

# PM – Fjärrvärmens och kraftvärmens bidrag till det lokala energisystemet

Fjärrvärmens och kraftvärmens har en viktig roll i energisystemet då det bidrar med lokal energiförsörjning som om den inte funnits hade inneburit en kraftigt ökad belastning på elnäten och krav på ökad elproduktion. Då det förväntas ske en kraftig elektrifiering av många delar av samhället bedöms det innebära stora investeringar i elnäten, vilken kommer öka betydelsen av lokal produktion från fjärrvärme och kraftvärme. Denna analys utgör en del i visionsprojektet Fjärrvärme för en ny tid.

Peter Blomqvist  
2024-01-19



## Sammanfattning

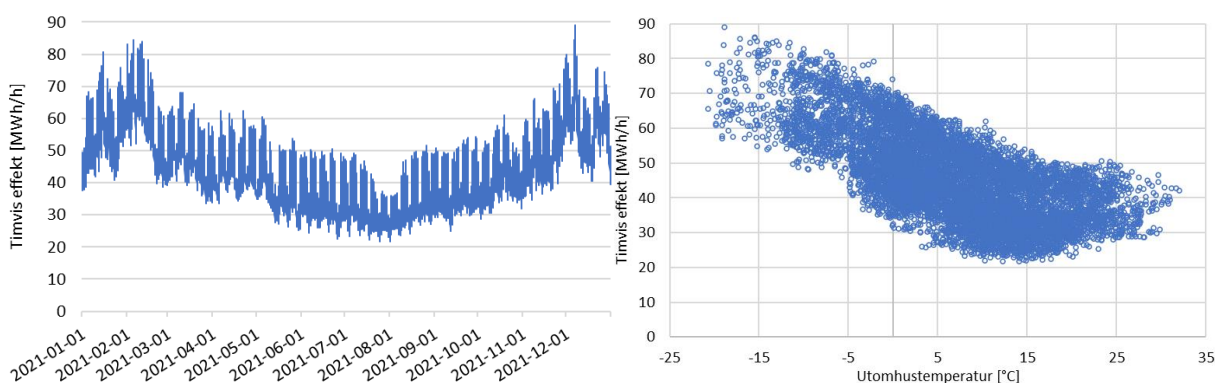
Analysen omfattar en fallstudie av orterna Linköping, Katrineholm och Mjölby där fjärrvärmens och kraftvärmens bidrag till energisystemet illustreras, samt vilka förstärkningsbehov som skulle uppstå i lokalnät och regionnät om den fjärr- och kraftvärmens inte fanns.<sup>1</sup> Studien visar också hur de olika energisystem skiljer sig åt och vad olikheterna betyder för självförsörjningsgraden både vad avser energi och effekt.

De tre studerade systemen skiljer sig åt med avseende på såväl andel uppvärmning med fjärrvärme kontra elvärme, som mängden lokal elproduktion och vilket kraftslag som dominerar. Som ses av Tabell 1 har Linköping klart mest kraftvärme per person medan de andra orterna har en högre elanvändning per person. Mjölby har mest elproduktion per person i form av vindkraft och Linköping har störst andel kraftvärme, medan Katrineholm har relativt lite elproduktion.

Tabell 1: Nyckeltal el-, fjärrvärmebehov och elproduktion per person år 2021.

Kategori	Linköping	Katrineholm	Mjölby
Antal invånare 2022 [pers]	165 527	34 764	28 269
Elanvändning per person [kWh/pers]	7 445	11 807	10 879
Fjärrvärme per person [kWh/pers]	7 707	5 833	6 580
Kraftvärme per person [kWh/pers]	2 148	725	909
Vindkraft per person [kWh/pers]	3	70	4 331
Vattenkraft per person [kWh/pers]	732	98	995
Solel per person [kWh/pers]	124	120	125
Elproduktion per person [kWh/pers]	3 007	1 013	6 360

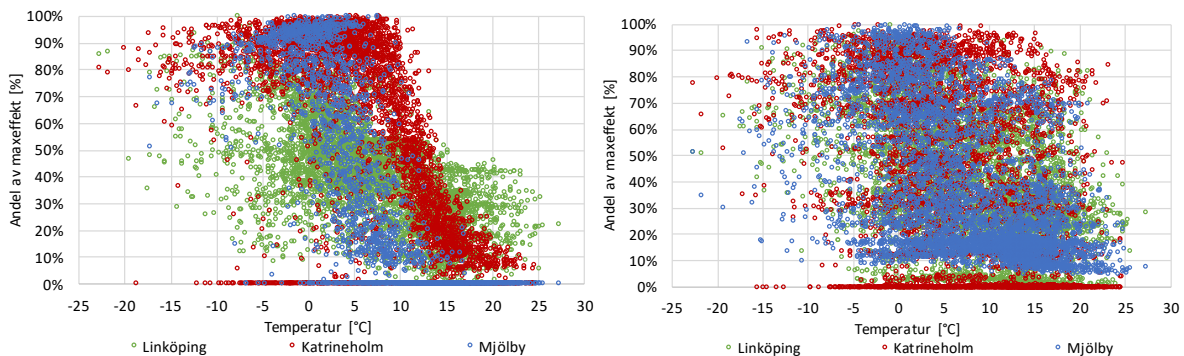
Elbehovet i respektive system har ett tydligt temperaturberoende, samt en variation över dygnet och veckan. I Figur 1 visas elbehovet med timvis upplösning för Katrineholm år 2021, i kronologisk ordning (till vänster) och som funktion av utomhustemperatur (till höger). Det högra diagrammet visar att elbehovet ökar i takt med att utomhustemperaturen sjunker, vilket till stor del förklaras av att el används för uppvärmning. Notera att fjärrvärmens har en ännu tydligare temperaturberoende då den främst används för just uppvärmning.



Figur 1: Elbehov timvis för Katrineholm år 2021. Till vänster kronologiskt och till höger som funktion om av utomhustemperatur.

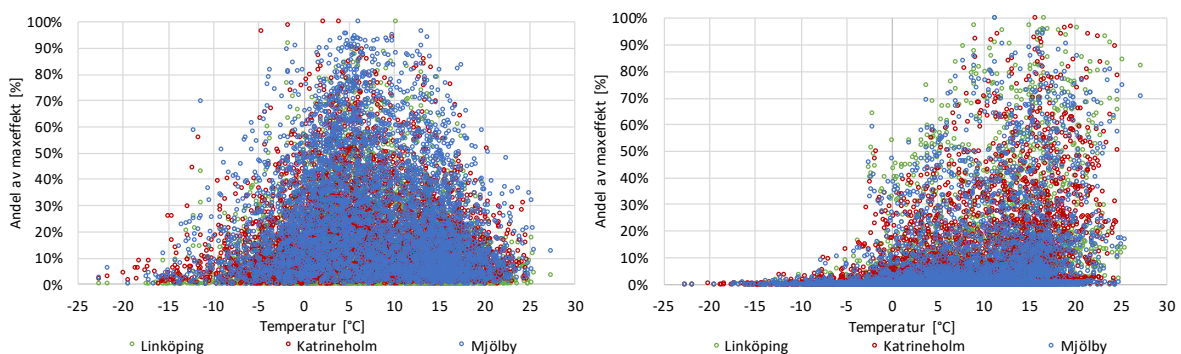
<sup>1</sup> Notera att det finns fler lokalnät i regionen så dessa resultat ger en input om behovet kopplat till dessa nätområden och inte alla i regionen.

I Figur 2 visas kraftvärmens (till vänster) och vattenkraftens (till höger) produktion per ort i förhållande till utomhustemperatur. Det syns tydligt att kraftvärmens producerar mer vid låga temperaturerna, även om det skiljer lite mellan de olika orterna. Vattenkraften producerar både vid låg och hög temperatur, då det inte finns så stora lagringsmöjligheter i dessa stationer.



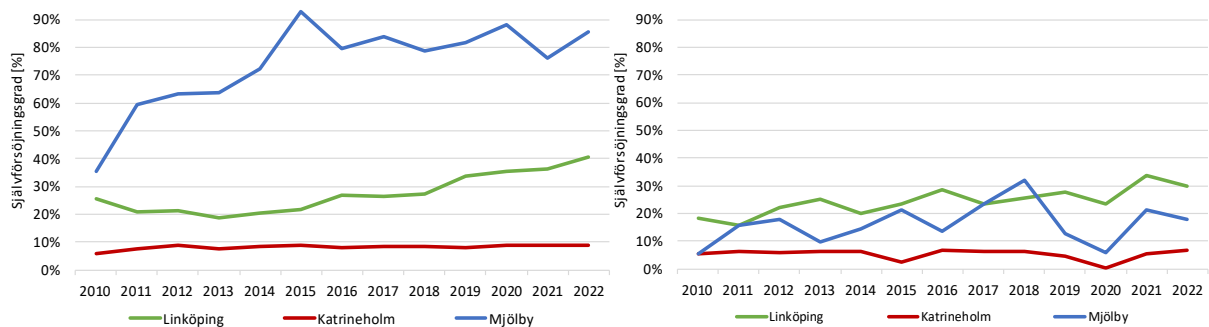
Figur 2: Dygnsvis elproduktion för kraftvärme (till vänster) och vattenkraft (till höger) i förhållande till utomhustemperatur, 2010–2022.

