ågesta är generellt ett omskrivet exempel i litteraturen om kärnvärme, bland annat eftersom tillämpningen skedde tidigt och i ett västeuropeiskt land. Förutom Ågesta fanns vid ungefär samma tidpunkt fler planer på kärnvärme nära

²⁵⁹ Sammantaget produceras en mycket liten andel, ungefär 0,2 procent, av fjärrvärmen i EU av kärnkraft. Martin Leurent (2018), Nuclear plants as an option to help decarbonising the European and French heat sectors? A techno-economic prospective analysis, Université Paris-Saclay

²⁶⁰ World Nuclear News (2019-12-02), Leningrad II plant begins providing district heating.

²⁶¹ Westinghouse (2023-04-13), Westinghouse Nuclear Technology Delivers Versatility of Applications; World Nuclear News (2023-02-17), China starts building long-distance nuclear heating pipeline.

²⁶² En stark drivkraft bakom utbyggnaden och intresset i Kina är att förbättra luftkvaliteten genom att undvika förbränningen av kol i kolkraftverk.

²⁶³ IEA: [District Heating - Energy System - IEA](#)

²⁶⁴ Enligt den europeiska branschorganisationen för fjärrvärme och fjärrkyla Euroheat: Euroheat & Power (2023), *DHC Markets Outlook, Insights & Trends*

²⁶⁵ Planer på att ansluta kärnkraftverket har funnits sedan 70-talet och anslutning kräver byggandet av en 50 kilometer lång pipeline.

bebyggelse som aldrig förverkligades, exempelvis i Värtan i Stockholm, samt även på andra platser i regionen och landet.²⁶⁶

Förutom ovanstående har värmeanvändning från kärnkraftverk i Sverige varit föremål för analyser, diskussioner, och debatt sedan 1970-talet.²⁶⁷ Samtliga platser där det idag finns eller har funnits kärnkraftverk har varit i fokus, ibland i flera omgångar. Exempel är Forsmark till Stockholm, Ringhals till Göteborg²⁶⁸, Barsebäck till enbart Lund eller till Lund samt Malmö²⁶⁹ samt Oskarshamn till tätorten Oskarshamn. Gemensamt för exemplen har varit att de långa avstånden från kärnkraftverken till där värmen skulle nyttjas, vilket är särskilt framträdande för Forsmark till Stockholm (över 100 km) och i något mindre utsträckning för Ringhals till Göteborg (cirka 80 km). I de analyser som gjorts har dessa avstånd varit förknippade med stora kostnader på grund av behovet av långa hetvattenledningar.²⁷⁰ Sammantaget har analyserna landat i att kärnvärme från dessa anläggningar inte stått sig ekonomiskt gentemot lokal produktion.

9.3 SMR öppnar upp nya möjligheter

Som tidigare nämnt hänger en del av intresset för kärnvärme ihop med utvecklingen av SMR och möjligheten att bygga kärnkraftverk närmare möjliga användare av värmen.²⁷¹ Kortare avstånd från kraftverk till där värmen kan användas, tillsammans med förändringar i lagar och regelverk, öppnar upp nya möjligheter för kärnvärme (läs mer om förändringar i lagar och regelverk i Sverige under avsnitt 9.5 Hinder och avvägningar).

Generellt finns ett påtagligt intresse för SMR internationellt och det pågår utveckling av SMR-koncept i alla världsdelar, samt även steg mot kommersialisering.²⁷² ²⁷³ I vissa länder kan intresset sägas vara särskilt stort. Exempelvis Kanada har ett uttalat mål om att bli världsledande inom SMR-teknik och i januari 2023 meddelade ett energibolag i landet

²⁶⁶ Stockholms Elverk (1969), Lokalisering av kärnkraftverk i Stor-Stockholm; SOU 1974:56, Närförläggning av kärnkraftverk.

²⁶⁷ Detta avsnitt har bland annat skrivits utifrån en sammanfattning av tidigare studier av kärnkraftvärme i en rapport av Energiforsk: Welander och Sandberg: Kylvattenvärme från kärnkraft i fjärrvärmesystem: etapp 1 – kärnkraftsanläggningen, Energiforsk. 2010.

²⁶⁸ Se bland annat rapport från 1980 från Statens Vattenfallsverk, nuvarande Vattenfall, samt Energiverken i Göteborg, nuvarande Göteborg Energi: [12597030.pdf \(iaea.org\)](#) Analysen kommer fram till att värme från Ringhals inte står sig kostnadsmissigt mot lokal eldnad av kol i Göteborg.

²⁶⁹ Lägesrapport från utredningsarbetet angående värmeöverföring från en planerad tredje reaktor i Barsebäck, 1974: [7261489.pdf \(iaea.org\)](#). Även värmeöverföring till Landskrona och Helsingborg har varit uppe för diskussion.

²⁷⁰ Förutom rörledning tillkommer i analyserna även andra investeringar, exempelvis för ombyggnad av den berörda kärnkraftsanläggningen för uttag av värme, vilket är något som påverkar elproduktionen negativt, även omfattningen på påverkan varierar i analyserna beroende på teknisk lösning för värmeuttag. Utöver rörledning och ombyggnad av kraftanläggningen tillkommer i analyserna investeringar i mottagande nät

²⁷¹ Se även: Maciej Lipka och Adam Rejewski (2020), Regress in nuclear district heating. The need for rethinking cogeneration, Progress in Nuclear Energy,

²⁷² Enligt en uppskattning finns över 90 unika SMR-koncept under utveckling runtom i världen.

²⁷³ En sammanställning av projekt och målsättningar för SMR i Europa tillhandahålls av ett europeiskt SMR-partnerskap, SNETP (The Sustainable Nuclear Energy Technology Platform): SNETP (2023), European SMR pre-partnership reports: workstream 1 – market analysis,

vad som beskrivs som det första SMR-kontraktet i väst.²⁷⁴ I Europa kan särskilt Polen nämnas som ett land med stort engagemang för ny kärnkraft där det nyligen tagits flera mer konkreta steg.^{275 276} Just Polen är intressant ur ett kärnvärme-perspektiv eftersom mängden såld fjärrvärme i landet bara överträffas av Tyskland, samt den omfattande användningen av kol i sektorn som utgör cirka 70 procent av tillfört bränsle.²⁷⁷

Förutom Polen finns ett stort intresse för kärnvärme i Finland.²⁷⁸ Där har flera analyser gjorts mot bakgrund av användningen av fossila bränslen i fjärr- och kraftvärmesektorn. Användningen av kol, naturgas och olja uppgår till cirka 30 procent av den bränslebaserade produktionen. Därtill tillkommer användning av energitorv motsvarande cirka 12 procent.²⁷⁹ I jämförelse var motsvarande användning i Sverige för ovan nämnda bränslen under fem procent samma år.²⁸⁰ Ytterligare en drivkraft i Finland är riksdagens beslut från 2018 att förbjuda användningen av kol för energiproduktion till år 2029. I Finland utvecklar också en avknoppning från det statliga forskningsinstitutet VTT, Steady Energy, en fjärrvärmespecifik SMR av lättvattentyp. Reaktorn har en värmeeffekt på 50 MW vilket sägs vara en storlek lämpligt för majoriteten av fjärrvärmesystemen i landet.²⁸¹ I oktober 2023 tecknades en avsiktsförklaring mellan Helsingfors kommunägda energikoncern Helen och Steady Energy. Avsiktsförklaringen tar sikte på att inleda kärnkraftvärmeproduktion i Finland med målsättningen att ta förinvesteringsbeslut inom sex månader.²⁸²

9.4 Möjliga drivkrafter för SMR-kärnvärme i Sverige

Även i Sverige finns ett intresse för ny kärnkraft och flera förstudier pågår med fokus på SMR.^{283 284} Dessa studier sker mot bakgrund av en svängning i det politiska klimatet rörande kärnkraft på senare år, både i EU och nationellt. I EU beslutades 2022 om att inkludera kärnkraft i taxonomi, det vill säga det finansiella ramverk som ska styra mot hållbara

²⁷⁴ [GE Hitachi Signs Contract for the First North American Small Modular Reactor | GE News](#); [Första SMR-kontraktet i väst påskrivet – då ska reaktorn stå klar \(nyteknik.se\)](#). Förutom i Ontario som beställningen avser pågår andra utvärderingsprojekt i landet.

²⁷⁵ Tillståndsmyndigheterna i Kanada och Polen har ett samarbete om SMR: [Canadian and Polish regulators announce SMR collaboration : Regulation & Safety - World Nuclear News \(world-nuclear-news.org\)](#)

²⁷⁶ [Polish plans for large and small reactors progress : New Nuclear - World Nuclear News \(world-nuclear-news.org\)](#)

²⁷⁷ [District heating sector in numbers: latest URE report - News - Energy Regulatory Office](#)

²⁷⁸ Några år in på 2000-talet fanns konkreta planer på att bygga en hetvattenledning från en tilltänkt ny reaktor i Lovisa till storstadsområdet Helsingfors: Martin Leurent, Frédéric Jasserand, Giorgio Locatelli, Jenny Palm, Miika Rämä, Andrea Trianni, Driving forces and obstacles to nuclear cogeneration in Europe: Lessons learnt from Finland, Energy Policy, Volume 107, 2017, Pages 138-150

²⁷⁹ Siffror från den finska energimyndigheten: [District heating in Finland 2021.pdf \(energia.fi\)](#)

²⁸⁰ Årlig energistatistik 2021. [Årlig energistatistik \(el, gas och fjärrvärme\) \(seb.se\)](#)

²⁸¹ Storleken innebär en tydlig differentiering mot andra fjärrvärmespecifika reaktorer under utveckling som har en betydligt större värmeeffekt och som därför av bolaget bedöms som för stora för majoriteten av europeiska system.

²⁸² [Helen och Steady Energy tar sikte på att inleda kärnvärmeproduktion i Finland | Helen](#)

²⁸³ Avser de förstudier som genomförs av Vattenfall, Fortum (omfattar Sverige och Finland) samt förstudierna kopplade till Studsviks industriområde utanför Nyköping respektive Marviken utanför Norrköping.

²⁸⁴ [Företag och kommuner i projekt om egna reaktorer - DN.se](#)

investeringar. I Sverige har den nuvarande regeringen en tydlig viljeinriktning på området, och har vidtagit flera åtgärder för ny kärnkraft (se även avsnitt 9.5 Hinder och avvägningar).²⁸⁵ Utifrån de samtal Energimyndigheten haft med energiaktörer finner vi att det generellt föreligger andra drivkrafter för möjlig kärnvärme i Sverige än i andra länder.

9.4.1 Låg fossilanvändning i Sverige innebär andra möjliga drivkrafter

Som framgått tidigare är en generell drivkraft bakom intresset för kärnvärme från SMR i andra länder än Sverige att ersätta förbränningen av fossila bränslen i fjärrvärmesektorn och därigenom minska utsläppen av växthusgaser från sektorn. I Sverige har andelen fossila bränslen i fjärrvärmesektorn sjunkit kraftigt över tid och utgjorde cirka fyra procent av den tillförda energin år 2021, jämfört med över 70 procent på 80-talet.²⁸⁶ Som påtalat tidigare med exemplen Polen och Finland är den fossila andelen i nutid väsentligt högre än i andra länder med utbyggd fjärrvärme.²⁸⁷

Att användningen av fossila bränslen i fjärrvärmesektorn är låg i Sverige jämfört med i andra länder betyder att drivkrafterna avseende att fasa ut fossila bränslen från sektorn med hjälp av exempelvis SMR inte föreligger på samma sätt i Sverige.²⁸⁸ I Sverige har förbränningen av fossila bränslen i sektorn över tid ersatts av i huvudsak biomassa och avfall, se Figur 40.

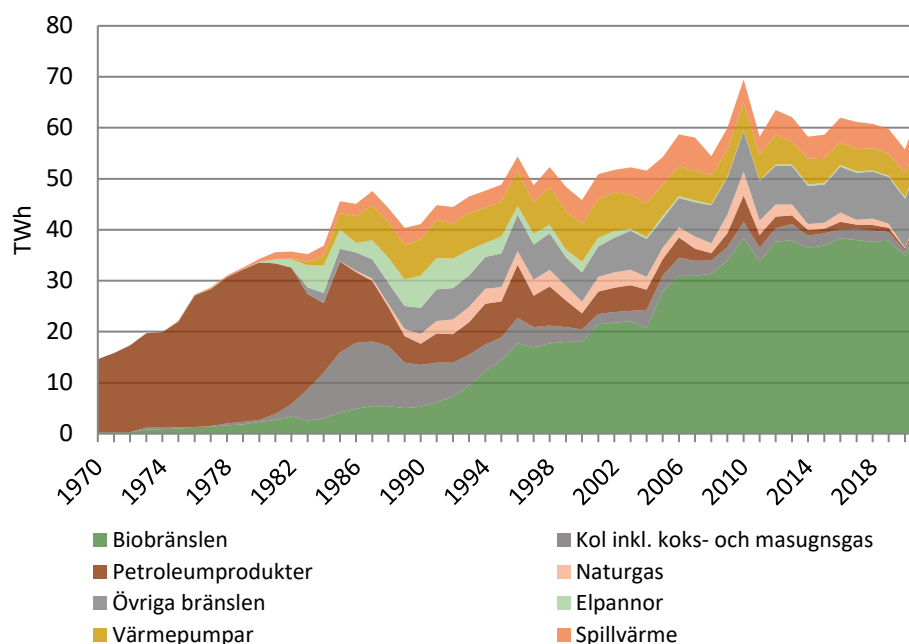
²⁸⁵ Några analyser har gjorts som innefattar värmeanvändning från SMR reaktorer för fjärrvärme och industriella ändamål i Sverige, se exempelvis: WSP (2022), *Små modulära reaktorer en framtidsprognos för energi och samhälle*; Energiforsk (2022), *Nuclear Beyond Electricity*; Energiforsk, Energiforsk (2019) *Small modular reactors: Market Survey*.

²⁸⁶ Avser de fossila bränslena kol, koks, petroleumprodukter, naturgas och stadsgas. När övriga fossila bränslen (som främst utgörs av den fossila delen av hushållsavfallet) tas med i beräkningen uppgick den fossila andelen för fjärrvärmeproduktion till 19 procent under 2021.

²⁸⁷ Euroheat & Power (2023), *DHC Markets Outlook, Insights & Trends*.

²⁸⁸ Baserat på samtal med energiaktörer.

Figur 40 Tillförd energi för fjärrvärmeproduktion från 1970, TWh.



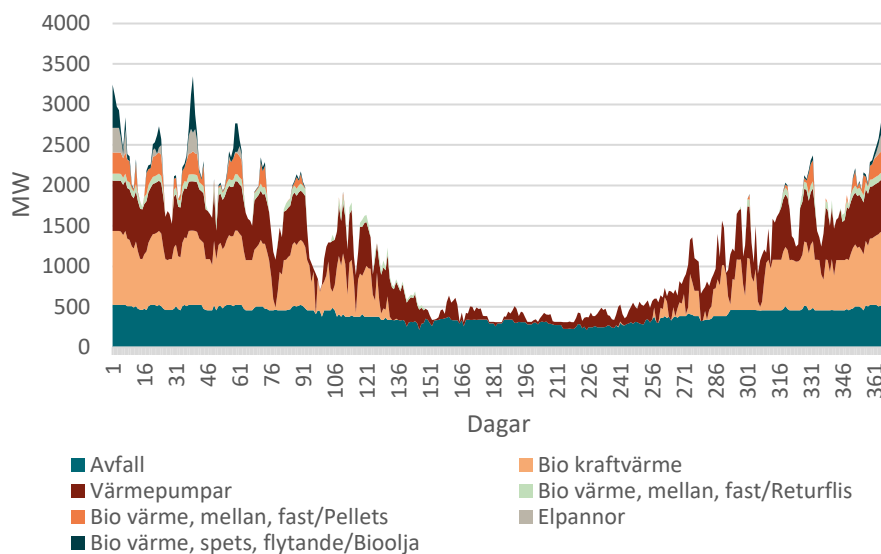
Anm: Den fossila delen av avfallet går under kategorin övriga bränslen.

I flesta analyser om kärnvärme i länder som vill fasa ut utsläpp från sektorn fungerar kärnvärmen normalt som *fossilfri* baslast. Detta eftersom analyserna tar avstamp från att ersätta det fossila.²⁸⁹ I Sverige är det förbränningen av avfall och biomassa som fyller motsvarande funktion som baslast, se exempel i Figur 41. Därmed skulle kärnvärmens roll i Sverige vara att ersätta avfallsförbränningen eller att "frigöra" biomassa till andra energi- eller icke energirelaterade ändamål än fjärrvärme i samhället.²⁹⁰

²⁸⁹ Se exempelvis: Nuclear District Heating in Finland: The Demand, Supply and Emissions Reduction Potential of Heating Finland with Small Nuclear Reactors: [nuclear-district-heating-in-finland_1-2_web.pdf \(wordpress.com\)](https://www.wordpress.com/nuclear-district-heating-in-finland_1-2_web.pdf)

²⁹⁰ Baserat på samtal med energiaktörer. Även i litteraturen om kärnvärme finns diskussionen om biomassa och om den komma till användning på ett bättre sätt i andra sektorer, exempelvis för produktion av biodrivmedel för utfasning av fossila bränslen i transportsektorn.

Figur 41 Fjärrvärmeproduktion i Stockholmsområdet



En annan drivkraft är om användningen av biomassa av någon anledning försvåras eller begränsas, exempelvis politiskt. I EU har det varit och pågår fortfarande en diskussion om biomassans hållbarhet, vilket innebär en generell osäkerhet kring användningen av biobränslen för energiändamål mer långsiktigt (se även kapitel 5 om EU:s förnybartdirektiv RED III).²⁹¹ Denna osäkerhet kan utgöra en drivkraft för kärnvärme, men å andra sidan föreligger en liknande osäkerhet avseende kärnkraftens status mer långsiktigt. Ökad användning och efterfråga på biomassa, i Sverige eller utanför Sverige, kan också leda till ökade priser, vilket kan påverka fjärrvärmebranschens lönsamhet och konkurrenskraften kan påverkas negativt i förhållande mot andra uppvärmningsalternativ, exempelvis värmepumpar. I samtal med Energimyndigheten framkommer att en del aktörer som visar intresse för kärnvärme gör till följd av osäkerheter kring prisutvecklingen på biomassa (se även kapitel 6 om stigande biobränslepriser).

