

# Heltäckande bedömning av potentialen för uppvärmning och kylning

Underlag för rapportering enligt art. 14.1 i energieffektiviseringsdirektivet (2012/27/EU)

ER 2020:34

Energimyndighetens publikationer kan beställas eller laddas ner via [www.energimyndigheten.se](http://www.energimyndigheten.se), eller beställas via e-post till [energimyndigheten@arkitektkopia.se](mailto:energimyndigheten@arkitektkopia.se)

© Statens energimyndighet

ER 2020:34

ISSN 1403-1892

Månad årtal: [\[Klicka här och skriv\]](#)

Upplaga: [\[Klicka här och skriv\]](#)

Tryck: Arkitektkopia, Bromma

# Förord

Uppvärmningsmarknaden omfattar idag nästan 100 TWh värme och omsätter ungefär 100 miljarder kr. Det är en marknad som i stor utsträckning redan ställt om från fossilt till förnybart. Där inte fjärrvärmen är lönsam sker uppvärmningen framförallt med värmepumpar som använder nästan helt fossilfri el. Även om mycket är gjort inom sektorn så finns det emellertid några utmaningar kvar vilket belyses i rapporten. Värmesektorn förmåga att bidra till målet om negativa utsläpp efter 2045 och kraftvärmens roll för frågan om trygg energiförsörjning och möjlighet att bidra med lokal kapacitet är exempel på sådana svenska utmaningar som bland annat adresseras i rapporten

Energimyndighetens uppdrag från regeringen är att, i enlighet med artikel 14.1 i direktiv 2012/27/EU om energieffektivitet, uppdatera Sveriges heltäckande bedömning av potentialen för tillämpning av högeffektiv kraftvärme samt effektiv fjärrvärme och fjärrkyla. Rapporten utgör ett underlag för att uppfylla de omfattande krav som ställs i direktivets bilaga VIII.

För att kunna bedöma den ekonomiska potentialen av olika energitekniker för värme- och kylproduktion liksom direktivets krav på uppskattningar av primärenergibesparingar, CO<sub>2</sub>-utsläpp och förnybart har Energimyndigheten låtit konsultfirman Profu undersöka energisystemet med hjälp av modellen Times-Nordic. Med variationer i indata har vi fångat en rad olika scenarier med tillhörande känslighetsanalyser. För arbetet med den ekonomiska potentialen har även tre referensgruppsmöten hållits och Energimyndigheten vill tacka Energiföretagen, Skogsindustrierna, Svebio samt Nibe för värdefull input.

Avslutningsvis vill jag rikta ett stort tack till Daniel Friberg som varit projektledare för det här arbetet.

Robert Andrén  
Generaldirektör



# Innehåll

Sammanfattning	7
1 Inledning	10
2 Uppvärmningsmarknaden i Sverige	11
2.1 Översikt över värme och kyla .....	12
2.2 Omställningen mot fossilfri uppvärmning .....	15
2.3 Fjärrvärme i Sverige – omställning och utbyggnad .....	15
2.4 Uppvärmningsbranschens åtaganden – nu och framåt.....	18
2.5 Utvecklingen av spillvärme i Sverige .....	19
2.6 Utvecklingen av fjärrkyla.....	21
2.7 Värmepumpar där fjärrvärmens inte kommer åt .....	21
2.8 Svenska utmaningar avseende värme och kyla i artikel 14 – vad finns kvar? .....	22
3 Kartor och anläggningar	29
3.1 Identifiering av anläggningar som producerar spillvärme eller spillkyla och deras potentiella värme- eller kylförsörjning (2 b i-v) samt kartor (3a-c) .....	30
4 Mål, strategier och politiska åtgärder	42
4.1 Effektiv uppvärmning och kylas roll i den långsiktiga minskningen av utsläpp av växthusgaser .....	42
4.2 Översikt av befintliga politiska åtgärder för värme och kyla.....	46
5 Analys av den ekonomiska potentialen för värme och kyleffektivitet	49
5.1 Inledning .....	49
5.2 Om scenarierna.....	52
5.4 En översikt av de ekonomiska potentialerna för värme och kyla .....	56
5.5 Energitillförsel/primärenergi.....	57
5.6 CO <sub>2</sub> -utsläpp .....	59
5.7 Förnybart.....	62
5.8 Uppvärmningen av bostäder och lokaler.....	65
5.9 Fjärrvärme .....	68

5.10	Kraftvärme .....	75
5.11	Effektiviseringar i fjärrvärme- och fjärrkylanätet .....	81
5.12	Lågtempererad spillvärme till fjärrvärmeproduktionen ...	82
5.13	Fjärrkyla .....	84
6	Potentiella nya strategier och politiska åtgärder	87
6.1	Potentiella åtgärder .....	87
7	Referenser	91
	Bilaga A Beräkningsförutsättningar	95
	Bilaga B Modellutveckling med anledning av den ekonomiska potentialen för värme och kyla	114
	Bilaga C Scenarioförutsättningar tabell	117
	Bilaga D Bio-CCS inom el- och värmesektorn i Sverige	118
	Bilaga E Bilaga VIII i artikel 14 EED	121
	Bilaga F Fler teknikscenarier	126

# Sammanfattning

Syftet med rapporten är att i enlighet med artikel 14.1 i direktiv 2012/27/EU (Energieffektiviseringsdirektivet, EED) uppdatera Sveriges heltäckande bedömning av potentialen för tillämpning av högeffektiv kraftvärme samt effektiv fjärrvärme och fjärrkyla. Ifall utredningen kommer fram till att det finns en potential för mer förnybar värme och kyla och effektivare värme och kyla än vad marknaden klarar av att tillhandahålla på ett samhällsekonomiskt lönsamt sätt så ska lämpliga styrmedel föreslås.

För Sveriges del är uppvärmningsmarknaden en marknad som i stor utsträckning redan ställt om från fossilt till förnybart. Dessutom är all kraftvärme i Sverige redan högeffektiv. Där inte fjärrvärmesystemet är lönsamt sker uppvärmningen framförallt med värmepumpar som använder nästan helt fossilfri el. Mot den bakgrunden är det en utmaning att utreda potentialen för mer förnybar värme och kyla och effektivare värme och kyla än vad marknaden klarar av att tillhandahålla på egen hand.

När det gäller den fossila fjärrvärmeproduktionen (avseende olja, kol och naturgas) så är det inte något som en kartläggning med förslag på styrmedel kan påverka i någon större utsträckning eftersom en nästintill full höjning av koldioxidskatten redan införts och branschen redan i nuläget ställer om.

När det gäller den sista fossila individuella uppvärmningen från olja och naturgas så visar modellberäkningarna i rapporten på att de kommer att bli olönsamma och helt utfasade 2030 med existerande styrmedel. Kvar finns utmaningen med att minska det fossila innehållet i avfallet.

För att täcka in direktivets krav på att undersöka alla värme- och kylteknikers potential för att minska CO<sub>2</sub>-utsläppen, öka förnybartandelarna och öka primärenergibesparingarna, liksom bidrag till andra nyttor exempelvis trygg energiförsörjning, har ett stort antal modellberäkningar över energisystemet genomförts. Genom att variera indata har vi fångat en rad olika scenarier med tillhörande känslighetsanalyser.

Några övergripande slutsatser kan dras från modellresultaten. I fjärrvärmeproduktionen ses över tid generellt mer produktion från kraftvärme, mindre produktion från hetvattenpannor och mer produktion från fjärrvärmeanslutna värmepumpar. I scenarierna med högre koldioxidpris får biokraftvärme med koldioxidavskiljning (bio-CCS) ett stort genomslag.

Fjärrvärmeleveranserna förändras inte så mycket över tid, men på lång sikt sker en viss ökning i de flesta undersökta scenarierna.

Modellresultaten uppvisar ett ökat utnyttjande av lågtempererad spillvärme i fjärrvärmesektorn. Särskilt i scenariot som antar en ökad elektrifiering med 40 TWh 2050 då det här antas en kraftig expansion av datahallar.

Fjärrkylaleveranser ökar över tid i modellresultaten. Frikyla eller spillkyla från samtidig värmeproduktion i värmepump väljs i modellen i första hand. Vidare väljs kompressorkyla i

högre utsträckning än absorptionskyla, med undantag av vissa scenarieförutsättningar som ger överskott av billigare fjärrvärmekapacitet under sommarhalvåret.

I beräkningarna används även ett samhällsperspektiv (med en lägre kalkylränta) som jämförs med ett investerarperspektiv (med marknadsaktörernas ordinarie kalkylränta) för att se om det finns fall där det är motiverat med statliga åtgärder (motsvarande en lägre kalkylränta för investeringar i värme-, kyla- och elproduktion) och vad det skulle leda till. Samhällsperspektivet uppvisar, i jämförelse med investerarperspektivet, i slutanvändarledet en högre grad av energieffektivisering, mer värmepumpar (för individuell uppvärmning) och en något lägre användning av fjärrvärme och pelletspannor (för individuell uppvärmning). Det beror på att den lägre kalkylräntan i den samhällsekonomiska ansatsen (jämfört med investerarperspektivet) gynnar kapitalintensiva investeringar. Även om fjärrvärme är ett kapitaltungt energislag så utgör andelen bränslekostnader och andra rörliga kostnader en inte försumbar kostnadspost av totalkostnaden. Inom fjärrvärmeproduktionen ger samhällsperspektivet generellt sett en högre andel fjärrvärme baserad på avfall, spillvärme och värmepump och en lägre andel biobränslebaserad produktion. Dessa resultat föranleder emellertid inget motiv till statliga åtgärder.

Förutom modellkörningar har även en genomgång av Sveriges värme- och kylmarknad gjorts liksom en översikt över existerande politik och styrmedel samt kartor sammanställt över olika typer av produktionsanläggningar, värmeefterfrågan, spillvärmekluster med mera. Sammantaget med modellberäkningarna har följande slutsatser utkristalliserats:

- i. Energimyndigheten föreslår att för att ta tillvara på den potential som finns för lågtempererad spillvärme så bör lågtempererad spillvärme ingå i lagen om kostnadsnyttoanalys (2014:268). Lagen innehåller idag bestämmelser om att kostnadsnyttoanalyser ska utföras för att utreda potentialen för användning av högeffektiv kraftvärme, fjärrvärme eller fjärrkyla och spillvärme från industrin. Modellberäkningarna visar att den ekonomiska potentialen kan uppgå till så mycket som 9 TWh 2050 (efter temperaturhöjning med värmepump).
- ii. Energimyndigheten föreslår att Sverige fortsätter att satsa på och utreda möjligheterna för bio-CCS. Utsläppen inom kraftvärme och värmeproduktion i Sverige är till stor del biogena, vilket utgör en potential för negativa utsläpp. Modellberäkningarna visar att potentialen för bio-CCS är särskilt stora i scenarierna med högre pris på koldioxid. Satsningar på bio-CCS är även en förutsättning för att nå målen om negativa utsläpp efter 2045.
- iii. Kraftvärmen är viktig för det svenska energisystemet med sitt bidrag till både uppvärmning och elproduktion. Kraftvärme har den positiva egenskapen att den har sin största värme- och elproduktion under vintern när också behovet är som störst. Med sin ofta centrala placering sker elproduktionen nära elanvändarna vilket minskar behovet av transmissions- och distributionsledningar. Kraftvärmen kan också bidra till stabiliteten i elnäten samt till att minska lokala effektbristsituationer och är därmed viktigt från ett försörjningstrygghetssperspektiv.

Utmaningen för kraftvärmen är framförallt på kort sikt då en låg lönsamhet riskerar att minska nyinvesteringar i kraftvärme till förmån för investeringar i hetvattenpannor vilket



också kan medföra uteblivna investeringar i kraftvärme på längre sikt. Det finns en rad olika styrmedel som påverkar kraftvärmen så som beskattning av insatsbränslen, fastighetsbeskattning, stöd till andra förnybara energislag som konkurrerar med kraftvärmen men även frågan om kraftvärmen får (tillräckligt) betalt för att tillhandahålla systemstödtjänster. För att på ett effektivt sätt kunna värna kraftvärmen och dess positiva egenskaper föreslår Energimyndigheten att en samlad översyn av styrmedlen som påverkar kraftvärmen genomförs, att utreder vilken den samlade effekten är och vid behov föreslår förändringar.

- iv. För att kunna åtgärda problemet med fossilt avfall behöver sammansättningen av det avfall som används för förbränning förändras. Detta är inte ett problem som man in första hand kommer åt genom åtgärder i energisektorn utan styrningen behöver snarare riktas mot de aktörer som har rådighet för uppkomsten av avfallet. Modellberäkningarna i rapporten visar att även i scenarierna med höjda koldioxidpriser, som påverkar kostnaden för utsläppsrätter för fossilt avfall, så påverkas inte det fossila innehållet särskilt mycket. En minskning av andelen importerat avfall skulle emellertid få en viss påverkan.

# 1 Inledning

Syftet med rapporten är att i enlighet med artikel 14.1 i direktiv 2012/27/EU om energieffektivitet, även kallat Energieffektiviseringsdirektivet (EED<sup>1</sup>), uppdatera Sveriges heltäckande bedömning av potentialen för tillämpning av högeffektiv kraftvärme samt effektiv fjärrvärme och fjärrkyla.<sup>2</sup> Ifall utredningen kommer fram till att det finns en potential för mer förnybar värme och kyla och effektivare värme och kyla än vad marknaden klarar av att tillhandahålla på ett samhällsekonomiskt lönsamt sätt så ska lämpliga styrmedel föreslås.

Den heltäckande bedömningen som ska göras denna gången är mer omfattande eftersom den data och information som efterfrågas ökat i omfång i och med de utökade kraven som ställs i bilaga VIII som tillhör artikel 14<sup>3</sup>.

Rapporten är upplagd så att **kapitel 2** ger en översikt över Sveriges uppvärmningsmarknad för att bättre förstå hur Sverige valt att implementera direktivet och våra särskilda förutsättningar. Kapitlet inleder också med att svara på direktivets krav om en översikt över värme och kyla för olika sektorer fördelat på användare och producenter samt uppdelningar efter teknik och fossilt/förnybart. **Kapitel 3** går igenom de krav som ställs på kartor över industri- och produktionsanläggningar för värme och kyla inklusive spillvärme och värmeefterfrågan. **Kapitel 4** redovisar den roll som värme och kyla spelar för mål, strategier och politiska åtgärder samt hur de spelar in till energiunionens fem dimensioner. Kapitlet ger även en översikt över nuvarande styrmedel för värme och kyla. **Kapitel 5** analyserar den ekonomiska potentialen för värme- och kyleffektivitet. Analysen görs för hela Sverige med hjälp av modellkörningar i energisystemmodellen TIMES-Nordic som bygger ut lösningarna med lägst kostnader. Kostnaderna inkluderar investeringskostnader, driftskostnader, bränslekostnader, energiskatter med mera. Detta görs för att uppfylla kravet på kostnadsnyttoanalys som ställs i direktivets artikel 14.3. Utgångspunkten för modellberäkningarna är tre grundscenarier, som undersöks med dels en finansiell kalkylränta dels en lägre samhällsekonomisk kalkylränta, som har valts ut för att de ligger i linje med direktivets krav. Förutom olika alternativa scenarier görs även känslighetsanalyser och bedömningar utifrån primärenergi, koldioxidutsläpp och förnybart. **Kapitel 6** går igenom möjliga förslag på åtgärder för att uppnå den potential för mer effektiv värme och kyla som identifierats i tidigare kapitel.

---

<sup>1</sup> EUROPAPARLAMENTETS OCH RÅDETS DIREKTIV 2012/27/EU av den 25 oktober 2012 om energieffektivitet, om ändring av direktiven 2009/125/EG och 2010/30/EU och om upphävande av direktiven 2004/8/EG och 2006/32/EG

<sup>2</sup> Den första rapporten skulle lämnas in den 31 december 2015. Energimyndigheten tog fram en heltäckande bedömning 2014 som nu ska uppdateras till den 31 december 2020.

<sup>3</sup> Se Bilaga E för hela listan på krav från art 14 EED bilaga VIII.

## 2 Uppvärmningsmarknaden i Sverige

För att förstå genomförandet av artikel 14 i energieffektiviseringsdirektivet (EED) (2012/27/EU) i Sverige är det nödvändigt att förstå den svenska kontexten. Den ursprungliga tanken med den potentialbedömning som ska göras enligt EED är att först lokalisera ett geografiskt område där fossila bränslen, eller lågeffektiva tekniker, används för uppvärmning. Det kan vara en kommun, ett bostadsrättsområde eller ett villakvarter med exempelvis olje- eller gasuppvärmning. I syfte att ersätta denna fossila uppvärmning ska man först avgöra om det är tekniskt möjligt att ersätta den med ett miljövänligare och effektivare alternativ, exempelvis biobaserad fjärrvärme eller värmepumpar. Därefter ska man göra en samhällsekonomisk kostnadsnyttoanalys för att utröna vilket alternativt uppvärmningssätt som har lägst samhällsekonomisk kostnad. Därefter ska lämpliga styrmedel införas. Detta var den ursprungliga tanken med artikel 14 i EED. I det uppdaterade direktivet (bilaga VIII)<sup>4</sup> är detta tillvägagångssätt mindre explicit men tanken är ungefär densamma. För svenskt vidkommande blir det emellertid omöjligt att göra den typen av beräkningar för alla 290 kommuner. Det är heller inte ändamålsenligt. Fjärrvärme finns redan i 285 av Sveriges 290 kommuner<sup>5</sup> och är till största delen fossilfri. Där inte fjärrvärmen är lönsam sker uppvärmningen framförallt med värmepumpar som använder nästan helt fossilfri el. Omställningen mot en effektiv och förnybar/fossilfri uppvärmning har i stora drag redan genomförts i Sverige.

De kvarvarande fossila pannorna i fjärrvärmesystemen håller redan på att fasas ut och de individuella oljepannorna konverteras bort och håller på att försvinna helt då de inte är lönsamma längre. Kvar finns utmaningen med att ersätta naturgasuppvärmning i bostäder och lokaler vilket uppgår till ca 0,8 TW samt att ersätta eller minska avfallets fossila innehåll i avfallskraftvärmen.

Vad det gäller ökad effektivitet i uppvärmningen är en möjlighet att titta på en ökad andel kraftvärme i fjärrvärmeproduktionen vilket också skulle generera en ökad försörjningstrygghet vad gäller tillgången på effekt och elproduktion nära användarna. Att öka andelen högeffektiv kraftvärme av totala kraftvärmeproduktionen är emellertid inte möjligt då all kraftvärme i Sverige är högeffektiv. Även lågtempererad fjärrvärme och en ökad andel spillvärme skulle innebära en effektivare värmeförsörjning om det går att hitta en samhällsekonomisk lönsamhet där marknaden inte redan hittat den.

Mot bakgrund av ovanstående har det huvudsakliga tillvägagångssättet för att ta reda på den samhällsekonomiskt lönsammaste uppvärmningen varit att göra modellkörningar i modellen Times Nordic<sup>6</sup>. Modellen bygger ut det lönsammaste uppvärmningsalternativet och genom att variera indata och kalkylränta har vi fångat olika scenarier och gjort olika känslighetsanalyser.

---

<sup>4</sup> (EU) 2019/826.

<sup>5</sup> Energiföretagen (2020).

<sup>6</sup> Se förklaring i kapitel 5.1 och Bilaga A.

## 2.1 Översikt över värme och kyla

Detta kapitel svarar på kravet som ställs i EED art 14 bilaga VIII del 2 punkterna 1-2a i) -iii) samt 2 c. samt punkt 4. För punkterna 2b i) -v)<sup>7</sup> om spillvärmepotential samt punkten 3 a) -c) om kartor för anläggningar, värmeefterfrågan med mera, se kapitel 3.

Punkt 1. Värme- och kylbehovet i form av en bedömning av nyttiggjord energi och kvantifierad slutlig energianvändning i GWh per år fördelat på enskilda sektorer (Figur 1)

Punkt 2. Fastställande eller, i fråga om punkt 2 a i, fastställande eller uppskattning av nuvarande värme- och kylförsörjning.

Fördelat på teknik, i GWh per år, inom de sektorer som nämns i punkt 1 och om möjligt fördelat på energi från fossila respektive förnybara källor (Figur 2, När det gäller externt tillhandahållen värme så är det i praktiken fjärrvärme. Figur 3 visar därmed användning av fjärrvärme 2018 fördelat på användare.

a) Figur 3)

b) Rapporterad andel av fjärrvärme- och fjärrkylsektorns slutliga energiförbrukning som kommit från förnybara energikällor, spillvärme eller spillkyla (4) under de senaste fem åren i enlighet med direktiv (EU) 2018/2001.

Punkt 4. En prognos över hur efterfrågan på värme och kyla kan utvecklas de närmaste 30 åren, angiven i GWh och med beaktande av särskilda prognoser för de närmaste tio åren, förändring av efterfrågan i byggnader och olika industrisektorer samt effekten av politik och strategier för efterfrågestyrning, t.ex. långsiktiga strategier för renovering av byggnader enligt direktiv (EU) 2018/844. ( Figur 1, Figur 2, Figur 3)

Förutom de figurer som det refereras till efter respektive krav ovan så bör det tilläggas att många figurer i rapporten belyser värmeefterfrågan och värmeproduktion över tiden utifrån bränsle, tekniker, förnybart/fossilt etcetera, liksom scenarier med olika förutsättningar i kap. 49. När det gäller punkt 4 ovan så kompletteras den inte minst av utvecklingen av renoveringsstrategierna som förklaras närmre i kapitel 4.

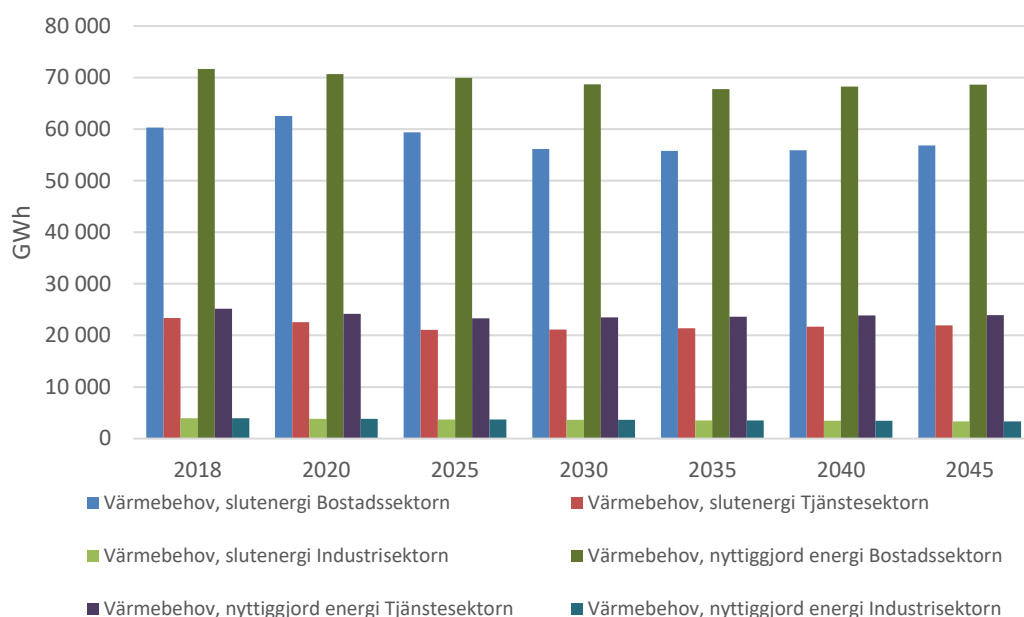
Ett flertal antaganden har gjorts för uppgifterna i figurerna. Utifrån statistiken går det inte att avgöra vilken värmeproduktion som har sålts till respektive användare. Här har vi därför valt att göra en proportionell fördelning av produktionen på användarna. Bränslemängden har fördelats proportionellt på kraftvärmeverk och värmeverk, utifrån producerad fjärrvärmevolym för respektive produktionsslag. Även de olika bränslena har fördelats proportionellt, baserat på insatta volymer. Vad det gäller övriga sektorer (jordbruk med mera) så har de undantagits då de inte bedöms ensamma svara för mer än 5 procent av det totala nationella behovet av nyttiggjord värme vilket är direktivets krav på att ingå.

I Figur 1 ingår för industrin endast fjärrvärme. Industrins totala bränsleanvändning uppgår till ca 90 TWh, men denna mängd avser huvudsakligen processenergi.

---

<sup>7</sup> Identifiering av anläggningar som producerar spillvärme eller spillkyla och deras potentiella värme- eller kylförsörjning, i GWh per år.

Figur 1 Nuvarande och prognostiserad värmeefterfrågan fördelat på sektorer och slutenergi och nyttiggjord energi



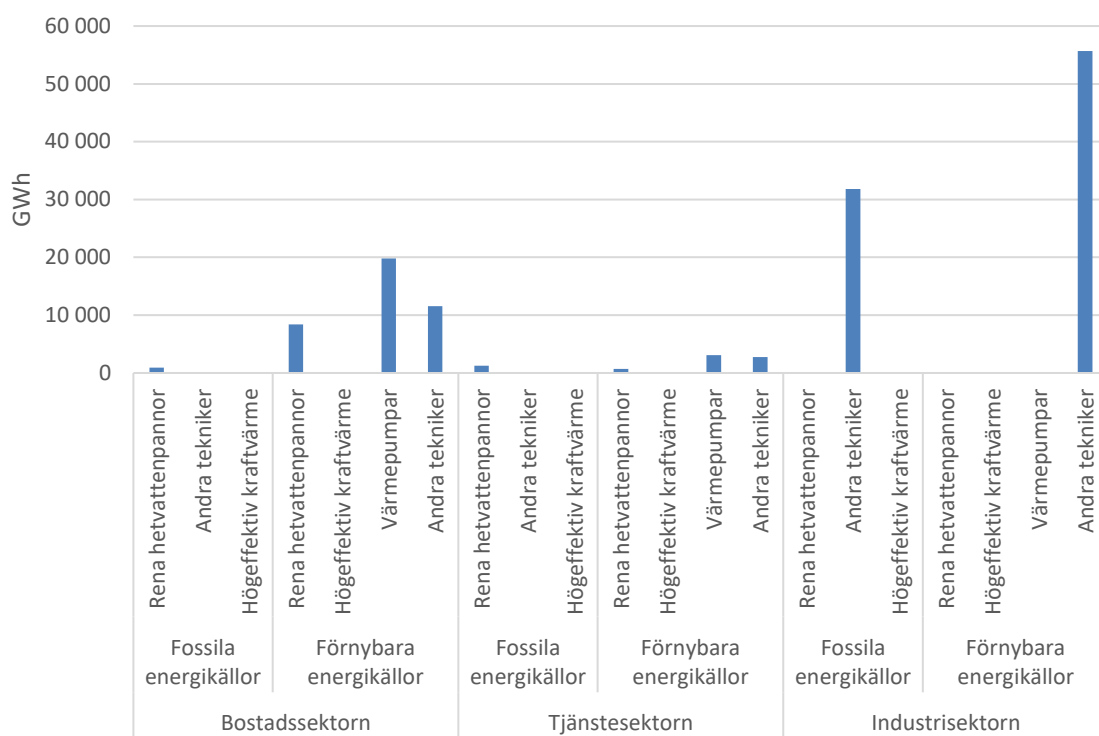
Källa: Energimyndigheten (2019c)

När det gäller kravet på kylbehov uppgick det till 1 242 GWh år 2018 och antas ligga i tjänstesektorn. När det gäller prognoser för kylbehovet för nyttiggjord energi så är det svårt att uppskatta. Det mesta kommer emellertid att infalla i tjänstesektorn och uppskattas i kapitel 5.13 till ca 2,2 TWh 2050.

När det gäller andra tekniker i Figur 2 och När det gäller externt tillhandahållen värme så är det i praktiken fjärrvärme. Figur 3 visar därmed användning av fjärrvärme 2018 fördelat på användare.

Figur 3 utgörs denna av elvärme (direkt och vattenburen). All elvärme har kategoriserats som förnybar, trots att andelen förnybar el (enligt förnybartdirektivets definition) endast är ca 66 procent, detta eftersom den fossila andelen är mycket liten (mellanskillnaden utgörs av kärnkraft).

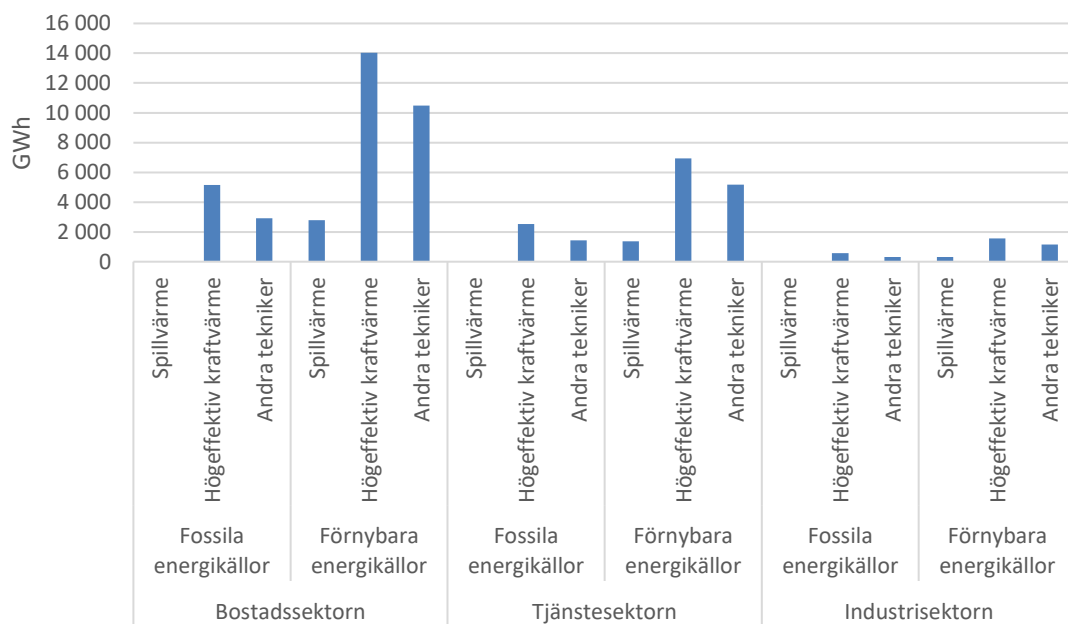
Figur 2 Internt tillhandahållen värme, GWh/år, 2018



Källa: Energimyndigheten.

När det gäller externt tillhandahållen värme så är det i praktiken fjärrvärme. Figur 3 visar därmed användning av fjärrvärme 2018 fördelat på användare.

Figur 3 Externt tillhandahållen värme, GWh/år, 2018

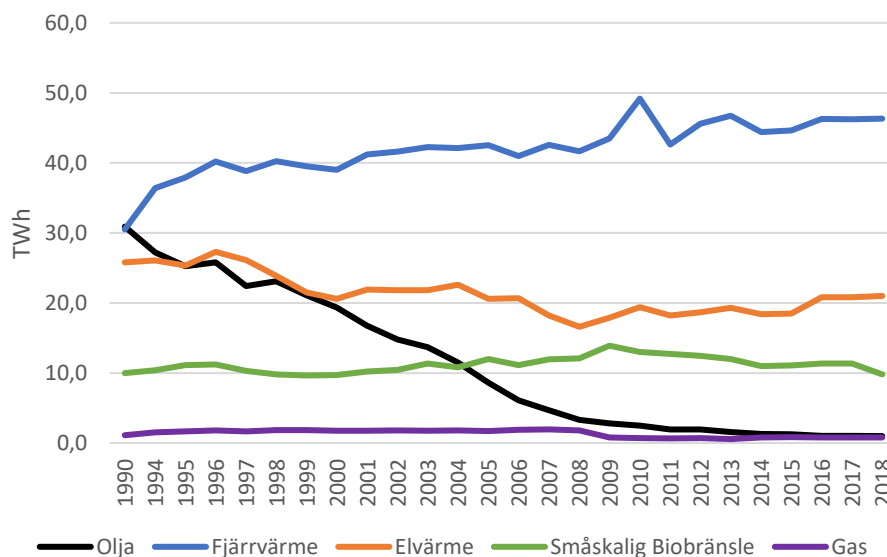


Källa: Energimyndigheten.

## 2.2 Omställningen mot fossilfri uppvärmning

Figur 4 visar omställningen mot fossilfri uppvärmning i småhus, flerbostadshus och lokaler där oljeuppvärmning minskat från 31 TWh 1990 till 1 TWh 2018. Användningen av småskalig gasuppvärmning har aldrig varit stor i Sverige och låg 2018 på 0,8 TWh. El till uppvärmning går framförallt till att driva värmepumpar i småhus men även direktverkande el och elpannor ingår. Elvärmen låg år 2018 på 21 TWh. År 2018 låg fjärrvärmen på 46,3 TWh och bestod till ca 67 procent av förnybart<sup>8</sup> och 8 procent av spillvärme (se kapitel 2.3).

Figur 4 Total energianvändning för uppvärmning och varmvatten 1990–2018, fördelat på använt energislag, TWh



Källa: Energimyndigheten (2018a).

## 2.3 Fjärrvärme i Sverige – omställning och utbyggnad

Fjärrvärme har funnits i Sverige sedan 50-talet och producerades tidigare framförallt i värmeverk. Till mitten av 90-talet var fjärrvärmen huvudsakligen kommunalägd och bedrevs i kommunala energi- eller fjärrvärmebolag eller i en kommunal förvaltningsform där prissättningen skedde efter självkostnadsprincipen. I samband med elmarknadsreformen 1996 avreglerades även fjärrvärmemarknaden och krav infördes på att fjärrvärmeverksamheten skulle drivas på affärsmässiga grunder. Detta innebar att cirka 70 kommunala fjärrvärmebolag såldes till privata företag under perioden 1990–2004.<sup>9</sup>

Andelen kraftvärmeproducerad fjärrvärme har successivt ökat och ligger idag runt 45 procent jämfört med 38 procent för tio år sedan. Under 2018 svarade fjärrvärmen för 71 procent av den totala energianvändningen för uppvärmning och varmvatten i bostäder och lokaler. Strax över hälften av fjärrvärmen användes i flerbostadshus, medan lokaler stod för 34 procent och småhus för 10 procent.

Under 2018 stod biobränsle för 62 procent och spillvärme för åtta procent av den tillförda energin i fjärrvärmeproduktionen (Figur 5). Värmepumpar har gradvis minskat i betydelse och

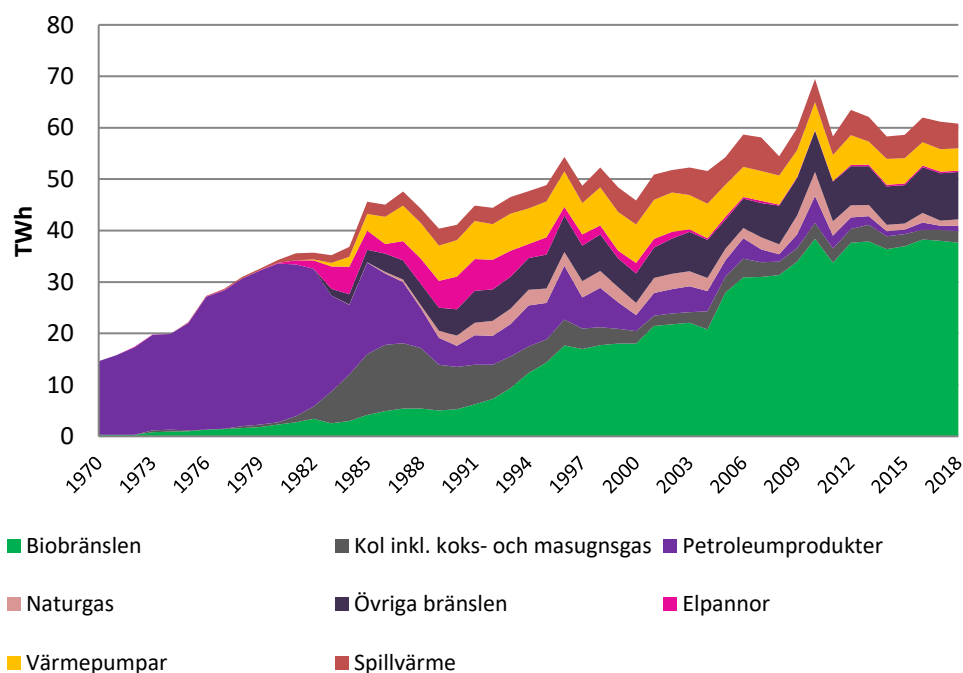
<sup>8</sup> 62 procent biobränsle och 5 procent förnybar andel från stora värmepumpar beräknat utifrån en COP på 3.

<sup>9</sup> Energiforsk (2015).

mellan 2000 och 2009 stod de för i genomsnitt 12 procent medan motsvarande siffra för 2010–2018 uppgick till 8 procent. Användningen av elpannor har i stort sett försvunnit<sup>10</sup>. Den tidigare större användningen av elpannor och värmepumpar har att göra med att priset på el varit lägre. Användningen av avfall till fjärrvärmeproduktion har ökat det senaste decenniet. Ökningen beror på det förbud mot deponering av brännbart avfall som infördes 2002 och förbudet mot deponering av organiskt avfall från 2005. I flera svenska städer är värmen från avfallsförbränning basen för fjärrvärmen. Avfall ingår både i posten Biobränslen (organiskt avfall) och Övriga bränslen (fossilt avfall). I posten Övriga bränslen ingår även torv.

De senaste tio åren har insatt bränsle för fjärrvärme legat runt 60 TWh (se Figur 5) med mindre variationer beroende på temperaturskillnader<sup>11</sup> vilket betyder att marknaden är relativt mättad även om det finns vissa utvecklingsområden. Konkurrensen från värmepumpar och effektivisering betyder att fjärrvärmeleveranserna med största sannolikhet kommer att minska i framtiden vilket ställer stora krav på innovationer och nya marknadslösningar från branschen.

Figur 5 Tillförd energi för fjärrvärmeproduktion, TWh.



Källa: Energimyndigheten (2020a).

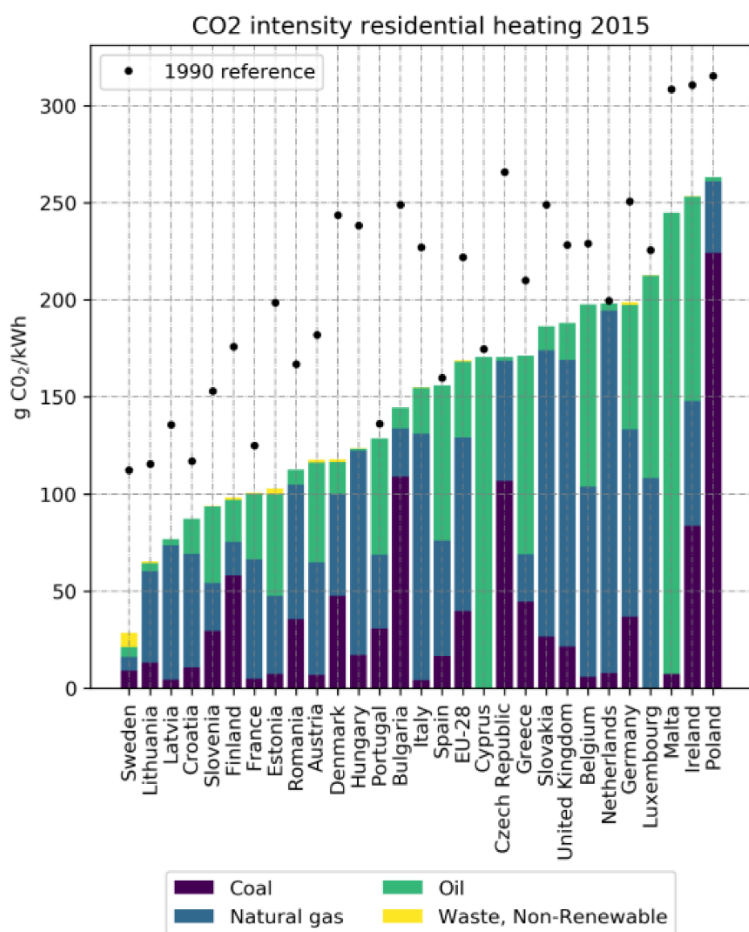
Figur 6 visar Sveriges omställning mot fossilfri uppvärmning jämfört med övriga EU-länder. I genomsnitt minskade koldioxidintensiteten med 55 g CO<sub>2</sub>/kWh bland EU-28 från 1990 till 2015. Resultaten visar att Sverige 2015 hade den lägsta genomsnittliga koldioxidintensiteten med 29 g CO<sub>2</sub>/kWh, tack vare en hög koncentration av biomassa, kärnkraft och förnybar energi i sin uppvärmningssektor. Minskningen från 112 g CO<sub>2</sub>/kWh 1990 beror på en minskning av olje- och kolanvändningen. Noterbart är att Sverige redan 1990 hade lägst koldioxidintensitet i EU.

<sup>10</sup> I takt med att elsystemet i högre grad baseras på icke-planerbar elproduktion så kan man förvänta sig mer volatila elpriser vilket borde öka lönsamheten för elpannor och möjligtvis värmepumpar.

<sup>11</sup> Undantaget år 2010 som var ett ovanligt kallt år vilket resulterade i 69 TWh fjärrvärme.



Figur 6 Sveriges koldioxidintensitet i uppvärmning av bostäder jämfört med övriga EU-länder, 2015 jämfört med 1990.



Källa: Bertelsen och Mathiesen (2020).

Andelen förnybar energi i sektorn värme och kyla<sup>12</sup> i förhållande till energianvändningen var 66 procent under 2018 (se Figur 7). År 2005 var motsvarande andel 51 procent<sup>13</sup>. Mängden förnybar energi i sektorn var 112 TWh under 2018 vilket är en ökning jämfört med 2005, då mängden var 88 TWh. Den förnybara energin utgörs främst av biobränslen som står för 85 procent följt av värmepumpar som står för 15 procent.<sup>14</sup>

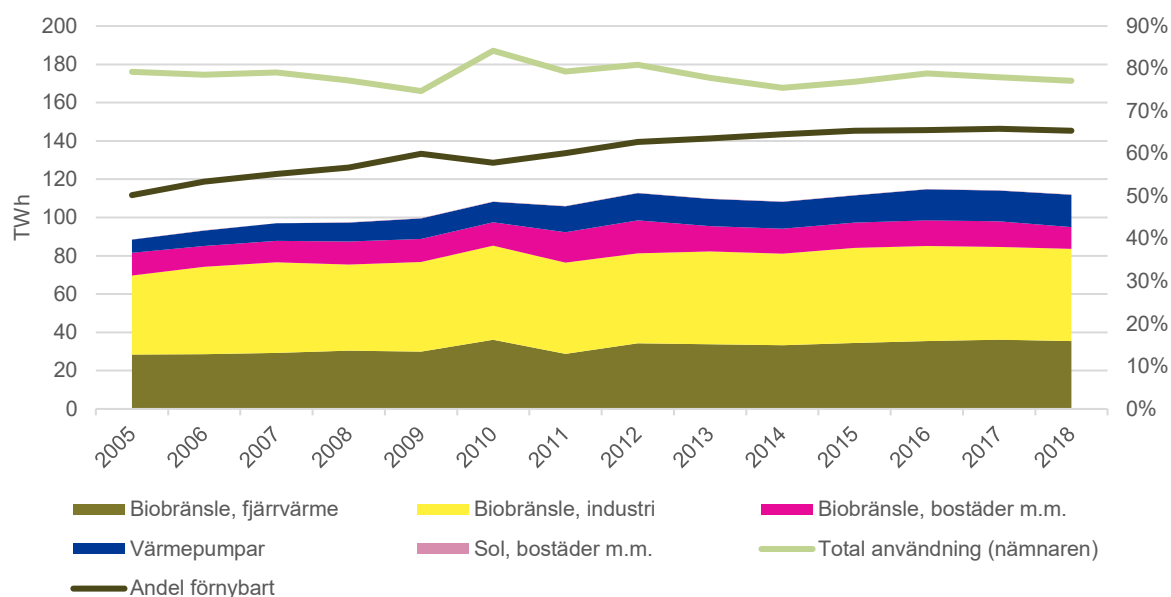
Under samma period har den totala energianvändningen minskat från 176 TWh till 171 TWh vilket också bidrar till en ökad andel förnybar energi.

<sup>12</sup> I sektorn värme och kyla ingår industri, bostäder och service med mera samt fjärrvärme men exkluderar elanvändningen i dessa sektorer.

<sup>13</sup> Figuren är inte helt symmetrisk varför det är svårt att avläsa exakta siffror i den.

<sup>14</sup> Samt en liten mängd solvärme.

Figur 7 Förnybar energi och energianvändning i sektorn värme och kyla, 2005–2018, TWh



Källa: Eurostat. Energimyndighetens bearbetning.

## 2.4 Uppvärmningsbranschens åtaganden – nu och framåt

Uppvärmningssektorn är en stor del av energimarknaden. Årligen omfattar den nästan 100 TWh energi och omsätter 100 miljarder kronor<sup>15</sup>. I mars 2019 överlämnade uppvärmningsbranschen, bestående av ett femtiotal aktörer i sektorn, rapporten *Färdplan för fossilfri konkurrenskraft – Fossilfri uppvärmning*<sup>16</sup> till regeringen. Visionen för branschen är att uppvärmningssektorn ska vara fri från fossila bränslen år 2030 och år 2045 ska sektorn vara en kolsänka som hjälper till att minska de totala svenska växthusgasutsläppen.

Sedan uppvärmningssektorns aktörer överlämnat färdplanen till regeringen i mars 2019 har följande hänt:

- Testanläggning för bio-CCS togs i drift, december 2019.
- En anläggning för utsortering av plast ur restavfall som lämnas till förbränning är under uppförande i Stockholmsregionen.
- Landets största kolkraftvärmeverk tas ur drift under 2020 i Stockholm. År 2019 tog Tekniska Verken i Linköping sin sista koleldade anläggning ur drift. Även Mälarenergi är från 2020 helt fria från kol och olja i produktionen. Detta har möjliggjorts genom mångmiljardinvesteringar i nya anläggningar.
- Intensifierad utfasning av fossila bränslen inom fjärrvärmebolagen – endast små mängder återstår i vissa spetsanläggningar, där många redan bytt till biobränslen och många håller på med konverteringar.
- En lång rad samverkansprojekt har startats (exempelvis lokala marknadsplatser, restvärmeutnyttjande, negativa utsläpp, plast i avfall etcetera.)

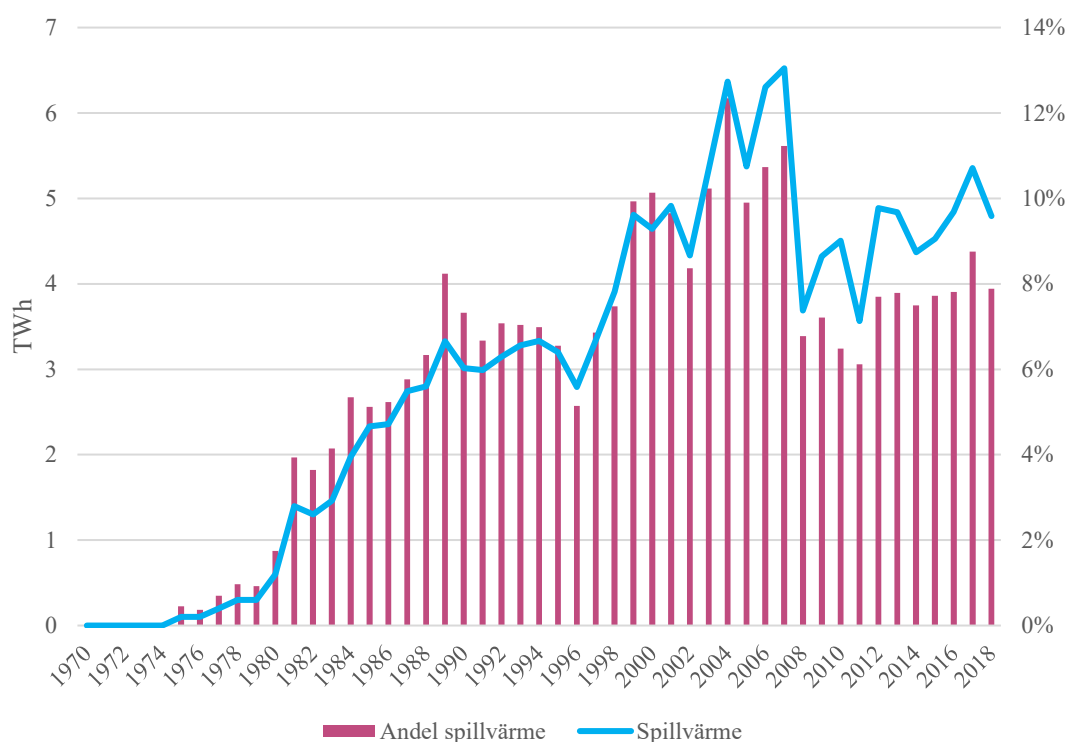
<sup>15</sup> Värmemarknad Sverige (2020).

<sup>16</sup> Fossilfritt Sverige (2019).

## 2.5 Utvecklingen av spillvärme i Sverige

De senaste sju åren har spillvärmeandelarna av de totala fjärrvärmeleveranserna legat runt åtta procent vilket motsvarar ca 5 TWh, se Figur 8. De största spillvärmeleveranserna skedde 2007 då 6,5 TWh spillvärme tillfördes fjärrvärmenäten. Fram till dess uppvisade spillvärmeleveranserna, under cirka 25 år, en uppåtgående trend men därefter har leveranserna minskat något. Antalet spillvärmesamarbeten har emellertid ökat sedan 2004. I rapporten *Heltäckande bedömning av potentialen för att använda högeffektiv kraftvärme, fjärrvärme och fjärrkyla*.<sup>17</sup> konstaterades att det finns ett 80-tal spillvärmesamarbeten, vilket kan jämföras med ett 60-tal samarbeten 2004. Den mottagna volymen spillvärme varierar även väsentligt över åren beroende på förändringar i industrikonjunktur och varierande värmebehov beroende på årliga temperaturskillnader.<sup>18</sup>

Figur 8 Utvecklingen av spillvärme i TWh (blå linje) och andelar av total levererad fjärrvärme (rosa staplar), 1970–2018



Källa: Energimyndigheten (2020a)

Branschorganisationen Energiföretagen konstaterar att det finns spillvärmesamarbeten på 70 orter och mer än 85 industrier levererar spillvärme till fjärrvärmenät varje år samt att nya projekt är på gång på flera håll. Exempelvis planeras tillvaratagande av mer industriell spillvärme i Köping genom att dra regionala nät till Arboga, i stället för att bygga en ny panna i Arboga<sup>19</sup>. Massa- och pappersbruk respektive raffinaderier står vardera för drygt en fjärdedel av spillvärmeleveranserna medan kemi- och stålindustrier levererar 10–20 % var av spillvärmen.

<sup>17</sup> ER 2013:09.

<sup>18</sup> Energimyndigheten (2013a).

<sup>19</sup> Energiföretagen (2017).

Ett hinder för ökad spillvärmeanvändning är att fjärrvärmeföretag ser risker med spillvärmeprojekt då industrier är konjunkturberoende. Avståndet till befintliga fjärrvärmenät är ett annat hinder för lönsamma investeringar i överföringsledningar. Användning av spillvärme kan också försvåras av kulturskillnader mellan kommunala fjärrvärmeföretag och privat industri samt att fjärrvärmeföretaget kan vilja ha en egen anläggning och vara oberoende.

Det kan även finnas skillnader i synsätt där vissa ser spillvärme som en energitillgång som inte förbrukar primärenergi eller orsakar utsläpp medan andra menar att spillvärme som producerats med fossila bränslen försenar en övergång till förnybar energi.

## **2.5.1 Åtgärder för att främja spillvärmesamarbeten**

### **2.5.1.1 Reglerat tillträde till fjärrvärmenäten**

I augusti 2014 infördes bestämmelser 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 rörledningarna.<sup>20</sup> Motiveringen till att ge reglerat tillträde till fjärrvärmenät är att förenkla för industrier och andra aktörer att sälja överskottsvärme till fjärrvärmenät. Genom detta kan fjärrvärmen bli mer energieffektiv, då värme kan utnyttjas som annars skulle kylts bort som industriell spillvärme.