I Figur 3 visas vindkraftens (till vänster) och solkraftens (till höger) produktion per ort i förhållande till utomhustemperatur. Vindkraft producerar främst mellan 0 och 15°C, medan produktion vid temperaturer under -10°C är låg. Solkraft producerar främst vid temperaturer över 0°C, under -10°C är produktionen i princip obefintlig. En stor andel är dock installerade på fastigheter med nettomätning.



Figur 3: Dygnsvis elproduktion för vindkraft (till vänster) och solkraft (till höger) i förhållande till utomhustemperatur, 2010–2022

Ser man på utveckling av självförsörjning med avseende på energi (till vänster) och effekt (till höger) i Figur 4, skiljer det ganska mycket åt mellan orterna. I båda fallen är självförsörjningsgraden låg för Katrineholm, då andel lokal produktion är liten. Mjölby har en hög självförsörjningsgrad med avseende på energi främst pga. den stora mängden vindkraft, medan självförsörjning med avseende på effekt är betydligt lägre och dessutom varierar mycket mellan år. Variationen förklaras av att vindkraften bidrar en del till att sänka topp effektbehovet vissa år och väldigt lite andra år. För Linköping har självförsörjningsgraden både med avseende på energi och effekt ökat över tid där orsaken främst är tillkommande kraftvärme och i viss mån vattenkraft.



Figur 4: Självförsörjningsgraden av energi (till vänster) och effekt (till höger) för respektive ort.

Som vi såg av Figur 2 och Figur 3 producerar främst kraftvärme vid låga temperaturer och bidrar därmed till en ökad självförsörjningsgrad med avseende på effekt. Det är därför Linköping, som har en stor andel kraftvärme, faller väl ut.

Analyser görs också av fjärrvärmens bidrag till energisystemet, vilket är betydande och ifall man skulle ersätta denna med elvärme (värmepumpar) skulle det krävas en hel del extra elenergi men framförallt skulle det öka toppeffektbehovet. Tabell 2 visar en översikt över konsekvenserna med avseende på behov av tillkommande kapacitet, elenergi och kostnader. För Linköping är konsekvenserna mest dramatiska då det är en större stad och då man har en stor andel fjärr- och kraftvärme. Utan fjärr- och kraftvärme skulle det behövas ytterligare kapacitet om 108 MW i lokalnätet till en bedömd kostnad om ca 1 600 MSEK, medan det tillkommande behovet i regionnätet blir 172 MW då man måste inkludera bortfallet av kraftvärmens. Sammantaget för de tre orterna behövs elenergi motsvarande ca 859 GWh medan toppeffektbehovet ökar med 141 MW för lokalnäten och 217 MW för regionnäten. Sammantaget är alltså fjärr- och kraftvärmens bidrag till energisystemet stort och därmed skulle det innebära stora konsekvenser för systemet om detta bidrag försvann.

Tabell 2: Bedömda konsekvenser om fjärr- och kraftvärmens bidrag försvinner från respektive ort.

Konsekvens avveckling	Linköping	Katrineholm	Mjölby	Sammanlagt
Effektbehov lokalnät [MW <sub>el</sub> ]	108	16,2	16,6	140,8
Elenergi lokalnät [GWh <sub>el</sub> ]	360	46	53	459
Kostnad lokalnät [MSEK]	1 600	190	194	1 984
Effektbehov regionnät [MW <sub>el</sub> ]	172	20,9	24,2	217,1
Elenergi regionnät [GWh <sub>el</sub> ]	710	69	80	859

I sammanhanget bör man beakta att det pågår en allmän elektrifiering i samhället som betyder att elnäten på alla nivåer behöver förstärkas oaktat om fjärr- och kraftvärmens bidrag skulle försvinna. Detta innebär att fjärr- och kraftvärmens bidrag torde få betydande påverkan för stadsutvecklingen på respektive ort. Det illustreras även att den lokala elproduktionen och fjärrvärmens har en viktig roll även för effektbalansen nationellt då effekten sammanlagras upp till nationell nivå. Laststyrning kan visserligen bidra till att reducera toppeffektbehovet i viss mån, men då behovet i stor utsträckning kopplar till uppvärmning blir det svårare eftersom man behöver flytta laster länge tider.

Det noteras också att den lokal el- och värmeproduktion potentiellt kan bidra ytterligare på olika nivåer i nätet om incitamenten för att producera vid ansträngda situationer förstärks. Det kvarstår dock att svara på hur mycket bidraget kan bli och vilka incitament som i så fall skulle behövas.

Klimatnyttan med fjärr- och kraftvärmen beräknas till ca 217 000 ton<sup>2</sup> koldioxidekvivalenter ur ett nordeuropeiskt systemperspektiv för de tre orterna tillsammans. Om fjärr- och kraftvärmen försvinner innebär det visserligen minskade lokala utsläpp, men betydligt större utsläpp skulle alltså uppstå på andra ställen.

---

<sup>2</sup> Enligt Profus beräkning i klimatkavslut 2022 för Tekniska verken.

## Innehåll

1	Bakgrund .....	7
2	Syfte och mål .....	7
3	Introduktion.....	8
3.1	Översikt av de studerade systemen.....	8
3.2	El- och fjärrvärmebehov profil .....	9
3.3	Skillnader i elbehov mellan olika nätområden .....	11
4	Elbehov och lokal elproduktion i respektive system.....	12
4.1	Elbehov och uttag från överliggande elnät.....	12
4.2	Kraftvärme .....	14
4.3	Vindkraft .....	15
4.4	Vattenkraft.....	16
4.5	Solel.....	18
5	Självförsörjningsgrad med avseende på el 2010–2022.....	19
5.1	Självförsörjningsgrad årsenergi.....	19
5.2	Självförsörjningsgrad effekt från överliggande nät .....	21
5.3	Kraftslagens bidrag vid ett högt elbehov .....	23
6	Konsekvenser om fjärrvärmens förviner .....	25
6.1	Linköping.....	25
6.2	Katrineholm .....	28
6.3	Mjölby .....	30
7	Slutsatser och diskussion.....	32
7.1	Den lokal elproduktionens bidrag till att hantera toppeffektbehov.....	32
7.2	Fjärrvärmens bidrag till att hantera toppeffektbehov.....	34
7.3	Övriga aspekter på lokal produktion av el och värme .....	35

## 1 Bakgrund

Elbehovet i Sverige förväntas öka kraftigt under de närmaste åren på grund av en kraftig elektrifiering av många delar av samhället. Denna utveckling förväntas ske relativt snabbt samtidigt som elnäten ofta har en begränsad kapacitet och därigenom riskerar att utgöra flaskhalsar för utvecklingen. Förstärkning av elnäten kan alltså komma att kräva stora investeringar framgent, upp emot 1 000 miljarder kronor till 2045.<sup>3</sup> Samtidigt har oroligheter ökat i omvärlden, främst pga. Rysslands anfallskrig mot Ukraina, vilken höjt röster för att stärka försörjningstryggheten i Sverige<sup>4</sup>

I detta sammanhang har fjärrvärmens och kraftvärmens en viktig roll att spela. Kraftvärmens har en direkt påverkan på uttaget från överliggande elnät, eftersom lokal elproduktion kan bidra till att sänka uttag från överliggande elnät och därmed minska krav på överföringsförmåga. Fjärrvärmens bidrar å sin sida till att minska elbehovet generellt eftersom alternativet för uppvärmning framförallt är elvärme i form av värmepumpar.

## 2 Syfte och mål

Syftet med detta PM är att med hjälp av elnät- och fjärrvärmedata på timnivå skapa en ökad förståelse för hur fjärrvärme, kraftvärme och annan lokal elproduktion bidrar till elsystemet, främst på lokal och regional nivå. I analysen ingår energisystemen i Linköping, Katrineholm och Mjölby, vilka alla ingår i Tekniska verkens koncern.

Analysen innefattar att:

- På basis av timbaserade uppgifter redovisa kraftvärmens andel av den lokala elbalansen, tillsammans med vattenkraft, vindkraft och sol.
- Ställa den lokala produktionen mot ett bedömt maximalt uttag från överliggande elnät.
- Redovisa självförsörjningsgraden för el både med avseende på årsenergi och topp effekt.
- Bedöma i vilken utsträckning elnätet skulle behöva förstärkas om inte fjärr- och kraftvärmens hade varit tillgänglig på respektive ort, samt vilka merkostnaderna det skulle innebära för elnätskunderna.