9.4.2 Kommuner: effekt- och elförsörjning är ”do-or-die”, kärnvärme en möjlighet men inte prioritet

Tidigare nämndes att det pågår förstudier om ny kärnkraft i Sverige som innefattar SMR. De som utvecklar och projekterar SMR vänder sig förutom till företag även till kommuner och flera kommuner har visat intresse.²⁹² Därtill har 24 kommuner öppnat för ny kärnkraft enligt en enkät genomförd av TT mot bakgrund av regeringens förslag om att tillåta kärnkraft på andra platser än där det finns idag.²⁹³ Reaktorer på andra platser än dagens skulle kunna innebära att nya aktörer tar sig in på

²⁹¹ I de analyser som gjorts om kärnvärme i Finland framhålls exempelvis att det är en diskussion var biomassa används bäst i samhället och om det i så fall är i värmesektorn eller någon annan sektor, alternativt inte alls.

²⁹² [Företagaren: Två tunga SMR-satsningar nära att offentliggöras | Tidningen Näringslivet \(tn.se\); Företag och kommuner i projekt om egna reaktorer - DN.se](#)

²⁹³ Det var kommunstyren som tillfrågades av TT: [Tiotals kommuner öppna för ny kärnkraft | SvD](#)

marknaden. Energimyndigheten har därför varit i kontakt med bolag med fjärr- och kraftvärmeverksamhet, samt med kommuner.

När det gäller kommuner är en drivkraft bakom intresset för SMR att kunna påvisa en tillförlitlig effekt- och elförsörjning och därigenom kunna behålla industrier och arbetstillfällen och ännu mer så locka till sig nya etableringar och arbetstillfällen. Detta ställs i relation till hur flera kommuner i norra Sverige gynnats i detta avseende genom god kraftförsörjning sedan tidigare. För kommunerna beskrivs frågan om kraftförsörjning lite i termer av ”do-or-die” och däri finns intresset för ny kärnkraft. Att kommuner visar intresse för kärnkraft betyder generellt inte att enskilda kommuner eller kommunala bolag själva avser att investera i reaktorer, det handlar snarare i regel om att skapa möjligheten för andra aktörer, marknaden, att investera. Därtill bedöms investeringsvolymen för en SMR som betydligt mer omfattande jämfört med exempelvis ett kraftvärmeverk eller ett värmeverk. En möjlighet som nämns av en kommun där det pågår en förstudie för att ersätta ett åldrande värmeverk, där SMR skulle kunna vara ett alternativ, är att tänka större och gå ihop flera kommuner för att lösa kraftförsörjningen regionalt.²⁹⁴

Avseende nyttjandet av värme från kärnreaktorer är det i regel inte en prioriterad fråga för kommunerna utan snarare en möjlighet som i så fall uppstår vid byggandet av kärnkraft i och med att infrastrukturen finns på plats: det finns redan utbyggda fjärrvärmenät. För de aktörer som kan tänkas vara de som investerar i SMR, är ett möjligt nyttjande av värme en ytterligare möjlig intäktström förutom elen som kan ge projektet en bättre totalekonomi. Något som diskuteras med SMR är samförläggning av energiproduktion och energikrävande industri i så kallade kluster eller parker. Vid sådan samförläggning skulle värmekrävande industri kunna dra nytta av värmeproduktionen från en SMR.²⁹⁵

9.5 Hinder och avväganden

9.5.1 Lagar och regelverk i förändring kan möjliggöra kärnvärme

Det existerar inte något förbud mot kärnvärme men de långa avstånden mellan där det idag finns kärnkraft och fjärrvärmenät där värmen kan nyttjas utgör ett påtagligt hinder. Som framgått tidigare har de långa avstånden varit en bidragande orsak till att kärnvärme valts bort i förmån för lokala alternativ vid de tillfällen det varit uppe för diskussion. Som referens är medelavståndet från kärnkraftverk till fjärrvärmenät tio kilometer där kärnvärme finns utanför Sverige, men vad som är lämpligt avstånd beror på många parametrar, bland annat regelverk och

²⁹⁴ Baserat på samtal med energiaktörer

²⁹⁵ Exempelvis finns planer på ett sådant kluster i Marviken utanför Norrköping: Tidningen Näringslivet (2023-11-12), TN avslöjar: ny kärnkraft planeras i Sverige – Rolls-Royce kan bygga SMR

drivkrafter.^{296 297} Teknikutveckling har möjliggjort att det idag går att bygga långa hetvattenledningar med acceptabla förluster. Flera sådana långa ledningar har byggts i Sverige i samband med att fjärrvärmenät på olika orter kopplats samman (se även kapitel 10).²⁹⁸

Nuvarande regering har en tydlig viljeinriktning att förbättra förutsättningarna för befintlig och ny kärnkraft. Som ett led i det arbetet överlämnade regeringen i oktober 2023 en proposition till riksdagen som syftar till att upphäva en bestämmelse i miljöbalken (17 kap. 6 a §) som anger att regeringen endast får tillåta en ny kärnkraftsreaktor om den ersätter en permanent avstängd reaktor och uppförs på en plats där någon av de befintliga reaktorerna är lokaliserad. Riksdagen sade ja till regeringens lagförslag den 29 november. Detta innebär att det blir möjligt för regeringen att tillåta fler än tio reaktorer samtidigt och på andra platser än tidigare.²⁹⁹

Förändringarna kan ha stor betydelse för möjligheten till kärnvärme eftersom det kan bidra till att nya reaktorer byggs där värmen kan tas tillvara. Samtidigt pågår ytterligare arbete för att utveckla regelverket för befintlig och framtida kärnkraft. I augusti 2023 slutredovisade Strålsäkerhetsmyndigheten (SSM) ett uppdrag där de identifierat behov av utveckling av regler för såväl känd som för ny reaktorteknik.³⁰⁰ SSM konstaterar i redovisningen att deras föreskrifter bedöms i stor utsträckning redan vara tillämpbara för ny reaktorteknik, framför allt reaktorer av lättvattentyp, inklusive SMR. SSM identifierar dock flera behov av vidare utredning, bland annat av regleringen kring beredskaps- och planeringszoner, det vill säga områden där en rad skyddsåtgärder måste vara förberedda.³⁰¹ I dagsläget finns enligt förordning (2003:789) om skydd mot olyckor (FSO) en inre och yttre beredskapszon runt de svenska kärnkraftverken på ungefär fem respektive 25 kilometer samt en planeringszon på 100 kilometer.³⁰² Den 2 november 2023 beslutade regeringen att en särskild utredare ska se över nuvarande regler för att underlätta för ny kärnkraft. I uppdraget, vars sista del ska redovisas i februari 2026, ingår bland annat att analysera behovet av anpassning av

²⁹⁶ Övervägande majoriteten de anläggningar som idag levererar kärnvärme driftsattes under 70 och 80-talet enligt IAEA.

²⁹⁷ I Kina byggs en ledning på 26 kilometer och där är förbättrandet av luftkvaliteten en drivkraft. I Tjeckien planeras för en ledning på 50 kilometer och där är energisäkerhet i kölvattnet en drivkraft.

²⁹⁸ Exempel är den pågående sammankopplingen av fjärrvärmenäten i Gävle och Sandviken där 210 av en total investering på 450 miljoner kronor för en ledning på drygt 20 kilometer kommer från Naturvårdsverket i form av det statliga investeringsstödet Klimatklivet. Även mellan Karlskoga och Degerfors byggs en 9 kilometer lång fjärrvärmeledning med stöd av Klimatklivet.

²⁹⁹ Prop. 2023/24:19, Ny kärnkraft i Sverige – ett första steg. Det kommer dock kvarstå vissa geografiska begränsningar enligt miljöbalken (kap 4) som innebär ett förbud om att bygga kärnkraft längs med vissa kuststräckor. Det finns även ett absolut kommunalt veto för kärnkraft vilket innebär att regeringen inte kan gå in och besluta över kommunens beslut.

³⁰⁰ Utveckling av regelverk och andra åtgärder för befintlig och framtida kärnkraft.

³⁰¹ Strålsäkerhetsmyndigheten (2023) Utveckling av regelverk och andra åtgärder för befintlig och framtida kärnkraft, SSM2022-6007-5-4.

³⁰² Förordning (2003:789) om skydd mot olyckor

beredskaps-och planeringszoner.³⁰³ Regeringen presenterade senare i november också en färdplan för ny kärnkraft i Sverige med konkreta målsättningar för ny kärnkraft till 2045.³⁰⁴

9.5.2 Stor spännvidd i värmeleveranser mellan fjärrvärmesystem

Fjärrvärme har funnits i Sverige sedan 50-talet och finns idag i 285 av 290 kommuner. De totala fjärrvärmeleveranserna i hela landet uppgick år 2021 till 55 TWh³⁰⁵ men det är väldigt stor spännvidd i storleken på leveranser mellan olika fjärrvärmesystem. De system som har störst leveranser finns i våra största städer där fjärrvärmenäten är regionala snarare än lokala som de är i mindre städer eller orter.³⁰⁶ De allra största systemen sett till värmeleveranser finns således i Stockholm, Göteborg, Malmö och därefter på ett ungefär i fallande skala i korrelation med befolkningensmängd.³⁰⁷ För att sätta spännvidden i fjärrvärmeleveranser i perspektiv så levererar fjärrvärmesystemen i Storstockholm cirka 12-14 TWh per år medan leveranserna i det genomsnittliga nätet år 2021 i Sverige var cirka 130 GWh, motsvarande 0,13 TWh, medan medianen var 22 GWh, motsvarande 0,022 TWh.³⁰⁸

Det finns därmed endast ett fåtal fjärrvärmenät i Sverige med tillräckligt stort värmeunderlag som gör det möjligt att nyttja värmeproduktionen från en SMR till fullo. En kartläggning över SMR-koncept som i kända förstudier eller projekt utvärderas för möjlig byggnation i Sverige visar att det handlar om lättvattenreaktorer med en elektrisk effekt omkring 300 MW och med en termisk effekt omkring 1 000 MW.³⁰⁹ Värmeuttaget från en SMR är i slutändan en optimeringsfråga mot bakgrund av de lokala förutsättningarna, exempelvis värmebehovet i aktuellt nät.³¹⁰ Om värmeproduktionen ska maximeras, exempelvis om SMR på sikt ska ersätta kraftvärmeverk, handlar det om betydande mängder värme som produceras i relation till värmebehovet i de flesta fjärrvärmenät i Sverige. I praktiken är det då bara ett fåtal av de större fjärrvärmenäten i våra större städer som kan hantera/ta emot värmeproduktionen från en SMR av den här storleken och samtidigt inte bli alltför beroende av en enda produktionsanläggning, vilket innebär en stor sårbarhet om den anläggningen skulle falla bort ur produktionen.³¹¹ I det fall där det finns mindre SMR att tillgå på marknaden eller mindre fjärrvärmespecifika sådana, kan även mindre nät tillämpas. Ett exempel är den reaktor som

³⁰³ Klimat- och näringslivsdepartementet, Dir. 2023:155.

³⁰⁴ [Förslag till färdplan för ny kärnkraft \(regeringen.se\)](#)

³⁰⁵ Årliga energibalanser, Energimyndigheten.

³⁰⁶ Energiforsk, Regionala fjärrvärmesamarbeten: [Microsoft Word - Regionala fjärrvärmesamarbeten 2015_102.docx \(windows.net\)](#)

³⁰⁷ Baserat på data om fjärrleveranser från Energiföretagen.

³⁰⁸ Baserat på data om fjärrleveranser från Energiföretagen

³⁰⁹ Kartläggningen är baserad på offentligt tillgänglig information. Det finns andra reaktor-koncept under utveckling men lättvattenreaktorer bedöms genomgående som närmast kommersialisering och är därför mest relevanta för denna analys.

³¹⁰ Baserat på samtal med energiaktörer.

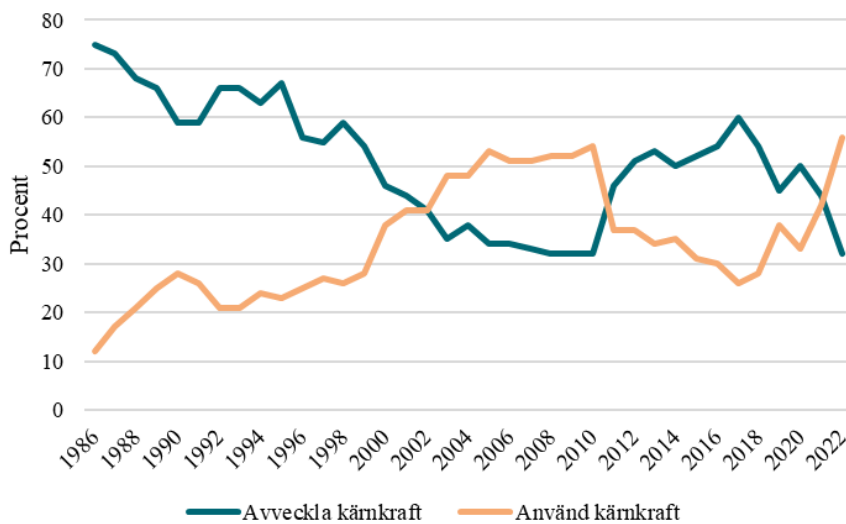
³¹¹ Se även slutsatser i en rapport från kompetenscentrum ANItA (Academic-industrial Nuclear technology Initiative to Achieve a sustainable energy future) på Uppsala universitet om kärnvärme: [c_1062422-1_3-k_anita-a1-rapport-1.pdf \(uu.se\)](#)

utvecklas i Finland som storleksmässigt är anpassad för mindre fjärrvärmenät.

9.5.3 Social acceptans avgörande för ny kärnkraft och kärnvärme

För nyttjande av värmeproduktionen kommer social acceptans att spela en avgörande roll om reaktorer ska placeras i närheten av bebyggelse. Den lokala acceptansen är viktig då kärnkraft i dagsläget inte kan byggas utan godkännande från kommunen. Inställningen till kärnkraft hos allmänheten har förändrats det senaste åren enligt SOM-institutets mätningar. Stödet för att använda kärnkraften har ökat och stödet för att avveckla den har minskat, se Figur 42. Även andelen som vill satsa på kärnkraft de närmaste 5–10 åren har ökat.

Figur 42 Inställningen hos allmänheten kring kärnkraft, 1986–2022.



Källa: Den nationella SOM-undersökningen 1986–2022

Anm: *Använd kärnkraft* summerar svaren Använd kärnkraften och ersätt de nuvarande reaktorerna med som mest lika många nya som idag och Använd kärnkraften och bygg fler reaktorer än de nuvarande i framtiden. *Avveckla kärnkraft* summerar svaren Avveckla kärnkraften snarast och Avveckla kärnkraften men utnyttja de kärnkraftsreaktorer som finns tills de tjänat ut.

Förutom SOM-institutets mätningar görs andra sådana. Enligt en enkätundersökning från TT riktad till kommunstyren är 24 kommuner öppna för ny kärnkraft och enligt en undersökning från Demoskop är allmänheten generellt positivt inställd till småskalig kärnkraft i sin kommun.³¹²

Resultaten från såväl SOM-mätningarna och de andra mätningar ska dock tolkas med försiktighet. Opinionsen kring kärnkraften har historiskt varit svängning. Stödet var ungefär lika hög runt 2010 men svängde tvärt till

³¹² Avser enkätundersökning från TT i januari 2023. Hälften av de 132 svarande kommunerna säger nej. Undersökningen från Demoskop är utförd på uppdrag av en projektutvecklare inom kärnkraft. Den genomfördes under april 2022 och baseras på 1570 webbintervjuer.

följd av Fukushima-olyckan, vilket framgår av tidigare figuren. Därtill är det svårt att dra ett likhetstecken mellan mätningarna och ett faktiskt stöd för att bygga kärnkraft i ens egen närhet eller kommun. Ovan nämnda TT-enkät orsakade exempelvis debatt i flera av kommuner där styret svarat ja. Vissa paralleller i detta avseende dras till vindkraften. Den är populär som energikälla i SOM-mätningarna men fler är negativa till vindkraft nära hemmet än tidigare.³¹³ Det finns också ett påtagligt motstånd mot vindkraft i många lokalsamhällen där vindkraft planeras.³¹⁴ I kommuner där specifika platser för ny kärnkraft lyfts på ett mer konkret sätt har det orsakat debatt. Malmö hamn är en sådan plats nära bebyggelse och ett stort värmeunderlag, vilket är relevant ur ett kärnvärme-perspektiv.³¹⁶

Förutom att det är svårt att dra likhetstecken mellan mätningarna och faktiskt byggande av kärnkraft går det inte heller att översätta mätningarna i ett stöd eller acceptans för kärnvärme mer specifikt. Energimyndigheten har inte kännedom om specifika mätningar som berör kärnvärme.

