

Princip för redovisning av restvärmepotential vid projektering av ny fjärrvärme-produktion

*Förslag till kostnads-
nyttoanalys enligt artikel
14.5 EED 2012/27/EU*

ER2013:09

Böcker och rapporter utgivna av Statens
energimyndighet kan beställas via
www.energimyndigheten.se
Orderfax: 08-505 933 99
e-post: energimyndigheten@cm.se

© Statens energimyndighet

ER 2013:09

ISSN 1403-1892

Förord

Den 7 juni 2012 gav regeringen Energimyndigheten i uppdrag att utreda och föreslå en princip för redovisning av restvärmepotential vid projektering av ny fjärrvärmeproduktion.¹ Uppdraget skulle redovisas den 15 april 2013 till Näringsdepartementet. Den 25 oktober 2012 antogs energieffektiviseringsdirektivet (2012/27/EU) efter en överenskommelse mellan rådet och Europaparlamentet. Detta har påverkat utredningens genomförande. Eftersom artikel 14.5 i energieffektiviseringsdirektivet ställer krav som delvis motsvarar det som regeringsuppdraget avser har Energimyndigheten kompletterat rapporten med förslag till genomförande av dessa i svensk rätt. I och med det har de aktuella frågeställningarna samordnats. I föreliggande rapport behandlas således hela artikel 14.5 a–d samt därtill relevanta skrivningar enligt energieffektiviseringsdirektivet (14.6–14.11).

Energimyndigheten har informerats om att det pågår ett arbete inom Näringsdepartementet med att ta fram ett författningsförslag med anledning av artikel 14.5 i energieffektiviseringsdirektivet. För att Energimyndighetens bedömning ska kunna tjäna som underlag för arbetet på Näringsdepartementet i ett tidigt skede redovisas uppdraget redan den 1 mars 2013.

I arbetet med att ta fram förslag för redovisning av restvärmepotential vid projektering av ny fjärrvärmeproduktion har Energimyndigheten använt sig av konsulten *Optensys Energianalys*.

Under projektets gång har tre referensgruppsmöten hållits. Alla deltagare har emellertid inte deltagit vid alla tre tillfällen. *Deltagare i referensgruppen var:*

Göran Heldesten och Linda Werter från Energimarknadsinspektionen, Erik Thornström och Charlotta Abrahamsson från Svensk Fjärrvarme, Anders Ydstedt från Industrigruppen Återvunnen Energi, Niclas Damsgaard från Sweco, Adam Lindroth från Fortum, Dag Henning och Olle Mårdsjö från Optensys Energianalys, Lars Johansson från EC Power, Thomas Levander egen konsult. Lina Palm från Skogsindustrierna samt Helen Axelsson från Jernkontoret.

I samband med uppdraget hölls även en workshop för att förankra uppdraget inom industrin. *Deltagare vid workshopen var:*

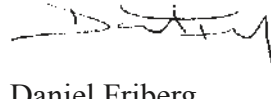
Tomas Hirsch från SSAB, Anders Eliasson från Södra, Lia Dettterfelt från Renova, Lennart Gevreus från Stenungsund Energi och Miljö, Jan-Olof Bergman från Öresundskraft, Anders Einarsen från Mälarenergi, Mats Renntun från Eon, Magnus Johansson från Luleå Energi, Inger Lindbäck från Gävle Energi, Ingvar Lind från Värmevärden, Dag Henning från Optensys Energianalys och Olle Mårdsjö från Manergy.

¹ ”Uppdrag att utreda och föreslå en princip för redovisning av restvärmepotential vid projektering av ny fjärrvärmeproduktion”. N2012/2937E.

Utredningsledare har varit Daniel Friberg, i projektgruppen har även ingått Lars Nilsson, Kristina Holmgren och Andreas Kannesten.



Roger Eklund
Ställföreträdande Generaldirektör



Daniel Friberg
Projektledare

Innehåll

1	Sammanfattning	5
2	Inledning	9
3	Bakgrund	11
3.1	TPA-utredningen	11
3.2	Energieffektiviseringsdirektivet	12
3.3	Näringsdepartementets PM om utvecklade fjärrvärmemarknader.....	13
3.4	Energimarknadsinspektionens utredning om reglerat tillträde till fjärrvärmenäten	13
4	Förslag till redovisningsprincip för artikel 14.5 a och b	15
4.1	Kostnads-nyttoanalys för artikel 14.5 a och b.....	16
4.2	Avgränsningar	17
5	Förslag till redovisningsprincip för artikel 14.5 c och d	19
5.1	Tillgänglig spillvärme	20
5.2	För fjärrvärmeföretaget gäller specifikt	20
5.3	Fjärrvärmeföretagets redovisning	21
5.4	För industriföretaget gäller specifikt	22
5.5	Kostnads-nyttoanalys för artikel 14.5 c och d.....	23
5.6	Tröskelvärden för artikel 14.5 c	24
5.7	Tröskelvärden för artikel 14.5 d.....	24
5.8	Alternativ redovisning av kostnads-nyttoanalys	25
5.9	Bedömning av risk	26
6	Typer av anläggningar	29
6.1	Termisk elproduktionsanläggning.....	29
6.2	Energiproduktionsanläggning	31
6.3	Industrianläggning	32
6.4	Nät för fjärrvärme och fjärrkyla	32

7	Tillståndsförfarande för olika anläggningar	35
7.1	Tillstånd enligt miljöbalken för olika anläggningar	35
7.2	Plan- och bygglagen och bygglov	36
7.3	Miljökonsekvensbeskrivning enligt miljöbalken	37
7.4	Förslag till genomförande	38
8	Kommentarer och definitioner	41
8.1	Definitionen av total tillförd effekt	41
8.2	Begreppet spillvärme	42
9	Konsekvensanalys	43
9.1	Konsekvensanalys för artikel 14. 5 a–d	43
9.2	Konsekvensanalys för artikel 14.5 d samt för regeringsuppdraget (N2012/ 2937/E)	44
9.3	Påverkan på fjärrvärmeföretag	45
9.4	Påverkan på fjärrvärmekunder	46
9.5	Påverkan på myndigheter	47
9.6	Principens kostnader och nytta	47
10	Tekniska aspekter och metoder för spillvärme och fjärrvärme-användning	49
10.1	Överföring av spillvärme från industri till fjärrvärmenät	49
10.2	Värmeväxlare	49
10.3	Ledningar och pumpar	50
10.4	Användbar spillvärme	51
10.5	Användbar spillvärmemetemperatur	52
10.6	Beräkning av mängden användbar spillvärme: metod och exempel...53	
10.7	Utnyttjningsbar spillvärme	57
10.8	Fjärrvärmeproduktion	58
BILAGA 1		63
11	Referenser	65

1 Sammanfattning

Regeringen har gett Energimyndigheten i uppdrag att utreda och föreslå en princip för redovisning av spillvärmepotential vid projektering av ny fjärrvärmeproduktion.² En analys av vilka konsekvenser förslaget får för kunder, företag och andra aktörer ska ingå i utredningen. Efter det att utredningsuppdraget beslutats trädde energieffektiviseringsdirektivet (2012/27/EU) i kraft. Eftersom artikel 14.5 (*främjande av effektiv värme och kyla*) i energieffektiviseringsdirektivet ställer krav som delvis motsvarar det som regeringsuppdraget avsåg har de aktuella frågeställningarna samordnats. I föreliggande rapport behandlas därför hela artikel 14.5 a–d samt därtill relevanta skrivningar enligt energieffektiviseringsdirektivet (14.6–14.11).

Artikel 14.5 a och b kräver att en kostnads-nyttoanalys ska göras innan en ny anläggning för termisk elproduktion med mer än 20 MW total tillförd effekt uppförs eller innan en sådan anläggning ska genomgå en omfattande uppgradering. För att utvärdera kostnaderna och fördelarna med att driva den som en högeffektiv kraftvärmeanläggning.

Artikel 14.5 c kräver att en kostnads-nyttoanalys ska göras och redovisas för att beakta möjligheten att få avsättning för spillvärme innan en ny industrianläggning med mer än 20 MW tillförd effekt uppförs eller innan en sådan anläggning ska genomgå en omfattande uppgradering.

Artikel 14.5 d kräver att en kostnads-nyttoanalys ska göras och redovisas för att beakta möjligheten att använda spillvärme innan en ny anläggning för fjärrvärmeproduktion med mer än 20 MW tillförd effekt uppförs eller innan en sådan anläggning ska genomgå en omfattande uppgradering. En redovisning ska även göras när ett nytt fjärrvärmenät planeras oavsett den planerade produktionsanläggningens storlek.³

För artikel 14.5 c och d tillåter energieffektiviseringsdirektivet att **tröskelvärden** fastslås uttryckta som mängden tillgänglig nyttiggjord spillvärme, efterfrågan på värme eller avstånden mellan industrianläggningar och fjärrvärmenäten. De anläggningar som ligger utanför tröskelvärdena behöver inte genomföra en kostnads-nyttoanalys.

² ”Uppdrag att utreda och föreslå en princip för redovisning av restvärmepotential vid projektering av ny fjärrvärmeproduktion”. N2012/2937E.

³ Det är denna artikel som är i stora drag överensstämmande med uppdraget att utreda restvärmepotentialen.

Rapporten föreslår följande tröskelvärden:

Artikel 14.5 c: Utnyttjningsbar spillvärme som behöver beaktas ska

- 1) ligga på ett ledningsavstånd från en tekniskt lämplig anslutningspunkt i ett fjärrvärmenät som är högst 20 km om fjärrvärmeföretagets totala årliga planerade fjärrvärmeproduktion är mindre än 200 GWh/år och annars högst 40 km.
och
- 2) utgöra minst 20 % av fjärrvärmeanläggningens årliga värmeproduktion eller uppgå till totalt 50 GWh/år.

Artikel 14.5 d: Utnyttjningsbar spillvärme som behöver beaktas ska

- 1) ligga på ett ledningsavstånd från en tekniskt lämplig anslutningspunkt i fjärrvärmenätet som är högst 20 km om fjärrvärmeföretagets totala årliga planerade fjärrvärmeproduktion är mindre än 200 GWh/år och annars högst 40 km.
och motsvara
- 2) minst 20 % av den planerade anläggningens årliga värmeproduktion i huvudalternativet med planerad anläggning eller minst 50 GWh/år

För artikel 14.5 a och b finns inga bestämmelser om att fastslå tröskelvärden enligt energieffektiviseringsdirektivet. Av bilaga IX del 2 tredje stycket framgår dock att bedömningen ska ske inom en given geografisk gräns samt beakta rationella möjligheter i form av teknisk genomförbarhet och avstånd. Det är nödvändigt med någon form av avgränsning så att inte en kostnads-nyttoanalys behöver göras för alla alternativ i hela Sverige. Rapporten föreslår därför en avgränsning på 40 km.

Utformningen av **kostnads-nyttoanalysen** är flexibel för att inte missgynna företag med olika förutsättningar. Följande poster föreslås ingå.⁴

1. Kapitalkostnader (där det ska framgå följande):
 - a. Grundinvestering (investeringskostnad)
 - b. Kalkylränta
 - c. Ekonomisk livslängd (avskrivningstid)
2. Löpande kostnader
 - a. Drift
 - b. Underhåll
 - c. Bränslekostnader
 - d. Övriga löpande kostnader

⁴ Intäkterna för punkt 3 är olika applicerbara beroende på om det är artikel 14.5 a, b, c eller d.

3. Intäkter som är specifika för ett enskilt alternativ

- a. Exempelvis intäkter från elcertifikat vid elproduktion, elförsäljning vid kraftvärmeproduktion eller intäkter från mottagande av avfall.
- b. I fallet produktion av industriell spillvärme; de intäkter som en produktion och försäljning av värme till fjärrvärmeföretag/nät skulle ge.
- c. I fallet kraftvärmeproduktion; de intäkter som en produktion och försäljning av värme till fjärrvärmeföretag/nät skulle ge.

Energieffektiviseringsdirektivet föreskriver att nettonuvärdesmetoden används men att även andra metoder får ingå i bedömningen.

Ifall intäkterna överstiger kostnaderna är det rationellt att investeringen görs men det är inget tvång.

Genomförd kostnads-nyttoanalys skickas in till berörd tillsynsmyndighet. Ifall kostnads-nyttoanalysen godkänns läggs godkännandet tillsammans med en sammanfattning av analysen till handlingarna när företaget ifråga ansöker om miljö-tillstånd.

Ett alternativ till att skicka in en fullständig kostnads-nyttoanalys till berörd tillsynsmyndighet skulle kunna vara ifall två parter⁵ (eller flera) är överens om att en kostnads-nyttoanalys har gjorts. Då behöver parterna ifråga endast skicka in en sammanfattning av analysens resultat påskrivet av båda/alla parter till tillsynsmyndigheten. Det förutsätter att alla parter inom tröskelvärdena beaktats.

Konsekvenserna för företagen är att den kostnads-nyttoanalys som genomförs inte kan betraktas som en ökad administrativ kostnad. Anledningen är att alla företag bör anses agera rationellt och enligt företagsekonomiskt sunda principer. Därav följer att inför varje nyinvesteringstillfälle så görs en fullständig kostnadsnyttokalkyl med avsikt att beräkna det företagsekonomiskt mest lönsamma investeringsalternativet. Detta gäller oavsett om det finns ett krav på kostnads-nyttoanalys eller inte. För de fall där en ofullständig kostnads-nyttoanalys annars hade gjorts tjänar principen till att öka möjligheterna till lönsamhet för alla inblandade aktörer genom att säkerställa att alla investeringsalternativ beaktas. Beslutsprocessen förväntas inte senarelägga tillståndsprövningen i någon väsentlig mening. Konsekvenserna för berörd tillsynsmyndighet innebär nya arbetesuppgifter i form av bedömningar av de kostnads-nyttoanalyser som skickas in för godkännande.

⁵ Parterna avser en industri och ett fjärrvärmeföretag.

2 Inledning

Det tillförs årligen omkring 4,6 TWh spillvärme⁶ till fjärrvärmesystemen i Sverige vilket motsvarar 8 % av fjärrvärmeproduktionen.⁷ De största spillvärmeleveranserna hittills skedde 2004 då 6,4 TWh spillvärme tillfördes fjärrvärmenäten.⁸ Fram till dess uppvisade spillvärmeleveranserna, under cirka 25 år, en uppåtgående trend men därefter har tendensen varit minskande. Antalet spillvärmesamarbeten har emellertid ökat sedan 2004. Idag finns ett 80-tal spillvärmesamarbeten, vilket kan jämföras med ett 60-tal 2004. Den mottagna volymen spillvärme varierar även väsentligt över åren beroende bl.a. på förändringar i industrikonjunktur och varierande värmebehov som följer av om det är varm eller kall väderlek under enskilda år. Omkring 70 industrier levererar i dagsläget spillvärme till svenska fjärrvärmesystem. Massa- och pappersbruk respektive raffinaderier står vardera för drygt en fjärdedel av spillvärme-leveranserna medan kemi- och stålindustrier levererar 10–20 % var av spillvärmen.⁹

En viktig utgångspunkt för ett framgångsrikt spillvärmesamarbete är att industriföretaget känner till vilka energiflöden som finns inom deras anläggning. Andra viktiga faktorer är att det sker ett öppet informationsutbyte mellan industriföretag och fjärrvärmeföretag och att båda parter eftersträvar en rimlig fördelning av vinsten från spillvärmeutnyttjandet. Man bör också ta hänsyn till att spillvärmeanvändning minskar bränsleeldningen och utsläppen och därmed ger en positiv miljöprofil.¹⁰

Den totala mängden tillgänglig industriell spillvärme i Sverige har beräknats till 6–8 TWh per år.¹¹ Industrigruppen Återvunnen Energi hävdar att bara dess åtta medlemsföretag har 2,6 TWh tillgänglig spillvärme som inte utnyttjas idag.¹² Det stora hindret för ökad spillvärmeanvändning är enligt gruppen den goda lönsamheten hos kraftvärmeverk eldade med avfall och biobränsle där fjärrvärmeföretaget erhåller intäkter från försäljning av den producerade elen samt även från mottagandet av avfall och försäljning av elcertifikat för biobränslebaserad el. Ett annat hinder är att fjärrvärmeföretag ser risker med spillvärmeprojekt då industrier är konjunkturberoende. Avståndet till befintliga fjärrvärmenät är ett annat hinder

⁶ I denna rapport används begreppet spillvärme och inte begreppet restvärme. Begreppet spillvärme är ett mer inarbetat begrepp och används i officiell statistik och i EU-direktiv. Se vidare kap. 8.2.

⁷ Genomsnitt 2006–2010, Energimyndigheten 2011.

⁸ Efter 2004 gjordes emellertid en statistikomläggning som innebar att de restgaser från industriella processer som tidigare redovisats som spillvärme omkategoriserats till en egen kategori.

⁹ Cronholm m fl 2009.

¹⁰ Fors 2004.

¹¹ Cronholm m fl 2009.

¹² TPA-utredningen 2011.

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.¹³

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.

¹³ Energimyndigheten 2008.

3 Bakgrund

I Näringsdepartementets promemoria *Förslag på åtgärder för utvecklade fjärrvärmemarknader till nytta för konsumenter och restvärmelieferantörer* (N2012/1676/E) slås fast att det är betydelsefullt att den värme som produceras framställs till så låg samhällsekonomisk kostnad som möjligt.

Frågan om spillvärme aktualiseras när fjärrvärmeföretag projekterar nya fjärrvärmeverk. TPA-utredningen (SOU 2011:44)¹⁴ redovisar flera uppmärksammade fall där industriell spillvärme inte utnyttjats i den omfattning som industrin anser vara möjlig. Det finns tillfällen då fjärrvärmeföretag byggt egna verk istället för att använda tillgänglig spillvärme. Huruvida dessa beslut också varit samhällsekonomiskt motiverade eller inte är osäkert.

Mot denna bakgrund har regeringen gett Energimyndigheten i uppdrag att utreda och föreslå en princip för redovisning av spillvärmepotential vid projektering av ny fjärrvärmeproduktion.¹⁵ En analys över vilka konsekvenser förslaget får på kunder, företag och andra aktörer ska ingå i utredningen.