Utifrån resultaten förs kortare kvalitativa diskussioner gällande:

- Vad avsaknaden av lokal elproduktion kan innebära för den lokala eleffektbalansen.
- Hur försörjningstryggheten påverkas lokalt och i regionen.
- Hur den ekonomiska elnätsnyttan ser ut med nuvarande kraftvärmeproduktion.
- Klimatnyttan med lokal elproduktion ur ett nordeuropeiskt systemperspektiv.
- Vad laststyrning kan bidra med för att förbättra elbalansen.
- Behov av elnätsförstärkning när enstaka kunder byter från fjärrvärme till elvärme.

---

<sup>3</sup> Holm J, Odenberger M, Löfblad E, Montin S. (2023) Visualisering av Sveriges framtida elanvändning och effektbehov. Energiforsk rapport 2023:913.

<sup>4</sup> [www.regeringen.se/regeringsuppdrag/2022/12/uppdrag-att-starka-forsorjningstryggheten-i-energisektorn/](http://www.regeringen.se/regeringsuppdrag/2022/12/uppdrag-att-starka-forsorjningstryggheten-i-energisektorn/)

### 3 Introduktion

I denna rapport analyseras tre orter, Linköping, Katrineholm och Mjölby, som har relativt olika system vad gäller el- och fjärrvärme. Som en introduktion ger vi en översikt av de olika systemen och hur de skiljer sig åt på en övergripande nivå. Dessutom visar vi hur deras förbrukningen av el och fjärrvärme normalt ser ut.<sup>5</sup>

#### 3.1 Översikt av de studerade systemen

I Tabell 3 visas övergripande information om orterna och deras energisystem. Av nyckeltalen framgår det att Linköping har klart högst andel fjärrvärme per invånare och samtidigt lägst andel elbehov per invånare. Fjärrvärmens står alltså för en ganska stor andel av uppvärmningen i Linköping jämfört med de andra orterna, vilket minskar elbehovet och bidrar till att avlasta elnätet. När det gäller lokal elproduktion har dock Mjölby klart störst andel årsproduktion i förhållande till invånare tack vare en stor mängd installerad vindkraft. Samtidigt har Linköping en betydligt större andel lokal kraftvärme. I analysen kommer vi gå in på just hur skillnaderna mellan energisystemen ser ut och vad dessa innebär.

Tabell 3: Energibehov, elproduktion och antal invånare, samt nyckeltal för år 2021.

Kategori	Linköping	Katrineholm	Mjölby
Invånare 2022 [st]	165 527	34 764	28 269
Elbehov kommun 2021 <sup>6</sup> [MWh]	1 240 960	408 555	309 739
Elnätsabonnenter 2021 [st]	76 817	18 075	12 669
Elbehov nätområde 2021 [MWh]	1 225 942	398 938	237 463
Fjärrvärmeleverans 2021 [MWh] <sup>7</sup>	1 457 308	178 160	187 300
Elbehov per person [MWh/pers]	7,5	11,8	11,0
Fjärrvärme per person [MWh/pers]	8,8	5,1	6,6
Kraftvärme 2021 [MWh]	358 060	25 090	25 891
Vindkraft 2021 [MWh]	564	2 417	123 314
Vattenkraft 2021 [MWh]	121 972	3 398	28 324
Solel 2021 [MWh]	20 651	4 159	3 572
Elproduktion per person [MWh/pers]	3,0	1,0	6,4

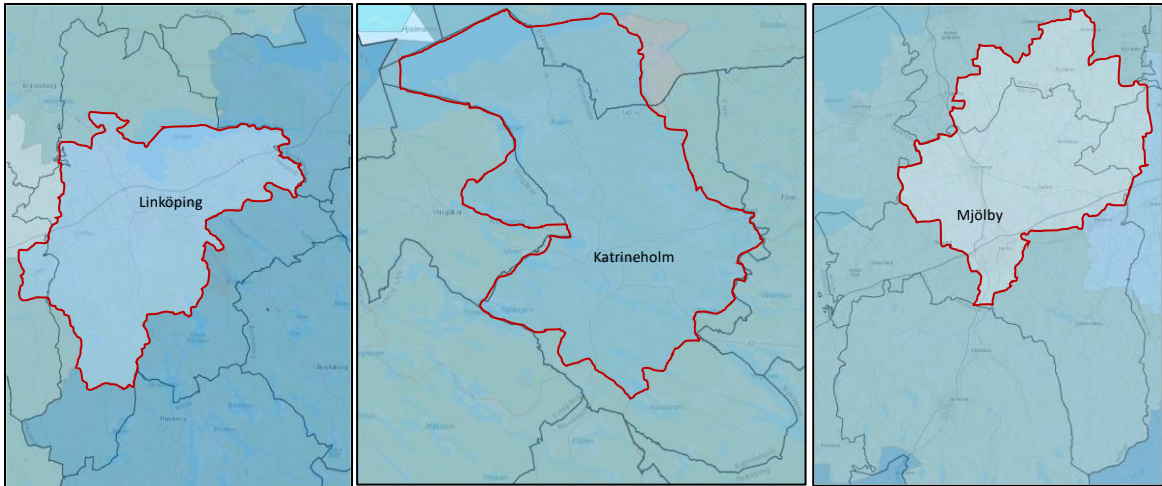
Notera att data som vi använt oss av utgår från nätområdena för el, vilket inte är exakt densamma som kommungränsen för varje ort. Däremot täcker nätområdena in den största andelen människor på varje ort då skillnaderna mellan gränserna framförallt omfattar landsbygd. I Figur 5 visas kommungränsen som svart linje och gränsen för nätområde som en röd linje.

<sup>5</sup> Om inte annat anges baseras data på timvisa värden från tekniska verken.

<sup>6</sup> Årligt elbehov för hela kommunen enligt SCB.

<sup>7</sup> Årlig leverans enligt Energiföretagen Sverige.

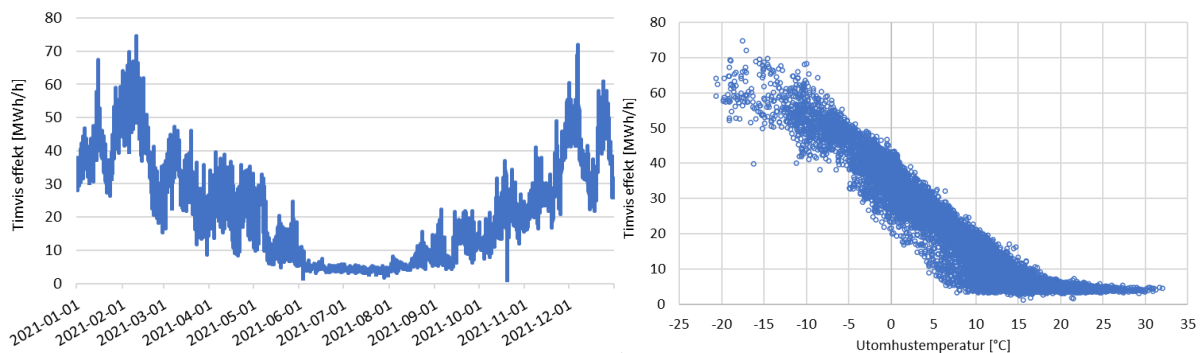




Figur 5: Kommun- och nätområdesgräns för Linköping (till vänster), Katrineholm (mitten), Mjölby (till höger).

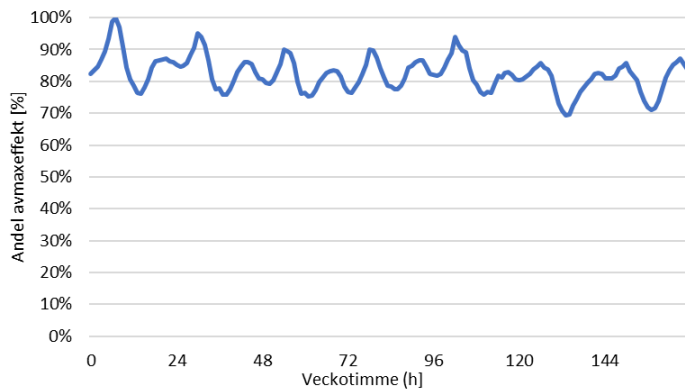
### 3.2 El- och fjärrvärmebehov profil

För att öka förståelsen inför den fördjupande analysen kommer vi visa hur el- och fjärrvärmebehovet ser ut utifrån några olika perspektiv. Vi inleder med fjärrvärmen och använder Katrineholm år 2021 som exempel, se Figur 6. I figuren visas fjärrvärmeproduktion med timvis upplösning i kronologisk ordning (till vänster) och som funktion av utomhustemperatur (till höger). Av det högra diagrammet framgår det att fjärrvärmeproduktionen (och behovet) ökar i princip linjärt i takt med att utomhustemperaturen sjunker. Det finns dock en viss spridning i fjärrvärmebehov för varje enskild grad, vilket beror på att det finns en liten del av fjärrvärmebehovet som inte är temperaturberoende och att det finns en viss tröghet i systemen.