9.5.4 Kärnkraftsopinionen kan innebära en kundrisk

Något som uppmärksammas i våra samtal med branschen om kärnvärme är att opinionen kring kärnkraft generellt kan påverka acceptansen för kärnvärme specifikt. Som nämnt i tidigare avsnitt har stödet för kärnkraft som energikälla ökat på senare tid men över längre tid har stödet varierat. Därav kan opinionen beskrivas som delad och däri finns något som energiaktörerna beskriver som en kundrisk. Med detta menas att kunder kan komma att välja bort fjärrvärme som uppvärmningsform om värmen kommer från kärnkraft. Risken föreligger i att ”för många inte vill ha det” och att detta ska påverka bolagen negativt på en uppvärmningsmarknad där fjärrvärmens i övrigt är väldigt konkurrensutsatt.³¹⁷

Bolagen nämner exempelvis att de profilerar sig med miljövänlig eller förnybar värme gentemot kunder och att det är oklart hur kärnvärme passar in i det när redan avfallsförbränning väcker negativa reaktioner. Hos en del kommuner har planeringen av anläggningar för avfallsförbränning fått avskrivas på grund av politisk oenighet om

³¹³ [Vindkraftsopinionen i skuggan av ett vindkraftverk \(gu.se\)](#)

³¹⁴ Se exempelvis slutbetänkandet av Utredningen om stärkta incitament för utbyggd vindkraft (SOU 2023:18): ”Mellan år 2018 och 2021 ökade andelen projekt, vars tillståndsansökan avsågs på grund av kommunalt nej, från 18 procent till 78 procent.”

³¹⁵ Kärnkraften har en fördel jämfört med vindkraften i att den har litet markanspråk sett till själva produktionsanläggningen i relation till mängd producerad energi. SOM-institutet gör för närvarande inte mätningar för kärnkraft nära hemmet som de gör för vindkraft. SOM-institutet hade fram till 2008 en fråga som berörde ställningstagande till en etablering av energiverksamheter i den egna kommunen där kärnkraftverk var en sådan verksamhet att ta ställning till.

³¹⁶ [Malmö säger nej till kärnkraftsreaktor i hamnen – Sydsvenskan](#); se även kommunstyrelsens remissvar på promemorian Ny kärnkraft i Sverige – ett första steg (KN2023/01921) där det står om Malmö hamn som plats för etablering: ”I ett växande Malmö där förtätning sker allt närmare hamnområdet skulle en sådan etablering innebära stora utmaningar för Malmö stad. Det ökar sårbarhet för olika former av angrepp med förödande samhällskonsekvenser.”

³¹⁷ Baserat på samtal med energiaktörer.

avfallsförbränningens status som hållbar eller icke-hållbar och kärnkraft är troligen en ännu mer delande fråga, vilket bland annat påvisas av den debatt som följt på ovan nämnda TT-enkät. På samma tema finns även en risk för bolagen om opinionen för kärnkraft skiftar åt det negativa, som efter Fukushima-olyckan, och man då som bolag har gjort sig beroende av kärnvärme.³¹⁸

Att bygga ett kärnkraftverk innebär också en större investeringsvolym än exempelvis ett kraftvärmeverk. I det fall flera kommuner skulle gå ihop och göra en saminvestering i kärnkraft där även värmen kan komma att tas tillvara behöver styren i flera kommuner vara överens, också över tid.³¹⁹ När vi pratat med representanter för fastighetsbranschen eller enskilda fastighetsägare om hur de ser på kärnvärme och den kundrisk som nämns av energiaktörerna är deras svar inte entydiga. Kärnvärme är generellt en fråga de ännu inte haft anledning att ha en åsikt om, men exempelvis framhålls att EU:s taxonomi om vad som är att betrakta som hållbart eller icke-hållbart kan spela större roll i praktiken för de som köpare av värme än uppfattningar eller ställningstaganden om kärnkraft som energikälla.

9.5.5 Kärnvärme i en framtid med stora mängder spillvärme

Med industrins omställning och digitaliseringen kan vi stå inför en framtid med stora mängder spillvärme som kan tas tillvara på för fjärrvärme. Detta kan påverka behovet och utrymmet för kärnvärme enligt de samtal som förts med branschen. I Energimyndighetens långsiktiga scenarier över Sveriges energisystem år 2050 kommer ett växande bidrag till fjärrvärmeproduktionen från olika typer av spillvärmeresurser.³²⁰ Beroende på förutsättningar och optimering av olika industriprocesser inom främst stål och biodrivmedelsproduktion kan potentialen för olika spillvärmekällor blir enorma (se kapitel 10)

Generellt arbetar fjärrvärmebranschen aktivt med att ta vara på befintliga restenergier och sådana kommer med nya industrier.³²¹ Ett exempel är Luleå där fjärrvärmen hittills drivits av 90 procent restgaser från SSAB:s ståltillverkning. När SSAB övergår till fossilfri produktion genom användning ljusbågsugn i stället för masugn försvinner restgaserna, vilket lett till att fjärrvärmebolaget sökt andra samarbetspartners.³²² Bland annat förbereder bolaget för att ta vara på överskottsvärme från en så kallad grön industripark.³²³

³¹⁸ Efter olyckan stängdes all japansk kärnkraft och Tyskland påskyndande sin avveckling av kärnkraften.

³¹⁹ Baserat på samtal med energiaktörer och kommuner.

³²⁰ Scenarier över Sveriges energisystem 2023: med fokus på elektrifieringen 2050.

³²¹ Arbetet med att ta vara på spillvärme kan komma att intensifieras ytterligare mot bakgrund av den senaste tidens kraftigt stigande bränslepriser.

³²² [Luleå har landets billigaste fjärrvärme – så ska den lösas när SSAB ställer om | SVT Nyheter](#)
³²³ [Uniper och Luleå Energi tecknar avtal – stärker Luleås fjärrvärmesystem - Vårt Luleå \(vartlulea.se\)](#)

Avseende samhällets digitalisering är datacenter ett exempel där lågtempererad spillvärme kan växlas upp med hjälp av värmepumpar och därefter användas för fjärrvärme. Exempelvis i Stockholm finns betydande värmeåtervinning från datacenter.³²⁴ Ett annat exempel kommer från Finland. Där kommer pågå världens största projekt för återvinning av spillvärme från datacenter som ska täcka 40 procent av värmebehovet hos cirka 250 000 fjärrvärmeanvändare i Esbo, Grankulla och Kyrkslätt som ligger i Helsingfors storstadsområde.³²⁵

9.5.6 Riskerar kärnvärme att slå ut Bio-CCS?

Cirka 20 energiföretag i Sverige satsar på eller undersöker förutsättningarna för att bygga bio-CCS-anläggningar.³²⁶ Detta sker mot bakgrund av Sveriges mål om att nå nettonollutsläpp till år 2045, samt de affärsmässiga möjligheter bolagen ser med negativa utsläpp (se kapitel 8). Grunden i bio-CCS är att koldioxid som uppstår vid förbränning av biobränsle avskiljs och lagras, vilket resulterar i negativa utsläpp som kan reducera CO₂-halten i atmosfären om tillämpning sker i större skal. Ett exempel är från Stockholm där Stockholm Exergi till år 2026 planerar en fullskalig bio-CCS-anläggning vid Värtaverket i Hjorthagen. Anläggningen beräknas årligen kunna fånga in 800 000 ton biogen koldioxid från den närliggande el-och fjärrvärmeproduktionen.

Sverige har goda förutsättningar för bio-CSS i och med att vi har stora punktutsläpp av biogen koldioxid. Om kraftvärmeanläggningar på sikt ersätts av kärnvärmeanläggningar finns en farhåga att potentialen för bio-CCS och utsläppsminskningar i större skala aldrig förverkligas eftersom de stora värmevolymerna från kärnanläggningarna riskerar att slå ut satsningar på bio-CSS.

9.5.7 En sårbarhet mot en annan: biomassa mot uran

En annan sak som uppmärksammas av branschen är att med kärnvärme kan bolagen förvisso bygga bort en sårbarhet mot stigande priser på i huvudsak biomassa men att denna sårbarhet i sin tur ersätts mot en sårbarhet mot uranpriset. I takt med livslängsförlängning av befintlig kärnkraft i världen och byggandet av nya efterfrågan på uran öka, vilket kan driva upp priserna om tillgången inte samtidigt ökar.³²⁷ Ytterligare en aspekt är att den uran som används i svenska kärnkraftverk

³²⁴ [Nytt datacenter med inbyggd värmeåtervinning \(energi.se\); Tre nya datacenter med värmeåtervinning i Stockholm - Stockholm Exergi](#)

³²⁵ [Microsoft och Fortum ingår samarbete – Microsoft bygger ett datacenterområde i Esbo för att producera utsläppsfri fjärrvärme för Fortums kunder i huvudstadsregionen | Esbo stad \(espo.fi\)](#)

³²⁶ Tidningen Energi, 2023-06-17, Här är energibolagen som satsar på bio-CCS: [Här är energibolagen som satsar på bio-CCS](#)

³²⁷ Uranpriserna har på senare tid ökat kraftigt och handlades under november på den högsta prisnivån på 15 år. Ett skäl bakom ökningen är ökat fokus globalt på kärnkraft som energikälla, vilket innebär livstidsförlängningar av befintliga kraftverk och planeringen av nya, se exempelvis: Financial Times (2023-09-15), Uranium prices hit 12-year high as governments warm to nuclear power

bryts utomlands medan det finns inhemskt tillgång på både avfall och biobränslen.³²⁸

Sett till att SMR kan komma att drivas av andra aktörer än de som driver kärnkraft i dagsläget behövs ytterligare kompetens. Hos de lokala och regionala energibolagen är kompetensprofilen bred sett till de många verksamhetsområden som kan rymmas inom sådana bolag. För att driva kärnanläggningar behövs annan och ”djupare” kompetens än i nuläget. I remissvaren på promemorian *Ny kärnkraft i Sverige – ett första steg (KN2023/01921)* efterlyste flera kommuner och länsstyrelser behovet av resurser och kompetens för att hantera de frågor som rör deras ansvar i samband med etablering, drift och avveckling av ny kärnkraft.³²⁹

En annan fråga med kärnkraft på nya platser är att det kommer att krävas system för att hantera, transportera, mellanagra och slutförvara det radioaktiva avfall och använt kärnbränsle som uppkommer från *nya* reaktorer.³³⁰ I november 2023 meddelade regeringen att en särskild utredare ska utreda flera frågor som berör etablering av ny kärnkraft, bland annat systemet för omhändertagande av kärnavfall och använt kärnbränsle.³³¹

9.6 Slutsatser/avslutande reflektioner

För närvarande pågår i Sverige en översyn av lagstiftning och regelverk kring kärnkraften i syfte att möjliggöra för befintlig och ny kärnkraft att bidra till ett kraftigt ökat elbehov i omställningen. Det finns ett stort intresse för ny kärnkraft och i Sverige pågår flera förstudier med tonvikt på SMR. En möjlighet i och med förändrad lagstiftning och regelverk är att kärnkraft byggs närmare bebyggelse och att den då är med och bidrar till värmeförsörjningen genom att samproduktion av el och värme som distribueras i fjärrvärmenät, kort sagt *kärnvärme*.

Internationellt drivs intresset för kärnvärme av möjligheten att fasa ut förbränningen av fossila bränslen för fjärrvärmeändamål. En huvudsaklig slutsats gällande kärnvärme i Sverige är att de drivkrafter som föreligger i andra länder inte finns fullt ut i Sverige, detta eftersom användningen av fossila bränslen för produktion av el och värme är väsentligt högre där. I Sverige skulle en möjlig drivkraft för kärnvärme vara att förflytta den användning som sker av biomassa från fjärr- och kraftvärmesektorn till någon annan sektor, till exempel för produktion av biodrivmedel. De aktörer vi pratat med under detta arbete i energibranschen ställer sig som

³²⁸ Det finns betydande urantillgångar i Sverige men brytning förbjöds 2018. Företrädare för den nuvarande regeringen öppnat upp för att häva förbudet mot bakgrund av de satsningar som görs på kärnkraft

³²⁹ Se exempelvis remissvar från Sveriges kommuner och regioner (SKR).

³³⁰ Se remissvar från Svensk Kärnbränslehantering AB (SKB)

³³¹ Dir. 2023:155.

regel avvaktande kring kärnvärme eftersom det är ett okänt område för dem och att det dröjer innan en sådan tillämpning kan förverkligas.

I Sverige är fjärrvärmerna väl utbyggda och finns i nästan alla kommuner. Samtidigt är det en väldigt stor spännvidd vad gäller värmeunderlag mellan fjärrvärmenäten landet. I några nät i storstäder och större städer finns ett stort värmeunderlag och i resterande betydligt mindre. Detta är något som påverkar potentialen för kärnvärme eftersom det handlar om stora värmevolymmer. Potentialen för kärnvärme finns därför i fjärrvärmenät med större värmeunderlag, det vill säga nät i stora städer. För lokalisering av kärnkraft nära bebyggelse där värmen kan nyttjas krävs förändringar i lagar och regelverk, och även säkerhetsaspekter rörande etablering, drift och avveckling behöver tas i beaktande. Ett sådant arbete pågår och innefattar flera olika åtgärder. Även den sociala acceptansen är viktig och det är i dagsläget okänt om den senaste tidens mer positiva kärnkraftsopinionen kan omsättas till acceptans för byggandet av kärnkraft på andra platser än de befintliga när spaden är på väg att sättas i marken. Den sociala acceptansen för kärnvärme är också i dagsläget okänd, men branschen har lyft upp det som en möjlig utmaning.

Intresset för SMR är stort och teknikutvecklingen går framåt på området, inklusive utvecklandet av fjärrvärmespecifika SMR. En omställning av industrin med ökad elanvändning kan komma att innebära stora mängder spillvärme som kan tas tillvara för fjärrvärmeändamål. Detta tillsammans med energieffektiviseringar föranleder frågan om vilket utrymme det finns för kärnvärme.

9.6.1 Medskick för vidare arbete i frågan

I remissvaren på promemorian *Ny kärnkraft i Sverige – ett första steg (KN2023/01921)* efterlyste flera kommuner behovet av resurser och kompetens för att hantera de frågor som rör kommunernas ansvar i samband med etablering, drift och avveckling av ny kärnkraft. Regeringen överlämnade i september 2023 en proposition till riksdagen (2023/24:19) som syftar till att möjliggöra fler kärnkraftsreaktorer än totalt tio och på andra platser än tidigare. I november lanserade Regeringen vidare en färdplan för ny kärnkraft i Sverige som bland annat innehöll tillsättande av en kärnkraftsamordnare, utredning gällande riskdelnings- och finansieringsmodeller samt möjliggörande av två storskaliga reaktorer senast 2035 och en massiv utbyggnad av ny kärnkraft till 2045.³³²

Vid en utbyggnad av kärnkraften finns det ett påtagligt kompetensbehov inom samtliga yrkesroller, inklusive inom det offentliga.³³³ Idag är det också stor skillnad mellan olika kommuners möjligheter att lägga resurser på energiplanering. Om ny kärnkraft ska komma till stånd behöver kommuner och andra berörda instansers, inklusive länsstyrelser,

³³² [Regeringen lanserar en färdplan för ny kärnkraft i Sverige - Regeringen.se](#) (2023-12-06)

³³³ Energimyndigheten (2023), Kompetensförsörjning för elektrifiering: kartläggning och analys.

förutsättningar att planera för sådan, exempelvis i samband regional och lokal energiplanering. Det är viktigt att ingångsvärdet vid planering är teknikneutralitet.

Möjligheten att tillvarata spillvärme från kärnkraft liksom fjärrvärmeanpassade reaktorer bör också ingå i de värme- och kylplaner som ska göras enligt EED (se kapitel 5).

10 Överskottsvärme i ett nytt energilandskap – potentialer för spillvärme

Sverige energisystem är i förändring och i och med industrins omställning kan det uppstå stora mängder spillvärme, vilket kan komma att nyttjas för uppvärmning. I detta kapitel analyseras konsekvenserna av dessa möjliga stora spillvärmemängder samt möjligheterna att ta vara på värmen. Mot bakgrund av den roll vätgasen kan få som energibärare i framtidens energisystem ägnas särskilt fokus åt vätgasens möjlighet att stärka fjärrvärmerna. Kapitlet avslutas med förslag på hur förutsättningarna för att ta vara på de ökande spillvärmemängderna kan förbättras.

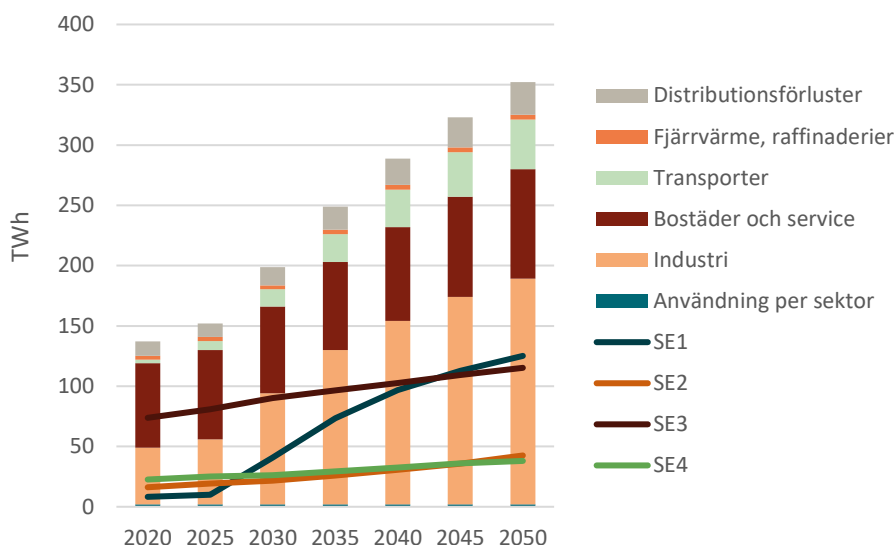
10.1 Framtidens elanvändning i Energimyndighetens långsiktiga scenarier

Energimyndigheten gör återkommande scenarier över Sveriges framtida energisystem. I rapporten *Scenarier över Sveriges energisystem 2023*³³⁴ presenteras olika scenarier över Sveriges energi- och elanvändning år 2050. I scenariot *Högre elektrifiering* uppgår elanvändningen till 349 TWh vilket innebär mer än en fördubbling mot dagens elanvändning, se Figur 43. Det som framför allt driver upp elanvändningen i det här scenariot är behovet inom industrisektorn som utgör 187 TWh av elanvändningen varav ungefär 100 TWh beräknas gå till produktion av vätgas. Majoriteten av denna ökning sker i elområde SE1 eftersom det framför allt är där verksamheter inom järn- och stålindustrin finns och produktion av fossilfritt stål förväntas ske. Det är i produktionen av fossilfritt stål som behovet av vätgas uppkommer. Vätgasen produceras i sin tur genom spjälkning av vatten med el i en process som kallas elektrolys. Vätgasen används för direktreduktion av järnmalmspellet för att producera järnsvamp som i sin tur kan användas i en ljusbågsugn för att producera fossilfritt stål.³³⁵ Produktionen av vätgas är en av förändringar i energisystemet som kan leda till stora mängder spillvärme, men det finns fler, exempelvis kopplade till biodrivmedelsproduktion (se mer i nästkommande avsnitt).