Lagändringen ger fjärrvärmeföretag en skyldighet att medge reglerat tillträde till fjärrvärmenäten men fjärrvärmeföretaget har möjlighet att neka ett reglerat tillträde om företaget kan visa att det finns risk för att det lider skada genom tillträdet. Med skada avses främst ekonomisk skada, men det kan även innefatta en driftteknisk skada. Fjärrvärmeföretag får alltså lov att neka tillträde även till anslutningar som minskar driftsäkerheten. Exempel på en ekonomisk skada kan vara kundbortfall på grund av att en ny aktör levererar värme från fossila energislag vilket ändrar fjärrvärmens miljöprofil.<sup>21</sup>

### **2.5.1.2 Lag om vissa kostnads-nyttoanalyser på energiområdet**

*Lag (2014:268) om vissa kostnads-nyttoanalyser på energiområdet* trädde i kraft 1 juni 2014. Lagen har införts som en del i genomförandet av EU:s energieffektiviseringsdirektiv och ställer krav på att utredningar av potentialen för kraftvärme, fjärrvärme och fjärrkyla samt industriell spillvärme ska genomföras vid vissa investeringsbeslut. Enligt lagen ska en kostnadsnyttoanalys som tar hänsyn till utnyttjande av industriell spillvärme genomföras:

1. Vid planeringen av ett nytt nät för fjärrvärme eller fjärrkyla.
2. Vid planering av fjärrvärmeproduktionsanläggning med en total tillförd effekt på mer än 20 MW inom befintligt fjärrvärme-/fjärrkylanät samt vid omfattande uppgraderingar av en sådan befintlig produktionsanläggning.
3. Vid planering av en ny industrianläggning med mer än 20 MW tillförd effekt samt vid omfattande uppgraderingar av en sådan befintlig industrianläggning.

Dessutom ska en kostnadsnyttoanalys genomföras med avseende på potentialen för kraftvärmeproduktion vid planeringen av en ny termisk elproduktionsanläggning. Det finns inget

---

<sup>20</sup> Prop. 2013/14:187.

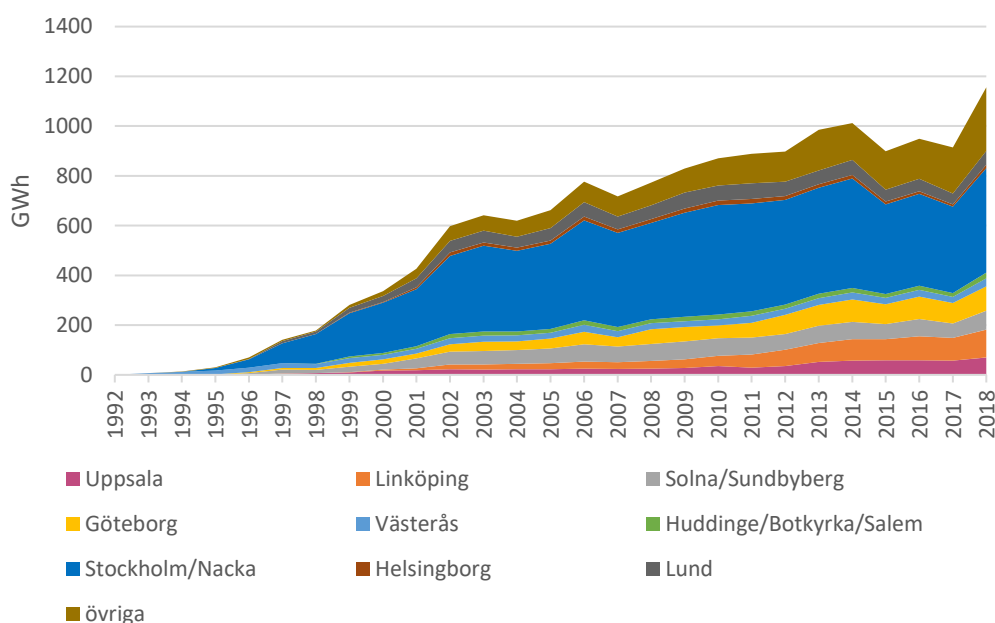
<sup>21</sup> Energiforsk (2015).

tvång att genomföra en lönsam investering men det är rationellt att genomföra den ifall kostnadsnyttoanalysen visar på ett positivt nettonuvärde.

## 2.6 Utvecklingen av fjärrkyla

Fjärrkyla används främst i kontors- och affärslokaler och för kylning av industriprocesser. Principen för fjärrkyla är densamma som för fjärrvärme. Det innebär produktion av kallt vatten i en större anläggning för distribution i rör till kunderna. Det vanligaste produktionssättet är att utnyttja spillvärme eller sjövattnet för att med hjälp av kylmaskiner producera fjärrkyla. Ibland sker detta samtidigt med produktion av fjärrvärme. Ett annat vanligt produktionssätt är att använda kallt vatten direkt från botten av havet eller en sjö<sup>22</sup>, så kallad frikyla. Marknaden för fjärrkyla har expanderat en hel del sedan den första anläggningen 1992. Leveranserna av fjärrkyla ökade med 26 procent från 2017 till 2018 som var ett rekordår med 1 156 GWh levererad fjärrkyla, se Figur 9. År 2018 levererade totalt 36 företag fjärrkyla till 40 svenska städer och fjärrkylanätets totala längd uppgick till 627 km.

Figur 9 Fjärrkylaleveranser i Sverige uppdelat per kommun



Källa: Energiföretagen

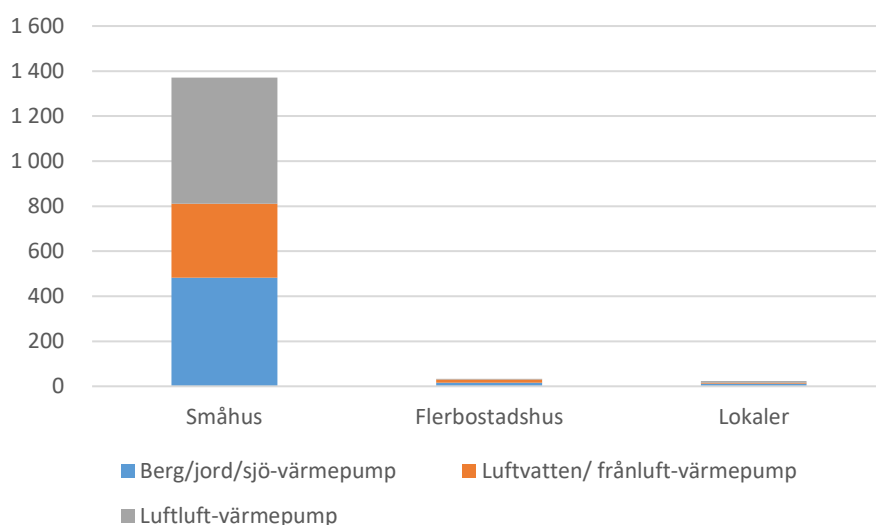
## 2.7 Värmepumpar där fjärrvärmens inte kommer åt

År 2010 installerades den miljonte värmepumpen i Sverige och 2018 uppskattades antal installerade värmepumpar till 1,4 miljoner, varav majoriteten i småhus, se

Figur 10. Antal småhus uppskattades 2018 samtidigt till 2 miljoner vilket innebär att ca 70 procent av alla småhus har en värmepump (dock kan ett hus ha fler än en värmepump). Den mest förekommande typen av värmepump är en luft-luft-värmepump, men även berg/jord/sjö-värmepumpar och luft-vatten/frånluftvärmepumpar förekommer i ganska stor utsträckning.

<sup>22</sup> Även snö går att använda.

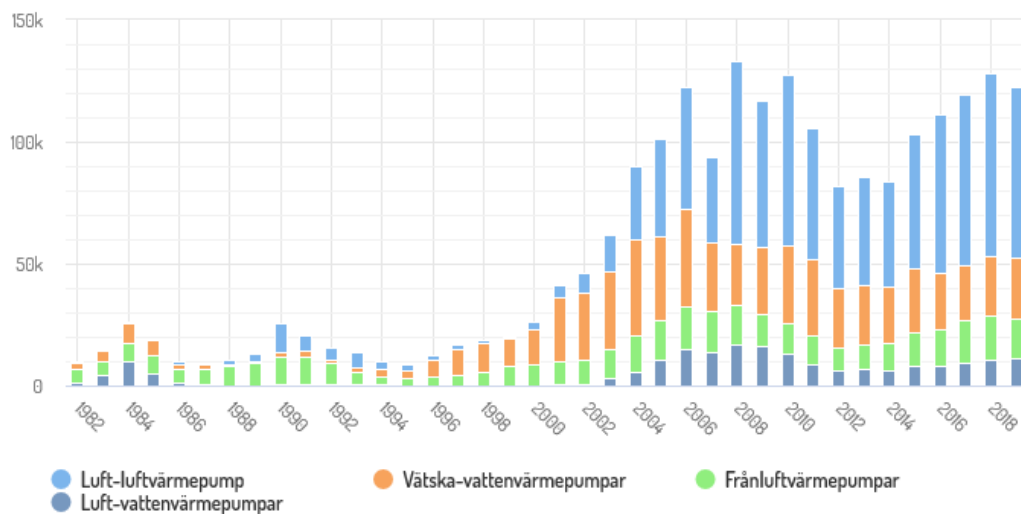
Figur 10 Uppskattat antal installerade värmepumpar år 2018, fördelat efter byggnadstyp, [1000-tal]



Källa: Energimyndigheten (2018a).

Figur 11 visar att värmepumpsförsäljningen är fortsatt hög samt att utbytesmarknaden tagit fart efter 2014.

Figur 11 Värmepumpsförsäljningen i Sverige 1982–2019



Källa: SKVP (2020).

Not: Data för luft-luftvärmepumparna består av uppskattningar.

Not 2: Vätska-vattenvärmepumpar är samma som berg/jord/sjö-värmepumpar

## 2.8 Svenska utmaningar avseende värme och kyla i artikel 14 – vad finns kvar?

Detta kapitel belyser de specifikt svenska utmaningar som knyter an till artikel 14 där det finns tydliga potentialer för förbättringar. I vissa fall behöver ingen intervention göras på marknaden vilket exempelvis är fallet med utfasningen av individuell fossilbaserad uppvärmning men i andra fall är problemet mer svårlöst som i fallet med det fossila innehållet i avfallet. När det gäller kraftvärmen så bidrar den med olika nyttor vilka även ska beaktas enligt direktivet som

underlag för om åtgärder bör vidtas eller inte. Många delar av direktivet har redan genomförts i Sverige eftersom vi i stor utsträckning redan gjort vår omställning mot förnybart, mot högeffektiv kraftvärme och mot en i stora drag fossilfri uppvärmningssektor. Vi har även styrmedel på plats för att en sådan marknadsutveckling ska fortsätta. Detta kapitel försöker titta lite extra på specifika svenska utmaningar/potentialförbättringar inom ramen för implementerandet av artikel 14.

### **2.8.1 Utfasning av fossila bränslen i fjärrvärmenäten**

Den 1 augusti 2019 genomfördes en höjning av koldioxidskatten för kraftvärmeverk<sup>23</sup> från 11 % till 91 % av full koldioxidskatt. Med anledning av detta gjordes en konsekvensanalys (av konsultföretaget WSP på uppdrag av Naturvårdsverket) av vad skattehöjningen skulle innebära för de sista kvarvarande fossila kraftvärmeverken.<sup>24</sup> Analysen visade att det är en handfull kraftvärmeverk som står för huvuddelen av dagens användning av fossila bränslen. Flera av dessa verk har uppgett att en övergång till förnybart redan innan införandet av skatten är på gång och att en höjning av koldioxidskatten inte kommer att påskynda den omställningen vilket var en bild som delades av WSP. Även i regeringens promemoria *Höjd energiskatt och koldioxidskatt på bränslen vid viss användning samt höjd skatt på kemikalier i viss elektronik*<sup>25</sup> konstateras att omställningen från fossilt till förnybart i fjärrvärmeproduktionen redan sker och inte kan ses som en konsekvens av skattehöjningen på koldioxid:

”Trenden är att användningen av fossila bränslen i produktionen av fjärrvärme kommer att fortsätta minska. Det finns redan beslut eller utfästelser om att fasa ut en betydande andel av den kvarvarande fossilbränsleanvändningen. Stockholm Exergi har till exempel meddelat att inriktningen är att kolanvändningen i fjärrvärmesystemet ska fasas ut till 2022. Mälarenergi bygger ett nytt kraftvärmeblock för förbränning av träavfall i Västerås som innebär att bolagets fjärrvärme- och elproduktion 2020 blir fri från kol och olja. I Norrköping planerar E.ON att fasa ut användningen av fossila bränslen till 2025. Tekniska Verken i Linköping har meddelat att energiproduktionen med fossil olja och kol ska upphöra fr.o.m. 2020. E.ON planerar även stänga ner Heleneholmsverket (naturgas) till 2025 och ersätta det med en biobränslebaserad anläggning. Uniper har stängt ner produktionen i det naturgaseldade Öresundsverket och under 2018 ansökt om tillstånd om att permanent stänga anläggningen. Även i Göteborg finns planer på att fasa ut användningen av olja och naturgas. Följaktligen är en betydande andel av den kvarvarande användningen av fossila bränslen för värmeproduktion redan under avveckling och kan därmed inte ses som ett resultat av föreliggande regeländring.”<sup>26</sup>

Med anledning av ovanstående så är den fossila fjärrvärmeproduktionen (avseende olja, kol och naturgas) inte något som en kartläggning med förslag på styrmedel kan påverka i någon större utsträckning eftersom höjningen av koldioxidskatt redan införts och branschen redan i nuläget ställer om.

---

<sup>23</sup> Observera att det är endast värmeproduktionen som avses i detta fall då den skatten tas ut i produktionsledet. Elproduktion beskattas istället i användarledet.

<sup>24</sup> Naturvårdsverket (2019).

<sup>25</sup> Fi2019/00431/S2.

<sup>26</sup> Ibid. s. 28

### 2.8.2 *Avfallskraftvärme*

Användningen av avfall för energiåtervinning ökar för varje år och har gjort så under hela 2000-talet. Under 2017 förbrändes drygt 6,1 miljoner ton i 35 anläggningar. Importen av avfall till Sverige för energiåtervinning fortsätter att öka och har mångfaldigats under en tioårsperiod till ca 2,4 miljoner ton 2017<sup>27</sup>.

Energimyndigheten antar i rapporteringen<sup>28</sup> enligt artikel 22 i förnybartdirektivet<sup>29</sup> att den förnybara energiandelen i avfallet uppgick till 52 procent för 2017 såväl som för 2018. Antagandet baseras på en undersökning som Energimyndigheten lät energikonsulten Profu genomföra under 2017<sup>30</sup>. Avfallets sammansättning ändras dock över tid på grund av ökad källsortering<sup>31</sup>.

Växthusgasutsläppen i byggnader förväntas även i framtiden komma från framförallt fjärrvärme, se kap. 5.9.2. Orsaken bakom detta är framförallt förbränning av fossilt avfall då utsläppen bokförs i energisektorn och inte i sektorn där avfallet uppkommit vilket sker i de flesta andra länder. Vilken gränsdragning som görs påverkar därmed utsläppen i uppvärmningssektorn.

Utan fjärrvärme- och elproduktion från avfall skulle det uppstå ett problem med hur avfallet ska hanteras. Ifall det förbränns utan att energiåtervinnas, med el- och/eller värmeproduktion, blir det samma utsläpp men utan nyttan från energiproduktionen<sup>32</sup>. Att införa ett styrmedel som minskar avfallskraftvärmens behöver alltså inte leda till mindre utsläpp men kan däremot minska den lokala tillgängliga effekten och värmetillgången. För att få ner den fossila andelen i avfallskraftvärmens krävs ett styrmedel som riktar sig specifikt till den delen, se kap. 6.1.4.

### 2.8.3 *Oljepannor för småskalig uppvärmning*

Energimyndighetens bostadsstatistik visar att 1 TWh olja användes till uppvärmning 2018 varav 0,4 TWh i småhus, 0,4 TWh i lokaler och 0,2 TWh i flerbostadshus. Energistatistiken för specifikt småhus visar att 110 000 småhus hade oljeuppvärmning 2009 medan antalet minskat till 57 000 år 2019.<sup>33</sup>

Beräkningar i modellverket Times Nordic visar att olja för småskalig uppvärmning kommer att fasas ut på grund av olönsamhet även ur ett ”investerarperspektiv” redan 2030, se kapitel 5.

---

<sup>27</sup> SCB (2020).

<sup>28</sup> Regeringskansliet (2019).

<sup>29</sup> (EU) 2018/2001.

<sup>30</sup> Profu (2017).

<sup>31</sup> Avfall Sverige (2014).

<sup>32</sup> I och med att marknadsstabilitetsreserven blev operationell år 2019 i EU ETS innebär den att nationella åtgärder har en påverkan på de totala utsläppen inom EU ETS. Detta gäller dock bara på några års sikt. På längre sikt bedöms EU ETS fungera som tidigare vilket innebär att nationella åtgärder medför en omfördelning av utsläppen över tid och rum medan mängden totala utsläppen styrs av nivån i EU ETS.

<sup>33</sup> Energimyndigheten (2019a).



#### **2.8.4 Naturgas för småskalig uppvärmning**

I det västsvenska naturgasnätet finns det knappt 39 000 naturgaskunder, varav ca 34 000 är hushållskunder och 4 800 övriga kunder (till exempel stora industrier och kraftvärmeverk).<sup>34</sup> Enligt Energimyndighetens energistatistik uppgår gasuppvärmning i bostäder och lokaler till 0,8 TWh<sup>35</sup>.

I SOU Mer biogas! För ett hållbart Sverige<sup>36</sup> står följande att läsa: ”Det finns ingen officiell statistik över hur mycket biogas som används för uppvärmning av lokaler och bostäder. En uppskattning som Energigas Sverige<sup>37</sup> gjorde 2018 som svar på en fråga från Boverket var att biogasan delen torde ligga på minst 60 procent av den gas som används för uppvärmning och att denna andel bedöms kunna hamna på minst 60–70 procent under perioden 2020–2025.”<sup>38</sup> Det skulle innebära att biogasen skulle stå för 0,5–0,6 TWh av gasuppvärmningen med det fossila kring 0,2–0,3 TWh. Utmaningen består då i att bli av med dessa sista 0,2–0,3 TWh naturgas.

Utifrån modelleringarna i kap. 5 kommer naturgasen från ett investerarperspektiv att fasas ut till 2030 eftersom den inte är lika lönsam som andra alternativ. Det betyder att inga åtgärder behöver vidtas för att utbytet ska ske. Under tiden, fram till 2030, kommer biogas att i viss utsträckning successivt ersätta naturgas. En anledning till den positiva biogasutvecklingen är resultatet av statliga satsningar.<sup>39</sup>

#### **2.8.5 Kraftvärme och effekt**

I Energimyndighetens rapport *100 procent förnybar el*<sup>40</sup> konstateras att det är viktigt att värna de positiva egenskaper som kraftvärme och vattenkraft har för elsystemet med särskilt fokus på ifall de systemtjänster dessa bidrar med är korrekt prissatta. Att kraftvärmens är viktig för Sveriges framtida elsystem och att den spelar en viktig roll för lokal kapacitet i exempelvis städer samtidigt som det saknas en självklar marknadsmekanism för detta. Samt att; hur vi på bästa sätt kan ta till vara dessa egenskaper även i framtiden bör utredas vidare.

Vikten av att värna kraftvärmens framkommer även tydligt i ett uppdrag till länsstyrelserna i Skåne, Stockholm, Uppsala och Västra Götaland som syftade till att belysa dagens och framtidens situation för elförsörjningen regionalt.<sup>41</sup> Rapporten visar att i framförallt Uppsala, Skåne och Stockholm har elnätens, främst transmissionsnätets, kapacitetstak uppnåtts och överskrids under delar av året, framförallt under kalla vinterdagar. Länsstyrelserna konstaterar vidare att huruvida det ökade elbehovet kommer att leda till fler fall av regional effekt- och kapacitetsbrist i elnätet i framtiden beror på en rad olika faktorer som exempelvis utbyggnad av nätkapacitet och förnybar elproduktion, utveckling av flexibilitetstjänster, energilagring samt styrmedel som ökar incitamenten att sprida effektbehovet jämnare över dygnet.

---

<sup>34</sup> Energimarknadsinspektionen (2019), s. 58.

<sup>35</sup> Energimyndigheten (2019b).

<sup>36</sup> SOU 2019:63.

<sup>37</sup> Energigas Sverige är branschorganisationen för aktörer inom biogas, fordonsgas, gasol, naturgas och vätgas.

<sup>38</sup> Energigas Sverige (2018).

<sup>39</sup> SOU 2019:63.

<sup>40</sup> ER 2019:06.

<sup>41</sup> Förutsättningar för en trygg elförsörjning - slutrapport till regeringen avseende ärende I2019/01614/E.

Rapporten kostnader även att samtliga län är starkt beroende av eltillförsel från andra län (eller länder) samt att en trend för samtliga län är att elproduktion med kraftvärmeverk är olönsam och läggs ner. En elproduktion som skulle kunna bidra med viktig effekt och reglerkraft när elnäten utmanas alltmer med en elektrifierad fordonsflotta, ny elintensiv industri och etablering av datahallar.

Kraftvärmens nyttor i att tillhandahålla lokal effekt blev tydligt i samband med förslaget om höjningen av skatten på fossila bränslen i kraftvärmeproduktionen från 11 procent till 91 procent den 1 augusti 2019 (se 2.8.1). Då aviserade flera kraftvärmeaktörer<sup>42</sup> att kostnaderna för fossil kraftvärme skulle bli så höga att de skulle bli tvungna att fasa ut den fossila kraften tidigare än planerat och att den lokala tillgängliga effekten skulle bli lidande. I en situation med knapphet i lokal kapacitet redan tidigare innebar förslaget även en ökad utmaning för nya företag att etablera sig eller expandera i vissa regioner. Förslaget satte även igång en diskussion om värdet av lokal effekt samt kraftvärmens nyttor i att bidra med olika systemtjänster.<sup>43</sup>

I en rapport som konsultfirman WSP tagit fram till Stockholms handelskammare konstateras att Stockholmsregionen inom en snar framtid (trots den akuta lösningen) kommer att lida av en betydande effektbrist och orsaka mycket stora kostnader i form av förlorade arbetstillfällen, bostäder som inte kan byggas och utebliven tillväxt både regionalt och nationellt.<sup>44</sup> Svenska kraftnäts investeringar i överföringskapacitet till Stockholmsregionen, för ca 11 miljarder, beräknas vara klara 2030 och medföra en överföringskapacitet från stamnätet in till Ellevios regionnät i Stockholms stad från dagens 1 525 MW till närmare det dubbla men en försening med två år bedöms av WSP vara det mest sannolika scenariot i rapporten.<sup>45</sup>

Rapporten konstaterar att: ”Utöver inmatning från stamnätet<sup>46</sup> bestäms den tillgängliga effekten i Stockholmsregionen av kapaciteten i den lokala elproduktionen. På kort sikt kan alltså den bristande överföringskapaciteten kompenseras, eller i vart fall mildras, genom att öka regionens egen förmåga att producera el. För Stockholms del handlar det i allt väsentligt om kraftvärme, där el och värme produceras samtidigt genom förbränning av avfall och andra bränslen.”<sup>47</sup>

---

<sup>42</sup> Efter höjningen av skatten räknar Göteborg energi med att Ryaverket kommer köras vidare men med strypt elproduktion som dras ned till ungefär hälften jämfört med tidigare år. I Malmö har E.ON beslutat om att lägga ned elproduktionen i Heleneholmsverket vilket motsvarar 25 procent av Malmös kapacitetsbehov (Energiföretagen 2019). Förstärkning av stamnätsmatningen till Malmö beräknas vara på plats 2026 och kommer enligt Energiföretagens bedömning sannolikt vara otillräcklig. Stockholm Exergi i sin tur kommer inte att köra sin kolkraftvärme KVV 6 särskilt många timmar på grund av bristande lönsamhet men den kommer att stå kvar tills ordinarie utfasningsdatum 2022. Flera företag har också hindrats att expandera på grund av brist på tillgänglig effekt. Källor: SvD (2019). Dagens industri (2019). Pöyry (2018).

I Stockholmsregionen har emellertid nuvarande kapacitetsbristsituation i stamnätet avhjälpes av ett samarbete mellan Stockholm Exergi och Ellevio tillsammans med regeringen som hittade ett akut lösning på situationen. Källa Ellevio (2019).

<sup>43</sup> Se exempelvis: Energiföretagen (2019), Remiss av promemorian Höjd energiskatt och koldioxidskatt på bränslen vid viss användning samt höjd skatt på kemikalier i viss elektronik.

<sup>44</sup> Stockholms handelskammare (2020).

<sup>45</sup> Ibid.

<sup>46</sup> Nu kallat transmissionsnätet

<sup>47</sup> Ibid.

I rapporten *Kraftvärme i framtiden*<sup>48</sup> konstateras att "Även om lönsamheten för ny kraftvärme är relativt svag under de närmaste åren bör man ha i åtanke att när väl behovet av styrbar eleffekt ökar ordentligt i framtiden så kan det delvis vara för sent att räkna med kraftvärmens. Redan idag måste ett flertal fjärrvärmeföretag fatta beslut om investeringar i ny fjärrvärmeproduktion för att främst ersätta äldre anläggningar. Om man då till följd av rådande omständigheter beslutar sig för annan fjärrvärmeproduktion än kraftvärme, exempelvis hetvattenpannor, så lär incitamenten att bygga kraftvärme om tio år vara begränsade eftersom det man väljer idag har en ekonomisk livslängd på typiskt två decennier och en teknisk livslängd på ännu mer. Problemet är att det idag saknas någon form av incitament för att fatta ett beslut som i ett längre tidsperspektiv, elsystemmässigt kanske hade varit att föredra."

Sammantaget framträder en bild av att det finns stora utmaningar vad det gäller bristande tillgänglig lokal effekt och att anledningarna dels är en otillräckligt utbyggd överföringskapacitet dels ett bortfall i kraftvärmeproduktion som kan ha sin grund i att nyttor från kraftvärmens inte är korrekt prissatta.

I modellberäkningarna för kraftvärmepotentialen i kapitel 5 ökar kraftvärmens i framtiden då elpriserna stiger men i verkligheten kan det vara så att nyinvesteringar uteblir ifall incitament för investeringar i hetvattenpanna idag medför att investeringar i kraftvärme inte görs senare.

För Sveriges del handlar det alltså inte om att främja kraftvärme för att öka andelen högeffektiv kraftvärme (all kraftvärme är redan högeffektiv, se nästa kapitel) eller för att minska primärenergianvändningen eller öka andelen förnybart. För vår del handlar det om att värna kraftvärmens på grund av nyttor i form av systemstödtjänster och bidrag till ett robust energisystem med en trygg energiförsörjning.

### **2.8.6 Högeffektiv kraftvärme**

Enligt artikel 14 bilaga VIII del 3 punkt 7 ska även potentialen för högeffektiv kraftvärme analyseras.

De värden som används för beräkning av kraftvärmeproduktionens effektivitet och besparingarna av primärenergi ska fastställas på grundval av den förväntade eller faktiska driften av pannan under normala driftsförhållanden. Högeffektiv kraftvärmeproduktion ska innebära besparingar primärenergi på minst 10 procent jämfört med referensvärdena för separat produktion av värme och el.<sup>49</sup>

I Sverige slogs det fast redan 2005<sup>50</sup>, med anledning av kraftvärmedirektivet, att de befintliga svenska kraftvärmeverken är högeffektiva och att nästan samtliga svenska kraftvärmeverk har en verkningsgrad i storleksordningen 90 procent. Oavsett vilka referensvärden som kommissionen fastställer så kommer alltså de svenska kraftvärmeverken uppfylla kriteriet för högeffektiva kraftvärmeverk.

---

<sup>48</sup> Profu (2019)

<sup>49</sup> För beräkningsmetod se bilaga II i Energieffektiviseringsdirektivet.

<sup>50</sup> SOU 2005:33.

Det finns alltså ingen potential i Sverige för att öka andelen högeffektiv kraftvärme eftersom all kraftvärme redan är högeffektiv. Däremot finns det en potential att ersätta hetvattenproduktion med högeffektiv kraftvärme

### 3 Kartor och anläggningar

Detta kapitel svarar på kraven som ställs i EED bilaga VIII 2b i) -v) och 3 a-c. Inom parentes anges var informationen som efterfrågas framförallt kan hittas och nedanför en översikt över de olika figurerna och tabellerna. Ett inledande kapitel hjälper också till att svara på direktivets krav.

2 b) Identifiering av anläggningar som producerar spillvärme eller spillkyla och deras potentiella värme- eller kylförsörjning, i GWh per år:

- i) Anläggningar för termisk kraftproduktion som kan leverera eller utrustas för att leverera spillvärme med en total tillförd värmeeffekt på mer än 50 MW. (Figur 13, **Fel! Hittar inte referenskälla.**, Figur 18, Figur 19, Figur 20)
- ii) Kraftvärmeanläggningar som använder den teknik som avses i del II i bilaga I med en total tillförd värmeeffekt på mer än 20 MW. (Figur 18, Figur 19)
- iii) Avfallsförbränningsanläggningar. (Figur 18, Figur 19)
- iv) Anläggningar för förnybar energi med en total tillförd värmeeffekt på mer än 20 MW, utom de anläggningar som anges i punkt 2 b i och ii som producerar värme eller kyla med hjälp av energi från förnybara energikällor. (Figur 18, Figur 19)
- v) Industrianläggningar med en total tillförd värmeeffekt på mer än 20 MW som kan leverera spillvärme. (Figur 16, Figur 18, Figur 19, Figur 20)

3. En karta över hela det nationella territoriet som utan att röja kommersiellt känsliga uppgifter visar

a) efterfrågan på värme och kyla i olika områden med utgångspunkt i analysen i punkt 1, med tillämpning av enhetliga kriterier för att ringa in energitäta områden i kommuner och storstadsområden (Figur 12, Tabell 1, Figur 14, Figur 15, Figur 17)

b) befintliga leveranspunkter för värme och kyla som fastställts enligt punkt 2 b och anläggningar för fjärrvärmedistribution (Figur 16, Figur 12, Figur 18, Figur 19)

c) planerade leveranspunkter för värme och kyla av det slag som beskrivs i punkt 2 b och anläggningar för fjärrvärmedistribution. (Figur 18)

En översikt över de olika kartor och tabeller som svarar på frågorna ovan.

Figur 12 Potentiella regionala fjärrvärme- och spillvärmesamarbeten

Tabell 1 Potentiella fjärrvärmesamarbeten inklusive med spillvärme

Figur 13 Potentiella källor för spillvärmeanvändning

Figur 14 Regioner med större möjlighet att kunna nyttja överskottsvärme (Excess heat)

Figur 15 Överskottsvärme (excess heat) vs värmeefterfrågan

Figur 16 Stockholm Karta Heat Roadmap Europe

Figur 17 Efterfrågepunkter för värme och kyla uppdelat efter exploateringstal.

Figur 18 Biokraftvärme i Sverige 2019 (inklusive planerade anläggningar, samt anläggningar inom industrin)

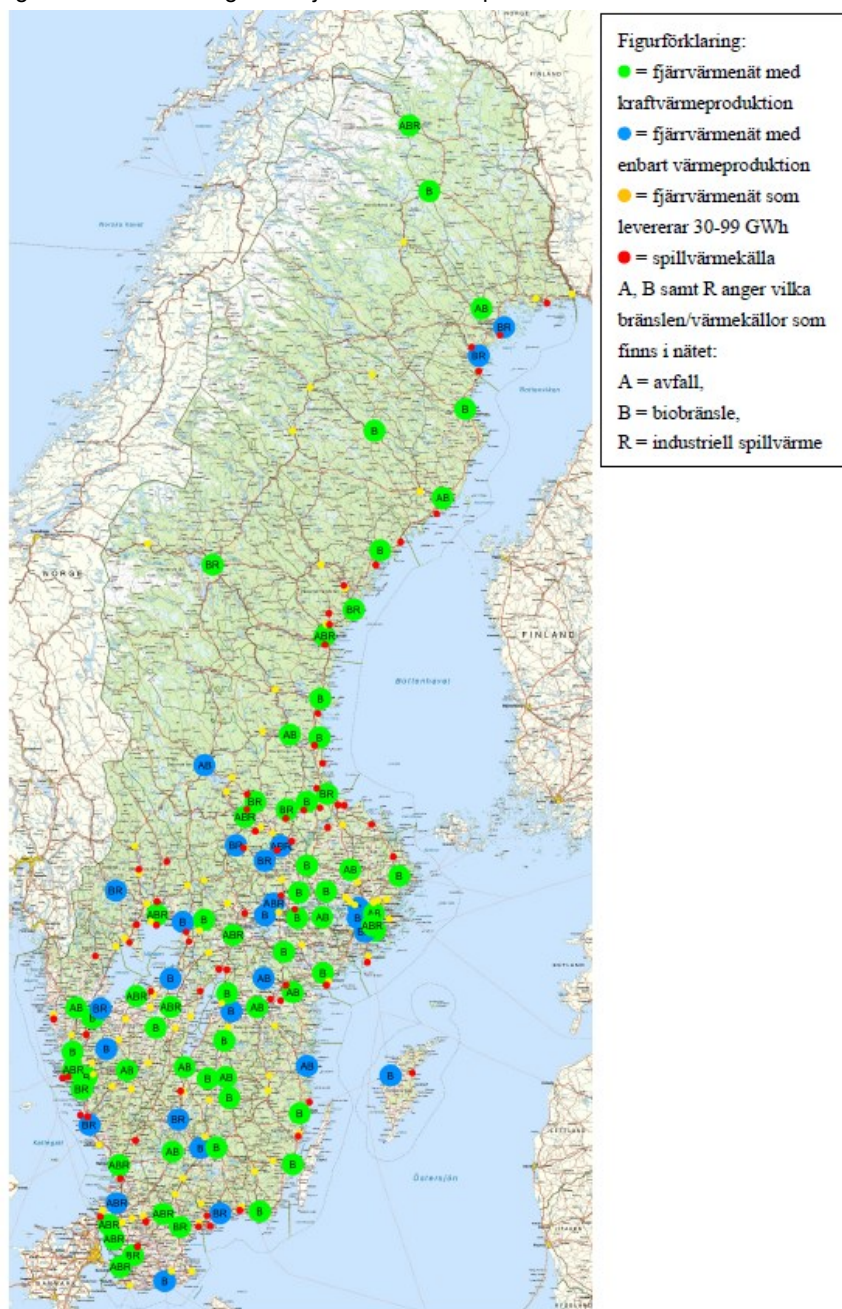
Figur 19 Biovärmekartan 2020, (556 fjärrvärmenät med biobränsle, avfall och torv)

Figur 20 Pappers/Massa, Sågverk/Träindustri samt relaterad industri

### 3.1 Identifiering av anläggningar som producerar spillvärme eller spillkyla och deras potentiella värme- eller kylförsörjning (2 b i-v) samt kartor (3a-c)

I Fjärrsyn (Energiforsk) rapport 2015:102<sup>51</sup> studeras ett antal regionala fjärrvärmesamarbeten inklusive potentialen för fler spillvärmesamarbeten. Identifieringen av potentiella fjärrvärmeregioner har utgått från ett antal urvalskriterier som begränsar antalet relevanta nät. Utgångspunkten har varit att endast nät med minst 100 GWh i årliga leveranser är intressanta. Detta omfattar drygt 90 fjärrvärmenät, vilka antas kunna sammankopplas med närliggande nät som har både större och mindre fjärrvärmeleveranser än 100 GWh (se Figur 12).

Figur 12 Potentiella regionala fjärrvärme- och spillvärmesamarbeten



Källa: Energiforsk (2015).

<sup>51</sup> Energiforsk (2015).

Figur 12 visar att det finns ett stort antal näraliggande fjärrvärmenät med möjlighet till sammankopplingar och utnyttjande av spillvärme. Lönsamheten beror emellertid på en rad olika faktorer såsom avstånd, värmeleverans per km, produktionsmix, förekomsten av kraftvärme, behov av nyinvesteringar etcetera<sup>52</sup> När hänsyn tagits till dessa faktorer har tio potentiella ”kluster” med 19 olika fjärrvärmeaktörer identifierats som hade en faktor GWh/km högre än 5, se **Fel! Hittar inte referensskälla..** Utifrån dessa har fyra kluster som alla innehåller spillvärmepotential studerat närmre (Vänersborg–Trollhättan, Gävle–Sandviken, Boden–Luleå och Kristianstad–Hässleholm). I två av dessa kluster (Boden–Luleå och Kristianstad–Hässleholm) har ekonomiska beräkningar genomförts vilka visar att ekonomisk lönsamhet saknas baserat på de förutsättningar beräkningarna utgått ifrån. De övriga två klustren (Trollhättan–Vänersborg samt Gävle–Sandviken) har själva genomfört ekonomiska beräkningar, som visar att det finns möjlighet att uppnå ekonomisk lönsamhet med en sammankoppling men där förutsättningarna varierar och där den ekonomiska lönsamheten är beroende av flera faktorer, där en av de avgörande är hur stor spillvärmepotentialen är.

Tabell 1 Potentiella fjärrvärmesamarbeten inklusive med spillvärme

Potentiellt kluster	Aktör	Km	Värmeleveranser 2012 (GWh)	Huvudsakliga bränslen för värmeproduktion <sup>[1]</sup>	GWh/km (30 % av lev.)	Kommentar
Malmö – Lund	E.ON Kraftringen	18,6	2244 888	ABR BR	47,7	Två stora nät med relativt nära avstånd. För närvarande sammankopplas Kraftringens nät med Öresundskrafts samt Landskrona Energi, vilket komplicerar en utvärdering av potentialen. Frågan har utretts i ett större perspektiv av bl.a. (Eriksson, 2010) samt (Bernstad, 2009).
Vänersborg - Trollhättan	Vattenfall Trollhättan Energi	13	145 346	BR B	10,7	Fjärrvärmenäten utgörs av olika produktionsmixar samtidigt som avståndet mellan orterna är relativt kort i förhållande till potentiell överförd mängd värme. Utredningar har dock genomförts samt pågår.
Gävle - Sandviken	Gävle Energi Sandviken Energi	24	732 232	BR B	9,7	Fjärrvärmenäten utgörs delvis av olika produktionsmixar samtidigt som avståndet mellan orterna är relativt kort i förhållande till potentiell överförd värmemängd. Frågan utreds för närvarande.
Boden – Luleå	Boden Energi Luleå Energi	37	305 806	AB BR	8,2	Fjärrvärmenäten utgörs av olika produktionsmixar samtidigt som det finns potential att öka andelen restgaser som eldas i Luleå. Frågan har dock utretts tidigare enligt enkät svar i den inledande enkätstudien.
Ängelholm – Helsingborg	Öresunds-kraft	28	194 1002	ABR ABR	6,9	Fjärrvärmenäten utgörs av olika produktionsmixar. Frågan är dock utredd enligt intervju med Öresundskraft och i nuläget är det ej ekonomiskt lönsamt med en sammankoppling.
Enköping – Västerås	Ena Energi Mälaren-energi	35	1535 211	B B	6,0	Relativt långt avstånd i förhållande till potentiell överförd värmemängd då produktionsmixarna i princip är densamma i båda näten.
Växjö – Alvesta	Växjö Energi Alvesta Energi	19	557 106	B B	5,6	Fjärrvärmenäten utgörs av olika produktionsmixar samtidigt som avståndet mellan orterna är relativt kort. Frågan har delvis utretts enligt enkät svar i den inledande enkätstudien.
Nyköping – Oxelösund	Vattenfall Oxelö Energi	15	284 82	B R	5,5	Fjärrvärmenäten utgörs av olika produktionsmixar samtidigt som mer industriell spillvärme kan utnyttjas. Frågan har utretts tidigare, bl.a. av Lindow (2009). Studier visar att ekonomisk lönsamhet saknas.
Mölnlycke – Mölndal	Solör Mölndal Energi	9	47 389	B B	5,5	Fjärrvärmenäten utgörs av olika produktionsmixar samtidigt som avståndet mellan orterna är kort. Det föreligger dock stora höjdskillnader mellan orterna.
Kristianstad – Hässleholm	C4 Energi Hässleholm Energi	32	353 193	BR ABR	5,1	Relativt långt avstånd i förhållande till potentiell överförd värmemängd då båda nät har kraftvärmeproduktion.

<sup>[1]</sup> A = Avfall, B = Biobränsle, R = Industriell spillvärme

Källa: Energiforsk (2015).

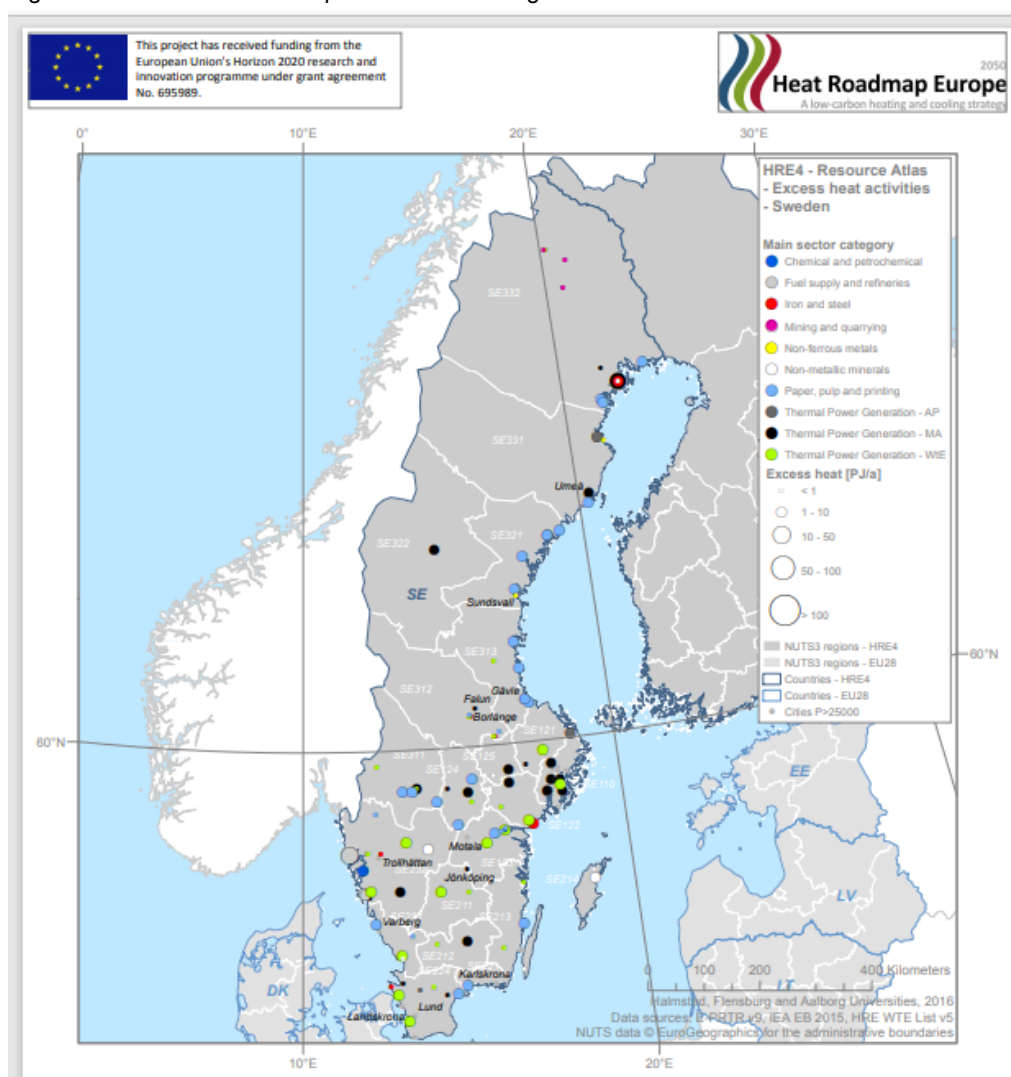
<sup>52</sup> Energiforsk (2015).



Rapportens sammanfattande slutsatser lyder: ”Sammanfattningsvis kan säjas att ekonomisk lönsamhet är en förutsättning för att fler regionala fjärrvärmesamarbeten ska komma till stånd och om den ekonomiska lönsamheten finns krävs att tid och resurs läggs på att utforma samsarbetsformer och affärsupplägg som är gynnsamma för alla involverade parter. Vidare har det varit tydligt att de regionala sammankopplingar som har en rimlig potential har utretts eller utreds just nu av aktörerna själva. Detta visar att branschen är mycket kostnadsmedveten och öppna för samarbete med angränsande nätägare där detta är ett ekonomiskt attraktivt alternativ.”

Fler potentiella källor för spillvärme kan ses i Figur 13 som visar var olika typer av produktionsanläggningar fördelat på sektor och bränsle befinner sig på kartan samt uppskattad ”överskottsvärme”<sup>53</sup>.

Figur 13 Potentiella källor för spillvärmeanvändning



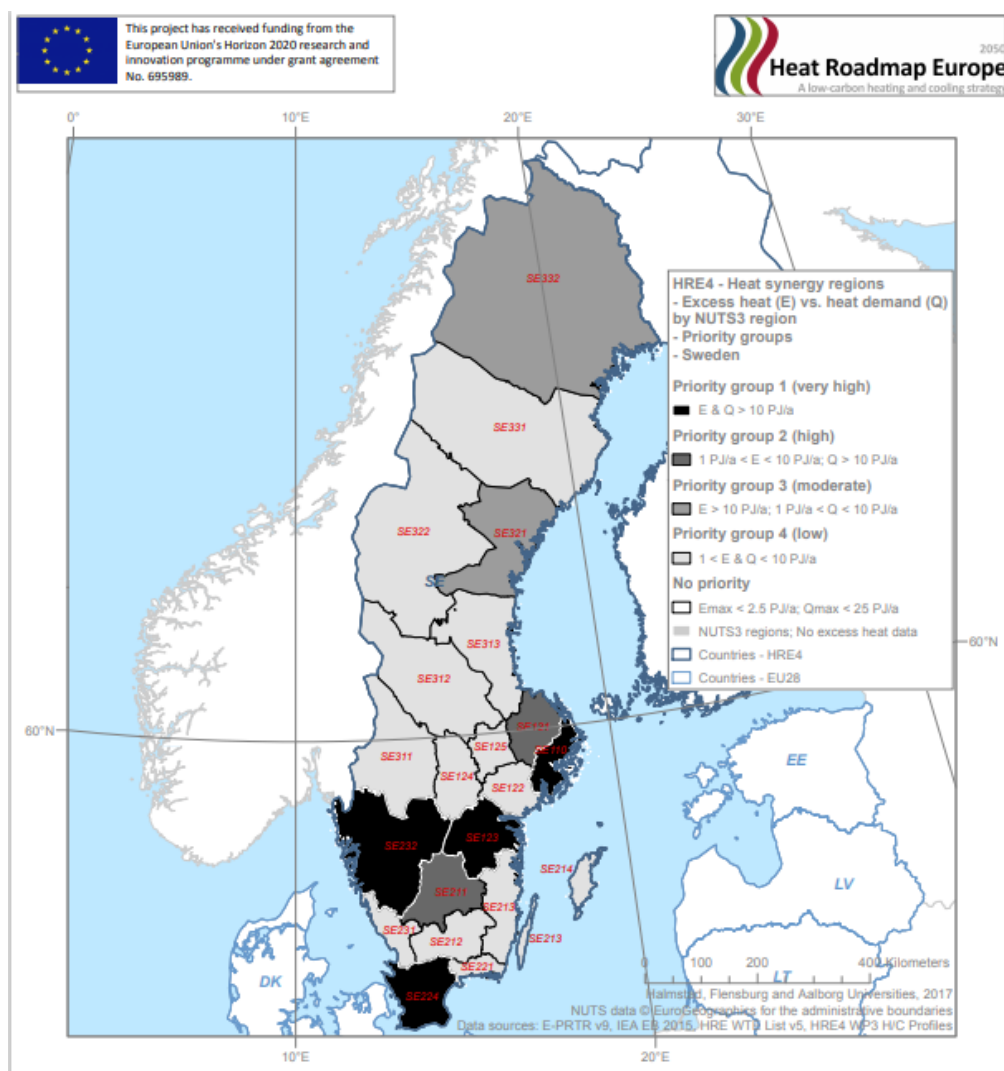
Källa: Heat Roadmap Europe (2020).

<sup>53</sup> Överskottsvärme eller ”excess heat” är en term som indikerar att spillvärmen inte nödvändigtvis har rätt temperatur för att kunna användas direkt ut på ett fjärrvärmenät.



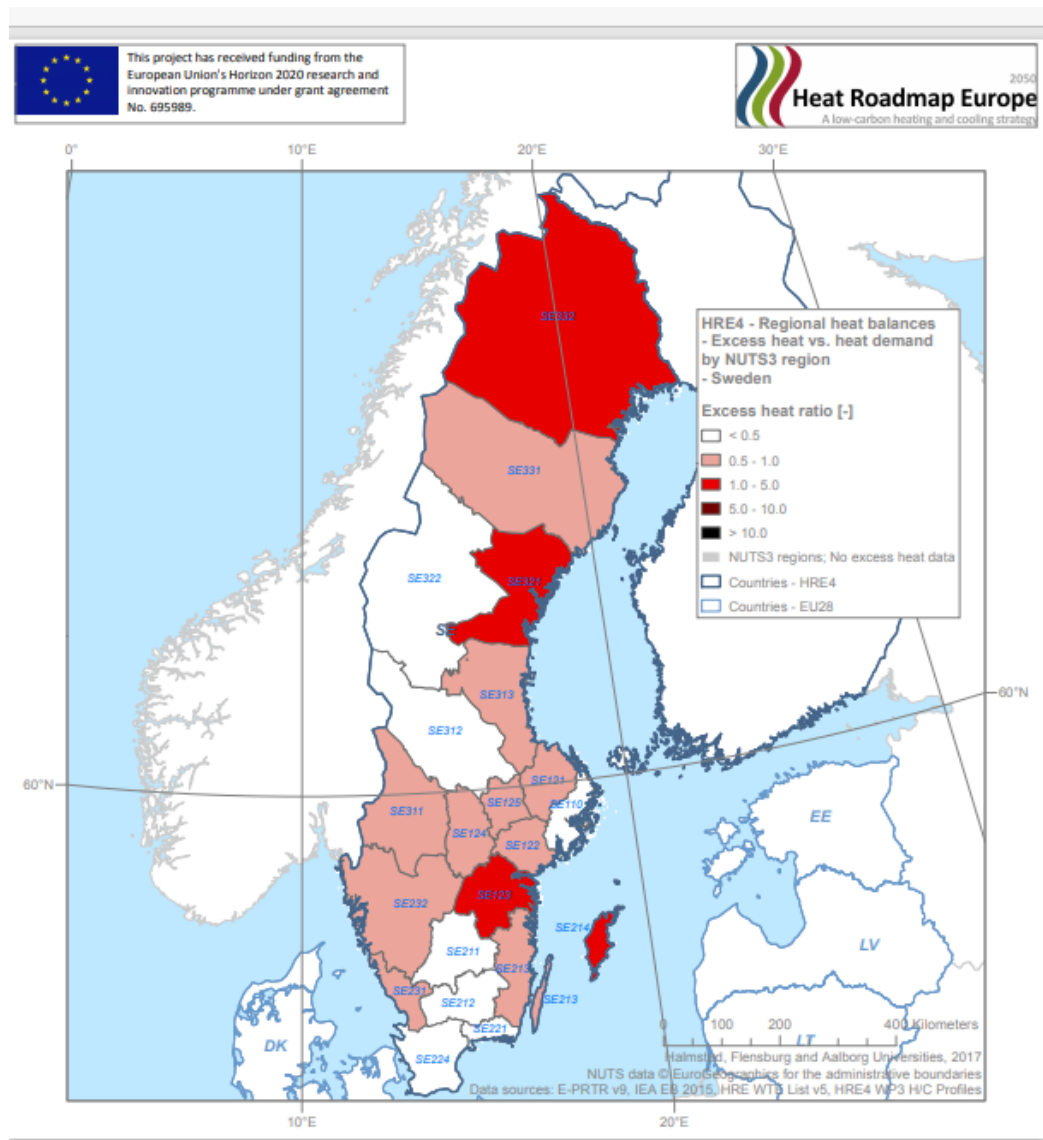
Figur 14 och Figur 15 ger en indikation på vilka regioner som har en större möjlighet att kunna använda "excess heat"/spillvärme genom att även titta på värmeefterfrågan.

Figur 14 Regioner med större möjlighet att kunna nyttja överskottsvärme (Excess heat)



Källa: Heat Roadmap Europe (2020).