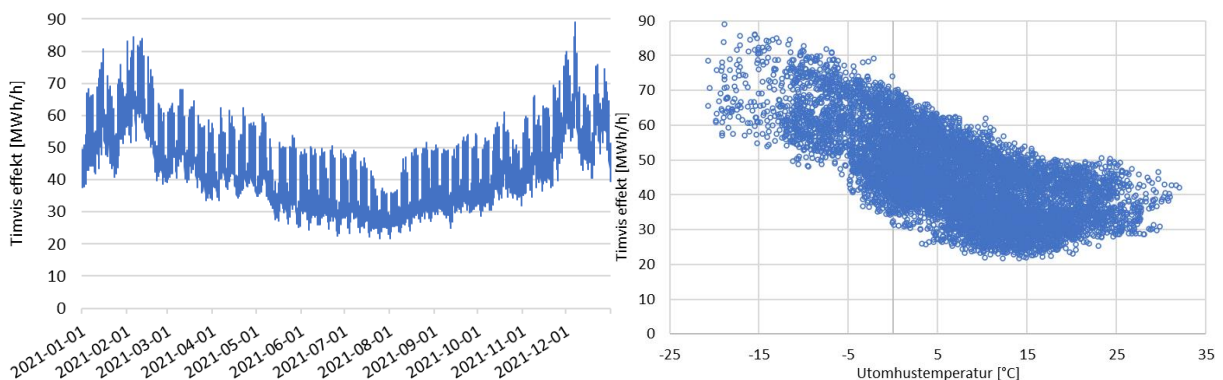
Figur 6: Fjärrvärmeproduktion timvis för Katrineholm år 2021. Till vänster kronologiskt och till höger som funktion om av utomhustemperatur.

För att illustrera variation som inte beror av temperatur visas hur medeleffekt för varje veckotimme ser ut över året, Figur 7, återigen för Katrineholm år 2021. Timme 0 utgör alltså medelvärdet för måndagar kl. 00-01 och totalt är det 168 veckotimmar. Det högsta timvisa medeleffektvärdet för veckans timmar motsvarar 100 %. Som ses av figuren förekommer det främst en morgontopp på vardagar, men även en mindre eftermiddagstopp. Förklaringen ligger främst i att man använder största andelen varmvatten på morgon och eftermiddag/kväll.



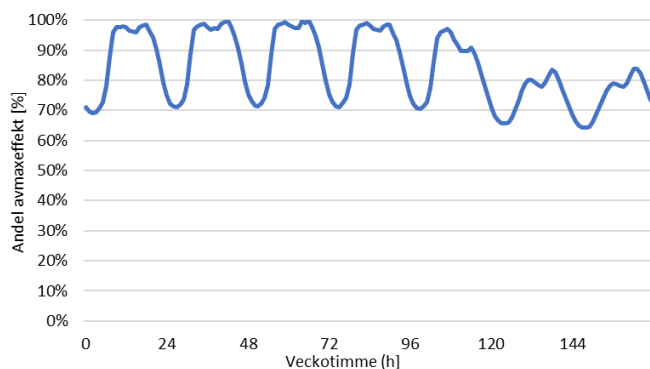
Figur 7: Fjärrvärmeproduktion per veckotimme för Katrineholm år 2021.

När det gäller elbehovet ser det ut på ett liknande sätt som fjärrvärmens, dvs. med ett temperaturberoende och en variation över dygnet och veckan. I Figur 8 visas elbehovet med timvis upplösning för Katrineholm år 2021, i kronologisk ordning (till vänster) och som funktion av utomhustemperatur (till höger). Det högra diagrammet visar att elbehovet ökar i takt med att utomhustemperaturen sjunker, vilket till stor del förklaras av att el används för uppvärmning. Spridningen i elbehov för varje enskild grad är dock större än för fjärrvärme eftersom det är en större andel av elbehovet som inte är temperaturberoende. Det är den variationen som gör att högsta effektbehovet inte alltid inträffar vid den lägsta temperaturen.



Figur 8: Elbehov timvis för Katrineholm år 2021. Till vänster kronologiskt och till höger som funktion om av utomhustemperatur.

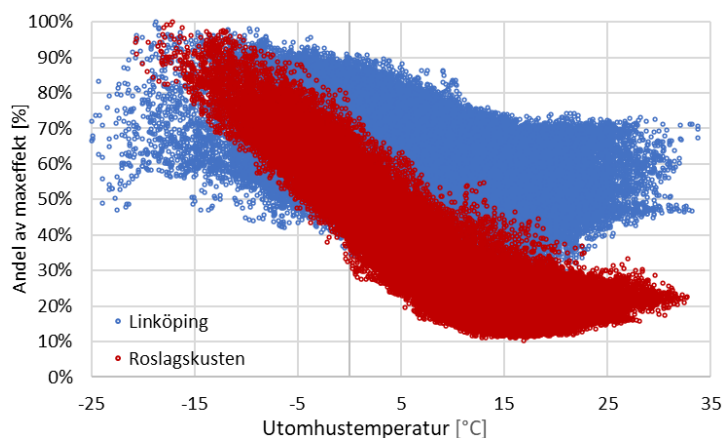
För att illustrera hur elbehovet varierar med avseende på tid, alltså inte temperatur, visas medeleffekt för varje veckotimme sett över året i Figur 9. Som ses av figuren skiljer det ungefär 30 % mellan dag och natt på vardagar, sedan är effekten generellt lägre på helgdagar och med en mindre skillnad mellan natt och dag. Förklaringen till detta är att en stor del av de aktiviteter som vi tar oss för när vi är vakna under dagtid ger upphov till en viss elförbrukning.



Figur 9: Elbehov per veckotimme för Katrineholm år 2021.

### 3.3 Skillnader i elbehov mellan olika nätområden

Förbrukningsprofilen för fjärrvärme i olika nät är normalt ganska lika varandra då användningsområdet är detsamma, dvs. uppvärmning. Det kan dock förekomma vissa skillnader främst om man har en stor andel fjärrvärmebehov som är kopplat till industriproduktion i stället för till uppvärmning. När det gäller elbehov kan det däremot vara ganska stora skillnader mellan olika nätområden beroende på vilken typ av förbrukning som främst finns inom området. För att illustrera detta jämförs, i Figur 10, elbehovet timvis som funktion av utomhustemperaturen för Linköpings och Roslagskustens nätområden år 2010 som var ett kallår.<sup>8</sup> Som tidigare visats har Linköping en relativt stor andel av sin uppvärmning via fjärrvärme medan nätområdet Roslagskusten<sup>9</sup> främst har eluppvärmning av olika slag. Av denna anledning blir förbrukningen inom Roslagskustens nätområde betydligt spetsigare, dvs. toppeffekten blir relativt sett mycket högre om årselbehovet är lika stort.

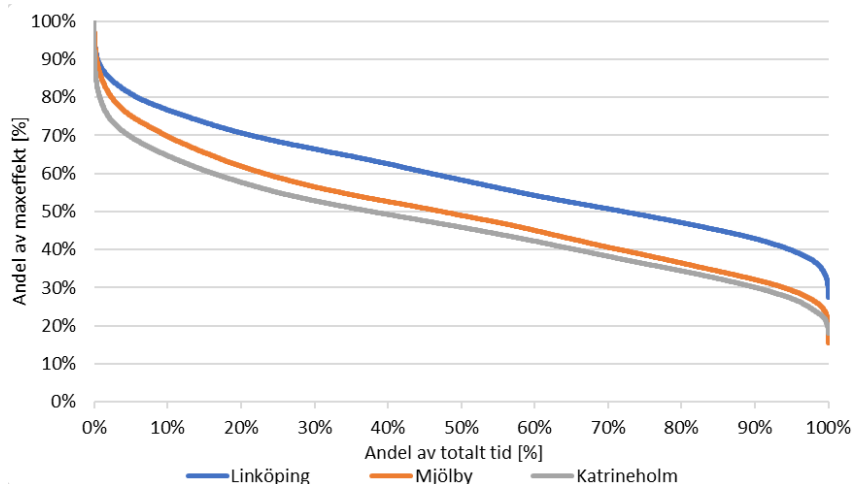


Figur 10: Elbehov timvis som funktion av temperatur för nätområdet i Linköping och Roslagskusten år 2010.

Ett sätt att illustrera hur jämnt eller spetsigt elbehovet är för de system som analyseras i denna studie är att visa det som varaktighetsdiagram, se Figur 11. Som ses av figuren är elbehovet betydligt jämnare i Linköpings nätområde jämfört med Katrineholm och Mjölby. Förklaringen till detta är framförallt att det är stora skillnader i andelen fjärrvärme, vilken bidrar till att jämna ut effektbehovet över året.