³³⁴ Energimyndigheten (2023), *Scenarier över Sveriges energisystem 2023-Med fokus på elektrifieringen 2050*, ER 2023:07

³³⁵ HYBRIT, "En fossilfri utveckling", *Hybrit Development*, hämtad 16 februari, 2023, [Smälta järnsvamp i ljusbågsugn - Hybrit \(hybritdevelopment.se\)](https://www.hybritdevelopment.se)

Figur 43 Elanvändningen per elområde (linjer) och per sektor i Sverige (staplar) i scenariot Högre elektrifiering.



Källa: Utvecklingsvägar för elproduktion, ER 2023:18

Det är dock viktigt att belysa att osäkerheten är stor gällande det framtida elbehovet och det kommer främst påverkas av vilka industriprojekt som realiserar. Ett fåtal aktörer inom industrisektorn förväntas stå för majoriteten av det tillkommande elbehovet vilka kommer kräva tillgång till el till konkurrenskraftiga priser för sin produktion. Det finns ett ömsesidigt beroende mellan användning, produktion och elnätutbyggnad.

Utöver det påverkar omvärlden eftersom företagen bakom projekten verkar på en global marknad i konkurrens med andra företag och det råder även ett beroende av och en konkurrens om såväl råvaror som insatsvaror men även kompetens. Därtill påverkar länders politik, exempelvis genom subventioner, var industrier väljer att etablera sig.³³⁶ Sammantaget är alltså utvecklingen svårbedömd och osäkerhetsfaktorerna betydande vad det gäller storleken och omfånget på industrisatsningarna och därmed elanvändningen och spillvärmevolymerna.

10.2 Hur mycket spillvärme kan komma ur omställningen?

Enligt en uppskattning från Chalmers universitet uppgår spillvärmepotentialen från de nya industrisatsningarna inom stål (Hybrit och H2 Green Steel) till omkring 30–40 TWh. Den största andelen spillvärme förväntas dock komma från biodrivmedelsproduktion till tunga transporter, båtar, lastbilar, entreprenadmaskiner och flyg. Där beräknas det finnas en teoretisk potential på 60–100 TWh. Därutöver finns en

³³⁶ Se exempelvis: [Freyr pausar nordiska batterifabriker – flyttar till USA](#)

potential från kemiindustrin på 17–18 TWh och cementindustrin på 1–6 TWh vilket blir totalt 110–170 TWh spillvärme³³⁷.

Mängderna är teoretiska beräkningar och utgår från att processerna i de här (i huvudsak) nya industrianläggningarna optimeras redan i planeringsstadiet för att kunna höja temperaturen på värmen och använda den ut på ett fjärrvärmenät. Det betyder i sin tur att förutsättningen för den typen av optimering med värmepumpar och kompressorer är att man kan få avsättning för värmen. De ökade kostnaderna som det innebär att optimera exempelvis en produktionsanläggning för biodrivmedel eller elektrolysisprocess måste kunna täckas av försäljningen av värmen ut på ett fjärrvärmenät. Optimeringen kan liknas vid ett kraftvärmeverk som producerar el och värme fast i det här fallet handlar det istället om en optimering utifrån värme och vätgas eller värme och biodrivmedel.

Ett större nyttjande av spillvärmemängderna för fjärrvärme förutsätter också att industrianläggningarna lokaliseras där rätt förutsättningar finns och att en samverkan mellan marknadens aktörer för en sådan planering sker tidigt. När det gäller biodrivmedelsframställning så är en förutsättning att det finns kolkällor i den skala som tillåter en effektiv inhemsk produktion av biodrivmedel.

Resonemangen ovan betyder att uppskattningarna från Chalmers kräver en hel del för att kunna realiseras men visar även på stora möjligheter till betydande volymer spillvärme/fjärrvärme förutsatt att rätt förutsättningar finns. Därtill måste marknadskrafterna realisera många av de här projekten.

10.2.1 Mer spillvärme skulle kunna betyda mindre biovärme

En fördel med en ökad användning av spillvärme i fjärrvärmenäten skulle vara att beroendet av biobränsle skulle minska och det skulle ske ett resurseffektiv tillvaratagande av en resurs som redan finns i samhället. I kapitel 6 utvecklas resonemangen om prishöjningar och ökad efterfrågan på biobränslen i och med minskad import till Europa till följd av Rysslands krig mot Ukraina och Europas omställning mot mer förnybart. Samtidigt skulle ökad användning av spillvärme innebära minskad kraftvärme och därmed minskad elproduktion som då måste ersättas av annan elproduktion.

Samtidig produktion av (se tidigare stycke) biodrivmedel och (spillvärme till) fjärrvärme skulle också kunna ses som biovärmeproduktion och därmed inte nödvändigtvis som minskad biovärmearvändning.

³³⁷ *Transformativa omställningen av industrin skapar nya möjligheter för fjärrvärmesektorn*, Professor Henrik Thunman på Chalmers Tekniska Högskola, presentation Energiforsk 2023-06-16

10.2.2 Förmåga och begränsningar för att ta tillvara på de ökade spillvärmemängderna

Förmågan att ta tillvara på spillvärme beror naturligtvis på huruvida spillvärmerna är 1) på rätt plats 2) temperaturen är tillräckligt hög samt 3) produktion och leverans kan ske vid rätt tillfälle.

Utöver dessa mer grundläggande bitar så behöver det även finnas en efterfrågan som gör det lönsamt att köpa spillvärme från en tillräckligt närliggande industri/process. Detta förutsätter också att en del av det existerande värmeunderlaget kan ersättas med spillvärme. När det gäller avfallskraftvärme så konkurrera spillvärmerna med den intäkt som avfallsförbränningsanläggningarna får för att ta emot avfallet. Detta innebär att spillvärmerna får det svårt att konkurrera med den fjärrvärmeproduktionen. På längre sikt kan emellertid konkurrenssituationen förändras då avfallskraftvärme kommer att påverkas av stigande EU ETS-priser eller beroende på synen på fjärrvärme från fossilt avfall, se kapitel 7, vilket kan göra spillvärme mer konkurrenskraftig.

Ett hinder är också att det redan är många anläggningar som använder spillvärme från olika industriprocesser, särskilt i norra Sverige, där en stor del av spillvärmerna beräknas tillkomma. Ett annat hinder skulle kunna vara om biobränslekraftvärmeanläggningar investerat i CCS eftersom de då skulle förlora en intäkt de kan få genom att sälja negativa utsläpp.

Detta sammantaget gör att det finns en del begränsningar för att använda de ökande mängderna spillvärme som bedöms komma från omställningen.

10.2.3 Nya kunder och möjlig spillvärmefterfrågan

När det gäller efterfrågan på fjärrvärme så finns det bedömningar på att över 100 000 nya jobb kommer att skapas i norra Sverige (varav 60 000 i Norrbotten) som en konsekvens av och förutsättning för, de nya industrisatsningarna.³³⁸

Enligt Energimyndighetens statistik³³⁹ användes i snitt 99 kWh/m² och år fjärrvärme till uppvärmning i flerbostadshus mellan 2011–2019. Enligt SCB är den genomsnittliga bostadsarean per person i Sverige 42 kvadratmeter. Det betyder att 100 000 människor skulle kunna efterfråga $99 \cdot 100\,000 \cdot 42 = 4,6$ TWh fjärrvärme förutsatt att de bor i flerbostadshus och att det är den mest lämpliga uppvärmningsformen. Kraven på nybyggnation och att alla nya byggnader efter 2021 ska vara nära-nollenergibyggnader innebär emellertid att tillförd energi måste ligga på mellan 55–65 kWh/m² för ett flerbostadshus (där fjärrvärmerna framför allt används)³⁴⁰. Det innebär nära en halvering mot snittet på dagens

³³⁸ "Bättre liv" ska locka till gröna jobb | Tidningen Näringslivet (tn.se)

³³⁹ Energistatistik för flerbostadshus 2021, Energimyndigheten.

³⁴⁰ Förslag till svensk tillämpning av nära-nollenergibyggnader (boverket.se)

flerbostadshus och en efterfrågan på 2,5–3 TWh. Förutom bostäder kommer andra samhällsviktiga verksamheter att behöva byggas eller utökas som också kommer att behöva uppvärmning. Jämfört med den beräknade möjliga spillvärmens utgör den möjliga efterfrågan emellertid en liten andel. Därtill ska det vara genomförbart enligt resonemangen i föregående avsnitt. Beroende på hur kraven kommer att implementeras i det reviderade EPBD³⁴¹ så kan även dessa siffror behöva justeras nedåt, se kapitel 5.

10.2.4 Andra användningsområden

Förutom spillvärme som går till fjärrvärme och används för uppvärmning av bostäder och lokaler så finns det exempel på andra områden där avsättningen för värmen skulle kunna nyttiggöras och bidra till en extra intäkt. Ett exempel på användning av överskottsvärme är till växthus och räkodling i uppvärmda bassänger. Sådana projekt skulle kunna öka Sveriges självförsörjningsgrad av livsmedel som idag uppgår till ca 50 procent jämfört med 75 procent under 90-talet.³⁴²

10.2.5 Lågtemperaturnät

Utbyggnaden av lågtemperaturnät som skulle kunna använda spillvärme från källor med lägre temperatur är relativt begränsat i Sverige³⁴³. Lågtemperaturnät är framför allt aktuellt till nya områden med bostäder och fastigheter som är anpassade till lägre temperaturer. Vilket kan röra sig om ett tiotal områden i Sverige³⁴⁴. Den stora utbyggnaden av lågtemperatursystem kommer därför främst att ske i andra länder, där det i flera städer än så länge inte finns så mycket fjärrvärme.

10.3 Sektorskopplingen vätgas-fjärrvärme/kraftvärme

Rent tekniskt finns många möjligheter inom sektorskopplingen vätgas-fjärrvärme/kraftvärme. Sektorskopplingen kan medföra en ökad resurseffektivitet i energisystemet genom att tillgodogöra spillvärmens i fjärrvärmenätet och öka lönsamheten för vätgasproduktion. Detta konstaterades inom projektet HyCoGen, delvis finansierat av Energimyndigheten, som studerat sektorskopplingen vätgas från elektrolys med fjärrvärme ur ett systemperspektiv³⁴⁵. Ett problem för att

³⁴¹ Direktivet om byggnaders energiprestanda

³⁴² [Så använder de industrins spillvärme – revolution för svenska livsmedel | Tidningen Näringslivet \(tn.se\)](#)

³⁴³ Fjärde generationens fjärrvärme (4GDH) fungerar i princip på samma sätt som traditionell fjärrvärme (3GDH) men använder sig av en lägre temperaturnivå, nya material och ett teknikkhus. I teknikhuset finns en större undercentral placerad och används för att växla ner temperaturen på primära fjärrvärmvattnet på ca 80–100 °C ner till ca 60 °C. Att gå ner i temperaturnivå möjliggör att PEX-rör kan användas som är en typ av plaströr som är flexibel och kostnadseffektiv jämfört med stålrör. 116 För närvarande finns ingen 4GDH anläggning i Sverige, men ett flertal liknande system med lågtempererad fjärrvärme (LTDH) finns installerade i exempelvis Västerås, Linköping och ett område i Kiruna. LTDH liknar 4GDH då båda systemen är dimensionerade för lägre temperaturer, runt 60–70 °C på framledningen och 30–40 °C på returledningen. Se ER 2020:34

³⁴⁴ [Framtidens fjärrvärme tar form \(energi.se\)](#)

³⁴⁵ [Systemperspektiv för vätgasproduktion, sektorskoppling till fjärrvärme | RISE](#)

konkretisera storskaliga projekt är att hitta en fungerande affärsmodell för integrerad vätgasproduktion.

I en framtid med stor installerad eleffekt kan överskott av el göra elpriserna tidvis mycket låga. Vid dessa tillfällen kan det bli attraktivt att producera stora mängder vätgas. Vätgasen skulle kunna lagras och vid senare tillfälle omvandlas till el via vätgasturbin³⁴⁶ eller bränslecell för att hjälpa till att balansera elnätet³⁴⁷. Däremot är förlusterna från att göra vätgas av el och sedan el igen mycket stora, ca 75 procent i hela omvandlingsprocessen. Att sälja vätgasen vidare som fordonsbränsle till tung trafik eller till industriella processer ger därför en betydligt bättre affär jämfört med att konvertera tillbaka vätgasen till el genom en bränslecell eller gasturbin. Dock ses utvecklingen av vätgasbaserad elkraft som strategiskt viktig. Energimyndigheten beslutade i december 2023 att finansiera Siemens Energys projekt mot att utveckla en turbin som går på 100 procent vätgas.

För att förbättra lönsamheten är det intressant att kunna ta vara på spillvärmen från processen för att användas i ett fjärrvärmenät. Värmen som skapas vid vätgasproduktion varierar beroende på elektrolysör men kan sägas vara runt 70 grader. Det är för låg temperatur för vanliga fjärrvärmenät, som ligger runt 90 grader. Det betyder att temperaturen måste höjas exempelvis genom spetsvärme från en förbränningspanna eller med en värmepump. Ett annat alternativ är ifall man kan få avsättning för spillvärmen i ett nät som kan byggas för lägre temperaturer. Ett exempel på det är Stångby norr om Lund där man undersöker en sådan lösning där vätgas produceras med vindkraft och spillvärmen sedan används i ett lågtempererat fjärrvärmenät på 60–65 grader. Även bergvärme kommer att ingå i den lösningen.³⁴⁸ I Finland har Neste initierat ett vätgasprojekt vid Porvoo-raffinaderiet i Borgå³⁴⁹. Målet är produktion av grön vätgas genom att bygga en elektrolysör på 120 MW och återvinna spillvärme från raffinaderiet. Projektet har beviljats ett energiinvesteringsstöd på 1,96 miljoner euro av arbets- och näringsministeriet i Finland som en del av Finlands plan för återhämtning och resiliens. Stödet är till för att hjälpa nå landets mål om koldioxidneutralitet och uppmuntrar till övergång till förnybar energi inom industrin. Ett slutligt investeringsbeslut väntas under 2024.

Även syrgas som skapas i elektrolysprocessen kan ha ett värde för kraftvärmen och bidra till en bättre affär för vätgasproducenten. För varje kilo vätgas som produceras bildas åtta kilo syrgas, som kan användas för

³⁴⁶ [Utvärdering av gasturbiner som vätgasbaserade elproducenter kopplat till fjärrvärme \(Siemens Energy\)](#)

³⁴⁷ [Vätgassystems potential och värde för att tillhandahålla systemtjänster till elnätet \(ri.se\)](#)

³⁴⁸ [Kraftringen satsar på lokala energihubbar](#)

³⁴⁹ [Neste has been granted energy investment aid for its green hydrogen project at the Porvoo refinery | Neste](#)

att förbättra förbränningen i en avfallspanna eller för rening av avloppsvatten³⁵⁰.

Det största ekonomiska bidraget för vätgasproducenten indikeras däremot komma från att erbjuda stödtjänster till Svenska kraftnät (främst FCR-upp)³⁵¹. Därför kommer framtida prissättning på stödtjänster ha stor inverkan på hur sektorskopplingen vätgas/fjärr- och kraftvärme realiserar.³⁵²

Till detta kapitel har Energimyndigheten även hämtat inspel från ett antal fjärrvärmeaktörer som på olika sätt undersöker hur vätgasproduktion kan integreras i verksamheten. Antingen som egen producent eller som mottagare av spillvärme från närliggande anläggningar. Gemensamt för dem är att det finns ett intresse men en osäkerhet kring vem som ska göra första investeringarna i infrastrukturen. En svårighet för fjärr- och kraftvärmebolag att själva producera och sälja vätgas är nuvarande skatteregler kopplat till huvudsaklig verksamhet. Skillnaden i den samlade skattesatsen för företag vars huvudsakliga verksamhet är vätgasproduktion kan vara väsentlig, jämfört med ett el- och värmebolag³⁵³. Detta skapar olika marknadsförutsättningar för tänkbara vätgasproducenter, och missgynnar i värsta fall producenter som installerar vätgasanläggningar som ett komplement för att resurseffektivisera sin nuvarande el- och/eller värmeverksamhet. Infrastrukturen för vätgastransport är kostsam, och en lokalisering nära kunderna anses avgörande.

Det behövs ett tydligt marknadsunderlag för att energibolag ska ta steget över till vätgasproducent. Industriaktörer, så som raffinaderier, är de primära producenterna och användarna av vätgas idag. Därför ser de tillfrågade fjärrvärmeaktörerna att initiativ till storskalig vätgasproduktion rimligtvis kommer helt ifrån, eller i samarbete med, närliggande industriaktörer. Under sådana förhållanden ser fjärrvärmebolagen mer sin roll så som samarbetspart, där man tar hand om spillvärmerna och hanterar den höga elanvändningen. Bolagen betonar betydelsen av att fortsätta utforska regulatoriska och policyrelaterade frågor kring vätgas och fjärrvärmeintegration.