Figur 15 Överskottsvärme (excess heat) vs värmeefterfrågan

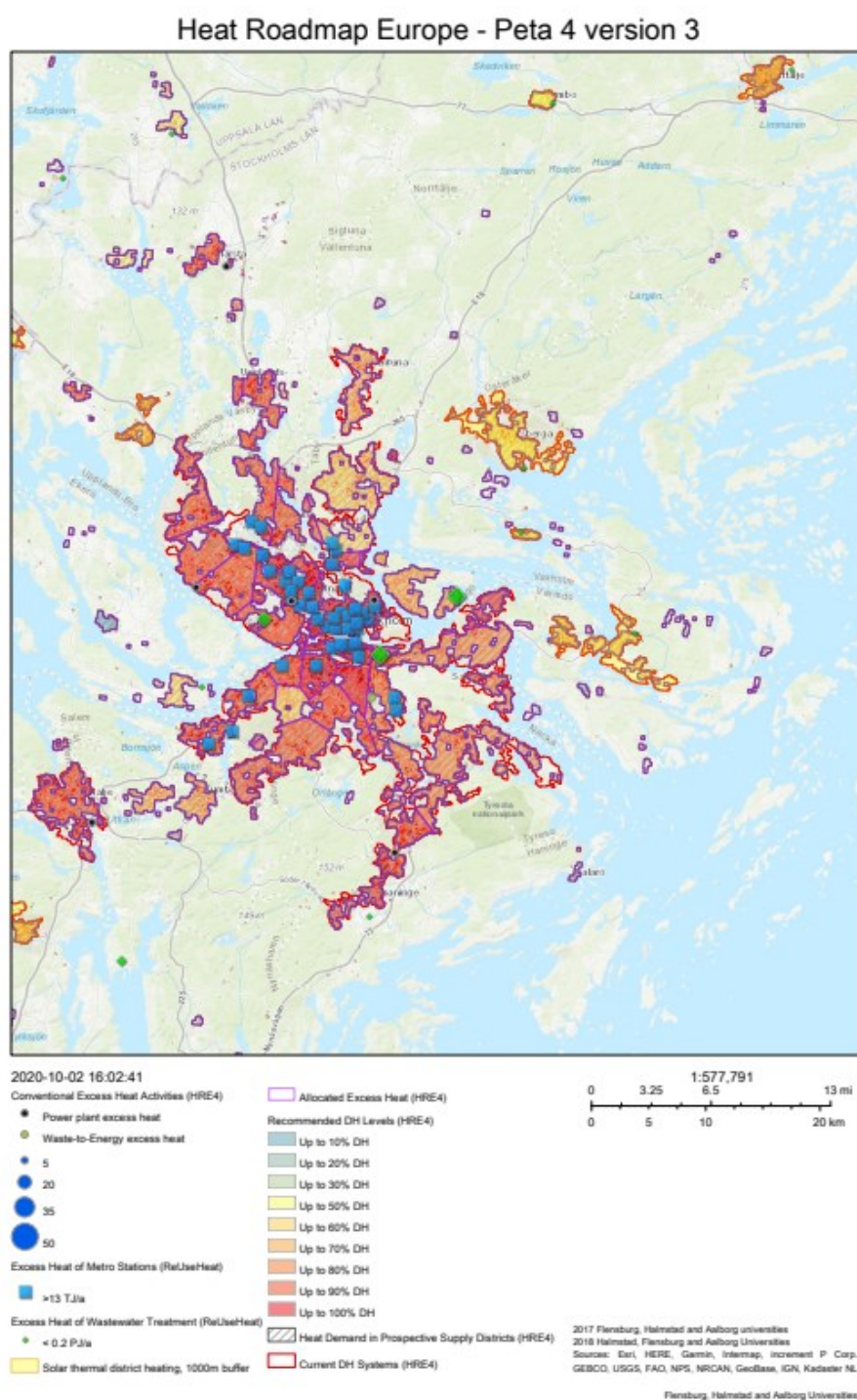


Källa: Heat Roadmap Europe (2020).

Figur 16 visar en karta på Stockholm som tittar på spillvärmekällor liksom värmeefterfrågan men även på fjärrvärmenätet. Kartan kommer från projektet Heat Road Map Europe<sup>54</sup> där kartor för fler regioner/städer kan tas fram genom en interaktiv databas. I denna rapport har Stockholm valts ut. Flera av kartorna svarar på 2b 1)-V) liksom 3a)-c). Heat Road Map Europe-kartorna innehåller exempelvis både anläggningar, fjärrvärmenät (leveranspunkter), efterfrågan och möjlighet att se tillgång på biobränsle.

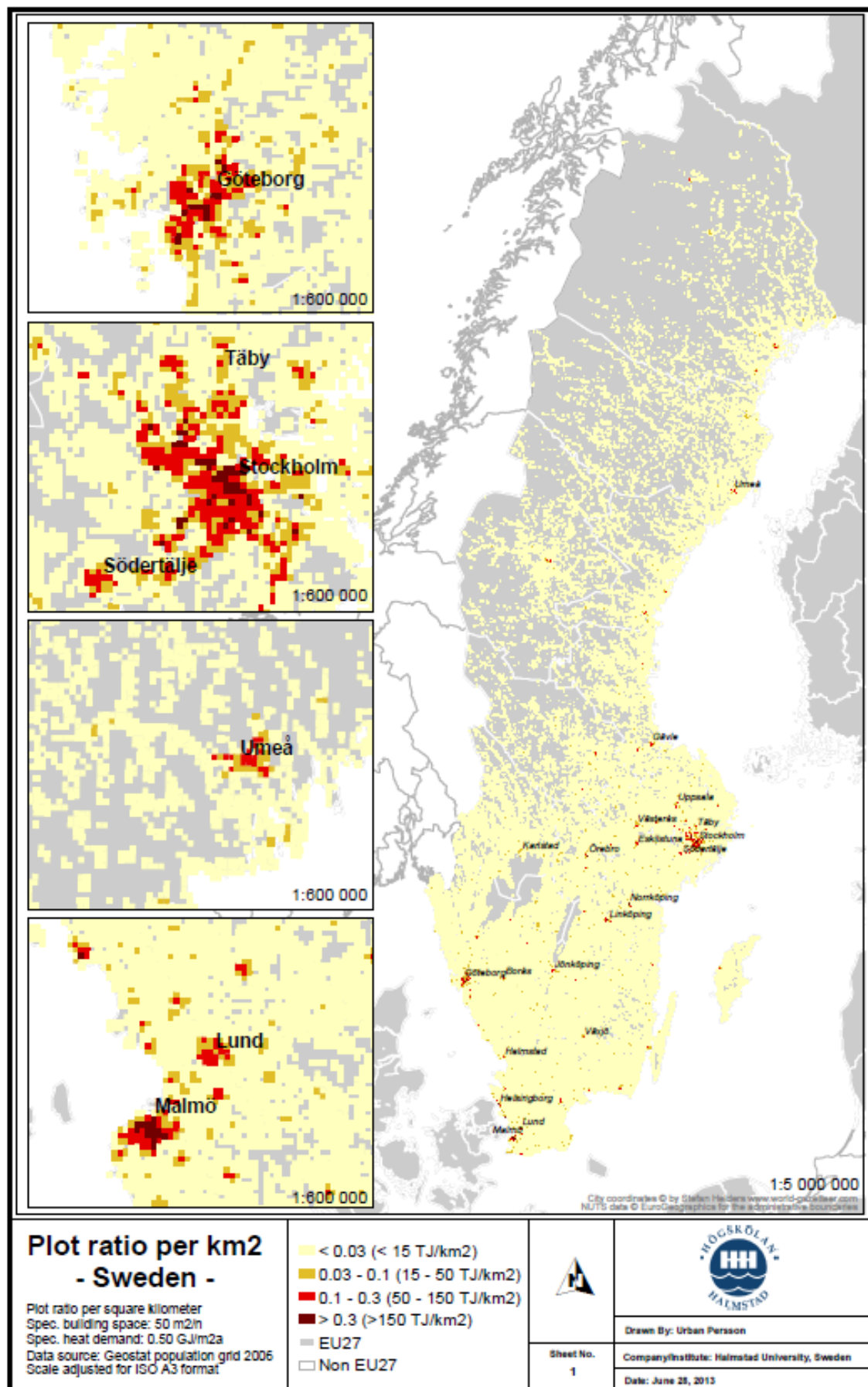
<sup>54</sup> Heat Roadmap Europe (2020).

Figur 16 Stockholm Karta Heat Roadmap Europe



Källa: Heat Roadmap Europe (2020).

Figur 17 Efterfrågepunkter för värme och kyla uppdelat efter exploateringsstal.



Kartorna från branschorganisationen Svebio<sup>55</sup> innehåller både befintliga och planerade anläggningar inom både industri och kraftproduktion med olika typer av bränsle fördelat på både nät och installerad effekt och årlig produktion ( Figur 18 och Figur 19).

Svebios karta ”Biokraft i Sverige 2019” innehåller 230 biokraftvärmeverk i drift och 15 anläggningar som planeras eller håller på att byggas i Sverige 2019, se Figur 18. Kartan inkluderar anläggningar som genererar el med biobränslen, torv och avfall som bränsle inklusive industrianläggningar. För varje anläggning finns angivet både GWh/år samt den installerade effekten. Den totala installerade effekten är drygt 4 300 MW. Den så kallade normalårsproduktionen för dessa biokraftverk är omkring 18,7 TWh, men den verkliga elproduktionen från biokraft var det senaste året lägre beroende på de ekonomiska förutsättningarna. I genomsnitt uppskattas biokraftanläggningar vid normalårsproduktion användas cirka 4 000 timmar av årets totalt 8 760 timmar. Drifttiden för en industrianläggning kan vara upp till 8 000 timmar per år.<sup>56</sup>

---

<sup>55</sup> Läs mer om Svebio på <https://www.svebio.se/om-oss/>.

<sup>56</sup> Svebio (2019a).



# BIOKRAFT 2019

Det finns 230 biokraftverksamheter i drift och omkring 15 anläggningar som planeras eller håller på att byggas i Sverige 2019. Kartan innehåller anläggningar som genererar el med i huvudsak träbränslen, biogas, avfall och torv. Den totala installerade effekten av biokraft är drygt 8 200 MW. Den totala tillagda normalproduktionsförmågan för dessa biokraftverksamheter är 16,7 TWh. Men den verkliga alproduktionen har varit lägre de senaste åren på grund av låg lönsamhet för kraftvärmesproduktion med biobränslen.

En kraftvärmeanläggning används cirka 4 000 timmar av årets totalt 8 760 timmar. Den årliga drifttiden för en industrianläggning kan vara 8 000 timmar.

Kartan visar alla biokraftverksamheter i Sverige. Innehåller anges de tre största normalproduktionsförmågan i elproduktionen (2018) och anläggningens effekt i megawatt (MW). Data är hämtade från Svensk Fjärrvärme, Svenska Kraftnät, Sveriges Värme och Värmevärmesystem AB (SVEBIO) och Energimyndigheten.

**STÖRSTA ANLÄGGNINGAR I SVEBIO**

Anläggning	Effekt (MW)
1. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
2. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
3. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
4. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
5. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
6. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
7. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
8. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
9. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
10. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
11. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
12. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
13. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
14. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
15. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
16. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
17. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
18. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
19. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
20. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
21. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
22. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
23. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
24. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
25. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
26. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
27. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
28. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
29. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
30. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
31. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
32. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
33. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
34. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
35. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
36. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
37. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
38. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
39. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
40. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
41. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
42. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
43. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
44. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
45. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
46. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
47. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
48. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
49. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
50. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
51. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
52. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
53. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
54. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
55. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
56. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
57. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
58. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
59. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
60. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
61. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
62. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
63. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
64. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
65. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
66. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
67. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
68. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
69. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
70. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
71. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
72. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
73. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
74. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
75. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
76. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
77. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
78. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
79. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
80. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
81. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
82. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
83. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
84. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
85. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
86. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
87. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
88. SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO, SVEBIO	12 100
89. S	

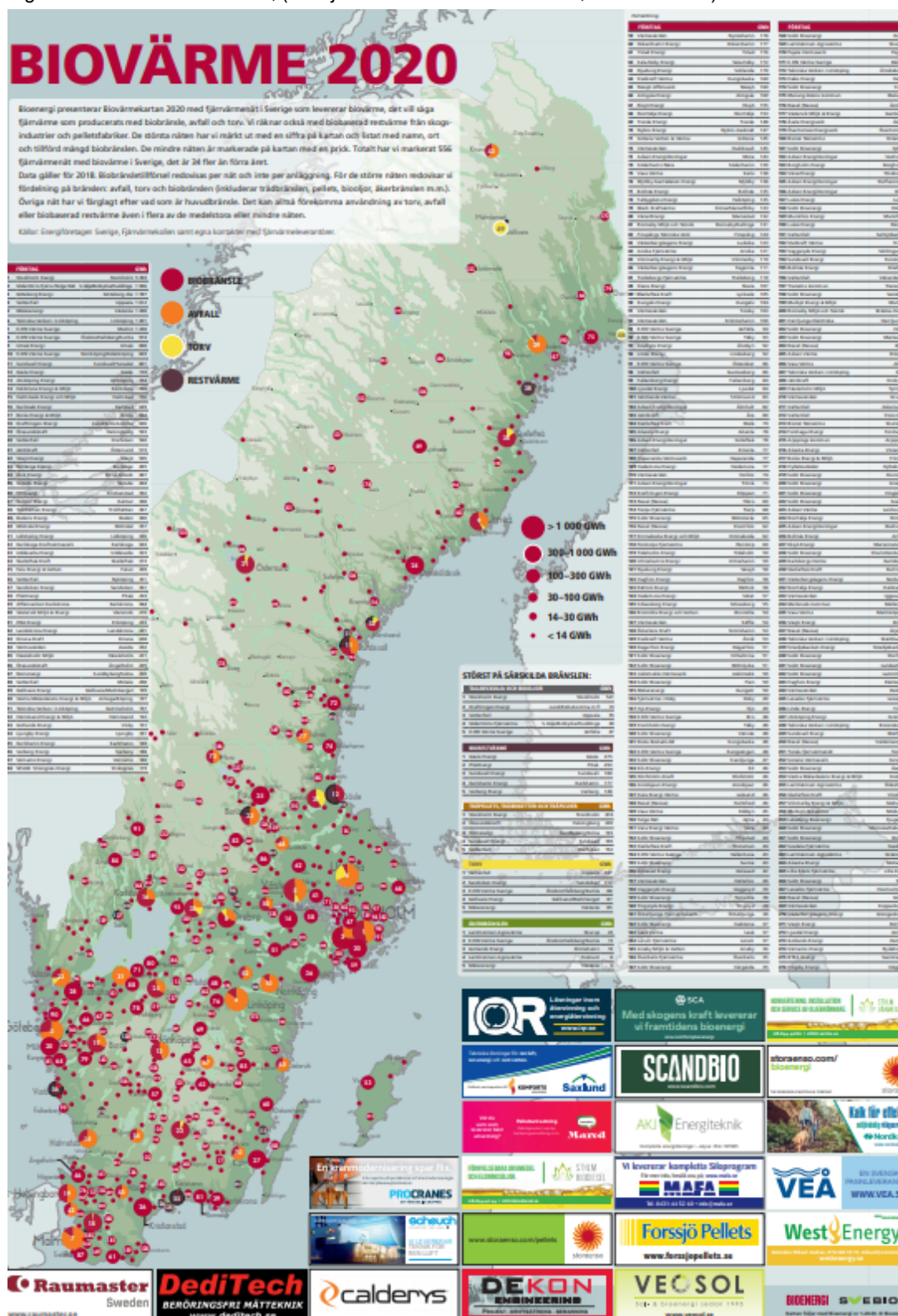
38

Figur 19 visar Biovärmekartan 2020 med fjärrvärmenät i Sverige som levererar fjärrvärme som producerats med biobränsle, avfall och torv. Kartan inkluderar även biobaserad restvärme från skogsindustrier och pelletsfabriker. De största näten är utmärkta med en siffra på kartan och listat med namn, ort och tillförd mängd biobränslen. De mindre näten är markerade på kartan med en prick. Totalt finns markerat 556 fjärrvärmenät med biovärme i Sverige. Data gäller för 2018. Biobränsletillförsel redovisas per nät och inte per anläggning. För de större näten redovisas fördelning på bränslen: avfall, torv och biobränslen (inkluderar trädbränslen, pellets, bioolja, åkerbränslen med mera). Övriga nät har färglagts efter vad som är huvudbränsle. Det kan alltså förekomma användning av torv, avfall eller biobaserad restvärme även i flera av de medelstora eller mindre näten.<sup>57</sup>

---

<sup>57</sup> Biovärmekartan 2020.

Figur 19 Biovärmekartan 2020, (556 fjärrvärmenät med biobränsle, avfall och torv)



Källa: Biovärmekartan 2020,

[https://bioenergitidningen.se/app/uploads/sites/2/2020/02/Biova%CC%88rmekartan\\_2020-web.pdf](https://bioenergitidningen.se/app/uploads/sites/2/2020/02/Biova%CC%88rmekartan_2020-web.pdf)

Figur 20 är en kompletterande karta som visar var pappersmassa samt sågverk/träindustri är belägna (dvs. de aktörer som står för huvuddelen av den spillvärme som levereras).



Figur 20 Pappers/Massa, Sågverk/Träindustri samt relaterad industri



Källa: Skogsindustrierna (2020), <https://www.skogsindustrierna.se/om-skogsindustrin/vara-medlemmar/karta/>

## 4 Mål, strategier och politiska åtgärder

Detta kapitel svarar på del II i Annex VIII om mål, strategier och politiska åtgärder:

*5. Medlemsstatens planerade bidrag till sina nationella målsättningar, mål och bidrag för energiunionens fem dimensioner i enlighet med artikel 3.2 b i förordning (EU) 2018/1999, vilka ska uppnås genom värme- och kyleffektivitet, i synnerhet när det gäller artikel 4 b.1–4 b.4 och artikel 15.4 b, och med angivande av vad som tillkommit utöver den nationella energi- och klimatplanen.*

*6. Allmän översikt över nuvarande politik och åtgärder som beskrivs i den senaste rapport som inlämnats i enlighet med artiklarna 3, 20, 21 och 27 a i förordning (EU) 2018/1999.*

### 4.1 Effektiv uppvärmning och kylas roll i den långsiktiga minskningen av utsläpp av växthusgaser

Planerade bidrag till nationella målsättningar, mål och bidrag för energiunionens fem dimensioner går att läsa mer om i Sveriges integrerade energi- och klimatplan<sup>58</sup>. I denna del redogörs framförallt för det som har tillkommit utöver den nationella energi- och klimatplanen.

#### 4.1.1 Sveriges tredje nationella strategi för energieffektiviserande renovering<sup>59</sup>

Sveriges tredje nationella strategi för energieffektiviserande renovering beskriver Sveriges byggnadsbestånd och ger en uppskattning av hur renoveringstakten och renoveringsbehovet ser ut. Inom renoveringsstrategin har tre scenarier tagits fram för att ge en bild av den förväntade energieffektiviseringsgraden fram till 2050. Utgångspunkt tas i den omfattning av renovering som sker idag, med befintliga styrmedel och utifrån hur fastighetsägare agerar och sannolikt kommer att agera de närmaste åren. Se Tabell 2 nedan. För en mer detaljerad genomgång av scenarierna och metod för framtagande se renoveringsstrategin<sup>60</sup>.

Tabell 2 Förväntad energianvändning i GWh för år 2030, 2040, 2050 för byggnadskategorierna flerbostadshus, skolor, kontor och småhus enligt referensscenariot

Byggnadskategori	Värme/el	2020	2030	2040	2050	Total besparing 2020–2050	Förändring från 2020 till 2050 (procent)
Flerbostadshus	Köpt värme	24 917	22 249	21 343	20 509	4 408	- 17,7 %
	Köpt el	10 039	10 093	10 115	10 130	+ 91	+ 0,9 %
Skolor	Köpt värme	5 690	5 216	5 032	4 915	775	- 13,6 %
	Köpt el	2 910	2 812	2 775	2 750	160	- 5,5 %
Kontor	Köpt värme	3 854	3 775	3 743	3 723	131	- 3,4 %
	Köpt el	3 138	2 884	2 766	2 728	410	- 13,1 %

<sup>58</sup> Regeringen (2020a).

<sup>59</sup> Regeringen (2020b).

<sup>60</sup> Ibid, s. 68.

Köpt värme (dvs. köpt energi för uppvärmning och varmvatten inklusive el till värmepumpar men exklusive fastighetsenergi) bedöms enligt scenarierna kunna minska med totalt 3 221 GWh mellan år 2020 och 2030 i flerbostadshus, skolor och kontor. Detta motsvarar en minskning med drygt 9 procent under perioden.

De tre scenarierna visar att potentialen för energieffektivisering i samband med renovering är betydande men att de möjligheter som finns för energieffektivisering i samband med renovering nyttjas i relativt låg grad. De byggnader som redan genomgått en renovering kommer inte att göra det igen inom en nära framtid och därav behöver alla kommande renoveringar ske enligt de högre energieffektiviseringsnivåerna om den fulla energieffektiviseringspotentialen ska realiseras. Den uppskattade energieffektiviseringen för respektive byggnadstyp och scenario visas i Tabell 3.

Tabell 3 Olika byggnadskategoriernas totala energianvändning år 2016 och år 2050 och andel energibesparing för de tre scenarierna.

		Referensscenario	Energieffektiv renovering	Omfattande renovering
	Total energianvändning 2016 (kWh/m <sup>2</sup> )	Total energianvändning 2050 (kWh/m <sup>2</sup> )	Total energianvändning 2050 (kWh/m <sup>2</sup> )	Total energianvändning 2050 (kWh/m <sup>2</sup> )
<b>Flerbostadshus</b>	162	137 (15 %)	119 (26 %)	100 (38 %)
<b>Kontor</b>	225	202 (10 %)	177 (21 %)	163 (27 %)
<b>Skolor</b>	216	187 (13 %)	164 (24 %)	135 (37 %)

Tabellen ovan visar total energianvändning, dvs. ej uppdelat på köpt värme respektive el. För flerbostadshus visar referensscenariot att köpt värme till uppvärmning och varmvatten minskar med drygt 17 procent till 2050 till följd av renoveringsåtgärder, för skolor ses en minskning med drygt 13 procent till 2050 och för kontor visar referensscenariot att köpt värme till uppvärmning och varmvatten väntas minska med drygt tre procent till 2050.

#### 4.1.2 Energibesparingar i offentlig sektors byggnader

Sverige har i enlighet med artikel 5 i direktiv 2012/27/EU rapporterat totala energibesparingar i offentliga byggnader om 31 251 MWh under perioden 2021–2030<sup>61</sup>.

Med antagandet att de statliga myndigheternas totala energianvändning år 2020 är 305 769 MWh/år, ger det ett energisparkrav för perioden 2021–2030 enligt Tabell 4.

<sup>61</sup> Boverket (2019).

Tabell 4 Energisparkrav 2021–2030 i byggnader som ägs av statliga myndigheter baserat på informationen i energideklarationsregistret.

År	Ackumulerad besparing [MWh]
2021	3 571
2022	7 034
2023	10 394
2024	13 652
2025	16 813
2026	19 879
2027	22 854
2028	25 739
2029	28 537
2030	31 251

Energisparkravet fördelas på Fortifikationsverket och Statens Fastighetsverk.

#### 4.1.3 *Energikartläggning*<sup>62</sup>

Den 1 juni 2014 trädde lag (2014:266) om energikartläggning i stora företag (EKL) i kraft. Enligt lagen har stora företag skyldighet att göra kvalitetssäkrade energikartläggningar minst vart fjärde år. En energikartläggning ska ge svar på hur mycket energi som årligen tillförs och används för att driva verksamheten samt ge förslag på kostnadseffektiva åtgärder som företaget kan göra för att minska sina kostnader, minska sin energianvändning och öka sin energieffektivitet.

Till programmet har 972 företag ansökt om stöd för energikartläggning. Av dessa har 833 företag fått stöd beviljat, varav 177 under 2019. Tillsammans uppskattas besparingspotentialen vara 208 GWh. Det finns ingen uppskattning av hur stor del av denna potential som kan hänföras till åtgärder för effektivare värme/kyla.

#### 4.1.4 *Klimatklivet*

Alla typer av organisationer, utom verksamhet som ingår i EU ETS, kan sedan 2015 ansöka om anslag för lokala klimatinvesteringar. Exempel på investeringar inom värmesektorn som är berättigade stöd är byte av fossil olja till biobränsle eller fjärrvärme, utbyggnad av mindre fjärrvärmenät eller återvinning av spillvärme.

Under 2020 har flera företag investerat i projekt som tillvaratar spillvärme till fjärrvärme med stöd från Klimatklivet. Några exempel är<sup>63</sup>:

- Turnlight AB ska återvinna spillvärme från serverhallar som leds ut till fjärrvärmenät i Uppsala. Åtgärden bidrar till en utsläppsminskning med cirka 8 000 ton koldioxid per år.

<sup>62</sup> Energimyndigheten (2018b).

<sup>63</sup> Naturvårdsverket (2020).

- Gävle Energi AB bygger och etablerar en kommunsammanbindande fjärrvärmeledning mellan Gävle och Sandviken. Sammanbindningen ger direkt möjlighet att avveckla fossilbränsleanläggning för torv i Sandviken till förmån för en fjärrvärmeleverans i Gävle. Via projektet kommer spillvärme kunna tillvaratas som idag annars måste kylas bort. Åtgärden bidrar till en koldioxidminskning på cirka 46 000 ton per år.
- Volvo Personvagnar AB satsar på att använda spillvärmerna från sina verksamheter genom att avveckla gasolpannor och istället återvinna spillvärme från tillverkningsprocessen. En sammankoppling med Olofströms krafts fjärrvärmenät kommer samtidigt att möjliggöra både användning av Volvos spillvärme i Olofströms krafts fjärrvärmenät på sommaren samt en miljövänlig spetsvärme på vintern för Volvo. Åtgärderna minskar utsläppen med knappt 2 600 ton koldioxid per år.

#### **4.1.5 Industriklivet**

Sveriges riksdag har antagit klimatmålet att Sverige inte ska ha några nettoutsläpp av växthusgaser till atmosfären 2045 och därefter uppnå negativa utsläpp. För att stödja omställningen har regeringen beslutat om den långsiktiga satsningen Industriklivet. Industriklivet är regeringens långsiktiga satsning för att minska industrins processrelaterade utsläpp samt uppnå negativa utsläpp av växthusgaser. Stora och komplexa tekniksprång krävs inom flera industrier och företag för att nå klimatmålet. Bidrag finns att söka för åtgärder som bidrar till att minska industrins processrelaterade utsläpp av växthusgaser eller negativa utsläpp genom avskiljning, transport och geologisk lagring av växthusgaser av biogent ursprung eller som tagits ut ur atmosfären.

Industriklivet omfattar 600 miljoner kronor per år fram till 2022 och därefter 300 miljoner kronor per år fram till 2027. Energimyndigheten fick genom Regleringsbrev för 2018 i uppdrag att ansvara för Industriklivet. I och med vårändringsbudgeten 2019 utvecklades Industriklivet till att också kunna ge stöd till investeringar i teknik som kan leda till negativa utsläpp genom att avskilja, transportera samt geologiskt lagra växthusgaser av biogent ursprung eller som tagits ut ur atmosfären.<sup>64</sup> I budgetpropositionen för 2021<sup>65</sup> utökades industriklivet och vidgades till att omfatta minskning av industrins processrelaterade växthusgaser, inklusive andra växthusgasutsläpp nära kopplade till dessa, negativa utsläpp och strategiskt viktiga insatser inom industrin som bidrar till klimatomställningen. Anslagsposten har även utökats till 750 miljoner 2021, 750 miljoner 2022 och 800 miljoner 2023.

#### **4.1.6 Effektivare värmeteknikers bidrag till minskade utsläpp**

Implementering av ekodesignkrav är något som kan bidra till minskade utsläpp. Ekodesigndirektivet sätter bland annat minimikrav på energiprestanda för värmepumpar och eftersom det finns ett stort antal installerade värmepumpar i Sverige kan effektivare värmepumpar komma att bidra till ytterligare minskade utsläpp och ökade primärenergibesparingar. Det finns i nuläget inga beräkningar över hur stora dessa besparingar kan tänkas bli.

---

<sup>64</sup> Energimyndigheten (2020b).

<sup>65</sup> Prop. 2020/21:1.

## **4.2 Översikt av befintliga politiska åtgärder för värme och kyla**

De offentliga åtgärder som finns begränsar sig till övergripande styrmedel. För att undvika upprepningar beskrivs nyttillkomna åtgärder endast i korthet i denna del. Mer information om dessa styrmedel och mer övergripande styrmedel som berör värmesektorn finns att hitta i Sveriges integrerade energi- och klimatplan<sup>66</sup>.

### **4.2.1 Koldioxidskatt och energiskatt för kraftvärme- och värmeproduktion<sup>67</sup>**

För värmeproduktion tillämpas både energi- och koldioxidskatt. Biobränsle och torv för värmeproduktion är undantagna från energi- och koldioxidskatt. Övrigt bränsle som används för värmeproduktion i kraftvärmeverk och övriga värmeverk inom EU ETS är föremål för 91 procent koldioxidskatt och full energiskatt. För kraftvärmeverken är detta en kraftig höjning som trädde i kraft den 1 augusti 2019, då dessa bränslen tidigare endast var belagda med 11 procent koldioxidskatt och 30 procent energiskatt. Kraftvärmeverk som inte ingår i EU ETS betalar full energiskatt och full koldioxidskatt på bränsle som används för att producera värme. Även detta är en höjning, då dessa bränslen före den 1 augusti 2019 var föremål för skattenedsättning och endast betalade 30 procent energiskatt.

### **4.2.2 Skatt på avfallsförbränning<sup>68</sup>**

Riksdagen har efter regeringens förslag beslutat om en ny punktskatt på avfall som förbränns<sup>69</sup>. Skatten förväntas leda till att avfallsförbränningskapaciteten i Sverige minskar efter 2030. Skatt ska dock inte betalas för farligt avfall, biobränsle, animaliska biprodukter eller avfall som förs in till en samförbränningsanläggning som huvudsakligen producerar material, där avfallsförbränningen ingår i produktionen av materialet. Förslaget trädde ikraft den 1 april 2020.

### **4.2.3 Inrättandet av centrum för koldioxidavskiljning och lagring samt driftstöd**

Energimyndigheten föreslås bli ett nationellt centrum för koldioxidavskiljning och lagring, så kallad CCS, och tillförs även medel för att inrätta ett system med omvända auktioner alternativt fast lagringspeng för avskiljning, infångning och lagring av koldioxid från förnybara källor (bio-CCS). Ambitionen ska vara att införa systemet för driftstöd under 2022, för att påskynda genomförandet av bio-CCS.<sup>70</sup>

### **4.2.4 Stöd till värme- och kyla genom forskning och innovation<sup>71</sup>**

Energimyndigheten ger stöd till forskning och innovation inom energiområdet som ett styrmedel för att utveckla teknikutbud samt skapa marknadsefterfrågan. Stöd lämnas till såväl akademi, institut, näringsliv som offentlig sektor och kan innefatta studier från grundforskning till marknad. Inom värme- och kylaområdet finns följande satsningar:

#### **Termo – värme och kyla för framtidens energisystem**

Programmet innefattar värme- och kylaområdet i stort och ska bidra till följande effektmål:

---

<sup>66</sup> Regeringen (2020a).

<sup>67</sup> Ibid.

<sup>68</sup> Regeringen (2020a).

<sup>69</sup> Prop. 2019/20:32, bet. 2019/20:SkU12.

<sup>70</sup> Prop. 2020/21:1 Utgiftsområde 21.

<sup>71</sup> Sofia Andersson, Energimyndigheten (2020).

- Energi för värme och kyla utgörs av återvunnen och förnybar energi. Överskottsvärme från olika sektorer nyttiggörs och kommer samhället till nytta.
- Samspel mellan värme och kyla och andra energibärare bidrar till ett resurs- och kostnadseffektivt energisystem samt en trygg energiförsörjning.
- Värme- och kyla används på ett resurseffektivt sätt med minimal miljöpåverkan. Användarna drar nytta av konkurrenskraftiga priser på lokala marknader.
- Näringslivet, offentliga aktörer och forskningsaktörer i Sverige är världsledande inom innovation för klimatsmart värme och kyla. Produkter, systemlösningar och tjänster är konkurrenskraftiga på en global marknad.

Programmet avses bidra till minskad primärenergianvändning genom till exempel nyttiggörande av lågvärdig värme och minskade CO<sub>2</sub> utsläpp genom resurseffektiv användning och utveckling av nya lösningar för att undvika fossilbaserade alternativ.

Energipolitiska mål:

- 50 % effektivare energianvändning 2030
- 100 % förnybar el 2040
- Nettonollutsläpp 2045, därefter negativa utsläpp

Programperiod: 2018–2024

Budget: ca 40 Mkr/år.

### **Biokraft – el och värme från termisk omvandling av biobränsle och avfall**

Inom programmet utvecklas kostnadseffektiva och miljömässigt hållbara lösningar. Programmet innefattar värme- och kraftvärmeanläggningar av alla storlekar, från pannor och kaminer av villastorlek till fullstora kraftvärmeanläggningar. Programmet omfattar studier av material och komponenter i pannor och anläggningar såväl som funktionen hos befintliga och framtida anläggningar, bioenergikombinat med andra industriella processer samt kraftvärmens roll i det framtida energisystemet.

Programmet avses bidra till minskad primärenergianvändning genom att möjliggöra el- och värmeproduktion från restprodukter och avfall som inte kommer samhället till nytta på annat sätt. Programmet bidrar även till minskade CO<sub>2</sub>-utsläpp genom utveckling av lösningar för att undvika fossila bränslen samt negativa utsläpp.

Energipolitiska mål:

- 100 % förnybar el 2040
- Nettonollutsläpp 2045, därefter negativa utsläpp

Programperiod: 2018–2021

Budget: ca 21 Mkr

### **Biomassa för energi och material**

Programmets mål är att minska kunskapsmässiga hinder för att öka tillgången på karakteriserad biomassa till den biobaserade industrin och att utveckla effektiva och innovativa processer där primärproduktionens restflöden utnyttjas för energiändamål.

Programmet bidrar till minskade CO2-utsläpp genom att utveckla processer för framställning av biobränsle, som kan ersätta fossil råvara i såväl industri som för el- och värmeproduktion.

Energipolitiska mål:

- Nettonollutsläpp 2045, därefter negativa utsläpp

Programperiod: 2018–2021

Budget: ca 18 Mkr/år



## 5 Analys av den ekonomiska potentialen för värme och kyleffektivitet

### 5.1 Inledning

Detta kapitel svarar på artikel 14 del III i bilaga VIII i Energieffektiviseringsdirektivet (EED) och analyserar den ekonomiska potentialen hos de tekniker för värme och kyla som specificeras under punkt 7 enligt de kriterier och överväganden som ställs upp under punkt 8 (se nedan).<sup>72</sup>

*Punkt 7. En analys av den ekonomiska potentialen hos olika tekniker för värme och kyla ska göras för hela det nationella territoriet med hjälp av den kostnads-nyttoanalys som avses i artikel 14.3 och identifiera alternativa scenarier för mer effektiva tekniker för värme och kyla från förnybara energikällor, i förekommande fall fördelat på energi från fossila respektive förnybara energikällor. Följande tekniker bör beaktas:*

- a) Industriell spillvärme och spillkyla.*
- b) Avfallsförbränning.*
- c) Högeffektiv kraftvärme.*
- d) Förnybara energikällor (t.ex. jordvärme, solenergi och biomassa), utom sådana som används för högeffektiv kraftvärme.*
- e) Värmepumpar.*
- f) Minskning av värme- och kylförluster från befintliga fjärrnät.*

*Punkt 8. Denna analys av den ekonomiska potentialen ska inbegripa följande steg och överväganden:*

- a) Överväganden*
  - i) Kostnads-nyttoanalysen enligt artikel 14.3 ska innehålla en ekonomisk analys som tar hänsyn till socioekonomiska faktorer och miljöfaktorer, samt en finansiell analys som bedömer projekt ur investerarnas synvinkel. Både den ekonomiska och den finansiella analysen ska använda nettonuvärdet som kriterium för bedömningen.*
  - ii) Grundscenariot bör tjäna som utgångspunkt och ta hänsyn till nuvarande politik när den heltäckande bedömningen sammanställs och vara kopplad till uppgifter som samlas in enligt del I och punkt 6 i del II av denna bilaga.*
  - iii) Andra scenarier än grundscenariot ska ta hänsyn till målen avseende energieffektivitet och förnybar energi i förordning (EU) 2018/1999. Varje scenario ska innefatta följande jämfört med grundscenariot:*
    - Ekonomisk potential hos de tekniker som undersökts med nettonuvärde som kriterium.*
    - Minskningar av växthusgasutsläpp.*
    - Primärenergibesparingar i GWh per år.*
    - Inverkan på andelen förnybar energi i den nationella energimixen.*

*Scenarier som av tekniska eller finansiella skäl eller på grund av nationell reglering inte är genomförbara får uteslutas i ett tidigt skede av kostnads-nyttoanalysen om detta är berättigat på grundval av noggranna, uttryckliga och väldokumenterade överväganden. Bedömningen och besluten bör i de*

---

<sup>72</sup> För hela punkt 8 se Bilaga E, här har endast punkt a) i)-iii) tagits med då den bedömts vara viktigast för att förstå tillvägagångssättet.

*analyserade scenarierna beakta kostnader och energibesparingar till följd av den ökade flexibiliteten i energiförsörjningen och en mer optimal drift av elnäten, inbegripet kostnader som undvikits och besparingar från minskade infrastrukturinvesteringar.*

- b) *Kostnader och nytta*
- c) *Scenarier som är relevanta i jämförelse med för grundscenariot*
- d) *Gränser och samordnad strategi*
- e) *Antaganden*
- f) *Känslighetsanalys*

Analysen görs för hela Sverige med hjälp av modellkörningar i energisystemmodellen TIMES-Nordic som, givet indata<sup>73</sup>, bygger ut lösningarna med lägst kostnader. Det är dock viktigt att notera att det är el- och värmesektorn som modelleras och att transportsektorn inte ingår. Modellen drivs av att minimera den totala systemkostnaden och använder sig av det diskonterade nuvärdet av alla kostnader som uppstår i modellen under hela den modellerade perioden. Kostnaderna inkluderar exempelvis investeringskostnader, driftskostnader, bränslekostnader, energiskatter med mera<sup>74</sup> vilket krävs enligt punkt 8 i bilaga VIII i EED. Det görs för att uppfylla kravet på kostnadsnyttoanalys som ställs i direktivets artikel 14.3 som anger att "*Kostnads-nyttoanalysen ska kunna underlätta kartläggningen och genomförandet av de mest resurs- och kostnadseffektiva lösningarna för att tillgodose behoven av värme och kyla.*" Förutom olika alternativa scenarier görs även känslighetsanalyser och bedömningar utifrån primärenergi, koldioxidutsläpp och förnybart (enligt kraven i punkt 8 i bilaga VIII). När det gäller eventuella socioekonomiska faktorer eller miljöfaktorer så bedöms inte de olika analyserade scenarierna skilja sig i sådan omfattning att det föreligger ett behov av en jämförande analys av dessa faktorer.

Avsikten med modellkörningarna är ta fram underlag för bedömning av framtida ekonomiska potentialer för olika tekniker för värme och kyla. Beräkningsresultaten fokuserar på fjärrvärme- och fjärrkyla-tillförsel samt tekniker för uppvärmning av bostäder och lokaler.

Utgångspunkten för modellberäkningarna är tre grundscenarier. Alla scenarier undersöks sedan med två olika kalkylräntor. En kalkylränta som speglar den finansiella analysen och bedömer projekt ur investerarnas synvinkel och en lägre kalkylränta som bedömer projekt ur ett samhällsekonomiskt perspektiv.<sup>75</sup> Ifall en lägre (samhällsekonomisk) kalkylränta visar sig ge nyttor som marknaden inte klarar av att ge på egen hand (med en finansiell ränta) så kan det vara motiverat att införa någon form av statligt stöd eller främjande, givet att nyttorna (exempelvis mer förnybart, mindre utsläpp etc.) bedöms överstiga kostnaderna för stödåtgärderna.

### Referensscenario

Det första scenariot **Ref\_Inv** är ett referensscenario och beskriver utvecklingen fram till 2050 ifall utvecklingen löper på som idag med existerande priser och styrmedel. **Ref\_Inv** utgår från en företagsekonomisk kalkylränta som marknadens aktörer använder sig av. Scenariot undersöks sedan med en samhällsekonomisk kalkylränta **Ref\_Sam** vilket innebär att vissa

---

<sup>73</sup> Se Bilaga A för indata och beräkningsföresättningar.

<sup>74</sup> Se Bilaga A.

<sup>75</sup> Enligt kraven i punkt 8 i bilaga VIII i EED.

tekniker då blir mer/mindre framträdande och att förändringar sker i tillförsel (primärenergi), koldioxidutsläpp samt andelen förnybart. Om denna utveckling bedöms ha nyttor som överstiger kostnaderna ska också adekvata åtgärder vidtas för att uppnå detta nya scenario (enligt del IV i bilaga VIII i EED). I den mån det är möjligt vägs även andra aspekter in i kostnadsnyttoanalysen, såsom exempelvis nyttan av en större andel kraftvärme för effektbalansen. De kvantifierbara kostnaderna och nyttorna bedöms ingå i indata till modellkörningarna medan kvalitativa bedömningar kan behöva göras i anslutning till dessa.

### **Klimatscenario**

För att ta hänsyn till målen avseende energieffektivitet och förnybar energi i förordning (EU) 2018/1999 (se bilaga VIII punkt 8. iii) undersöks även ett klimatscenario med betydligt högre utsläppspriser. Även detta scenario jämförs med två olika kalkylräntor **Klimat\_Inv** och **Klimat\_Sam**. Med tanke på EU:s aviserade ambitionshöjningar i klimatpolitiken är detta scenario till stora delar realistiskt.<sup>76</sup> Liksom i de jämförande referensscenarierna analyseras klimatscenarioerna utifrån vilka tekniker som får genomslag liksom utifrån förändringar i primärenergi, förnybart och utsläpp.

### **Klimatscenario med hög elektrifiering**

Detta grundscenario antar förutom ökade klimatambitioner (se klimatscenario) en kraftigt ökad elektrifiering. Detta antagande görs eftersom det är troligt att elektrifieringen av transportsektorn och industrin kommer att leda till en kraftigt ökad efterfrågan på el. Scenariot antar därför ytterligare 40 TWh i efterfrågan 2050. Detta scenario kallas **KlimatEl\_Inv**, och jämförs sedan med ett fall med en samhällsekonomisk kalkylränta som kallas **KlimatEl\_Sam**. Detta bedöms vara ett relevant scenario utifrån efterfrågan enligt bilaga VIII punkt 8 c i EED.

Frågan hur mycket vikt man ska lägga vid de olika scenarierna för en bedömning av vilka relevanta åtgärder som bör vidtas är inte självklar. Om liknande utveckling går att hitta i jämförelsen mellan det företagsekonomiska/finansiella investerarfallet och fallet med en samhällsekonomisk kalkylränta i de tre olika grundscenarierna skapar det en viss robusthet som indikerar vilka de sammantaget mest kostnadseffektiva uppvärmningslösningarna är och hur potentialen ser ut (givet olika antaganden och omvärldsfaktorer). Ett främjande av dessa lösningar är då det samhällsekonomiskt eftersträfvansvärda.

För att ytterligare identifiera samhällsekonomiskt effektiva tekniker för värme/kyla har även enskilda tekniker, exempelvis extra mycket kraftvärme eller värmepumpar, ”tvingats” in i modellkörningarna för att se vad detta skulle få för effekt. Detta för att ge ännu bättre underlag till vad som efterfrågas i bilaga VIII under både punkt 7 (*”...och identifiera alternativa scenarier för mer effektiva tekniker för värme och kyla från förnybara energikällor...”*) och punkt 8 c (*”Alla scenarier som är relevanta i jämförelse med grundscenariot ska övervägas, inbegripet rollen för effektiv individuell uppvärmning och kylning.”*).

---

<sup>76</sup> EU-kommissionen presenterade, den 17 september 2020, sin plan för att minska utsläppen av växthusgaser i EU med minst 55 procent fram till 2030, jämfört med 1990 års nivåer vilket är en kraftig skärpning jämfört med den nuvarande målsättningen på 40 procent. Tanken med den höjda ambitionsnivån är att nå ett klimatneutralt EU 2050. Källa: Europeiska kommissionen (2020) [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/sv/IP\\_20\\_1599](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/sv/IP_20_1599) (hämtat: 2020-10-30).

Scenarierna beskrivs mer detaljerat i kapitel 5.2.

## 5.2 Om scenarierna

Förutsättningar för grundscenarier, teknikscenarier och känslighetsanalys är framtagna av konsultfirman Profu i samråd med Energimyndigheten samt med beaktande av kommentarer från projektets referensgrupp<sup>77</sup>. Scenarier och modellfall är uppdelade i grundscenarier, teknikscenarier och känslighetsanalyser<sup>78</sup>. Totalt har 22 olika modellfall med olika kombinationer av förutsättningar modellerats. I samtliga fall ingår relevanta energirelaterade skatter. Bild 1 ger en översikt över de olika scenarierna och vilka krav i artikel 14 de svarar mot. De olika scenarioförutsättningarna kontrasteras också i tabellformat i Bilaga C. Alla modellfall har emellertid inte bedömts vara ändamålsenliga för att svara på direktivets krav varför rapporten inte redovisar 22 olika fall<sup>79</sup>.

Bild 1 Översikt scenarier och modellfall gentemot krav i artikel 14 EED

Grundscenario	Avkastningskrav	Scenariotyp	Modellfall	Artikel 14
Referensfall	Investerarperspektiv	Grund	<u>Ref_Inv</u> (RI)	7a-7e, 8.a i (finansiell) samt ii
		Teknik	Mindre kraftvärme (RI-KVV minus)	7c
		Teknik	Mer kraftvärmekapacitet (RI-KVV plus)	7c
		Teknik	Mer värmepump (RI-VP plus)	7e, 8c
		Teknik	Mer effektivisering (RI-EFF plus)	8a iii
		Teknik	Mindre effektivisering (RI-EFF minus)	8a iii
		Känslighet	Mindre avfallsförbränning (RI-avfall minus)	7b
		Känslighet	Ökad konkurrens om biobränsleresurser (RI-Bio minus)	7d
		Känslighet	Livstidsförlängning befintlig kärnkraft (RI-Kärnkraft plus)	Allmän analys
	Samhällsperspektiv	Grund	<u>Ref_Sam</u>	7a-7e, 8.a i (samhällsek.) samt ii
Klimatscenario	Investerarperspektiv	Grund	<u>Klimat_Inv</u>	7a-7e, 8.a i (finansiell) samt iii) (RES och ENEF)
	Samhällsperspektiv	Grund	<u>Klimat_Sam</u>	7a-7e, 8.a i (samhällsek.) samt iii) (RES och ENEF)
Klimatscenario el	Investerarperspektiv	Grund	<u>KlimatEl_Inv</u> (KIE)	7a-7e, 8.a i (finansiell) samt iii) (RES och ENEF)
		Teknik	Mindre kraftvärme (KIE-KVV minus)	7c
		Teknik	Mer kraftvärmekapacitet (KIE-KVV plus)	7c
		Teknik	Mer värmepump (KIE-VP plus)	7e, 8c
		Teknik	Mer effektivisering (KIE-EFF plus)	8a iii
		Teknik	Mindre effektivisering (KIE-EFF minus)	8a iii
		Känslighet	Mindre avfallsförbränning (KIE-avfall minus)	7b
		Känslighet	Ökad konkurrens om biobränsleresurser (KIE-Bio minus)	7d
		Känslighet	Kärnkraftsutfasning (KIE-kärnkraft minus)	Allmän analys
	Samhällsperspektiv	Grund	<u>KlimatEl_Sam</u>	7a-7e, 8.a i (samhällsek.) samt iii) (RES och ENEF)

<sup>77</sup> Representanter från Energiföretagen, Svebio, NIBE och Skogsindustrierna.

<sup>78</sup> Observera att grundscenarierna *Klimatscenario* och *Klimatscenario med hög elektrifiering* också kan sägas vara känslighetsscenarioer som svarar på direktivets krav på ändrade förutsättningar och hänsyn till målen om förnybart och effektivisering.

<sup>79</sup> Detta scenarioarbete ligger utanför det scenarioarbete som Energimyndigheten gör inom ramen för klimatrapporeringen, då det inte var möjligt att synka arbetet på grund av olika avrapporteringsdatum. Det gör att de antaganden som görs kan skilja sig åt.

### 5.2.1 Grundscenarier

Grundscenarierna utgör projektets huvudscenarier. I linje med kraven i artikel 14 bilaga VIII i EED görs grundscenarierna dels med ett ”investerarperspektiv”, dels med ett ”samhällsperspektiv”. Dessa två perspektiv skiljs åt genom olika indatantaganden gällande kalkylräntan för investeringar. Investerarperspektivet (”Inv”) har kalkylräntor för investeringar som är mellan 3–10 procent beroende av typ av teknik och aktuell sektor. Samhällsperspektivet (”Sam”) har en kalkylränta på 3,5 procent på alla investeringar. Investerarperspektivet är det perspektiv som vanligtvis har använts i tidigare TIMES-Nordic-studier.

Grundscenarierna utgörs av följande fall (korta scenarionamn ges inom parentes):

- **Referensscenario** (Ref\_Inv, Ref\_Sam)  
Referensscenariot baseras på referensscenariot från Energimyndighetens rapport *Scenarier över Sveriges energisystem 2018*<sup>80</sup> (modelluppdateringar som gjorts efter detta arbete inkluderas emellertid). Scenariot har ett ”medelhögt” EU ETS CO<sub>2</sub>-pris och detta pris baseras, liksom fossilbränslepriser, på IEA:s WEO 2019 Stated Policy Scenario<sup>81</sup>.
- **Klimatscenario** (Klimat\_Inv, Klimat\_Sam)  
Klimatscenariot har ett högre EU ETS CO<sub>2</sub>-pris och lägre fossilbränslepriser<sup>82</sup> än referensscenariot, baserat på IEA:s WEO 2019 Sustainable Development Scenario<sup>83</sup>. I övrigt gäller samma förutsättningar som i referensscenariot.
- **Klimatscenario med hög elektrifiering** (KlimatEl\_Inv, KlimatEl\_Sam)  
Klimatscenario med hög elektrifiering har samma CO<sub>2</sub>- och fossilbränslepriser som klimatscenariot, men antar en högre grad av elektrifiering i transport-, industri- och servicesektor. Bland annat antas inom detta scenario en övergång till vätgasbaserad reduktion<sup>84</sup> inom järn- och stålindustrin samt en förhållandevis stor expansion av datahallar. I slutet av den modellerade perioden (2050) är elefterfrågan i detta fall ca 40 TWh högre än i referensscenariot och klimatscenariot.

### 5.2.2 Teknikscenarier

Teknikscenarierna avser att testa effekterna på energisystemet (med fokus på uppvärmningssektorn) av ett större eller mindre genomslag av specifika tekniker i jämförelse med grundscenarierna Ref\_Inv (RI) och KlimatEl\_Inv (KIE). Dessa grundscenarier har valts som utgångspunkt för att få ett spann som täcker de grundscenarier som ligger längst ifrån varandra.

Teknikscenarierna inkluderar följande fall:

- **Mindre kraftvärme** (RI-KVV minus, KIE-KVV minus)  
I detta fall studeras effekterna av att energibolag avstår från att investera i nya kraftvärmeverk.

---

<sup>80</sup> Energimyndigheten (2019c).

<sup>81</sup> Läs mer på <https://www.iea.org/reports/world-energy-model/stated-policies-scenario>.

<sup>82</sup> Priset för fossila bränslen är lägre men det högre koldioxidpriset gör att kostnaden för koldioxid blir betydligt högre än i Referensscenariot.

<sup>83</sup> Läs mer på <https://www.iea.org/reports/world-energy-model/sustainable-development-scenario>.

<sup>84</sup> Vätgasbaserad reduktion utvecklas i HYBRIT-projektet (Hydrogen Breakthrough Ironmaking Technology) Om initiativet lyckas kommer stora mängder kol, koks och processgaser försvinna och elanvändningen att öka avsevärt.

- **Mer kraftvärmekapacitet** (RI-KVV plus, KIE-KVV plus)

I detta fall tillförs ytterligare kraftvärmekapacitet till systemet. I modellen innebär detta att mer kraftvärmekapacitet ”tvingas in” utöver vad som är optimalt ur ett kostnadsminimerande perspektiv. Nivån för kraftvärmeintroduktion baseras på högfallet i ”Kraftvärme i framtiden”-studien<sup>85</sup> och uppgår till ca 6 GW<sub>el</sub> år 2050.

- **Mer värmepump** (RI-VP plus, KIE-VP plus)

I detta fall antas en högre möjlig marknadsandel för värmepumpar för individuell uppvärmning i bostäder och lokaler än vad som antas i grundscenarierna. De olika nivåerna för möjlig expansion av värmepump (i grundscenarierna respektive i detta fall) grundar sig på scenarier från Värmemarknad Sverige-projektet<sup>86</sup>.