<sup>8</sup> Elbehovet är normaliserat så att timvis maxeffekt är 100 % för respektive system.

<sup>9</sup> Nätområdet Roslagskusten ligger nordost om Stockholm och omfattar mest småorter och landsbygd.



Figur 11: Varaktighetsdiagram för normaliserat elbehov timvis år 2010–2022 för Linköping, Katrineholm, och Mjölby.

Uttryckt i siffror kan man uttrycka det som utnyttjningsgrad, vilket är förhållandet mellan årsmedeleffekten och maxeffekten, som ger en uppfattning om hur jämn eller spetsig förbrukningen är. Under tidperioden 2010–2022 är utnyttjningsgraden för Linköping 59 % timmar, Katrineholm 47 % och Mjölby 50 %. Som jämförelse var utnyttjningsgraden för Roslagskusten 36 % perioden 2010–2019. En högre siffra kan sägas innebära att man har en effektivare nyttjande elnätet som Energimarknadsinspektionen vill främja.<sup>10</sup>

## 4 Elbehov och lokal elproduktion i respektive system

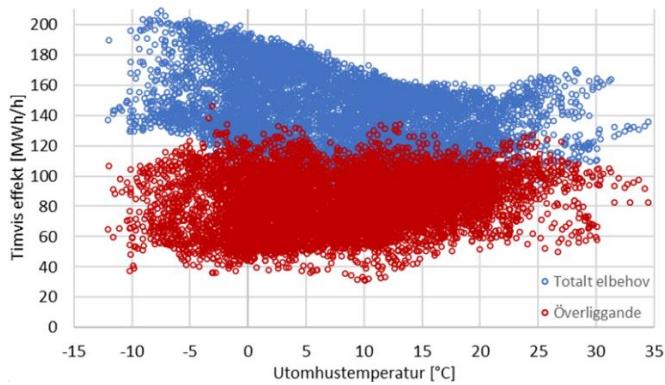
I detta avsnitt visas det totala elbehovet timme för timme i respektive elnätsområde, samt hur utbytet med överliggande elnät ser ut. Vi visar också hur den lokala elproduktionen påverkar utbytet med överliggande elnät, med fokus på hur de kan bidra till att reducera maximalt uttag.

### 4.1 Elbehov och uttag från överliggande elnät

Det totala elbehovet skiljer sig åt mellan systemen, främst beroende på att man har olika grad av uppvärmning via fjärrvärme, vilket visades i Tabell 3. Vi återkommer till mer detaljer om fjärrvärmeförsörjning, dess betydelse för respektive system, samt vad det skulle innebära för elnätet om fjärrvärmens försvinner helt.

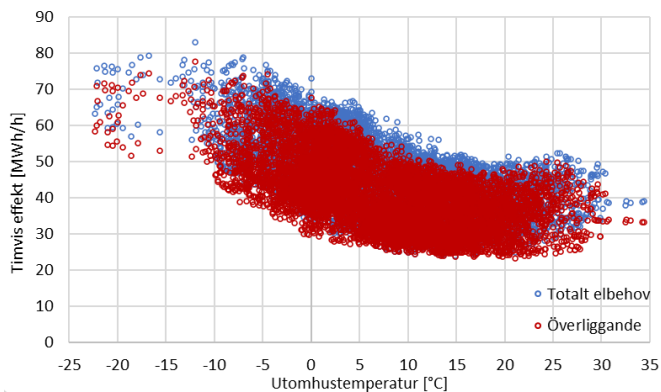
I Figur 12 visas det totala elbehovet samt uttag från överliggande elnät timvis för Linköping år 2022. Temperaturberoende för totalt elbehov är lågt, ca 0,11 W per °C och abonnent, och visar alltså hur mycket effektbehovet ökar för varje grad som temperaturen sjunker per abonnent. Som ses av figuren försvinner denna relation i princip helt om man ser på uttag från överliggande elnät. Orsaken till detta är att elproduktionen i lokalnätet sker framförallt när temperaturen är låg.

<sup>10</sup> <https://ei.se/bransch/flexibilitet-i-elsystemet/effektivt-utnyttjande-av-elneten>



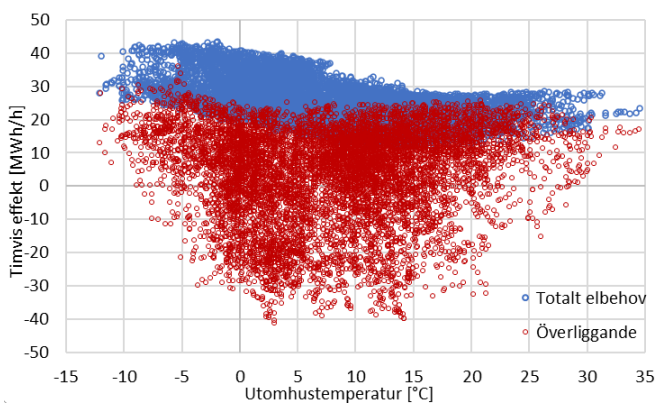
Figur 12: Totalt elbehov och uttag från överliggande elnät timvis för Linköping år 2022.

Det totala elbehovet i Katrineholm ökar med närmare 0,75 W per °C och abonnent, vilket är relativt högt eftersom andelen eluppvärmning är hög. Skillnaden mellan totalt elbehov och uttag från överliggande elnät i Katrineholm är liten, se Figur 13. Detta beror på att det finns förhållandevis lite lokal elproduktion i Katrineholm.



Figur 13: Totalt elbehov och uttag från överliggande elnät timvis för Katrineholm år 2022.

I Figur 14 visas totalt elbehov samt uttag från överliggande elnät timvis för Mjölby år 2022. Temperaturberoendet för elbehovet är ca 1,9 W per °C och abonnent, vilket är högt då andelen fjärrvärme inte är lika hög som i Linköping. Karaktären på uttaget från överliggande elnät skiljer sig dock relativt mycket från både Linköping och Katrineholm, då det faktiskt förekommer en väldigt stor andel export ut på överliggande elnät (dvs. då effekten är negativ). Orsaken till detta är att det finns en stor mängd installerad elproduktion i form av vindkraft inom Mjölbys nätområde.

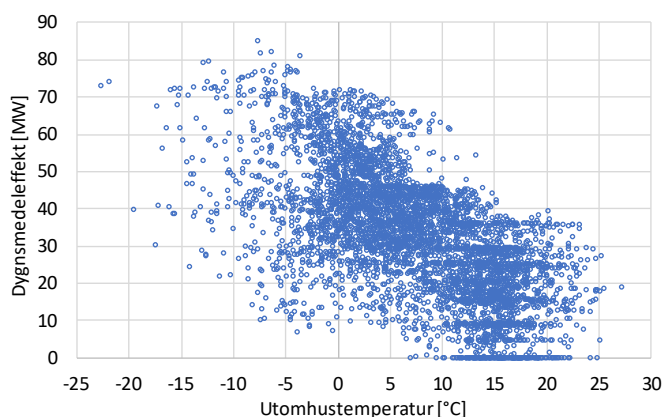


Figur 14: Totalt elbehov och uttag från överliggande elnät timvis för Mjölby år 2022.

## 4.2 Kraftvärme

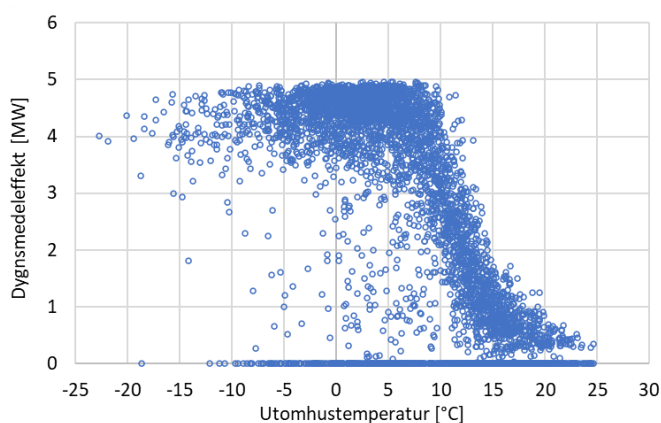
När det gäller kraftvärme producerar den främst då det finns tillräckligt stort värmeunderlag, dvs. det är intäkten för el samt marginalkostnad för värme som styr.<sup>11</sup> Inmatningsersättning för elproduktion har förändrats på senare år från att ha klart störst andel effektersättning till mer energiersättning, vilket ger lägre incitament för att hålla nere effektabonnemanget.<sup>12</sup> Figur 15 - Figur 17 visar dygnsvis elproduktion för perioden 2010–2022 från respektive ort i förhållande till utomhustemperaturen.<sup>13</sup>

För Linköping, Figur 15, som har mest kraftvärme syns ett tydligt temperaturberoende, dvs. att produktionen är som högst vid låga temperaturer. Denna koppling har blivit starkare över åren, och 2022 var förhållandet ännu tydligare linjärt. En anledning till detta kan vara att Linköping hade fått ett uppdrag från Svenska Kraftnät att bidra med effekt vid behov i SE3. Det är egentligen bara vid vissa perioder under sommaren som kraftvärmens inte producerar alls.