Energieffektiviseringsdirektivet (2012/27/EU) beslutades den 25 oktober 2012, vilket påverkat utredningens genomförande. Eftersom artikel 14.5 i energieffektiviseringsdirektivet ställer krav som delvis motsvarar det som regeringsuppdraget avsåg har de aktuella frågeställningarna samordnats. I föreliggande rapport behandlas därför hela artikel 14.5 a–d samt därtill relevanta skrivningar enligt energieffektiviseringsdirektivet (14.6–14.11).¹⁶

Nedan beskrivs närmre TPA-utredningen (kapitel 3.1), EU:s energieffektiviseringsdirektiv (kapitel 3.2), Näringsdepartementets PM om utvecklade fjärrvärmemarknader N2012/1676/E, (kapitel 3.3) och Energimarknadsinspektionens uppdrag om reglerat tillträde till fjärrvärmenäten (kapitel 3.4).

3.1 TPA-utredningen

TPA-utredningen som lades fram våren 2011 syftade bl.a. till att fler värmeproducenter skulle kunna få avsättning för sin värmeproduktion, vilket skulle öka resurseffektiviteten. Utredningen föreslog att ett reglerat tredjepartstillträde skulle införas för alla fjärrvärmenät. Innehavaren av ett fjärrvärmenät skulle vara skyldig att ansluta en fjärrvärmeledning från den som ville få avsättning för fjärrvärme i

¹⁴ *Fjärrvärme i konkurrens*, betänkande av TPA-utredningen, SOU 2011:44.

¹⁵ ”Uppdrag att utreda och föreslå en princip för redovisning av restvärmepotential vid projektering av ny fjärrvärmeproduktion”. N2012/2937E. I uppdraget används benämningen restvärme istället för spillvärme. Se kapitel 8.2 för begreppet spillvärme.

¹⁶ Artikel 14.10 ställer krav på att medlemsstaten ska införa ursprungsgarantier för högeffektiv kraftvärme. Artikeln är implementerad i svensk lagstiftning genom 3 § *förordning (2010:853) om ursprungsmärkning för el*.

nätet. Produktion, distribution och handel med fjärrvärme skulle skötas av skilda juridiska personer. En systemoperatör skulle se till att balans mellan produktion och förbrukning av fjärrvärme upprätthölls men distributionen skulle skötas utan samordning med produktionen. Priset på distribution av fjärrvärme skulle regleras i alla fjärrvärmesystem.

Förslaget fick hård kritik av många remissinstanser och har i praktiken skrinlagts. Bl.a. framfördes att separationen av produktion och distribution kan leda till 10–15 % kostnadsökning främst p.g.a. suboptimering av fjärrvärmeproduktionen¹⁷. Regeringen har i stället lagt förslag i en promemoria som bl.a. lett till denna utredning av redovisning av spillvärmepotential vid projektering av ny fjärrvärmeproduktion (kapitel 3.3).

3.2 Energieffektiviseringsdirektivet

I EUs nyligen antagna energieffektiviseringsdirektiv (2002/27/EU) ingår artikel 14 om främjande av effektiv värme och kyla. I artikel 14.5¹⁸ sägs att EUs medlemsstater ska se till att det fr.o.m. den 5 juni 2014 utförs en kostnads-nyttoanalys bl.a. när ”ett nytt nät för fjärrvärme och fjärrkyla planeras eller, inom ett befintligt nät för fjärrvärme eller fjärrkyla, en ny energiproduktionsanläggning med en total tillförd effekt på mer än 20 MW planeras, eller en sådan befintlig anläggning ska genomgå en omfattande uppgradering, för att utvärdera kostnaderna och fördelarna med att utnyttja spillvärme från närliggande industrianläggningar.”

I samma artikel sägs också att när en industrianläggning med en total tillförd effekt på mer än 20 MW, som genererar spillvärme vid en lämplig temperaturnivå, planeras eller genomgår en omfattande uppgradering ska kostnaderna och fördelarna med att utnyttja spillvärmen för att tillgodose en ekonomiskt motiverad efterfrågan samt kostnaderna och fördelarna med att ansluta anläggningen till ett nät för fjärrvärme och fjärrkyla utvärderas.

Artikeln säger vidare att medlemsstaterna får fastställa tröskelvärden, uttryckta som mängden tillgänglig nyttiggjord spillvärme, efterfrågan på värme eller avstånden mellan industrianläggningar och fjärrvärmenäten, i syfte att undanta enskilda anläggningar från bestämmelserna. Sådana undantag ska anmälas till EU-kommissionen senast den 31 december 2013.

Kostnads-nyttoanalyserna ska enligt energieffektiviseringsdirektivets bilaga IX inbegripa en ekonomisk analys som omfattar en finansiell analys som återspeglar kassaflödena för investeringar och drift av anläggningarna. Den totala kostnaden för att tillhandahålla t ex värme ska jämföras mellan fallen att utnyttja och inte utnyttja spillvärme.

¹⁷ Näringsdepartementet 2012.

¹⁸ Se BILAGA för en fullständig genomgång av artikel 14.5 enligt energieffektiviseringsdirektivet.

Med anledning av energieffektiviseringsdirektivets artikel 14.1 har Energi-myndigheten även erhållit uppdraget: ”Uppdrag att göra en heltäckande bedömning av potentialen för att använda högeffektiv kraftvärme och spillvärme”, med rapporteringsdatum den 15 november 2013. En effekt av den utredningen kan vara att enklare identifiera potentiella spillvärmesamarbeten vilken kan tjäna som underlag till uppfyllandet av artikel 14.5 för fjärrvärmeföretag och industriföretag.

3.3 Näringsdepartementets PM om utvecklade fjärrvärmemarknader

Näringsdepartementets promemoria om utvecklade fjärrvärmemarknader säger att fjärrvärmeföretag bör åläggas att redovisa restvärmepotentialen¹⁹ vid projektering av ny fjärrvärmeproduktion därför att det är viktigt ur ett samhällsekonomiskt perspektiv att tillgängliga resurser används så effektivt som möjligt.²⁰ Det föreslås i promemorian att redovisning av spillvärmepotential ska vara obligatoriskt i exempelvis en miljökonsekvensbeskrivning (MKB) vid projektering av ny fjärrvärmeproduktion.

Det finns flera fall där industriell spillvärme inte utnyttjats i den omfattning som industrin anser vara möjlig. Industriell spillvärme bör användas till uppvärmning på de orter där det är samhällsekonomiskt motiverat och därför bör ett reglerat tillträde till fjärrvärmenäten för spillvärmeleverantörer och andra fjärrvärmeproducenter införas enligt näringsdepartementet.

Åtgärderna syftar till ett mer effektivt resursutnyttjande och att säkerställa att spillvärmeleverantörer får avsättning för sin värme. Det föreslås i promemorian även en likabehandlingsprincip för kunder inom samma kundkategori och en prisförändringsprövning för att skydda konsumenter från oskäligen höjningar.

3.4 Energimarknadsinspektionens utredning om reglerat tillträde till fjärrvärmenäten

Energimarknadsinspektionen har parallellt med denna utredning påbörjat en utredning om hur en tillträdesrätt till fjärrvärmenäten för spillvärmeleverantörer och andra värmeproducenter skulle kunna vara utformad.²¹ Vägledande i den utredningen är att fjärrvärmeföretaget ska hållas skadelöst vid ett tillträde. Det är ännu okänt för Energimyndigheten vilka implikationer Energimarknadsinspektionens uppdrag skulle kunna ha med anledning av principen för redovisning av restvärmepotential. Slutsatser levereras den 31 mars 2013.

¹⁹ Restvärme används här istället för benämningen spillvärme.

²⁰ Näringsdepartementet 2012.

²¹ *Reglerat tillträde till fjärrvärmenäten* med rapportering den 31 mars 2013.

4 Förslag till redovisningsprincip för artikel 14.5 a och b

Enligt energieffektiviseringsdirektivet ska en kostnads-nyttoanalys göras innan en ny anläggning för termisk elproduktion med mer än 20 MW total tillförd effekt uppförs eller innan en sådan anläggning ska genomgå en omfattande uppgradering. Syftet är att utvärdera kostnaderna och fördelarna med att driva den som en högeffektiv kraftvärmeanläggning.

- Med termisk elproduktionsanläggning menas en anläggning som producerar el genom en värmealstrande process.²²
- De anläggningar som medlemsstaterna får undanta enligt artikel 14.6 a, b och c i energieffektiviseringsdirektivet²³ ska undantas.²⁴
- Med *omfattande uppgradering* menas en uppgradering vars kostnader överstiger 50 % av kostnaden för en jämförbar ny enhet.²⁵
- Med *kraftvärme* menas ”samtidig framställning i en och samma process av värmeenergi och elenergi eller mekanisk energi”.²⁶

Med *högeffektiv kraftvärmeproduktion* menas kraftvärmeproduktion som innebär besparingar på 10 % primärenergi jämfört med referensvärden för separat produktion av värme och el. Även produktion i småskaliga kraftvärmepannor och mikrokraftvärmepannor, vilken leder till primärenergibesparingar, får betecknas som högeffektiv kraftvärme.²⁷ Referensvärden och beräkningsmetod ska användas enligt energieffektiviseringsdirektivet bilaga II. I Sverige är all kraftvärme i nuläget högeffektiv.

Den kostnads-nyttoanalys som ska göras ska jämföra den planerade anläggningen, eller ombyggnaden, med en jämförbar installation (som producerar samma mängd elektricitet eller processvärme) men där det är möjligt att ta tillvara på och/eller sälja värmen och leverera den genom/till ett fjärrvärmenät.

²² För närmare definition se Kap. 6.1.

²³ 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.

²⁴ Undantag ska, enligt EED/2012/27/EU anmälas till EU-kommissionen senast den 31 december 2013.

²⁵ Artikel 2, punkt 44 EED/2012/27/EU.

²⁶ Artikel 2, punkt 30 EED/2012/27/EU.

²⁷ Artikel 2 punkt 38 och 39 EED/2012/27/EU småskalig kraftvärmepanna: kraftvärmepanna med en installerad kapacitet som understiger 1 MW e. (punkt 39) mikrokraftvärmepanna: kraftvärmepanna med en maximal kapacitet som understiger 50 kW e.

Den aktör som planerar en ny termisk elproduktionsanläggning eller en omfattande uppgradering av en befintlig anläggning ska ta kontakt med fjärrvärmeföretag eller industrier som kan förmodas ha användning av värme producerad från ett kraftvärmeverk²⁸ i sådan mängd och inom ett sådant avstånd att den ska beaktas.²⁹ Fjärrvärmeföretag eller industrier som är intresserade av att ta emot värme ska bjudas in till samråd.

4.1 Kostnads-nyttoanalys för artikel 14.5 a och b

För att de olika investeringsalternativen ska kunna jämföras behöver framtida kostnader och intäkter nuvärdesberäknas och jämföras. Kostnader och intäkter för respektive investeringsalternativ ska särredovisas enligt följande kategorier.

1. Kapitalkostnader (där det ska framgå följande):
 - a. Grundinvestering (investeringskostnad)
 - b. Kalkylränta
 - c. Ekonomisk livslängd (avskrivningstid)
2. Löpande kostnader
 - a. Drift
 - b. Underhåll
 - c. Bränslekostnader
 - d. Övriga löpande kostnader
3. Intäkter som är specifika för ett enskilt alternativ
 - a. I fallet kraftvärmeproduktion; de intäkter som en produktion och försäljning av värme till fjärrvärmeföretag/nät skulle ge.
 - b. Exempelvis intäkter från elcertifikat vid elproduktion, elförsäljning eller intäkter från mottagande av avfall.

Den analysmetod som används ska göra det möjligt att på ett korrekt sätt jämföra olika investeringsalternativ. Exempelvis så blir olika investeringsalternativ olika relevanta beroende på vilka ekonomiska livslängder som väljs. I den mån det är möjligt ska nettonuvärdesmetoden användas.

Använda tidshorisonter samt använda kapitalkostnader ska motiveras. Företaget får ta hänsyn till kostnader för risker på kort och lång sikt vid val av avskrivningstider och ränta för investeringar som behövs för att kunna få avsättning för värmen.

²⁸ D.v.s. en termisk elproduktionsanläggning som ”uppgraderas” till ett kraftvärmeverk.

²⁹ Se kap. 4.2.

4.2 Avgränsningar

För artikel 14.5 a och b finns inga förslag på att bestämma tröskelvärden enligt energieffektiviseringsdirektivet. Av bilaga IX del 2 tredje stycket framgår dock att bedömningen ska ske inom en given geografisk gräns samt beakta rationella möjligheter i form av teknisk genomförbarhet och avstånd. Det bedöms därför nödvändigt med någon form av avgränsning så att inte en kostnads-nyttoanalys behöver göras för alla alternativ i hela Sverige.

En lämplig avgränsning med hänsyn till bl.a. överföringsförluster (se kap. 5.7.1). är:

- Ligger den planerade termiska elproduktionsanläggningen (eller den uppgraderade) längre bort än 40 km från en lämplig anslutningspunkt till ett fjärrvärmenät så behöver ingen kostnads-nyttoanalys göras.

Denna avgränsning bör kompletteras med:

- Vid planering av en ny termisk elproduktionsanläggning ska företaget ifråga beakta möjligheten att förlägga anläggningen där det även är möjligt att få avsättning för värmen.

Kravet att undersöka lokaliseringsmöjligheter ökar främjandet av högeffektiv kraftvärme.³⁰

³⁰ Det är även en del av energieffektiviseringsdirektivets artikel 14.1 att främja lokalisering för återvinning av värme.

5 Förslag till redovisningsprincip för artikel 14.5 c och d

En kostnads-nyttoanalys ska göras och redovisas för att beakta möjligheten att använda spillvärme innan en ny anläggning för fjärrvärmeproduktion med mer än 20 MW tillförd effekt uppförs eller innan en sådan anläggning ska genomgå en omfattande uppgradering.

En redovisning ska även göras när ett nytt fjärrvärmenät planeras oavsett den planerade produktionsanläggningens storlek.

En kostnads-nyttoanalys ska göras och redovisas för att beakta möjligheten att få avsättning för spillvärme innan en ny industrianläggning med mer än 20 MW tillförd effekt uppförs eller innan en sådan anläggning ska genomgå en omfattande uppgradering.

För alla fallen gäller att:

- Med nytt fjärrvärmenät menas ett nät som inte utgår ifrån ett befintligt nät.
- Med spillvärme avses värme som uppstår som en restprodukt vid industriell tillverkning.
- Med industriföretag avses ett företag vars SNI-kod börjar med 05-33.³¹
- Med fjärrvärmeföretaget avses företaget som planerar att uppföra den nya fjärrvärmeproduktionsanläggningen, nedan kallad planerad anläggning.
- Om spillvärmeredovisningen görs med anledning av att en anläggning ska uppgraderas syftar planerad anläggning på den uppgraderade anläggningen. Om redovisningen ska göras därför att ett nytt fjärrvärmenät planeras avser planerad anläggning den anläggning som planeras försörja nätet med värme. Detta kan vara en ny eller redan existerande anläggning.
- Om ett företag producerar värme till både ett fjärrvärmenät och en industri bör företaget omfattas av artikel 14.5 d eftersom värmen som produceras inte är att betrakta som en restprodukt.
- Avfallskraftvärmeverk räknas inte som industrianläggningar eftersom värmeleveranser är en central affärsidé och värmen inte utgör en restprodukt. Avfallskraftvärmeverk räknas som energiproduktionsanläggningar.
- De anläggningar som medlemsstaterna får undanta enligt energieffektiviseringsdirektivets artikel 14.6 a, b och c ska undantas.³²
- Med omfattande uppgradering menas en uppgradering vars kostnader överstiger 50 % av kostnaden för en jämförbar enhet.³³

³¹ Se kap. 6.3 för vidare definition.

³² Topp belastnings- och reservanläggningar, Kärnkraftsanläggningar och CCS.

³³ Artikel 2, punkt 44 i energieffektiviseringsdirektivet.

5.1 Tillgänglig spillvärme

Följande data ska levereras av spillvärmeleverantören till fjärrvärmeföretaget ifall i) spillvärmeleverantören ämnar leverera värme till fjärrvärmenätet som en konsekvens av industrins kostnads-nyttoanalys eller ii) ifall fjärrvärmeföretaget begär in uppgifterna som underlag till fjärrvärmeföretagets kostnads-nyttoanalys.

- I vilken form spillvärmen finns (vätska, ånga eller gas) och vad spillvärme-flödet huvudsakligen består av
- Spillvärmens
 - Temperatur
 - Flöde (ånga kg/s, annars m³/h)
 - Tryck (MPa(g))

Temperaturer, flöde och tryck kan anges med intervall.

- När spillvärmen finns: Vilka månader, veckodagar och timmar

Industriföretaget ska även ange om det har möjlighet till värmelagring. Industriföretaget kan också ange om det önskar att spillvärmeflödet på returen ska ha en viss temperatur efter att ha avgett värme till fjärrvärmenätet. Industriföretaget ska för varje spillvärmekälla och varje månad beräkna den tillgängliga spillvärmens genomsnittliga temperatur och flöde med hjälp av dess temperatur, flöde och tider.

Fjärrvärmeföretaget behöver inte beakta uppgifter som det inte erhållit inom två månader från industriföretaget, efter det att en kontakt dem emellan har skett.

För ett fjärrvärmeföretag som producerar all fjärrvärme i ett fjärrvärmesystem är dess totala planerade fjärrvärmeproduktion lika med fjärrvärmeanvändningen och distributionsförluster.

5.2 För fjärrvärmeföretaget gäller specifikt

Fjärrvärmeföretaget bör när planeringen av en ny fjärrvärmeproduktionsanläggning, en omfattande uppgradering av en befintlig anläggning eller ett nytt fjärrvärmenät inleds, ta kontakt med industrier som kan förmodas ha användbar spillvärme i sådan mängd och inom ett sådant avstånd att den ska beaktas.³⁴ Fjärrvärmeföretaget ska genom en kungörelse i Post- och Inrikes Tidningar samt i lokaltidningen offentliggöra att det planerar att bygga en ny fjärrvärmeproduktionsanläggning, uppgradera befintlig anläggning eller anlägga nytt fjärrvärmenät. Fjärrvärmeföretaget måste beakta underlag som inkommit från industrianläggningar/potentiella spillvärmeleverantörer inom sex månader från kungörelsen. Fjärrvärmeföretaget kan även välja att ta kontakt med alla industrianläggningar/potentiella spillvärmeleverantörer inom tröskelvärdena. Då behöver fjärrvärmeföretaget endast beakta underlag som inkommit inom två månader från det att kontakt har skett.