- **Mer effektivisering** (RI-Eff plus, KIE-Eff plus)

I detta fall antas en högre grad av energieffektivisering (med fokus på åtgärder som minskar värmebehov) i bostäder och lokaler än vad som blir fallet i grundscenarierna. I modellen innebär detta att mer effektiviseringsåtgärder ”tvingas in” än vad som är optimalt ur ett kostnadsminimerande perspektiv.

- **Mindre effektivisering** (RI-Eff minus, KIE-Eff minus)

I detta fall antas en lägre grad av energieffektivisering i bostäder och lokaler än vad som blir fallet i grundscenarierna. I modellen innebär detta att möjligheterna till effektivisering begränsas i jämförelse med grundscenarierna.

Totalt utgörs teknikscenarierna av tio modellfall. Teknikfallen för värmepumpar och energieffektivisering återfinns i Bilaga F.

### 5.2.3 Känslighetsanalys

I känslighetsanalysen testas alternativa antaganden för parametrar som ur ett värme- och kyla-systemperspektiv till stor del är externa. Liksom för teknikscenarierna görs förändringar i modellförutsättningarna utifrån grundscenarierna Ref\_Inv (RI) och Klimatel\_Inv (KIE).

Känslighetsanalysen utgörs av följande fall:

- **Mindre avfallsförbränning** (RI-Avfall minus, KIE-avfall minus)

I detta fall antas att mindre avfall finns tillgängligt för förbränning i kraftvärmeverk och hetvattenpannor i jämförelse med situationen i grundscenarierna. Tänkbara orsaker kan vara en minskad import och/eller ökad grad av återvinning. Cirka 20 procent mindre avfallsmängder till förbränning i förhållande till grundscenarierna antas.

- **Ökad konkurrens om biobränsleresurser** (RI-Bio minus, KIE- Bio minus)

I detta fall antas en ökad konkurrens om biobränsle i jämförelse med grundscenarierna. Detta kan exempelvis representera en uppkommen efterfrågan från biodrivmedelsproduktion baserad på skogsråvara. I modellen läggs en ny efterfrågan på skogsflis in, vilken ökar från 20 TWh år 2030 upp till 50 TWh 2045.

- **Kärnkraftsutfasning** (KIE- Kärnkraft minus)

Som redogörs för i Bilaga ABilaga A finns kärnkraft med som ett investeringsalternativ i grundscenarierna. I detta fall antar vi att ny kärnkraft inte kommer att byggas ut. Detta kan

<sup>85</sup> Profu (2019).

<sup>86</sup> Värmemarknad Sverige (2014).

vara en följd av politiska beslut eller högre kostnader för kärnkraftsutbyggnad än vad som antagits i grundscenarierna.<sup>87</sup>

- **Livstidsförlängning befintlig kärnkraft (RI- Kärnkraft plus)**

I detta fall inkluderas möjligheten att, till en viss investeringskostnad, förlänga livslängden för befintlig kärnkraft från 60 till 80 år.<sup>88</sup>

Totalt utgörs känslighetsanalysen av sex modellfall men alla har inte direkt bäring på implementeringen av artikel 14 varför ett urval av beräkningarna tagits med.

#### **5.2.4 Beräkningsresultat**

Beräkningsresultaten fokuserar på fjärrvärme, fjärrkyla, uppvärmning av bostäder och lokaler med avseende på följande parametrar:

- Ekonomiska potentialer
- Energitillförsel/primärenergi
- CO<sub>2</sub>-utsläpp
- Andel förnybart

Med ”ekonomiska potentialer” menas den modellberäknade kostnadseffektiva utvecklingen för respektive energislag som är i fokus. Den ekonomiska potentialen beror på omvärldsförutsättningarna och kan följaktligen skilja sig mellan olika beräkningsfall.

Utgångspunkten är grundscenarierna men med kompletteringar, där det är relevant, även för de andra scenariernas resultat. I några av fallen förs också ett kortare resonemang av mer kvalitativ och diskuterande karaktär.

I modellberäkningarna förutsätts ”normala” förhållanden med avseende på exempelvis temperatur, vattentillrinning, konjunktur och tillgänglighet till anläggningar i energisystemet. Detta innebär att avvikelser gentemot det verkliga utfallet för basåret 2015 kan finnas.

---

<sup>87</sup> Detta fall genomförs bara som variant av KlimatEl-Inv (KIE) och inte för Ref\_Inv (RI). Detta då ingen ny kärnkraft ses i resultaten för Ref\_Inv och denna känslighetsanalys därmed blir överflödig.

<sup>88</sup> Detta fall genomförs bara som variant av Ref\_Inv (RI) och inte för KlimatEl-Inv (KIE). Detta då det redan investeras i ny kärnkraft i KlimatEl\_Inv (till en högre kostnad än livstidsförlängningsalternativet) och denna känslighetsanalys därmed blir överflödig.

## 5.4 En översikt av de ekonomiska potentialerna för värme och kyla

I detta avsnitt ges en översikt av det kostnadseffektiva beräkningsutfallet, eller den ekonomiska potentialen, för några centrala energislag i arbetet. Fördjupning av resultat ges i kommande kapitel av rapporten.

Tabell 5 redovisar den modellberäknade kostnadseffektiva utvecklingen för några centrala energislag för grundscenarierna Referens samt Klimatscenario med hög elektrifiering. Dessa har valts för att ge ett så stort spann som möjligt då de är längst ifrån varandra resultatmässigt. För båda dessa redovisas resultat både med investerarperspektiv och samhällsperspektiv. Tabellen redovisar inom parentes också det resultatspann som blir utfallet för de alternativa förutsättningarna i teknikscenarierna och känslighetsanalysen för aktuellt grundscenario.

Avseende de presenterade resultatspannen (baserade på teknikscenarier och känslighetsanalys) bör påpekas att de i vissa fall är ett resultat av ”tillspetsade” förutsättningar som är designade för att tydligt belysa systemeffekterna av exempelvis ett väldigt högt eller lågt genomslag för en viss teknikkategori. I exempelvis KVV-minus-fallen tillåts ingen nyinvestering av kraftvärme vilket avspeglas i Tabell 5 i ett exceptionellt lågt värde i KVV-spannet.

Tabell 5 Modellresultat för fjärrvärme, kraftvärme, värmepump (individuell uppvärmning), spillvärme till fjärrvärme samt fjärrkyla för de viktigaste grundscenarierna samt, inom parentes, spann för modellutfall för samtliga modellfall inklusive teknikscenarier och känslighetsfall.

Grundscenario		2015	2030	2040	2050	Antal modellfall
Fjärrvärme, leveranser [TWh]	Ref_Inv	53	51 (47–54)	54 (47–55)	55 (46–56)	9
	Ref_Sam	53	47	52	53	1
	KlimatEl_Inv	53	54 (51–55)	55 (49–57)	56 (52–57)	9
	KlimatEl_Sam	53	48	51	54	1
KVV, prod. värme [TWh]	Ref_Inv	30	35 (15–37)	39 (1–41)	41 (1–43)	9
	Ref_Sam	30	32	39	40	1
	KlimatEl_Inv	30	36 (15–38)	41 (1–43)	43 (1–45)	9
	KlimatEl_Sam	30	33	39	41	1
Spillvärme, låg och hög temp. <sup>a</sup> [TWh]	Ref_Inv	6,6	8,1 (7,8–8,2)	8,4 (8,3–8,7)	9,1 (9,0–10)	9
	Ref_Sam	6,6	8,2	8,3	9,1	1
	KlimatEl_Inv	6,6	9,1 (8,5–9,1)	10 (10–10)	12 (11–13)	9
	KlimatEl_Sam	6,6	8,7	10	12	1
VP (individuell), prod. värme <sup>b</sup> [TWh]	Ref_Inv	17	28 (25–29)	26 (23–30)	25 (22–31)	9
	Ref_Sam	17	29	29	29	1
	KlimatEl_Inv	17	25 (24–29)	24 (22–30)	24 (20–31)	9
	KlimatEl_Sam	17	28	29	27	1
Fjärrkyla, leveranser [TWh]	Ref_Inv	1.0	1,4 (1,4–1,5)	1,9 (1,7–1,9)	2,3 (2,2–2,3)	9
	Ref_Sam	1.0	1,4	1,9	2,3	1
	KlimatEl_Inv	1.0	1,4 (1,3–1,5)	1,8 (1,7–2,0)	2,3 (2,3–2,5)	9
	KlimatEl_Sam	1.0	1,5	1,9	2,3	1

a) Avser industriell spillvärme (hög temperatur) för direkt användning i fjärrvärme och lågtempererad spillvärme från exempelvis vattenreningsverk och datahallar för uppgradering i värmepump innan användning i fjärrvärme (lågtempererad värme till värmepump från omgivande källor, vattendrag etcetera, är exkluderat).

b) Här ingår en också en mindre del direktverkande elvärme när denna används i kombination med värmepump.

Några övergripande slutsatser kan dras från modellresultaten. I fjärrvärmeproduktionen ses över tid generellt mer produktion från kraftvärme, mindre produktion från hetvattenpannor och mer



produktion från fjärrvärmeanslutna värmepumpar. I klimatscenarier (med högt CO<sub>2</sub>-pris) får biokraftvärme med koldioxidavskiljning (bio-CCS) ett stort genomslag<sup>89</sup>.

Fjärrvärmeleveranserna förändras inte så mycket över tid, men på lång sikt sker en viss ökning i de flesta fall. Undantag är fall där förutsättningar testas som på olika sätt försämrar för fjärrvärme, vilket inkluderar scenarier där nyinvesteringar av kraftvärme uteblir (KVV minus), individuella värmepumpar får ett större genomslag (VP plus), en hög grad av energieffektivisering genomförs (Eff plus), eller konkurrensen om biomassa ökar betydligt (Bio minus).

Modellresultaten uppvisar ett ökat utnyttjande av spillvärme, låg- och högtempererad från industri och service, i fjärrvärmesektorn (lågtempererad spillvärme antas här uppgraderas med värmepump). Särskilt i elektrifieringsscenarier (KlimatEl) ses en betydande ökning av lågtempererad spillvärme då det i dessa fall antas en kraftig expansion av datahallar.

Fjärrkylaleveranser ökar över tid i modellresultaten. Frikyla eller spillkyla från samtidig värmeproduktion i värmepump väljs i modellen i första hand. Vidare väljs kompressorkyla i högre utsträckning än absorptionskyla<sup>90</sup>, med undantag av vissa scenarioförutsättningar som ger överskott av billigare fjärrvärmekapacitet under sommarhalvåret, se kapitel 5.13. Absorptionskyla har ett betydligt lägre energiutbyte (värme till kyla) än kompressionskyla (el till kyla) och behöver värme till låga eller mycket låga kostnader för att bli konkurrenskraftig.

I slutanvändarledet ger klimatscenarier (med högre CO<sub>2</sub>-pris) något högre användning av fjärrvärme och pellets i individuell uppvärmning men något lägre användning av värmepump för individuell uppvärmning än motsvarande referensfall. Detta förklaras av det högre elpriset i klimatscenarierna.

Samhällsperspektivet (en generellt sett lägre kalkylränta för investeringar) uppvisar, i jämförelse med investerarperspektivet, i slutanvändarledet en högre grad av energieffektivisering, mer värmepumpar (för individuell uppvärmning) och en något lägre användning av fjärrvärme och pellets (för individuell uppvärmning). Det beror på att den lägre kalkylräntan i den samhällsekonomiska ansatsen (jämfört med investerarperspektivet) gynnar kapitalintensiva investeringar. Även om fjärrvärme är ett kapitaltungt energislag så utgör andelen bränslekostnader och andra rörliga kostnader en inte försumbar kostnadspost av totalkostnaden. Inom fjärrvärmeproduktionen ger samhällsperspektivet generellt sett en högre andel fjärrvärme baserad på avfall, spillvärme och värmepump och en lägre andel biobränslebaserad produktion.

## 5.5 Energitillförsel/primärenergi

Detta kapitel tittar på den sammanvägda bilden av alla grundscenarierna vad det gäller primärenergibesparingar. Det vill säga hur mycket mindre primärenergi (tillförd energi) som skulle behövas ifall effektivare tekniker används. Även om artikel 14 och bilaga VIII i EED har

---

<sup>89</sup> Läs mer om Bio-CCS inom el- och värmesektorn i Sverige i Bilaga D.

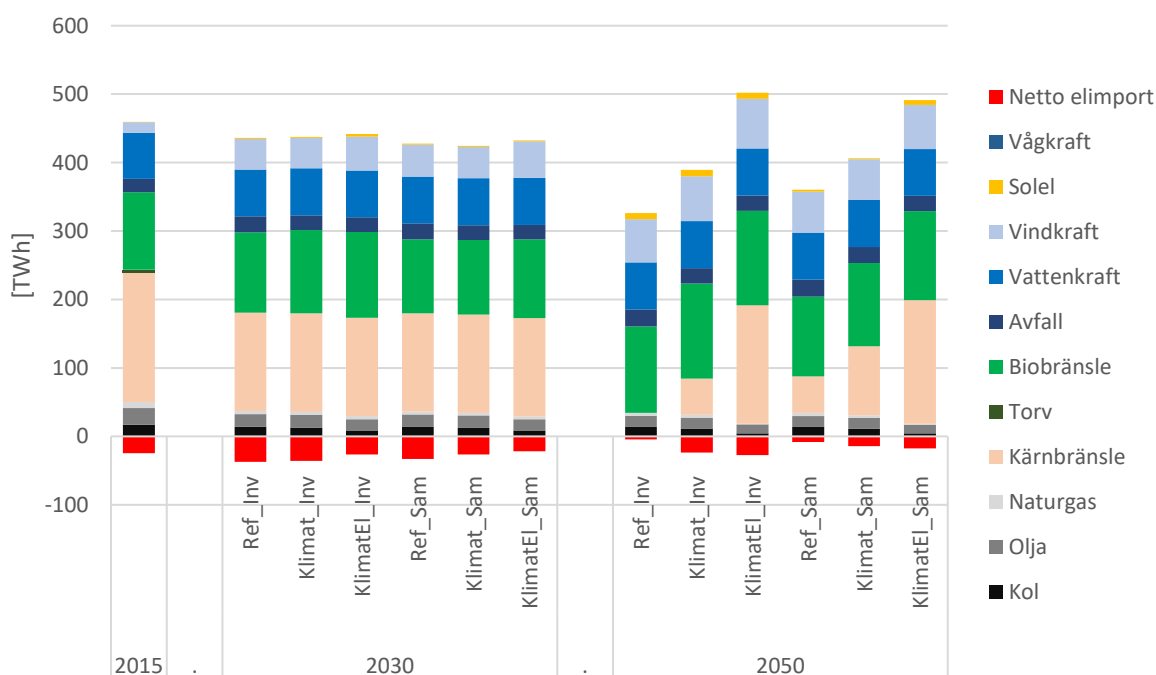
<sup>90</sup> Absorptionskyla innebär att man använder spill- eller fjärrvärme för att driva en kylmaskin som producerar fjärrkyla. Fördelen med absorptionskyla jämför med konventionella och eldrivna kylaggregat är att värmebaserad kyla använder överskottsvärme istället för el.

värme och kyla som fokus krävs att hela energisystemet beaktas i den kostnadsnyttoanalys som ska utföras.

När det gäller beräkningar av kraftvärmens primärenergibesparingar ska det enligt EED bilaga II tillämpas en metod som utgår från att den värme och el som produceras i ett kraftvärmeverk annars hade producerats i separata pannor för produktion av värme och el med samma bränsle, oavsett hur ersättningen hade skett i verkligheten. Biokraftvärmens primärenergibesparingar blir då exempelvis en beräkning av hur mycket biobränsle som hade gått åt ifall samma mängd värme och el genererats dels i en hetvattenpanna, dels i ett kondenskraftverk. I Sverige är detta ofta inte vad som ersätter kraftvärmeproduktion varför båda beräkningssätten för kraftvärmens primärenergibesparingar gjorts i kapitlet om kraftvärme inklusive en jämförelse från ett nordeuropeiskt perspektiv (se kapitel 5.10.).

Figur 21 presenterar tillförsel av energi till det svenska energisystemet uppdelat på energibärare. Kärnkraft representeras i figuren av kärnbränsle. Energitillförsel på Sverigenivå är lägre för referensscenarierna (Ref\_Inv, Ref\_Sam) än klimatscenarierna (exempelvis KlimatEl\_Inv och KlimatEl\_Sam), mycket beroende på det större inslaget av kärnbränsle i de senare. Samhällsperspektivet med en generellt lägre kalkylränta för investeringar gynnar kapitalintensiva tekniker. I dessa fall noteras bland annat en något högre användning av kärnkraft i förhållande till motsvarande scenario med investeringsperspektiv i resultaten.

Figur 21 Energitillförsel (primärenergi) till Sverige för grundscenarier



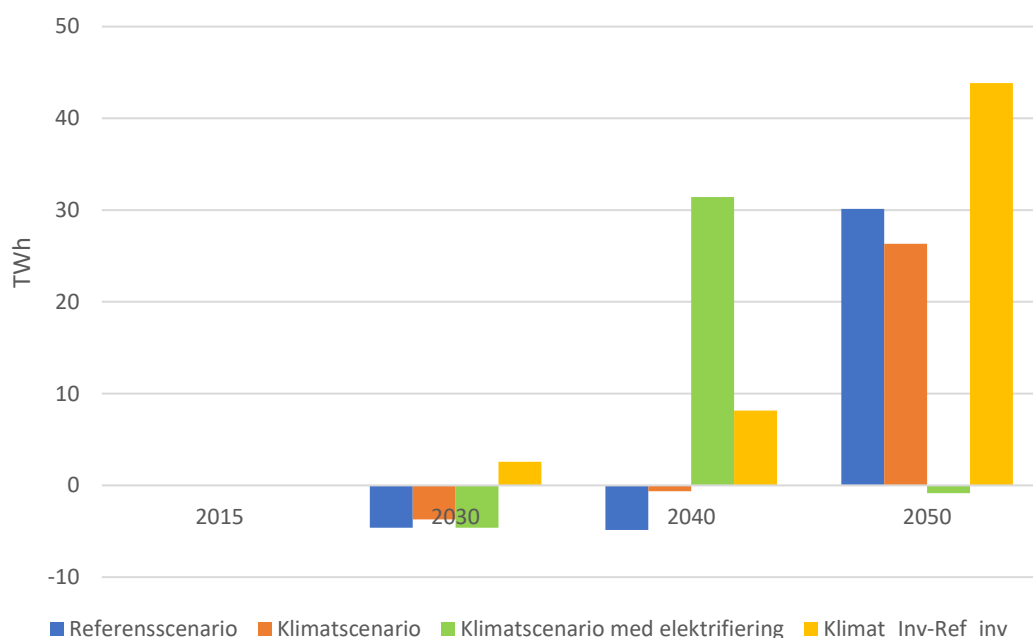
Not: Negativa staplar för "Netto elimport" innebär en nettoexport av el

Figur 22 visar skillnaden i primärenergianvändning i TWh mellan de olika grundscenarierna med samhällsekonomiskt perspektiv (lägre kalkylränta) och med investerarperspektiv (högre kalkylränta). Referensscenariot (blå staplar) visar således hur Ref\_Sam minus Ref\_Inv skulle påverka primärenergibesparingarna. År 2030 skulle primärenergianvändningen minska med 3,7 TWh men 2050 skulle den öka med 30,1 TWh. Positiva staplar visar alltså att mer primärenergi används för att

möta efterfrågan i respektive scenario. Anledningen till resultatet är primärt utvecklingen av kärnkraften som byggs ut mer med en samhällsekonomisk kalkylränta jämfört med en företagsekonomisk. Undantaget är klimatscenariot med elektrifiering (KlimatEl) eftersom elefterfrågan i det scenariot ökar med 40 TWh och driver upp priserna så att det blir lönsamt att bygga ut kärnkraft, men även i större utsträckning biokraftvärme, även ur ett investerarperspektiv. Det enda scenariot som skulle leda till en primärenergibesparing med hjälp av en samhällsekonomisk kalkylränta 2050 är klimatscenariot med högre elektrifiering men då rör det sig om en väldigt knapp besparing på 0,8 TWh 2050 (se negativa gröna stapeln).

Den gula stapeln har en annan ansats än den ovan och jämför istället två olika scenarier med investerarperspektiv, Klimat\_Inv minus Ref-Inv vilket visar att primärenergianvändningen skulle öka betydligt med ett högre pris på koldioxid jämfört med "business as usual". Anledningen är att kärnkraften skulle bli lönsam på grund av de högre elpriserna och kräva mer primärenergi.

Figur 22 Primärenergianvändning, skillnad mellan grundscenarierna med avseende på användning av samhällsekonomisk ränta och marknadsbaserad ränta.



### Slutsats

- På ett övergripande plan gäller att för alla grundscenarier skulle en samhällsekonomisk kalkylränta inte innebära en lägre primärenergianvändning 2050 (undantaget en marginellt lägre användning i ett av fallen). Detta betyder alltså att marknadens investeringar (på lång sikt) överlag använder mindre primärenergi än om statliga satsningar med en lägre kalkylränta för investeringar i el- och värmeproduktion skulle göras.

## 5.6 CO<sub>2</sub>-utsläpp

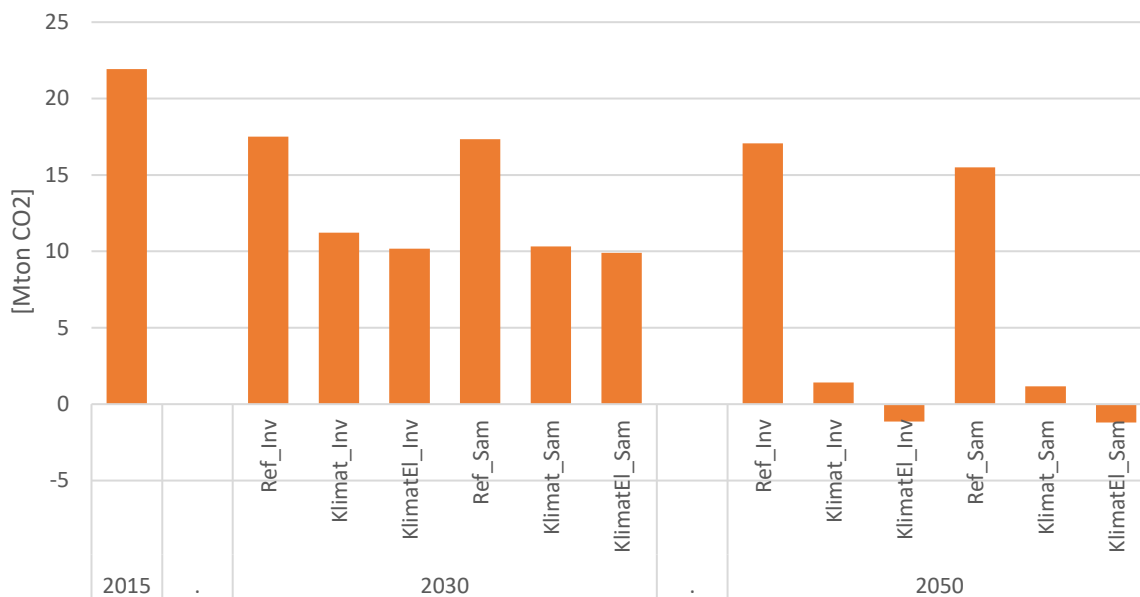
Detta kapitel tittar på den sammanvägda bilden av alla grundscenarierna vad det gäller koldioxidutsläpp. Det är viktigt att notera att utsläppen inte inkluderar hela Sveriges energisystem utan tittar på värme- och elsektorn och exkluderar transportsektorn. Även om artikel 14 och bilaga VIII i

EED har värme och kyla som fokus krävs att hela energisystemet beaktas i den kostnadsnyttoanalys som ska utföras.

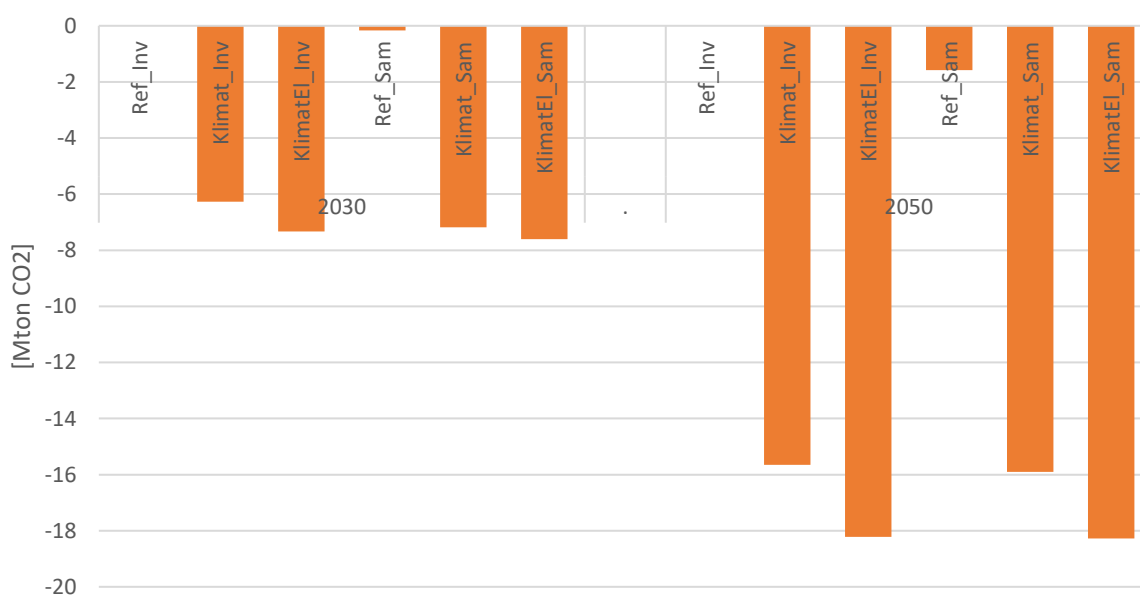
Figur 23 redovisar koldioxidutsläppen för grundscenarierna för Sverige för 2030 och 2050 medan Figur 24 visar skillnaden i utsläpp mellan Referensscenariot REF\_Inv och övriga scenarier.

Figur 25 visar CO<sub>2</sub>-utsläppens utveckling uppdelat på sektorer för scenariot KlimatEl\_Inv med en tillbakablick till 1990.

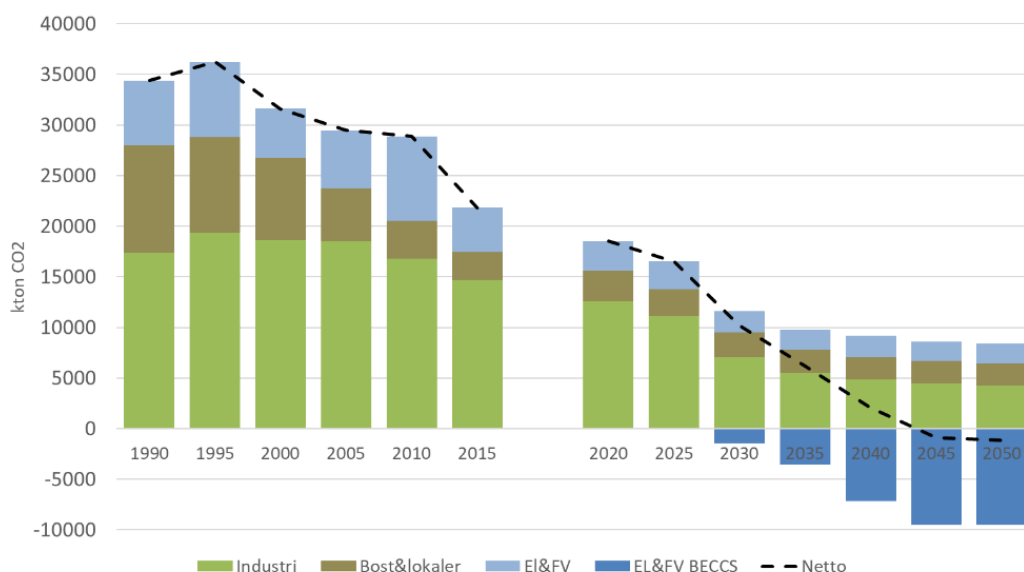
Figur 23. CO<sub>2</sub>-utsläpp för el- och värmesektorn i Sverige för grundscenarierna (netto)



Figur 24. CO<sub>2</sub>-utsläpp för el- och värmesektorn i Sverige, skillnad mot Ref\_Inv



Figur 25. CO<sub>2</sub>-utsläpp för el- och värmesektorn i Sverige för scenario KlimatEl\_Inv samt historiska värden 1990–2015

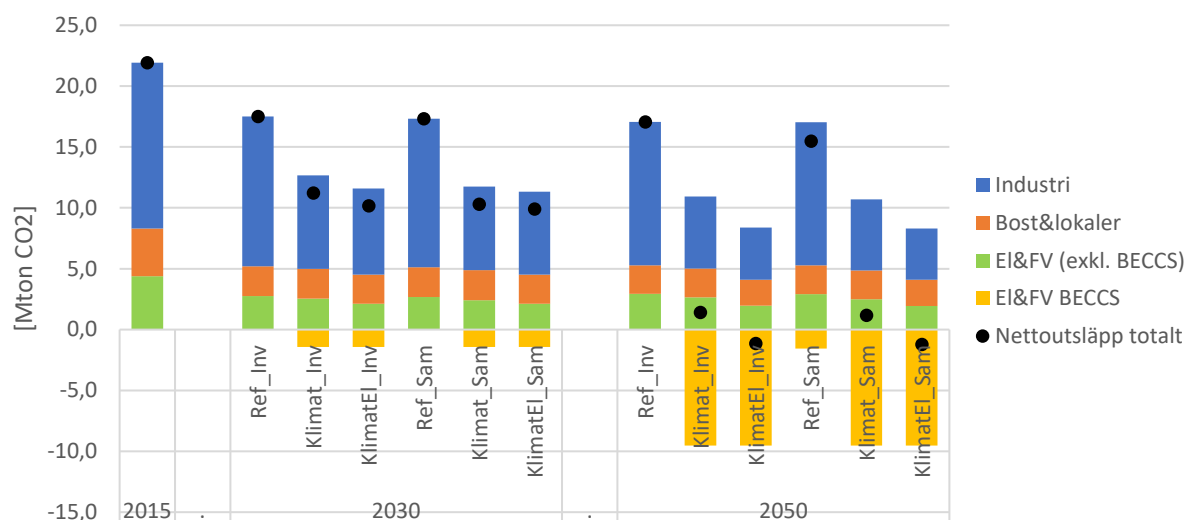


Koldioxidutsläppen minskar över tid i samtliga scenarier. Som väntat sker en kraftigare utsläppsreduktion i klimatscenarierna som har ett högre pris på koldioxid än i referensscenarierna. Samhällsperspektivet ger något lägre ackumulerade utsläpp för den modellerade tidsperioden än investerarperspektivet. Detta indikerar att kapitaltunga tekniker, framförallt kärnkraft men även energieffektivisering och värmepumpar, gynnas av lägre kalkylräntor och att utsläppen från dessa tekniker sammanlagt är något lägre än uppvärmning med fjärrvärme. Fjärrvärme är också en kapitaltung teknik men gynnas inte lika mycket av en lägre kalkylränta eftersom investeringarna i fjärrvärme även med ett investeringsperspektiv har en lägre kalkylränta. Även industrins utsläpp spelar i viss mån roll i det här fallet.

I klimatscenarierna får negativa utsläpp kopplat till användning av bio-CCS<sup>91</sup> en stor betydelse. Som följd av bio-CCS-användningen uppnås i slutet av den modellerade perioden negativa nettoutsläpp för de ingående sektorerna på Sverigenivå för klimatscenarier med hög elektrifiering (KlimatEl). De lägre utsläppen i KlimatEl i jämförelse med Klimat, förklaras till stor del av elektrifieringen av järn- och stålindustrin som sker i det förra fallet. Se Figur 26.

<sup>91</sup> Koldioxidlagring av biomassa.

Figur 26. CO<sub>2</sub>-utsläpp för el och värme i Sverige fördelat per sektor i de olika scenarierna



## Slutsatser

- Givet marknadsförutsättningarna (inklusive antagna investeringskostnader för bio-CCS) i klimatscenerierna så leder det höga CO<sub>2</sub>-priset till att det blir lönsamt att investera i bio-CCS som bidrar stort till minskade utsläpp. I fallet med ökad elektrifiering så minskar även utsläppen i industrin vilket sammantaget med genomslaget för bio-CCS gör att det är möjligt att uppnå negativa utsläpp 2050. Därmed behövs inget ytterligare främjande med en lägre kalkylränta.
- En förutsättning för att nå Sveriges mål att uppnå negativa utsläpp efter 2045 är att det lönar sig att investera i bio-CCS och att prisnivåerna utvecklar sig ungefär som modellen antagit i båda klimatscenerierna (vilka bedöms vara realistiska scenarier). Ett tekniksprång mot bio-CCS måste till om målet ska uppnås eftersom negativa utsläpp kräver att koldioxid tas bort ur atmosfären<sup>92</sup>. Redan i nuläget finns satsningar på bio-CCS inom forskningsprogrammet Industriklivet<sup>93</sup> på 100 miljoner kronor per år fram till 2022 och därefter 50 miljoner kronor per år fram till 2027.<sup>94</sup> Energimyndigheten föreslås bli ett nationellt centrum för koldioxidavskiljning och lagring, så kallad CCS, och tillförs även medel för att inrätta ett system med omvända auktioner alternativt fast lagringspeng för avskiljning, infångning och lagring av koldioxid från förnybara källor (bio-CCS). Ambitionen ska vara att införa systemet för driftstöd under 2022, för att påskynda genomförandet av bio-CCS (se kap 4.2.3). Det är möjligt att dessa medel och insatser tillsammans med branschens åtagande (se kapitel 2.4), är fullt tillräckliga men utvecklingen bör följas för att se om bio-CCS behöver främjas ytterligare för att målet om negativa utsläpp ska nås.

## 5.7 Förnybart

Detta kapitel börjar med att titta på den sammanvägda bilden av alla grundscenerierna vad det gäller förnybart. Detta för att uppfylla kravet om olika scenariers påverkan på den nationella energimixen

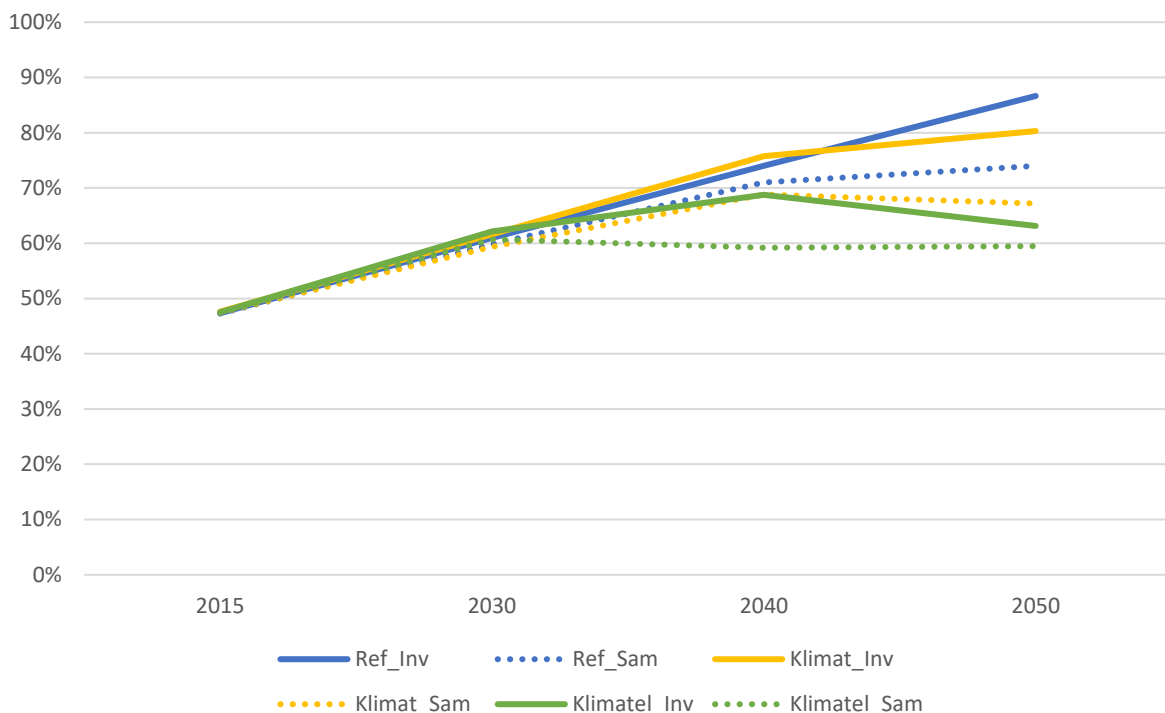
<sup>92</sup> Energimyndigheten (2020c).

<sup>93</sup> Läs mer i Bilaga D.

<sup>94</sup> Energimyndigheten (2020d).

(bilaga VIII punkt 8 a iii)<sup>95</sup>. Därefter visas andelen förnybar energi för uppvärmning till bostäder och lokaler. Figur 27 visar andelen tillförd förnybar energi till el- och värmeproduktion för alla grundscenarier utan att ta hänsyn till export/import av el<sup>96</sup>. Resultatet visar att den samhällsekonomiska kalkylräntan leder till minskad andel tillförsel av förnybar energi (jämför streckade linjerna med hela linjerna i samma färg vid samma tidpunkt). Med andra ord medför marknadsutvecklingen en större andel förnybart än om staten skulle främja värme- och elproduktion genom att tillhandahålla en lägre kalkylränta. Den största anledningen till de lägre förnybartandelarna vid en samhällsekonomisk kalkylränta är att kärnkraften, som är särskilt kapitaltung, byggs ut i större utsträckning vilket leder till större andelar kärnkraft i energimixen.

Figur 27 Andelen tillförd förnybar energi till el- och värmeproduktion, alla grundscenarier

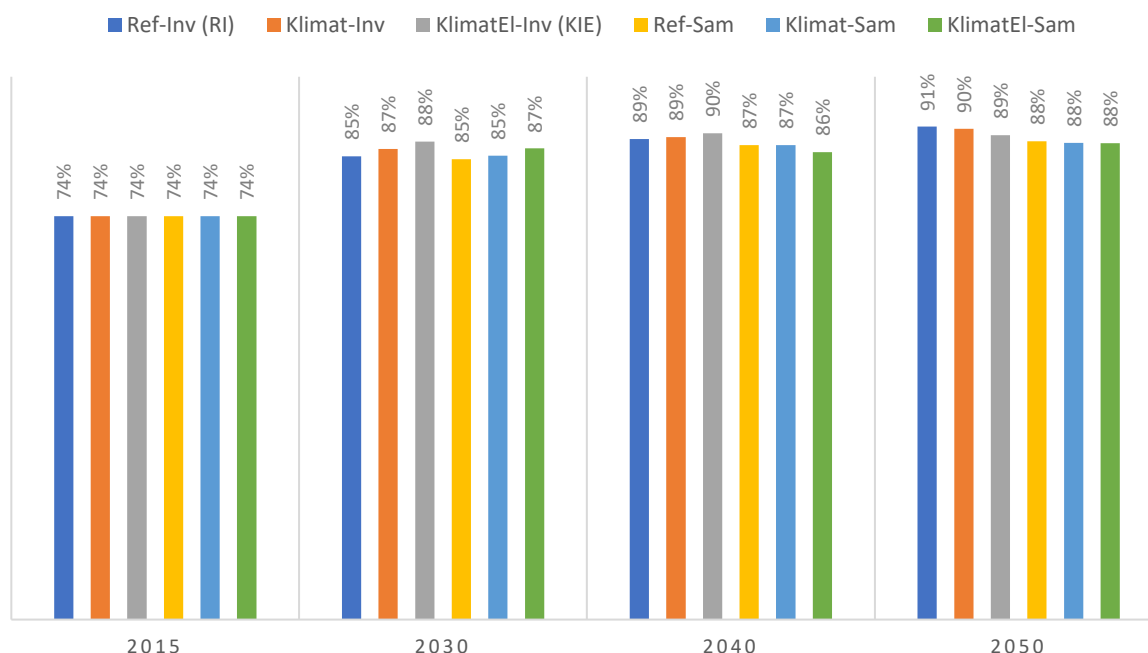


För värmesektorn är skillnaderna betydligt mindre eftersom kärnkraften inte slår igenom lika mycket. Som kan ses i Figur 28 är skillnaderna mellan de olika scenarierna små. Noterbart är att en samhällsekonomisk kalkylränta inte skulle öka andelen förnybart jämfört med investerarperspektivet för något scenario där heller. I själva verket leder en samhällsekonomisk kalkylränta till en knapp minskning av de förnybara andelarna för uppvärmning vilket kan förklaras av att samhällsperspektivet ger en högre andel fjärrvärme baserad på avfall, spillvärme och värmepumpar och en lägre andel biobränslebaserad produktion.

<sup>95</sup> Energittillförsel nationell nivå (till industri, el och fjärrvärme, bostäder och lokaler), TWh.

<sup>96</sup> Observera, detta är inte i strikt mening den beräkning som görs enligt förnybartdirektivet men den speglar Figur 21.

Figur 28 Andel köpt förnybar energi (inklusive spillvärme) för uppvärmning till bostäder och lokaler för alla grundscenarier



För beräkning av den förnybara andelen av el används den inhemska produktionen som grund (elhandel har här bortsetts ifrån), och andelen inkluderar tekniker som vindkraft, solel, vattenkraft, biobränsle och biogent avfall. Till fjärrvärmens förnybara andel räknas på samma sätt biobränsle, biogent avfall och sol. I figuren har även spillvärme inkluderats och det bör noteras att enligt förnybart direktivet<sup>97</sup> får en del spillvärme inräknas i målet om förnybar energi.

Den fossila andelen av avfallet till avfallsförbränning är den största bidragande orsaken till att den förnybara andelen inte når ännu högre, men även kärnkraftens del i elproduktionen påverkar. För en känslighetsanalys av avfallets påverkan på fjärrvärmens förnybara andelar se Figur 39.

## Slutsats

- Marknaden klarar själv av att investera i förnybar energi för el och värme med höga andelar förnybart och skulle inte gynnas av ett samhällsekonomiskt perspektiv med en lägre kalkylränta.

<sup>97</sup> (EU) 2018/2001.



## 5.8 Uppvärmningen av bostäder och lokaler

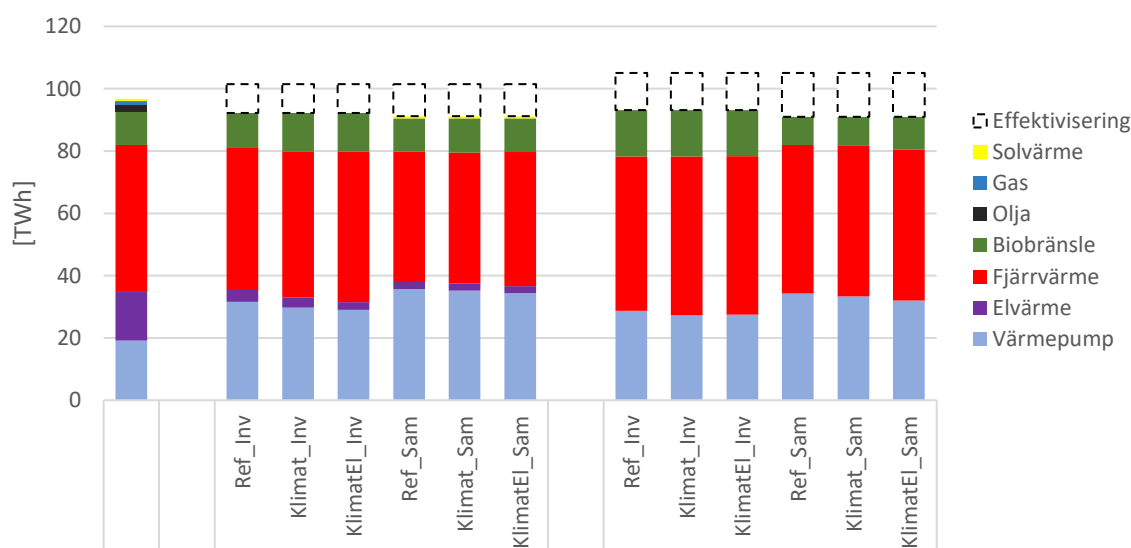
### 5.8.1 Tekniker för uppvärmning

Figur 29 redovisar resultat för uppvärmning av bostäder och lokaler för grundscenarierna. Figuren visar nyttiggjord energi, det vill säga värme ut från respektive teknik (värmeproduktion från värmepump, värme efter fjärrvärmeväxlare, osv.). Figuren visar också grad av effektivisering. Till följd av nybyggnation antas värmebehovet öka långsamt över tid i bostäder och lokaler. Den slutliga nyttiggjorda energin till uppvärmning minskar emellertid i jämförelse med basåret 2015 till följd av mer energieffektiva byggnader, effektivare uppvärmningstekniker och implementerade effektiviseringsåtgärder.

Avseende teknikval för uppvärmning ses över tid en minskad användning av direktverkande el och en ökad användning av värmepump. År 2050 är bidraget från direktverkande el i princip noll. Det är dock inte helt sant eftersom en mindre andel direktverkande el används som komplement till exempelvis luft-luftvärmepumpar och frånluftvärmepumpar som i figuren hamnar i posten ”värmepumpar”. Man ska istället tolka resultatet som att byggnader med enbart direktverkande el är så gott som noll år 2050.

När det gäller småskalig uppvärmning från olja och gas för småhus, flerbostadshus och lokaler så försvinner den helt redan 2030 i alla scenarier. Till slutet av den modellerade perioden (2050) ses en ökning av fjärrvärmeanvändningen för samtliga grundscenarier i jämförelse med början av den modellerade perioden (2015), även om den i vissa fall är marginell (Se kap 5.9.1 för en genomgång av utvecklingen). Utvecklingen till 2050 avseende biobränsle (småskaliga uppvärmningslösningar som främst pellets och brännved) skiljer sig åt mellan fallen, med en minskning för grundscenarier med samhällsperspektiv och en ökning för grundscenarier med investeringsperspektiv, i jämförelse med 2015.

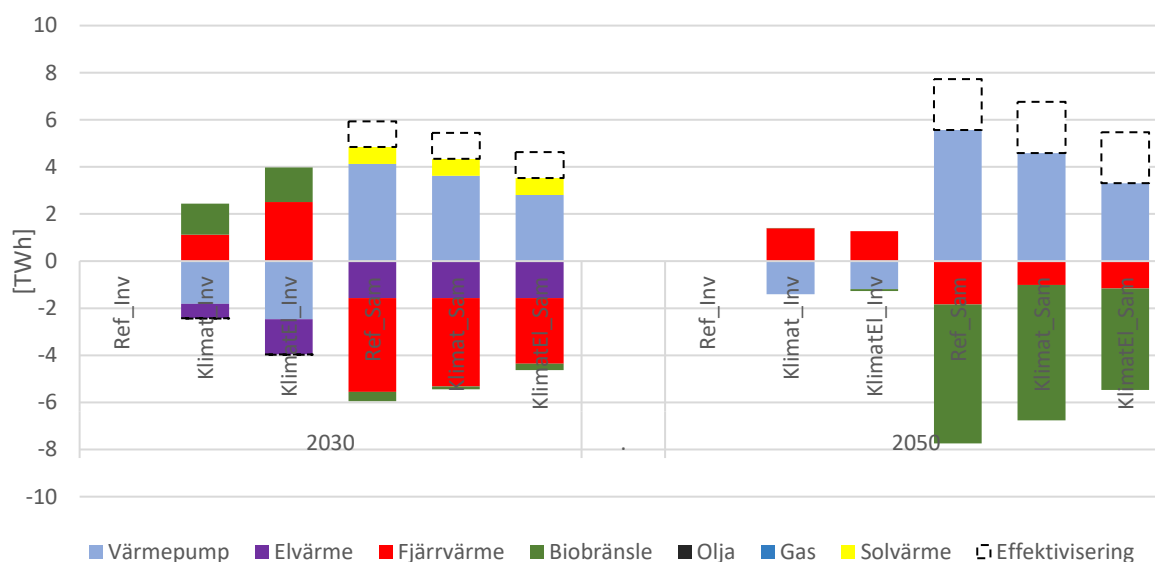
Figur 29. Uppvärmning av bostäder och lokaler i grundscenarier



Figur 30 tydliggör skillnaden i utfall mellan dels klimatscenarierna och referensscenariot, dels mellan investeringsperspektivet och samhällsperspektivet. Klimatscenarierna med högre

koldioxidpris ger jämfört med referensscenariot en något högre användning av fjärrvärme och pellets och något lägre användning av värmepump eftersom elen blir dyrare.<sup>98</sup> Samhällsperspektivet ger jämfört med investeringsperspektivet högre användning av värmepumpar och effektiviseringar samt en något mindre användning av fjärrvärme och pellets eftersom värmepumpar och effektiviseringar är mer kapitalintensiva och därmed blir relativt sett mer konkurrenskraftiga av en lägre kalkylränta.

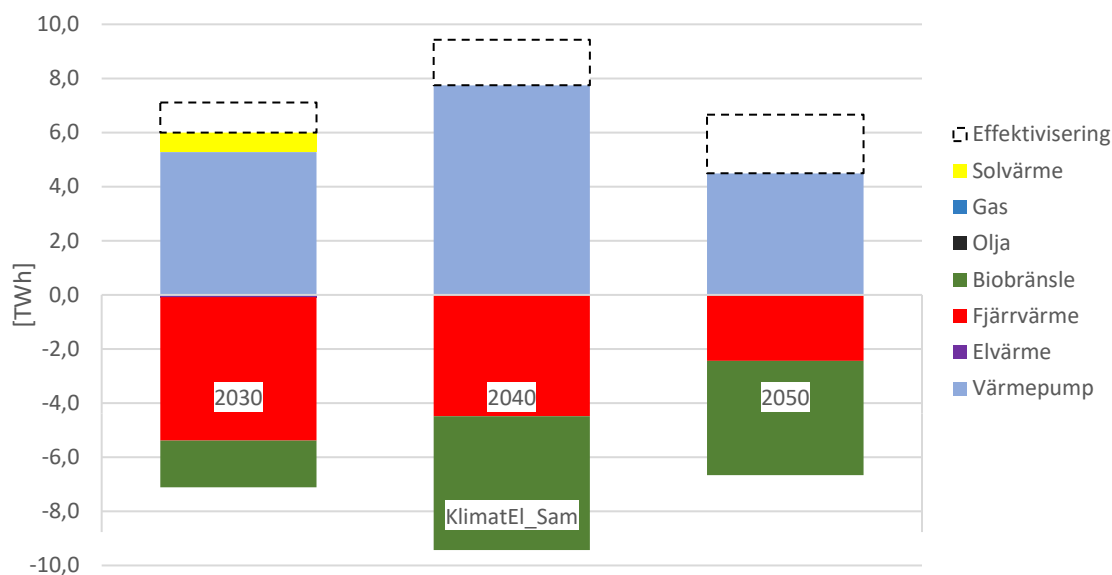
Figur 30 Nyttiggjord energi för uppvärmning i bostäder och lokaler jämfört med Referensscenariot Ref\_Inv



Figur 31 visar skillnaden i ökningen av nyttiggjord energi för uppvärmning i bostäder och lokaler för KlimatEl\_Sam i jämförelse med KlimatEl\_Inv för hela tidsperioden 2030, 2040 och 2050. Även här gynnas värmepumpar och energieffektivisering av ett samhällsekonomiskt perspektiv medan fjärrvärme och småskaligt biobränsle minskar.

<sup>98</sup> Detta förutsätter dock att det fortfarande finns fossil elproduktion kvar någonstans i Europa på marginalen som är prissättande.

Figur 31 Nyttiggjord energi för uppvärmning i bostäder och lokaler, KlimatEI\_Sam skillnad mot KlimatEI\_Inv



#### Slutsats:

- Redan 2030 fasas den sista oljan och gasen för uppvärmning i bostäder och lokaler ut på grund av olönsamhet.
- På lång sikt fasas även den sista direktverkande elvärmen mer eller mindre ut helt i alla fallen.
- Uppvärmningen till bostäder och lokaler står mellan värmepumpar, fjärrvärme, småskaligt biobränsle eller en minskning av värmebehovet genom energieffektivisering. Alla de här teknikerna konkurrerar på en fri marknad givet existerande styrmedel och alla teknikerna bidrar till en effektiv användning av primärenergi och förnybar energianvändning. Ett samhällsekonomiskt perspektiv med en lägre kalkylränta bedöms därför inte vara ändamålsenligt.