Figur 15: Dygnsvis elproduktion från kraftvärme i Linköping perioden 2010–2022.

I Katrineholm, Figur 16, är förhållandet mellan effekt och temperatur också tydligt där elproduktion ganska tidigt kommer upp i maximal produktion när temperaturen sjunker, alltså då det finns ett värmeunderlag. Det är främst under sommaren och ett fåtal tillfällen på vinter som kraftvärmens inte producerar alls.



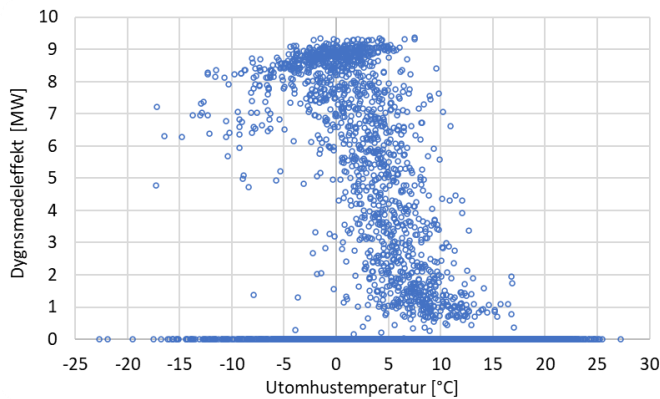
Figur 16: Dygnsvis elproduktion från kraftvärme i Katrineholm perioden 2010–2022.

<sup>11</sup> Elproduktion kan i vissa fall backas (minska) i till förmån för mer värmeproduktion om behov föreligger.

<sup>12</sup> Regionnätägaren har förändrat sin tariff genom att sänka effektkomponenten och höja energikomponenten.

<sup>13</sup> Vi väljer att visa dygnsvis elproduktion från respektive kraftslag då det blir svårare att se mönster med en stor mängd timvisa värden eftersom elproduktionen kan variera mycket över dygnet för vissa kraftslag.

Även i Mjölby, Figur 17, är förhållandet mellan effekt och temperatur tydligt där elproduktion tidigt kommer upp i maximal produktion då temperaturen sjunker. Det är ganska många nollvärden i Mjölby, vilket beror på att vi visar hela perioden 2010–2022 medan kraftvärmens startades först i mitten av oktober 2015.



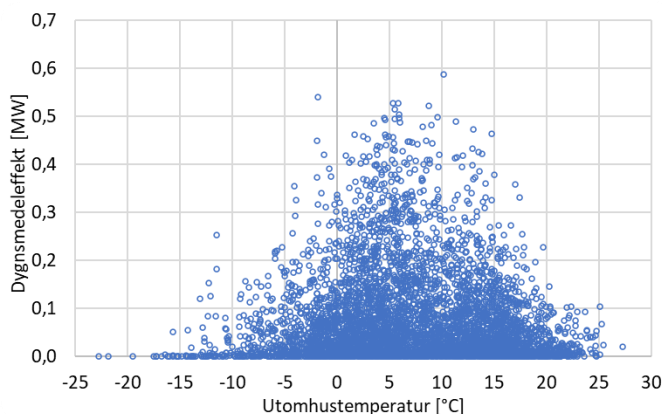
Figur 17: Dygnsnvis elproduktion från kraftvärme i Mjölby perioden 2010–2022.

Den stora andelen kraftvärme i Linköping är alltså förklaringen till att uttag från överliggande nät har koppling till utomhustemperatur. Till detta kommer att det finns en stor andel fjärrvärme i Linköping som reducerar temperaturberoende för det totala elbehovet.

### 4.3 Vindkraft

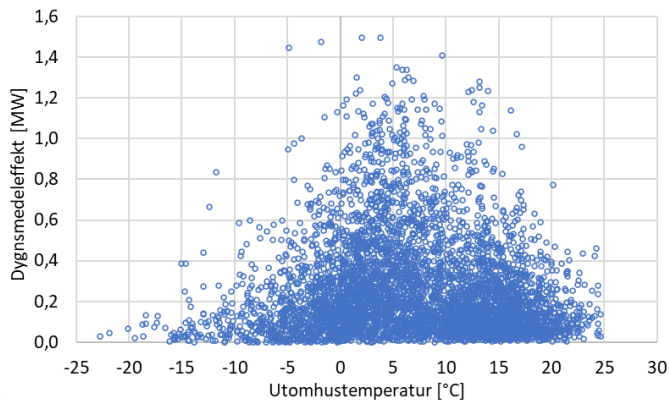
För vindkraft skiljer sig mängden installerad effekt väsentlig åt mellan orterna, men här är det istället Mjölby som har klart mest elproduktion som tidigare nämnts. Generellt ser man av Figur 18-Figur 20 att vindkraften främst producerar när temperaturen är 0–15°C, vilket gäller oavsett mängden installerad vindkraft. Det framgår också att elproduktionen är låg vid temperaturer under -10°C.

Linköping har en endast en liten andel installerad effekt av vindkraft. Ovan nämnda produktionsprofil stämmer dock väl dock överens med produktionsdata, dvs låg produktion vid låga temperaturer och som mest produktion mellan 0 och 15 °C.



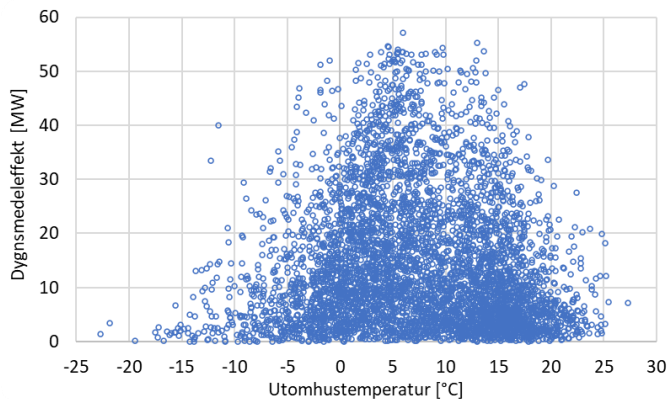
Figur 18: Dygnsnvis elproduktion från vindkraft i Linköping perioden 2010–2022.

Katrineholm har också en liten mängd installerad effekt vindkraft, men på samma sätt som för Linköping producerar den främst mellan 0 och 15 °C, samt endast lite vid temperaturer under -10°C.



Figur 19: Dygnsnedeleffekt från vindkraft i Katrineholm perioden 2010–2022.

Mjölby har den klart största installerade mängden vindkraft speciellt i förhållande till sitt elbehov. Detta är också skälet till att man periodvis har en ganska stor nettoproduktion inom nätområdet. Notera att det tillkom en ganska stor mängd vindkraft under perioden 2010–2013. Oavsett den stora mängden vindkraft förhåller sig elproduktionen på samma sätt till temperatur som på övriga orter.



Figur 20: Dygnsnedeleffekt från vindkraft i Mjölby perioden 2010–2022.

Produktionsprofilen för vindkraft bidrar alltså inte till att reducera uttaget från överliggande nät i någon större utsträckning under ansträngda perioder, även om det kan variera mellan år. Notera att analyserna baseras på data från existerande vindkraftverk och att det skett en teknisk utveckling som i viss mån kan öka produktion vid lägre vindhastigheter. I Blomqvist m.fl. (2023)<sup>14</sup>, där analysen omfattar moderna turbiner, ser dock produktionsprofil likartad ut, och det konstateras att det måste trots allt finnas en viss vindhastighet för att produktionen ska starta.

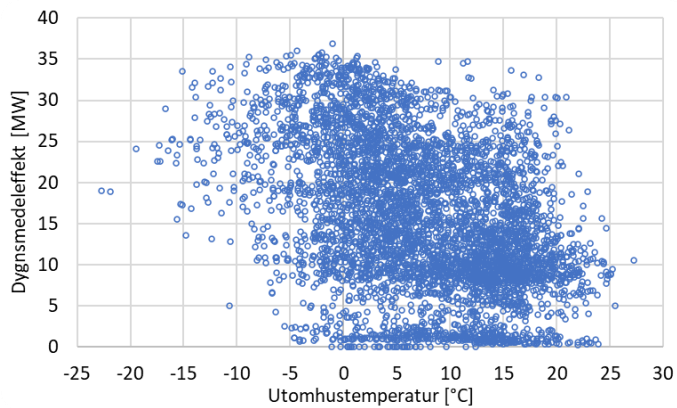
#### 4.4 Vattenkraft

Även Vattenkraft finns på samtliga 3 orter, fast i olika utsträckning. Vattenkraft på de tre orterna har en produktionskaraktistik som är relativt oberoende av temperatur, men anläggningarna producerar dock mer under vintermånaderna jämfört med sommarmånaderna. Orsaken är att magasinmöjligheterna är små, men man har viss möjlighet att köra vattenkraft dagtid och stoppa under nätter och helger, främst i Linköping.