Industriföretag som erbjuder spillvärme ska bjudas in till ett samråd.

³⁴ Se kapitel.5.7.

5.3 Fjärrvärmeföretagets redovisning

Fjärrvärmeföretaget ska redovisa sin totala årliga planerade fjärrvärmeproduktion med befintliga anläggningar och

- 1 Huvudalternativet planerad anläggning
- 2 Samt fallen
 - a Spillvärmeutnyttjande
 - b Spillvärmeutnyttjande + planerad anläggning
 - c Spillvärmeutnyttjande + mindre anläggning än den planerade

En redovisning ska ske med varaktighetsdiagram för ett år eller diagram med staplar för varje månad.

Fjärrvärmeska i de redovisade fallen produceras på företagsekonomiskt mest gynnsamma sätt i befintliga anläggningar och eventuell ny anläggning samt genom tillförsel av spillvärme. I fall 2c bygger fjärrvärmeföretaget en annan ny fjärrvärmeproduktionsanläggning än den planerade. I fall 2 (a, b och c) ska både användning av potentiell och eventuell befintlig spillvärme ingå. Om användningen av befintlig spillvärme i huvudalternativet inte är lägre än föregående års spillvärmeanvändning och det inte finns någon annan tillgänglig spillvärme behöver inte fall 2 a, b eller c redovisas.

När huvudalternativet innebär omfattande uppgradering av en befintlig anläggning ingår inte den anläggningen i uppgraderat skick i fall 1, 2b och 2c. Det betyder att en jämförelse även behöver göras mellan den uppgraderade anläggningen och 2 a.

Enligt artikel 14.7 c ska alternativet med användning av spillvärme beaktas om det är mer lönsammat än huvudalternativet.³⁵ Ifall företaget ändå väljer att inte utnyttja spillvärmeska trots att den är lönsammare än alternativet så ska detta motiveras i enlighet med artikel 14.8. Denna motivering ska skickas in till berörd tillsynsmyndighet som beslutar om att bevilja undantag.³⁶

5.3.1 Eventuell merkostnad för spillvärmeanvändning.

Den totala genomsnittliga energikostnaden för de olika fallen jämförs. Nyttan eller merkostnaden för spillvärmeanvändningen ska redovisas som skillnaden mellan fall 1 och 2 (a, b och c) i total genomsnittlig energikostnad per MWh producerad fjärrvärme. För de fall som innebär en merkostnad jämfört med det företagsökonomiskt mest gynnsamma fallet ska de viktigaste faktorerna som gör fallet mindre fördelaktigt beskrivas. Ett exempel på merkostnad skulle kunna vara ifall tillvaratagande av spillvärme i stället för egen produktionsanläggning innebär att

³⁵ Energimyndighetens tolkning av att *beakta* är att företaget ifråga ska ta hänsyn till resultatet i största möjliga mån.

³⁶ EU-kommissionen ska därefter delges en motivering till undantaget inom tre månader efter beslutet. Motiveringen skickas in av Näringsdepartementet eller tillsynsmyndigheten direkt.

fjärrvärmeföretaget behöver göra andra investeringar i reservkapacitet än vad de hade behövt om de hade byggt en egen anläggning. Det kan t.ex. vara bränslehantering till reservpanna. Om fjärrvärmeföretaget byggt en egen anläggning så hade reservpannan kanske kunnat använda ordinarie bränslehantering.

5.3.2 Användbar och utnyttjningsbar spillvärme ska redovisas

Som ett underlag till kostnads-nyttoanalysen och som en del av redovisningsprincipen ska mängden användbar och utnyttjningsbar spillvärme redovisas.

Fjärrvärmeföretaget ska för varje månad som del av redovisningsprincipen:

- Redovisa normal genomsnittlig framledningstemperatur i fjärrvärmenätet.
- Beakta tillgänglig spillvärme vars genomsnittliga temperatur är minst 5°C högre än framlednings-temperaturen.
- *Mängden användbar spillvärme* beräknas för varje spillvärmekälla med hjälp av den tillgängliga spillvärmens genomsnittliga flöde samt skillnaden mellan dess temperatur och antingen fjärrvärmenätets genomsnittliga returtemperatur eller av industrin angiven önskad returtemperatur hos spillvärmeflödet.³⁷

Fjärrvärmeföretagets totala planerade fjärrvärmeproduktion ger sedan hur mycket av den användbara spillvärmens som kan utnyttjas. *Utnyttjningsbar spillvärme* är den minsta mängden av användbar spillvärme och total planerad fjärrvärmeproduktion (uttryckta som energi eller medeleffekt).

Spillvärmens kan komma från en eller flera källor från ett eller flera industriföretag. Fler än två mindre källor som gemensamt har ett tillräckligt stort värmeunderlag och befinner sig inom tröskelvärdena behöver inte beaktas. Ifall två mindre källor tillsammans utgör ett tillräckligt värmeunderlag så bör de vara i ungefärlig lika storlek, annars behöver de inte beaktas.

Fjärrvärmeföretaget ska redovisa temperatur, flöde och översiktliga tider för tillgänglig spillvärme eller spillvärmens genomsnittliga temperatur och flöde för varje månad. Fjärrvärmeföretaget ska också ange spillvärmens avstånd till en tekniskt lämplig anslutningspunkt i fjärrvärmenätet.

Överföringsförluster från industri till fjärrvärmenät behöver inte beaktas.

5.4 För industriföretaget gäller specifikt

Industriföretaget bör när planeringen av en ny produktionsanläggning eller en omfattande uppgradering av en befintlig anläggning inleds, ta kontakt med fjärrvärmeföretag som kan förmodas ha nytta av användbar spillvärme i sådan mängd och inom ett sådant avstånd att den ska beaktas.³⁸ Industriföretaget ska genom en

³⁷ Detta kan vara fallet ifall industrin av någon anledning exempelvis inte vill ha för kallt vatten tillbaka.

³⁸ Se kap.5.7.

kungörelse i Post- och Inrikes Tidningar samt i lokaltidningen offentliggöra att det planerar att bygga en ny industrianläggning alternativt uppgradera befintlig anläggning. Industrieföretaget kan även välja att istället för en kungörelse ta kontakt med alla fjärrvärmeföretag inom tröskelvärdena.

Fjärrvärmeföretag som är intresserade av att ta emot spillvärme ska bjudas in till ett samråd.

5.5 Kostnads-nyttoanalys för artikel 14.5 c och d

För att de olika investeringsalternativen ska kunna jämföras behöver framtida kostnader och intäkter nuvärdesberäknas och jämföras. Kostnader och intäkter för respektive investeringsalternativ ska särredovisas enligt följande kategorier.

4. Kapitalkostnader (där det ska framgå följande):
 - a. Grundinvestering (investeringskostnad)
 - b. Kalkylränta
 - c. Ekonomisk livslängd (avskrivningstid)
5. Löpande kostnader
 - a. Drift
 - b. Underhåll
 - c. Bränslekostnader
 - d. Övriga löpande kostnader
6. Intäkter som är specifika för ett enskilt alternativ
 - a. Exempelvis intäkter från elcertifikat vid elproduktion, elförsäljning vid kraftvärmeproduktion eller intäkter från mottagande av avfall.
 - b. I fallet produktion av industriell spillvärme; de intäkter som en produktion och försäljning av värme till fjärrvärmeföretag/nät skulle ge.

Den analyseringsmetod som används ska göra det möjligt att på ett korrekt sätt jämföra olika investeringsalternativ. Exempelvis beroende på om olika ekonomiska livslängd används så kan olika analysmetoder blir mer eller mindre relevanta för att investeringsalternativen ska kunna jämföras. I den mån det är möjligt ska emellertid nettonuvärdesmetoden användas.

Använda tidshorisonter samt kapitalkostnader ska motiveras. Fjärrvärmeföretaget får ta hänsyn till kostnader för risker på kort och lång sikt vid val av avskrivningstider och ränta för investeringar som behövs för att kunna utnyttja spillvärmes.

5.5.1 Framräkning av ett spillvärmepris

I framtagandet av ett ungefärligt pris på spillvärmen som grund till den kostnadsnyttoanalys som ska göras är det rimligt att som underlag beräkna de ungefärliga kapitalkostnaderna för utbyggnaden av infrastruktur för överföring av spillvärmen. Olika modeller för framräkning av pris kan därefter tillämpas vid ett sådant beräkning. En utgångspunkt kan vara att båda parterna, i det teoretiska räkneexemplet, delar på kostnaden för utbyggnaden och även delar lika på vinsten. Det förutsätter samtidigt att fjärrvärmeföretaget, under de förutsättningarna, når under sin nuvarande eller alternativa produktionskostnad för att det ska vara lönsamt.

5.6 Tröskelvärden för artikel 14.5 c

Utnyttjningsbar spillvärme som behöver beaktas ska

- 1) ligga på ett ledningsavstånd från en tekniskt lämplig anslutningspunkt i ett fjärrvärmenät som är högst 20 km om fjärrvärmeföretagets totala årliga planerade fjärrvärmeproduktion är mindre än 200 GWh/år och annars högst 40 km. och
- 2) utgöra minst 20 % av fjärrvärmeanläggningens årliga värmeproduktion eller uppgå till totalt 50 GWh/år.

5.7 Tröskelvärden för artikel 14.5 d

Utnyttjningsbar spillvärme som behöver beaktas ska

- 1) ligga på ett ledningsavstånd från en tekniskt lämplig anslutningspunkt i fjärrvärmenätet som är högst 20 km om fjärrvärmeföretagets totala årliga planerade fjärrvärmeproduktion är mindre än 200 GWh/år och annars högst 40 km. och motsvara
- 2) minst 20 % av den planerade anläggningens årliga värmeproduktion i huvudalternativet med planerad anläggning (fall 1) eller minst 50 GWh/år

Mängden i punkt 2 kan utgöras av flera spillvärmekällor.

5.7.1 Motivering till tröskelvärdena³⁹

Spillvärmemängder som är små i förhållande till den planerade anläggningens värmeproduktion påverkar inte nämnvärt dimensioneringen av den nya anläggningen. Små spillvärmemängder utgör inget alternativ till den anläggning som planeras och behöver därför inte beaktas. 20 % av den planerade anläggningens årliga värmeproduktion har bedömts vara en lämplig gräns.

³⁹ Det är rimligt att föreliggande tröskelvärden kan komma att revideras vid framväxten av ny teknik.

Avgränsningen innehåller också en *energimängd*. För att inte stora spillvärmemängder ska försummas när stora anläggningar byggs ska all spillvärme som är mer än 50 GWh per år beaktas. Det finns nu cirka 20 fjärrvärmenät där mer än 50 GWh spillvärme årligen används. Eftersom spillvärme som motsvarar minst 20 % av den planerade anläggningens årliga värmeproduktion alltid ska beaktas är det först om det byggs en anläggning som avses producera mer än 250 GWh värme per år som gränsen 50 GWh träder i kraft. Det torde krävas ett fjärrvärmebehov på minst 350 GWh för att det ska vara lämpligt att bygga en så stor anläggning med hänsyn till de årliga drifttider som krävs för att investeringen ska löna sig. Det innebär att hälften av de fjärrvärmesystem som berörs av kravet på spillvärmere-
dovisning också skulle kunna bli berörda av bestämmelsen att spillvärmemängder som är minst 50 GWh per år alltid ska beaktas oavsett den planerade anläggningens värmeproduktion. Gränsen 50 GWh per år bedöms därför vara en rimlig avvägning mellan att uppmärksamma stora spillvärme-tillgångar och att kräva att fjärrvärmeföretag utför utredningsarbete om spillvärmerna.

Avståndsbegränsningarna är kopplade till fjärrvärmebehovet då en längre ledning mellan en spillvärmeleverantör och ett fjärrvärmesystem kräver att större spillvärmemängder överförs för att ledningen ska vara lönsam än de mängder som behövs för att göra en kortare ledning lönsam. Ett mindre fjärrvärmenät kan inte ta emot lika stora spillvärmemängder som ett större fjärrvärmenät. Därför bör fjärrvärmeföretag med större fjärrvärmebehov undersöka spillvärmeförekomsten inom ett större område än ett företag med mindre värmebehov.

Avståndsgränserna innebär att för uppskattningsvis 80 % av de fjärrvärmenät där spillvärmere-
dovisning torde bli aktuellt ska spillvärme inom 40 km avstånd beaktas medan cirka 20 % av systemen berörs av gränsen 20 km. Avståndet avser ledningslängd.

5.8 Alternativ redovisning av kostnads-nyttoanalys

Ett alternativ till inlämning av och redogörelse för en kostnads-nyttoanalys fördelat på poster så som beskrivs i kapitel 5.5 skulle kunna vara ifall två eller flera aktörer är eniga om att en kostnads-nyttoanalys genomförts. En sådan redogörelse måste då innefatta alla berörda parter inom tröskelvärdena. Redogörelsen tillsammans med en sammanfattning av resultatet ska lämnas in till tillsynsmyndigheten. Endast slutsatsen behöver redovisas och styrkas av båda/alla parter. Tillsynsmyndigheten bedömer inkomna uppgifter för att säkerställa att alla relevanta aktörer är inkluderade.

5.9 Bedömning av risk

Det innebär vissa risker för ett fjärrvärmeföretag att inleda ett spillvärmesamarbete med ett industriföretag, särskilt om fjärrvärmeföretaget behöver göra investeringar i utrustning för utvinning och transport av spillvärmen⁴⁰. En av fjärrvärmens grundförutsättningar är en långsiktighet som möjliggör effektiv systemuppbyggnad. En viktig del i långsiktigheten är låga riskkostnader. Det är en av fjärrvärmens konkurrensfördelar att genom låga risker kunna ha förhållandevis låga kostnader för kapitalanskaffning. Om en ökande andel av fjärrvärmeverksamheten får karaktären av kortsiktighet kan hela verksamheten övergå från låg till hög risk. Ökade risker medför krav på kortare avskrivningstider och högre avkastningskrav. Det innebär högre finansieringskostnader för alla delar i verksamheten, vilket medför att långsiktiga investeringar får svårare att hävda sig.

Skillnader i risker mellan olika branscher medför olika avkastningskrav. Process- och verkstadsindustrier är ofta konkurrensutsatta på en internationell marknad med snabba svängningar och risktagandet för ägaren kan vara betydande. För ett fjärrvärmeföretag utgörs riskerna främst av om fjärrvärmekunder minskar sitt värmebehov eller byter till annan uppvärmningsform. Skillnader i tidshorisont och utsatthet för risker kan göra det svårt att fördela investeringskostnaderna mellan parterna och skriva leveransavtal för spillvärmen som fördelar risktagandet på ett rimligt sätt.

Riskkostnaderna kan delas upp i olika slag:

- Spillvärmeleverantörens finansiella ställning
- Avtalsvillkor och förutsättningar
- Leveranssäkerhet
- Fjärrvärmesystemets utveckling
- Tidshorisonter

Spillvärmeleverantörens finansiella ställning beror av många yttre faktorer. Spillvärmeleverantören har en huvudprodukt inom en annan bransch än värmeproduktion. Denna huvudprodukt kan vara utsatt för marknadssvängningar som är helt frikopplade från värmeproduktionen. Varierande efterfrågan på produkten kan påverka drift och processoptimering. En spillvärmeleverantör kan tvingas göra stora produktionsomläggningar eller lägga ned sin verksamhet av ekonomiska skäl.

Om en sviktande marknad för huvudprodukten medför att spillvärmeproduktionen upphör måste den tappade värmetillförseln ersättas av fjärrvärmeföretaget. Går verksamheten i konkurs finns små möjligheter att begära kompensation för avtalsbrott. Förändringar i ägande hos spillvärmeleverantören kan också få påverkan på tolkningar av leveransavtal.

⁴⁰ Svensk Fjärrvärme 2005.

Avtalsvillkoren och dess förutsättningar är också beroende på yttre omständigheter. Förändringar i t ex skattesatser och beskattningsprinciper kan förändra grundförutsättningarna för värmeleveranserna. Om prissättningen på spillvärmen är kopplad till bränsleindex, skatter etc. kan spillvärmepriset förändras genom beslut och förhållanden som ligger helt utanför parternas kontroll. Det kan därför vara svårt att teckna avtal som är hållbara prismässigt över längre tid.

5.9.1 Riskhantering i praktiken

Riskmomentet ingår naturligt i den kalkylränta som fjärrvärmeföretaget sätter. Ju större risk ju högre procentsats läggs till den kalkylränta som används som underlag för lönsamhetsberäkningen. Det är rimligt att den satta kalkylräntan inklusive den delen som kommer sig av bedömd risk, görs av det enskilda företaget. Ifall ett opassande eller orimligt risktillägg valts så finns det en möjlighet att kostnads-nyttoanalysen inte godkänns av tillsynsmyndigheten.

5.9.2 Om risken bedöms vara för stor

Det är rimligt att för de fall då fjärrvärmeföretaget bedömer att risken anses för stor för att inleda ett spillvärmesamarbete rapporteras detta in till ansvarig tillsynsmyndighet. Tillsynsmyndigheten gör en bedömning av riktigheten i underlaget som, om det bedöms vara korrekt, rapporteras in till Näringsdepartementet. Näringsdepartementet i sin tur rapporterar in till kommissionen i enlighet med energieffektiviseringsdirektivet artikel 14. 8.

6 Typer av anläggningar

Med anledning av energieffektiviseringsdirektivet beskrivs i det följande de typer av anläggningar som omfattas av artikel 14.5.