## 5.9 Fjärrvärme

Det här kapitlet går djupare in på specifika tekniker som efterfrågas i bilaga VIII del III punkt 7:

- a) Industriell spillvärme och spillkyla.
- b) Avfallsförbränning.
- c) Högeffektiv kraftvärme.<sup>99</sup>
- d) Förnybara energikällor (t.ex. jordvärme, solenergi och biomassa), utom sådana som används för högeffektiv kraftvärme.
- e) Värmepumpar.
- f) Minskning av värme- och kylförluster från befintliga fjärrnät.

När det gäller utvecklingen av industriell spillvärme (7a), avfallsförbränning (7b), högeffektiv kraftvärme (7c), förnybara energikällor (7d) och värmepumpar i fjärrvärmenäten (7e) visas dessa för alla grundscenarier i kapitel 5.9.2. Även uppdelningar i fossilt och förnybart i enlighet med kraven i direktivet redovisas.

När det gäller minskningen av värmeförluster i befintliga nät 7(f) finns nästan ingen ny data men det som finns redovisas i kapitel 5.11.

En djupare analys av kraftvärmen görs i kapitel 5.10 där även primärenergibesparingar beräknas, enligt direktivets metod.

En djupare analys görs även av lågtempererad spillvärme i kapitel 5.12 samt av fjärrkyla/spillkyla i 5.13.

### 5.9.1 Fjärrvärmeleveranser

Till följd av ökad konkurrens från värmepumpar och effektiviseringsåtgärder på värmemarknaden så är fjärrvärmeleveranserna relativt konstanta och ligger på ungefär samma nivå som idag fram till 2030 enligt modellberäkningarna, se Figur 32. Fram mot 2030 pekar modellresultaten på en liten nedgång i det samlade fjärrvärmeunderlaget för alla utom ett av de redovisade beräkningsutfallen, KlimatEl\_Inv. Det gäller särskilt i scenarierna med samhällsekonisk kalkylränta. Den lägre kalkylräntan gynnar de mest kapitalintensiva investeringarna vilket gynnar energieffektiviseringsåtgärder som i regel kännetecknas enbart av en kapitalkostnad. Även om fjärrvärmealternativet är relativt kapitalintensivt så ingår där en signifikant andel bränslekostnader och andra rörliga kostnader i den sammantagna kostnaden. Dessutom antas att kapitalkostnaden för själva fjärrvärmenätet i princip inte förändras vid byte från investerarperspektiv till samhällsekoniskt perspektiv eftersom kalkylräntan för investeringar i fjärrvärmedistribution är låg även ur ett investerarperspektiv. Detta eftersom den typen av infrastruktur typiskt är långsiktiga investeringar med låga avkastningskrav. Även bergvärmepumpalternativet gynnas av samma skäl som effektiviseringsåtgärderna med ett samhällsekoniskt perspektiv som därmed stärker dess konkurrenskraft något gentemot fjärrvärmen.

Efter 2030 bedöms de billigaste effektiviseringsåtgärderna vara uttömda samtidigt som elpriserna antas stiga till följd av bland annat skärpt klimatpolitik. Dessutom antas det totala uppvärmningsbehovet öka till följd av befolkningsökning och ekonomisk tillväxt vilket medför att fjärrvärmebehovet på lång sikt återigen tar fart, inte minst relaterat till nyproduktion av

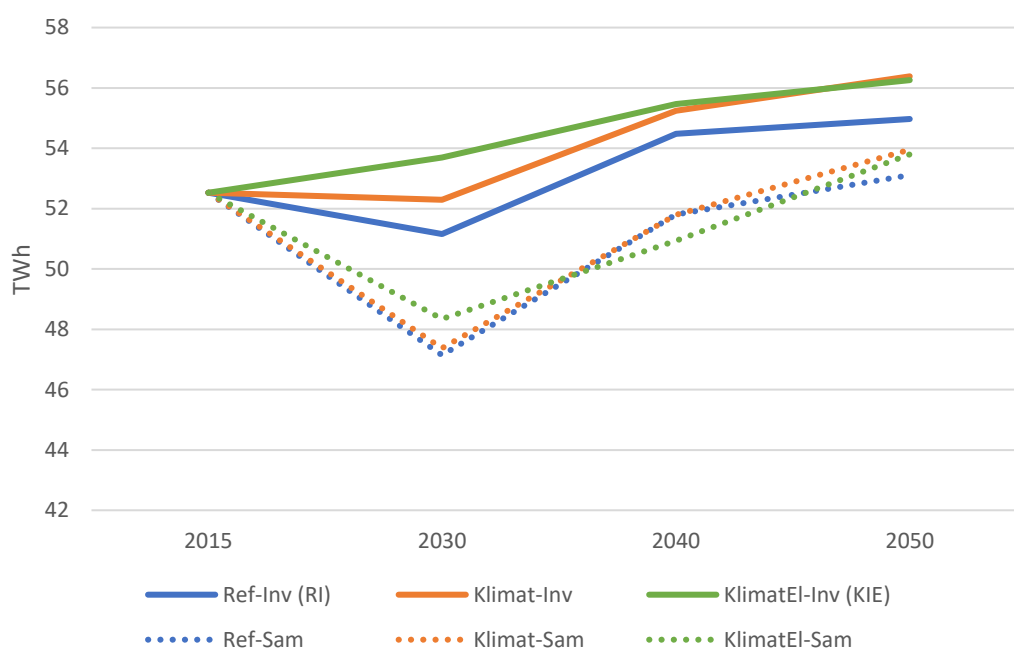
---

<sup>99</sup> Alla kraftvärmeverk i Sverige är högeffektiva (Se Energimyndigheten (2013b)).

bostäder. Modellberäkningarna pekar också på småhussektorn som en potentiell tillväxtmarknad på längre sikt. Sammantaget, sett över hela analysperioden, blir det dock inga betydande förändringar avseende fjärrvärmebehovet.

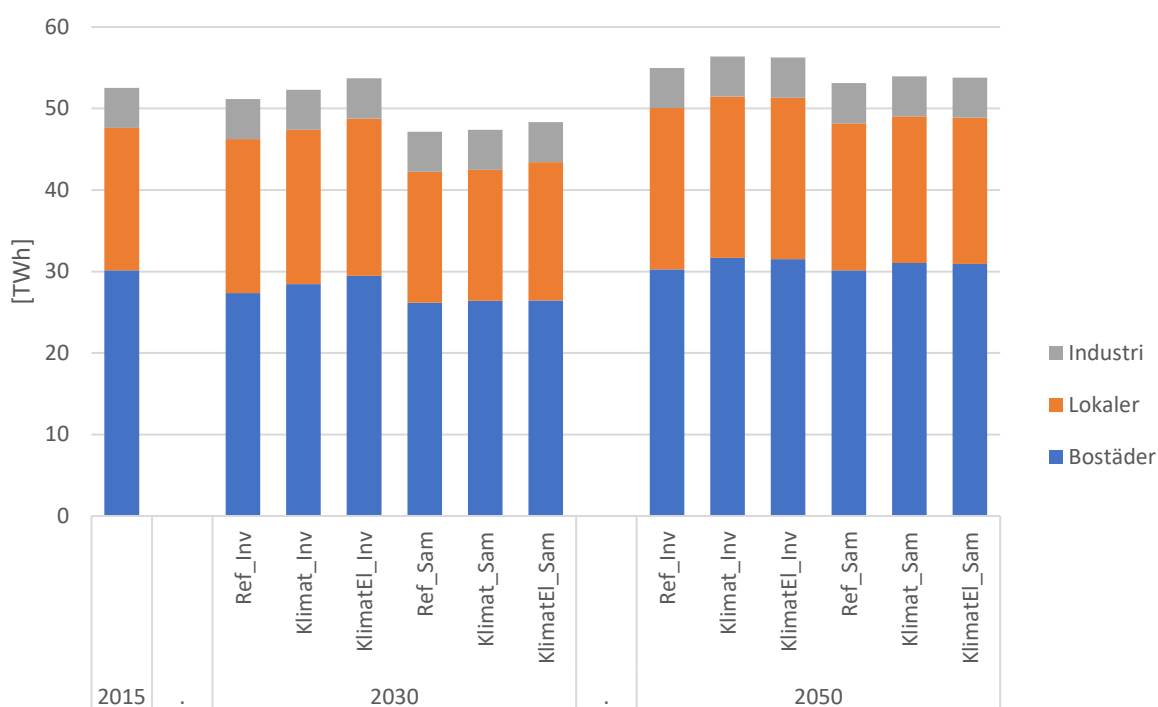
Potentialbedömningarna för fjärrvärmeleveranserna uppgår sammanlagt till 47–54 TWh 2030 beroende på scenario, 2040 ligger spannet på 51–55 TWh och 2050 på 53–56 TWh (se Figur 32). Noterbart är att i fallen med en samhällsekonomisk kalkylränta antas leveranserna bli mindre. Detta betyder att marknaden bygger ut mer fjärrvärme än vad som skulle vara fallet om utbyggnaden av energisystemet skulle ske med en samhällsekonomisk kalkylränta. Vilket återigen är ett resultat av att värmepumpar och energieffektivisering får en större nytta av en lägre ränta.

Figur 32 Potentialbedömning för fjärrvärmeleveranser



Modellverktyget beskriver fjärrvärmemarknaden som ett aggregerat svenskt fjärrvärmesystem. Man ska alltså betrakta modellresultaten som en samlad bild över den svenska fjärrvärmemarknadens långsiktiga utveckling mot 2050. I verkligheten är fjärrvärmemarknaden i stor utsträckning lokal vilket innebär att utvecklingen kan skilja sig mellan olika system, till exempel tillväxtregioner kontra regioner med en högre grad av utflyttning samt vid lokala skillnader i produktionens sammansättning och därmed dess konkurrenskraft. Utvecklingen för det kommande decenniets fjärrvärmeanvändning är också relativt känslig för olika energiprisutvecklingar. Figur 33 visar fjärrvärmeutvecklingens fördelning per sektor för de olika beräkningsfallen. Figuren visar också att tillväxten är störst i bostäder och därefter lokaler.

Figur 33 Fjärrvärmeanvändningens utveckling per sektor i grundscenarierna



### 5.9.2 Fjärrvärmeproduktion

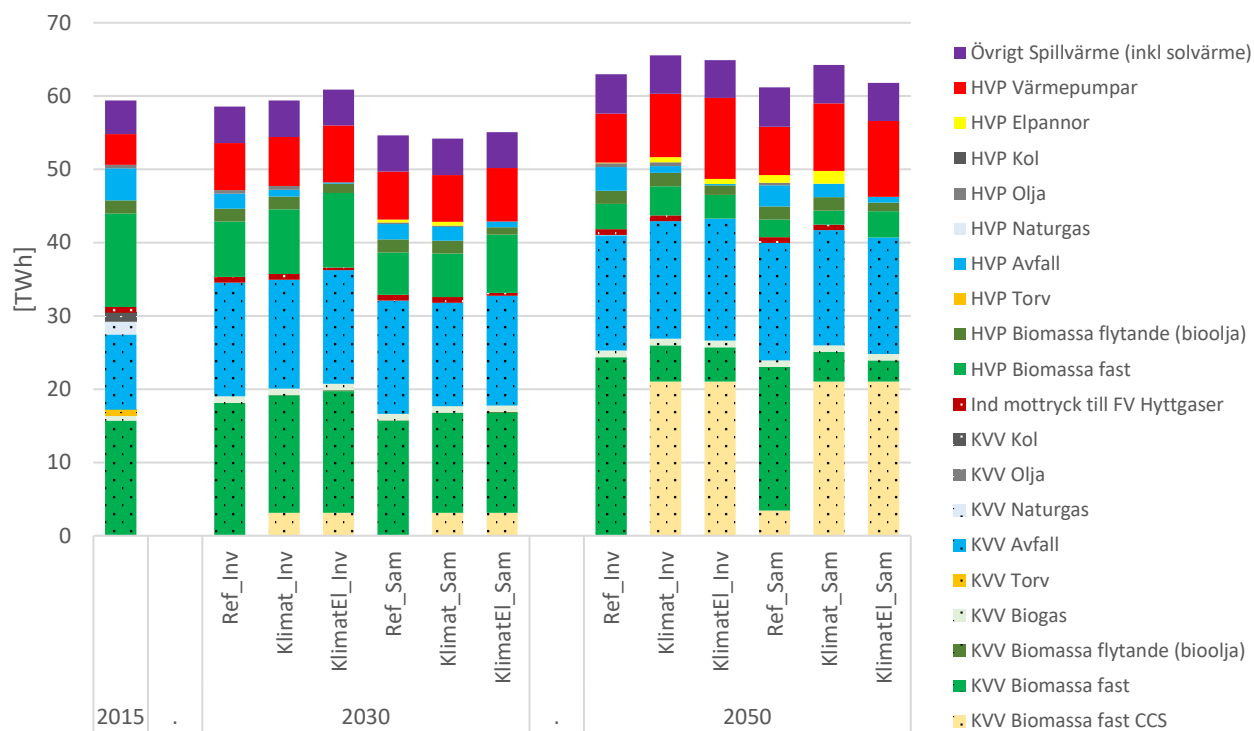
Fjärrvärmeproduktionen från kraftvärmeverken ligger idag (2015) på cirka 53 procent och ökar i modellberäkningarna till cirka 66 procent 2050 med marginella skillnader mellan de olika scenarierna. Fjärrvärmeproduktionens bränslesammansättning redovisas i Figur 34 och mer i detalj i Figur 35, Figur 36, Figur 37 och Figur 38. De fossila energislagen fasas ut redan 2030 sånär som på den fossila andelen av det brännbara avfallet, hyttgaser och en mycket liten andel eldningsolja för spetslastproduktion<sup>100</sup>. Det bör emellertid noteras att bioolja kan ersätta fossil spetslastolja och att branschen antagit en fossilfri färdplan (se kapitel 2.2) vilket kan fungera som en drivkraft för detta. Hyttgaserna och eldningsoljan försvinner helt i klimatscenierna. Biobränslen av olika slag och avfall är de två helt dominerande energislagen men även värmepumpar tar en större marknadsandel än idag. En viktig förklaring är den ökande tillgången till lågvärdiga värmekällor såsom datahallars överskottsvärme i synnerhet i klimatscenierna med ökad elektrifiering. De höga elpriserna i klimatscenierna motiverar en förskjutning från hetvattenpannor till kraftvärme vilket är extra tydligt för avfallsbränslen. I klimatscenierna får bio-CCS<sup>101</sup> ett omfattande genomslag från och med modellår 2040. Det beror på att de höga koldioxidpriserna klart överstiger kostnaderna för bio-CCS enligt de antaganden som gjorts i modellen. I Referensscenariot räcker dock inte koldioxidpriserna till för att motivera sådana investeringar. Osäkerheterna för bio-CCS-tekniken är emellertid stora då det i nuläget

<sup>100</sup> Eftersom upplösningen i Times på årsbasis bara är 12 eller 13 steg så fångar modellen inte prisvolatiliteten speciellt bra. Detta kan innebära att lönsamheten för elpannor underskattas. Exempelvis kan det tänkas vara intressant att investera i elpannor i ett scenario med volatila elpriser och där dessa vissa timmar är noll.

<sup>101</sup> Bio Energy Carbon Capture and Storage.

fortfarande saknas kommersiella erfarenheter även om fjärrvärmebranschen liksom politiken tagit vissa initiativ<sup>102</sup>.

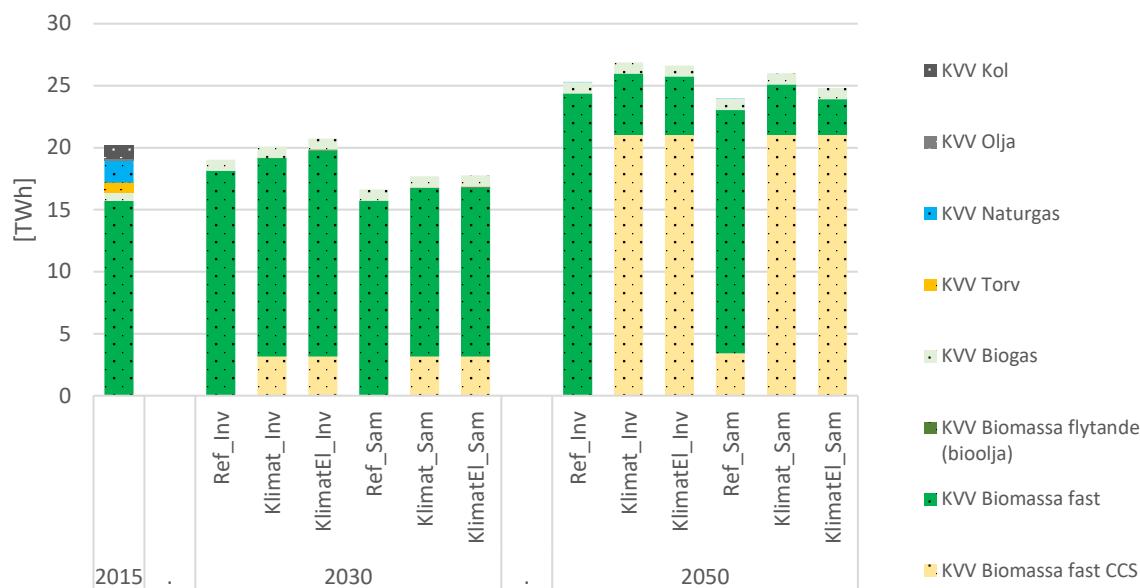
Figur 34: Fjärrvärmeproduktionens utveckling och sammansättning i grundscenarierna, (KVV= Kraftvärmeverk, HVP=Hetvattenpanna).



I Figur 35 framgår att bidraget från biobränslebaserad kraftvärme ökar i alla grundscenarier 2050 jämfört med 2030.

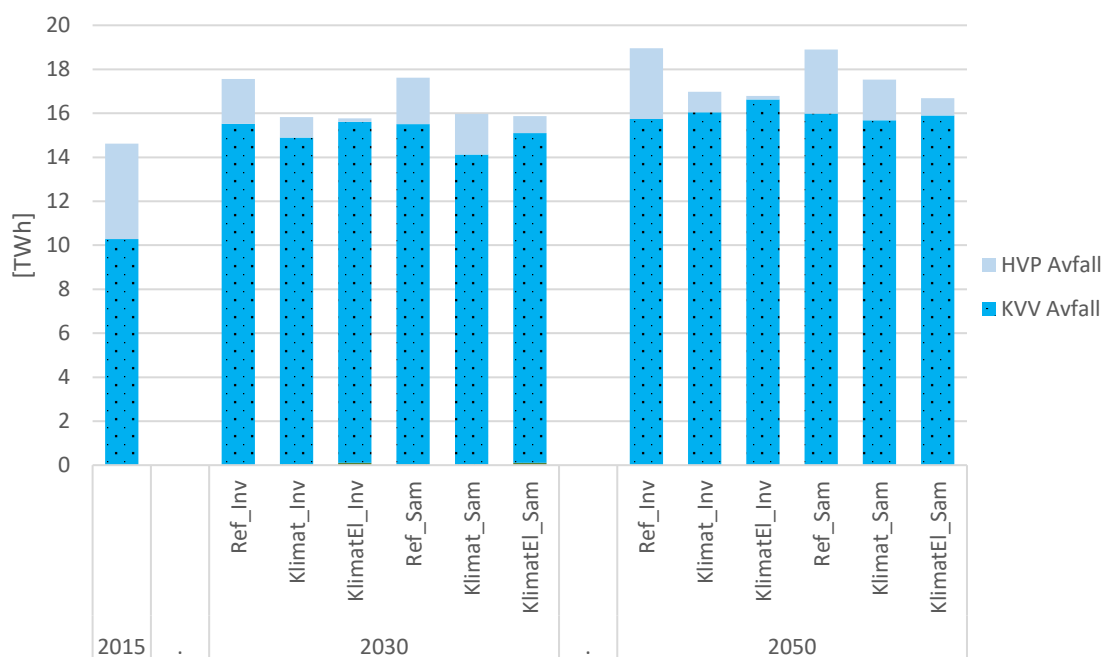
<sup>102</sup> Se kapitel 2.4 och 4.2.3 samt Bilaga D.

Figur 35 Fjärrvärme producerad från kraftvärme (exkl. avfall)



I Figur 36 framgår att bidraget från avfallskraftvärmen ökar i alla grundscenarier 2050 mot 2030 men att höga priser på koldioxid belastar det fossila innehåll i klimatscenerierna vilket gör att de scenarierna har något mindre avfallskraftvärme än referensscenarierna<sup>103</sup>.

Figur 36 Fjärrvärme från avfallsförbränning fördelat på hetvattenpanna (HVP) och kraftvärme (KVV)



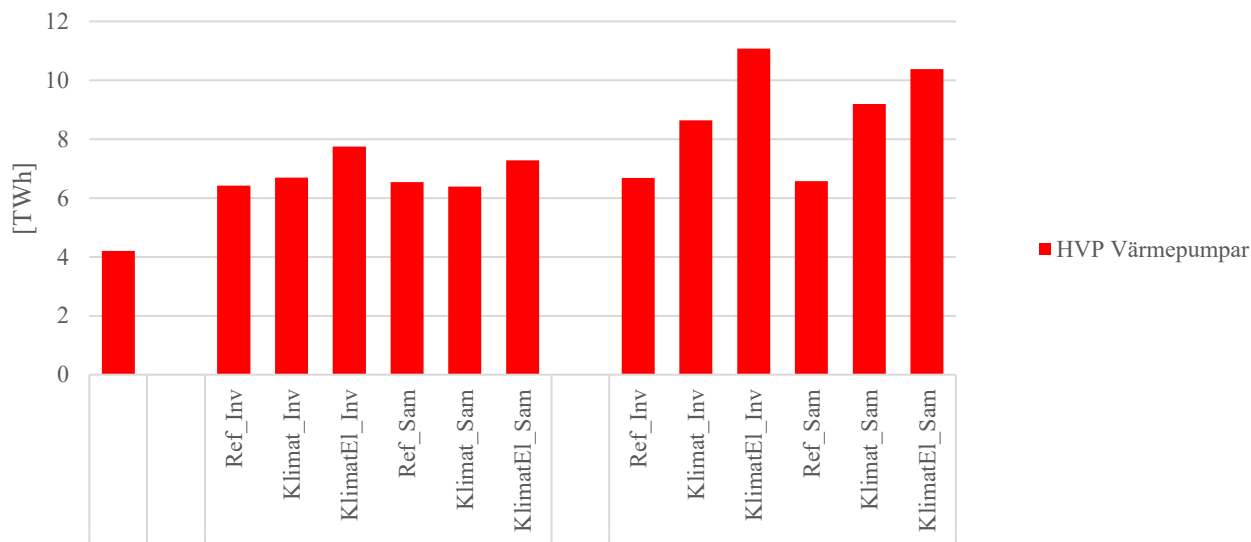
Figur 37 visar att värmepumpar i fjärrvärmeproduktionen blir viktigare 2050 mot 2030 särskilt i klimatscenerierna och särskilt i klimatsceneriet med ökad elektrifiering. Den totala fjärrvärmeefterfrågan minskar emellertid i fallet med samhällsekonomisk kalkylränta. Detta drabbar

<sup>103</sup> I Sverige ingår fjärrvärmesektorn i EU-ETS och avfallsförbränningsanläggningar för energiproduktion betalar utsläppsrätter.



även värmepumpsproduktion i fjärrvärmenäten, dock i mindre utsträckning än (bio)bränslebaserad produktion.

Figur 37 Fjärrvärme från värmepumpar



Figur 38 visar att fjärrvärmeproduktion från biomassa i hetvattenpanna minskar över tiden för alla fallen men att bioolja ökar något.

Figur 38 Förnybar fjärrvärme från hetvattenpanna (HVP) samt industriell spillvärme

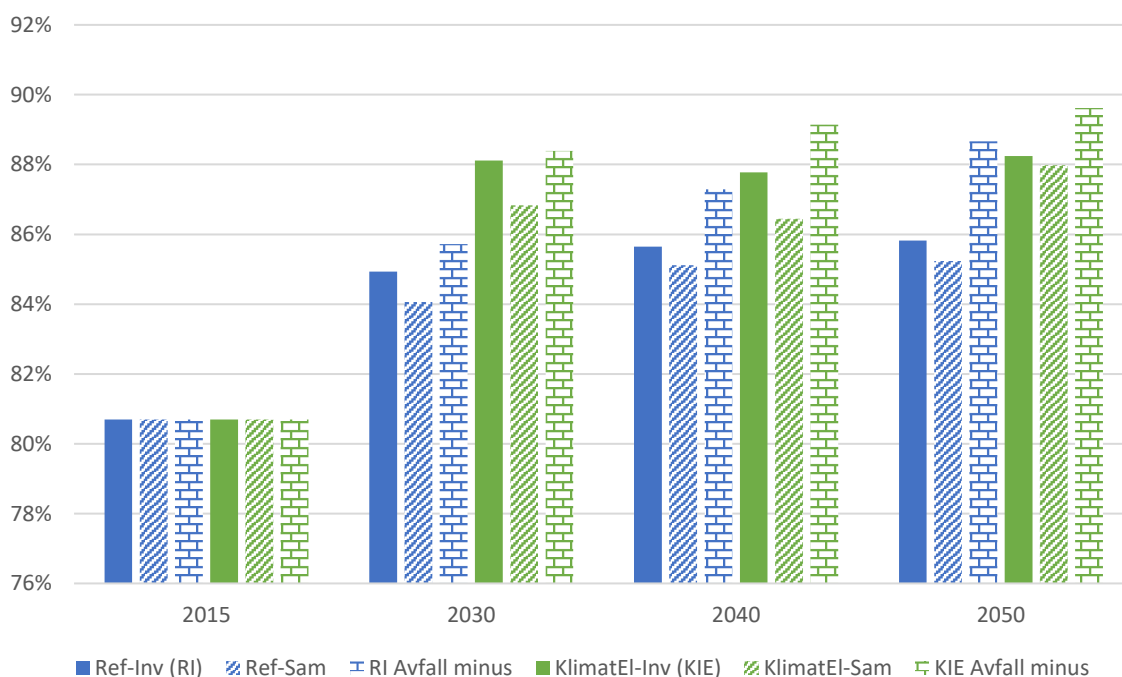


Det är det fossila innehållet i avfallet som gör att fjärrvärmen har svårt att öka sina förnybart-andelar. Figur 39 visar att en samhällsekonomisk ränta skulle ge mindre förnybart än vad marknaden själv skulle ge. Anledningen är att investeringar i biobränslehetvattenpanna men även lite i biokraftvärme minskar i fallen med samhällsekonomisk kalkylränta eftersom investeringar i

större utsträckning går till värmepumpar och energieffektivisering medan avfallskraftvärmen förblir den samma (räntan gäller ju för hela värme- och elsektorn och beräkningsmodellen optimerar utifrån de alternativ som med lägst kostnad kan värma upp en viss area). Därmed ökar andelen avfall vilket gör att de förnybara andelarna minskar i fallet med samhällsekonomisk ränta.

Fallen ”Avfall minus” visar vad som skulle hända om Sverige importerade 20 procent mindre avfall (avfall som har mer fossilt innehåll än det inhemska svenska avfallet). I Referensscenariot (blå staplarna) skulle mindre import av avfall leda till tre procentenheter mer förnybart 2050. I Klimat-El scenariot (gröna staplarna) skulle ökningen bli två procentenheter 2050.

Figur 39 Förnybar fjärrvärme jämfört med minskad avfallsförbränning i två av grundscenarierna



## Slutsatser

- Bio-CCS har stora möjligheter att minska koldioxidutsläppen från fjärrvärmeproduktionen och enligt modellkörningarna slår tekniken igenom 2040 i de båda klimatscenarierna. För att bio-CCS ska få det genomslag som modellresultaten visar behöver tekniken vara lönsam (det vill säga billigare att investera i än vad det kostar att släppa ut koldioxid<sup>104</sup>). Satsningar görs redan genom forskningsanslag samt inom industriklivet och i budgetpropositionen föreslås att Energimyndigheten ska bli ett nationellt centrum för koldioxidavskiljning och lagring, så kallad CCS, samt tilldelas medel för att inrätta ett system med omvänd aktion alternativt fast lagringspeng för avskiljning, infångning och lagring av koldioxid från förnybara källor<sup>105</sup> (se kap. 4.2.3 samt slutsatser i kap. 5.6). Om målet om nettonollutsläpp 2045 och negativa utsläpp därefter ska uppnås bör utvecklingen för kommersialiseringen av bio-CCS följas för att kunna bedöma om existerande insatser är tillräckliga.

<sup>104</sup> Detta förutsätter i sin tur ett styrmedel som ger en intäkt för att samla in CO<sub>2</sub> från atmosfären.

<sup>105</sup> Prop 2020/21:1, utgiftsområde 21.

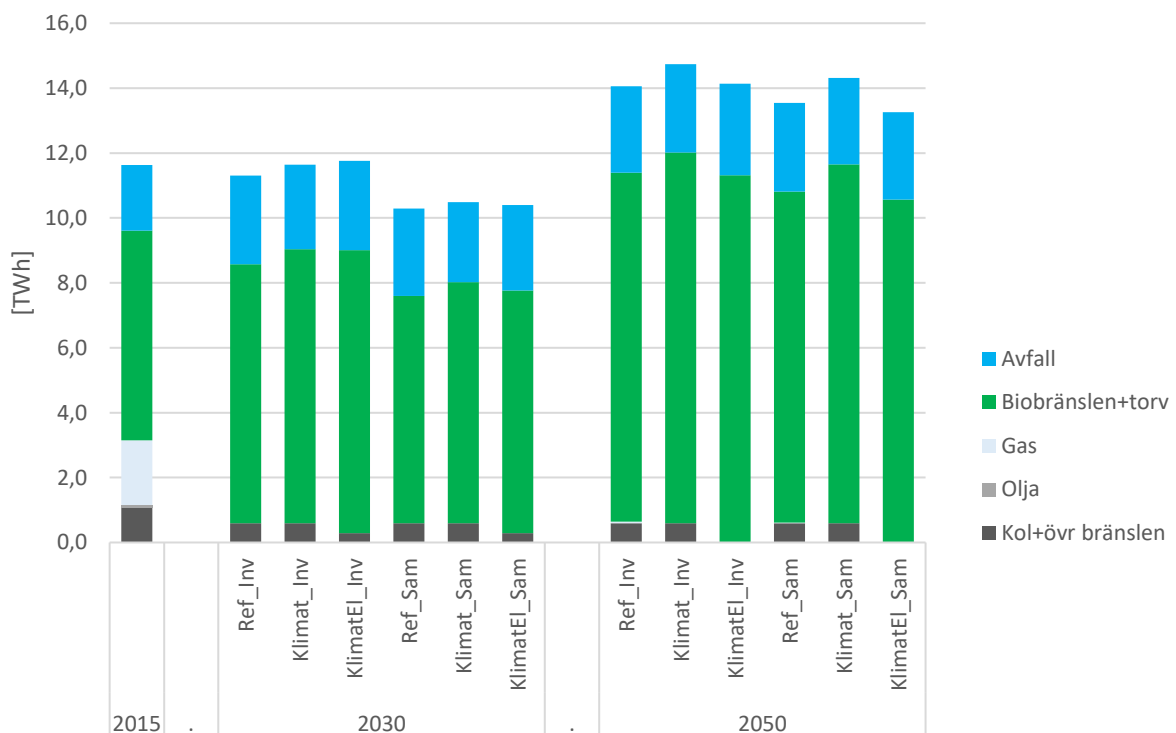
- Den enda fossila komponenten i fjärrvärmeproduktionen på längre sikt är det fossila innehållet i avfall (undantaget eventuella spetslastpannor med olja, men de går att ersätta med bioolja). För att öka förnybart-andelarna ytterligare krävs någon form av styrmedel för att minska det fossila innehållet i avfall. En möjlighet skulle kunna vara att införa ett styrmedel som leder till minskad import eftersom andelen fossilt innehåll där är högre än i det inhemska avfallet. Den svenska avfallskraftvärmen är emellertid relativt beroende av import av avfall varför ett styrmedel som minskar avfallsimporten skulle kunna leda till andra negativa effekter. För att kunna åtgärda problemet med fossilt avfall behöver sammansättningen av det avfall som används för förbränning förändras. Detta är inte ett problem som man in första hand kommer åt genom åtgärder i energisektorn utan styrningen behöver snarare riktas mot de aktörer som har rådighet för uppkomsten av avfallet (se även kapitel 2.8.2).

## 5.10 Kraftvärme

### 5.10.1 Elproduktion

Figur 40 och Figur 41 visar att kraftvärmeverkens bidrag till elproduktionen i modellberäkningarna ökar långsamt, eller stagnerar, till 2030 jämfört med basåret 2015. Fram till 2030 sker en utfasning av de fossila kraftvärmeverken som ersätts med biobränsleeldade och avfallseldade kraftvärmeverk. Det gör att elproduktionen minskar något eftersom de fossila kraftvärmeverken, som fasas ut, generellt har ett högre elutbyte än de anläggningar som ökar sin produktion, se Figur 40. Dessutom begränsas investeringsincitamenten för ny kraftvärme av bland annat elprisutvecklingen som bedöms bli relativt blygsam fram till 2030, inte minst till följd av en fortsatt kraftig utbyggnad av vindkraft. Även ökad konkurrens från andra uppvärmningsalternativ än fjärrvärme spelar in.

Figur 40: Elproduktionen från kraftvärmeverk i de svenska fjärrvärmesäten (dvs. ej industri).



Eleffekten i svenska kraftvärmeverk uppgår idag (2018) till omkring 3 000 MW el och elproduktionen från kraftvärmeverken har legat på knappt 10 TWh de senaste åren<sup>106</sup>. Modellberäkningarna indikerar att elproduktionen i de svenska kraftvärmeverken fram till 2030 kommer att ligga på ungefär dagens nivåer eller, som fallen med en samhällsekonomisk ansats, till och med minska något, se Figur 40.<sup>107</sup> Detta beror bland annat på att fjärrvärmerna tappar extra mycket i konkurrenskraft gentemot effektiviseringar och värmepumpar under de omvärldsförutsättningar som gäller i klimatscenarioet med en genomgående lägre kalkylränta.

På längre sikt, efter 2030, visar modellberäkningarna att elproduktionen och eleffektbidraget från biokraftvärme ökar som en följd av stigande elpriser i synnerhet under vinterperioden.

I modellresultaten ligger det även kvar lite kol 2050 men i verkligheten är det inte särskilt troligt att det skulle ligga kvar även om det är lönsamt<sup>108</sup>. I klimatscenarioet med högre elpris försvinner dock det sista fossila innehållet i kraftvärmerna även i modellen.

### **5.10.2 Effekter på primärenergi av Kraftvärmeproduktion**

I teknikscenariot RI KVV minus analyseras effekten av uteblivna investeringar i kraftvärme i Sverige jämfört med Referensscenariot Ref\_Inv. Skälet till en sådan utveckling kan vara att investerarna av olika skäl bedömer att osäkerheterna är för stora för att man ska våga satsa på kraftvärme och istället väljer att investera i hetvattenpannor eller annat när det är dags att ersätta åldrande anläggningar med nya. Hur en sådan utveckling skulle påverka primärenergianvändningen redovisas i Figur 41. Figuren visar differensen i primärenergianvändning i hela Nordeuropa<sup>109</sup> mellan ett fall där nyinvesteringar i svensk kraftvärme (Ref\_Inv) tillåts förutsatt att de är lönsamma och ett fall där nyinvesteringar i kraftvärme inte tillåts (RI-KVV minus), det vill säga ett fiktivt fall där man antar att nyinvesteringar i kraftvärme inte är lönsamt. Det sistnämnda innebär att det sista kraftvärmeverket fasats ut någon gång runt 2045. Eftersom systemgränsen är satt runt Nordeuropa fångas även primärenergianvändningen som resultat av förändrad elhandel mellan Sverige och omvärlden. Ur figuren går det att utläsa att nettoeffekten är en ökad primärenergianvändning utifrån nyinvesteringar i svensk kraftvärme inte sker. Enligt detta synsätt innebär alltså svensk kraftvärme en primärenergibesparing. Att den inte är större än vad som ses i figuren beror på att kraftvärmeproduktion innebär en omfattande användning av biobränslen. Om vi bara tittar på effekter inom Sveriges gränser kan vi konstatera att uteblivna investeringar i ny kraftvärme medför mindre biobränsleanvändning (som alltså skulle använts i kraftvärmeverken) men mer investeringar i vindkraft. Samtidigt ändras elhandeln mellan Sverige och omvärlden och det svenska importberoendet ökar, särskilt under vinterperioden då elbalansen kan vara extra ansträngd.

---

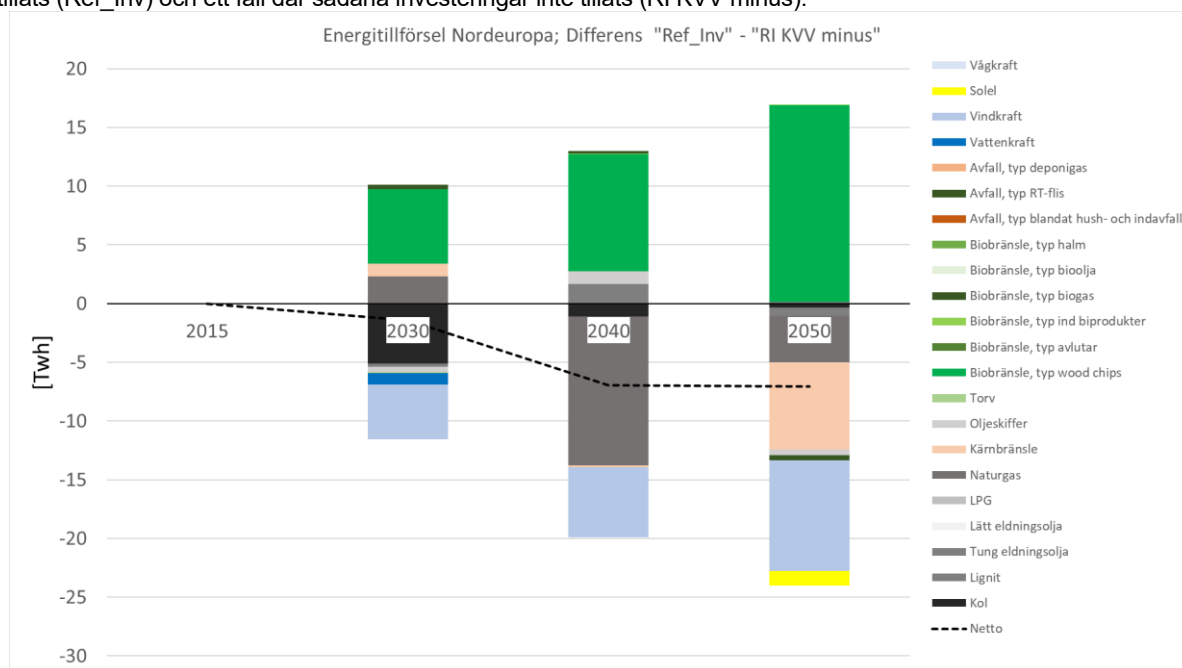
<sup>106</sup> Här inkluderas ej det industriella mottrycket, det vill säga kraftvärme från industrin.

<sup>107</sup> Resultatet för 2015 är ett beräknat värde och förutsätter normalår med normala drifttider för kraftvärmeverken. I verkligheten har produktionen legat något lägre av olika skäl.

<sup>108</sup> Bland annat med tanke på värmebranschens färdplan om fossilfri uppvärmning.

<sup>109</sup> Vilka länder som avses specificeras i Bilaga A.

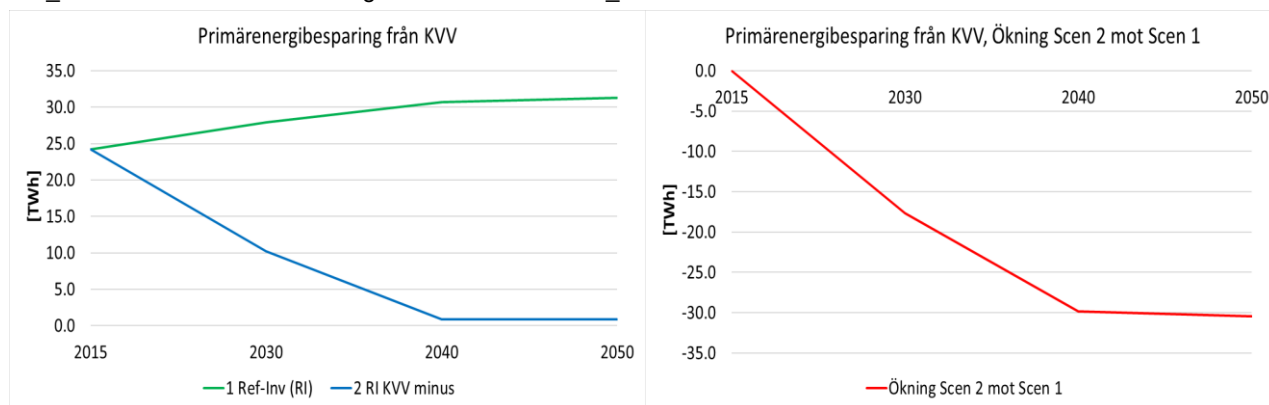
Figur 41: Skillnaden i primärenergitillförsel på Nordeuropanivå mellan ett fall där nyinvesteringar i svensk kraftvärme tillåts (Ref\_Inv) och ett fall där sådana investeringar inte tillåts (RI KVV minus).



Energieffektiviseringsdirektivet (bilaga II) kräver emellertid att primärenergibesparingar från kraftvärme beräknar bränsleåtgången i separat produktion av el (kondensverk) och fjärrvärme (hetvattenpannor) och ställer den mot motsvarande produktion av el och fjärrvärme i kraftvärmeverken (alternativproduktionsmetoden), se Figur 42. Ett sådant räknesätt betyder att primärenergibesparingarna från kraftvärme blir betydligt större än de som visas i Figur 41 vilket beror på att det är två helt olika sätt att räkna. Den röda linjen i det högra diagrammet i Figur 42 visar att med metoden i EED (bilaga II) så uppgår primärenergibesparingarna till 30 TWh. Den streckade linjen i Figur 41 visar emellertid att primärenergibesparingarna "på riktigt" endast skulle uppgå till 7 TWh ifall kraftvärmen antas ersätta teknikerna under 0-strecket.

Den röda linjen i Figur 42 utgör skillnaden i primärenergibesparing i ett fall där kraftvärmen byggs ut (motsvarar den gröna linjen i diagrammet till vänster) och ett fall där inga nyinvesteringar i kraftvärme görs (motsvarar den blå linjen i diagrammet till vänster, Figur 42). Såväl den blå som den gröna linjen är alltså resultatet av primärenergibesparingen givet alternativproduktionsmetoden i EED. Man kan se att primärenergibesparingen i fallet utan nyinvesteringar i kraftvärme gå ner mot noll runt 2040 vilket beror på att kraftvärmeanläggningarnas livslängd antas ha uppnåtts och att de är helt utfasade då. I beräkningen som ligger bakom Figur 41 är det istället skillnaden mellan två scenarier (med och utan kraftvärme) som avgör primärenergibesparingen. Det innebär i sin tur att kraftvärmen ersätts av en mix av framförallt vindkraft, biobränsle och kärnbränsle. När det gäller exempelvis elproduktionen från vindkraft som ersätter elproduktionen från kraftvärme så är primärenergibesparingen noll. Men om utgångspunkten är att en given elproduktion i ett biobränsleeldat kraftvärmeverk istället sker i ett biobränsleeldat kondensverk med en klart lägre verkningsgrad så blir alltså besparingen betydligt större. När det gäller fjärrvärmeproduktionen så är skillnaden mycket liten eftersom verkningsgraden för den alternativa produktionen, en hetvattenpanna, är mycket hög.

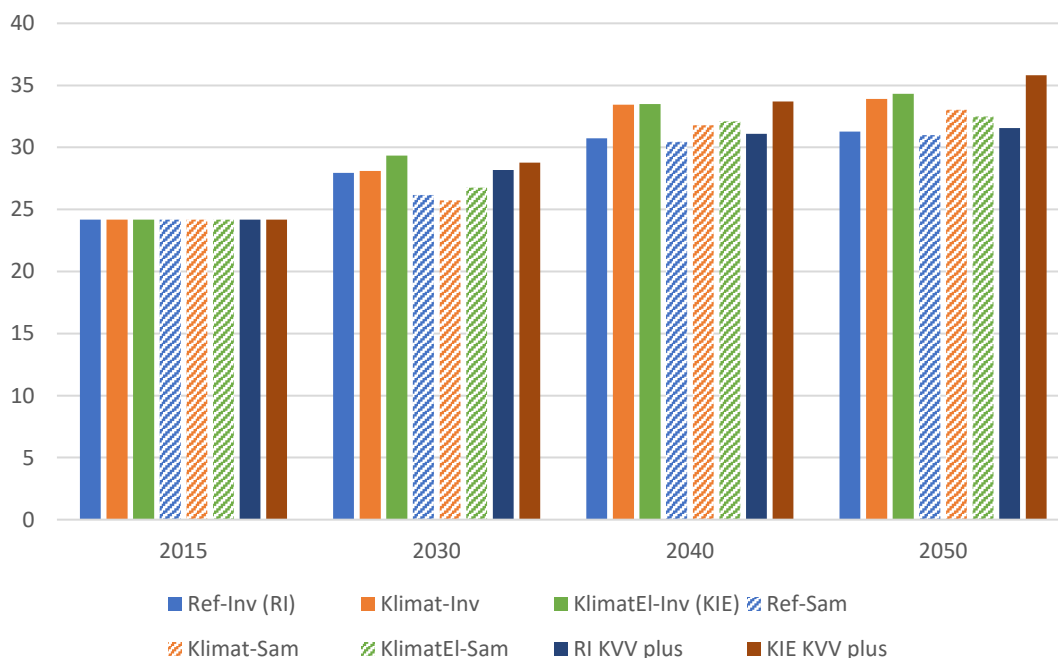
Figur 42: Till vänster: Primärenergibesparing för kraftvärme jämfört med separat produktion av el och värme för Ref\_Inv och RI KVV minus. Till höger: skillnad mellan Ref\_Inv och RI KVV minus.



Not: Scen 2 mot Scen 1 betyder Scenario 2 (Ref-Inv) minus Scenario 1 (RI KVV minus).

Figur 43 visar att även med en samhällsekonomisk kalkylränta skulle inte primärenergibesparingarna öka jämfört med samma scenario som använder en företagsekonomisk ränta (randiga staplarna jämfört med helfärgade staplarna i samma färg). Istället sker en viss minskning. Anledningen är att den totala fjärrvärmeproduktionen (inklusive kraftvärmen) blir mindre då investeringar söker sig till andra mer (relativt sett) kapitaltunga tekniker (som värmepumpar och energieffektivisering). Enda sättet att öka primärenergibesparingarna är att tvinga in mer kraftvärme än vad som är lönsamt (se staplarna RI KVV plus samt KIE KVV plus) men även i de fallen rör det sig inte om några betydande extra primärenergibesparingar<sup>110</sup>.

Figur 43 Primärenergibesparingar från grundscenarier och scenarier med mer kraftvärme, EU-beräkningsmetod



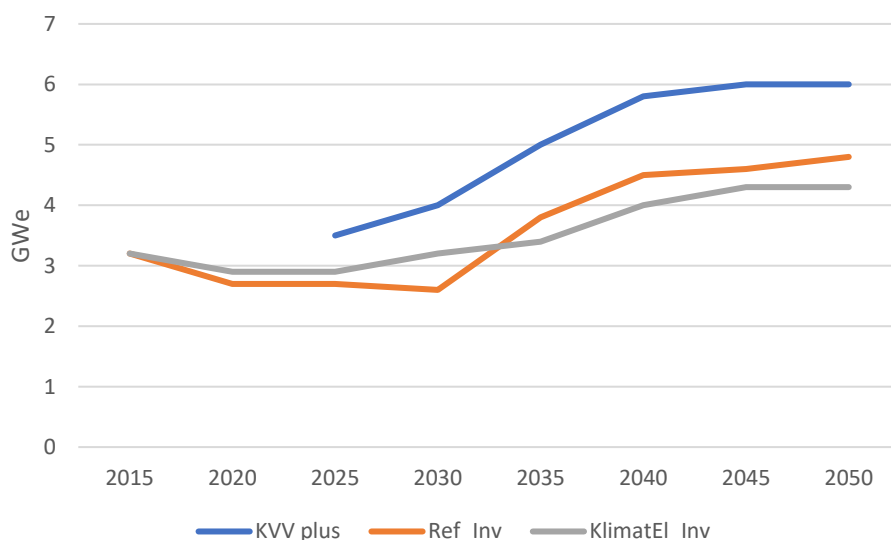
<sup>110</sup> Nivån för kraftvärmeintroduktion baseras på högfallet i "Kraftvärme i framtiden"-studien och uppgår till ca 6 GW<sub>el</sub> år 2050. Se Profu (2019).

### 5.10.3 Mer kraftvärmekapacitet och effekter på systemkostnader

Figur 44 visar den installerade kapaciteten från kraftvärme i referensscenariot (Ref-Inv) och klimatscenariot med ökad elektrifiering (KlimatEl\_Inv) jämfört med fallet KVV-plus där extra mycket kraftvärme tvingas in i modellen, dvs. mer än vad modellen bygger ut kostnadsoptimalt. Beroende på scenario så skulle det innebära en ökning på 1,7 GW respektive 1,2 GW extra installerad effekt 2050. Som kunde ses i Figur 43 så skulle fallet KVV-plus emellertid inte påverka primärenergibesparingarna så mycket. Detta beror på att den högre andelen installerad effekt helt enkelt inte är lönsam att köra så mycket vilket gör att nyttjandetiden med andra ord inte är särskilt hög för den tillkommande kapaciteten i KVV-plusfallet.

Ifall kostnaden för den installerade extra effekten är låg kan det emellertid ändå vara så att nyttan av att tillhandahålla extra effekt för att råda bot på lokal effektbrist kan överstiga kostnaderna av att tvinga in mer kraftvärme (än vad modellen bygger ut), se kap. 2.8.5.

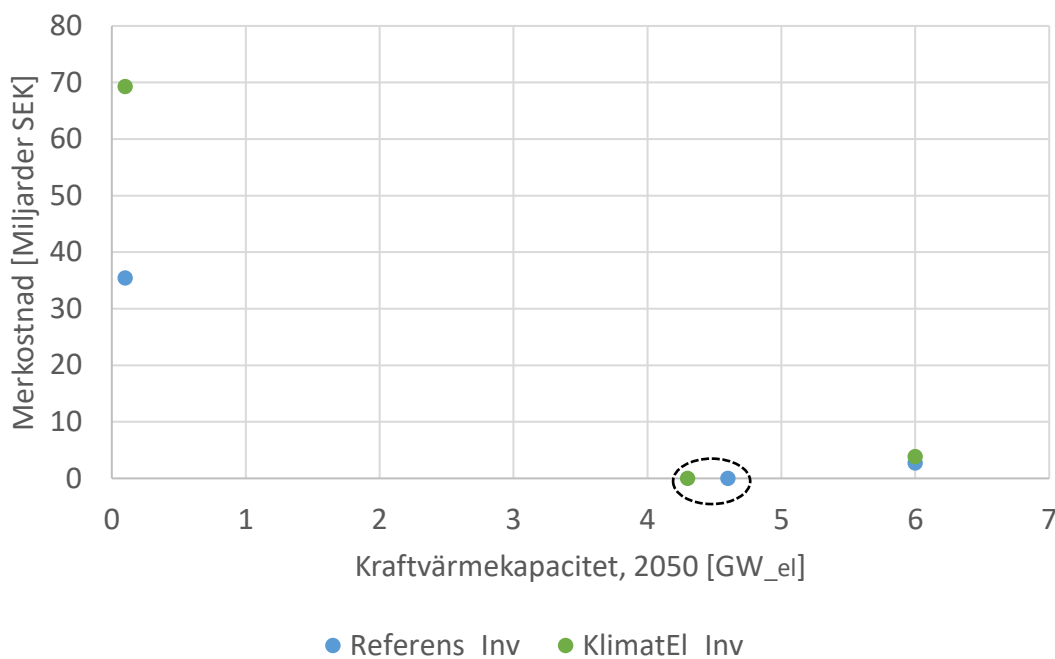
Figur 44 Installerad kraftvärmekapacitet KVV-plus jämfört med grundscenarier Ref\_Inv och KlimatEl\_Inv



Figur 45 visar effekten på modellens systemkostnad av de teknikscenarier i vilka alternativa förutsättningar gällande kraftvärmekapacitet testas. Modellens systemkostnad är alla kostnader som uppstår i systemet under hela den modellerade perioden (2005 till 2050) och uttrycks som ett diskonterat nuvärde till modellens basår 2005 (en diskonteringsränta på 3,5 procent används i analysen)<sup>111</sup>. De gröna och blå prickarna längst till vänster i figuren visar på merkostnaderna av att det inte sker några nyinvesteringar i kraftvärme för fallen Ref-Inv och KlimatEL\_Inv. De inringade prickarna i mitten visar ordinarie situation för respektive scenario, det vill säga ingen merkostnad för den installerade effekten. Prickarna längst till höger visar merkostnaden för ytterligare kapacitet i fallet KVV plus jämfört med fallen Ref-Inv och KlimatEL\_Inv (jämför Figur 44).