I nuläget är det möjligt att ansöka om medel för produktion och användning av vätgas genom klimatklivet. Både den som producerar förnybar vätgas och den som använder vätgas för transport eller inom industrin kan söka medel för att genomföra investeringen. Stöd kan exempelvis gå till investeringar i elektrolysörer för produktion av

³⁵⁰ [HyCoGen Syrgasens potentiella värde möjligheter.pdf \(ri.se\)](#)

³⁵¹ [Vätgassystems potential och värde för att tillhandahålla systemtjänster till elnätet \(ri.se\)](#)

³⁵² [Hycogen slutrapport: Systemperspektiv för effektiv produktion och användning av vätgas via koppling till fjärrvärme \(ri.se\)](#)

³⁵³ [HyCoGen Studie över skatter och styrmedel för vätgasproduktion och med koppling till fjärrvärme \(ri.se\)](#)

förnybar vätgas eller investeringar som möjliggör en övergång till biobaserad produktion av stål, bränsle, gödsel och kemikalier.³⁵⁴ I takt med omställningen mot fossilfrihet bedöms vätgas kunna spela en nyckelroll, det är därför viktigt att kontinuerligt se över stödsystem och styrmedel för att kunna nå de uppsatta energi och klimatmålen.

10.4 Hur förbättrar vi förutsättningarna att ta tillvara på de ökade spillvärmemängderna?

10.4.1 Krav på lokalisering

Enligt *lagen om kostnadsnyttoanalys*³⁵⁵ ska fjärrvärmeaktörer och industriaktörer genomföra en kostnadsnyttoanalys (CBA) för att se om det är lönsamt att ta vara på spillvärme i ett fjärrvärmenät när de planerar för en ny anläggning eller ett nytt nät. Kravet på kostnadsnyttoanalys kommer även med vissa tröskelvärden på mängder levererad energi, avstånd och temperatur. Energimyndigheten föreslår att kostnadsnyttoanalysen utökas med krav på att undersöka möjligheterna för var man kan lokalisera sin verksamhet för att få maximal avsättning för spillvärmerna för att spillvärmennyttjandet ska kunna öka.

10.4.2 Tidig samverkan

En förutsättning för att kunna tillvarata så mycket spillvärme som möjligt är att det sker en tidig samverkan mellan energibolag och industrier samt andra aktörer som kan nyttja spillvärmerna. Ifall en samverkan kan ske redan på etableringsstadiet, eller vid ombyggnation, kan det öka den ömsesidig förståelsen för respektive process och eventuella anpassningar göras för att kunna ta tillvara spillvärmerna. En sådan sak är till exempel att fjärrvärmeföretag vill ha relativt höga temperaturer (runt 90 grader) på spillvärmerna medan industrier har incitament att hålla nere temperaturerna för att minska sina förluster.

10.4.3 Regionala värme- och kylplaner

En möjlighet till tidig samverkan ligger i implementeringen av *EED artikel 25 (6)* där alla kommuner med över 45 000 invånare ska ta fram lokala värme- och kylplaner inklusive hur målen om klimatneutralitet kan uppnås. För att även kunna inkludera mindre orter samt hitta samverkansformer mellan olika kommuner **föreslår Energimyndigheten att en värme- och kylplan även ska göras på regional nivå**, se kapitel 5.2 där förslaget utvecklas.

10.4.4 Hopkoppling av fjärrvärmesystem

Ett exempel på hopkoppling av fjärrvärmenät som genomförts är Gävle-Sandviken där nyttjande av spillvärme från Gävle ersätter lokal produktion från torv i Sandviken och minskar utsläppen med 46 000 ton

³⁵⁴ [Vätgas är en viktig pusselbit i den gröna omställningen \(naturvardsverket.se\)](https://naturvardsverket.se)

³⁵⁵ [Lagen om vissa kostnadsnyttoanalyser på energiområdet \(energimyndigheten.se\)](https://energimyndigheten.se)

CO₂. Investeringen beviljades ett stöd från *Klimatklivet*³⁵⁶ på 210 MSEK vilket är nästan halva kostnaden på 450 MSEK.³⁵⁷

En annan möjlig hopkoppling är mellan Boden och Luleå där *H2-green steel* planerar att bygga en elektrolysanläggning med en effekt överstigande 700 MW för vätgasproduktion i Svartbyn utanför Boden. Elanvändningen till vätgasproduktionen beräknas vara 12 TWh/år och generera stora mängder spillvärme³⁵⁸. Ett samarbete mellan Boden och Luleå skulle öka chanserna att ta tillvara på denna spillvärme. Sträckan är 36 km lång och ligger precis inom tröskelvärdena i lagen om kostnadsnyttoanalys som stipulerar 40 km för att behöva göra en CBA.

Även här skulle artikel 25 (6) i EED kunna implementeras på ett sätt som inbegriper sammanslagningar av lösningar över fler än en kommun alternativt inspel till en regional värme- och kylplan. Här är det också viktigt att tillgång till statistik på kommunal/länsnivå tillgängliggörs så att den kan användas mellan marknadens aktörer för att tillåta bättre planering. I systemet för officiell statistik behöver uppgifter som kan röja enskild sekretessmarkeras vilket ofta kan bli fallet på kommunal/länsnivå vilket är en utmaning i användningen av densamma. Eventuella möjligheter att lösa denna problematik behöver utredas vidare.

³⁵⁶ [Infrastruktur för klimatsmart energianvändning \(naturvardsverket.se\)](https://naturvardsverket.se)

³⁵⁷ [Därför byggs Gävles fjärrvärme ihop med Sandviken \(energi.se\)](https://energi.se)

³⁵⁸ [Så påverkas Boden av det gröna stålet \(energi.se\)](https://energi.se)

11 Värmeberedskap – Ökad motståndskraft i samhället

Det här kapitlet tar avstamp i Energimyndighetens första delleverans (*Delleverans 1*) av uppdraget³⁵⁹ och bygger vidare på de resonemang och slutsatser som presenteras där. Fokus i det här kapitlet ligger på att tydliggöra vikten av värmeberedskap och att presentera förslag på en dimensionering av fjärrvärme- och kraftvärmesektorn för att klara en allvarlig kris eller ett krig i Sverige eller i vårt omedelbara närområde. Förslagen är en del av en helhet och ska ses som de första stegen för en ökad värmeberedskap. Fler åtgärdsförslag behöver utredas och genomföras längre fram för att öka beredskapen i sin helhet.

11.1 Värmeberedskap är av central betydelse för samhället och den samlade motståndskraften vid höjd beredskap

I *Delleverans 1* konstaterade Energimyndigheten att fjärrvärmerna är en viktig komponent i totalförsvaret, eftersom ett storskaligt och långvarigt värmeavbrott vid kallt väder kan skapa mycket lidande i samhället och stora påfrestningar på krishanteringsresurserna. Givet fjärrvärmens dominerande roll som uppvärmningsform i Sverige är det viktigt för den samlade motståndskraften att robustheten i fjärrvärmesystemen är anpassad utifrån de hot som ett krig innebär. Därtill behöver det finnas en tillräckligt god förmåga i samhället – hos både befolkningen, näringslivet och det offentliga – att förebygga och hantera de negativa konsekvenser som längre avbrott i värmeförsörjningen skulle kunna innebära.

Vidare konstaterade Energimyndigheten i *Delleverans 1* att det inte går att garantera en god marknadsfunktion vid höjd beredskap och krig samt att det finns anledning att utreda hur staten skulle kunna garantera, så långt det är möjligt, en fortsatt värmeförsörjning även vid höjd beredskap och krig. Energimyndigheten identifierade bränsleberedskapen och lagerhållningen av beredskapsbränslen som viktiga frågor att arbeta vidare med för att öka beredskapen inom fjärr- och kraftvärmerna – och därmed stärka den samlade motståndskraften i Sveriges totalförsvaret.

11.1.1 Sveriges bränsleberedskap är underdimensionerad

Sveriges värme- och bränsleberedskap har en lång historia. Under 1900-talet utvecklades omfattande bränslelager av importbränslen med goda lagringsegenskaper, bland annat för fjärr- och kraftvärmens behov. Idag finns beredskapslager av olja och drivmedel kvar, samtidigt som övrig bränsleberedskap saknas. Fjärr- och kraftvärmerna är i dagsläget i betydligt lägre grad beroende av olja och är i stället beroende av andra typer av bränslen. Dagens bränsleberedskap är lågt dimensionerad i såväl ett historiskt perspektiv som vid jämförelse med närliggande grannländer.

³⁵⁹ ER 2023:14

Detta i en tid när behovet av beredskap har ökat till följd av att det säkerhetspolitiska läget i Sveriges närområde har försämrats.

Energimyndigheten anser dock att det inte räcker med lagerhållna resurser. Lager måste underhållas och omsättas. Även stora lager tar slut under ett utdraget krisförlopp. Det måste också finnas tillräckligt många personer, med rätt utbildning och tillgång till rätt utrustning, som gör att resurserna kan nyttiggöras på ett effektivt sätt. Dessa förmågor skapas i vardagen under fredstid.

11.1.2 Ansträngd marknad för fasta biobränslen

Fjärr- och kraftvärmebranschen har upplevt en ansträngd bränslesituation under senare tid, särskilt ansträngd var den vintern 2022/2023. Normalt står Ryssland och Ukraina för en betydande andel av internationellt handlade biobränslen. När exporten minskade till följd av kriget och sanktioner behövde europeiska köpare hitta andra leverantörer av biobränslen. Den svagare svenska växelkursen gjorde att fler länder efterfrågade svenska inhemska biobränslen som i ökad utsträckning exporterades. Som konsekvens av en ökad konkurrens, som detta innebär, blev fler avtal för bränsleleveranser mer kortsiktiga och prisbilden för svenska biobränsleanvändare har påverkats.³⁶⁰

Parallellt leder höga klimatambitioner inom EU, för att minska beroendet av fossila bränslen, generellt sett till att efterfrågan på biobränslen ökar i fler länder. Samtidigt påverkas råvarutillgångar av regler och standarder om vad som klassificeras som hållbara bränslen. Under våren 2023 ökade efterfrågan kortsiktigt på bland annat energitorv, som en effekt av minskad tillgång på biobränslen. Användningen av energitorv är dock över tid på väg att upphöra i Sverige, på grund av bland annat höga priser på utsläppsrätter, högt ställda miljöambitioner och komplexa tillståndprocesser.³⁶¹

11.1.3 Höga kostnader påverkar bränsleberedskapen

Grovt räknat utgör bränslekostnaden normalt ungefär hälften av kostnaderna för en typisk fjärrvärmeverksamhet. En kraftig ökning av biobränslepriset är därför väldigt kännbart. Förändringar i lagervolymer och förändrade värden på lagrade bränslen ökar även ekonomiska risker inom verksamheten. Inför vintern 2023/2024 har branschen meddelat prishöjningar för sina fjärrvärmeleveranser, se även kapitel 6. Detta skulle kunna påverka fjärrvärmens konkurrenskraft relativt andra konkurrerande uppvärmningsformer.

³⁶⁰ Tidningen Energi (2023), Även fjärrvärmens påverkas av energikrisen, <https://www.energi.se/artiklar/2023/september-2023/aven-fjarrvarmen-paverkas-av-energi-krisen/> (uppdaterad 2023-09-14)

³⁶¹ Ramboll (2023), Torvens förutsättningar som beredskapsbränsle, (utförd på beställning av Energimyndigheten)

Det finns idag inga funktionskrav gällande beredskapslager av biobränslen. Men givet bränslekostnadens stora betydelse för hela verksamheten, är lagervolymer och strategisk bränsleplanering viktiga frågor för många fjärr- och kraftvärmeföretag. Strategier och förutsättningar varierar dock mellan olika bolag. Biobränslen är utrymmeskrävande, bland annat på grund av den relativt sett låga energidensiteten i bränslet. Ju lägre energidensitet i bränslet, desto större volymer krävs och därmed kan transportlogistiken vara mer utmanande. Många anläggningar, som är centralt belägna i anslutning till städer, har begränsade lagringsytor och planlägger bränsleleveranser med lastbilar eller fartyg enligt just-in-time-principen.³⁶² Detta gör dessa anläggningar känsliga för störningar i logistikflödena då lagren behöver fyllas på löpande för att inte produktionen ska påverkas.

Vissa bolag har fattat principiella beslut om lägsta nivå av omsättningslager, sett över exempelvis en eldningssäsong. Lager motsvarande två månaders förbrukning är i sådana sammanhang att betrakta som relativt stora lagervolymer. Olika strategier för att hantera risker i bränsleförsörjningen inkluderar produktionsoptimering, diversifiering av bränslen, leverantörer och transportvägar, långsiktiga kontrakt samt ökad kontroll över försörjningskedjan.³⁶³

På grund av senaste årets svängningar på bränslemarknadens har flera fjärrvärmebolag inte kunnat följa beslutade strategier för den egna bränsleförsörjningen.

Ordinarie bränsleleverantörer har kunnat få bättre betalt på andra sätt, exempelvis genom ökad export eller att vänta längre med att sluta avtal.

Utmaningar med bränsleförsörjningen bedöms fortsätta även vintern 2023/2024. Branschaktörer uppger att biobränslepriserna under hösten 2023 har legat mellan 60 och 100 procent högre än före kriget i Ukraina. Några bolag uppger i september 2023 att de ännu inte lyckats fylla sin bränsleportfölj inför vintern, vilket de normalt brukar ha klarat av före midsommar. Energimyndighetens egen statistik visar att priserna för förädlade trädbränslen, skogsflis och industriella biprodukter ökade med 45, 43 respektive 23 procent mellan andra kvartalet 2022 och andra kvartalet 2023.³⁶⁴

11.1.4 Skillnad på förmåga i vardag, kris och krig

³⁶² Olle Olsson, Anders Eriksson, Joar Sjöström, Erik Anerud (2016). Keep that fire burning: Fuel supply risk management strategies of Swedish district heating plants and implications for energy security, Biomass and Bioenergy; Fawad Awais, Jonas Flodén, Martin Svanberg (2021), Logistics characteristics and requirements of Swedish wood biofuel heating plants, Renewable and Sustainable Energy Reviews.

³⁶³ Veronica Auer, Peter Rauch (2021). Wood supply chain risks and risk mitigation strategies: A systematic review focusing on the Northern hemisphere, Biomass and Bioenergy

³⁶⁴ Trädbränsle-, torv- och avfallspriser (energimyndigheten.se) (Hämtad 2023-11-02)

I vardagen är leveranstryggheten från fjärr- och kraftvärmen hög. Trots många utmaningar, med ökad efterfrågan på bränsle och minskad tillgång på bränsle i Europa på grund av sanktioner mot Ryssland, har kraftvärmeanläggningarna i Sverige levererade både el och fjärrvärme i princip utan avbrott. I vardagen är leveranstryggheten från fjärr- och kraftvärmen hög. Men riskerna för leveransstörningar ökar om vardagen ersätts av krisläge eller höjd beredskap.

I och med den återupptagna totalförvarsplaneringen efterfrågar branschen en ökad tydlighet kring vilka krav de ska leva upp till och hur detta ska finansieras.³⁶⁵ En ökad tydlighet kring vilka funktionella krav som ska efterlevas bedöms ha flera fördelar. Det reducerar osäkerheter, underlättar en snabbare utveckling mot ökad totalförvarsförmåga och lägger grund för ökad långsiktighet med mindre risker orsakade av osäkra planeringsförutsättningar. Bland annat bör det förtydligas vad minst tre månaders hantering av allvarliga störningar i samhällets funktionalitet³⁶⁶ innebär för sammanhängande fjärr- och kraftvärmesystem.

Idag saknas verktyg för att säkerställa bränsleberedskap vid kriser, alternativt metoder för att begränsa export av inhemska produkter (förutsatt att inte fullmaktslagar aktiveras). Att begränsa exporten av inhemska produkter, som EU-medlem och importland med stor utrikeshandel, är ingen gynnsam lösning för Sverige. Det är långt från självklart att det gagnar Sverige att försöka begränsa export för marknadsaktörer i ett läge när flera länder upplever brist på biobränslen. Vid kriser förväntas behoven av samordnad bränsleplanering och statliga insatser öka, bland annat i form av undantagsregler.

11.1.5 Bränsleberedskap i grannländerna

Danmark och Finland har i grunden mer bränslebaserad elproduktion än Sverige och Norge. Både Danmark och Finland har också mer utvecklade krav för nationell bränsleberedskap av bränslen till fjärr- och kraftvärmeproduktionen. Några exempel från Danmark och Finland beskrivs nedan:

I Danmark innehåller kungörelsen *BEK nr 917 af 13/11/2002 Bekendtgørelse om lagerberedskab for brændstoffer i medfør af lov om elforsyning* bestämmelser om lagerberedskap för bränsle till el- och kraftvärmeproduktion, med hänsyn till försörjningstryggheten för el.^{367 368}

³⁶⁵ Energiföretagen, Utveckling av värmeberedskapen som en del av fjärr- och kraftvärmestrategin (2023-09-07)

³⁶⁶ Proposition 2020/21:30 Totalförsvaret 2021–2025.

³⁶⁷ BEK nr 917 af 13/11/2002 Bekendtgørelse om lagerberedskab for brændstoffer i medfør af lov om elforsyning, <https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2002/917>.

³⁶⁸ Ramboll (2023), Nordisk kartläggning inom regeringsuppdrag (I2022/02319) Indikativ dimensionering för trygg elförsörjning för totalförsvarets behov (på uppdrag av Energimyndigheten).