6.1 Termisk elproduktionsanläggning

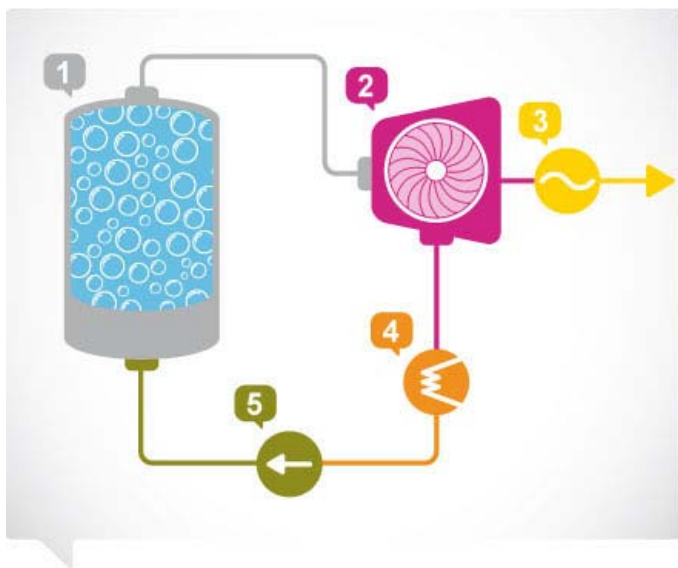
Termisk elproduktion innebär att värme omvandlas till el. Värmen kommer nästan alltid från förbränning av bränslen eller från reaktioner i kärnbränsle. Det förekommer dock termisk elproduktion som drivs av het berggrund (t ex på Island) eller av solen vars strålar koncentreras för att få tillräcklig värme. Endast en del av värmen kan omvandlas till el. Andelen el blir mindre ju mindre temperaturskillnader som kan utnyttjas. Solceller, vindkraft, vågkraft och vattenkraft är inte termisk elproduktion.

6.1.1 Ångcykeln

Den i särklass vanligaste metoden för att omvandla värme till el är den s.k. ångcykeln. Den kan användas till i princip alla värmekällor om bara temperaturen är tillräckligt hög. Alla existerande kärnkraftverk, och fastbränsleeldade (koleldade, avfallseldade och biobränsleeldade) kraftverk torde använda ångcykeln. Naturgaseldade kraftverk använder ofta en kombination av gasturbin och ångcykel, vilket höjer elutbytet.

6.1.2 Så fungerar ångcykeln

Man kan producera kraft med en kolvångmaskin, men kommersiella anläggningar utnyttjar ångturbiner. Ångcykeln omvandlar således bränslen till el och värme. En tumregel är att man kan få ut ungefär 1/3 el och 2/3 värme. Elen är mer värd än värmen, men tekniska, miljömässiga och ekonomiska begränsningar bestämmer vilket elutbyte som är optimalt i det enskilda fallet.



1 I ångpannan förs värmen från brinnande bränsle (eller annan värmekälla) över till pannans vatten som är under högt tryck, så att det kokar och bildar vattenånga med hög temperatur och tryck (t ex 120 bar, 500 grader C). I många fall värms därefter ångan upp ytterligare i en s.k. överhettare, vilket ökar elutbytet.

2 Ångan leds till ångturbinen (oftast en serie av 2–3 separata turbiner för att utnyttja ångans tryck maximalt). Ångan får skovelbladen att snurra.

3 Rörelseenergin i ångturbinen omvandlas till el i generatoren.

4 I kondensorn kyls ångan ner och kondenseras till vatten. Detta skapar lågt tryck efter ångturbinen, vilket är en förutsättning för att ångan ska fara genom turbinen. Kylning sker med fjärrvärmevatten som hettas upp och skickas ut i fjärrvärmesystemet igen, eller med kallt vatten (om inte värmen kan utnyttjas). Ju kallare vatten desto lägre tryck efter ångturbinen, och ju lägre tryck desto mer el kan produceras från samma värmemängd. Kärnkraftverk och andra s.k. kondenskraftverk är normalt så lokaliserade att det skulle vara svårt att hitta köpare till värmen som de producerar. De kyls därför med kallt vatten.⁴¹

5 Det kondenserade vattnet pumpas återigen in i pannan i ett slutet kretslopp. Ångcykeln är fullbordad.

⁴¹ Ibland kyls kondenskraftverk med luft.

6.1.3 Förbränningsmotorteknik

Om bränslet är naturgas, bensin, fotogen, dieselolja eller liknande så kan förbränningsmotorer (kolvmotorer eller gasturbiner) användas för att driva generatoren som producerar elenergin. Detta förekommer, särskilt i småskaliga tillämpningar och för reservkraftverk men finns även i större anläggningar >20 MW tillförd effekt. Bränsleförsörjningssystemet är helt eller delvis slutet.

6.1.4 Bränslehantering

I synnerhet fastbränsleeldade anläggningar har en bränslehantering som kan innebära miljömässiga utmaningar. Det handlar om stora volymer varje dag, och det kan förekomma damm, buller, mögel, lukt och brandrisk.

6.1.5 Askhantering mm

Efter fastbränsleeldning återstår olika procent aska beroende på bränsleslag. Askan kommer dels från pannan (s.k. bottenaska), dels från rökgasreningen (s.k. flygaska). Askan kan vara miljöfarlig men kan i vissa fall vara återanvändbar, t ex som näringsmedel (skogsbränsle) eller som fyller i cement (flygaska från koleldning). Avsvavlingsanläggningar binder i många fall svavlet i rökgaserna från eldning av kol eller tjockolja i form av gips. Från vissa anläggningar med s.k. rökgaskondensering genereras kondensat som ska tas om hand och renas.

6.1.6 Praktisk applikation

Med termisk elproduktionsanläggning avses i artikel 14.5 a och b i praktiken en kondenskraftanläggning.

Kondenskraft i Sverige utnyttjas främst som reservkraft när vatten- och kärnkraften inte räcker till på grund av stor efterfrågan eller vid störningar i andra kraftverk. Eftersom de kondenskraftverk som finns i Sverige nu främst används som reservkraft så betyder det att de får undantas en redovisning, givet att de kan demonstrera att de uppfyller kravet på reservkraft enligt energieffektiviseringsdirektivets artikel 14.6 a.

Kondenskraftverk internationellt drivs med olika sorters bränslen, främst används kol, olja och naturgas. I Sverige används huvudsakligen olja till reservanläggningar medan uran används till kärnkraftsanläggningar.

6.2 Energiproduktionsanläggning

I artikel 14.5 d används begreppet energiproduktionsanläggning med en total tillförd effekt på mer än 20 MW. Av tolkningsnoten till energieffektiviseringsdirektivet framgår att: *Det finns ingen definition av begreppet "Installation med en total tillförd effekt på mer än 20 MW". Det står även att under Energieffektiviseringsdirektivet så täcker detta begrepp in alla förbränningsanläggningar.*⁴²

⁴² Tolkningsnot 46 i *Draft Working Paper on Article 14 of the Energy Efficiency Directive* (2012/27/EU) (Version 821/021/2013 for the meeting on 230/021/2013).

6.3 Industrianläggning

”Med hel industrianläggning avses en kombination av maskiner, apparater, redskap, utrustning, instrument och material som tillsammans är avsedda att fungera som en storskalig enhet för framställning av varor eller utförande av tjänster.”⁴³

Tabell 1 visar huvudindelningen efter SNI-kod av de industrier som inkluderas i artikel 14. 5 c. Inkluderandet motiveras av att företag inom dessa kategorier bedriver den typ av verksamhet som kan ge upphov till tillräckligt hög värme i tillräckliga mängder. Det är emellertid inte givet av energieffektiviseringsdirektivet utan endast en tolkning av utredningen.

Tabell 1 SCBs indelning enligt svenskt näringslivsindex.

Industri	SNI 2002	SNI 2007
Gruvindustri	10-14	05-09
Livsmedelindustri	15-16	10-12
Textilindustri	17-19	13-15
Trävaruindustri	20	16
Massa- och pappersindustri	21	17
Grafisk industri	22	18
Raffinaderi	23	19
Kemisk industri	24	20-21
Gummi och plast industri	25	22
Jord- och stenindustri	26	23
Stål- och metallindustri	27	24
Verkstadsindustri	28-35	25-30
Övrig industri	36-37	31-33

6.4 Nät för fjärrvärme och fjärrkyla⁴⁴

Fjärrvärmesystemet består i princip av rör som överför varmt vatten under mark och gator. Vattnet hamnar till slut i en fjärrvärmecentral i det hus som är kopplat till fjärrvärmesystemet, där värmen, överförs till husets eget värmesystem med hjälp av en värmeväxlare. I huset används det uppvärmda vattnet till både värme och tappvarmvatten. De flesta fjärrvärmesystem är byggda som ett 2-rörssystem, d.v.s. med en framledning och en returledning, med vatten som värmebärare. Tidigare kulvertsystem t.ex. betong- och asbestcementkulvert har efterhand ersatts med moderna prefabricerade distributionssystem med effektiv isolering.

Utbyggnad av distributionsledningar kräver många moment och hänsynstaganden. Vid projektering i allmän platsmark ska samråd ske med ansvariga i kommunen, och andra ledningsägare. Projektören ska inte bara beakta systemets tekniska krav och förutsättningar utan också ta hänsyn till eventuella intrångsersättningar som kan belasta anläggningen.

⁴³ Källa: SCB.

⁴⁴ Källa: Svensk Fjärrvärme.

Distributionsledningar för fjärrvärme dimensioneras normalt för ett inre övertryck på 16 bar och en drifttemperatur på 120C vilket innebär att systemet är en tryckbärande anordning.

I lagen (1978:160) om vissa rörledningar finns bestämmelser om koncession för rörledningar för transport av råolja eller produkt av råolja eller av annan vätska eller gas som är ägnad att användas som bränsle. Koncession krävs dock inte för en ledning som har eller avses få en längd av högst 20 kilometer, huvudsakligen ska nyttjas för tillgodoseende av enskilda hushålls behov, eller uteslutande ska nyttjas inom en hamn eller ett industriområde. Det medför att fjärrvärmeledningar faller utanför koncessionskravet.

I Sverige regleras därför fjärrvärmeledningar endast i Arbetsmiljöverkets föreskrifter AFS 2005:2 Tillverkning av vissa behållare, rörledningar och anläggningar och AFS 2005:3 Besiktning av trycksatta anordningar om ledningen konstrueras för maximalt 120C och förläggs på ett säkert sätt t.ex. i mark. Fjärrvärmeledningar är alltså undantagna i det Europeiska tryckkärlsdirektivet, 97/23/EG (PED); i Sverige AFS 1999:4 Tryckbärande anordningar. Dessa föreskrifter, som är beslutade ur ett arbetsmiljösyfte, innehåller de tekniska bestämmelser som finns i Sverige om fjärrvärmeledningar.

Fjärrkyla innebär att kallt vatten distribueras i ett ledningsnät på samma sätt som fjärrvärme. Vattnet kyls på ett ställe och slussas sedan ut det genom rör till bostäder, kontor, sjukhus, industrier och andra miljöer som behöver avkylning. Det kalla vattnet som pumpas runt i fjärrkylanätet används för att kyla den luft som cirkulerar i fastighetens ventilationssystem. Samma vatten förs sedan tillbaka till produktionsanläggningen för att kylas ned på nytt.

7 Tillståndsförfarande för olika anläggningar

7.1 Tillstånd enligt miljöbalken för olika anläggningar

7.1.1 Miljötillstånd för ny anläggning

Av 9 kap. miljöbalken (1998:808) framgår att det i vissa fall krävs miljötillstånd för att bedriva miljöfarlig verksamhet. I bilagan till förordning (1998:899) om miljöfarlig verksamhet och hälsoskydd (FMH) framgår vilka verksamheter som ska tillståndsprövas av länsstyrelsen respektive mark- och miljödomstolen, och vilka verksamheter som endast ska göra en anmälan till kommunen. Den myndighet som prövar frågan om miljötillstånd benämns prövningsmyndighet.

Av punkterna 40.40–40.51 i bilagan till FMH framgår att en förbränningsanläggning med en total installerad tillförd effekt om mer än 20 MW ska tillståndsprövas. Antingen av länsstyrelsen (20–300 MW) eller mark- och miljödomstolen (mer än 300 MW).

En termisk elproduktionsanläggning som utgör en förbränningsanläggning⁴⁵ ska, om total tillförd effekt är mer än 20 MW, tillståndsprövas enligt bilagan till FMH. Inga andra termiska elproduktionsanläggningar än förbränningsanläggningar omfattas av direktivet (se kap. 6.2).

Fjärrvärmeanläggningar och industrianläggningar som omfattas av direktivet ska även de tillståndsprövas enligt bilagan till FMH, eftersom de utgör förbränningsanläggningar med en total tillförd effekt om mer än 20 MW.

Ett nytt fjärrvärmenät är varken tillståndspliktigt eller anmälningspliktigt enligt miljöbalken. Även icke anmälnings- eller tillståndspliktiga verksamheter kan dock enligt 12 kap. 6 § miljöbalken behöva genomföra samråd om de kan komma att väsentligt ändra naturmiljön. Enligt Naturvårdsverkets allmänna råd om anmälan om samråd (NFS 2001:15) bör nya rörledningar för fjärrvärme anmälas för samråd. Tillsynsmyndigheten kan genom samrådet komma med råd och information, men också förelägga verksamhetsutövaren om åtgärder.

Det krävs även tillstånd enligt 7 kap. 28 a § miljöbalken i de fall anläggningsarbeten för att bygga fjärrvärmenätet på ett betydande sätt kan påverka miljön i ett naturområde som utgör ett ”särskilt skyddsområde” eller ”särskilt bevarandeområde” (Natura 2000-områden) enligt 7 kap. 27 § första stycket 1 eller 2 miljöbalken.

Om artikel 14.5 d) energieffektiviseringsdirektivet ska tolkas som att planering av ett nytt nät för fjärrvärme eller fjärrkyla även infattar planeringen av en fjärrvärmeanläggning, krävs tillstånd enligt vad som framgår ovan.

⁴⁵ I praktiken kondenskraft med anledning av artikel 14.5 a och b.

7.1.2 Miljötillstånd vid omfattande uppgradering

Artikel 14.5 c) och d) kräver att det ska utföras en kostnads-nyttoanalys vid de fall en industrianläggning eller energiproduktionsanläggning genomgår en omfattande uppgradering. Detta definieras enligt energieffektiviseringsdirektivet som en uppgradering vars kostnad överskrider 50 % av investeringskostnaderna för en ny jämförbar enhet.

Det rör sig med andra ord om mycket stora förändringar av anläggningen. Det framstår som osannolikt att en sådan förändring inte skulle få betydelse för tillståndsvillkoren för anläggningen (till exempel mängd producerad värme eller industriprodukt), och det kan därför antas ske en tillståndsprövning.

För de anläggningar som inkluderas i artikel 14.5 kommer det vid en så stor uppgradering att antingen krävas ett helt nytt miljötillstånd, eller ett ändringstillstånd enligt 16 kap. 2 § miljöbalken. Ett ändringstillstånd innebär att enbart ändringen i verksamheten ska tillståndsprövas, och inte hela anläggningen. För genomförandet av implementeringen av artikel 14.5 har det inte någon betydelse om anläggningen tillståndsprövas i dess helhet eller endast genom ändringstillstånd.

7.2 Plan- och bygglagen och bygglov

Plan- och bygglagen reglerar planläggning av mark och vatten och byggande.

Av 9 kap. 2 § plan- och bygglagen (2010:900) (PBL) framgår att för både nybyggnad och tillbyggnad av byggnader krävs bygglov. Aktören ska därför ansöka om bygglov för anläggningen hos kommunen, och det gäller alla anläggningar som berörs av artikel 14.5 energieffektiviseringsdirektivet.

Om det är fråga om en omfattande uppgradering av en anläggning så beror det på hur uppgraderingen genomförs ifall det krävs bygglov. Det är byggnaden som omfattas av bygglovet, och om inte denna ändras utan bara det som finns innanför väggarna krävs med vissa undantag inget nytt bygglov. Undantag gäller enligt 9 kap. 2 § p. 3 PBL om verksamheten i byggnaden ändras, om byggnadens yttre utseende förändras eller om det inrättas ytterligare lokaler för industriverksamhet i byggnaden.

Det finns en teoretisk möjlighet att en omfattande uppgradering av en energiproduktionsanläggning eller industrianläggning skulle kunna ske utan att byggnaden i sig ändras. Det kan därför inte med säkerhet sägas att alla de uppgraderingar som direktivet omfattar kommer att kräva bygglov.

Ett fjärrvärmenät är ingen byggnad och omfattas inte heller av de övriga anläggningar som enligt 6 kap. 1 § plan- och byggförordningen (2011:338) kräver bygglov. Fjärrvärmenätet omfattas inte heller av reglerna om anmälan i 6 kap. 5 § plan- och byggförordningen. Det krävs därför varken bygglov eller anmälan till kommunen för fjärrvärmenätet. Konstruktioner som uppförs för att användas i driften av fjärrvärmenätet, till exempel ett pumphus, kan dock i vissa fall kräva bygglov.

7.3 Miljökonsekvensbeskrivning enligt miljöbalken

Krav på att utarbeta en miljökonsekvensbeskrivning (MKB) regleras i 6 kap. miljöbalken. I huvudsak är den som söker tillstånd enligt miljöbalken, också skyldig att upprätta en MKB. Processen innebär mycket kort att det ska göras en bedömning av verksamhetens miljöpåverkan inom ett flertal områden, samt att verksamhetsutövaren ska hålla samråd för att informera och inhämta synpunkter gällande verksamhetens miljö- och hälsopåverkan.

Det finns en departementspromemoria⁴⁶ om förslag till förändringar av reglerna om när och hur MKB ska genomföras. En av de stora förändringarna som föreslås i promemorian är att endast verksamheter som har betydande miljöpåverkan ska genomföra en MKB. Naturvårdsverket kommer enligt förslaget få i uppdrag att ta fram underlag för regeringen att ta fram föreskrifter för vilka verksamheter som alltid ska anses medföra betydande miljöpåverkan, och omvänt vilka verksamheter som aldrig ska anses medföra betydande miljöpåverkan. För verksamheter som inte omfattas av föreskrifterna beslutar länsstyrelsen efter samråd om verksamheten har betydande miljöpåverkan.

7.3.1 MKB enligt plan- och bygglagen

Det krävs inte någon MKB för bygglov. I vissa fall kan det krävas en MKB vid upprättande av detaljplan enligt plan- och bygglagen, men en detaljplan ska endast upprättas i vissa fall och är inte något aktören ansvarar för, och därför inte lämpligt att använda för syftet med denna lag.