<sup>14</sup> Blomqvist P, Unger T, Odenberger M, Kjellström E. (2023) Vindkraftens sammanlagring i Norra Europa. Energiforsk 2023:938.

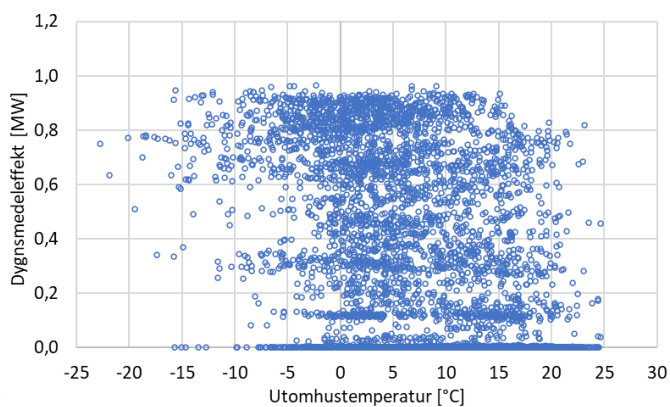


I Linköping, Figur 21, syns det att spridningen i produktion är relativt stor oavsett temperatur. Även vid låga temperaturer är det en spridning, men generellt sett förekommer ganska mycket elproduktion. Notera att i denna figur visas all vattenkraft som finns installerad i Linköpings nätområde under hela tidperioden.<sup>15</sup>



Figur 21: Dygnsvis elproduktion från vattenkraft i Linköping perioden 2010–2022.

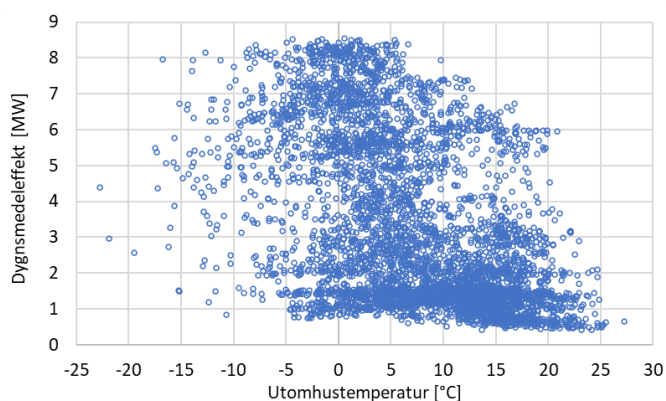
Katrineholm, Figur 22, har ganska lite vattenkraft, men karaktären på produktion ser ut ungefär som för Linköping. Det är alltså en ganska stor spridning i produktion oavsett temperatur, men produktion förekommer även vid låga temperaturer.



Figur 22: Dygnsvis elproduktion från vattenkraft i Katrineholm perioden 2010–2022.

Mjölby har en elproduktion som liknar de andra orterna, dvs. det är en ganska stor spridning men det finns en del produktion även då temperaturen är låg, se Figur 23. Produktionen vid låga temperaturer är dock något lägre än för de andra orterna.

<sup>15</sup> Under tidsperioden tillkommer vattenkraft administrativt, dvs vattenkraften finns fysisk på samma ställe under hela tidperioden men man flyttar gränser så att större del tillhör Linköpings lokalnät.

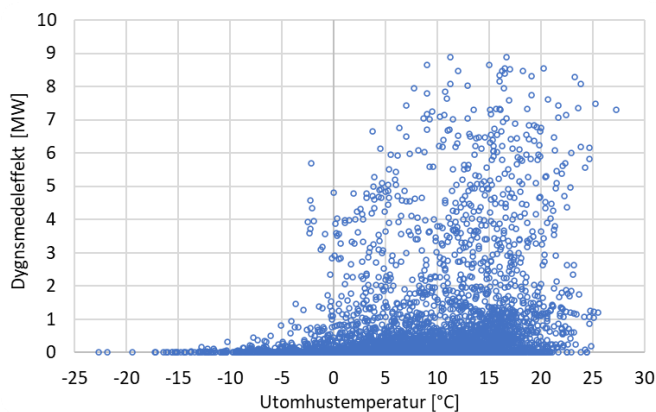


Figur 23: Dygnsnvis elproduktion från vattenkraft i Mjölby perioden 2010–2022.

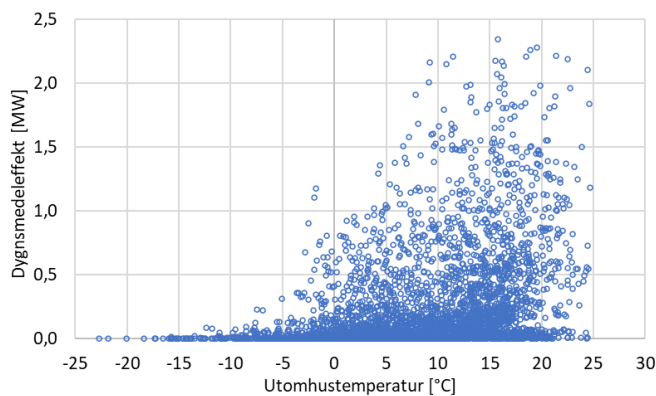
Vattenkraften bidrar alltså till att reducera maximalt uttag från överliggande i viss utsträckning.

#### 4.5 Solel

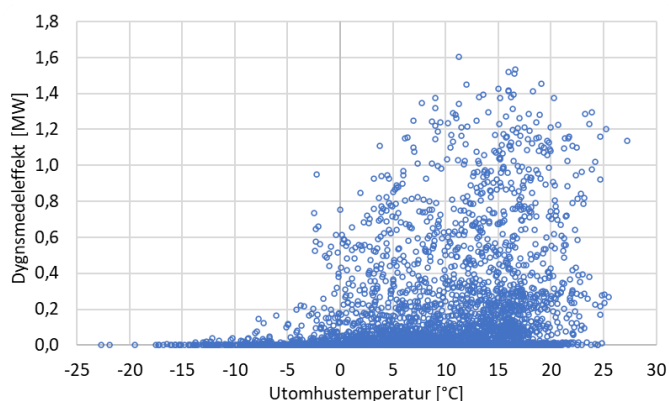
Slutligen solel som också finns på alla tre orter i olika utsträckning, se Figur 24 – Figur 26. Notera att vid starten av analysperioden fanns det ingen solel på någon av orterna. Utbygganden av solel började under 2013 och har därefter utökats succesivt på alla orterna och är det energislag som har tydligast koppling till befolkningens mängden på respektive ort. Av figurerna framgår det att elproduktionen från sol är väldigt låg på samtliga orter då temperaturen understiger  $-10^{\circ}\text{C}$ . Solel ger alltså inte något bidrag till att reducera maximalt uttag från överliggande nät. Notera att en stor andel är installerade på fastigheter och har nettomätning. Normalt har endast solcellparker bruttomätning, vilket ger en lite orättvis bild. Det finns 2 solcellparker, i Katrineholm finns en park om 2,2 MW som installerades 2017 och i Linköping finns en par som installerades 2020. Men även för Linköping där solcellsparken utgör en stor andel av total solel så ger solcellerna ett väldigt lågt effektbidrag vid låga temperaturer.



Figur 24: Dygnsnvis elproduktion från solel i Linköping perioden 2010–2022.



Figur 25: Dygnsnvis elproduktion från sol i Katrineholm perioden 2010–2022.



Figur 26: Dygnsnvis elproduktion från sol i Mjölby perioden 2010–2022.