Finland har sedan 2007 en lag om skyddsupplag för torv. Lagringen upprätthålls av torvleverantören, baserat på ett avtal med finska Försörjningsberedskapscentralen. Under sommaren 2022 beslutade den finska ministerarbetsgruppen för beredskap att upprätta ett kompletterande säkerhetsupplag med torv för att säkerställa värmetillförseln vid allvarliga störningar och extraordinära omständigheter. Säkerhetsupplag har upprättats för drygt 2 TWh torv och ska finnas tillgängliga över hela landet. Enligt en preliminär uppskattning uppgår kostnaderna till cirka 20–25 miljoner euro och finansieras av det finska arbets- och näringsministeriet ³⁶⁹. Inför 2023 har avtal om utökning av upplagen slutits. Processen för leveranser från upplagen vid kriser är ännu under utveckling och behäftad med oklarheter inför kommande vintersäsong. ³⁷⁰

11.2 Rysslands krigföring i Ukraina synliggör akuta behov

Endast genom att sätta sig in i en möjlig angripares perspektiv och ageranden kan en god totalförsvarsförmåga utvecklas. Rysslands fullskaliga aggressionskrig mot Ukraina pekar på behov och ger potentiellt flera viktiga lärdomar för Sverige. Rysslands aggressiva agerande innebär att den säkerhetspolitiska situationen i Sveriges närområde har försämrats snabbt. Läget är idag allvarligare än den politiska bedömning som genomfördes inför nuvarande försvarspolitiska period 2021–2025. ³⁷¹

Oavsett hur kriget i Ukraina utvecklas kommer Rysslands konfrontation med väst med all sannolikhet att bli långvarig. ³⁷² Det är idag inte möjligt att förutse om Sverige har god tid på sig att skapa ytterligare beredskap och robusthet, eller om situationen plötsligt förvärras ytterligare. Även med hög ambition och målmedvetet arbete kan det ta flera år från beslut om en utvecklad bränsleberedskap till att den finns på plats. Tid för analyser och utredningar kan därmed vara begränsad.

Kriget visar tydligt betydelsen av tidigt och målmedvetet motstånd och att krig i Europa konsumerar enorma mängder resurser. ³⁷³ Det gäller såväl militära som civila resurser. Försvarsviljans betydelse kan inte överskattas. Förmågan att snabbt kunna agera med motåtgärder och

³⁶⁹ <https://valtioneuvosto.fi/sv/-/10623/ministerarbetsgruppen-for-beredskap-beslutade-om-sakerhetsupplagring-av-branntorv>

³⁷⁰ Ramboll (2023), Torvens förutsättning som beredskapsbränsle (på uppdrag av Energimyndigheten).

³⁷¹ Utrikesdepartementet (2022), Ett försämrat säkerhetspolitiskt läge – konsekvenser för Sverige, Ds 2022:7

³⁷² FOI (2023), Russia's War against Ukraine and the West: The first year, FOI R 5479.

³⁷³ FOI (2022), Några observationer från kriget i Ukraina av relevans för svenskt försvar, FOI Memo 7970.

motstånd i inledningsskedet av en attack kan påverka förutsättningarna att stå emot över tid.³⁷⁴

11.2.1 Energiinfrastruktur är en prioriterad måltavla

Ryssland tar lätt på krigets lagar och inriktar sig på civilsamhällets sårbarheter, bland annat energiinfrastruktur, vid tidpunkter då påverkan kan få så stor effekt som möjligt. Ryssland har också visat sig ha en stor uthållighet för en långvarig konflikt.

Kyiv School of Economics (KSE) kartlägger och sammanställer löpande direkta skador på infrastruktur till följd av Rysslands anfällsrig. I mars 2023 summerades uppgifter för attacker riktade mot energiinfrastruktur under det fullskaliga anfällsrigets första år. Dessa uppgifter är relevanta för att synliggöra Rysslands målmedvetna attacker mot energiinfrastruktur under krigets första vinter. Sammanställningen har dock begränsningar utifrån svårigheter att få uppgifter från bland annat ockuperade områden.

Enligt de preliminära uppgifter som KSE redovisade i mars 2023 hade fem kraftvärmeverk fullständigt förstörts i krigsdrabbade områden och ytterligare åtta hade skadats. Som exempel redovisade KSE Kremenchuk CHPP i Poltava, som tidigare svarade för ca 70 procent av stadens behov. Omkring 180 000 innevånare hade drabbats av brist på värme och varmvatten under vintern om inte krishanteringsåtgärder hade vidtagits.

Även annan infrastruktur för uppvärmning har attackerats. KSEs redovisning inkluderar även bland annat 472 pannrum och 122 centralvärmesystem som blivit helt eller delvis förstörda, samt över 145 kilometer fjärrvärmerör som helt förstörts. Totalt uppskattar KSE att kostnaderna för dessa skador inom värmesektorn vida översteg två miljarder dollar under året.

11.3 Biobränsleeldade pannor och deras bränsleförsörjning

Sverige har ca 200 kraftvärme- och fjärrvärmenät som under 2022 hade någon form av flisad rundved eller flis från returträ (RT-flis) som bränsle, vilka är utspridda över hela landet, från Ystad till Jokkmokk. Det innebär att någon speciell geografisk region eller regioner inte finns för detta bränsle.

Kompetens och utrustning för hantering och lagring av rundved från skogen till slutprodukter som flis, pellets och sågspån är väletablerad i Sverige. Kompetensen finns att hämta såväl inom sågverksbranschen som

³⁷⁴ War on the rocks (Liam Collins, Michael Kofman, John Spencer; 2023-08-10), The battle of Hostomel airport: a key moment in Russia's defeat in Kyiv - commentary, <https://warontherocks.com/2023/08/the-battle-of-hostomel-airport-a-key-moment-in-russias-defeat-in-kyiv/?s=09>

kraftvärme- och fjärrvärmeverk i händelse av ett framtida ökat utbildningsbehov.

Nät som eldas med grot och bark förekommer nästan inte alls i Skåne men finns mellan östra och västra landsdelarna från Småland upp till Jämtland. Några enstaka nät utspridda över Västerbotten, Norrbotten och i Lappland finns också bark och grot som bränsle, men där finns endast ett tiotal anläggningar.³⁷⁵

Även om grot kommer från skogen krävs det en lite annan hantering än rundved. Grot brukar lagras under 4–6 månader innan den hämtas för flisning. Utrustningen som bearbetar grot skiljer sig också från den som bearbetar rundved. Från millennieskiftet och framåt har dock ett antal svenska företag utvecklat både maskiner och tekniker för grot-hantering till fjärrvärmeverk. Än så länge är dock inte kompetensen lika utbredd som för rundvedhanteringen. Mycket beroende på att grot-hantering inte förekommer nämnvärt i de norrländska landskapen.

11.4 Torveldande pannor och deras bränsleförsörjning

Idag sker torvförbränning endast i samförbränning med biobränslen. 2002 fanns det 35 anläggningar som helt eller delvis var konstruerade och typgodkända för torv. Idag är endast tolv av dessa kvar och då som bränsle i samförbränning. Dessa är lokaliserade i Karlskrona, Växjö, Mölndal, Västerås, Sandviken, Kramfors, Östersund, Örnsköldsvik, Umeå, Skellefteå, Arvidsjaur och Gällivare.³⁷⁶

I de drygt 100 BFB/CFB-pannor³⁷⁷ som finns i Sverige skulle det (oavsett om biomassa eller avfall används som huvudbränsle) gå att elda torv med enklare modifieringar av inmatningstekniken till förbränningsugnen. Dock bör man klarlägga, av bland annat försäkringstekniska skäl, hur många av dessa 100-talet BFB/CFB-pannor som är avsiktligt konstruerade (typgodkända) för torv som samförbränningsbränsle.

Sverige har haft både maskiner, infrastruktur och personalkompetens att utvinna, transportera och förbränna torv i samband med fjärr- och kraftvärmeproduktion. Hanteringen har succesivt avvecklats och är marginell i jämförelse med träbränslehanteringen. Kunskap och förmåga finns fortfarande kvar på enstaka anläggningar och företag, men vid ett

³⁷⁵ Energimarknadsinspektionen, 2021, (hämtat 2023-10-04); Energiföretagen, 2022.

³⁷⁶ Naturvårdsverket (2005), Förbränningsanläggningar för energiproduktion inklusive rökgaskondensering, Naturvårdsverkets Branschfakta, Utgåva 2, mars 2005; Energimarknadsinspektionen, 2021, <https://ei.se/om-oss/statistik-och-oppna-data/tekniska-uppgifter---fjarrvarme> (hämtat 2023-10-05); Energiföretagen, 2022, <https://www.energiforetagen.se/statistik/fjarrvarmestatik/tillford-energi/> (hämtat 2023-10-05)

³⁷⁷ Panna med bubblande fluidiserad bädd (BFB) och panna med cirkulerande fluidiserad bädd (CFB)

ökat behov bedöms både kunskap, kapacitet och maskinpark utgöra en flaskhals.³⁷⁸

11.5 Flexibiliteten av alternativa bränslen till olika typer av fjärr- och kraftvärmepannor

Generellt kan ett bränsleval, som inte är anpassat till pannans förbränningsteknologi, leda till en förkortad livslängd på panna och brännkammare. Det kan även leda till att NO_x-utsläpp och andra miljöregler överskrids, att askhanteringen försämras och att underhållskostnaderna ökar. Förenklat kan man säga att:

- **En avfallspanna**, oavsett rosterpanna eller BFB/CFB-panna, kan förbränna biobränsle och i vissa fall också biobränsle uppblandat med torv. Fasta biobränslen såväl som avfallsbränsle, uppblandade med stycketorv såväl som frästorv, fungerar mycket bra i BFB/CFB-pannor.
- **En biobränslepanna** (fasta bränslen), oavsett rosterpanna eller BFB/CFB-panna, ska inte användas till avfallsförbränning av bland annat kyltekniska skäl, tändsystemet i ugnen och återvinningen av rökgasvärmen såväl som dess rening.
- **En biobränsleeldad (fastbränslen) rosterpanna** kan vara byggd för samförbränning med torv. De som inte är det bör byggas om med bättre lufttillförsel över och under rostern och anpassningar till rökgasreningen för de förändrade NO_x-utsläppen och partikeldensitet som uppstår, om torv ska användas. Ombyggnation och anpassningar gör att livslängden på både förbränningsugnen och rökgasåtervinningen inte förkortas.
- **En pelletspanna** kan kompletteras med oljebrännare avsedda för bio- såväl som fossil olja. En oljeeldad panna (bio såväl som fossil) kan kompletteras med brännare avsedda för pellets.

Fortsättningsvis inriktas denna rapport på bränslen som är flexibla oavsett vilken pannteknologi som en kraftvärme- eller fjärrvärmepanna är tillverkad för, det vill säga:

- fasta biobränslen med eller utan inblandad stycketorv för att användas **i baslastpannor**,
- fasta biobränslen, bioolja och fossil olja för att användas **i spets- och/eller reservpannor**.

11.6 Lagring av beredskapsbränslen

Lagringstider för fasta biobränslen är en begränsande faktor som behöver beaktas vid planering av beredskapslagring. Enligt intervjuer kan obearbetat timmer/rundved lagras upp till fyra-fem år utan att försämras i kvalitet. Däremot bör bearbetade rundved, flis och spån inte lagras mer än

³⁷⁸ Ramboll (2023); Torvens förutsättningar som beredskapsbränsle (på uppdrag av Energimyndigheten).

ett halvår. Torvens energivärde minskar också över tid. Beroende på hur torven lagras kan den behålla större delen av sitt energivärde i fem till åtta år.³⁷⁹

Lagring av fasta biobränslen sker på olika sätt, beroende på vilken typ av bränsle det är och när det ska användas. Några exempel är en A-lada, en silo eller på en bränsleplan. En A-lada ser ut som en lada men har skruvar längs väggarna för att transportera bränslet till centrumet av utrymmet där bränslen sedan kan ledas vidare till förbränning.

Energimyndigheten anser att en utvecklad bränsleberedskap för ökad robusthet inom fjärrvärmeproduktion och elproduktion i befintliga kraftvärmeverk bör utformas med hänsyn till ett antal specifika vägledande principer, vilka beskrivs mer nedan.

11.6.1 Bränsleberedskapen bör utvecklas med hänsyn till hur trygg energiförsörjning upprätthålls i vardag, kris och krig

Utvecklade beredskapslager bör förstärka grundläggande förutsättningar för hur trygg energiförsörjning uppnås i vardagen, vid kris och inför höjd beredskap enligt Energimyndighetens principiella grundsyn.³⁸⁰

Bränsleberedskapen kan alltså inte ersätta marknadens funktion, utan det handlar om en beredskapsåtgärd som kan vidtas vid allvarliga samhällskriser och ytterst krig. En utvecklad bränsleberedskap får heller inte underminera eller ersätta fjärrvärmeaktörernas eget ansvar i vardagen i arbetet med att bränsleförsörja eller kontinuitetsplanera.

11.6.2 Förslagen behöver utgå från en realistisk bild av behov, förutsättningar och aktuell förmåga

Energimyndigheten anser att en förstärkt bränsleberedskap behöver dimensioneras för situationer där Sverige kan vara utsatt för angrepp och långvariga krigshandlingar. Det är viktigt att utveckla förslagen utifrån en förståelse av de förutsättningar och prioriteringar som kan behöva ske under kriser och krig. Beredskapen behöver utvecklas baserat på det energisystem vi har idag och de förutsättningar som finns nu, samtidigt som möjligheter skapas att anpassa bränsleberedskapen över tid, i takt med att det hållbara energisystemet utvecklas ytterligare.

Energimyndigheten anser att lärdomar från Rysslands krigföring i Ukraina behöver omhändertas för utveckling av åtgärder i ett bredare totalförsvarsperspektiv. Ur det perspektivet kan det vara relevant att skapa förutsättningar för ett stort lokalt handlingsutrymme och att planera för att internationella transportleder kan störas eller begränsas.

³⁷⁹ Ramboll (2023); Torvens förutsättningar som beredskapsbränsle (på uppdrag av Energimyndigheten).

³⁸⁰ Energimyndigheten, Grundprinciper för en trygg energiförsörjning, Dnr 2018–6316.

11.6.3 Hänsyn behöver tas till betydelsen av tid, geografi och diversifiering

Betydelsen av geografisk hänsyn och diversifiering innebär för bränsleberedskapen bland annat att flera geografiskt spridda lager med flera olika typer av bränslen är mer önskvärt än ett fåtal stora, centralt belägna lager. För att minska risker menar Energimyndigheten att flera utspridda och mindre lager är att föredra framför få stora centrallager av bränsle. Det är också rimligt att bränslelager ligger nära berörda produktionsanläggningar.

Betydelsen av tid påverkar utformning och möjliga förslag. En bränsleberedskap ska syfta till att öka samhällets handlingsutrymme och skapa tid för anpassning vid långvariga kriser.

11.6.4 Avvägningar mellan olika samhällsmål kan behöva göras annorlunda i fredstid och vid krig

Vardagens högt ställda miljömål och ambitioner bör inte hindra förberedelser, om det leder till att önskat handlingsutrymme vid svåra kriser och krig begränsas. Förslagen bör därför inte helt begränsas av nuvarande fredstida miljöregler eller miljökrav, även om förslagen utvecklas med hänsyn till fortsatt högt ställda miljöambitioner i både vardag och krig. Genom väl avvägda förslag kan även miljö- och klimatkonsekvenser av åtgärder under krig begränsas.

11.6.5 Ökad efterfrågan på inhemska bränslen från utlandet behöver hanteras utan att tillgången till bränslen begränsas

En utökad tillgång till beredskapsbränslen bör inte exporteras vid bristsituationer, samtidigt som fortsatt fungerande marknader och en fortsatt handel över gränser ligger i Sveriges intresse. Kombinationen av dessa behov förutsätter viss form av statlig kontroll och ägarskap av kompletterande beredskapslager, samt att övriga bränslelager på marknaden inte reduceras.

11.6.6 Robust förmåga i vardagen är en förutsättning, men inte garanti, för god förmåga under kriser och krig

Enkla, och över tid, robusta lösningar är mer användbara än komplexa och specialanpassade lösningar för olika typhändelser. Att eftersträva en ökad flexibilitet genom distribuerad beredskap på många platser som i så stor utsträckning som möjligt bygger på robusta logistiklösningar och brett spridd kunskap och förmåga (personal, utrustning etc.) utgör en styrka.

I vardag och under fredstida kriser är det huvudsakligen marknadens funktionalitet och avtal mellan olika marknadsaktörer som ska upprätthålla förmåga att motverka och hantera effekter av störningar, samt säkerställa en snabb återgång till normalläge utan långsiktiga negativa effekter.

11.6.7 Utvecklad förmåga behöver vara långsiktigt uthållig

Ett ökat fokus på totalförsvaret och beredskap bör inte innebära en överdimensionerad bränsleberedskap som inte kan upprätthållas över längre tid. Bränsleberedskapen bör fungera långsiktigt i takt med att både det säkerhetspolitiska läget förändras och energisystemen utvecklas. Många olika perspektiv, inklusive kostnader för staten och konkurrenskraft för branschaktörer, behöver balanseras. Utöver detta behöver man också beakta följande aspekter:

- Lagerstorlek och kapacitet,
- Säkerhet (brandrisker, arbetsmiljörisker, informationssäkerhet, säkerhetsskydd etc.),
- Balans mellan kostnader för investeringar och löpande förvaltning,
- Underhåll och omsättning av lager,
- Logistik och transportkapacitet,
- Förmåga att planera om, samverka och samplanera nyttjande av tillgängliga bränsleresurser på nationell nivå snarare än på företagsnivå,
- Regelverk och tydliga protokoll för användande, fördelning av beredskapslager.

Utifrån ovan resonemang presenterar Energimyndigheten tre förslag på en stegvis utvecklad bränsleberedskap:

Ett statligt ansvar för bränsleberedskapen

Bränsleberedskapen bör bestå av en kombination av beredskapslager och ökad produktionsförmåga av inhemska bränslen,

Parallellt behöver andra delar av värmeberedskapen utvecklas, för att bränsleberedskapen ska ge effekt.