7.3.2 MKB vid ansökan om tillstånd enligt miljöbalken

Samtliga anläggningar som omfattas av artikel 14.5 ska genomföra en MKB vid ansökan om tillstånd enligt miljöbalken, oavsett om det gäller en termisk elproduktionsanläggning, en energiproduktionsanläggning eller en industrianläggning. Även med förslaget om att endast verksamheter med betydande miljöpåverkan ska genomföra en MKB kommer detta att vara fallet, eftersom det rör sig om stora anläggningar.

För verksamheter som genomgår en omfattande uppgradering beror omfattningen på MKB:n av om det krävs ett nytt miljötillstånd eller endast ett ändringstillstånd enligt 16 kap. 2 § miljöbalken. För det senare fallet framgår av förarbeten att detta innebär att även miljökonsekvensbeskrivningen kan avgränsas.

För ett nytt fjärrvärmenät krävs ingen miljökonsekvensbeskrivning då verksamheten inte är tillstånds- eller anmälningspliktig enligt miljöbalken. Om miljötillstånd krävs därför att anläggningsarbeten på ett betydande sätt kan påverka miljön i ett Natura 2000-området krävs dock en MKB enligt 6 kap. 1 § miljöbalken.

⁴⁶ M2012/2031/R.

7.4 Förslag till genomförande

7.4.1 Energimyndigheten förslår en egen lag

Energimyndigheten föreslår att kravet på att genomföra en kostnads-nyttoanalys införs i en egen lag med tillhörande förordning och myndighetsföreskrifter. Att endast införa kraven i miljöbalken eller annat befintligt regelverk skulle innebära risk för ett otydligt regelverk och att analyserna bedöms utifrån ett regelverk med ett annat syfte än artikel 14.5 i energieffektiviseringsdirektivet. Energimyndigheten bedömer därför en sådan lösning som mindre ändamålsenlig.

7.4.2 Vilka krav ställer energieffektiviseringsdirektivet på koppling mellan kostnads-nyttoanalys och tillståndskriterier?

Av artikel 14.7 framgår att medlemsstater ska *”besluta om de tillståndskriterier som avses i artikel 7 i direktiv 2009/72/EG eller motsvarande kriterier i syfte att*

- a) Beakta resultatet av den heltäckande bedömning som avses i punkt 1*
- b) Säkerställa att kraven i punkt 5 uppfylls, och*
- c) Beakta resultatet av den kostnads-nyttoanalys som avses i punkt 5”*

Artikel 7 i direktiv 2009/72/EG – det så kallade elmarknadsdirektivet – behandlar tillståndskriterier för elproduktionsanläggningar. I Sverige handlar det om de tillståndskriterier som framgår av miljöbalken.⁴⁷

För att uppfylla kravet i artikel 14.7 a) görs bedömningen att det är tillräckligt att den heltäckande bedömning av potentialen för högeffektiv kraftvärme samt effektiv fjärrvärme och fjärrkyla som ska redovisas den 31 december 2015 till kommissionen enligt artikel 14.1 tillgängliggörs som ett underlag till framtida kostnads-nyttoanalyser.

För att uppfylla kravet i artikel 14.7 b) föreslås att aktören lämnar in kostnads-nyttoanalysen till ansvarig tillsynsmyndighet, som bedömer om analysen uppfyller de krav som ställs och antingen godkänner analysen eller begär kompletteringar. En godkänd kostnads-nyttoanalys utgör sedan ett krav för miljötillstånd, och prövningsmyndigheten delges att godkännande har skett av tillsynsmyndigheten. De specifika krav som ställs för att kostnads-nyttoanalysen ska godkännas föreslås ges i myndighetsföreskrifter.

Artikel 14.7 c) kräver att resultatet av kostnads-nyttoanalysen ska beaktas i tillståndsprövningen av anläggningen. Innebörden av begreppet *beakta* är inte helt tydlig, men bör åtminstone *inte* tolkas som att verksamhetsutövaren ska vara tvungen att genomföra ett alternativ som kostnads-nyttoanalysen visat vara ekonomiskt gynnsamt. Energimyndigheten ser det som tillräckligt att prövningsmyndigheten delges en sammanfattning av resultat och slutsatser av kostnads-

⁴⁷ SOU 2010:30 Tredje inre marknadspaketet för el och naturgas – fortsatt europeisk harmonisering, s. 141 – 143.

nyttoanalysen, utan att det finns anledning att prövningsmyndigheten delges hela kostnads-nyttoanalysen. En sammanfattning är tillräckligt för att prövningsmyndigheten ska kunna beakta resultatet av kostnads-nyttoanalysen i enlighet med artikel 14.7 c). Med en sådan lösning undviks dessutom eventuella problem till följd av den skillnad i sekretesskydd för affärs- och driftförhållanden som finns mellan tillsynsmyndigheten och miljödomstolen. För sekretess hos tillsynsmyndigheten enligt 30 kap. 23 § offentlighet- och sekretesslagen (2009:400) (OSL) krävs endast att företaget kan antas komma att *"lida skada"*, medan det för sekretess hos miljödomstolen enligt 36 kap. 2 § OSL krävs att det kan antas att företaget kan komma att *"lida avsevärd skada"*.

7.4.3 Koppling bör ske till tillståndskriterier i miljöbalken

Redovisning av kostnads-nyttoanalys föreslås kopplas till miljöbalken och inte till plan- och bygglagen. Det är inte säkert att alla omfattande uppgraderingar kräver bygglov, och det är av den anledningen olämpligt att använda bygglovsprocessen. Miljötillstånd prövas dessutom av ett mindre antal länsstyrelser och mark- och miljödomstolar, till skillnad från det stora antal kommuner som prövar bygglov, vilket förenklar informationsspridning om lagen. Som framgått ovan hänvisar dessutom artikel 14.7 specifikt till tillståndskriterier, vilka i svensk lagstiftning återfinns i miljöbalken.

Kopplingen till miljöbalkens tillståndsprövning kan ske på olika sätt. Två övergripande förslag är att antingen göra en koppling till den MKB som verksamhetsutövaren ska genomföra, eller koppla direkt till ansökan om miljötillstånd.

7.4.4 Förslag till koppling mellan kostnads-nyttoanalys och miljökonsekvensbeskrivning enligt miljöbalken

Energimyndigheten anser att det finns vissa fördelar med att koppla regelverket till reglerna om miljökonsekvensbeskrivningar i miljöbalken. Aktören genomför samråd med intressenter, och redovisar ofta alternativa vägar att nå syftet med anläggningen i MKB-processen. Det finns därför potentiella synergieffekter med att koppla kostnads-nyttoanalysen till MKB:n, på så sätt att den färdiga kostnads-nyttoanalysens resultat inkluderas i MKB:n.

Genom en ändring i 6 kap. miljöbalken skulle en av tillsynsmyndigheten godkänd kostnads-nyttoanalys utgöra en förutsättning för att MKB:n ska bli godkänd, vilket i förlängningen är ett krav för att få miljötillstånd.

Som tidigare nämnts ska prövningsmyndigheten inte göra någon egen värdering av kostnads-nyttoanalysen, utan endast kontrollera att denna blivit godkänd av tillsynsmyndigheten. För att uppfylla kravet i artikel 14.7 c) inkluderas en sammanfattning av resultatet av kostnads-nyttoanalysen i MKB:n, så att prövningsmyndigheten kan beakta resultatet av kostnads-nyttoanalysen som ett beslutsunderlag.

7.4.5 Förslag till koppling mellan kostnads-nyttoanalys och tillståndsprövning enligt miljöbalken

Ett alternativt förslag är att koppla kostnads-nyttoanalysen direkt till miljötillståndsprövningen utan koppling till MKB:n. Prövningsmyndigheten kontrollerar då med hjälp av tillsynsmyndigheten att kostnads-nyttoanalysen blivit godkänd, vilket skulle utgöra ett krav för att få miljötillstånd genom ändringar i 22 kap. 1 § och 19 kap. 5 § miljöbalken.

För att uppfylla kravet på att resultatet av kostnads-nyttoanalysen ska beaktas enligt artikel 14.7 c) delges prövningsmyndigheten en sammanfattning av resultatet av kostnads-nyttoanalysen då ansökan lämnas in av verksamhetsutövaren. Prövningsmyndigheten har då möjlighet att beakta resultatet av kostnads-nyttoanalysen.

8 Kommentarer och definitioner

8.1 Definitionen av total tillförd effekt

Både energieffektiviseringsdirektivet och miljöbalken använder tillförd effekt som ett tröskelvärde för vilka anläggningar som omfattas av artikel 14.5 respektive kräver tillstånd enligt bilagan till FMH. Det exakta ordvalet är dock inte detsamma då energieffektiviseringsdirektivet använder ”total tillförd effekt” och miljöbalken ”total installerad tillförd effekt”.

Det finns olika sätt att tolka dessa begrepp. En industrianläggning kan ha en huvudpanna på 10 MW, och en reservpanna på 10 MW för det fall huvudpannan inte fungerar. Om anläggningen endast kan använda en av pannorna i taget uppkommer frågan om hur stor den tillförda effekten ska anses vara: 10 MW eller 20 MW (10 MW + 10 MW). Detta får betydelse för vilka anläggningar som omfattas.

Denna fråga kom upp till prövning i miljööverdomstolen⁴⁸ angående begreppet ”installerad tillförd effekt” i lagen (2004:656) om utsläpp av koldioxid vilken utgör en implementering av handelsdirektivet⁴⁹. Miljööverdomstolens slutsats var att begreppet skulle tolkas som att endast den effekt som samtidigt kunde användas utgjorde den totala installerade effekten.

Det står varje medlemsstat fritt att tolka energieffektiviseringsdirektivets begrepp total tillförd effekt utifrån medlemsstatens nationella implementering av industriemissionsdirektivet⁵⁰, handelsdirektivet och elmarknadsdirektivet.⁵¹

I implementeringen finns därför möjlighet att använda den definition som bedöms som mest ändamålsenlig.

⁴⁸ MÖD 2006:61.

⁴⁹ Direktiv 2003/87/EG om ett system för handel med utsläppsrätter för växthusgaser inom gemenskapen och om ändring av rådets direktiv 96/61/EG.

⁵⁰ Direktiv 2010/75/EU om industriutsläpp (samordnade åtgärder för att förebygga och begränsa föroreningar) (omarbetning).

⁵¹ Direktiv 2009/72/EG om gemensamma regler för den inre marknaden för el och upphävande av direktiv 2003/54/EG.

8.2 Begreppet spillvärme

I denna rapport används begreppet spillvärme och inte begreppet restvärme.⁵² Begreppet spillvärme används eftersom det är ett mer inarbetat begrepp än restvärme. Med industriell spillvärme avses värme från tillverkningsprocesser som inte kan användas inom industrin och som har tillräckligt hög temperatur för att kunna användas i fjärrvärmenätet utan att behöva höja den med bränsle eller värmepump. Om man behöver höja temperaturen använder de begreppet lågtempererad spillvärme eller sekundär spillvärme.⁵³ I officiella statistiksammanhang används också begreppet spillvärme. Även i EU-direktiv används begreppet spillvärme.

⁵² Begreppet restvärme används exempelvis av Industrigruppen Återvunnen Energi.

⁵³ Cronholm m fl. 2009, Erik Thornström, Svensk Fjärrvärme 121123.

9 Konsekvensanalys

I Regeringsuppdraget ”Uppdrag att utreda och föreslå principer för redovisning av restvärmepotentialen vid projektering av ny fjärrvärmeproduktion N2012/2937/E” ingår i uppdragsbeskrivningen att ta fram en konsekvensanalys av vad detta innebär för kunder, företag och övriga aktörer. Under kapitel 9.2 görs en sådan konsekvensanalys. Under kapitel 9.1 görs en kort konsekvensanalys för hela artikel 14.5.

9.1 Konsekvensanalys för artikel 14. 5 a–d

Införandet av en redovisningsprincip för fjärrvärmeföretag eller industriföretag enligt artikel 14.5 c och d innebär att möjligheten att ta tillvara på spillvärme uppmärksammas i större utsträckning än tidigare. Det kan vara spillvärme som tidigare varit okänd för fjärrvärmeföretaget eller som av en eller annan anledning betraktats som omöjlig att använda.

Införandet av en redovisningsprincip för termiska elproduktionsanläggningar enligt artikel 14.5 a och b innebär att möjligheten att uppgradera befintlig elproduktion till en effektivare anläggning i form av kraftvärme uppmärksammas. I praktiken kommer detta att få mycket liten inverkan i Sverige eftersom nästan alla termiska elproduktionsanläggningar över 20 MW är av typen kärnkraft eller reservkraft och därmed undantagna enligt direktivet.

För alla fallen gäller att den kostnads-nyttoanalys som genomförs inte kan betraktas som en ökad administrativ kostnad för företaget ifråga. Anledningen är att alla företag bör anses agera rationellt och enligt företagsekonomiskt sunda principer. Därav följer att vid varje nytt investeringstillfälle så görs en fullständig kostnads-nyttoanalys med avsikt att beräkna det företagsekonomiskt mest lönsamma investeringsalternativet. Detta gäller oavsett om det finns ett krav på kostnads-nyttoanalys eller inte. För de fall där en ofullständig kostnads-nyttoanalys annars hade gjorts tjänar principen till att öka möjligheterna till lönsamhet för alla inblandade aktörer genom att säkerställa att alla investeringsalternativ beaktas.

Vad det gäller kostnads-nyttoanalysen i sig så är den tillräckligt flexibel för att lämna utrymme till företagsspecifika hänsynstaganden. Det kan därmed inte anses att kraven i kostnads-nyttoanalysen skulle kunna påverka företagen i någon negativ riktning.

När det gäller konsekvenser för myndigheter så beror detta på mängden ärenden som inkommer och ska bedömas. Sett till antalet nyinvesteringar i nuläget i fjärrvärmeproduktion så kan detta röra sig om en handfull per år.⁵⁴ Ett inräknande av industrier innebär möjligtvis en dubbling. Den ökade arbetsbördan i timmar räknat är svår att uppskatta. Ett ärende i månaden som tar en arbetsdag att handlägga kanske är en rimlig uppskattning.⁵⁵

9.2 Konsekvensanalys för artikel 14.5 d samt för regeringsuppdraget (N2012/ 2937/E)⁵⁶

9.2.1 Tillståndprocessen

Tillståndprocessen bedöms förändras så att den medför en utökad betungande administrativ belastning för fjärrvärmeföretag eller industriföretag. Ifall kostnadsnyttoanalysen görs i ett tidigt stadium vid planering av en ny anläggning så sker ingen fördröjning av processen. Den väntetid på sex månader under vilken industriföretag kan inkomma med underlag och förslag om samarbeten, bedöms inte försena processen nämnvärt. Processen kan till yttermera visso förkortas genom att fjärrvärmeföretaget aktivt kontakter alla potentiella spillvärmeleverantörer inom tröskelvärdena och sätter en lämplig tidsgräns för svarstiden från dessa men minst två månader. Själva handläggningen bör inte ta mer än 2–3 veckor från bedömning till beslut, förutsatt att inga kompletterande handlingar begärs in.

9.2.2 Påverkan på industrier med spillvärme

För industriföretag som önskar leverera spillvärme till fjärrvärmenät innebär ett införande av denna redovisningsprincip att frågan om spillvärmeutnyttjande uppmärksammas och prövas grundligt. Det framhålls av industriföreträdare som den mest väsentliga effekten av principen.⁵⁷ Möjligheter att använda spillvärme som tidigare inte tagits till vara kan därmed komma att uppmärksammas. Processen kan förstås i vissa fall visa att det inte är lämpligt att utnyttja spillvärmen. Industriföretaget har då i onödan lagt ned tid på att ta fram uppgifter om spillvärmen men den insatsen får betraktas som ett risktagande som är en naturlig del av att driva ett företag. Företag som inte är intresserade av att leverera spillvärme, oavsett om de har någon eller inte, behöver inte vidta några åtgärder över huvudtaget. De företagen kan på sin höjd bli berörda genom att ett fjärrvärmeföretag eller en myndighet tar kontakt med dem för att undersöka om de har någon spillvärme som de önskar leverera.

⁵⁴ Källa: Erik Thornström Svensk Fjärrvärme.

⁵⁵ Se även kap. 9.5.

⁵⁶ *Uppdrag att utreda och föreslå en princip för redovisning av restvärmepotential vid projektering av ny fjärrvärmeproduktion. N2012/2937E.*

⁵⁷ Enligt workshop med företrädare för industrier och fjärrvärmeföretag.

För industriföretag som redan levererar spillvärme till ett fjärrvärmesystem men där fjärrvärmeföretaget planerar att bygga en ny fjärrvärmeproduktionsanläggning som skulle riskera att minska spillvärmeleveranserna innebär den föreslagna principen att det sker en grundligare prövning av om inte fortsatta spillvärmeleveranser är ett mer fördelaktigt alternativ.

Om fjärrvärmeföretaget inte kontaktar industrin (t ex därför att företaget inte känner till dess spillvärme) behöver industriföretag som vill sälja spillvärme bevaka fjärrvärmeföretagets kungörelse om att det planerar att bygga en ny fjärrvärmeproduktionsanläggning men det torde inte vara betungande.

Spillvärmeleveranser till fjärrvärmenät kan minska ett industriföretags incitament att effektivisera energianvändningen eftersom det får betalt för sin överskottsenergi. Det kan t ex vara önskvärt att ha spillvärme av tillräckligt hög temperatur för att kunna leverera till fjärrvärmenätet även i fall där tillverkningsprocessen skulle kunna utformas på ett sådant sätt att spillvärmen får lägre temperatur och därmed förmodligen kräver en mindre energiinsats.

9.3 Påverkan på fjärrvärmeföretag

Fjärrvärmeföretag gör vanligen omfattande utredningar av olika alternativ när fjärrvärmeproduktionen behöver förnyas men normalt finns inga krav på offentlig redovisning av hur undersökningen gått till eller vad resultatet blivit. Med spillvärmeredovisning måste fjärrvärmeföretagen göra en mer strukturerad genomgång av alternativen. Det är också viktigt att inför fjärrvärmekunderna kunna visa att olika alternativ har undersökts.