<sup>111</sup> I modellen minimeras systemkostnaden vilket utgörs av alla kostnader som uppstår i systemet under den modellerade perioden. Dessa kostnader ska dock skiljas från vissa kostnadskomponenter som normalt också betecknas som systemkostnader i form av balanstjänster/reservmarknader och stödtjänster.

Figur 45: Effekt på systemkostnad för olika nivå av kraftvärmekapacitet (GW<sub>el</sub>), uttryckt som merkostnad för teknikscenarier gentemot grundscenarier (som är inringade). KVV-minus till vänster i bild, KVV-plus till höger i bild jämfört med inringade grundscenarier.



Resultaten visar system-merkostnader på cirka 35 och cirka 70 miljarder kronor för Referens- respektive KlimatEl-förutsättningar av uteblivna investeringar i kraftvärme (KVV minus). Den höga kostnadseffektiviteten för bio-CCS i scenariot KlimatEl\_Inv gör att en utebliven möjlighet att investera i denna teknik ger ytterligare negativa konsekvenser på systemkostnaden i förhållande till förutsättningarna i referensfallet med lägre koldioxidpris. För KVV plus-fallen ses en ökad systemkostnad på cirka 3–4 miljarder kronor. Modellberäkningarna visar att merkostnaden av att tvinga in mer kraftvärme jämfört med det optimala utfallet i respektive grundscenario är mycket liten jämfört med merkostnaden som uppstår då vi i modellen inte tillåter nyinvesteringar i kraftvärme.

### Slutsatser

- En samhällsekonomisk kalkylränta skulle inte bidra till mer primärenergibesparingar än vad marknaden bidrar till eftersom fjärrvärmeproduktionen inklusive kraftvärmens skulle minska något på grund av ökad konkurrens från värmepumpar och energieffektivisering som skulle tjäna mer på en lägre kalkylränta.
- Låg lönsamhet nu riskerar att leda till underinvesteringar i kraftvärme ifall den inte prissätts korrekt utifrån sin nytta i att kunna bidra med olika systemstödtjänster. Utifrån EED medför även kraftvärme nytta i form av primärenergibesparingar vilket är ett kriterium som ska beaktas för den bedömning som ska göras i kostnadsnyttoanalysen.<sup>112</sup>

<sup>112</sup> EED Bilaga VIII Del 3 punkt 8 iii. Bedömningen och besluten bör i de analyserade scenarierna beakta kostnader och energibesparingar till följd av den ökade flexibiliteten i energiförsörjningen...”. Det bör noteras att primärenergibesparingar inte är en nytta i sig själv samt att knappheten hos en resurs får genomslag i prissignalen, vilket enligt Energimyndigheten är det som bör vara styrande.

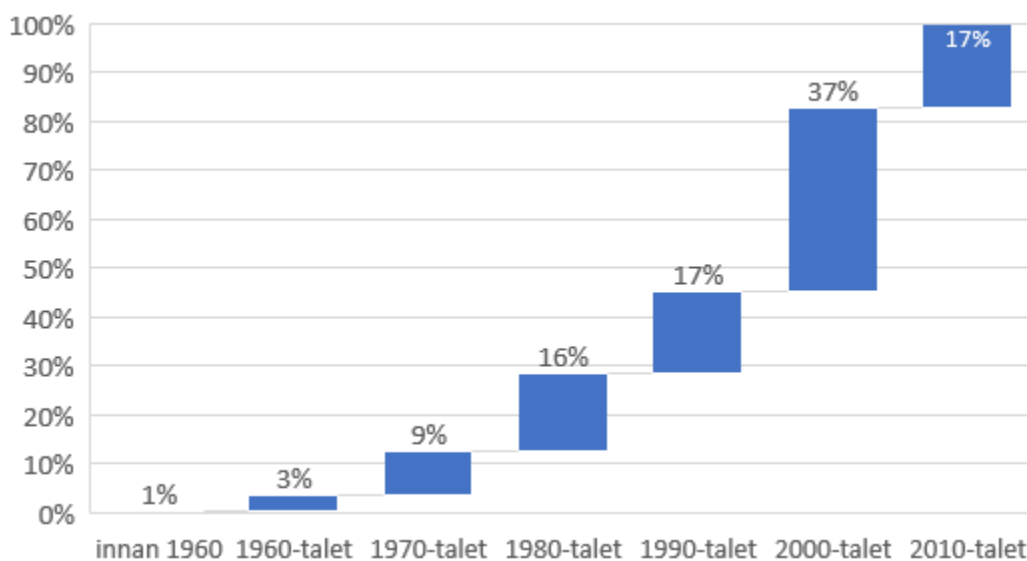


- En analys av systemkostnaderna av uteblivna investeringar i kraftvärme visar att de är ganska höga 35–70 Mdr medan systemkostnaderna för att tvinga in extra 1,2–1,7 GW eleffekt från kraftvärme i systemet är jämförelsevis låga 3–4 Mdr.
- Kraftvärmen spelar en viktig roll för effektbalansen särskilt med tanke på den ökande elektrifieringen och mer variabel kraft i elsystemet.
- En lämplig åtgärd vore att se över existerande styrmedel samt ifall kraftvärmen prissätts korrekt så att den kan fortsätta bidra med olika systemstödtjänster men även för att bidra med *effektiv värme och kyla* såsom det är definierat enligt EED<sup>113</sup> samt bidra till ett *effektivt system för fjärrvärme och fjärrkyla*.<sup>114</sup>

### 5.11 Effektiviseringar i fjärrvärme- och fjärrkylanäten

Bilaga VIII punkt 7 (f) efterfrågar en potential av minskningen av värme- och kylförluster från befintliga fjärrvärmenät. Det finns inga nya forskningsprojekt eller nya uppskattningar som visar potentialen för minskade förluster i fjärrvärme- eller fjärrkylanäten. De senaste uppskattningarna finns i rapporten *Heltäckande bedömning av potentialen för att använda högeffektiv kraftvärme, fjärrvärme*.<sup>115</sup> Sveriges fjärrvärmenät är relativt nytt (Figur 46). Det är ett modernt nät och det investeras kontinuerligt i det vilket gör att vi därmed har relativt låga förluster.

Figur 46 Utbyggnad av fjärrvärmenätet



Källa: Energiföretagen

<sup>113</sup> EED Artikel 2. 42. effektiv värme och kyla: en värme- och kylmöjlighet som, jämfört med ett referensscenario som återspeglar ett scenario där man fortsätter som tidigare, mätbart minskar den primärenergiinsats som behövs för att leverera en enhet levererad energi inom en relevant systemgräns på ett kostnadseffektivt sätt, i enlighet med bedömningen i den kostnads– nyttoanalys som avses i detta direktiv, med hänsyn tagen till den energi som krävs för utvinning, omvandling, transport och distribution.

<sup>114</sup> EED. Artikel 2. 41. effektivt system för fjärrvärme och fjärrkyla: system för fjärrvärme eller fjärrkyla som använder minst 50 % förnybar energi, 50 % spillvärme, 75 % kraftvärmeproducerad värme eller 50 % av en kombination av sådan energi och värme.

<sup>115</sup> ER2013:24

Dagens fjärrvärme, även kallad tredje generationens fjärrvärme (3GDH) använder varmt vatten som transporteras i rör oftast under marken med en temperatur mellan 80 - 100 °C, beroende på utomhustemperaturen, med lägre temperaturer på fjärrvärmevattnet under sommaren och högre temperaturer under vintern. För traditionell fjärrvärme används prefabricerade isolerade stålrör för att transportera fjärrvärmevattnet.

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 teknikhus. I teknikhuset finns en större undercentral placerad och används för att växla ner temperaturen på primära fjärrvärmevattnet 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.<sup>116</sup>

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. De LTDH som finns idag förekommer i en blandning av PEX- och stålrör. Simuleringar har visat att 4GDH under rätt omständigheter är kostnadseffektivare än tredje generationens fjärrvärme samt har betydligt mindre förluster. I en simulering för ett område i Kiruna skulle de termiska förlusterna från ett vanligt fjärrvärmenät uppgå till 3,74 Mkr över en femtioårsperiod medan de mer än halverades för 4GDH.<sup>117</sup>

I en annan simulering, i studien *Economic benefits of fourth generation district heating*<sup>118</sup> visar författarna att givet vissa förutsättningar, kan förlusterna minska från 8,4 procent, i ett studerat vanligt fjärrvärmenät till 3,3 procent för ett lågtempererat fjärrvärmenät.

Potentialen för lågtempererade fjärrvärmenät 4GDH/LTDH är emellertid svåra att uppskatta mer konkret.

## 5.12 Lågtempererad spillvärme till fjärrvärmeproduktionen<sup>119</sup>

Spillvärme delas här upp i dels industriell spillvärme med hög temperatur som direkt kan användas ut på fjärrvärmenätet ("industriell spillvärme") och spillvärme/restvärme med lägre temperaturnivåer som växlas upp av värmepumpar. Vad det gäller industriell spillvärme är inte potentialen särskilt stor (se kapitel 2.5 och kapitel 3.1) vilket avspeglar sig i modellberäkningarna som visar på en potential på tillkommande industriell spillvärme mellan 0,6–0,8 TWh mellan 2015–2050 för de olika scenarierna (se Tabell 6).

Tabell 6 Potential industriell spillvärme alla grundscenarier

Grundscenario	Ökning 2015 till 2050, TWh
Ref-Inv (RI)	0,8
Klimat-Inv	0,6
KlimatEl-Inv (KIE)	0,6

<sup>116</sup> Fjärde generationens fjärrvärme och samförläggning vid Kiruna stadsomvandling, Wirsenius, M.

<sup>117</sup> Fjärde generationens fjärrvärme och samförläggning vid Kiruna stadsomvandling, Wirsenius, M.

<sup>118</sup> Averfalk, H. och Werner, S. Energy 193 (2020) 116727

<sup>119</sup> Se Bilaga B för förutsättningar och antaganden.

Ref-Sam	0,8
Klimat-Sam	0,6
KlimatEl-Sam	0,6

Den stora potentialen finns istället inom den lågtempererade spillvärmen, från till exempel datahallar, som kan växa betydligt mer med uppskattningar på mellan 1,7–4,8 TWh ytterligare spillvärme beroende på grundscenario, se Tabell 7. Noterbart är att en samhällsekonomisk kalkylränta inte skulle bidra med ytterligare spillvärme eftersom konkurrensen mot andra tekniker (exempelvis energieffektivisering och värmepumpar) även skulle öka med en lägre ränta. Potentialen för lågtempererad spillvärme är särskilt stor i klimatscenarioet med ökad elektrifiering. I det scenarioet antas att potentialen för spillvärme från datahallar är större än i referensscenarioet eftersom datahallarna antas bli fler i Sverige och därmed både påverkar elanvändningen och tillgången till lågtempererad spill- eller restvärme.

Tabell 7 Lågtempererad spillvärme innan temperaturhöjning med värmepump för alla grundscenarier

	2015	2030	2040	2050	Ökning 2015–2050
Ref-Sam	2,0	3,2	3,3	3,7	<b>1,7</b>
Ref-Inv (RI)	2,0	3,1	3,3	3,8	<b>1,8</b>
Klimat-Sam	2,0	3,1	3,6	5,1	<b>3,1</b>
Klimat-Inv	2,0	3,3	3,3	5,1	<b>3,1</b>
KlimatEl-Sam	2,0	3,8	4,9	6,3	<b>4,4</b>
KlimatEl-Inv (KIE)	2,0	4,1	4,9	6,8	<b>4,8</b>

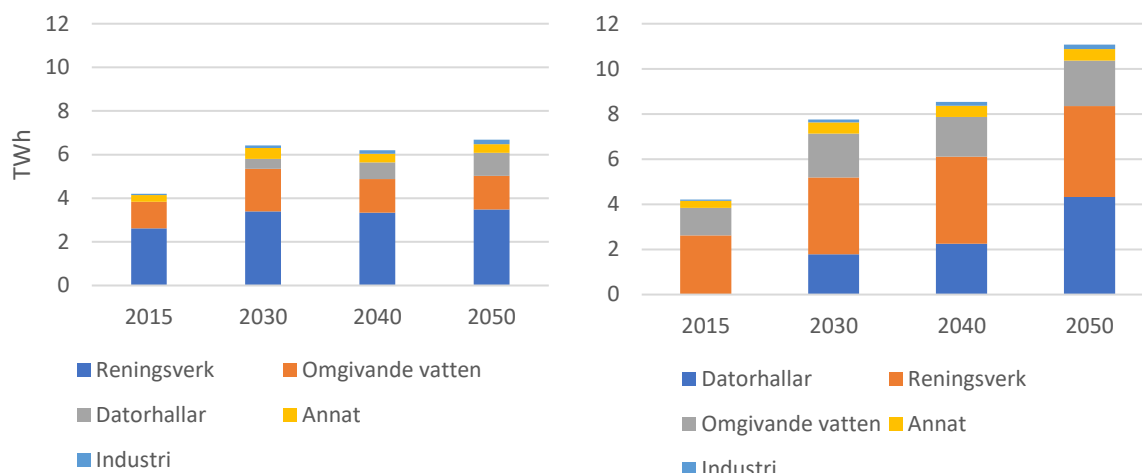
För att använda sig av den lågtempererade spillvärmen i fjärrvärmenät krävs emellertid att temperaturen höjs med hjälp av värmepumpar. Potentialen för ökad fjärrvärmeproduktion med värmepumpar som använder lågtempererad spillvärme ligger på mellan 2 och 6,1 TWh mellan 2015 och 2050 beroende på grundscenario (se Tabell 8).

Tabell 8 Lågtempererad spillvärme inklusive temperaturhöjning med värmepumpar

	2015	2030	2040	2050	Ökning 2015–2050
Ref-Sam	3,0	4,6	4,6	5,0	<b>2,0</b>
Ref-Inv (RI)	3,0	4,5	4,7	5,1	<b>2,1</b>
Klimat-Inv	3,0	4,7	4,5	7,0	<b>4,1</b>
Klimat-Sam	3,0	4,4	5,0	7,0	<b>4,0</b>
KlimatEl-Sam	3,0	5,3	6,8	8,5	<b>5,5</b>
KlimatEl-Inv (KIE)	3,0	5,8	6,8	9,1	<b>6,1</b>

En närmre titt på fördelningen av ursprunget till den lågtempererade spillvärmen för fjärrvärmeproduktion visas för två av scenarierna (med mest respektive minst spillvärme) i Figur 47. Figuren visar att spillvärme från reningsverk är en viktig resurs i båda fallen men att spillvärme från datahallar antas öka en hel del i klimatscenarioet med hög elektrifiering fram till 2050.

Figur 47 Fjärrvärmeproduktionen från värmepumpar som utnyttjar spillvärme med lägre temperaturer, Ref\_Inv (till vänster) KlimatEI\_Inv (till höger)



### Slutsatser

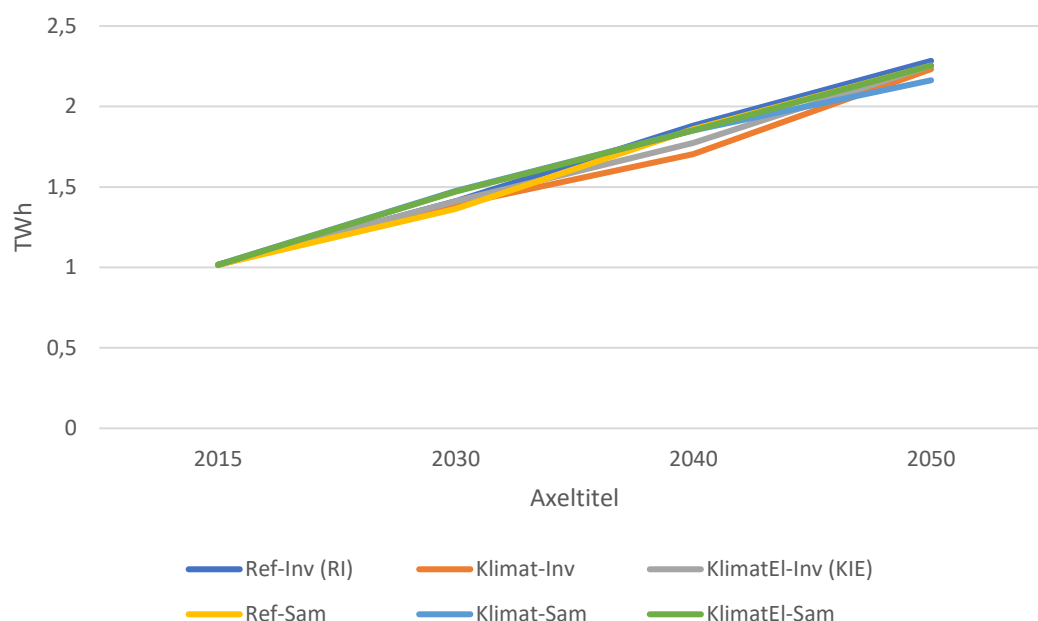
- Potentialen för industriell spillvärme (spillvärme med temperaturer som gör att den kan användas direkt ut på ett fjärrvärmenät) bedöms inte vara särskilt stora. Sammantaget ligger potentialen på en ökning på mellan 0,6–0,8 TWh från 2015–2050.
- Potentialen för lågtempererad spillvärme (restvärme) i kombination med värmepump för att höja värmen så att den kan användas på ett fjärrvärmenät bedöms vara ytterligare 2–6,1 TWh 2050 jämfört med 2015 beroende på scenario. En stor potential finns i tillvaratagandet av värmen från datahallar i klimatscenariot med hög elektrifiering vilket förutsätter en stor etablering av datahallar. Även i referensscenariot finns en viss potential.

### 5.13 Fjärrkyla

Leveranserna av fjärrkyla ökar markant under den modellerade perioden, från ca 1 TWh år 2015 till ca 2,3 TWh år 2050 för alla grundscenarier, se Figur 48. En samhällsekonomisk kalkylränta har ingen större inverkan på utbyggnaden. Utvecklingen i modellen drivs av ett generellt ökat kylbehov på grund av nybyggnation, en antagen utveckling med större andel kyld area samt även ett antagande om ett varmare klimat i framtiden (se Bilaga B för ytterligare information).

Marknadsandelen för fjärrkyla för lokalers komfortkyla visar en måttlig ökning från cirka 23 procent år 2015 till cirka 26 procent år 2050. Ökande kostnad för distribution i takt med att fjärrkylan expanderar till områden med glesare efterfråga på kyla är den faktor som i modellen hindrar en ytterligare, kostnadseffektiv, ökning av fjärrkylandelen.

Figur 48. Fjärrkylaleveranser för alla grundscenarier.

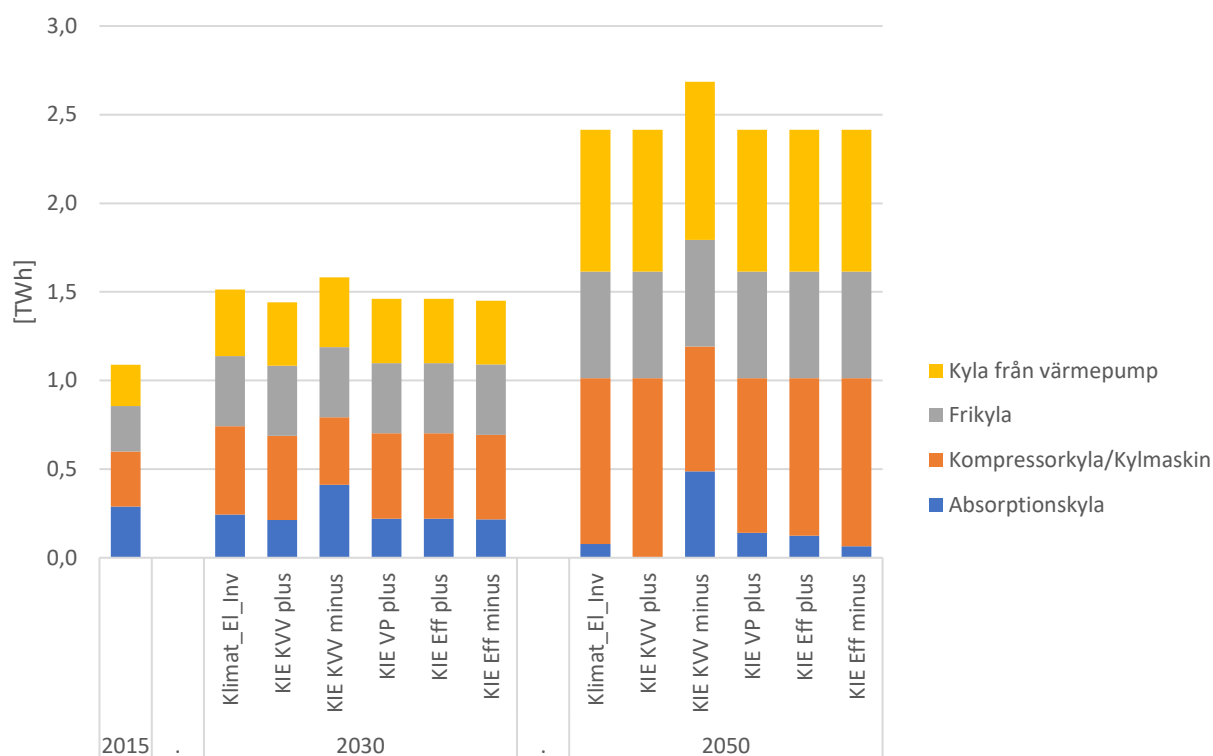


Att använda frikyla från sjöar eller andra vattendrag är ett fördelaktigt sätt att producera fjärrkyla och i modellresultaten byggs alternativet ut i den utsträckning som tillåts i modellbeskrivningen. Även att använda kyla från värmeproducerande värmepumpar i fjärrvärmenät är i stor utsträckning ett kostnadseffektivt alternativ, som dock är sammankopplat till och begränsat av potentialen för lämplig värmepumpskapacitet. Absorptionskyla<sup>120</sup> och kompressorkyla är alternativ som har få tekniska potentialbegränsningar. För de allra flesta av de modellerade teknikscenarierna, utgående från grundscenariot KlimatEl-Inv, väljs kompressorkyla i högre utsträckning än absorptionskyla (Figur 49). Kostnaden för fjärrvärmen är alltså i de flesta fallen inte tillräcklig låg i förhållande till elpriset för att motivera investering i absorptionskyla framför kompressorkyla.

Det bör påpekas att, liksom för fjärrvärme, har modellen en aggregerad beskrivning av fjärrkyla på Sverige-nivå. Speciella förutsättningar som kan gynna den ena eller andra lösningen på lokal nivå fångas därmed inte.

<sup>120</sup> Absorptionskyla använder fjärrvärme för att driva kylprocessen. Tillgång på billig fjärrvärme gör därför absorptionskyla mer lönsamt.

Figur 49. Fjärrkylaproduktion i grundscenariot KlimatEI\_Inv inklusive olika teknikscenarier.



Även om de flesta modellerade scenarier uppvisar de tendenser som redogörs för ovan, finns det exempel i resultatfloran där absorptionskylan får ett större utrymme. Gemensamt för dessa fall är att det under sommarsäsongen, då behovet av kyla är som störst, har uppstått en förhållandevis stor tillgång på billig värme i förhållande till värmeefterfrågan. Bland de modellerade scenarierna sker detta exempelvis i scenario KIE\_KVV\_minus, det vill säga i fallet där det antas att inga nyinvesteringar sker i kraftvärme. Som följd av uteblivna investeringar i kraftvärme ses högre fjärrvärmepriser under vinterhalvåret, men lägre under sommarhalvåret. Med en god tillgång på kapacitet i billig värmeproduktion som avfallshetvattenpanna under sommarhalvåret får absorptionskyla bättre förutsättningar än i de flesta andra modellerade scenarierna.

Liknande effekter ses också i känslighetsanalysfallet med minskad tillgång på biobränsle för el- och värmeproduktion (Bio minus). Den ökade biobränslekonkurrensen leder i detta fall till en något minskad fjärrvärmeefterfrågan och istället syns en övergång till framför allt individuella värmepumpar. Då biobränsleanvändningen i fjärrvärmesektorn är särskilt stor under vinterhalvåret påverkas dock inte potentialen för billig sommarproduktion (som spillvärme och avfallsförbränning) i någon större utsträckning. Den generellt minskade fjärrvärmeefterfrågan gynnar därför absorptionskylan, med en tyngdpunkt i produktionen under sommaren.

## 6 Potentiella nya strategier och politiska åtgärder

Detta kapitel svarar på artikel 14 bilaga VIII del IV punkt 9 i EED<sup>121</sup> som kräver en ”Översikt över nya lagstiftningsåtgärder och andra politiska åtgärder (8) för att infria den ekonomiska potential som fastställts i enlighet med punkterna 7 och 8 samt förutsedda”

- a) Minskningar av växthusgasutsläpp.
- b) Primärenergibesparingar i GWh per år.
- c) Inverkan på andelen från högeffektiv kraftvärme.
- d) Inverkan på andelen från förnybara energikällor i den nationella energimixen och i värme- och kylsektorn.
- e) Kopplingar till nationell finansiell programplanering och kostnadsbesparingar för offentliga budgetar och marknadsaktörer.
- f) En uppskattning av eventuella offentliga stödåtgärder, med en årsbudget och identifiering av potentiella stödelement.”

### 6.1 Potentiella åtgärder

#### 6.1.1 Inkludering av lågtempererad spillvärme i lagen om kostnadsnyttoanalys

Den 13 maj 2014 trädde lagen (2014:268) om vissa kostnads-nyttoanalyser på energiområdet i kraft. Lagen syftar till att främja en effektiv energiförsörjning. Lagen innehåller bestämmelser om att kostnads-nyttoanalyser ska utföras för att utreda potentialen för användning av högeffektiv kraftvärme, fjärrvärme eller fjärrkyla och spillvärme från industrin.

Energimyndigheten föreslår att lågtempererad spillvärme bör inkluderas i den kostnads-nyttoanalys som ska göras enligt lag 2014:268. Lämpliga tröskelvärden (avstånd, storlek, produktion etcetera) bör utredas närmre. Anledningen till förslaget är att potentialen för lågtempererad spillvärme vid framförallt en ökad elektrifiering och allt fler datahallar visat sig vara stor.

Potentialen för lågtempererad spillvärme (efter temperaturhöjning med värmepumpar) uppgår som mest i modellresultaten till 9 TWh värme som kan användas ut på fjärrvärmenätet 2050 i grundscenariot med högre klimatambition och ökad elektrifiering (KlimatEl\_Inv). Detta skulle innebära en ungefärlig primärenergibesparing på 10 TWh/år.<sup>122</sup> När det gäller minskningar av växthusgasutsläpp så sker egentligen ingen förändring ifall spillvärme (vilket antas) ersätter biovärme. Däremot kan det frigöra biomassa som kan användas till andra ändamål (ex. till

---

<sup>121</sup> Se Bilaga E för hela bilaga VIII i EED

<sup>122</sup> Baserat på att den lågtempererade spillvärmens ersätter biobränsleeldade hetvattenpannor med en verkningsgrad på ca 90 procent. I verkligheten är det svårt att veta vad som ersätts exakt. Spillvärme kan även ersätta olika typer av kraftvärme.

transportsektorn). En annan möjlighet är att avfallskraftvärme i någon mån kan ersättas och kanske bidra till en minskad import av avfall som har ett högre fossilt innehåll.<sup>123</sup> Ifall spillvärmens ersätter biovärme minskar också den förnybara produktionen med lika mycket, dvs. 10 TWh. Enligt förnybartdirektivet<sup>124</sup> får dock en del av spillvärmens räknas som förnybar för att nå respektive lands förnybartmål.

Förutom att inkludera lågtempererad spillvärme i en kostnadsnyttoanalys så bör andra styrmedel övervägas. Potentialen hos den lågtempererade spillvärmens är beroende av värmepumpar för att höja sin temperatur och kunna användas ut på ett fjärrvärmennät. För att säkerställa att en sådan potential tillvaratas och ett effektiv utnyttjande sker kan energibeskattningen av el behöva ses över. Ytterligare incitament för företag att leverera spillvärme skulle kunna vara att ställa krav på spillvärmeleveranser kopplade till nedsatt energiskatt.

### **6.1.2 Fortsatta satsningar på bio-CCS**

Energimyndigheten föreslår att Sverige fortsätter att satsa på och utreda möjligheterna för bio-CCS. Utsläppen inom kraftvärme och värmeproduktion i Sverige är till stor del biogena, vilket utgör en potential för negativa utsläpp. Vidare är möjligheten att applicera CCS inom kraftvärme- och värmeverk förhållandevis goda. Satsningar på bio-CCS är även en förutsättning för att nå målen om negativa utsläpp efter 2045. I båda klimatscenarierna, både med och utan elektrifiering liksom med båda kalkylräntorna, uppgår de negativa utsläppen till 9,5 Mton koldioxid/år 2050. Detta kräver emellertid att bio-CCS utvecklas ungefär som modellen antar och blir lönsamt runt 2040. Vad det gäller förnybartandelarna så påverkas de emellertid inte. Inte heller primärenergibesparingarna påverkas. Andelen högeffektiv kraftvärme (all kraftvärme är redan högeffektiv i Sverige) påverkas inte heller även om verkningsgraden minskar något med en bio-CCS-anläggning, se kap. 2.8.6.

Redan i nuläget finns satsningar på bio-CCS inom forskningsprogrammet Industriklivet på 100 miljoner kronor per år fram till 2022 och därefter 50 miljoner kronor per år fram till 2027. Energimyndigheten föreslås också i budgetpropositionen att bli ett nationellt centrum för koldioxidavskiljning och ska tilldelas medel för att inrätta ett system med omvända auktioner alternativt fast lagringspeng för avskiljning, infångning och lagring av koldioxid från förnybara källor<sup>125</sup> (se kap. 4.2.3). Det är möjligt att dessa medel tillsammans med branschens åtagande (se kapitel 2.4) är tillräckliga satsningar men utvecklingen bör följas för att säkerställa om bio-CCS behöver främjas ytterligare för att resultaten om negativa utsläpp ska nås.

### **6.1.3 Värna kraftvärmens**

Kraftvärmens är viktig för det svenska energisystemet med sitt bidrag till både uppvärmning och elproduktion. Kraftvärme har den positiva egenskapen att den har sin största värme- och elproduktion under vintern när också behovet är som störst. Med sin ofta centrala placering sker elproduktionen nära elanvändarna vilket minskar behovet av transmissions- och

---

<sup>123</sup> Det bör noteras att avfallskraftvärme erhåller en intäkt för att ta emot avfall vilket gör att spillvärmens då konkurrerar med negativa rörliga kostnader. Det bör också noteras att i och med att marknadsstabilitetsreserven blev operationell år 2019 i EU ETS innebär den att nationella åtgärder har en påverkan på de totala utsläppen inom EU ETS. Detta gäller dock bara på några års sikt. På längre sikt bedöms EU ETS fungera som tidigare vilket innebär att nationella åtgärder medför en omfördelning av utsläppen över tid och rum medan mängden totala utsläppen styrs av nivån i EU ETS.

<sup>124</sup> (EU) 2018/2001.

<sup>125</sup> Prop. 2020/21:1, utgiftsområde 21.



distributionsledningar. Kraftvärmen kan också bidra till stabiliteten i elnäten samt till att minska lokala effektbristsituationer.

Vad det gäller kraftvärmen kan det konstateras att behovet av och lönsamheten för kraftvärme kommer att öka över tid då vi i modellberäkningarna ser en ökad elanvändning med stigande elpriser och en utveckling mot ett elsystem med allt mer variabel kraft. Utmaningen för kraftvärmen är framförallt på kort sikt då en låg lönsamhet riskerar att minska nyinvesteringar i kraftvärme till förmån för investeringar i hetvattenpannor. Detta kan innebära att fjärrvärmeaktörer bygger in sig i hetvattenpannor vilket gör att kraftvärmeinvesteringar helt uteblir även om det blir lönsamt senare.

Kopplat till energisystemet finns en rad olika styrmedel som träffar kraftvärmen så som beskattning av insatsbränslen, fastighetsbeskattning, stöd till andra förnybara energislag som konkurrerar med kraftvärmen osv men även frågan om kraftvärmen får (tillräckligt) betalt för att tillhandahålla systemstödtjänster. För att på ett effektivt sätt kunna värna kraftvärmen och dess positiva egenskaper föreslår Energimyndigheten att en samlad översyn av styrmedlen som påverkar kraftvärmen genomförs, att det utreds vilken den samlade effekten är och vid behov förslå förändringar.

När det gäller minskningar av växthusgasutsläpp eller ökade förnybartandelar som en följd av åtgärder för att värna kraftvärmen så förväntas de inte öka med mer än de annars hade gjort eftersom eventuella åtgärder endast syftar till att värna det som finns och ge marknadsförutsättningar för reguljära nyinvesteringar. När det gäller primärenergibesparingar så beräknas de i kapitel 5.10.2. Beroende på scenario så uppgår de till mellan 31 och 36 TWh 2050 (Figur 43) med beräkningsmetoden enligt EED bilaga II.

#### **6.1.4 Minska fossila innehållet i avfall**

Användningen av avfall för energiåtervinning har ökat under hela 2000-talet. Importen av avfall till Sverige för energiåtervinning har mångfaldigats under en tioårsperiod till ca 2,4 miljoner ton 2017<sup>126</sup>. Precis som idag så visar modellresultaten att biobränsle kommer att dominera det framtida fjärrvärmesystemet men även att avfall kommer att stå för ett relativt stort bidrag. Resultaten visar också att det fossila bidraget i fjärrvärmeproduktionen kommer från den fossila delen av avfallet. Både det nationella avfallet och det importerade avfallet innehåller fossila delar, det kan dock konstaterats att det importerade avfallet har en högre andel fossilt än det nationella. Den svenska avfallskraftvärmen är idag relativt beroende av import av avfall varför ett styrmedel som minskar avfallsimporten skulle kunna leda till andra negativa effekter.

För att kunna åtgärda problemet med fossilt avfall behöver sammansättningen av det avfall som används för förbränning förändras. Detta är inte ett problem som man in första hand kommer åt genom åtgärder i energisektorn<sup>127</sup> utan styrningen behöver snarare riktas mot de aktörer som har rådighet för uppkomsten av avfallet.<sup>128</sup>

Vad det gäller bidrag till växthusgasminskningar, ökade förnybartandelar eller primärenergibesparingar så är det inte möjligt att uppskatta hur dessa skulle påverkas av eventuella

---

<sup>126</sup> SCB (2020).

<sup>127</sup> Prop. 2019/20:32.

<sup>128</sup> Se Energimyndighetens remissvar på regeringens proposition 2019/20:32.

styrmedel för att minska det fossila avfallets uppkomst eftersom dessa styrmedel måste utredas och utvärderas först.

## 7 Referenser

Avfall Sverige (2014), *Bränslekvalitet – Sammansättning och egenskaper för avfallsbränsle till energiåtervinning*, Waste Refinery-projekt 57.

Bertelsen och Mathiesen (2020), EU-28 Residential Heat Supply and Consumption: Historical Development and Status, *Energies*, 13(8): 1894. DOI: [10.3390/en13081894](https://doi.org/10.3390/en13081894).

Betänkande 2019/20:SkU12, *Skatt på avfallsförbränning*, Skatteutskottet.

Biovärmekartan 2020, *Bioenergitidningen*,  
[https://bioenergitidningen.se/app/uploads/sites/2/2020/02/Biova%CC%88rmekartan\\_2020-web.pdf](https://bioenergitidningen.se/app/uploads/sites/2/2020/02/Biova%CC%88rmekartan_2020-web.pdf) (hämtat 2020-11-11).

Boverket (2019), *Underlag till energisparkrav för byggnader som ägs och används av statliga myndigheter*, promemoria.

Dagens industri (2019). Elbrist hindrar pågens expansion: "Något man hör talas om i u-länder".  
<https://www.di.se/nyheter/elbrist-hindrar-pagens-expansion-nagot-man-hor-talas-om-i-u-lander/>  
(hämtat 2020-11-12).

Ellevio (2019). Krisen för Stockholms elförsörjning avvärjd på kort sikt.  
<https://www.ellevio.se/om-oss/Pressrum/newsroom/2019/oktober/krisen-for-stockholms-elforsorjning-avvarjd-pa-kort-sikt2/> (hämtat 2020-11-12).

Energiforsk (2015), *Regionala fjärrvärmesamarbeten – Drivkrafter och framgångsfaktorer*, Fjärrsyn, rapport 2015:102.

Energiföretagen (2020), Ta vara på energin – Fjärrvärme lägger grunden för ett hållbart samhälle. [https://www.energiforetagen.se/globalassets/energiforetagen/det-erbjuder-vi/kompetensforsorjning-dokument/fjarrvarme-pa-djupet\\_broschyr-for-utskrift.pdf](https://www.energiforetagen.se/globalassets/energiforetagen/det-erbjuder-vi/kompetensforsorjning-dokument/fjarrvarme-pa-djupet_broschyr-for-utskrift.pdf) (hämtat 2020-10-28).

Energiföretagen (2019), Remiss av promemorian Höjd energiskatt och koldioxidskatt på bränslen vid viss användning samt höjd skatt på kemikalier i viss elektronik, 2019-03-06.  
<https://www.gov.se/4938bc/contentassets/11b427b49d1245589534b125c956f538/energifoetagen-sverige.pdf> (hämtat 2020-11-12).

Energiföretagen (2017), Boka 6–7 februari för seminarium om spillvärmesamarbete mellan fjärrvärme och industri. <https://www.energiforetagen.se/medlemsnyheter/2017/juni/boka-67-februari-for-seminarium-om-spillvarmesamarbete-mellan-fjarrvarme-och-industri/> (hämtat 2020-10-29).

Energigas Sverige (2018), *Biogasandelen i det svenska gassystemet för uppvärmning*, Odaterat PM till Boverket (december 2018).

Energimarknadsinspektionen (2019), *Sveriges el- och naturgasmarknad 2018*, Ei R2019:02, s. 58.

Energimyndigheten (2020a), *Energiläget i siffror 2020*.

<http://www.energimyndigheten.se/statistik/energilaget/> (hämtat 2020-11-11).

Energimyndigheten (2020b), *Industriklivet*. <http://www.energimyndigheten.se/forskning-och-innovation/forskning/omraden-for-forskning/industri/industriklivet/> (hämtat 2020-11-11).

Energimyndigheten (2020c). *Nulägesanalys: Tekniskprång i industrin behövs för att nå klimatmålen*. <http://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2020/nulagesanalys-tekniskprang-i-industrin-behovs-for-att-na-klimatmalen/> (hämtat 2020-11-11).

Energimyndigheten (2020d). *Industriklivet negativa utsläpp: forskning och innovation*.

<https://www.energimyndigheten.se/utlysningar/industriklivet-negativa-utslapp-forskning-och-innovation/> (hämtad 2020-10-30).

Energimyndigheten (2019a), *Energistatistik för småhus 2019*.

<https://www.energimyndigheten.se/statistik/den-officiella-statistiken/statistikprodukter/energistatistik-for-smahus/> (hämtat 2020-11-11).

Energimyndigheten (2019b), *Energistatistik i flerbostadshus, småbostadshus och lokaler 2019*.

<http://www.energimyndigheten.se/statistik/den-officiella-statistiken/statistikprodukter/energistatistik-for-smahus-flerbostadshus-och-lokaler/> (hämtat 2020-11-11).

Energimyndigheten (2019c), *Scenarier över Sveriges energisystem 2018*, ER 2019:07.

Energimyndigheten (2018a), *Energistatistik i flerbostadshus, småbostadshus och lokaler 2018*.

<http://www.energimyndigheten.se/statistik/den-officiella-statistiken/statistikprodukter/energistatistik-for-smahus-flerbostadshus-och-lokaler/> (hämtat 2020-11-11).

Energimyndigheten (2018b), *Lagen om energikartläggning i stora företag*.

<http://www.energimyndigheten.se/energieffektivisering/jag-vill-energieffektivisera-min-organisation/energikartlaggning/energikartlaggning-i-stora-foretag/> (hämtat 2020-10-28).

Energimyndigheten (2013a), *Princip för redovisning av restvärmepotential vid projektering av ny fjärrvärmeproduktion*, ER 2013:09.

Energimyndigheten (2013b), *Heltäckande bedömning av potentialen för att använda högeffektiv kraftvärme, fjärrvärme och fjärrkyla*, ER 2013:24.

(EU) 2019/826, KOMMISSIONENS DELEGERADE FÖRORDNING (EU) 2019/826 av den 4 mars 2019 om ändring av bilagorna VIII och IX till Europaparlamentets och rådets direktiv 2012/27/EU om innehållet i heltäckande bedömningar av potentialen för effektiv värme och kyla.

(EU) 2018/2001, *EUROPAPARLAMENTETS OCH RÅDETS DIREKTIV (EU) 2018/2001 av den 11 december 2018 om främjande av användningen av energi från förnybara energikällor.*

Europeiska kommissionen (2020), Tillståndet i unionen EU-kommissionen höjer klimatambitionen och föreslår 55 % minskade utsläpp fram till 2030.  
[https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/sv/IP\\_20\\_1599](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/sv/IP_20_1599) (hämtat: 2020-10-30).

Fi2019/00431/S2, *Höjd energiskatt och koldioxidskatt på bränslen vid viss användning samt höjd skatt på kemikalier i viss elektronik.*

Fjärde generationens fjärrvärme och samförläggning vid Kiruna stadsomvandling, Wirsenius, M. (2019)

Fossilfritt Sverige (2019), Färdplan för fossilfri konkurrenskraft – Uppvärmningsbranschen.  
[http://fossilfritt-sverige.se/wp-content/uploads/2020/01/ffs\\_frdplan-fossilfri-uppvarmning\\_200128.pdf](http://fossilfritt-sverige.se/wp-content/uploads/2020/01/ffs_frdplan-fossilfri-uppvarmning_200128.pdf) (hämtat 2020-10-28).

Heat Roadmap Europe (2020), Resources by country – Country heat maps and atlases.  
<https://heatroadmap.eu/resources-by-country/> (hämtat 2020-11-11).

Naturvårdsverket (2020), Spillvärme tas tillvara genom Klimatklivet.  
<http://www.naturvardsverket.se/Nyheter-och-pressmeddelanden/Spillvarme-tas-tillvara-genom-Klimatklivet/> (hämtat 2020-10-28).

Naturvårdsverket (2019), *Minskad skattenedsättning av fossilt bränsle för persontransporter med inrikes sjöfart och för kraftvärmeproduktion*, Rapport 6875.

Profu (2019), *Kraftvärme i framtiden - hur mycket blir det?*

Profu (2017), *Analys av den förnybara energiandelen i avfall till förbränning.*

Proposition 2020/21:1, *Budgetproposition för 2021*, Utgiftsområde 21 Energi.

Proposition 2019/20:32, *Skatt på avfallsförbränning.*

Proposition 2013/14:187, *Reglerat tillträde till fjärrvärmennäten.*

Pöyry (2018), *Trångt i elnäten – Ett hinder för omställning och tillväxt?*

Regeringen (2020a), Sveriges integrerade nationella energi- och klimatplan.  
<https://www.regeringen.se/48edd1/globalassets/regeringen/dokument/sveriges-integrerade-nationella-energi-och-klimatplan-enligt-forordning-eu-2018-1999.pdf> (hämtat 2020-11-11).

Regeringen (2020b), Sveriges tredje nationella strategi för energieffektiviserande renovering.  
<https://www.regeringen.se/495d4b/contentassets/b6499271ac374526b9aa6f5e944b0472/sveriges-tredje-nationella-strategi-for-energieffektiviserande-renovering.pdf> (hämtat 2020-10-28).

Regeringskansliet (2019), Sveriges femte rapport om utvecklingen av förnybar energi enligt artikel 22 i Direktiv 2009/28/EG.

<https://www.regeringen.se/4aff0d/contentassets/93b13493aa734f01bf14ade8412365a4/ses-5e-rapport-utvecklingen-fornybar-energi.pdf> (hämtat 2020-11-11).

SCB (2020), Avfall, gränsöverskridande transporter. <https://www.scb.se/hitta-statistik/statistik-efter-amne/miljo/avfall/avfall-gransoverskridande-transporter/> (hämtat: 2020-10-29).

Skogsindustrierna (2020), Här finns våra medlemmar. <https://www.skogsindustrierna.se/om-skogsindustrin/vara-medlemmar/karta/> (hämtat 2020-11-11).

SKVP (2020), Värmepumpsförsäljning. <https://skvp.se/aktuellt-opinion/statistik/varmepumpsforsaljning> (hämtat 2020-11-11).

SOU 2019:63, Biogasmarknadsutredningen, *Mer biogas! För ett hållbart Sverige*.

SOU 2005:33, Fjärrvärmeutredningen, *Fjärrvärme och kraftvärme i framtiden*.

Stockholms handelskammare (2020), *Elbrist kortsluter Sverige – så hindras jobben, bostäderna och den gröna omställningen av elbristen*.

SvD (2019), Brödjätte vill växa – stoppas av elbrist. <https://www.svd.se/brodjatte-ville-expandera--stoppas-av-elbrist>. (hämtat 2020-11-12).

Svebio (2019a), Biokraft. <https://www.svebio.se/om-bioenergi/biokraft/> (hämtat 2020-11-11).

Svebio (2019b), Biokraftkartan 2019. <https://www.svebio.se/app/uploads/2019/10/Biokraftkartan2019-web.pdf> (hämtat 2020-11-11).

Värmemarknad Sverige (2020), *100 steg mot framtidens värmemarknad*, etapp 3 i projektet Värmemarknad Sverige 2019. [https://www.varmemarknad.se/pdf/100\\_steg.pdf](https://www.varmemarknad.se/pdf/100_steg.pdf) (hämtat 2020-11-11).

Värmemarknad Sverige (2014), *Värmemarknaden i Sverige – en samlad bild*. <https://www.varmemarknad.se/pdf/ViS.pdf> (hämtat 2020-11-11).

# Bilaga A      Beräkningsförutsättningar

I denna bilaga redogörs det för ett antal viktiga beräkningsförutsättningar som ligger till grund för resultaten för den ekonomiska potentialen av värme och kyla i kapitel 5. I huvudsak gäller dessa för samtliga scenarier med vissa undantag som då anges. En del beräkningar och antaganden skiljer sig från Energimyndighetens långsiktiga scenarier 2020. Anledningen är att Art 14-analysen bygger på energibehovsframskrivningar från den vid det tillfället senast tillgängliga ”Långsiktiga scenarier” från Energimyndigheten, vilket är det som gjordes för ca två år sedan. Bränslepris- och CO<sub>2</sub>-prisantaganden är däremot av aktuellare snitt och bygger på det som publicerades av IEA i WEO 2019. Den pågående etappen av ”Långsiktiga scenarier” (2020), som alltså kom igång efter det att Art14-arbetet färdigställts, bygger istället på helt uppdaterade energibehovsframskrivningar samt helt nya bränsleprisframskrivningar, vilka har tillhandahållits av Energimyndigheten till Profu inför det arbetet. Även viss modellutveckling och annan tekniskspecifik indatauppdatering har tillkommit. Däremot har Profu i den pågående etappen av ”Långsiktiga scenarier” utnyttjat den modellutveckling som gjordes inom ramarna för Art 14-arbetet, det vill säga lågtempererad spillvärme, fjärrkyla och bio-CCS. Orsaken till att Profu inte har kunnat synkronisera indata i Art14-analysen med det som antas inom den pågående etappen av ”Långsiktiga scenarier” är alltså helt enkelt att Art 14-analysen färdigställdes innan analysarbetet inom ”Långsiktiga scenarier 2020” kom igång.

## Energibehov

I beräkningarna har Profu utgått från scenarioframskrivningar som utnyttjats i Energimyndighetens senaste ”Långsiktiga scenarier” från 2019 för Referensscenariot och Klimatscenariot. Vissa uppdateringar har dock tillkommit bland annat under arbetet inom NEPP<sup>129</sup>. Framförallt avser det elförbrukningen som är något högre här än i Energimyndighetens referensscenario från 2019. I ”Klimatscenario med hög elektrifiering” utnyttjas istället framskrivningar för energibehovet som togs fram i samband med underlagsarbetet inför elbranschens ”Färdplan el” från 2019<sup>130</sup>. Framförallt avser det elförbrukningen som därmed är väsentligt högre på lång sikt i detta scenario än i Referensscenariot och Klimatscenariot.

I modellen anges energibehoven dels som indata (icke-substituerbar energianvändning till exempel hushålls- och drift-el, industrins process-el samt nettovärmebehov för bostäder och service) och dels utgör de ett beräkningsresultat (substituerbar energi som exempelvis el till uppvärmning och processvärme). Indata som levereras från Energimyndigheten omfattar följaktligen den förstnämnda kategorin av energibehov. Detta i sin tur gör att de beräknade värdena för exempelvis elanvändningen kan avvika från Energimyndighetens samlade antaganden.

Energianvändningen inom bostäder och service fördelar sig på värme och hushålls-el/drift-el inom följande delområden:

1. Nettovärmebehov (det vill säga nyttiggjord värme för uppvärmning och tappvarmvattenberedning; efter omvandlingsförluster) inom befintliga och nya småhus.
2. Nettovärmebehov för befintliga och nya flerbostadshus.

---

<sup>129</sup> Läs mer på <https://www.nepp.se/>.

<sup>130</sup> Energiföretagen (2019), Energiföretagen arbetar för ett fossilfritt Sverige. <https://www.energiforetagen.se/vara-positioner/energiforetagen-arbetar-for-ett-fossilfritt-sverige/fardplan-el--for-ett-fossilfritt-samhalle/> (hämtat 2020-11-18).

3. Nettovärmebehov för befintliga och nya lokaler.
4. Hushålls-el (inklusive drift-el för flerbostadshus, till exempel belysning, hissar med mera).
5. Drift-el och apparat-el i lokaler.
6. Övrig slutlig oljeanvändning inom hushåll och service, det vill säga sådant som inte har med uppvärmning att göra. Det kan till exempel handla om fotogen och bensin som räknas till denna sektor (men alltså varken till uppvärmning eller till transportändamål).
7. Övrig slutlig energianvändning inom sektorerna bygg, jordbruk, skogsbruk och fiske. Här ingår energi som används till verksamheterna. Detta innebär till exempel att värmebehovet för boningshusen inom jordbruket inte ingår (det ligger istället med som värmebehov inom småhusen) men väl sådant som exempelvis åtgår till uppvärmning i fastigheter som används för verksamheten, till exempel ladugårdar.

Värmebehovet är på förhand givet medan energibärarna för att tillgodose värmebehovet är ett modellresultat. Värmen kan genereras med exempelvis olja, naturgas, el, värmepumpar, fjärrvärme och pellets. Behovet av hushålls-el/drift-el kan naturligtvis endast täckas med energibäraren el. Den slutliga energianvändningen för uppvärmning kan i modellverket minskas dels genom konvertering till ett effektivare uppvärmningsalternativ dels genom effektiviseringsåtgärder såsom tilläggsisolering, fönsterbyten, förbättrad reglering med mera. Som nämndes tidigare delas värmebehovet för sektorn bostäder och service in i 6 olika kategorier: befintliga respektive nya småhus, befintliga respektive nya flerbostadshus samt befintliga respektive nya lokaler. Nettovärmebehovet för befintliga byggnader antas ligga konstant på dagens nivå under hela modellperioden (vi antar att inga befintliga byggnader rivs under modellperioden) förutom för scenariot ”Klimat” där det istället antas sjunka över tid. Den slutliga energianvändningen för att möta detta behov är dock ett modellresultat och förändras (sjunker) till följd av konverteringar och effektiviseringar som väljs endogent i modellen. Även behovet av kyla finns inkluderat i modellverket men beskrivs närmare i Bilaga B.

På samma sätt som för värmebehovet inom byggnadssektorn fördelar sig energibehovet inom industrin på substituerbar energi och icke-substituerbar energi.<sup>131</sup> Koks, lätt eldningsolja, gasol, processvärme och fjärrvärme beskrivs som icke-substituerbara energibärare vars behov anges exogent medan exempelvis naturgas, tung eldningsolja och bibränslen i huvudsak är substituerbara bränslen som används för att generera processvärme (inklusive ånga). Användningen av de substituerbara bränslena inom industrin är med andra ord ett modellresultat. El är både en substituerbar (i elpannor för att generera processvärme) och en icke-substituerbar (för till exempel process-el till motorer, pumpar och dylikt) energibärare. Industrin beskrivs med fem olika sektorer: papper och massa, järn och stål, gruvor, kemi och övrig industri. Ett antal industriella processer ingår explicit (om än något förenklat och aggregerat) i modellbeskrivningen som exempelvis sodapannor, masugn och koksverk. Dessutom ingår ytterligare ett antal processer som kan producera både el och processvärme.