11.7 Statligt ansvar för utvecklad bränsleberedskap

Dagens marknadsutformning saknar förutsättningar för att överföra kostnader för en utvecklad bränsleberedskap för krig på fjärrvärmeleverantörer som konkurrerar med andra uppvärmningsformer på värmemarknaden. Energimyndigheten gör bedömningen att ett rent branschfinansierat beredskapslager av bränslen för Sveriges fjärrvärmeförsörjning kostar mer än vad konkurrensutsatta branschaktörer kan finansiera inom dagens ordinarie marknadsfunktion. Eftersom att förbereda och utveckla Sveriges totalförsvaret är en statlig kärnuppgift behöver staten ta ett ansvar för organisering, finansiering och dimensionering av bränsleberedskapen.

Statlig kontroll och ägarskap ger dessutom staten möjlighet att styra fördelning och användning av beredskapslagret. Det kan vara önskvärt i de fall där strikta legala förutsättningar saknas eller om exportbegränsningar av politiska eller legala skäl inte är möjliga att

införa. För ett handelsberoende land som Sverige är det centralt att globala handelsflöden upprätthålls.³⁸¹ Vid otydliga legala förutsättningar kan även värdefull tid gå förlorad om handlingsfriheten inskränks.

11.7.1 Förmåga kan upprätthållas av andra än staten

Befintliga lager behöver omsättas över tid, kompletterande infrastruktur och eventuell maskinpark behöver förvaltas, kunskap behöver upprätthållas och en förmåga att använda bränslen i ordinarie logistik och anläggningar behöver säkerställas. Av samma argument som Sveriges beredskapslager av drivmedel idag lagras av branschaktörer, snarare än av staten, finns ett värde i att överlåta praktisk hantering på en eller flera aktörer som verksamhetsmässigt ligger nära ordinarie hantering av produktion, logistik och användning av bränslen. För sådan förmåga är statliga myndigheter möjligen mindre effektiva utförare.

Vilka, och hur många, aktörer som bör involveras i den praktiska hanteringen återstår att analysera. Det finns dock skäl att planera för viss diversifiering, det vill säga att det är lämpligt med flera aktörer och stor geografisk spridning. Ju mer centrerad förmåga som utvecklas, desto mindre användbar blir bränsleberedskapen i alla de nät som ligger långt från ett centralt lager. Ett fåtal platser och aktörer ökar även säkerhetsrisker, vilket kan medföra ökade krav på fördyrande säkerhetsåtgärder. Hur den geografiska fördelningen av bränsleberedskapen bör se ut behöver analyseras vidare. En rimlig utgångspunkt är dock att den utvecklas med hänsyn till dagens geografiska indelning i sex civilområden samt stora fjärrvärmenät, med en stor andel av befolkningen och samhällsviktiga verksamheter inkopplade samt med lokal kraftproduktion.

11.8 Bränsleberedskapen bör bestå av en kombination av beredskapslager och ökad produktionsförmåga av inhemska bränslen

Sverige har stora energiresurser av fasta bränslen som normalt inte används inom el- eller fjärrvärmeproduktion. Utifrån detta perspektiv anser Energimyndigheten att lager i stående skog bör utgöra stommen i en utvecklad bränsleberedskap. Genom att skapa en tydlig plan och förberedelser för hur dessa bränslen kan produceras, transporteras och användas under långvariga situationer med nationell bränslebrist skapas en långsiktig uthållighet i el- och värmeberedskapens bränsleförsörjning av fasta och inhemska bränslen.

Det finns dock skäl att komplettera denna resurs. Dels för att säkerställa omedelbar tillgång till bränslen oavsett händelseförlopp och yttre förutsättningar under kriser. Dels för att säkerställa ökad handlingsfrihet med ökad diversifiering och möjliggöra användandet av fler potentiellt

³⁸¹ SOU 2023:50, En modell för svensk försörjningsberedskap.

tillgängliga bränslen under kriser, i alla Sveriges fjärr- och kraftvärmeanläggningar. Det finns dock gränser för hur mycket och hur snabbt man kan öka produktionskapacitet av bränsle från stående skog. Det finns också perioder under året då det kan vara extra svårt att få ut råvara ur skogen, exempelvis vid långvarig torka (ökad brandrisk), omfattande regn eller snöfall.

En förmåga att öka produktionen av bränslen som normalt inte används bör därför kombineras med beredskapslager av inhemska bränslen som är tillgängliga med mycket kort varsel. Sådana lager behöver omsättas löpande. Det är en viktig strategisk fråga att besluta om vilka bränslen som ska finnas i ett utvecklat beredskapslager av fasta bränslen. Dessa bränslen bör bland annat:

- Vara inhemskt tillgängliga i tillräcklig omfattning,
- Kunna användas och distribueras över större delar av Sverige,
- Kunna lagras över längre tid,
- Vara relativt enkla att hantera,
- Vara användbara i stor del av Sveriges fjärr- och kraftvärmesystem,
- Ha hög energidensitet för att minimera logistikbehov vid kriser,
- Kunna bidra till bättre nyttjande av andra bränslefraktioner tillgängliga via bränslemarknaden.

Val av bränslen bör i så liten utsträckning som möjligt få påverkan på dagens marknadsförutsättningar och bränslepriser. Lagerhållna bränslen behöver omsättas över tid. Genom att fokusera på samma typ av bränslen i beredskapslager och för ökad produktionsförmåga är det lättare att över tid upprätthålla förmåga att kunna använda beredskapsbränslet under kriser. Hur kapaciteter för ökad produktionsförmåga och lagerhållna bränslen ska balanseras, och vilka totalvolymmer som slutligt bör upprätthållas behöver utredas vidare. Detta hindrar dock inte inledande åtgärder för att utveckla en grundläggande förmåga.

11.8.1 Ökad produktionsförmåga av inhemskt tillgängliga bränslen under kris samt förberedda beredskapslager

Utifrån uppställda kriterier och genomförda analyser, gör Energimyndigheten bedömningen att två bränslen i första hand är lämpliga för beredskapslagring; rundved och torv. Gällande torv behöver man dock beakta den negativa klimat- och miljöpåverkan som detta bränsle har. Här kan det potentiellt uppstå en målkonflikt mellan de olika energipolitiska målen, där vissa mål i slutändan behöver väga tyngre än andra. Detta är ytterst en politisk avvägning.

Rundved – Lagren av rundved ökar över tid. Under en långvarig allvarlig kris eller krig kan flera års tidigare tillväxt i skogen behöva användas. Bedömningen är att det utrymmet finns och att tillgången på rundved är

god och geografiskt spridd. Det finns dessutom god kunskap och förmåga att skörda, transportera och lagra denna resurs i Sverige. Rundved har därtill goda lagringsegenskaper och kan lagras längre tider än många andra biobränslen. Bränslet har även fördelen att det fungerar, efter bearbetning, i många pannor.

Torv – Som bränsle kan torv lagras längre än biobränslen, det har en relativt hög energidensitet och bidrar med goda samförbränningsegenskaper i många pannor i Sverige. Därmed underlättas bland annat ökad lokal elproduktion och nyttjande av andra bränslefraktioner som inte annars kunnat användas. Det finns goda inhemska tillgångar, spridda över landet. Påverkan på befintlig bränslemarknad är samtidigt minimal eftersom nyttjandet av torv som bränsle idag är på väg att fasas ut.³⁸² Torvproduktionen är dock både säsons- och väderberoende. Vissa år minskar möjligheten att producera torv jämfört med andra år. Det är därför lämpligt att kombinera ökad produktionskapacitet med säsongslager.

Både torv och rundved kan vid behov transporteras längre sträckor i bulk på tåg för ökad distribution.

11.8.2 Torvens klimat- och miljöpåverkan

Våtmarker som bildat eller bildar torv spelar en viktig roll för klimatet eftersom torv innehåller stora mängder kol. Att skydda torvmarker gynnar klimatet eftersom det kan bidra till en minskning av växthusgaser.³⁸³

I Sverige släpper årligen dränerade våtmarker ut ca 11 miljoner ton CO₂-ekvivalenter. Detta överstiger de årliga utsläppen från personbilstrafiken och motsvarar ca 20 procent av de territoriella utsläppen i Sverige. Våtmarker kan lagra stora mängder kol eftersom biomassa inte bryts ner på grund av de syrefria förhållandena i den fuktiga marken. Våtmarker släpper också ifrån sig metan, vilket är en kraftfull växthusgas. Även om man räknar med metanutsläppen så lagrar en orörd våtmark dock mer växthusgaser än den släpper ut.³⁸⁴

Beredskapslager där torv utgör ett bränsle kommer ha en klimat- och miljöpåverkan, både när torven skördas och när den används. Detta måste vägas in vid framtida beslut kring vilket typ av bränsle som bör utgöra ett beredskapsbränsle.

11.8.3 Eldningsolja som ett tredje alternativ?

Historiskt har eldningsolja utgjort ett vanligt bränsle på Sveriges fjärr- och kraftvärmeanläggningar. Men Sveriges energisystem har blivit allt

³⁸² Ramboll (2023), Torvens förutsättningar som beredskapsbränsle, (på beställning av Energimyndigheten).

³⁸³ Våtmarker och klimat (naturvardsverket.se) 20231109.

³⁸⁴ Ibid.

mindre fossilt och olja är inte längre ett vanligt förekommande ”normalbränsle”, annat än till spetspannor och/eller reservpannor. Det som dock gör eldningsolja intressant ur ett strikt beredskapsperspektiv är dess goda lagringsförmåga och mindre behov av omsättning. När väl olja behöver användas finns det dock en oundviklig miljöpåverkan. Att ha olja som ett beredskapsbränsle kräver också särskilda oljepannor och kan alltså inte användas i vilken typ av panna som helst. Så det skulle kunna innebära att beredskapslager som använder eldningsolja som bränsle skulle tvinga fram behov hos marknaden av att införskaffa oljepannor som kan användas specifikt för en allvarlig krissituation. Ett annat problem med eldningsolja som beredskapsbränsle är Sveriges importbehov av råolja. Sverige är idag 100 procent importberoende av olja. Oljan raffinerar sedan innanför landets gränser. Detta medför att det skulle finnas ett utlandsberoende kopplat till beredskapslagringen vilket skulle öka landets sårbarhet vid exempelvis ett väpnat angrepp där även landets importmöjligheter är begränsade.

Därtill är det den politiska viljan att vi ska fasa ut fossila bränslen över tid och att då skapa ett nytt beroende av dessa, om än ur ett beredskapsperspektiv, kan anses vara olämpligt. Beredskapssektorn har idag ett tydligt beroende till fossila bränslen, exempelvis kopplat till reservkraft, men även beredskapssektorn behöver arbeta för att över tid uppnå fossilfrihet.

Idag används också bioolja inom värmeproduktion. Bioolja som ett beredskapsbränsle skulle, om inte annat, kunna öka den inhemska produktionen av biodrivmedel. Bioolja går dessutom att använda i befintliga oljeeldade pannor med mindre modifikationer. Dock har inte bioolja samma lagringsbeständighet som den fossila eldningsoljan, varför den inte är lika lämplig ur beredskapsperspektivet.

11.9 Parallellt behöver andra delar av värmeberedskapen utvecklas, för att bränsleberedskapen ska ge effekt

En stärkt bränsleberedskap utgör en beståndsdel inom värmeberedskapen, men kan inte utvecklas fristående från andra viktiga delar. Några andra viktiga utvecklingsområden är bland annat

tydliga funktionskrav för sammanhängande fjärrvärmesystem, ökad branschsamverkan vid kriser.

Nedan beskrivs åtgärderna kortfattat. Dessa, och andra åtgärder som beskrivits i tidigare analyser och studier, behöver utvecklas parallellt med förstärkta statliga insatser för bränsleberedskapen.

11.9.1 Tydliga funktionskrav för sammanhängande fjärrvärmesystem

Om statliga beredskapslager skapas ökar gränsdragningsproblem och incitament för marknadsaktörer att anpassa (och eventuellt begränsa) egen lagerhållning av kostnadsskäl. Denna problematik kan växa om fler uppfattar statlig beredskapslagring som ett möjligt alternativ till egen förmåga. Därför är det viktigt att skapa tydlighet i hur och när beredskapslager får användas och avropas, samt vilka funktionella krav som bör ställas på branschens egna lagernivåer.

Tydliga funktionskrav på branschaktörer i vardagen är en viktig förutsättning för att statligt initierade beredskapslager ska kunna vara verkningsfulla och inte skapa snedvridande incitament. Samtidigt kan sådana krav inte vara för högt ställda då det kan riskera att underminera marknadsförutsättningarna. Ett ökat statligt ansvar behöver därför utvecklas parallellt med ökad tydlighet kring vilka funktionella krav på bränslelager som ska ställas på branschaktörer.

Tydliga funktionskrav på branschaktörer är även viktiga av många andra skäl, vilket har analyserats ett flertal gånger. En lämplig konstruktion är att **parallellt med implementeringen av CER-direktivets krav** i svensk lag³⁸⁵ även förtydliga funktionella krav på fjärrvärmebranschens framtida beredskapsåtgärder. Genom ökad robusthet i vardagen, och tydlighet kring vilka krav som ställs på robusthet, skapas även grund för utvecklad förmåga vid krig. Sådana funktionella krav bör på längre sikt inriktas mot ett mål om att branschaktörer har förmåga att kontinuitetssäkra sin verksamhet för minst tre månader.

Tre månaders förmåga är en rimlig lägsta nivå i en försämrad säkerhetspolitisk miljö utifrån samhällets perspektiv, med hänsyn tagen till den stora samhällsnytta som fjärrvärme och kraftvärme bidrar till. Samtidigt behöver krav balanseras och anpassas till branschaktörers förutsättningar på konkurrensutsatta marknader. Tre månaders förmåga är mycket högt ställda krav i relation till dagens förmåga och kan vara dyra att genomföra i ett läge när även mindre kostnadsökningar kan få stora konsekvenser på en konkurrensutsatt värmemarknad. Kraven bör därför formuleras successivt över tid, med en tydligt angiven riktning. Möjligen stegvis upptrappade, snarare än direkta implementerade.

Hur krav formuleras, vilka absoluta nivåer de siktar mot, samt hur de ska kunna finansieras, är kritiska frågor för många branschaktörer. Olämpligt formulerade krav kan få stora negativa effekter. Samtidigt efterfrågar branschen en ökad tydlighet kring vilka krav som ska uppfyllas för ökad försörjningstrygghet. Kontinuitetsplaner bör inkludera bland annat personella resurser, insatsvaror och bränsleförsörjning.

³⁸⁵ Kommittédirektiv Dir 2023:30 (Genomförande av EU:s direktiv om åtgärder för en hög gemensam cybersäkerhetsnivå i hela unionen och EU:s direktiv om kritiska entiteters motståndskraft; ska redovisas senast den 23 februari 2024).

En verksamhet kan säkerställa sin kontinuitetsförmåga på olika sätt. Exempelvis genom kombination av egna lager, diversifierade leveranser, egen kontroll över försörjningen samt långsiktiga leveransavtal.

Ett långsiktigt mål bör vara att varje enskild verksamhet har en tydlig bild och planering för hur funktionalitet ska säkras vid hög efterfrågan. Kraven bör förslagsvis kopplas till krav om redovisning av lägesbilder i lägen när förmågan brister, för ökad möjlighet att få stöd av andra. Lägesbilder och krishanteringsåtgärder skulle kunna kopplas till **kriterier för olika krisnivåer** för sammanhängande fjärrvärmesystem.

Det bör i kommande analyser **överbägas om ställda krav ska variera mellan större och mindre fjärrvärmesystem**. Vid störningar inom stora fjärrvärmesystem riskerar de samlade samhällskonsekvenserna att snabbt bli mer svårhanterliga än om störningar inträffar i enstaka mindre system. Dock kan även mindre system värmeförsörja samhällsviktiga användare som sjukhus och äldreboenden. Det finns därför skäl att utveckla funktionskrav även för mindre system. Dessa bör dock utvecklas i tydligare dialog med enskilda samhällsviktiga användaren så att leveranssäkerhetsåtgärder samt kostnader kan fördelas och balanseras lämpligt mellan leverantör och användare.

11.9.2 Ökad branschsamverkan vid kriser

Fjärrvärmesektorns robusthet skulle öka om ökad samverkan och samordning av befintliga resurser sker under kriser och vid höjd beredskap. En sådan samordning kan behöva initieras av staten, genom en kombination av exempelvis tydliga krav, organisatoriskt stöd och finansiering. En utvecklad branschsamverkan för ökad gemensam förmåga vid kriser kan bland annat effektivisera och stärka den samlade förmågan att:

- Transportera, lagra och fördela nationellt eller regionalt tillgängliga bränsleresurser mellan flera närliggande fjärrvärmesystem,
- Utnyttja förstärkningsresurser, och
- Upprätthålla en reparationsberedskap

11.10 Konsekvensbedömningar

De förslag och åtgärder som redovisas i denna rapport medför konsekvenser för olika aktörer om de genomförs, men att inte göra någonting medför också konsekvenser. Genom analys och bedömning av den fakta som presenterats i denna rapport går det utifrån tre olika åtgärder lista ett antal konsekvenser. Dessa tre åtgärder är

alternativet **ingen åtgärd**,

alternativet **enligt Energimyndighetens förslag**

alternativet **andra åtgärder** (som inte föreslås i denna rapport).

11.10.1 Ingen åtgärd - behåll dagens förutsättningar

Genom att inte vidta några åtgärder alls behåller man dagens förutsättningar med de konsekvenser och risker som det innebär. I närtid har bland annat en ökad efterfrågan på bränslen, kombinerat med en minskad tillgång, lett till högre priser och större osäkerhet i leveranstillgängligheten. Detta leder till dyrare fjärrvärme och en ökad sårbarhet i samhället vid kris eller krig om en akut bränslebrist skulle uppstå. Utan marginaler finns det risk för att bränslet inte räcker till för att förse hela samhället med värme. Detta kan leda till allvarliga konsekvenser för samhället, ekonomin och klimatet. Ett närliggande exempel är Tyskland som under vintern 2023/2024 återstartar kolkraftverk för att täcka upp för bristen på gas.