Beslutsprocessen som ska leda fram till ny fjärrvärmeproduktion blir p g a spillvärme-redovisningen något mer komplicerad genom att det blir ytterligare faktorer att ta hänsyn till vid ett investeringsbeslut. En allvarlig nackdel är att det delvis är faktorer som ligger utanför fjärrvärmeföretagets egen kontroll och dess egen beslutsprocess och som i stället beror på industriföretaget som vill leverera spillvärme. Fjärrvärmeföretaget ska emellertid inte kunna hindras i sin beslutsprocess av industriföretag som inte inom rimlig tid tillhandahåller efterfrågade uppgifter.

Företrädare för fjärrvärmeföretag blir tvungna att ha kontakter med industrier som vill leverera spillvärme även om det är utsiktslöst att spillvärmen skulle utgöra ett ekonomiskt mer fördelaktigt alternativ för fjärrvärmeföretaget än den planerade utvecklingen av fjärrvärmeproduktionen. Spillvärmeredovisningen kan då betraktas som bara ytterligare en onödig administrativ pålaga.

Fjärrvärmeföretaget måste redovisa flera olika sätt att producera fjärrvärme med och utan planerad anläggning och spillvärme. De administrativa kraven på fjärrvärmeföretagen får emellertid betraktas som begränsade. Det torde inte innebära någon merkostnad för fjärrvärmeföretaget att genomföra företagsekonomiska analyser för olika investeringsalternativ eftersom det är en naturlig del av företagandets villkor. Endast spillvärmetillgångar av sådan omfattning och belägenhet

att fjärrvärmeföretaget grundligt bör överväga deras utnyttjande behöver dessutom beaktas. Företaget har också stor flexibilitet i hur det gör de ekonomiska analyserna. En fördel är att fjärrvärmeföretaget kommer att kunna visa att den planerade verksamheten är det bästa alternativet, även med hänsyn tagen till spillvärme, om redovisningen ingår vid ansökan om miljötillstånd.

Under vissa omständigheter kan emellertid kravet på spillvärmeredovisning få komplicerade konsekvenser om fjärrvärmeföretaget ägs av en kommun. Ägaren ska primärt se till företagets bästa inom ramen för aktiebolagslagen (2005:51). Företaget kan utvecklas sunt genom att skapa nöjda kunder, där fjärrvärmepriset är en viktig faktor. Men sett ur hela kommunens perspektiv är också konkurrenskraftiga industrier viktiga. Kommunen skulle kunna välja att gynna dessa genom att utnyttja spillvärme, även om det skulle vara olönsamt ur fjärrvärmeföretagets synpunkt. Kommunen som ägare kan hamna i ett dilemma där tre intressen ställs mot varandra: fjärrvärmeföretaget, spillvärmeleverantören och fjärrvärmekunderna. Om fjärrvärmekunderna används som finansiärer av olönsam spillvärme hamnar fjärrvärmeverksamheten i en mycket besvärlig position gentemot sina kunder.

Om redovisningen av spillvärmepotential regleras genom en egen lagstiftning innebär redovisningen ytterligare ett moment i processen att bygga en ny anläggning för fjärrvärmeproduktion vilket ökar fjärrvärmeföretagets arbetsbörda. Det är dock inte troligt att ledtiden förlängs såvida inte kompletteringar eller inhämtande av yttranden krävs.

9.4 Påverkan på fjärrvärmekunder

Om spillvärmeredovisningen leder fram till att spillvärme utnyttjas för att det sänker kostnaderna för fjärrvärmeproduktionen torde det komma fjärrvärmekunderna till del genom sänkta eller åtminstone oförändrade fjärrvärmepriser.

Om spillvärmeredovisningen inte leder till att spillvärme används innebär redovisningen en merkostnad för fjärrvärmeföretaget men som konstaterats ovan torde den kostnaden vara liten och den borde därför inte heller bidra till en ökning av fjärrvärmepriset.

Det kan också nämnas att industriföretaget som har spillvärme redan kan vara fjärrvärmekund eller kan bli det tack vare kontakterna under spillvärmeredovisningen.

9.5 Påverkan på myndigheter

Beroende på hur regelverket för spillvärmeredovisningen slutligen utformas kan Energimyndigheten, Energimarknadsinspektionen, länsstyrelser och domstolar bli berörda. För de myndigheter som blir mottagare av spillvärmeredovisningen innebär införandet av den föreslagna principen ett visst men troligtvis begränsat merarbete.

Troligt är att en särskild tillsynsmyndighet utses för bedömning av kostnads-nyttanalyserna. Denna bedömning kan innebära ett visst merarbete samt ett eventuellt behov av att skaffa sig utökad kännedom om, åtminstone större, spillvärmeförekomster samt i en del fall även behöva uppmärksamma fjärrvärmeföretag på att redovisningen ska göras.

Om spillvärmeredovisningen ingår i ansökan om miljötillstånd torde den inte göra att det tar längre tid att specifikt handlägga miljöprövningen.

9.6 Principens kostnader och nytta

Industrier som önskar sälja spillvärme får göra en mindre marknadsföringsinsats genom att specificera egenskaperna hos sin restprodukt spillvärmen. Fjärrvärmeföretaget måste utreda hur tillgänglig spillvärme skulle kunna utnyttjas och vilka kostnader det skulle medföra jämfört med att producera fjärrvärmen på annat sätt. Myndigheter behöver göra mindre insatser med att bedöma kostnads-nyttanalyser.

I vilken utsträckning det föreslagna förfarandet torde leda till ökat utnyttjande av spillvärme är svårt att bedöma. Det utredande och den administration som krävs får ändå ses som begränsade i förhållande till de positiva resultat som kan uppnås.

Eftersom här endast föreslås en redovisningsprincip och det inte ingår i uppdraget att utarbeta i vilket regelverk den ska ingå går det inte heller att fullt ut bedöma konsekvenserna av principens införande.

Sammantaget får de olika parternas insatser betraktas som rimliga i förhållande till de verksamheter som berörs, vilka innefattar mycket stora anläggningar med omfattande investeringar, stor löpande resursanvändning i form av t ex bränsle och betydande miljöpåverkan och där alternativa sätt att utforma verksamheten därför har stor påverkan både på de inblandade företagen och det omgivande samhället främst beträffande ekonomi och miljö.

10 Tekniska aspekter och metoder för spillvärme och fjärrvärme-användning

10.1 Överföring av spillvärme från industri till fjärrvärmenät

Detta kapitel tar upp de viktigaste tekniska komponenterna som behövs för att överföra spillvärme från källan till fjärrvärmesystemet.

Viktiga slutsatser:

- Plattvärmeväxlare bör användas om inte spillvärmeflödet är alltför smutsigt.
- Värmeförlusterna i en överföringsledning är högst ett par procent per mil.
- Långa ledningar behöver flera pumpar men de använder lite energi i förhållande till energiinnehållet i spillvärmen.
- Spillvärme kan bara matas in i ett fjärrvärmenät där ledningarna är tillräckligt stora.

För att överföra spillvärme från en industri till ett fjärrvärmenät krävs följande huvuddelar

1. Värmeväxlare för att värma fjärrvärmevattnet med spillvärmemediet
2. Ledningar för att överföra värme från spillvärmekällan till fjärrvärmenätet
3. Pumpar för transport, övervinna tryckfall i fjärrvärmenätet och cirkulera mediet

Utöver detta tillkommer hjälparbeten såsom rörinstallationer, el, automation, byggnader och markarbeten. De följande avsnitten beskriver de huvudsakliga komponenterna.

10.2 Värmeväxlare

Fjärrvärmeuttaget är en kylanordning ur industrins synpunkt. Om värmeväxlaren inte kyler spillvärmeflödet till så låg temperatur som industrin vill ha får industrin ha en efterkylning som sänker temperaturen ytterligare. Om industrin vill ha tillbaka en högre temperatur än vad som blir fallet om man tar ut så mycket värme som möjligt får man t ex minska flödet genom värmeväxlaren eller låta en del av spillvärmeflödet passera utanför värmeväxlaren och därmed få önskvärd temperatur efter värmeuttaget.

Olika medier kräver skilda typer av värmeväxlare bl.a. beroende på mediets tryck, temperatur, flöde och föroreningsgrad.

I fallet varma vätskor, där man önskar en liten temperaturdifferens mellan det värmande mediet (spillvärmen) och det kylande mediet (fjärrvärmen), är första handsvalet oftast en plattvärmeväxlare (även benämnda lamellvärmeväxlare) som ger bästa prestanda i förhållande till investeringskostnad. Det är viktigt att risk för beläggning och igensättning beaktas. Genom att optimera plattvärmeväxlarens design med avseende på värmeväxlaryta, flöde, tryckfall och plattmönster kan risken för igensättningar och beläggningar reduceras. Det är ofta nödvändigt att installera någon form av filter, från grövre silar till mer eller mindre sofistikerade självspolande filter och utrustning för kemisk rengöring på plats.

Vid smutsigare spillvärmevätskor eller där högre temperaturdifferenser kan accepteras väljs oftast tubvärmeväxlare med relativt grova släta rör som kan förses med bollrengörings-utrustning om mediet är mycket smutsigt. Tubvärmeväxlaren ger ofta en högre investeringskostnad jämfört med plattvärmeväxlaren.

Värmeöverföringen är bättre i plattvärmeväxlare än tubvärmeväxlare. Om spillvärmefflödet innehåller mycket fasta partiklar som kan fastna i värmeväxlaren kan det vara bättre att ha två effektiva plattvärmeväxlare där den andra används när den första rengörs, hellre än ha en tubvärmeväxlare som är mindre effektiv.

Övriga värmeväxlarvarianter som kan vara användbara är skruvtubsvärmeväxlare (som ger bättre värmeöverföring än släta tubvärmeväxlare och är avsedda för renare medier) eller koaxialvärmeväxlare som kan användas vid mycket smutsiga medier.

Till varma gaser räknas bl a förbränningsgaser (rökgaser) där värmeväxlaren oftast benämns panna, economiser eller avgaspanna. Gasen kyles med hjälp av fjärrvärmevatten som cirkuleras genom rörpaket i gasströmmen. Rengöring sker här med sotningsutrustning som kan automatiseras. Risken för kondensation på gassidan måste beaktas då detta orsakar korrosion och beläggningar. Varma ”rena” gasströmmar kan kylas i ”rörbatterier” liknande de som används för att värma eller kyla ventilationsluft.

10.3 Ledningar och pumpar

Rörledningar erfordras för att överföra spillvärmen från industrin till fjärrvärmenätet men även inom industrin behövs rörinstallationer från spillvärmekällan till värmeväxlaren. Fjärrvärmerören är värmeisolerade men ledningen från fjärrvärmenätet till industrin med kallare vatten behöver inte lika mycket isolering som ledningen med hetvatten tillbaka till fjärrvärmenätet. Spillvärmen kan inte matas in var som helst i fjärrvärmenätet utan ledningarnas dimension måste vara tillräckligt stor för att kunna ta emot spillvärmeeffekten. En ledning med 200 mm diameter kan exempelvis överföra omkring 10 MW värme från en industri till fjärrvärmenätet och rören i nätet behöver då också ha minst denna dimension för att kunna ta emot värmen.

Överföringsförlusterna i en normalisolerad ledning från industrin till fjärrvärmenätet är av storleksordningen ett par procent per mil. Det finns dock bättre isolerade ledningar som innebär lägre förluster och som därför är lämpliga för längre avstånd. Vid långa ledningar kan det uppstå problem vid låga värmebehov (t ex på sommaren). Eftersom flödet då är lågt i ledningen hinner vattnet avkylas mycket och kan ha för låg temperatur när det kommer fram till fjärrvärmenätet. Temperaturfall på omkring en grad per kilometer kan förekomma. Energiförlusten från överföringsledningen har emellertid mindre betydelse eftersom det rör sig om spillvärme som annars i alla fall skulle gå till spillo.

Pumpar krävs för att pumpa spillvärmeflödet och fjärrvärmevattnet till och genom värmeväxlaren. För pumparna tillkommer även en del kringutrustning som elinstallationer och apparatur. Det behöver bli en pump på ledningen från värmeväxlaren i industrin till fjärrvärmenätets framledning. Långa ledningssträckor mellan industri och fjärrvärmenät kan kräva extra pumpar längs vägen med 1–2 mils mellanrum beroende på tryck och tryckfall i ledningarna. Energibehovet för pumpning av spillvärme är normalt 3–5%⁵⁸ av spillvärmens energi.

10.4 Användbar spillvärme

I detta kapitel behandlas hur fjärrvärmenätets temperaturer påverkar vilken spillvärme som är användbar på olika sätt. Avsnitt 10.6 beskriver hur mängden användbar spillvärme beräknas baserat på temperaturer och flöden, vilket illustreras med ett exempel.

Den viktigaste slutsatsen av detta kapitel är att bara spillvärme med en temperatur som är högre än fjärrvärmenätets framledningstemperatur bör beaktas i redovisningsprincipen bl.a. därför att spillvärme av lägre temperatur inte kan utnyttjas på ett bra sätt utan användning av extra energitillförsel och t ex värmepumpar.

Vilken tillgänglig spillvärme som är användbar för fjärrvärmeändamål beror på temperaturerna i fjärrvärmenätet, där det finns en framledning med hetvatten som transporteras från anläggningarna för fjärrvärmeproduktion till förbrukarna och en returledning med svalare vatten med ett flöde i motsatt riktning.

Framledningstemperaturen i ett fjärrvärmenät styrs efter utetemperaturen medan flödet i nätet varierar med värmebehovet. Äldre fjärrvärmenät är ofta dimensionerade för framledningstemperaturen 120°C och nya nät för 100°C men det är numera sällan man använder 120°C i näten. På sommaren är framledningstemperaturen 75–80°C i de flesta nät. I vissa nät är det 90–95°C framledningstemperatur även på sommaren t ex för att kunna driva absorptionskylmaskiner (Tabell 2). Det kan även finnas fjärrvärmekunder med höga temperaturkrav och biogasanläggningar kräver också högre temperaturer. En fördel med högre temperaturer är att de innebär mindre pumparbete. I fjärrvärmesystem med kraftvärmeverk eftersträvas en låg framledningstemperatur för att få så högt elutbyte som möjligt vid kraftvärmeproduktionen.

⁵⁸ Gode m fl. 2012.

Tabell 2 Normala Fjärrvärmemetemperaturer

	Framledning	Returledning
Sommar	80	50
Vår, höst	85	45
Vinter	110	50–55

Returtemperaturen är i de flesta fjärrvärmenät 45–55°C. Sommartid ökar ibland returtemperaturerna beroende på att i glesa och utsträckta nät (t ex villaområden) blir cirkulationen så låg att framledningen kyls ned. Kortslutningar öppnas då ute i ändarna vilket kan ge ökade returtemperaturer. Några nät kan komma under 45°C i returtemperatur under vår och höst. Returtemperaturen kan vara uppe i 60°C under kalla dagar. Låga returtemperaturer eftersträvas för att få bra utnyttjning av rökgaskondenseringsanläggningar som ger extra fjärrvärmeproduktion.

I enstaka mindre nät råder lägre temperaturer för att kunna hålla nere materialkostnaderna för distributionsnätet, t ex 40–45°C returtemperatur och 70–90°C framledningstemperatur beroende på årstid.

10.5 Användbar spillvärmemetemperatur

Spillvärme som har tillräckligt hög temperatur för att kopplas in på fjärrvärmenätets framledning är mest värdefull och kallas primär spillvärme⁵⁹. Spillvärme kan även kopplas in på fjärrvärmenätets returledning. Spillvärmens temperatur måste då överstiga temperaturen i returledningen. Spillvärme skulle eventuellt kunna kopplas in på framledningen under sommaren men på returledningen på vintern om spillvärmens temperatur då är lägre än framledningstemperaturen. Spillvärmen kan också användas bara under en del av året om den under resten av året har för låg temperatur.

Det är mer komplext att tillföra spillvärmen till returledningen än till framledningen. Anslutningen måste ske till en punkt i nätet där flödet även vid lågt värmebehov är tillräckligt stort för att ta emot spillvärmen. Vid anslutning till en framledning behöver flödet däremot inte beaktas.

Om spillvärmen kopplas in på returledningen och därmed höjer returtemperaturen påverkar det också fjärrvärmeproduktionen negativt, särskilt pannor med rökgaskondenserings-anläggningar där värme från rökgaserna tillförs returledningen vid låg temperatur (t ex 50°C). Rökgaskondensering höjer värmeproduktionsanläggningens verkningsgrad genom att ge högre värmeutbyte utan extra bränsletillsats och rökgaskondensering är ofta integrerad med rökgasreningsutrustning i t ex avfallsförbränningsanläggningar. Om returtemperaturen höjs av tillförd spillvärme kan inte rökgaskondenseringen fungera. Det är därför oftast olämpligt att tillföra spillvärmen till returledningen.

⁵⁹ Cronholm m fl. 2009.

Om spillvärme som har en temperatur som ligger under framledningstemperaturen ska användas för att producera prima värme till framledningen behövs antingen en panna eller en värmepump som kan ge värme av tillräckligt hög temperatur. Det är förknippat med betydligt högre kostnader både för investering, drift och underhåll än att bara ha en värmeväxlare där spillvärmeflödet värmer fjärrvärmevattnet. Det krävs också en tillsats i form av t.ex. bränsle till en panna eller el till en värmepump för att få fram användbar värme som då inte längre kan sägas bestå av enbart spillvärme. En värmepump kan normalt inte under vintern heller leverera så höga temperaturer som då behövs i fjärrvärmenätets framledning.

Spillvärme av hög temperatur är ett fullvärdigt alternativ till en anläggning för fjärrvärmeproduktion medan annan spillvärme snarare bara är en del av en fjärrvärmeproduktionslösning som involverar andra anläggningar. Ett syfte med spillvärmeredovisningen bör vara att undersöka om det helt eller delvis går att ersätta den planerade anläggningen för fjärrvärmeproduktion med spillvärme, inte om andra värmeproduktionsanläggningar vore ett bättre alternativ.

Det är också mycket svårt att fastslå om värme från en värmepump i någon mening skulle vara bättre än värmen från den planerade anläggningen för fjärrvärmeproduktion med hänsyn till samhällsekonomi, resursförbrukning, energiresurser, primärenergiåtgång, koldioxidutsläpp, annan miljöpåverkan m.m.