Processvärmebehovet är beräknat utifrån de av Energimyndigheten tillhandahållna behovsprognoserna för kol, processgaser, naturgas, tung eldningsolja, bibränslen och el för elpannor, samt egna antaganden om verkningsgrader för att generera processvärme.

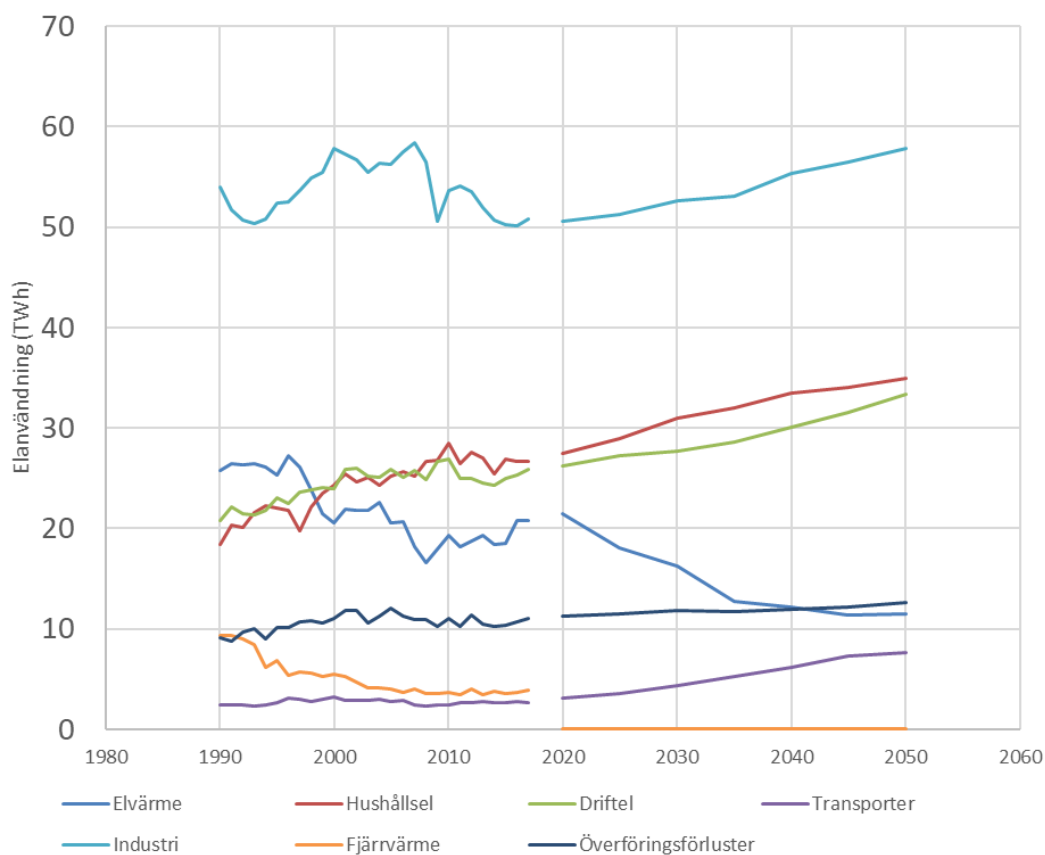
---

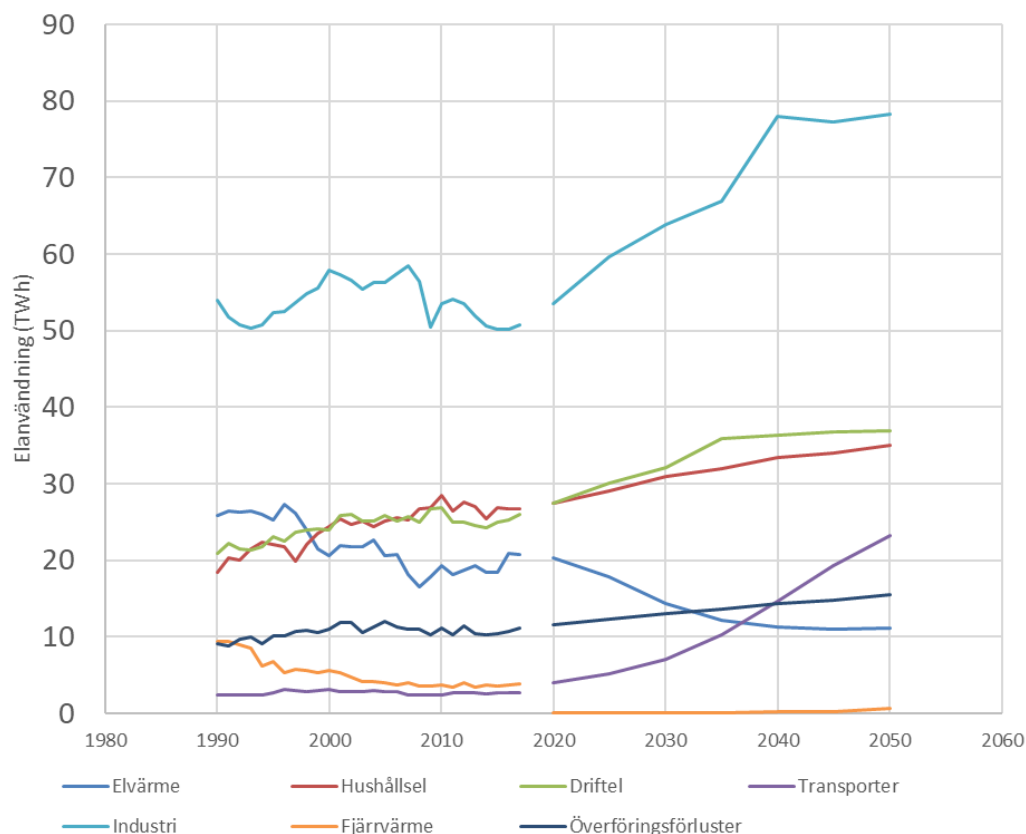
<sup>131</sup> I huvudsak ingår endast bränslen (eller el) som används för energiändamål. Dock inkluderar modellen viss bränsleanvändning för både industriella processer och energiändamål (till exempel koks).



Några indataexempel på energibehovsutvecklingen visas i Figur 50 som presenterar den slutliga elanvändningen i Sverige, per sektor, för Referensscenariot och för Klimatscenarioet med hög grad av elektrifiering. Resultatet i figuren utgörs dels av beräkningsresultat (när elen är substituerbar) och dels av indata (när elen är icke-substituerbar). Resultatet i figuren kan därmed skilja sig något mellan de olika beräkningsfallen.

Figur 50: Elanvändning i Sverige, per sektor, i Referensscenariot (övre bilden) och i Klimatscenarioet med hög elektrifiering (nedre bilden).





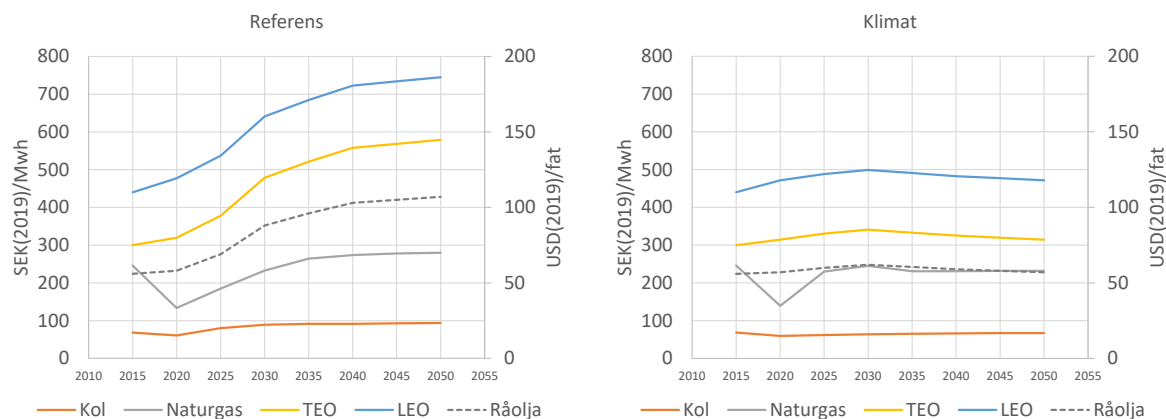
## Bränslepriser

### Fossila bränslen

Prisantaganden för fossila bränslen redovisas i **Fel! Hittar inte referensskälla.** för Referensscenariot respektive Klimatscenariot (med och utan omfattande elektrifiering). Övriga beräkningsfall utnyttjar någon av dessa två prisframskrivningar. De långsiktiga prisframskrivningarna bygger på IEA:s WEO (2019)<sup>132</sup>, närmare bestämt på scenarierna "Stated Policies" ("Referens") och "Sustainable Development" ("Klimat"). Dessutom har Profu gjort egna antaganden samt utnyttjat terminspriser för det kortare tidsperspektivet (från årsskiftet 2019/2020). Råolja ingår inte explicit i modellbeskrivningen utan redovisas här enbart som en indikator på den allmänna energiprisutvecklingen. Kopplingen mellan priset på lätt/tung eldningsolja och råolja bygger på historiska priskopplingar.

<sup>132</sup> WEO (2019), World Energy Outlook 2019, (hämtat 2020-11-18).

Figur 51 Fossila bränslepriser (SEK<sub>2016</sub>/MWh, fritt nationsgräns och exklusive skatt). Källa: WEO (2019) och egna antaganden. TEO=tung eldningsolja, LEO=lätt eldningsolja.



Till importpriserna (exklusive skatter) på de fossila bränsleslagen tillkommer ett antal distributionspåslag beroende på användare. För naturgasen tillkommer exempelvis omkring 20 SEK/MWh i transmissionskostnad för nya gasledningar (något mindre i existerande svenska gasledningar och då räknat som en rörlig transportkostnad). För industriell användning och användning inom bostäder och service tillkommer ytterligare distributionskostnader. Ett antagande är också att det existerar skillnader mellan länderna. Exempelvis antar vi att kolpriset, fritt kraftverk, är något lägre i Tyskland och Polen, framförallt till följd av skalfördelar i kraftverken. Ett annat antagande är att naturgasanvändning i norska gaskraftverk på Vestlandet kan ske utan transportkostnader på grund av närhet till gasterminaler. Sådana antaganden påverkar de komparativa fördelarna för kraftproduktion sett över de ingående länderna i modellbeskrivningen (förutom fossilbränslekostnader finns det en lång rad andra faktorer som tillkommer i modellbeskrivningen och som skiljer sig åt mellan länderna när det gäller komparativa fördelar och nackdelar).

### Biobränslen

Biobränslen beskrivs i modellen genom utbudskurvor, det vill säga biobränslena delas in i olika kostnadsklasser med olika tillgänglig potential. Samma typ av biobränslen kan användas av olika sektorer i energisystemet. Exempelvis finns skogsflis tillgängligt både för fjärrvärmeproduktion och inom industrin. Den slutliga användningen av en viss typ av biobränslen, och priset på denna, blir därmed ett modellresultat.

Typiska kostnader för skogsflis (typiskt GROT) ligger mellan 170–200 SEK/MWh (fritt anläggning) beroende på kostnadsklass (i sin tur beroende på transportavstånd och kvalitet) kring 2020 (det beräknade priset för 2020 blir alltså ett resultat beroende på hur mycket av detta som efterfrågas och hur mycket av respektive klass som finns tillgängligt) och mellan 200 och 260 SEK/MWh fritt anläggning beroende på kostnadsklass kring 2030. För förädlade skogsbränslen som briketter och pellets antar vi typiska kostnader på 330–350 SEK/MWh (fritt anläggning) beroende på år (endast en klass). Andra biobränslen som ingår i modellbeskrivningen är halm, energiskog och torv. Dessutom ingår vissa skogsbränslen som är begränsade till användning inom skogsindustrin, som exempelvis bark och vissa biooljor. Biogasproduktion i modellen baseras på substrat såsom avloppsslam och avfall men också via rötning av vissa åkergrödor. Även deponigas inkluderas i gruppen biogas. Totalt antar vi en potential på omkring 3 TWh biogas varav mindre än hälften antas utgöras av biogas baserat på åkergrödor.

Beräkningsförutsättningarna avseende kostnad för, och tillgång till, olika biobränslen stämde av med Energimyndigheten inför arbetet med ”Långsiktiga scenarier” från 2018/2019.

### Skatter

I samtliga beräkningar har de viktigaste existerande energi- och klimatpolitiska styrmedlen i Sverige tagits med (från och med 1/1 2020). Detta inkluderar koldioxid- och energiskatter på fossila bränslen samt elskatt. Svavelskatter och NO<sub>x</sub>-avgifter ingår ej i beskrivningen.<sup>133</sup> De sektorsvisa energi- och koldioxidskatterna beskrivs i TIMES-Nordic i enlighet med Tabell 9.

Elproduktion är befriad från koldioxid- och energiskatter.

Den generella nivån på koldioxidskatten motsvarar ungefär 110 öre/kg CO<sub>2</sub> och antas ligga där under hela beräkningsperioden. Olika sektorer har olika regler för nedsättningar utifrån den generella nivån (de olika nivåerna i % som olika sektorer betalar redovisas i Tabell 9).

**Tabell 9** Koldioxid- och energiskattenivåer (i procent av den generella nivån) för fossila bränslen och för olika sektorer (1 jan, 2020). Källa: Skatteverket<sup>134</sup>

	CO <sub>2</sub> -skatt (öre/kg)	Energiskatt (öre/kWh)
<b>Bostäder och service</b>	100%	100%
<b>Hetvattenpannor (inom ETS)</b>	91% <sup>1)</sup>	100%
<b>Kraftvärme (på värmeprod, inom ETS)</b>	91% <sup>1)</sup>	100%
<b>Industri (ETS)</b>	0%	30%
<b>Industri (icke-ETS)</b>	100%	30%

<sup>1)</sup> 100% om anläggningen står utanför EU ETS

I Tabell 10 visas de bränslespecifika skattesatserna (generell nivå) för energiskatterna.

**Tabell 10** Antagna skatter på bränslen för värmeproduktion samt el (generell nivå; 1 jan, 2020). Källa: Skatteverket.

	Energiskatt <sup>1)</sup> (SEK/MWh)
<b>Fossila bränslen</b>	91
<b>El för hushåll, service och fjärrvärmeproduktion (södra Sverige)</b>	353
<b>El för industrin</b>	5

<sup>1)</sup> Eftersom energi- och koldioxidskatterna ursprungligen är definierade per vikt- eller volymenhet beror skattesatsen uttryckt per energienhet på de antagna värmevärdena för respektive bränsle

### Utsläppsrätter för CO<sub>2</sub>

I samtliga beräkningsfall finns även EU:s utsläppsrättssystem för koldioxid med, se Tabell 11. Även här bygger prisframskrivningarna på IEA:s WEO (2019) i kombination med egna antaganden samt

<sup>133</sup> Merparten av anläggningarna inom el- och fjärrvärmeproduktionen antas idag vara utrustade med tillräckligt avancerad svavelrening. Därmed torde heller inte svavelskatten vara en ekonomisk faktor av relevans inom åtminstone el- och fjärrvärmeproduktionen. Detta antagande har viss betydelse för i synnerhet torv, som ju i Sverige inte omfattas av några andra bränsleskatter förutom just svavelskatt.

<sup>134</sup> Se <https://skatteverket.se/foretagochorganisationer/skatter/punktskatter/energiskatter.4.18e1b10334e8bc8000843.html>.

avläsningar på terminsmarknaden för kvantifieringar på kortare sikt (avläsning från årsskiftet 2019/2020). I modellen beskrivs handelssystemet genomgående som ett system baserat på auktion av utsläppsrätter.

**Tabell 11** Priset på CO<sub>2</sub>

EUR(2019)/ton CO <sub>2</sub>	2015	2020	2030	2040	2050
"Referens"	8	24	40	44	50
"Klimat"	8	25	80	125	140

De olika fossila bränslenas emissionsfaktorer (för CO<sub>2</sub>) redovisas i *Tabell 12*.

**Tabell 12** Emissionsfaktorer för fossila bränslen (Källa: Naturvårdsverket<sup>135</sup>)

	Stenkol	Koks	Naturgas	Tung eldningsolja	Lätt eldningsolja	Brännbart avfall	Torv
kg CO <sub>2</sub> /MWh	326	371	203	274	267	90	386

### **Stöd och elcertifikat**

Det gemensamma svensk-norska elcertifikatsystemet (från och med 1/1 2012) är inkluderat som ett produktionsmål i TWh där mängden förnybar el i Sverige och Norge tillsammans ska öka med 28,4 TWh till 2020 jämfört med ingången av 2012. Utgångspunkten är att 6,5 TWh var elcertifikatberättigade i Sverige vid det svenska systemets introduktion i maj 2003. För Norges är antagandet att man där går in med ca 1,3 TWh vid 2012 års ingång, vilket i huvudsak utgörs av vattenkraft (personlig kommunikation med NVE samt egna bedömningar). Efter 2020 fortsätter utbyggnaden inom elcertifikatsystemet endast med ett svenskt åtagande om att öka den förnybara elproduktionen med ytterligare 18 TWh mellan 2020 och 2030.

I modellen skiljer vi inte på teknisk livslängd och på anläggningens livslängd inom elcertifikatsystemet (max 15 år). Därför fasas anläggningar inte heller ut ur elcertifikatsystemet utan anläggningar fasas ut på grund av ålder. Av det skälet arbetar vi med ett produktionsmål som beskriver en årlig ackumulerad produktion av elcertifikat (förnybar elproduktion) och vars utveckling över tiden skiljer sig från den verkliga kvotkurvan. I verkligheten fasas anläggningar ut ur systemet efter 15 år. I modellbeskrivningen tar vi dock inte hänsyn till detta utan anläggningarna tillåts generera elcertifikat under hela dess tekniska livslängd vilket kan vara dubbelt så lång tid (men senast 2035 är det slut). Men eftersom vi på samma gång inte trappar ner på kvotkurvan för att spegla det faktum att anläggningar faller ur systemet så har vi i någon mening samma utbud/efterfråge-balans som i verkligheten vilket innebär att den beräknade "prisbilden" på elcertifikatmarknaden är en rimlig spegling av verkligheten. Det viktigaste är dock att elcertifikatsystemet inte har någon egentlig påverkan i beräkningarna (efter 2020) eftersom det byggs mer än vad som efterfrågas inom elcertifikatsystemet. Det handlar dels om pågående byggnationerna, dels om investeringar som görs uteslutande på utifrån elmarknadens intäktsströmmar. Detta är också något som vi ser på den verkliga elcertifikatmarknaden, det vill säga den har så gott som helt tappat sin styrande förmåga. Möjligen underskattas elcertifikatpriset (egentligen beräknas marginalkostnaden för att producera elcertifikat, den verkliga prisbilden

<sup>135</sup> Se [Naturvårdsverket – Emissionsfaktorer och värmevärden 2020](#).

innehåller ytterligare parametrar som osäkerheter samt överskottets storlek) något eftersom de verkliga investeringarna utgår från en intäktsström på endast 15 år medan anläggningarna i modellen erhåller elcertifikat i något längre utsträckning.

De tekniker som i modellverktyget antas vara elcertifikatberättigade inkluderar biobränslekraftvärme (inklusive torv), industriellt biomottryck, vind (hav och land), sol-el, vågkraft samt ny vattenkraft.<sup>136</sup>

Förutom elcertifikatsystemet ingår även riktade stöd till solceller i Sverige. Dessa omfattar investeringsstöd (som fasas ut under 2020) och skattereduktion för såld el, 60 öre/kWh. Då man i skrivande stund inte fattat ett beslut om ett grönt ROT-avdrag (som ersättning för det slopade investeringsstödet) för solceller inkluderas inte något sådant stöd.

### Uppvärmningstekniker i bostäder och service

Värmebehovet i TIMES-Nordic är uppdelat på sex byggnadstyper: befintliga och nya småhus, befintliga och nya flerbostadshus, samt befintliga och nya lokaler. I modellen finns ett antal uppvärmningstekniker för vardera representerad byggnadstyp. Då den befintliga byggnadsstocken har den allra största betydelsen avseende energiförbrukning fram till 2050 har särskild vikt lagts vid att ha en god detaljeringsgrad för uppvärmningstekniker (och konverteringsåtgärder) i detta segment. För nya byggnader är antalet uppvärmningstekniker i modellbeskrivningen färre.

Uppvärmning med fjärrvärme är tillsammans med bergvärme den idag viktigaste uppvärmningsformen. Av det skälet har särskild vikt lagts vid detaljeringsgraden för dessa uppvärmningsalternativ vilka båda är representerade av ett antal olika kostnadsklasser för varje byggnadstyp. Dessa klasser representerar i huvudsak den spridning i investeringskostnad som finns idag på marknaden för bergvärme och den spridning i produktionskostnad, och därmed kundpris, beroende på produktionssystem som idag finns på fjärrvärmesidan (mer om fjärrvärme längre fram). För exempelvis bergvärme i det befintliga småhusbeståndet antas ett kostnadsintervall på 125 000–150 000 exklusive moms fördelat på tre kostnadsklasser, givet ett värmebehov på 25 MWh/år. För nya byggnader utnyttjas endast en kostnadsklass per teknik. I Tabell 13 redovisas de tekniker på uppvärmningssidan som ingår i modellen.

**Tabell 13** Uppvärmningstekniker i bostäder och lokaler representerade i modell

Byggnadstyp	Uppvärmningsteknik	
Småhus	Bergvärme VP, 3 klasser	Olika investeringskostnad
	Luft-vatten VP	
	Luft-luft VP	
	Frånluft VP	
	Fjärrvärme, 5 klasser	Olika produktionskostnader för FV
	Vattenburen elvärme	
	Direktel	
	Pelletspanna	
	Vedpanna	
	Solvärme	
	Oljepanna	
	Gaspanna	

<sup>136</sup> I Norge ingår även den förnybara andelen av det brännbara avfallet i kraftvärmeverk. Vi har dock i nuläget inte beaktat detta i modellbeskrivningen.

<b>Flerbostadshus</b>	Bergvärme VP, 3 klasser	Olika investeringskostnad
	Luft-vatten VP	
	Frånluft VP	
	Fjärrvärme, 5 klasser	Olika produktionskostnader för FV
	Vattenburen elvärme	
	Direktel	
	Pelletspanna	
	Solvärme	
	Oljepanna	
	Gaspanna	
<b>Lokaler</b>	Bergvärme VP, 3 klasser	Olika investeringskostnad
	Luft-vatten VP	
	Frånluft VP	
	Fjärrvärme, 5 klasser	Olika produktionskostnader för FV
	Vattenburen elvärme	
	Direktel	
	Pelletspanna	
	Solvärme	
	Oljepanna	
	Gaspanna	

I verkligheten är förutsättningarna inför varje investering, som till exempel en konvertering på värmesidan, unika. I TIMES-Nordic, liksom i energisystemmodeller generellt, hanteras av naturliga skäl ett begränsat antal tekniker i modellbeskrivningen. Ofta används ett antal kostnads- och prestandaklasser för varje teknik som antas vara representativa för hela spannet och i många fall antas också en viss övre gräns ("marknadspotentialen") för hur stor andel av, i detta fall värmemarknaden, en teknik kan ta i anspråk. Den övre gränsen gör att man kan exkludera de allra dyraste investeringarna som i verkligheten rimligen "straffar ut" sig själva. Det finns också andra skäl till att en typ av teknik inte når 100% av marknaden, exempelvis personliga preferenser. Den övre gränsen säkerställer att en viss teknik inte kan ta en orimligt stor del av marknaden om det i modellberäkningarna skulle visa sig att just den tekniken är billigare än de konkurrerande teknikerna, och kan sägas representera faktorer som på annat sätt inte fångas av modellen. Ju fler teknikslag och ju fler olika kostnads- och prestandaklasser för de olika teknikslagen desto större blir likheten med verkligheten. Och därmed minskar också betydelsen av valet av övre gräns för marknadspotential.

Vad gäller värmepumpar så kan dessa som grupp betraktat i princip nå mycket höga marknadsandelar i modellen – för befintliga småhus kan samtliga hushåll installera någon typ av värmepumpslösning och för befintliga flerbostadshus uppgår den övre gränsen för värmepumpar som grupp till 80%. Detta gäller dock för samtliga värmepumpstekniker (luft-luft, luft-vatten, frånluft och bergvärme) och inbördes kostnadsklasser sammantaget. Enskilda alternativ har alltså en lägre potential i modellen (till exempel "bergvärme, kostnadsklass 1" etcetera). För typiska modellscenarier kommer modellresultaten inte uppvisa marknadsandelar nära den totala maximala potentialen eftersom de dyraste värmepumpsalternativen då måste tas i anspråk. Istället används då andra mer konkurrenskraftiga värmealternativ. Antagna marknadspotentialvärden för värmepumpar i modellen är framtagna under utvecklingsarbete inom flera olika projekt, till exempel kopplat till Energimyndighetens långsiktiga scenarier, och är bland annat baserade på input från Värmemarknad Sverige-projektet.

### **Värmepumpscenario**

Inom den här aktuella studien körs ett teknikscenario där avsikten är att pröva systemeffekterna av en högre andel uppvärmning från individuella värmepumpar än vad som blir utfallet i grundscenarierna (RI-VP plus och KIE-VP plus). För att åstadkomma detta har de tillåtna marknadsandelarna för

värmepumpsalternativ av olika teknikutyp och kostnadsklass justerats upp. Justeringen har gjorts så att andelen individuell värmepumpsuppvärmning i modellresultaten hamnar på liknande nivåer som för motsvarande andel i Värmemarknad Sverige-scenariot<sup>137</sup> ”Mer individuellt” (för byggnadsstocken som helhet). Värmemarknad Sverige-scenariot beskriver en utveckling med samhällstrender som ger mer individuella och småskaliga lösningar, med bland annat en hög andel värmepumpar.

### **Elproduktion**

Modellverket omfattar en lång rad av olika tekniker för elproduktion (och för annan energitillförsel), såväl befintliga tekniker som en omfattande katalog av nya tekniker som kan väljas genom investeringar. De enskilda teknikerna beskrivs med ett antal prestanda- och kostnadsparametrar såsom investeringskostnader (för nya anläggningar), drift- och underhållskostnader, livslängd, verkningsgrader, bränslekostnader (styrts av bränsleval och verkningsgrad), tillgänglighet med mera. Dataunderlaget är till stor del hämtat ur den återkommande publikationen ”El från nya anläggningar”<sup>138</sup> (i Energiforsks regi), andra publika källor (exempelvis ”Energy Technology Perspectives” av IEA)<sup>139</sup> samt Profus egna antaganden. Utöver kostnads- och teknikrelaterade data kopplas de olika teknikerna i förekommande fall till potentialbegränsningar till följd av exempelvis begränsningar i utbyggnadstakt, kommersialiseringsgrad samt politiskt satta mål och begränsningar.

### **Vattenkraft**

Vi antar att omkring 1 TWh ny vattenkraft kan tillkomma till och med 2030 till en kostnad på omkring 40–50 öre/kWh beroende på typ av investering. Den absoluta huvuddelen av detta antas utgöras av effekthöjningar i befintlig storskalig vattenkraft medan potentialen för ny småskalig vattenkraft antas vara mycket begränsad i modellbeskrivningen.

I Norge kan ny vattenkraft motsvarande drygt 10 TWh tillkomma på lång sikt (ca 2030), förutsatt att modellen finner dessa investeringar lönsamma.

### **Kärnkraft**

Från och med modellår 2025 antas att endast sex reaktorer är i drift i Sverige (R3–4, F1–3 och O3).<sup>140</sup> Den tekniska livslängden för dessa reaktorer antas uppgå till 60 år sedan driftstart. Det innebär att befintlig kärnkraft finns tillgänglig ända fram till 2045 (se Tabell 14). Nyinvesteringar i svensk kärnkraft, det vill säga helt nya reaktorer, tillåts i modellbeskrivningen från och med 2030 om det skulle visa sig vara lönsamt givet kostnadsantagandena. Den totala mängden kärnkraft (befintliga och nya) antas dock vara begränsad till ca 8 GW från och med 2030 och till modellperiodens slut (2050).

Uppskattade kostnader för ny kärnkraft återfinns i *Tabell 15* (med de här använda kalkylräntorna, livslängderna och utnyttjningstiderna så blir den totala produktionskostnaden för ny kärnkraft omkring 60 öre/kWh el exklusive eventuella produktionsskatter). Den termiska effektskatten

---

<sup>137</sup> Värmemarknad Sverige (2014), *Värmemarknaden i Sverige – en samlad bild*.

<sup>138</sup> Energiforsk (2014), El från nya och framtida anläggningar. <https://energiforskmedia.blob.core.windows.net/media/19919/el-fran-nya-och-framtida-anlaggningar-2014-elforskrappport-2014-40.pdf> (hämtat 2020-11-18).

<sup>139</sup> IEA (2020), Energy technology perspectives 2020. <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020> (hämtat 2020-11-18).

<sup>140</sup> Under modellår 2020 finns även R1 tillgänglig.



antas vara utfasad från och med 2020 och därmed består produktionsskatten endast av en relativt liten del (som finansierar det framtida slutförvaret, omkring 40 SEK/MWh el).

**Tabell 14** Installerad effekt för de befintliga svenska kärnkraftverken. Livslängden antas uppgå till 60 år totalt. Utnyttjningstiden för de befintliga svenska kärnkraftverken förutsätts ligga på typiskt 80–85% under stora delar av beräkningsperioden.

Modellår	2015	2020	2030	2035	2040	2045	2050
<b>Tillgänglig effekt (GW)</b>	8,8	7,5	6,6	6,6	3,7	2,5	0

**Tabell 15** Antagna kostnader för ny kärnkraft

Investeringskostnad (SEK/kW el)	Fast D&U (SEK/kW el)	Rörlig D&U och bränslekostn (SEK/MWh el)	Livslängd (år)
50 000	550	100	50

Det antas att man kan bygga ny kärnkraft i Finland, Polen och i de tre baltiska staterna om det är lönsamt (i dessa länder inkluderas inte eventuella produktionsskatter eller avgifter för slutförvar av kärnbränsle). Potentialerna för nya investeringar i dessa länder är dock begränsade till typiskt en eller två stora reaktorer.

### **Biobränslebaserad elproduktion**

Ny biobränslebaserad kraftproduktion kan i modellen ske i en lång rad olika tekniker och olika storleksutföranden omfattande bland annat konventionella kraftvärmeverk, IGCC-anläggningar (Integrated Gasification Combined Cycles), sodapannor (med och utan förgasning), biogasmotorer samt samförbränningsanläggningar som kan sameldas med torv och kol. De huvudsakliga begränsningarna för biobränslebaserad kraft relateras till bränsleresurser och bränslepriser samt fjärrvärmeunderlag (även kondensproduktion ingår i modellen men är generellt avsevärt dyrare än kraftvärmeproduktion). Typiska data för ett konventionellt biobränslekraftvärmeverk återfinns i *Tabell 16*. Med rökgaskondensering, vilket förutsätts för dessa anläggningar, landar totalverkningsgraden på omkring 105–110 procent räknat på det undre värmevärdet.

**Tabell 16** Typiska data för ett konventionellt biobränslekraftvärmeverk med rökgaskondensering i tre storleksutföranden (vissa parametrar, exempelvis verkningsgrad och alfavärde antas utvecklas över tid)

	Investering (SEK/kW el)	Fast D&U (SEK/kW el)	Rörlig D&U (SEK/MWh el)	Verkningsgrad (%)	Alfavärde	Livslängd (år)
<b>Stort verk (ca 80 MW el)</b>	25 500	380	80	30–32 (el)	0,38–0,41	30
<b>Mellanstort verk (ca 30 MW el)</b>	34 500	580	85	28–30 (el)	0,35–0,39	30
<b>Litet verk (ca 10 MW el)</b>	45 000	920	85	25–27 (el)	0,32–0,34	30

För biobränslebaserade tekniker antas generellt ingen reduktion av investeringskostnaderna över tiden till följd av teknisk utveckling, med undantag för IGCC-anläggningar.

I modellbeskrivningen ingår även avfallsbaserad kraft- och värmeproduktion. Trots höga investeringskostnader är detta generellt ett lönsamt alternativ på grund av de negativa bränslekostnaderna (tack var mottagningsavgifterna).

I modellbeskrivningen för Danmark och länderna utanför Norden är beskrivningen av biobränslemarknaden samt el- och fjärrvärmeproduktion baserad på biobränsle beskriven med en lägre detaljeringsgrad än i framförallt Sverige och Finland. I Norge antas potentialen för biobränslebaserad el- och fjärrvärmeproduktion vara relativt begränsad på grund av det begränsade fjärrvärmeunderlaget. I beräkningarna antas att biobränsle kan användas i sameldning i såväl existerande moderna som nya stenkolskraftverk med en maximal inblandning på mellan tio och tjugo procent räknat i energienheter.

### Gaskraft

Efter 2020 antas att endast ett större gaskraftvärmeverk finns kvar i drift i Sverige, nämligen Ryaverket i Göteborg på knappt 0,3 GW. Ny gaskraft kan byggas ut i Sverige (och i övriga inkluderade länder) genom nyinvesteringar, om modellen finner dessa lönsamma. Typiska indata för gasbaserad kraft- och kraftvärmeproduktion presenteras i *Tabell 17*.

**Tabell 17** Typiska data för gasbaserad kraft- och kraftvärmeproduktion

	Investering (SEK/kW el)	Fast D&U (SEK/kW el)	Rörlig D&U (SEK/MWh el)	Verkningsgrad (%) <sup>1)</sup>	Alfavärde	Livslängd (år)
<b>Kondenskraft</b>	7000	40	15	55–62	-	30
<b>Kraftvärme, stor</b>	9500	70	20	45–50 (el)	1,1	30
<b>Kraftvärme, liten</b>	12 500	120	25	45–50(el)	1	30

<sup>1)</sup> Utvecklas över tid

### Vindkraft

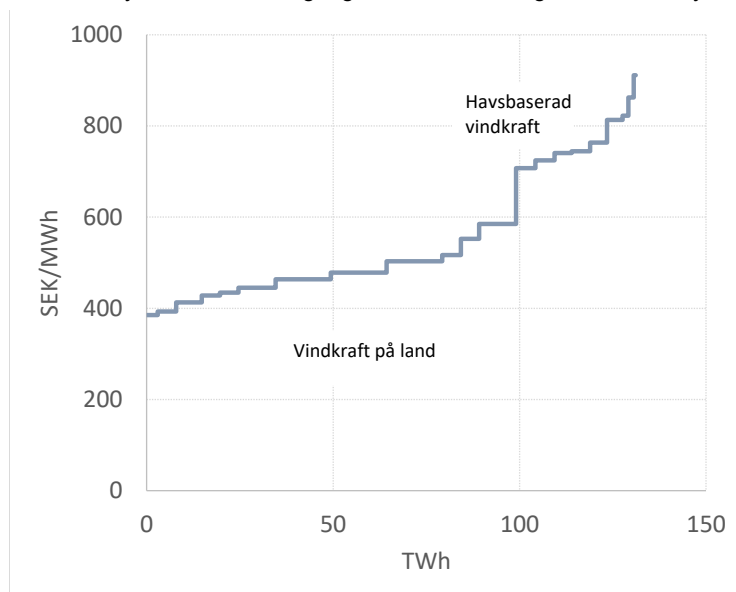
I modellen ingår 12 olika landbaserade klasser respektive 9 olika havsbaserade klasser i Sverige. Kostnadsantaganden för ny vindkraft i Sverige är baserade på underlag från Energimyndigheten (2016)<sup>141</sup> och en något mindre omfattande uppdatering av Energimyndigheten från år 2018<sup>142</sup>.

Nästan 100 TWh landbaserad vindkraft antas vara tillgänglig för utbyggnad (Figur 52) I modellen tillkommer systemintegrationskostnader (exempelvis avseende reservkapacitet och viss nätutbyggnad), i synnerhet vid mycket stora volymer av vindkraft. Dessutom tar modellen viss hänsyn till att intjäningsförmågan förändras till det sämre när andelen vindkraft når en viss gräns (ju mer vindkraft i systemet desto mer reduceras det elpris som vindkraftverken erhåller).

<sup>141</sup> Energimyndigheten (2016), Produktionskostnader för vindkraft i Sverige, ER 2016:17.

<sup>142</sup> Energimyndigheten (2019), Scenarier över Sveriges energisystem 2018, ER 2019:7.

Figur 52 Produktionskostnad för ny vindkraft i Sverige, givet 25 års livslängd och 7% kalkylränta (real).

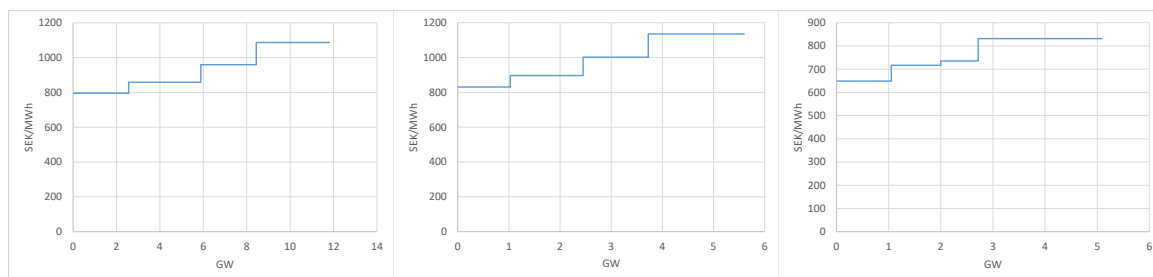


Vindkraft i länder utanför Sverige beskrivs på liknande sätt i modellverktyget, det vill säga ett antal olika kostnadsklasser med olika potential. Generellt är dock detaljeringsgraden lägre än i beskrivningen för ny vindkraft i Sverige.

### **Solel**

På samma sätt som för vindkraft beskrivs investeringar i ny solel med ett relativt stort antal kostnadsklasser. Underlaget bygger på en studie som Profu utförde åt Energimyndigheten under 2018.<sup>143</sup> De olika kostnadsklasserna täcker in solel på tak (villor, flerbostadshus och lokaler) samt friliggande solelsparker på mark, se Figur 53. Olika kalkylräntor antas för de olika investeringarna beroende på om det rör sig om takmonterade eller friliggande installationer. På så sätt speglar vi det faktum att privatpersoner (villatak) eller mindre aktörer (flerbostadshus och lokaler) sannolikt har andra preferenser, i detta fall lägre kalkylräntor, än exempelvis kommersiella aktörer inom energibranschen (som antas svara för installationer på mark). Å andra sidan antas att investeringskostnaden för mer storskaliga installationer på mark är lägre i specifika termer än för takapplikationerna.

<sup>143</sup> Profu (2018), Teknisk-ekonomisk kostnadsbedömning av solceller i Sverige, studie på uppdrag av Energimyndigheten.



Figur 53 Produktionskostnader för sol i Sverige på villatak (till vänster; kalkylränta 3% realt), flerbostadshus och lokaler (i mitten; kalkylränta 4% realt) och på mark (till höger; kalkylränta 6% realt). För samtliga investeringar räknas med en livslängd på 30 år.

I modellbeskrivningen har vi utelämnat kombinationen sol och batterier. En batterilösning skulle medföra en jämnare produktion (solcell plus batteri) över dygnet och därigenom en högre andel egenförbrukning. Generellt är dock modellbeskrivningen tidsmässigt något för trubbig (inom ett år) för att fullt ut inkludera de olika aspekterna på solelsproduktion i kombination med batterilager.

Som nämnts i det tidigare avsnittet om stöd och elcertifikat, antas i modellberäkningarna att man erhåller en skatterabatt på 60 öre/kWh såld el för takapplikationer. I skrivande stund är inget sagt om fortvarigheten för detta stöd. Denna skatterabatt antas dock finnas kvar fram till 2030. Vid egenförbrukning slipper man också betala elskatt och rörlig elnätsavgift.

### **Carbon Capture and Storage (CCS)**

Avskiljning och deponering av CO<sub>2</sub> finns med som en option att väsentligt minska utsläppen från vissa fossila kraftslag i samtliga modellerade länder. Av praktiska och modelltekniska skäl antas att CCS endast är tillgänglig i nya anläggningar (alternativet kan utgöras av en ny konventionell anläggning utan CCS). Att tilläggsinvestera i CCS i en redan befintlig anläggning inkluderas därmed inte. För CCS-anläggningar antas en avskiljningsgrad på 90 % samt en minskning i elverkningsgrad med typiskt 10 procentenheter jämfört med en konventionell anläggning. Kostnadsantagandena rörande CCS bygger i allt väsentligt på IPCC (2005), IEA (2004) och ENCAP-projektet (2008) samt egna bedömningar.<sup>144</sup> Typiska CCS-kostnader uppgår till omkring 40–60 EUR/ton CO<sub>2</sub> beroende på teknik och bränsle (kol och naturgas). I modellbeskrivningen ingår även möjligheten till avskiljning av biogena utsläpp (bio-CCS) från biobränsleeldad kraftvärme i Sverige. Kostnaden för detta antas vara högre än för de storskaliga fossileldade anläggningarna på kontinenten, närmare bestämt omkring 60–80 EUR/t (inklusive transport och lagring; kalkylränta på 7% realt), men kompenseras delvis av den intäkt som vi antar att man erhåller och som är lika stor som priset på CO<sub>2</sub> inom EU ETS.<sup>145</sup>

<sup>144</sup> IPCC (2005), IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, Cambridge University Press, ISBN-13 978-0-521-86643-9 och IEA (2004): Prospects for CO<sub>2</sub> Capture and Storage, ISBN 92-64-10881-5. ENCAP-projektet.

<sup>145</sup> Kostnadsuppskattningarna för BECCS är delvis tagna från den Klimatpolitiska vägvalsutredningen från 2020 (SOU 2020:4, Vägen till en klimatpositiv framtid) som anger ett kostnadsspann på 650–1100 SEK/t inklusive transport och lagring av avskild CO<sub>2</sub>.

Lagringspotentialen för avskild CO<sub>2</sub> (fossil respektive biogen) antas i det närmaste vara oändlig för de modellerade länderna. Man ska dock komma ihåg att det i nuläget råder tämligen stora osäkerheter beträffande kostnader och potentialer för CCS i samband med kraftproduktion. Detta eftersom det helt enkelt saknas kommersiell erfarenhet. Med tanke på detta har valts en relativt konservativ ansats i antagandena.

### **Fjärrvärme - Hetvattenpannor**

Fjärrvärme kan produceras i kraftvärmeverk, hetvattenpannor (bränsle eller el) och värmepumpar. Även industriell spillvärme och solvärme antas (inom vissa begränsningar) vara tillgängligt för fjärrvärmeförsörjning. I tidigare avsnitt har redogjorts för några viktiga antaganden för kraftvärme. I Tabell 18 presenteras nyckeldata för två typiska hetvattenpannor, en fastbränsleeldad och en gaseldad (bränslekostnader och styrmedel är bränslespecifika och tillkommer i modellen men redovisas inte i tabellen).

**Tabell 18** Typiska produktionskostnader för fjärrvärme i värmeverk (hetvattenpannor).

	Investering (SEK/kW värme)	Fast D&U (SEK/kW värme)	Rörlig D&U (SEK/MWh värme)	Verknings- grad (%)	Livslängd (år)
Naturgas	4000	25	15	90	30
Biobränsle, torv eller stenkol	8000	100	20	90–95	30

### **Industriell spillvärme**

I modellen antas den maximala potentialen för högt tempererad spillvärme från industri följa det som redovisas i Tabell 19. För vissa av modellens industrigrenar har en koppling mellan spillvärmemängd och aktivitetsnivå inom industrigrenen gjorts. I huvudsak styrs emellertid tillgången i modellen av en separat tillförsel utan koppling till modellens industriaktivitet. Kostnaden för att använda den industriella spillvärmens är låg i modellen och avser inte att representera ett marknadspris utan istället kostnaden för att ta tillvara värmen.

**Tabell 19** Industriell spillvärmepotential i TIMES-Nordic.

Modellår	2020 [TWh]	2030 [TWh]	2040 [TWh]	2050 [TWh]
Industriell spillvärme	5	5,2	5,4	5,6

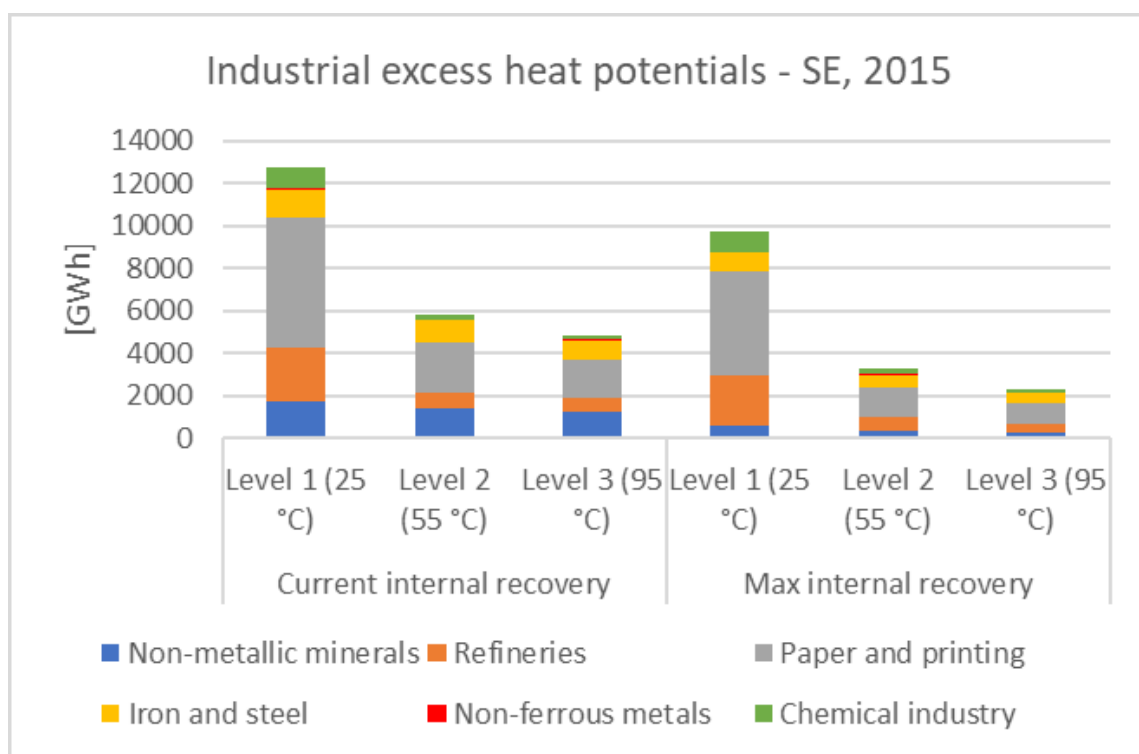
Potentialen i Tabell 19 baseras på tidigare modellutvecklingsarbete, bland annat kopplat till arbetet med långsiktiga scenarier. Inom ramen för Artikel 14-arbetet har gjorts en ny översyn av den använda potentialen, i första hand baserat på EU-projektet Seenergies<sup>146</sup>. Inom detta projekt har spillvärmepotential från industrisajter i EU28 sammanställts (totalt 1 842) baserat på år 2015. För Sverige ingår 84 industrisajter. Spillvärmepotentialer är kvantifierade för tre nivåer för kyltemperatur

<sup>146</sup> Se <https://www.seenergies.eu/> samt <https://tinyurl.com/sEEnergies-D5-1>.

och för olika grad av intern värmeåtervinning inom industrin – dagens nivå av intern värmeåtervinning respektive maximal grad av intern värmeåtervinning.

I Figur 54 åskådliggörs de spillvärmepotentialer som har beräknats för Sverige inom Seenergies-projektet. Resultaten visar hur minskande temperaturer i fjärrvärmenäten innebär ökande potentialer för industriell spillvärme. Å andra sidan innebär en högre grad av intern värmeåtervinning inom industrierna en lägre nivå av möjlig spillvärme till fjärrvärmesystem. Med antagande om en viss sänkning av den generella temperaturen i fjärrvärmesystem, en ökande grad av intern värmeåtervinning inom industrin, samt en ökad industriproduktion under den modellerade perioden bedömdes potentialnivån i TIMES-Nordic (Tabell 19) vara väl avvägd gentemot Seenergies-projektets uppgifter.

Figur 54 Industriella spillvärmepotential i Sverige för olika temperaturnivåer och grad av intern värmeåtervinning enligt projektet Seenergies (baserat på 2015).



## Övriga länder

TIMES-Nordic inkluderar i huvudsak de stationära energisystemen (exklusive transporter) i de fyra nordiska länderna Sverige, Norge, Finland och Danmark. Dessutom omfattar modellen elproduktion och elförbrukning samt en aggregerad beskrivning av fjärrvärmesystemen i Tyskland, Polen och de tre baltiska staterna Estland, Lettland och Litauen. Av resursmässiga skäl är detaljrikedomen i modellverktyget lägre i de övriga länderna jämfört med den svenska beskrivningen. Databasen omfattar dock ett antal viktiga energi- och koldioxidskatter även i de övriga länderna samt vissa riktade stöd till förnybar elproduktion. I Tyskland och Polen antar vi att andelen förnybar elproduktion växer till följd av produktionsmål, ca 60%-70% av bruttoelförbrukningen i Tyskland till 2050 (idag ligger andelen på ca en tredjedel) respektive knappt 30% i Polen fram till 2050. I dessa båda länder ingår därmed ingen explicit beskrivning av stödsystemen.

Figur 55 Länder i norra Europa som ingår i TIMES-Nordic (i mörkblått).

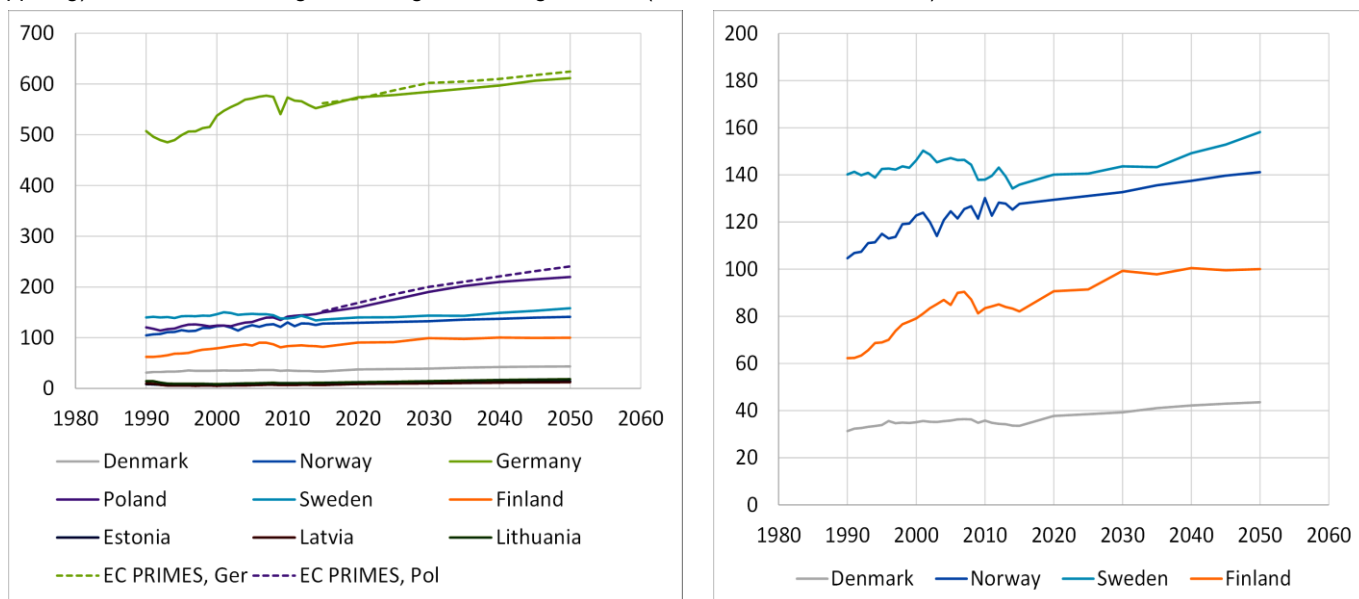


I modellen är de ingående länderna inte ytterligare uppdelade i underregioner eller prisområden för el. Istället utgör varje land ett unikt elprisområde. Det gör också att exempelvis Sverige behandlas som ett elprisområde och inte, som i verkligheten, fyra olika elprisområden.