11.10.2 Påbörja åtgärder enligt Energimyndighetens förslag

I denna rapport har Energimyndigheten kommit med förslag för att få i gång en successiv uppbyggnad av den svenska bränsleberedskapen för fjärr- och kraftvärmerna. Detta ska ses som ett första viktigt steg mot att möta upp samhällets behov vid kriser och krig. Med en förbättrad bränsleberedskap kan bränslebrist och leveransproblem lättare hanteras, men i vilken grad detta kan ske beror på omfattningen av lagren. Men även mindre lager kan fungera som buffert och göra det möjligt att öka produktionen av bränsle vid en bristsituation. Omfattningen på lagret är i slutändan en kostnadsfråga och bedömningen är att det kommer att kosta att bygga upp bränsleberedskapslager. Detta är en kostnad som staten bör ta för att skydda samhället, ekonomin och klimatet. Ett bränslelager baserat på svenska biobränslen är bra för klimatet och torv, trots sina negativa klimat- och miljökonsekvenser, behöver inte importeras och bidrar till mindre fossila utsläpp än om fossil eldningsolja skulle användas.

11.10.3 Andra åtgärdsförslag

Det finns en rad andra förslag som Energimyndigheten har identifierat men som inte anses vara lämpliga att genomföra. En av dessa förslag är att införa ett lagringskrav på fjärrvärmeaktörer som resulterar i en högre bränsleberedskap men ökad kostnad för fjärrvärmeaktörerna. Risken med detta är att kostnaderna för fjärrvärme blir för höga och att de konkurreras ut av andra uppvärmningsalternativ. Ett annat förslag är att återinföra bränslelager med eldningsolja och att använda oljepannor som reservkraft när de biobränsleeldade pannorna står utan bränsle. Detta anses inte vara försvarbart, både ur ett ekonomiskt och ett klimatmässigt perspektiv. Ett tredje förslag är att vänta med åtgärder tills bränsleberedskapen är helt färdigutredd men detta innebär att inga åtgärder kommer att ske på flera år och att dagens sårbarhet kvarstår under den tiden.

11.11 Fortsatta utrednings- och utvecklingsbehov

I *Delleverans 1* konstaterade Energimyndigheten att det fanns en rad åtgärder som behöver utredas ytterligare. De två åtgärder som valdes ut

för ytterligare utredning till denna slutrapport är som bekant bränsleberedskap och bränslelager. De första stegen har presenterats här men ytterligare utredning behöver göras. Framför allt när det gäller dimensioneringen av bränsleberedskapen, där värdering av kostnad mot nytta och en balans mellan statlig förmåga och funktionskrav på branschaktörer behöver utredas.

Ett ytterligare förslag att utreda är det eventuella behovet och förutsättningarna för att etablera ett system, motsvarande *SUSIE*³⁸⁶, inom fjärrvärmesektorn. Detta för att stärka samverkansförmågan vid bränslebrist eller vid höjd beredskap. Beredskapsförmågan inom reparation, underhåll och reservdelslager behöver konkretiseras, både nivån idag och eventuella framtida krav. Vidare behöver utredning om beroenden av insatsvaror och kemikalier, som är vitala för en stabil fjärr- och kraftvärmeproduktion, genomföras.

Personal- och kompetensförsörjning inom fjärrvärmebranschen behöver också utredas ytterligare, både vilka behoven är och hur de tillgodoses. Energimyndigheten har gjort en kartläggning och analys av kompetensbehovet för samhället elektrifiering som visar att det är stort redan idag och kompetensbristen är därför en akut utmaning.³⁸⁷ Många kompetenser som behövs inom elektrifieringen behövs också inom fjärrvärmebranschen, I somras startade regeringen utredningen *Dir. 2023:116 En långsiktigt hållbar personalförsörjning av det civila försvaret*, som bland annat analyserar behoven av personalförstärkningar inom totalförsvaret och införandet av civilplikt inom olika verksamhetsområden. Denna utredning kommer att vara en viktig pusselbit för att fjärrvärmebranschens behov ska tillgodoses.

När det gäller ödriftsförmåga bedömer Energimyndigheten att förutsättningarna för att utveckla denna redan finns hos myndigheterna. Svenska kraftnät är ansvarig som elberedskapsmyndighet för att utveckla ödriftsförmågan i Sverige. Energimyndigheten är sektorsansvarig myndighet för beredskapssektorn energiförsörjning och har därför också ett ansvar. Det förs en dialog mellan myndigheterna för att främja Sveriges ödriftsförmåga där Energimyndighetens fokus ligger på att stödja Svenska kraftnät genom att utveckla bränsleberedskapen. Svenska kraftnät arbetar med att utöka förmågan till ödrift på flera platser i landet och förbättra förmågan på platser där förmågan finns idag. Det finns ett behov av att samverka på fjärrvärmesidan (vid elproduktion i kraftvärmeverk krävs avsättning för värmen, alternativet till fjärrvärmesidan är återkylare) och hur en uthållighet på bränsleleveranser och andra processkemikalier ska uppnås. Det krävs även en insats i hur befolkningen ska bete sig vid extrem effektbrist, som det troligen kommer

³⁸⁶ SUSIE är ett nationellt webbaserat verktyg som används för att underlätta samverkan mellan elnätsföretag under störningar inom elförsörjningen (<https://www.elsamverkan.se/susie/>).

³⁸⁷ [Kartläggning och analys av kompetensbehov \(energimyndigheten.se\)](#)

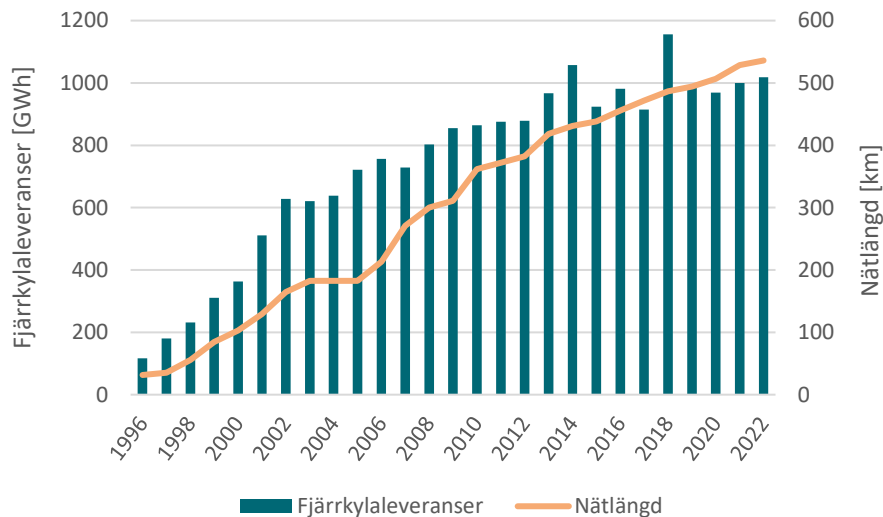
vara när elnätet drivs i en ödrift. **Energimyndigheten anser att ödriftförmåga och dödnätstart är viktiga och ser att de förmågorna målsätts i sektorns förmågeplan, 10-årsplanen.**

Slutligen behöver värmeberedskapens målbilder tydliggöras för både samhället i stort och för enskilda aktörer. Detta inkluderar värmeförsörjningens övergripande förmågemål för beredskapsplanering och att lagstadgade funktionskrav för sammanhängande fjärrvärmesystem införs. Utöver fjärrvärmebranschens aktörer måste också geografiskt områdesansvariga för samhällsviktiga verksamheter ha en lokal krishanteringsförmåga och en beredskap för olika händelser utanför normal värmeförsörjning. Detta går ända ner till den enskilde värmeanvändarens ansvar för dess egen beredskap och kontinuitetsplanering. Alla är vi delar av den helhet som utgör det svenska samhället och den samlade förmågan inom Sveriges totalförsvar.

12 Fjärrkyla

Utvecklingen av den svenska fjärrkylan har ökat kraftigt sedan mitten av 1990-talet, se Figur 44. Under de senaste tio åren har fjärrkylaleveranserna legat på runt 1 TWh medan nätutbyggnaden har ökat kontinuerligt och låg 2022 cirka 530 km vilka är de högsta uppmätta värdena i Europa.³⁸⁸ År 2022 fanns fjärrkyla i 40 svenska kommuner och erbjöds av 38 leverantörer. Klimatförändringar och ökade krav på komfort innebär en ökad efterfrågan på komfortkyla. Enligt en bedömning förväntas efterfrågan på komfortkyla öka med 1,3 TWh i Sverige under de närmaste decennierna.³⁸⁹ Därför är en rimlig bedömning att fjärrkylan kan öka i betydelse i framtiden. Konkurrenssituationen mot andra kylningsalternativ är emellertid avgörande för hur mycket fjärrkyla det blir. Det som avgör vad kunden väljer är bland annat de lokala förutsättningarna. Exempelvis finns fjärrkyla endast i tätbebyggda områden.

Figur 44 Svenska fjärrkylaleveranser och nätutbyggnad, 1996–2022.



Källa: Energiföretagen

Förutom de lokala förutsättningarna påverkar energikraven i Boverkets byggregler (BBR) vad kunden väljer. I detta arbete har det från energibranschen kommit inspel gällande att energikraven i Boverkets byggregler (BBR) som de är utformade idag styr mot användning av el för uppvärmning på ett sätt som inte är teknikneutralt. Det som ligger bakom att reglerna missgynnar fjärrvärme/fjärrkyla är de så kallade *viktningfaktorerna* i byggreglerna. I reglerna används värden som är

³⁸⁸ Euroheat & Power (2023), DHC Market Outlook, Insight & Trends: [DHC MO_Design 4 \(euroheat.org\)](https://euroheat.org)

³⁸⁹ Värmemarknad Sverige (2021), Kartläggning av kylmarknaden – tekniska och ekonomiska förutsättningar för att möta framtidens behov av kyla

framtagna av Boverket med hänsyn till teknikneutralitet mellan kundens tekniska alternativ för uppvärmning och komfortkyla. Branschens syn är att värdet inte är teknik neutralt och bör ses över. Dessutom spiller kraven i byggreglerna över till certifieringssystemen för byggnader eftersom de använder reglerna som bas.

Som beskrivs i *delrapport 1* av detta arbete har införandet av viktningfaktorer sin bakgrund i det svenska genomförandet av det ursprungliga EPBD-direktivet från 2010. Direktivet anger att alla byggnader ska vara nära nollenergibygnader från 2021 och i direktivet ges förutsättningar för hur energiprestanda för byggnader ska beräknas och hur minikrav ska fastställas. Som ett led i implementeringen av EPBD ändrade Boverket sina byggregler efter en ändring i plan- och byggförordningen (PBF, SFS 2020:433). I EPBD tydliggörs att det ska finnas en faktor per energibärare och av den anledningen beskriver Boverket att det inte är möjligt att ha olika faktorer för till exempel fastighetsel och el till uppvärmning. Det är denna utformning som branschen menar gynnar byggnadsinterna värmepumpssystem eller kylsystem och missgynnar kombinationen fjärrvärme/fjärrkyla.

I Energimyndigheten remissvar på EU-kommissionens ursprungsförslag till ett reviderat EPBD välkomnades en ökad ambition och strävan efter nollutsläpp av växthusgaser från byggnader. I remissvaret lyftes även vikten av att kraven i direktiven inte bör leda till ineffektiva lösningar ur ett systemperspektiv eller en snedvriden konkurrens mellan olika uppvärmningslösningar samt att det är viktigt att följa hur reglerna påverkar byggherrarnas val av uppvärmningslösning och därmed olika företags möjligheter att konkurrera på så lika villkor som möjligt.³⁹⁰ Att teknikneutralitet råder mellan fjärrkyla och andra kylsystem bör följas upp i och med implementeringen av det nyligen förhandlade och reviderade EPBD som har nått en preliminär överenskommelse. Läs mer i kapitel 5.4.

Energimyndigheten anser generellt att det är viktigt att beakta ett systemperspektiv vid utformningen av regelverk, särskilt med tanke på den stora samhällsomställning som elektrifieringen kan innebära. Vid implementering av nya regelverk kopplat till EPBD är det därför viktigt med ett systemperspektiv.

³⁹⁰ ”Yttrande angående Promemoria Byggnaders energiprestanda – förslag på ändringar i plan- och byggförordningen” (Energimyndighetens diarienummer 2019–200017).

13 Olika perspektiv för framtidens fjärr- och kraftvärme

Vi befinner oss i en spännande tid, där både värme- och elmarknaden genomgår stora förändringar som en konsekvens av en omställning av energisystemet och kraftig elektrifiering i både Sverige och Europa. Långsiktiga ambitioner för energieffektivisering och fossilfri energiproduktion ska samsas med försörjningstrygghet, effektbalans och konkurrenskraft. Samtidigt påverkas utvecklingen av energisystemet av en mängd svåröverblickbara faktorer som teknikutveckling, digitalisering, AI och krav på ökad hållbarhet med cirkulära flöden. Hur aktörerna tar sig an och anpassar sig utifrån dessa utmaningar och möjligheter kommer att påverka hur den framtida värmemarknaden ser ut. Nedan följer beskrivningar av olika perspektiv och faktorer som skulle kunna påverka utvecklingen väldigt olika beroende på vad som får störst genomslag. Poängen är inte att försöka ringa in lösningar eller vad som är rätt eller fel (vilket ofta är omöjligt) utan att försöka peka på osäkerheterna i utvecklingen framåt. Punkterna försöker också väga in många av de synpunkter och kommentarer som inkommit från både branschaktörer, el- och värmekunder, universitet och myndigheter under arbetets gång.

Som alla energislag så ställs fjärr- och kraftvärmens inför så väl målkonflikter som synergieffektiver. Målkonflikterna kan sägas finnas i tre varianter,

- Dilemman – olöslig målkonflikt som kräver politiska ställningstaganden för vägen framåt
- Lösbara målkonflikter – där samhälle och teknikutveckling kan minska de negativa konsekvenserna
- Potentiella målkonflikter – målkonflikter som kan uppstå i framtiden.

I det följande listas några punkter som kan få betydande konsekvenser för fjärr- och kraftvärmens framåt.

- *Framtidens energisystem har ett stort utfallsrum.* Omställningen av energisystemet är omfattande och utfallsrummet är stort. Hur utvecklingen avseende energiproduktion liksom användning kommer att utvecklas fram mot 2050 beror på teknikutveckling, marknadsförutsättningar, politiska inriktningar, förändrade beteenden och omvärldshändelser. Det finns dessutom en ömsesidig påverkan av dessa parametrar på varandra.

- *Utvecklingen av andra energiproduktionslag*– Olika energiproduktionslag har olika förmågor och egenskaper vilket betyder att de kan både konkurrera med och komplettera varandra. Utvecklingen av ett energiproduktionslag kan därför få en stor påverkan på ett annat.
- *Energieffektivisering i byggnader*– En effektiv användning av vår energi kommer att vara en viktig faktor i omställningen av energisystemet. Hur energieffektiva våra byggnader kommer att vara i framtiden kommer få stor påverkan på framtidens värmeunderlag och där med fjärr- och kraftvärmen.
- *Tillvaratagande av spillvärme* – Ett effektivt tillvaratagande av spillvärme är viktigt ur ett övergripande resurseffektivitetsperspektiv i det hållbara samhället. Spillvärme kan används för uppvärmningssyfte men också för andra tillämpningsområden i andra sektorer. Tillgången på spillvärme är beroende av den framtida industrietableringen och kan komma att se olika ut i olika delar av landet. Ett effektivt tillvaratagande av spillvärmen kommer att påverka värmeunderlaget och därmed kraftvärmens elproduktion.
- *Tillgången på biobränsle för svenska aktörer* – Konkurrensen om bioråvaran ökar i och med omställningen bort från fossila bränslen men också som ett sätt att bryta beroendet av ryska energiråvaror för värme- och elproducenter inom EU. Efterfrågan ökar även från produkter som idag använder sig av fossila kolatomer där dessa behöver bytas ut mot förnybara som till exempel till bioplast. Regleringar från EU med en eventuellt stramare tolkning av vad som anses vara hållbara biobränslen kan också ha en stor påverkan för framtidens tillgång på biobränslen. Dessa trender kan på olika sätt påverka biobränsletillgången för svenska aktörer och därmed produktionen av fjärr- och kraftvärme.
- *Avfallsförbränning* – Avfallsförbränning för energiändamål har idag en viktig roll för kvittblivningen av den avfallsfraktion som inte på annat sätt kan omhändertas högre upp i avfallshierarkin. Avfallsförbränningen minskar behovet av biobränslen så att dessa kan används till andra ändamål. Dock orsakar denna förbränning bland annat koldioxidutsläpp från den fossila fraktionen av avfallet. Synen på fjärrvärme från fossilt avfall, liksom synen på förbränning för energiändamål generellt, kan påverka fjärrvärmen stort. Även utvecklingen av avfalls-CCS och CCU kan vara avgörande för avfallskraftvärmen i framtiden.
- *Carbon Capture and Storage (CCS)* – Infångning av koldioxid med hjälp av CCS är en möjliggörare för att uppnå negativa

utsläpp genom bio-CCS och ett sätt att komma åt de fossila koldioxidutsläppen som sker vid avfallsförbränning. Samtidigt ska CCS enligt det av riksdagen beslutade klimatpolitiska ramverket var en åtgärd där rimliga alternativ saknas. Utvecklingen kommer i stor utsträckning att bero på marknaden för negativa utsläpp men påverkas även av hur marknaden för återanvändning av kolatomer (CCU) utvecklas.

- *Flexibilitet och energilager* – En flexibel användning och tillgången på energilager kommer vara av stor vikt för det framtida energisystemet. En omfattande utveckling inom dessa områden sker redan idag och kan komma att till viss del erbjuda samma tjänster som fjärr- och kraftvärmens gör idag. Beroende på hur utvecklingen sker kommer förutsättningarna för fjärr- och kraftvärmens påverkas.