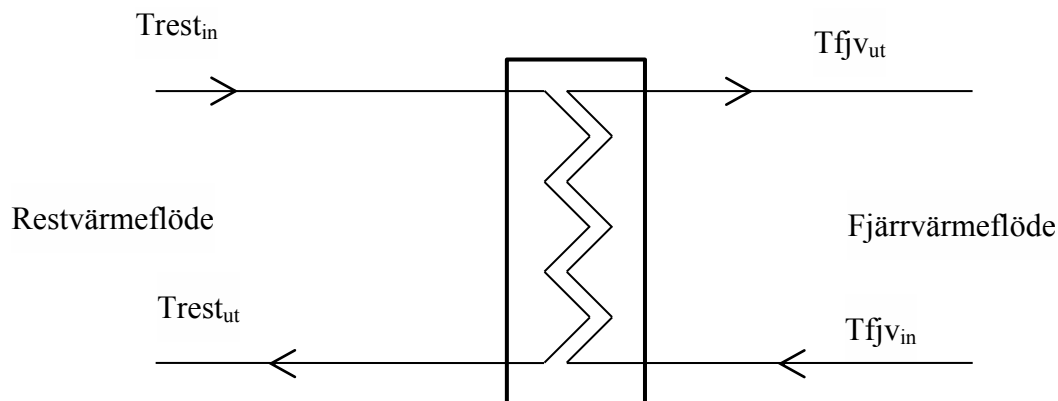
Det övervägdes om även spillvärme som har lägre temperatur än fjärrvärmenätets framledningstemperatur (så kallad sekundär spillvärme⁶⁰) skulle tas upp i spillvärmeredovisningen. Spillvärmeredovisningen bör emellertid vara en företagsekonomisk analys av om det finns lönsamma spillvärmetilgångar att utnyttja och inte en detaljerad utredning av hur fjärrvärmen ska produceras med t.ex. värmepumpar.

Av nämnda skäl bedöms det som lämpligt att begränsa spillvärmeredovisningen till spillvärme som har en högre temperatur än fjärrvärmenätets framledningstemperatur och som därför kan användas direkt som fjärrvärmekälla.

10.6 Beräkning av mängden användbar spillvärme: metod och exempel

Figur 1 visar en motströmsvärmeväxlare där värme överförs från spillvärmeflödet till fjärrvärmeflödet. Vatten från fjärrvärmenätets returledning går in i växlaren med temperaturen $T_{fjv_{in}}$. I växlaren höjs vattnets temperatur till nivån i fjärrvärmenätets framledning $T_{fjv_{ut}}$. Om spillvärmeflödet och fjärrvärmeflödet genom värmeväxlaren är lika stora sänks spillvärmens temperatur (från $T_{est_{in}}$ till $T_{est_{ut}}$) lika mycket som fjärrvärmens temperatur höjs och värmeväxlaren utnyttjas optimalt. Om spillvärmeflödet är större än fjärrvärmeflödet sänks inte spillvärmens temperatur lika mycket som vid lika stora flöden och man utnyttjar inte all tillgänglig spillvärme. Ett större flöde kräver också större pumpar.

⁶⁰ Cronholm m fl. 2009.

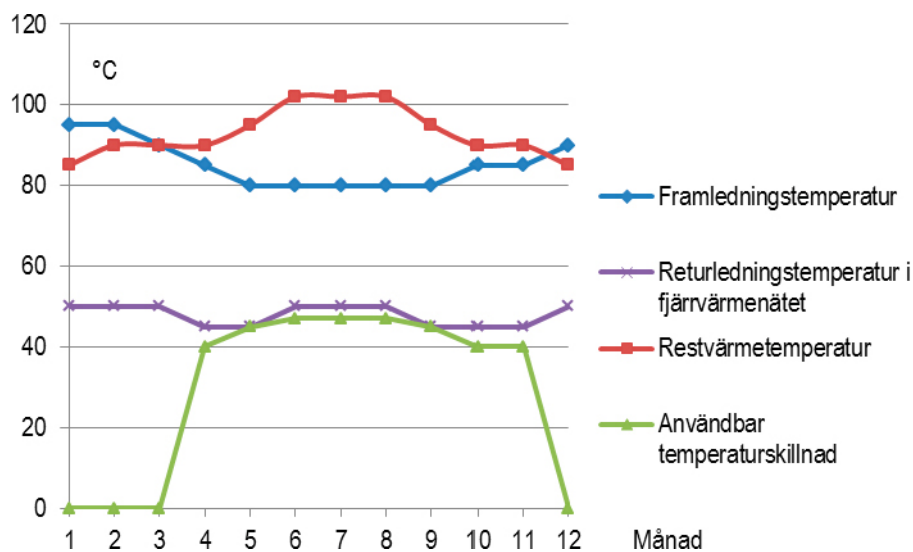


Figur 1. Värmeväxling med motströmsvärmeväxlare

Motströmsvärmeväxlaren kan växla en stor del av spillvärmens energiinnehåll till fjärrvärmefflödet och är den växlarpincip som brukar utnyttjas i fjärrvärmesammanhang. Ett mått på hur bra växlaren är fås av temperaturdifferensen Θ , $\Theta = T_{rest_in} - T_{fjv_ut}$ som man vill ha så låg som möjligt. I praktiska tillämpningar i fjärrvärmesammanhang kan man uppnå $\Theta \approx 5^\circ\text{C}$. Spillvärmefflödet behöver därför ha en temperatur som är 5°C högre än framledningstemperaturen för att värme ska kunna överföras till framledningen.

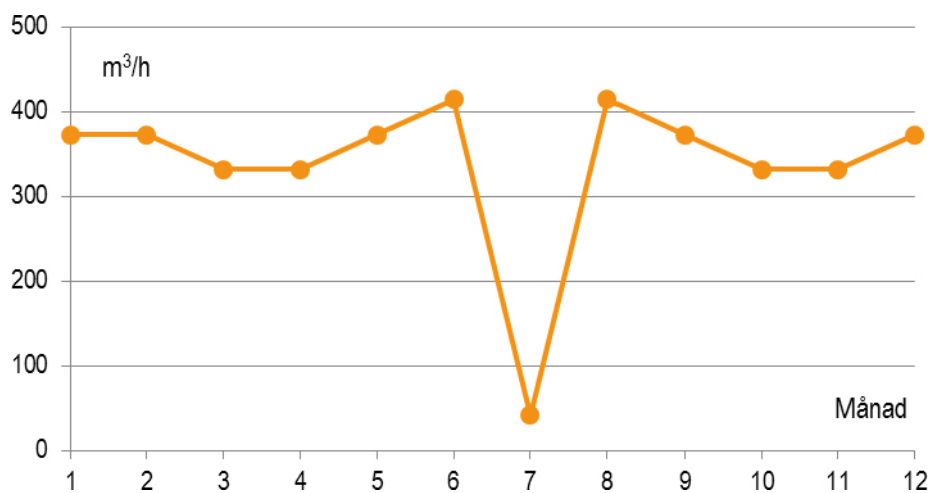
Figur 2 visar hur framledningstemperaturen och returtemperaturen i ett fjärrvärmenät typiskt kan variera under ett år. Alla värden i figuren är månadsmedelvärden. Framledningstemperaturen behöver vara högre när värmebehovet är större under vintern. Returtemperaturen är ofta högre under sommaren därför att mindre värme används då och under vintern därför att framledningstemperaturen då är hög. I figuren visas också ett exempel på hur temperaturen hos en spillvärmekälla skulle kunna variera under året. Spillvärmens temperatur är emellertid ofta mer jämnt fördelad över året. Figurens temperaturvariationer tjänar bara som ett lagom komplext exempel och avser inte att visa att spillvärmen normalt har dessa temperaturvariationer. Men ett kylvattenflöde kan t ex ha lägre temperatur på vintern eftersom utetemperaturen är lägre då.

Figur 2 visar också den temperaturdifferens som är användbar för fjärrvärmeändamål. För det första krävs det att spillvärmens temperatur är minst 5°C högre än framledningstemperaturen för att det ska gå att avge värme till fjärrvärmenätets framledning. När det kravet är uppfyllt kan temperaturskillnaden mellan spillvärmemetemperaturen och returledningstemperaturen utnyttjas efter ett avdrag med 5°C som är det temperaturintervall som behövs för att värmeväxlaren ska fungera.



Figur 2. Exempel på temperaturvariationer under ett år

Det övervägdes att sätta en gräns för vilken framledningstemperatur som accepteras (t ex högst 80°C under mars till oktober) för att inte utestänga spillvärme som borde vara användbar men det ansågs inte realistiskt eftersom om det ska fungera praktiskt att utnyttja spillvärme i ett fjärrvärmenät måste temperaturerna passa med de verkliga nivåerna.



Figur 3. Exempel på spillvärmefflöde

Figur 3 visar ett exempel på hur det medianflöde som innehåller spillvärmen skulle kunna variera under ett år. Liksom för variationerna för spillvärmetemperaturen i Figur 2 är Figur 3 bara avsedd som ett lagom komplext exempel där bl a tillverkningen i stort sett ligger nere under juli månad. Flödet kan ofta vara mer jämnt fördelat över året. Flödet ger tillsammans med den användbara

temperaturskillnanden i Figur 2 och medianflödets specifika värme-kapacitet hur mycket användbar spillvärme det finns. Användbar spillvärme är den spillvärme som har minst 5°C högre temperatur än fjärrvärmenätets framledningstemperatur.

Den värmeeffekt som kan överföras från spillvärmeflödet till fjärrvärmevattnet är:

$$P_{\text{överförd}} = C_{p\text{rest}} \times \dot{m}_{\text{rest}} \times (T_{\text{rest}_{in}} - T_{fjv_{in}} - \Theta)$$

$$\text{om } T_{\text{rest}_{in}} \geq T_{fjv_{ut}} + \Theta$$

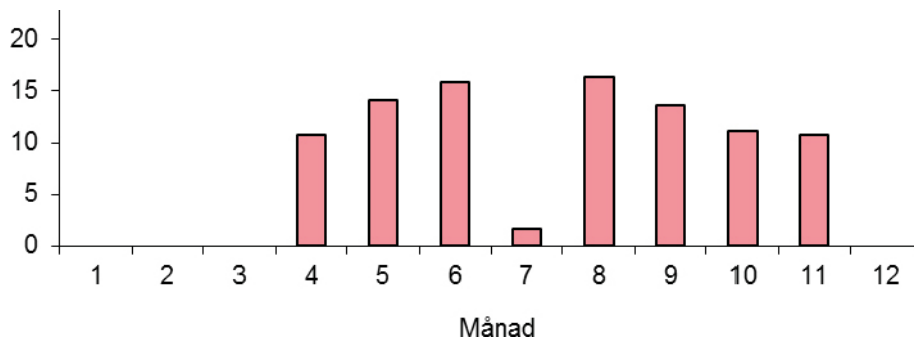
där $C_{p\text{rest}}$ är specifik värmekapacitet [kJ/kg K] hos spillvärmeflödet och

$\dot{m}_{\text{rest}}$ är massflödet [kg/s] hos spillvärmeflödet

Om vi som exempel tar november månad i Figur 2 och Figur 3 är spillvärmeflödet 332 m³/h, spillvärmemetemperaturen $T_{\text{rest}_{in}} = 90^\circ\text{C}$, framledningstemperaturen $T_{fjv_{ut}} = 85^\circ\text{C}$ och returtemperaturen $T_{fjv_{in}} = 45^\circ\text{C}$. Om spillvärmeflödet består av vatten som har specifik värmekapacitet 4,18 kJ/kg K och densiteten 965 kg/m³ (vid 90°C) är den genomsnittliga värmeeffekt ($\Theta = 5^\circ\text{C}$ enligt ovan, 3600 s/h) som kan erhållas under november:

$$P_{\text{överförd}} = 4,18 \times \frac{332 \times 965}{3600} \times (90 - 45 - 5) = 15 \text{ MW}$$

Det innebär att det finns totalt 11 GWh användbar spillvärme under november månad.



Figur 4. Användbar spillvärme, exempel (GWh)

Figur 4 visar hur mycket användbar spillvärme det finns under olika månader baserat på temperaturerna i Figur 2 och flödet i Figur 3. Det finns bara användbar spillvärme under de månader då spillvärmemetemperaturen är minst 5°C högre än fjärrvärmenätets framlednings-temperatur. Mängden användbar spillvärme under olika månader speglar spillvärmeflödet och temperaturskillnaden mellan spillvärmens och returtemperaturen. T ex är flödet i detta exempel mycket litet i juli (Figur 3) och temperaturskillnaden stor i juni och augusti (Figur 2).

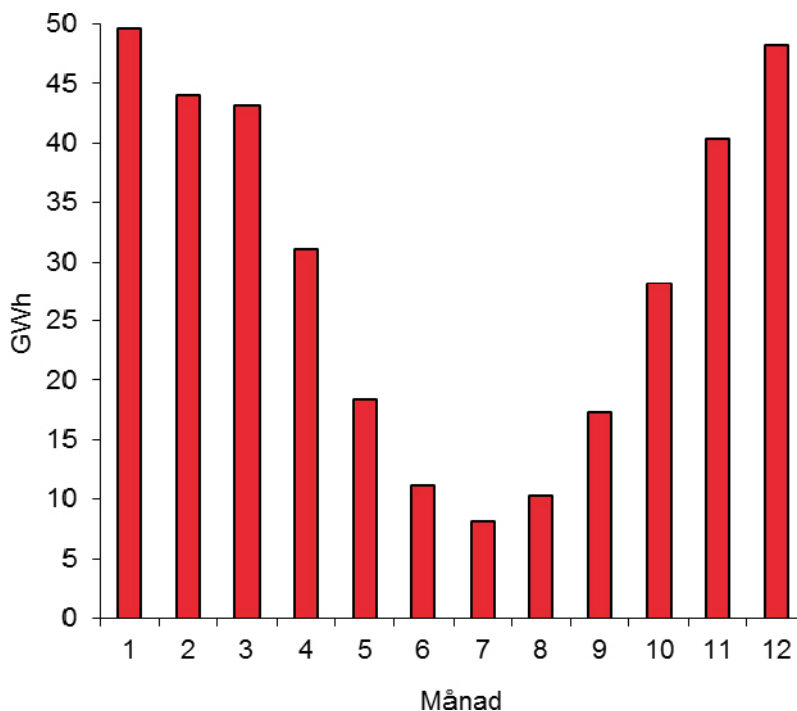
För heta gaser som rökgaser kan inte dess temperatur sänkas till nivån för fjärrvärmenätets returtemperatur och oftast inte heller ned till framledningstemperaturen eftersom det skulle leda till kondensering och skador i rökgaskanalen. Rökgasflödet kan sänkas till 100–160°C ($T_{rest_{min}}$) främst beroende på vilket bränsle som eldas. Den värmeeffekt som då kan användas är:

$$P_{överförd} = C_{p_{rest}} \times \dot{m}_{rest} \times (T_{rest_{in}} - T_{rest_{min}})$$

10.7 Utnyttjningsbar spillvärme

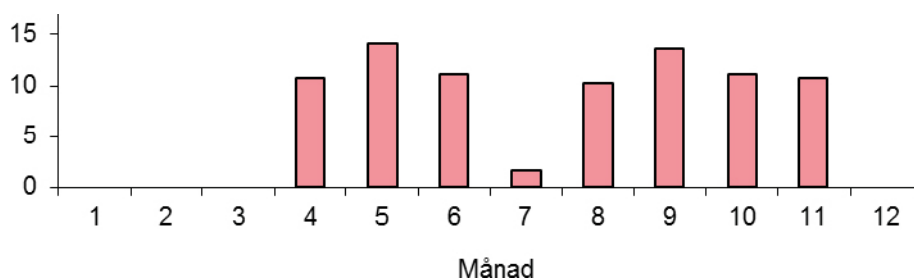
Det här kapitlet beskriver hur fjärrvärmebehovet avgör hur mycket spillvärme som går att utnyttja och visar ett exempel där en del spillvärme inte kan komma till nytta i fjärrvärmenätet.

Fjärrvärmebehovet eller snarare mängden fjärrvärme som behöver produceras avgör hur mycket av den användbara spillvärmes som kan utnyttjas. Figur 5 visar hur behovet av fjärrvärmeproduktion typiskt kan variera mellan årets månader i ett svenskt fjärrvärme-system. Den totala årliga fjärrvärmeproduktionen är här 350 GWh, vilket ungefär motsvarar medianvärdet för de fjärrvärmesystem som föreslås bli berörda av kravet på redovisning av spillvärmepotentialen vid projektering av ny fjärrvärmeproduktion (se kapitel 5.7).



Figur 5. Fjärrvärmebehov i ett svenskt fjärrvärmesystem, exempel

Kortare variationer i tillgång på spillvärme och efterfrågan på fjärrvärme kan utjämnas med hjälp av värmelagring i en hetvattenackumulator. Men om man betraktar det månadsvis som i detta exempel går det inte att utnyttja mer spillvärme än när spillvärmen täcker hela fjärrvärmebehovet. Utnyttjningsbar spillvärme är därför den minsta mängden av användbar spillvärme och total fjärrvärmeproduktion. I Figur 6 visas hur mycket av den användbara spillvärmen i Figur 4 som är utnyttjningsbar om fjärrvärmebehovet ser ut som i Figur 5. All användbar spillvärme är också utnyttjningsbar i alla månader utom juni och augusti då fjärrvärmebehovet begränsar mängden spillvärme som kan utnyttjas.