De antagna bränslepriserna (förutom vissa transmissions- och distributionspåslag samt kostnadsfördelar beroende på skalfördelar) och vissa centrala teknikdata (kostnader och prestanda) är gemensamma för samtliga i modellen beskrivna länder. Vindtillgänglighet och tillgång till biomassa är dock exempel på parametrar som antas skilja sig mellan länderna.

Förutsättningarna i de övriga länderna i modellverktyget har signifikant påverkan på den gemensamma elmarknaden och därmed på utvecklingen i Sverige. Förnybarhetspolitiken i grannländerna är en sådan faktor som vi redan nämnt och elbehovsutvecklingen utgör en annan faktor. Den antagna (brutto-)elbehovsutvecklingen för samtliga länder presenteras i Figur 56 för referensscenariot. Underlaget bygger i viss utsträckning på EU-kommissionens senaste prognos (EC, 2016, "EU Reference Scenario - 2016 Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050"), Energimyndighetens underlag inför "Långsiktiga scenarier 2018" och på egna antaganden.

Figur 56 Bruttoelförbrukning i de inkluderade länderna (samtliga länder till vänster, och de de nordiska länderna till höger). Elförbrukningen är delvis ett modellresultat för de nordiska länderna (exemplet visar referensfallet för detta uppdrag) medan elförbrukningen för övriga länder utgör indata (Källa 1990–2016: Eurostat)



### Elhandel med grannländerna

Elhandeln mellan de ingående länderna begränsas initialt av existerande överföringskapaciteter. Från och med modellår 2025 antas att den planerade förstärkningen mellan Tyskland och Sverige, Hansa Powerbridge på 700 MW, är på plats. Om det är ekonomiskt lönsamt finns det dock i modellverket en möjlighet att ytterligare förstärka överföringsförbindelserna genom nya investeringar.<sup>147</sup> I modellen finns dessutom ett antagande om en rimlig övre utbyggnadstakt för ny överföringskapacitet om den blir lönsam i beräkningarna. Elhandeln mellan länderna inom Norden och mellan de nordiska länderna och Tyskland/Polen/Baltikum är med andra ord ett modellresultat.

Dessutom ingår i modellen en importmöjlighet från Ryssland in till Finland. Denna import ligger på 5 TWh från och med modellens startår (2005) och antas generellt vara så pass billig att den utnyttjas (på senare år har dock denna import sjunkit relativt kraftigt till följd av förändringar på den ryska elmarknaden).

Den kortsiktiga balanshandeln mellan länderna omfattas inte av modellbeskrivningen eftersom tidsindelningen inom ett kalenderår är för trubbig. Modellen använder sig av 12 tidssteg eller perioder inom ett modellår och det är följaktligen elprisskillnaderna mellan de olika länderna för dessa 12 perioder som driver import/export och utbyggnad av överföringskapaciteten. Vi har därför i modellbeskrivningen inte använt oss av hela den existerande överföringskapaciteten utan antagit att en mindre del (omkring 10 procent) reserveras för den kortsiktiga balanshandeln, vilken med andra ord inte inkluderas i modellen. Tillgängligheten till den återstående kapaciteten antas också vara något

<sup>147</sup> För ny överföringskapacitet mellan länderna i modellen antar vi en investeringskostnad (omräknad till öre/kWh) på omkring 5–10 öre/kWh överförd el beroende på vilka länder som knyts samman. I denna kostnadsuppskattning ingår även ett antagande om att de nationella stamnäten inom respektive land måste förstärkas något.



begränsad på grund av eventuella driftavbrott, svagheter i respektive lands nät och så vidare (en maximal utnyttjningsgrad på ca 75 procent till och från kontinenten och ca 85 procent mellan de nordiska länderna antas.

## Övrigt

Livslängderna för olika tekniker skiljer sig åt. Typiska tekniska livslängder för el- och fjärrvärmeproduktion är 30 år. För kärnkraft och vattenkraft antas längre livslängder än så, typiskt 50 år. För småskaliga och användarnära tekniker antas kortare tekniska livslängder, till exempel 20 år för bergvärmepumpar och pellets pannor. För infrastruktur som elnät och fjärrvärmenät antas däremot klart längre livslängder. Kalkylräntorna skiljer sig också åt beroende på inom vilken sektor investeringen görs och förutsatt att vi utgår från ett ”investerarperspektiv”. I det fallet ligger kalkylräntan på mellan 3 och 10% (realt) där exempelvis investeringar i nätinфраstruktur förutsätter en ränta i den nedre delen av det intervallet medan investeringar i exempelvis effektiviseringsåtgärder inom byggandsstocken förutsätter en kalkylränta i den övre delen av intervallet. I de beräkningsfall där vi ansätter ett ”samhällsekoniskt” perspektiv förutsätts istället genomgående en kalkylränta på 3,5% (realt) för samtliga sektorer och investeringar.

Modellens tidshorisont sträcker sig mellan 2005 och 2050 i steg om fem år. Fram till 2015 beskrivs därmed det befintliga systemet. Utgångspunkten är normalår (med avseende på tillrinning i vattenmagasin och temperatur) såväl mellan 2005 och 2015 som fram till 2050. Beräkningsresultaten för exempelvis 2015 kan därmed skilja sig från det verkliga utfallet (det finns naturligtvis ytterligare faktorer som modellen inte förmår beskriva och som därmed leder till skillnader mellan beräknade värden och verkligheten). Som vi nämnt tidigare delas ett modellår i sin tur in i 12 perioder (fyra årstider och dag/eftermiddag/natt per årstid) när det gäller efterfrågan på och tillförsel av el och fjärrvärme. För varje period beräknar därmed modellen en unik marginalkostnad. För andra energibärare som exempelvis fossila bränslen och biobränslen antas ingen säsongsuppdelning i prisbild (eller efterfrågan och utbud) inom ett modellår. Däremot ändras priserna, som redovisats tidigare, generellt över modellåren.

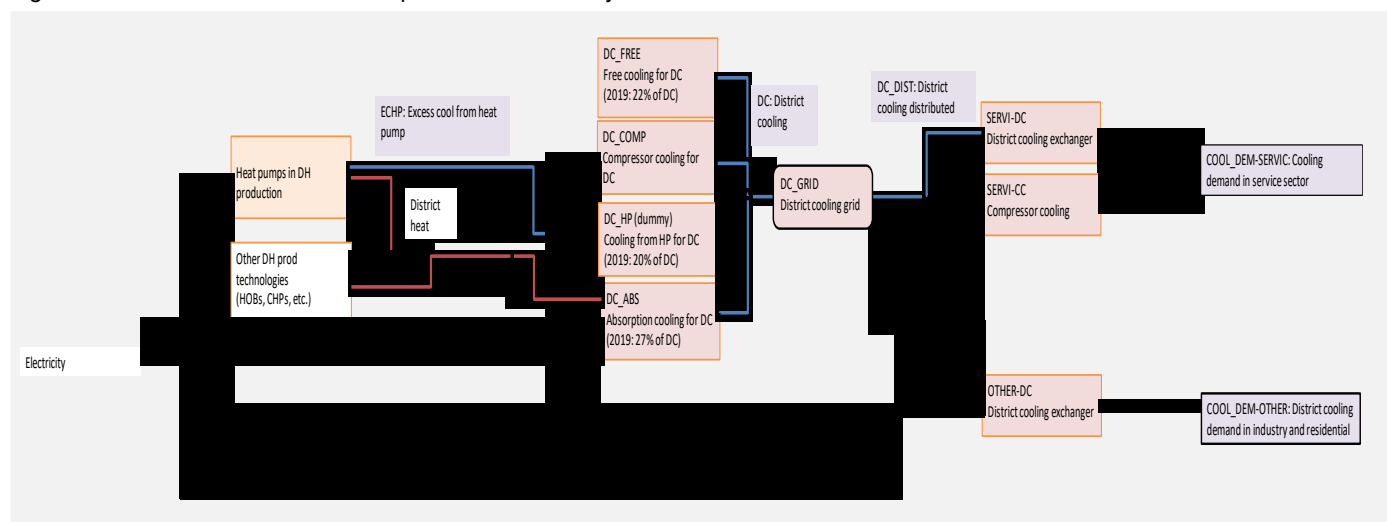
## Bilaga B Modellutveckling med anledning av den ekonomiska potentialen för värme och kyla

Inom ramen för uppdraget har TIMES-Nordic vidareutvecklats med beskrivning av kyla samt en förbättrad beskrivning av användning av lågtempererad spillvärme till värmepumpar i fjärrvärmeproduktion.

### Fjärrkyla

Figur 57 visar en schematisk bild över ingående tekniker och energiflöden i modellens beskrivning av kyla. Fjärrkyla är i fokus, men för lokaler finns också individuell kyla representerat. Fyra alternativ för produktion av fjärrkyla är inkluderade: fri kyla (från sjöar, etcetera), kompressorkyla/kylmaskin (utan värmeåtervinning), kyla från värmepumpar (där värmen går till fjärrvärmesystem) och absorptionskyla (som drivs av fjärrvärme). Modellens ”kylamodul” är en integrerad del av modellen och el och fjärrvärme som används för fjärrkylaproduktion kopplar således till modellens beskrivning av fjärrvärme- och elsystem. Liksom för fjärrvärme har modellen en aggregerad beskrivning av fjärrkyla på Sverigenivå (det vill säga inte som ett stort antal skilda mindre system som i verkligheten). Tabell 20 återger antagna kostnader och verkningsgrader för kompressor- respektive absorptionskyla. Användning av frikyla är i modellen förknippat med låga kostnader men begränsas så att andelen produktion från detta alternativ är likartad med dagens situation även för framtida år. Någon mer omfattande analys om framtida potentialer för frikyla i fjärrkylasystem har inte varit möjlig inom ramen för detta projekt. När det gäller det fjärde alternativet för fjärrkyla, värmepumpar i fjärrvärmeproduktionen, hänförs kostnaderna till värmesidan men där man alltså får ytterligare nytta i form av fjärrkyla.

Figur 57. Schematisk bild av modellrepresentationen av kyla



**Tabell 20** Data för kompressorkyla och absorptionskyla i modell (fjärrkyla)

	Investering (SEK/kW kyla)	Fast D&U (SEK/kW kyla)	Verkningsgrad	Livslängd (år)
<b>Kompressorkyla</b>	4000	160	5,1–5,5 (COP)	20
<b>Absorptionskyla</b>	4500	180	0,8–0,85 (från FV)	25

Efterfrågan på kyla utgörs i modellen till största delen av en efterfrågan på komfortkyla i lokaler, som kan tillgodoses antingen av fjärrkyla eller av kylmaskiner (kompressor) i byggnaden (individuell kyla). Därutöver finns en mindre restpost för annan fjärrkyla-användning, det vill säga inom industri och bostäder. Individuella kyla-lösningar för industri och bostäder representeras inte specifikt i modellbeskrivningen utan elanvändning kopplat till detta ingår i annan typ av elanvändning för dessa sektorer. Ca 80% av fjärrkyla-användningen antas idag ske i lokaler. Vidare antas ca 25% av komfortkylan i lokaler i dagsläget tillgodoses av fjärrkyla (baserat på uppgifter inom Värmemarknad Sverige-projektet).

Framskrivning av kyla-efterfrågan för framtida år har för lokaler gjorts utifrån antaganden kring tre parametrar: förändring av lokalbeståndet (total area), förändring av andelen kyld area i lokaler, och förändring av kylbehov per kyld area. Den sistnämnda parametern antas bland annat bero av ett varmare klimat. Utifrån litteratur, tidigare scenarioprojekt (bland annat Heat Road Map Europe och Nordic Energy Technology Perspectives 2016) och egna bedömningar har följande faktorer för förändring av lokalers kylaeftersfrågan från 2015 till 2050 antagits:

$$1,2 \text{ (ökning total lokalarea)} \times 1,5 \text{ (ökning andel kyld lokalarea)} \times 1,1 \text{ (ökning specifikt kylbehov)} = 2,0$$

Det totala behovet av komfortkyla för lokaler antas således dubblas från 2015 till 2050. Av det totala kylbehovet för lokaler antas i modellen minst 20% och maximalt 50% kunna mötas med fjärrkyla till 2050. Ökande marknadsandel för fjärrkyla är i modellen kopplad till en ökande distributionskostnad, för att simulera att områden med lägre kyladensitet (en glesare efterfrågan på kyla) då behöver exploateras. Litteraturunderlaget för denna bedömning har varit begränsad och här finns således osäkerheter. En översikt av antagna indata kopplat till fjärrkyladistribution ges i Tabell 21. Fjärrkylaeftersfrågan för industri och bostäder antas öka i samma takt som bedömt ökat totalt kylbehov för lokaler.

**Tabell 21** Data för fjärrkyladistribution. Spannet för den rörliga kostnaden visar den kostnadsökning som antas för ökande marknadsandel för fjärrkyla.

	Investering (SEK/kW kyla)	Fast D&U (SEK/kW värme)	Rörlig kostnad (SEK/MWh kyla)	Verknings- grad (%)	Livslängd (år)
<b>Fjärrkylanät</b>	8000	300	0–75	0,92	50

### Spillvärme till värmepumpar i fjärrvärmeproduktion

Modellutvecklingen kopplat till lågtempererade spillvärmekällor och värmepumpar i fjärrvärmesystem har varit inriktat på att dela upp en i modellen tidigare aggregerad värmepump-teknik samt att

uppdatera potentialen för relaterade lågtempererade spillvärmekällor, med fokus på värme från reningsverk och datahallar.

Modellrepresentationen av värmepumpar för fjärrvärmeproduktion inkluderar efter modellutveckling produktion baserad på värme från: omgivande vatten (sjöar etcetera), industriell spillvärme (låg temp.), datahallar, reningsverk, och ”övrigt”. Värmepumpsteknikerna skiljer sig i modellen åt bland annat genom olika COP-värden (på grund av olika temperaturer för värmekällan).

Uppdaterade potentialer för lågtempererad spillvärme från vattenrening och datahallar är i modellen enligt följande:

- Vattenrening: 3,8 TWh (baserat på projektet Reuseheat<sup>148</sup>)
- Datahallar: 1,3 TWh för referensfall; 3,7 TWh för elektrifieringsfall (baserat på Sweco, Reuseheat samt egna bedömningar)

Ovanstående potentialer avser tillgänglig värme innan uppgradering i värmepump (möjlig värmeproduktion från värmepumparna blir alltså något högre). Angiven spillvärmepotential är på årsbasis och antas vara jämnt ”fördelad” över året (det är således inte möjligt att utnyttja hela potentialen exempelvis under vintern).

Som indikeras ovan antas olika potentialer för datahallar beroende av scenario. Elektrifieringsfallet antar en kraftigare expansion av datahallsindustrin än i referensfallet. Elektrifieringsfallet inkluderar även en högre efterfrågan från datahallar än i referensfallet. Totalt antas elförbrukningen från datahallar nå 7 TWh mot slutet av analysperioden, medan elförbrukning i datahallar för referensfallet antas ligga på 2 TWh. I bedömningen av spillvärmepotentialen ingår framför allt antaganden kring lokaliseringsaspekter (närhet till fjärrvärmesystem med möjliga avsättningsmöjligheter) och tekniska aspekter (andel av energianvändning som kan återvinnas).

Maxpotentialen för spillvärme till VP från datahallar till modellen har beräknats i tre huvudsakliga steg:

1. 75% antas kunna återvinnas rent tekniskt baserat uppgifter från EU-projektet *Reuseheat*.
2. Vidare antas 15% av datahallarna inte ligga i närheten av fjärrvärmenät (baserat på *Reuseheat*)
3. Potentialen för datahallar har sedan delats upp inom landet (elområdena) och jämförts med fjärrvärmeproduktionen i respektive elområde för att göra en bedömning om en rimlig maximal mängd VP i förhållande till annan produktion. Detta resulterade i att vi ytterligare justerade ner potentialen något för elområde 1 och 2 (som antas få en relativt sett stor del av datahallarna) men inte för elområde 3 och 4.

Ovanstående antaganden ger maxpotentialen för VP genom datahallar i modellen, men i denna uppnås i de flesta fall inte.

För fjärrvärmeproduktion baserat på värme från omgivande vatten, industriell spillvärme och övrigt sätts kapacitetsbegränsningar baserat på nuvarande situation.

---

<sup>148</sup> Persson, U. (2018). Accessible urban waste heat, Reuseheat, Deliverable 1.4. Tillgänglig på <https://www.reuseheat.eu/wp-content/uploads/2019/02/D1.4-Accessible-urban-waste-heat.pdf>.

# Bilaga C      Scenarioförutsättningar tabell

Tabell 22 ger en överblick över alla grundscenarier, känslighetsscenarier och teknikscenarier och deras förutsättningar.

Tabell 22 Överblick över grundscenarier, känslighetsscenarier och teknikscenarier.

	Scenario	Betydning	KALKYLERING	CO2 PRIS	EFTERFRÅG	KVV	EFFECTIVISER	VP	KÄMKRAFT,	KÄMKRAFT,	INDRÄNSLE,	AVFALLS-
					AN	UTBYGGNAD	ING	EXPANSION	NYTILLÄT?	REFINTILGA	TILLGÅNG FÖR	TILLGÅNG
Grund	Ref-Inv (RI)	S1A_RI	+	-	0	0	0	0	0 (Ja)	0	0	0
	Klimat-Inv	S2A_KI	+	+	0	0	0	0	0 (Ja)	0	0	0
	KlimatEl-Inv (KIE)	S3A_KIE	+	+	+	0	0	0	0 (Ja)	0	0	0
	Ref-Sam	S1B_RS	-	-	0	0	0	0	0 (Ja)	0	0	0
	Klimat-Sam	S2B_KS	-	+	0	0	0	0	0 (Ja)	0	0	0
	KlimatEl-Sam	S3B_KSE	-	+	+	0	0	0	0 (Ja)	0	0	0
Teknik	RI KVV plus	T1A_RIKP	+	-	0	+	0	0	0 (Ja)	0	0	0
	RI KVV minus	T2A_RIKM	+	-	0	-	0	0	0 (Ja)	0	0	0
	RI VP plus	T3A_RIHP	+	-	0	0	0	+	0 (Ja)	0	0	0
	RI Eff plus	T4A_RIEM	+	-	0	0	+	0	0 (Ja)	0	0	0
	RI Eff minus	T0A_RIEN	+	-	0	0	-	0	0 (Ja)	0	0	0
	KIE KVV plus	T5A_KIKP	+	+	+	+	0	0	0 (Ja)	0	0	0
	KIE KVV minus	T6A_KIKM	+	+	+	-	0	0	0 (Ja)	0	0	0
	KIE VP plus	T7A_KIHP	+	+	+	0	0	+	0 (Ja)	0	0	0
	KIE Eff plus	T8A_KIEM	+	+	+	0	+	0	0 (Ja)	0	0	0
	KIE Eff minus	T9A_KIEN	+	+	+	0	-	0	0 (Ja)	0	0	0
Känslighet	RI Avfall mindre	K1A_RIA	+	-	0	0	0	0	0 (Ja)	0	0	-
	RI Biokonkurrens	K3A_RIB	+	-	0	0	0	0	0 (Ja)	0	-	0
	RI Kärnkraft mer	K5A_RINP	+	-	0	0	0	0	Nej	+	0	0
	KIE Avfall mindre	K2A_KIEA	+	+	+	0	0	0	0 (Ja)	0	0	-
	KIE Biokonkurrens	K4A_KIEB	+	+	+	0	0	0	0 (Ja)	0	-	0
	KIE Kärnkraft mindre	K6A_KIEN	+	+	+	0	0	0	Nej	0	0	0

0	Förutsättningar enligt grundantagande
+	Högre
-	Lägre

## Bilaga D      Bio-CCS inom el- och värmesektorn i Sverige<sup>149</sup>

I Sveriges kraftvärme- och värmeverk produceras el och värme, till stor del baserat på förbränning av biobränslen. Förbränningen ger upphov till utsläpp av biogen koldioxid och genom CCS-teknik kan dessa anläggningar bidra med negativa utsläpp. Möjligheterna att applicera CCS inom kraftvärme- och värmeverk är förhållandevis goda p.g.a. faktorer som hög koldioxidkoncentration i rökgaserna och att överskottsånga kan användas vilket minskar behovet av extra energitillförsel. Utsläppen av biogen koldioxid inom el- och värmesektorn uppgick totalt till nästan 16 miljoner ton koldioxid under 2018.

Utsläppen inom kraftvärme och värmeproduktion i Sverige är till stor del biogena, vilket utgör en potential för negativa utsläpp. Vidare är möjligheten att applicera CCS inom kraftvärme- och värmeverk förhållandevis goda. Några fördelar är:

- Utgör ofta relativt stora punktutsläpp, dvs. stora årliga koldioxidflöden.
- Koldioxidkoncentrationen i rökgaserna är relativt hög (10–20 procent).
- Kraftverken har ofta ett fåtal utsläppskällor (jämfört med till exempel ett raffinaderi).
- Överskottsånga kan återvinnas som fjärrvärme, vilket minskar behovet av extra energitillförsel.

Trots att värmeöverskottet kan utnyttjas i ett fjärrvärmenät, kräver ändå avskiljning av koldioxid en viss mängd energi i form av el eller värme. Detta sänker verkningsgraden på anläggningen och medför att en större mängd bränsle behövs för att producera samma mängd el och värme i en anläggning med CCS, jämfört med motsvarande anläggning utan CCS. En konsekvens kan också bli att samma mängd bränsle används men att elproduktionen från anläggningen blir lägre. En modellering av bio-CCS tillämpat på Stockholm Exergis biobränsleeldade panna visade att elproduktionen skulle minska med 0,25 MWh per ton koldioxid som avskiljs.<sup>150</sup>

Övriga generella svårigheter förknippat med CCS gäller även för kraftvärme- och värmeverk, exempelvis utmaningen att få ekonomisk lönsamhet, att CCS-tekniken kan behöva anpassas specifikt till anläggningen beroende på rökgasernas sammansättning (som hänger samman med vilket bränsle som eldas) eller att anläggningens geografiska placering (till exempel kustnära eller inte) påverkar kostnaden för transport till slutförvar.

### **Industriklivet och negativa utsläpp**

Inom ramen för Industriklivet pågår flera forskningsprojekt med fokus på infångningstekniker inom CCS. Ett exempel på sådant projekt syftar till att öka förståelsen för vilka kemitekniska utmaningar och möjligheter som behöver beaktas inför konvertering till oxyfuel-förbränning av svartlut i sodapannor inom svensk massa- och pappersindustrin.<sup>151</sup>

---

<sup>149</sup> Energimyndigheten (2020), Processrelaterade och negativa utsläpp – nuläge och förutsättningar för omställning. En nulägesanalys inom Industriklivet, ER 2020:28.

<sup>150</sup> SOU 2020:4, Vägen till en klimatpositiv framtid, Klimatpolitiska vägvalsutredningen.

<sup>151</sup> Energimyndighetens projektdatabas P50859-1, diarienummer 2020-008018.

Nedan beskrivs några av de avslutade projekten hittills inom Industriklivet mer utförligt, närmare bestämt två genomförbarhetsstudier samt ett pilotprojekt.

#### Test av bio-CCS i kraftvärmeverket Värtan i Stockholm

Stockholm Exergi har med stöd från Industriklivet genomfört ett projekt där en testanläggning byggts varvid långtidstester med avskiljningstekniken Hot Potassium Carbonate (HPC) har genomförts. Detta har gjorts på en del av rökgasflödet från det fliseldade kraftvärmeverket KVV8 vid Värtaverket. Trots att flera tusen studier finns om CCS för kondenskraftverk, är CCS på kraftvärmeprocesser ett relativt outforskat område. Den stora skillnaden mellan applikationerna är att möjligheten att återvinna lågvärdig värme som fjärrvärme öppnar upp för användning av helt andra tekniker jämför med kondensanläggningar där endast el produceras. Den generella målsättningen med projektet var att lösa öppna frågor inför uppförande av en storskalig HPC-anläggning vid ett kraftvärmeverk, såsom oväntade problem vid oförutsedda sidoreaktioner. Resultaten från studien visar bland annat att generell nedbrytning inte inträffade utan att infångningsgraden var densamma under hela testperioden, samt att infångningsgraden låg på den förväntade nivån om cirka 10 procent. Stockholm Exergi har genom att driftsätta och köra denna testanläggning fått värdefull kunskap som ger en bra grund för att kunna utveckla testanläggningen ytterligare. Stockholm Exergi uppger dock att den enskilda kostnaden för att implementera tekniken fullt ut på en anläggning i dagsläget är för stor utan någon form av ekonomiskt styrmedel och uppdaterade regelverk.<sup>152</sup>

#### Uppsala kommun kan bli klimatneutralt genom bio-CCS

Vattenfall AB och Stuns Stiftelse Uppsala Science Park i Uppsala har i en genomförbarhetsstudie undersökt möjligheten att minska koldioxidutsläpp genom bio-CCS och hur detta kan inkluderas i Uppsala kommuns långsiktiga planering tillsammans med näringslivet. Inriktningen på studien har varit värme- och elproduktionsrelaterad biogen koldioxid. Mål med studien har bland annat varit att kvantifiera systemkostnader för avskiljning. Resultaten i studien visar att ett klimatpositivt Uppsala är möjligt om investeringar sker i både avfallsbaserad- och biobaserad CCS. I Uppsala kan lägst kostnad åstadkommas då avskiljningsanläggningen kopplas till avfallsblocken som har betydligt fler drifttimmar än de rena biobränsleblocken. Resultaten från projektet visar också att det är praktiskt möjligt att bygga en koldioxidinfångningsanläggning i storleken cirka 200 000 ton koldioxid per år i Vattenfalls anläggning i Uppsala. Tillsammans med låga utsläpp från trafikarbetet i Uppsala, skulle detta medföra att kommunen åstadkommer negativa utsläpp vad avser lokal klimatpåverkan. Systemkostnaden beräknas hamna på 850–1 250 SEK/år/invånare, där infångningen står för den största kostnaden följt av utskeppning och slutlagring.<sup>153</sup>

#### Genomförbarhetsstudie för bio-CCS inom Stora Enso

En genomförbarhetsstudie för bio-CCS har gjorts med syfte att ge stöd för att utröna om det är möjligt (tekniskt, operationellt, marknadsmässigt och ekonomiskt) att installera en fullskalig bio-CCS-anläggning inom den svenska delen av Stora Ensos sulfatbruk. Vidare var syftet att undersöka säkra platser för lagring och transporten dit. Projektet bedömer att det är tekniskt och operationellt möjligt att införa ett system för infångning, transport och lagring av biogena utsläpp i svenska bruk inom Stora Enso. Dock är det i dag svaga marknadskrafter och ingen lönsamhet i

---

<sup>152</sup> Energimyndighetens projektdatabas P49101-1, diarienummer 2019-013114.

<sup>153</sup> Energimyndighetens projektdatabas P49869-1, diarienummer 2019-022504.

ett sådant projekt utan det förutsätter att det finns andra finansierings-/bidragssystem. Projektet har potential att på sikt bidra till negativa utsläpp från Stora Ensos utsläppskällor av biogen koldioxid.<sup>154</sup>

---

<sup>154</sup> Energimyndighetens projektdatabas P49897-1, diarienummer 2019-022605.



*BILAGA VIII***Potential för värme- och kyleffektivitet**

Den heltäckande bedömning av den nationella potentialen för uppvärmning och kylning som avses i artikel 14.1 ska innefatta och vara baserad på nedanstående:

*Del I***ÖVERSIKT ÖVER VÄRME OCH KYLA**

1. Värme- och kylbehovet i form av en bedömning av nyttiggjord energi<sup>155</sup> och kvantifierad slutlig energianvändning i GWh per år<sup>156</sup> fördelat på enskilda sektorer:
  - a) Bostäder.
  - b) Tjänster.
  - c) Industri.
  - d) Andra sektorer som ensamma svarar för mer än 5 % av det totala nationella behovet av nyttiggjord värme och kyla.
2. Fastställande eller, i fråga om punkt 2 a i, fastställande eller uppskattning av nuvarande värme- och kylförsörjning:
  - a) Fördelat på teknik, i GWh per år<sup>157</sup>, inom de sektorer som nämns i punkt 1 och om möjligt fördelat på energi från fossila respektive förnybara källor:
    - i) Intern värme- och kylförsörjning inom tjänste- och bostadssektorn, fördelat på
      - rena hetvattenpannor,
      - högeffektiv kraftvärme,
      - värmepumpar,
      - andra interna tekniker och energikällor.
    - ii) Intern värme- och kylförsörjning inom andra sektorer än tjänste- och bostadssektorn, fördelat på
      - rena hetvattenpannor,
      - högeffektiv kraftvärme,
      - värmepumpar,
      - andra interna tekniker och energikällor.
    - iii) Extern värme- och kylförsörjning, fördelat på
      - högeffektiv kraftvärme,
      - spillvärme,
      - andra externa tekniker och energikällor.
  - b) Identifiering av anläggningar som producerar spillvärme eller spillkyla och deras potentiella värme- eller kylförsörjning, i GWh per år:
    - i) Anläggningar för termisk kraftproduktion som kan leverera eller utrustas för att leverera spillvärme med en total tillförd värmeeffekt på mer än 50 MW.
    - ii) Kraftvärmeanläggningar som använder den teknik som avses i del II i bilaga I med en total tillförd värmeeffekt på mer än 20 MW.
    - iii) Avfallsförbränningsanläggningar.

---

<sup>155</sup> Mängd värmeenergi som krävs för att tillgodose slutanvändarnas värme- och kylbehov.

<sup>156</sup> Senast tillgängliga uppgifter ska användas.

<sup>157</sup> Senast tillgängliga uppgifter ska användas.

- iv) Anläggningar för förnybar energi med en total tillförd värmeeffekt på mer än 20 MW, utom de anläggningar som anges i punkt 2 b i och ii som producerar värme eller kyla med hjälp av energi från förnybara energikällor.
  - v) Industrianläggningar med en total tillförd värmeeffekt på mer än 20 MW som kan leverera spillvärme.
  - c) Rapporterad andel av fjärrvärme- och fjärrkylsektorns slutliga energiförbrukning som kommit från förnybara energikällor, spillvärme eller spillkyla<sup>158</sup> under de senaste fem åren i enlighet med direktiv (EU) 2018/2001.
3. En karta över hela det nationella territoriet som utan att röja kommersiellt känsliga uppgifter visar
- a) efterfrågan på värme och kyla i olika områden med utgångspunkt i analysen i punkt 1, med tillämpning av enhetliga kriterier för att ringa in energitäta områden i kommuner och storstadsområden,
  - b) befintliga leveranspunkter för värme och kyla som fastställts enligt punkt 2 b och anläggningar för fjärrvärmedistribution,
  - c) planerade leveranspunkter för värme och kyla av det slag som beskrivs i punkt 2 b och anläggningar för fjärrvärmedistribution.
4. En prognos över hur efterfrågan på värme och kyla kan utvecklas de närmaste 30 åren, angiven i GWh och med beaktande av särskilda prognoser för de närmaste tio åren, förändring av efterfrågan i byggnader och olika industrisektorer samt effekten av politik och strategier för efterfrågestyrning, t.ex. långsiktiga strategier för renovering av byggnader enligt direktiv (EU) 2018/844.

## ***Del II***

### ***MÅL, STRATEGIER OCH POLITISKA ÅTGÄRDER***

5. Medlemsstatens planerade bidrag till sina nationella målsättningar, mål och bidrag för energunionens fem dimensioner i enlighet med artikel 3.2 b i förordning (EU) 2018/1999, vilka ska uppnås genom värme- och kyleffektivitet, i synnerhet när det gäller artikel 4 b.1–4 b.4 och artikel 15.4 b, och med angivande av vad som tillkommit utöver den nationella energi- och klimatplanen.
6. Allmän översikt över nuvarande politik och åtgärder som beskrivs i den senaste rapport som inlämnats i enlighet med artiklarna 3, 20, 21 och 27 a i förordning (EU) 2018/1999.

## ***Del III***

### ***ANALYS AV DEN EKONOMISKA POTENTIALEN FÖR VÄRME- OCH KYLEFFEKTIVITET***

7. En analys av den ekonomiska potentialen<sup>159</sup> hos olika tekniker för värme och kyla ska göras för hela det nationella territoriet med hjälp av den kostnads-nyttanalys som avses i artikel 14.3 och identifiera alternativa scenarier för mer effektiva tekniker för värme och kyla från förnybara energikällor, i förekommande fall fördelat på energi från fossila respektive förnybara energikällor.

Följande tekniker bör beaktas:

- a) Industriell spillvärme och spillkyla.
- b) Avfallsförbränning.
- c) Högeffektiv kraftvärme.

<sup>158</sup> Identifieringen av 'förnybar kyla' ska, efter det att metoden för beräkning av mängden förnybar energi som används för kyla och fjärrkyla fastställts i enlighet med artikel 35 i direktiv (EU) 2018/2001, göras i enlighet med det direktivet. Fram till dess ska fastställandet göras

enligt en lämplig nationell metod.

<sup>159</sup> Analysen av den ekonomiska potentialen bör ange volymen energi (i GWh) som varje analyserad teknik kan producera per år. Hänsyn bör även tas begränsningar och inbördes kopplingar inom energisystemet. Analysen kan utgå från modeller baserade på antaganden om driften hos vanliga typer av tekniker eller system.

- d) Förnybara energikällor (t.ex. jordvärme, solenergi och biomassa), utom sådana som används för högeffektiv kraftvärme.
- e) Värmepumpar.
- f) Minskning av värme- och kylförluster från befintliga fjärrnät.

8. Denna analys av den ekonomiska potentialen ska inbegripa följande steg och överväganden:

a) Överväganden:

- i) Kostnads-nyttoanalysen enligt artikel 14.3 ska innehålla en ekonomisk analys som tar hänsyn till socioekonomiska faktorer och miljöfaktorer<sup>160</sup>, samt en finansiell analys som bedömer projekt ur investerarnas synvinkel. Både den ekonomiska och den finansiella analysen ska använda nettonuvärdet som kriterium för bedömningen.
- ii) Grundscenariot bör tjäna som utgångspunkt och ta hänsyn till nuvarande politik när den heltäckande bedömningen sammanställs<sup>161</sup> och vara kopplad till uppgifter som samlas in enligt del I och punkt 6 i del II av denna bilaga.
- iii) Andra scenarier än grundscenariot ska ta hänsyn till målen avseende energieffektivitet och förnybar energi i förordning (EU) 2018/1999. Varje scenario ska innefatta följande jämfört med grundscenariot:
  - Ekonomisk potential hos de tekniker som undersökts med nettonuvärde som kriterium.
  - Minskningar av växthusgasutsläpp.
  - Primärenergibesparingar i GWh per år.
  - Inverkan på andelen förnybar energi i den nationella energimixen.

Scenarier som av tekniska eller finansiella skäl eller på grund av nationell reglering inte är genomförbara får uteslutas i ett tidigt skede av kostnads-nyttoanalysen om detta är berättigat på grundval av noggranna, uttryckliga och väldokumenterade överväganden.

Bedömningen och besluten bör i de analyserade scenarierna beakta kostnader och energibesparingar till följd av den ökade flexibiliteten i energiförsörjningen och en mer optimal drift av elnäten, inbegripet kostnader som undvikits och besparingar från minskade infrastrukturinvesteringar.

b) Kostnader och nytta

De kostnader och den nytta som avses i punkt 8 a ska åtminstone omfatta följande:

i) Nyttä:

- Produktionsvärdet för användaren (värme, kyla och el).
- Extern nytta såsom positiva miljöeffekter, minskade växthusgasutsläpp och positiva hälso- och säkerhetseffekter, om detta är möjligt.
- Arbetsmarknadseffekter, trygg energiförsörjning och konkurrenskraft, om detta är möjligt.

ii) Kostnader:

- Kapitalkostnader för anläggningar och utrustning.
- Kapitalkostnader för de tillhörande energinäten.
- Rörliga och fasta driftskostnader.
- Energikostnader.
- Kostnader för miljö, hälsa och säkerhet, om detta är möjligt.
- Arbetsmarknadskostnader, trygg energiförsörjning och konkurrenskraft, om detta är möjligt.

c) Scenarier som är relevanta i jämförelse med för grundscenariot:

<sup>160</sup> Inbegripet den bedömning som avses i artikel 15.7 i direktiv (EU) 2018/2001.

<sup>161</sup> Brytdatumet för att ta hänsyn till politiska åtgärder i grundscenariot är utgången av det år som föregår det år före vars utgång den heltäckande bedömningen ska göras. Politiska åtgärder som genomförs under de tolv månader som föregår tidsfristen för inlämning av den heltäckande bedömningen behöver alltså inte beaktas.

Alla scenarier som är relevanta i jämförelse med grundscenariot ska övervägas, inbegripet rollen för effektiv individuell uppvärmning och kylning.

i) Kostnads-nyttoanalysen kan omfatta antingen en bedömning av ett projekt eller en bredare lokal, regional eller nationell bedömning för en grupp av projekt, för att i planeringssyfte fastställa den mest kostnadseffektiva och gynnsamma värme- eller kylösningen för ett visst geografiskt område utifrån ett grundscenario.

ii) Medlemsstaterna ska utse de behöriga myndigheter som ska ansvara för genomförandet av kostnads-nyttoanalyserna enligt artikel 14. De ska lägga fram detaljerade metoder och antaganden i enlighet med denna bilaga och upprätta och offentliggöra förfarandena för den ekonomiska analysen.

d) Gränser och samordnad strategi:

i) Den geografiska gränsen ska omfatta ett lämpligt, väl avgränsat geografiskt område.

ii) Kostnads-nyttoanalyserna ska ta hänsyn till alla relevanta centraliserade eller decentraliserade leveransresurser som är tillgängliga inom systemet och den geografiska gränsen, inbegripet tekniker som beaktas enligt punkt 7 i del III i denna bilaga samt uppvärmnings- och kylningsefterfrågans kännetecken och utvecklingstendenser.

e) Antaganden:

i) Medlemsstaterna ska för upprättandet av kostnads-nyttoanalyser göra antaganden om priserna på de viktigaste input- och outputfaktorerna och om diskonteringsräntan.

ii) Den diskonteringsränta som används i den ekonomiska analysen för att beräkna nettonuvärdet ska väljas i enlighet med europeiska eller nationella riktlinjer.

iii) Medlemsstaterna ska använda nationella, europeiska eller internationella prognoser för utvecklingen av energipriserna om så är tillämpligt i det nationella och/eller regionala/lokala sammanhanget.

iv) De priser som används i den ekonomiska analysen ska ta hänsyn till socioekonomisk kostnad och nytta. Externa kostnader, såsom miljö- och hälsoeffekter, bör ingå i den mån det är möjligt, dvs. då ett marknadspris finns eller redan ingår i europeisk eller nationell lagstiftning.

f) Känslighetsanalys:

i) En känslighetsanalys ska ingå för att utvärdera kostnaderna och nyttan med ett projekt eller en grupp av projekt och baseras på variabla faktorer med en betydande inverkan på resultatet av beräkningarna, t.ex. olika energipriser, efterfrågenivåer, diskonteringsräntor och annat.

#### ***Del IV***

### ***POTENTIELLA NYA STRATEGIER OCH POLITISKA ÅTGÄRDER***

9. Översikt över nya lagstiftningsåtgärder och andra politiska åtgärder<sup>162</sup> för att infria den ekonomiska potential som fastställts i enlighet med punkterna 7 och 8 samt förutsedda

a) Minskningar av växthusgasutsläpp.

b) Primärenergibesparingar i GWh per år.

c) Inverkan på andelen från högeffektiv kraftvärme.

d) Inverkan på andelen från förnybara energikällor i den nationella energimixen och i värme- och kylsektorn.

e) Kopplingar till nationell finansiell programplanering och kostnadsbesparingar för offentliga budgetar och marknadsaktörer.

---

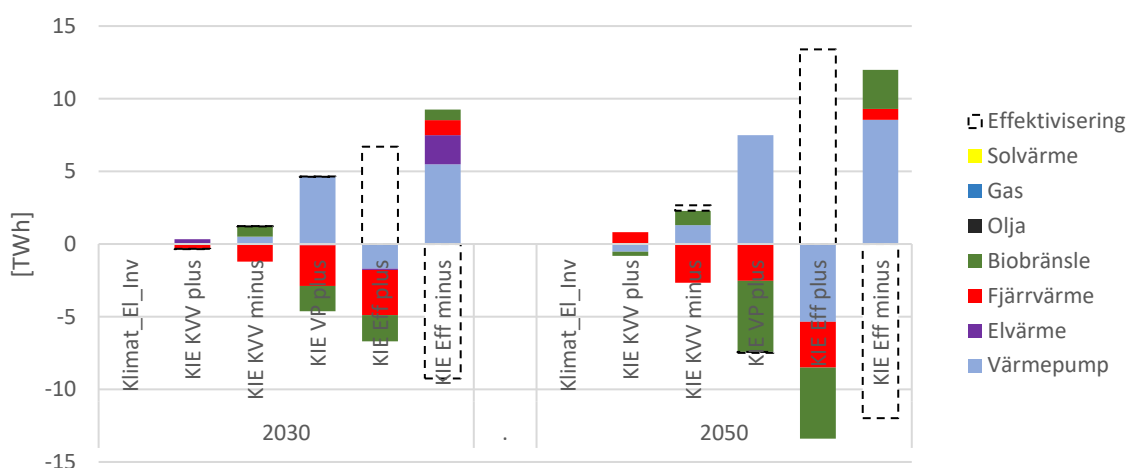
<sup>162</sup> Denna översikt ska innefatta finansieringsåtgärder och finansieringsprogram som kan komma att anta under den period som den heltäckande bedömningen omfattar, utan att föregripa separata anmälningar av offentliga stödprogram för en bedömning av statligt stöd,

f) En uppskattning av eventuella offentliga stödåtgärder, med en årsbudget och identifiering av potentiella stödelement.

## Bilaga F Fler teknikscenarier

Figur 58 visar effekten av de alternativa antagandena i teknikscenarierna, här med KlimatEl\_Inv-scenariot som bas och jämförelsefall. Mer respektive mindre kraftvärme (i KIE-KVV plus respektive KIE-KVV minus) får i 2050-perspektiv förhållandevis små effekter på fjärrvärmeanvändningen, men som kan förväntas ses en viss ökning med ytterligare KVV-kapacitet och en viss minskning med reducerad KVV-kapacitet. Ökade möjligheter till värmepumpsanvändning (som i KIE-VP plus) medför framför allt en minskad pelletsanvändning som följd, men även en minskad fjärrvärmeanvändning. De alternativa energieffektiviseringsfallen, där utnyttjande av effektiviseringsåtgärder kan sägas maximeras (i scenario KIE-Eff plus) respektive minimeras (i scenario KIE Eff minus) får konsekvenser för såväl värmepump, pellets och fjärrvärme.

Figur 58 Skillnad i nyttiggjord energi för uppvärmning med alternativa förutsättningar i teknikscenarierna mot KlimatEl\_Inv



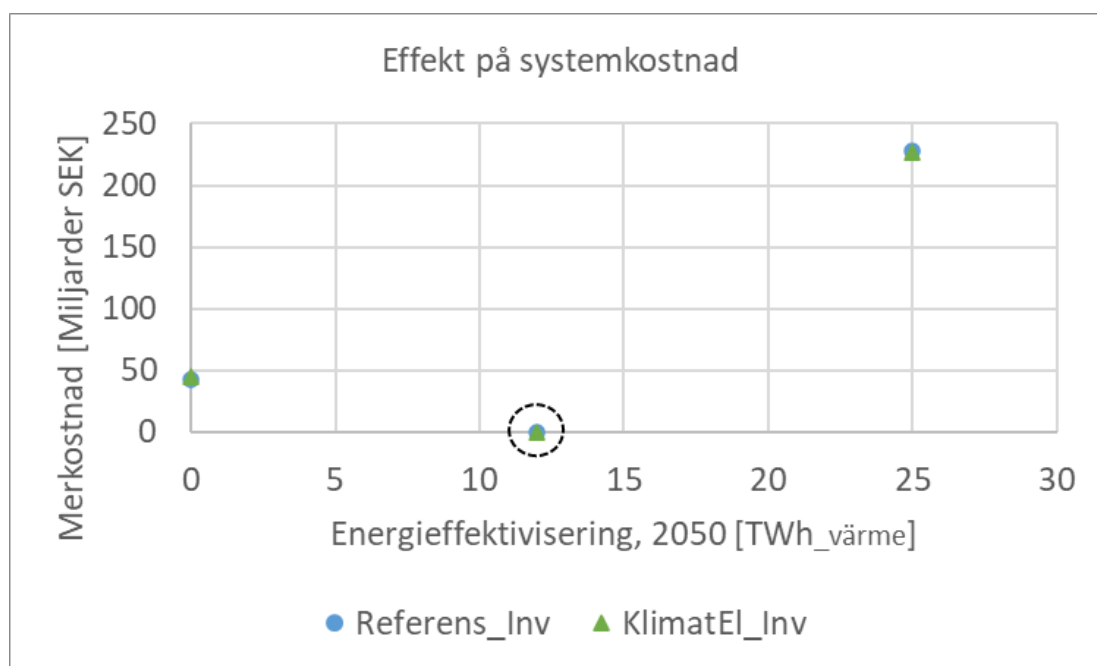
De energieffektiviseringsåtgärder som avses i ovanstående redovisning är effektiviseringar som reducerar nettovärmebehovet (ej konverteringsåtgärder). Förutom för teknikscenarierna Eff plus och Eff minus så hanteras dessa åtgärder i huvudsak endogent i modellen, det vill säga effektiviseringstakt och grad är ett modellresultat. Kostnader och potentialer kan skilja sig åt relativt mycket både mellan olika åtgärder och även delvis mellan åtgärder av samma slag men i olika sektorer. Sett över våra beräkningsfall så är de beräknade skillnaderna i effektiviseringsgrad relativt små. Det beror på att det finns ett antal åtgärder som är lönsamma och robusta i samtliga fall. Åtgärder som ligger därutöver är för dyra för att utnyttjas i något av scenarierna. Förklaringen är att energipriserna skiljer sig för lite åt mellan scenarierna för att det ska påverka effektiviseringsgraden. Det beror på att en skillnad i pris i producentledet dämpas när det sprids ner till slutanvändarledet då ytterligare påslag tillkommer såsom skatter och elnätskostnader. Marknadspiset på energivaran, exempelvis el, är ju bara en komponent bland flera i konsumentpriset. Det finns dock en tydlig skillnad i utfallet för effektiviseringar mellan de beräkningsfall som förutsätter ett investerarperspektiv och de fall som istället utgår från ett samhällsekonomiskt perspektiv. I det senare fallet är kalkylräntan för effektiviseringsåtgärder klart lägre (samma kalkylränta som för samtliga investeringar) vilket därmed ökar lönsamheten. Detta betyder extra mycket för åtgärder som enbart har en kapitalkostnad.

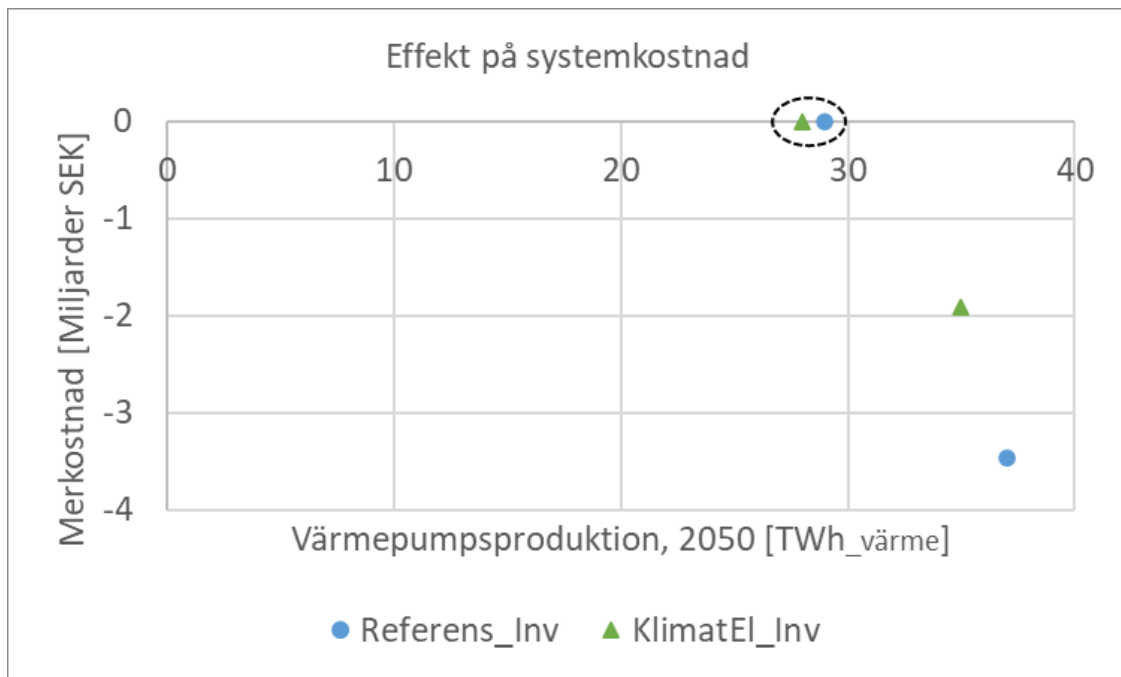
### Effekt på systemkostnader – energieffektivisering och värmepump

Som kompletterande information till resultat med koppling till energimixen, redovisas i Figur 59 effekten på modellens systemkostnad av de teknikscenarier i vilka alternativa förutsättningar i byggnadernas energianvändning testas: lägre respektive högre grad av energieffektivisering (Eff minus och Eff plus) samt högre andel värmepump i individuell uppvärmning (VP plus). Skillnaden i systemkostnad som åskådliggörs avser hela den modellerade perioden (2005 till 2050) och är uttryckt som diskonterat nuvärde till modellens basår 2005 (en diskonteringsränta på 3,5% används i analysen). Systemmerkostnaden påverkas av utvecklingen under hela perioden. Effektiviseringsgrad och värmepumpsproduktion för respektive fall redovisas i figuren dock av grafiska skäl endast för ett av modellåren (2050).

Systemkostnaden inkluderar alla kostnader (såsom investeringskostnader, drift- och underhållskostnader, bränslekostnader, och skattekostnader) som uppstår i alla delar av systemet (såsom tillförsel-, distribution- och användarled). Det är en komplex parameter, men kan ändå ge en indikation på storleksordningen av kostnaden för olika typer av åtgärder/systemförändringar. Man bör baserat på dessa kostnadsresultat emellertid inte ställa energieffektiviseringsåtgärder mot värmepumpar – utgångsnivåer i grundscenarierna, storleken på förändringen i teknikscenarierna, och hur scenarierna är definierade påverkar effekten på systemkostnaden och gör sådana jämförelser vanskliga.

Figur 59. Effekt på systemkostnad av olika grad av energieffektivisering (överst) och olika nivåer av värmepumpsproduktion som följd av förändrade marknadsförutsättningar (underst), uttryckt som merkostnad för teknikscenarier gentemot grundscenarier (som är inringade). Övre bild bygger på Ref, KlimaEl, Eff-minus och Eff-plus, samtliga med investerarperspektiv. Nedre bild bygger på Ref, KlimaEl, och VP-plus, samtliga med investerarperspektiv.





Av Figur 59 (övre bild) framgår att helt avstå från energieffektiviseringsåtgärder ger en ökad systemkostnad i förhållande till effektiviseringsgraden i grundscenarierna på ca 50 miljarder SEK. Att ha en cirka dubbelt så hög energieffektiviseringsgrad som i grundscenarierna ökar systemkostnaderna ännu mer (över 200 miljarder SEK). Det bör påpekas att den höga merkostnaden för ökad energieffektivisering här är sammankopplad med en mycket hög nivå av energieffektivisering där också förhållandevis kostsamma åtgärder används. En lägre nivå av ökad effektivisering i förhållande till grundscenarierna skulle kunna ha gett en i relation till effektiviseringsgrad mindre kostnadsökning.

I Figur 59 (nedre bild) framgår att en ökad potential för värmepumpar minskar systemkostnaden. Detta är en följd av att vissa typer av värmepumpar, framför allt bergvärme och luft-luftvärmepumpar, är kostnadseffektiva tekniker redan i grundscenarierna och att ytterligare öka dess potential sänker systemkostnaden. Antagna gränser för marknadsandelar för dessa värmepumpar är med andra ord begränsande i grundscenarierna. Av modellpraktiska skäl är emellertid sådana antaganden nödvändiga (se också Appendix A).

Medan det för energieffektiviseringsfallen blir samma utfall på merkostnaden för Referens\_Inv- respektive KlimatEl\_Inv-förutsättningar, ses för det alternativa värmepumpsfallet (VP-plus) en lägre kostnadsbesparing med KlimatEl\_Inv-förutsättningar än med Referens\_Inv-förutsättningar