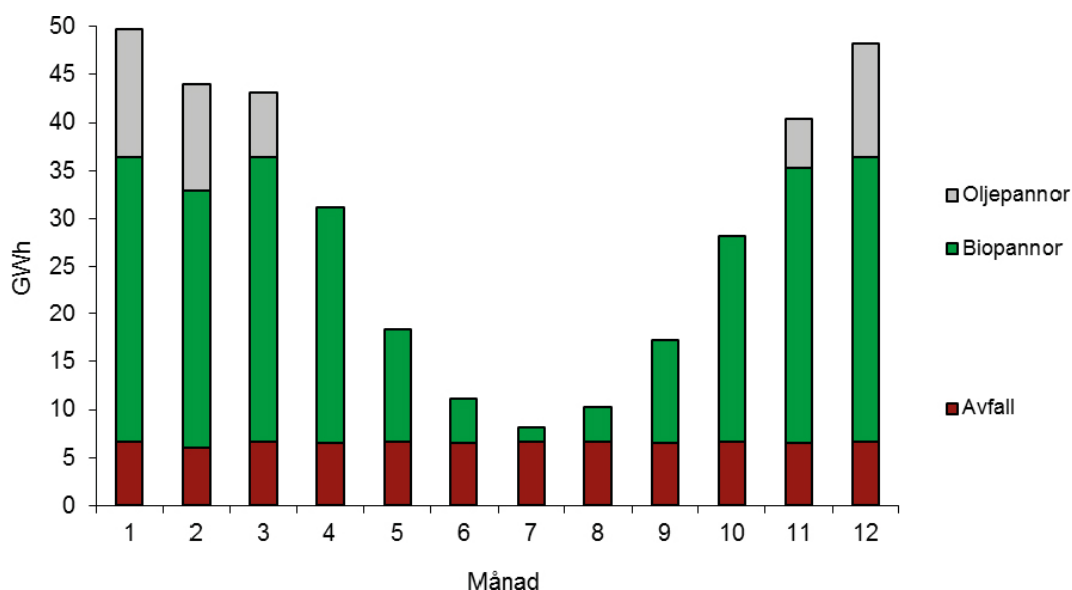
Figur 6. Utnyttjningsbar spillvärme, exempel (GWh)

10.8 Fjärrvärmeproduktion

I det här kapitlet tas det upp hur fjärrvärme kan produceras med och utan spillvärme.

Hur det är lämpligt att utnyttja spillvärmen beror på vilka andra fjärrvärmeproduktionsanläggningar som finns i systemet och hur stor kostnaden är att producera värme i dem. En slutsats är att principen inte kan innehålla ett krav om att spillvärme ska användas eftersom det kan vara ofördelaktigt för fjärrvärmeföretaget.

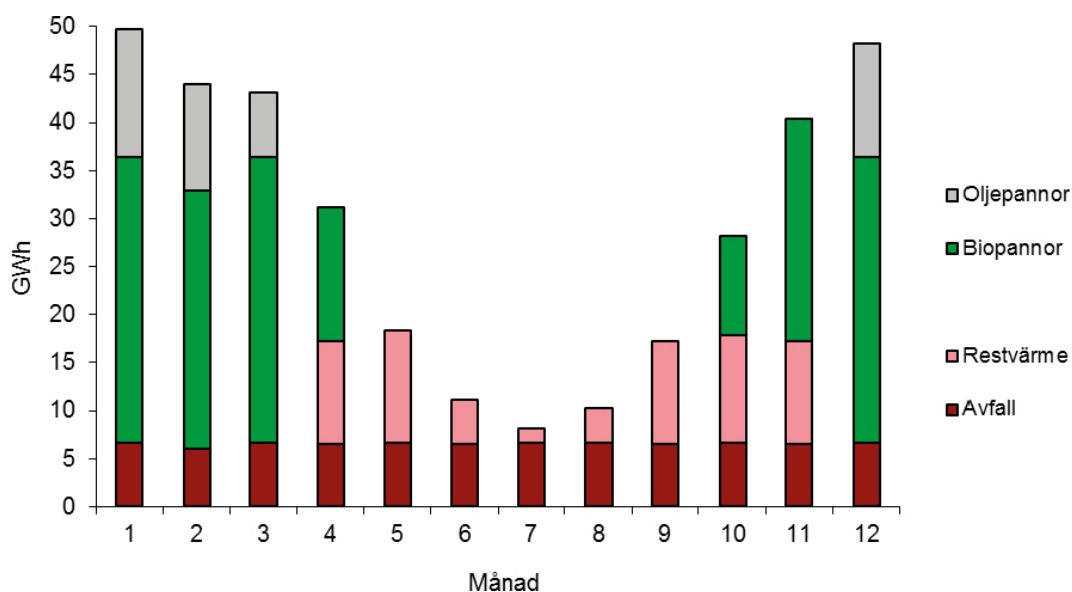
Fjärrvärmeproduktion sker normalt genom att tillgängliga värmeproduktionsanläggningar används i turordning efter stigande rörlig värmeproduktionskostnad. Ju högre fjärrvärmebehovet är ju fler anläggningar med högre kostnad för värmeproduktionen måste tas i anspråk. Figur 7 visar ett exempel på ett fjärrvärmesystem där det finns en avfallseldad hetvattenpanna på 9 MW och biobränsleeldade pannor med sammanlagt 40 MW värmeeffekt samt oljepannor. Avfallspannan används i första hand eftersom fjärrvärmeföretaget erhåller en intäkt från att ta emot avfall. I andra hand används biopannorna och i sista hand oljepannorna. De sistnämnda står emellertid i detta exempel för en större andel av fjärrvärmeproduktionen än vad som nu är normalt i svenska fjärrvärmesystem. Det är också ovanligt med så små avfallspannor som i detta system men dessa förutsättningar ger en bra illustration av hur spillvärme skulle kunna användas.



Figur 7 Fjärrvärmeproduktion i ett svenskt fjärrvärmesystem, exempel

I ett första skede av utarbetandet av redovisningsprincipen för spillvärme antogs att all användbar spillvärme som kunde utnyttjas också skulle utnyttjas. Det skulle innebära att spillvärmen alltid skulle användas i första hand. Spillvärmen skulle då anses ersätta fjärrvärmeproduktionen i anläggningarna med högst rörlig värmeproduktionskostnad inklusive eventuell produktion av el i kraftvärmeverk. I samband med en sådan princip skulle fjärrvärmeföretaget kunna rangordna sina anläggningar efter värmeproduktionskostnad med och utan den planerade anläggningen, eventuellt också med hänsyn till anläggningarnas avställningsperioder.

Det kan emellertid vara svårt att beräkna vilken värmeproduktion som spillvärmen ersätter. Om spillvärmen utnyttjas kan man ändå bygga den planerade anläggningen, man kan bygga en annan anläggning eller det kan vara mest lämpligt att inte bygga någon ny anläggning alls. Beroende på hur man gör är det värmeproduktion från olika anläggningar som spillvärmen ersätter.



Figur 8. Fjärrvärmeproduktion med bl a spillvärme, exempel

I 2/3 av befintliga spillvärmesamarbeten utnyttjas inte all tillgänglig spillvärme p g a lågt fjärrvärmebehov eller annan fjärrvärmeproduktion, främst avfallsförbränning⁶¹. Figur 8 visar hur det förmodligen skulle vara mest lämpligt att använda den utnyttjningsbara spillvärmerna i Figur 6 om den befintliga fjärrvärmeproduktionen ser ut som i Figur 7. Avfallet fortsätter att användas i första hand p g a intäkten som fås för att ta hand om det. I andra hand används spillvärmerna. All utnyttjningsbar spillvärme används i april, oktober och november. Under perioden maj till september gör avfallspannan och det låga fjärrvärmebehovet att all utnyttjningsbar spillvärme inte används. De biobränsleeldade pannorna har en högre kostnad för att få fram fjärrvärme än vad spillvärmerna har och används då det inte finns spillvärme eller den inte räcker till. Eftersom det i det här exemplet inte finns användbar spillvärme under vintern minskar oljeeldningen bara i november. I praktiken kan emellertid många spillvärmekällor vara användbara även under vintermånaderna.

Om en ny anläggning för fjärrvärmeproduktion planeras av ett företag som inte står för hela fjärrvärmeproduktionen i ett fjärrvärmesystem kan de inte ta ansvar för hur spillvärme skulle kunna bidra till hela systemets värmebehov utan bara till företagets egen fjärrvärme-produktion. Det här synsättet ingår i den föreslagna redovisningsprincipen men det bör påpekas att det är beroende av att fjärrvärmeföretaget kan utnyttja spillvärmerna på det sätt som är mest företagsekonomiskt lönsamt. Om principen skulle utformas på ett sådant sätt att spillvärme måste utnyttjas skulle ett fjärrvärmeföretag kunna bilda ett separat företag som bygger en ny anläggning för fjärrvärmeproduktion och det separata företaget skulle då bara behöva beakta sin egen värmeproduktion när det ska bedömas hur spillvärmerna kan användas. Spillvärmerna skulle då så att säga bara konkurrera med den nya anläggningens värmeproduktion i stället för den totala fjärrvärmeproduktionen.

⁶¹ Svensk Fjärrvärme 2005.

Spillvärmeleverans innebär en större risk för minskad tillgänglig kapacitet och totalt bortfall, p.g.a. minskad tillverkning respektive nedläggning, än fjärrvärmeföretagets egen värmeproduktion. Risken för tillfälliga driftsavbrott kan också vara större eftersom det beror på tillverkningsprocesserna. Leveranssäkerheten kräver att det finns backup vid bortfall av leverans både kortsiktigt och långsiktigt.

Frekvensen av kortsiktiga leveransbortfall påverkar hur reservkapacitet skall ordnas. Det måste också klargöras vem som ska ha ansvar för konsekvenserna av kortvariga bortfall, spillvärmeleverantören eller fjärrvärmeföretaget. Kostnaderna utgörs både av fasta kostnader för anläggningar och rörliga kostnader för personal, underhåll etc.

Den långsiktiga leveranssäkerheten är mer beroende av om spillvärmeleverantören finns kvar. Den kan också bero på ägarförhållanden hos spillvärmeleverantören. En ny ägare kan vilja ha helt ny inriktning på verksamheten i industrin med förändrar i förutsättningarna för spillvärmen som följd.

Det bör inte skapas låsningar i utvecklingen av fjärrvärmeverksamheten beroende på spillvärmeavtalet. Fjärrvärmeföretaget måste beakta möjligheterna till både ökade eller minskade fjärrvärmebehov. Om stora kunder skulle säga upp sina fjärrvärmeavtal och satsa på andra uppvärmningsformer kanske inte fjärrvärmeföretaget får avsättning för all spillvärme om man kommit överens om att köpa vissa mängder.

Fjärrvärmeverksamheten respektive spillvärmeleverantören har olika tidshorisonter för planering av t ex investeringar. För fjärrvärmeverksamheten är värmen huvudprodukten medan för spillvärmeleverantören är det en restprodukt, som i och för sig kan ge ett viktigt ekonomiskt bidrag. Fjärrvärmeföretagets tidshorisont är lång. Investeringar baseras på långa avskrivningstider. Återbetalningstider för produktionsinvesteringar och investeringar i distributionsnät är vanligen långa.

Spillvärmeleverantörer kan ha varierande tidshorisonter för sina huvudprodukter. Tidshorisonten för spillvärmen kan dock antas, i merparten av fallen, vara kortare än för huvudprodukterna. I nästan samtliga fall kan det också antas att fjärrvärmeföretagets tidshorisont är längre än spillvärmeleverantörens. Skillnaderna i tidshorisonter medför ytterligare ett riskmoment för spillvärme i fjärrvärmeverksamheten.

BILAGA 1

EED 2012/27/EU artikel 14. 5 Medlemsstaterna ska se till att en kostnads–nyttoanalys i enlighet med del 2 i bilaga IX utförs efter den 5 juni 2014 när

- a) en ny termisk elproduktionsanläggning med en total tillförd effekt på mer än 20 MW planeras, för att utvärdera kostnaderna och fördelarna med att driva anläggningen som en högeffektiv kraftvärmeanläggning.
- b) en befintlig termisk elproduktionsanläggning med en total tillförd effekt på mer än 20 MW genomgår omfattande uppgradering, för att utvärdera kostnaderna och fördelarna med att omvandla den till en högeffektiv kraftvärmeanläggning.
- c) en industrianläggning med en total tillförd effekt på mer än 20 MW som genererar spillvärme vid en lämplig temperaturnivå planeras eller genomgår en omfattande uppgradering, för att utvärdera kostnaderna och fördelarna med att utnyttja spillvärme för att tillgodose en ekonomiskt motiverad efterfrågan, inklusive genom kraftvärme, och med att ansluta den anläggningen till ett nät för fjärrvärme och fjärrkyla.
- d) ett nytt nät för fjärrvärme och fjärrkyla planeras eller, inom ett befintligt nät för fjärrvärme eller fjärrkyla, en ny energiproduktionsanläggning med en total tillförd effekt på mer än 20 MW planeras, eller en sådan befintlig anläggning ska genomgå en omfattande uppgradering, för att utvärdera kostnaderna och fördelarna med att utnyttja spillvärme från närliggande industrianläggningar.

Installation av utrustning avsedd för avskiljning av koldioxid som produceras av en förbränningsanläggning inför dess geologiska lagring i enlighet med bestämmelserna i direktiv 2009/31/EG, ska inte betraktas som uppgradering med avseende på tillämpningen av leden b, c och d i denna punkt.

Medlemsstaterna får kräva att den kostnads–nyttoanalys som avses i leden c och d ska genomföras i samarbete med de företag som ansvarar för driften av näten för fjärrvärme och fjärrkyla.

14. 6 Medlemsstater får från punkt 5 undanta

- a) de toppbelastnings- och reservanläggningar för elproduktion som planeras vara i drift 1 500 driftstimmar per år som ett rullande medelvärde över en period av fem år, baserat på ett kontrollförfarande som medlemsstaterna fastställt i syfte att se till att detta undantagskriterium uppfylls,
- b) kärnkraftsanläggningar,
- c) anläggningar som behöver vara placerade nära en geologisk lagringsplats som godkänts inom ramen för direktiv 2009/31/EG.

Medlemsstaterna får också fastställa *tröskelvärden*, uttryckta som mängden tillgänglig nyttiggjord spillvärme, efterfrågan på värme eller avstånden mellan industrianläggningar och fjärrvärmenäten, i syfte att undanta enskilda anläggningar från bestämmelserna i punkt 5 c och d.

Medlemsstaterna ska anmäla undantag som beslutats enligt denna punkt till kommissionen senast den 31 december 2013, och därefter alla senare ändringar av dem.

14. 7. Medlemsstaterna ska besluta om de tillståndskriterier som avses i artikel 7 i direktiv 2009/72/EG eller motsvarande kriterier i syfte att

- a) beakta resultatet av den heltäckande bedömning som avses i punkt 1,
- b) säkerställa att kraven i punkt 5 uppfylls, och
- c) beakta resultatet av den kostnads–nyttoanalys som avses i punkt 5.

11 Referenser

- Cronholm L-Å, Grönkvist S, Saxe M (2009) Spillvärme från industrier och lokaler, Fjärrsyn rapport 2009:12, Svensk Fjärrvärme, Stockholm.
- Direktiv 2003/87/EG om ett system för handel med utsläppsrätter för växthusgaser inom gemenskapen och om ändring av rådets direktiv 96/61/EG.
- Direktiv 2010/75/EU om industriutsläpp (samordnade åtgärder för att förebygga och begränsa föroreningar) (omarbetning).
- Direktiv 2009/72/EG om gemensamma regler för den inre marknaden för el och upphävande av direktiv 2003/54/EG.
- Draft Working Paper on Article 14 of the Energy Efficiency Directive* (2012/27/EU) (Version 821/021/2013 for the meeting on 230/021/2013).
- Energimyndigheten (2008) Analys av metoder för att öka incitament för spillvärmesamarbeten, rapport ER 2008:16, Energimyndigheten, Eskilstuna.
- Energimyndigheten (2011) Energiläget 2011, rapport ET 2011:42, Energimyndigheten, Eskilstuna.
- EU (2012) 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.
- Fjärrvärmeföreningen (1997) Avtalsmall vid köp av spillvärme eller prima värme för fjärrvärmeleverans, FVF 1997:3, Stockholm.
- Fors (2004) Spillvärme från industri till fjärrvärmenät: Sammanfattning av intervjuer på 5 orter, Rapport 2004:5, Svensk Fjärrvärme, Stockholm (utgiven tillsammans med Jernkontoret).
- Gode J, Ekvall T, Martinsson F, Särnholm E, Green J (2012) Primärenergi i avfall och restvärme, Fjärrsyn rapport 2012:5, Svensk Fjärrvärme, Stockholm.
- MÖD 2006:61, Miljööverdomstolens domar.
- Näringsdepartementet (2012) Förslag på åtgärder för utvecklade fjärrvärmemarknader till nytta för kunder och restvärmeleverantörer, promemoria, N2012/1676/E, 2012-03-22, Stockholm.
- Regeringen (2012) Uppdrag att utreda och föreslå en princip för redovisning restvärmepotential vid projektering av ny fjärrvärmeproduktion, Regeringsbeslut, Näringsdepartementet, N2012/2937/E, 2012-06-07, Stockholm.
- Svensk Fjärrvärme (2005) Principer för värdering av spillvärme: Kartläggning och diskussion, rapport 2005:3, Stockholm.
- TPA-utredningen (2011) Fjärrvärme i konkurrens, SOU 2011:44, Statens offentliga utredningar, Stockholm.
- Uppdrag att utreda och föreslå en princip för redovisning av restvärmepotential vid projektering av ny fjärrvärmeproduktion". N2012/2937E.

Ett hållbart energisystem gynnar samhället

Energimyndigheten arbetar för ett hållbart energisystem, som förenar ekologisk hållbarhet, konkurrenskraft och försörjningstrygghet.

Vi utvecklar och förmedlar kunskap om effektivare energianvändning och andra energifrågor till hushåll, företag och myndigheter.

Förnybara energikällor får utvecklingsstöd, liksom smarta elnät och framtidens fordon och bränslen. Svenskt näringsliv får möjligheter till tillväxt genom att förverkliga sina innovationer och nya affärsidéer.

Vi deltar i internationella samarbeten för att nå klimatmålen, och hanterar olika styrmedel som elcertifikatsystemet och handeln med utsläppsrätter. Vi tar dessutom fram nationella analyser och prognoser, samt Sveriges officiella statistik på energiområdet.

Alla rapporter från Energimyndigheten finns tillgängliga på myndighetens webbplats www.energimyndigheten.se.



Energimyndigheten, Box 310, 631 04 Eskilstuna
Telefon 016-544 20 00, Fax 016-544 20 99
E-post registrator@energimyndigheten.se
www.energimyndigheten.se