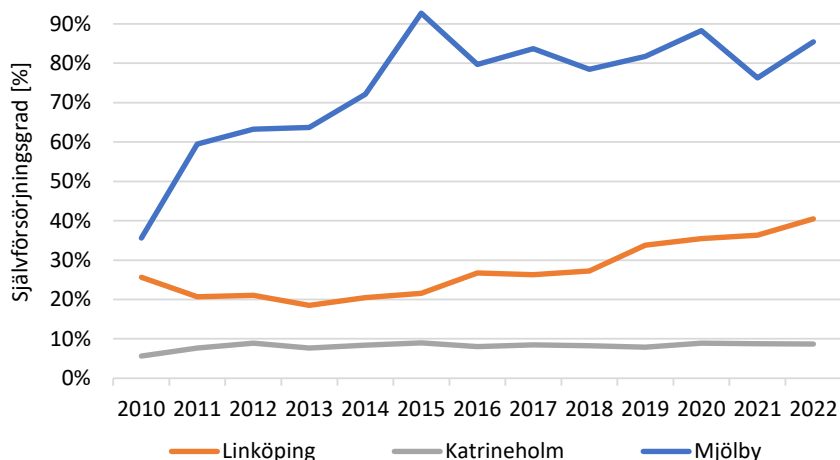
## 5 Självförsörjningsgrad med avseende på el 2010–2022

Som nämnts har försörjningstryggheten lyft upp som en allt viktigare aspekt när den gäller Sveriges energisystem. Den lokala självförsörjningen av energi är en viktig pusselbit i denna fråga varför vi analyserar den i denna studie. När det gäller så kallad självförsörjning fokuserar vi på elbehovet och elnätet i denna studie, alltså inkluderas inte fjärrvärmens i detta avsnitt även om den har en viktig roll. Vi delar också upp självförsörjningsgrad i två olika delar, dels självförsörjning av elenergi på årsbasis, dels på självförsörjning utifrån maximalt effektbehov från överliggande elnät. Orsaken till detta är att de visar två olika perspektiv, till exempel kan man vara helt självförsörjande med avseende på årsenergi men ha ett stort effektbehov från överliggande nät. Oavsett typ av självförsörjning skiljer det sig ganska mycket åt mellan orterna, vilket man kan förstå utifrån ovanstående redogörelse för lokal elproduktion.

### 5.1 Självförsörjningsgrad årsenergi

Självförsörjningsgraden med avseende på årsenergi har utvecklats olika mellan de analyserade orterna, se Figur 27. Den förstärkts kraftigt under analysperioden för Mjölby som också har den högsta självförsörjningsgraden, vilken idag är i storleksordningen 80 %. Förklaring till detta är som tidigare nämnts den stora mängd vindkraft som tillkommit i Mjölby. Även i Linköping har självförsörjningsgraden ökat stadigt under den analyserade tidsperioden, vilket främst beror på tillkommande mängd kraftvärme, men även tillkommande elproduktion i form av vattenkraft

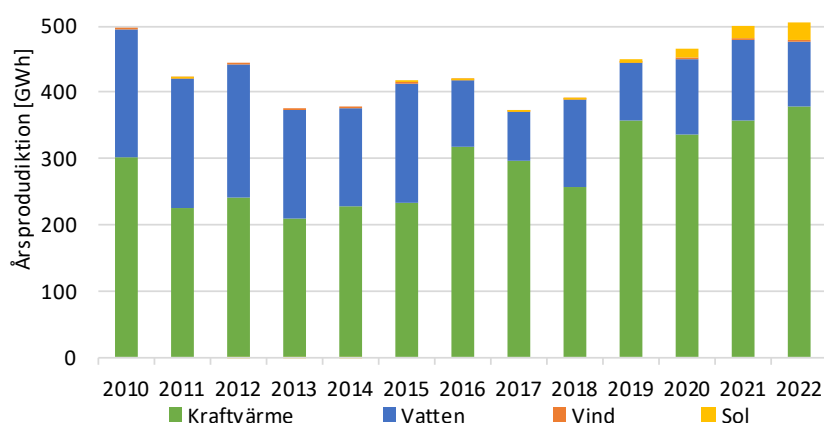
(administrativt)<sup>16</sup> och solel. I dag ligger självförsörjningsgraden på närmare 40 % på årsbasis i Linköping. I Katrineholm har den lokala elproduktionen endast ökat marginellt under analysperioden och är idag ca 10 % av totalt elbehov.



Figur 27: Självförsörjningsgrad med avseende på energi för respektive ort åren 2010–2022.

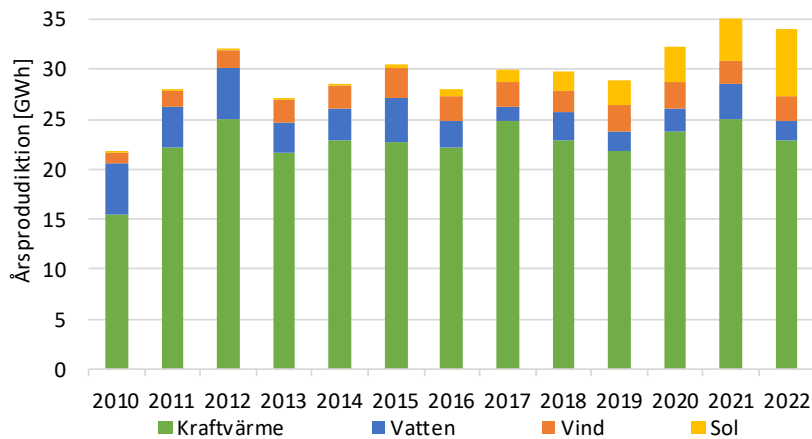
All lokal elproduktion avlastar alltså regionen och nationellt utifrån ett energiförsörjningsperspektiv. Men även ur energiperspektiv blir det viktigt att man har möjlighet att lagra energi exempelvis i vattenmagasin, med bränslen (t ex biobränsle, biololja eller pellets) eller batterier eftersom det kan finnas dagar eller veckor med underskott eller överskott. Ett alternativ är att kunna överföra elen till andra orter där det finns behov, men oavsett lösning kommer överföringskapacitet att vara en viktig faktor för att detta ska fungera. Det är egentligen bara lokal elproduktion som har förmåga att producera vid behov som reducerar behovet av elnätstärkning. Att Mjölby har hög självförsörjning är alltså positivt, men det betyder inte att det nödvändigtvis avlastar elnätet.

I Figur 28 - Figur 30 visas årsproduktionen av el per kraftslag i respektive ords lokalnät för perioden 2010–2022. Av figurerna syns det tydligt de stora skillnaderna mellan orterna särskilt att Linköping och Katrineholm domineras av kraftvärme medan vindkraft står för klart störst produktion i Mjölby. Sen är det stora skillnader i andel produktion av totalt elbehov som framgår av Figur 27.

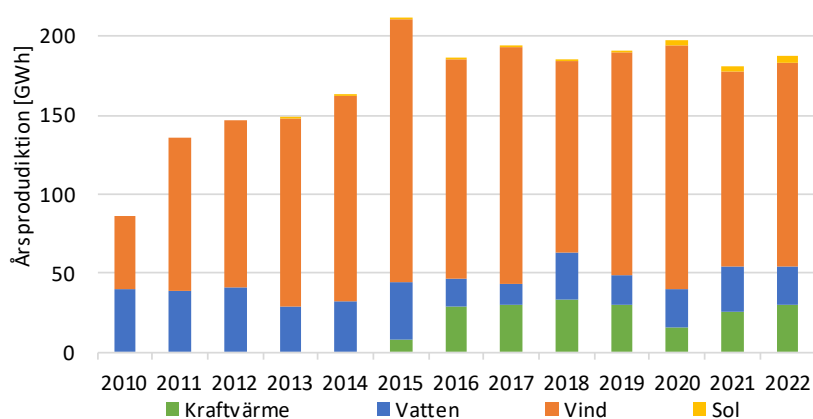


Figur 28: Elproduktion per kraftslag i Linköpings lokalnät 2010–2022.

<sup>16</sup> Vattenkraften har fysisk funnits hela perioden, men ingår numera i nätområdet som det inte gjorde tidigare.



Figur 29: Elproduktion per kraftslag i Katrineholms lokalnät 2010–2022.

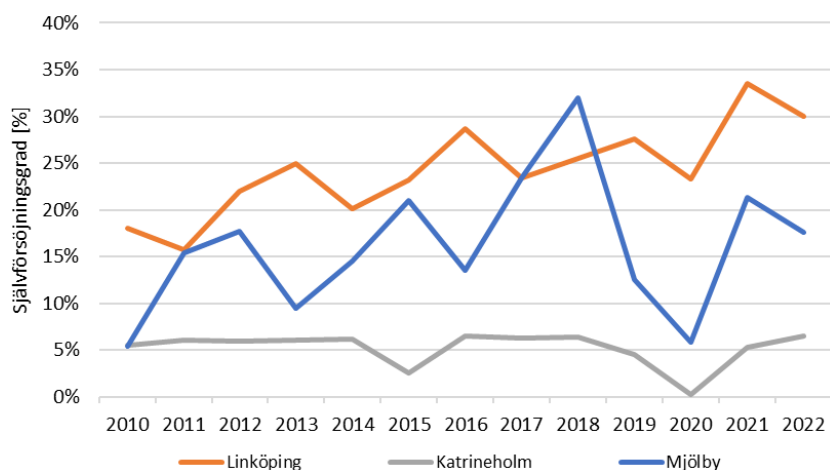


Figur 30: Elproduktion per kraftslag i Mjölby lokalnät 2010–2022.

## 5.2 Självförsörjningsgrad effekt från överliggande nät

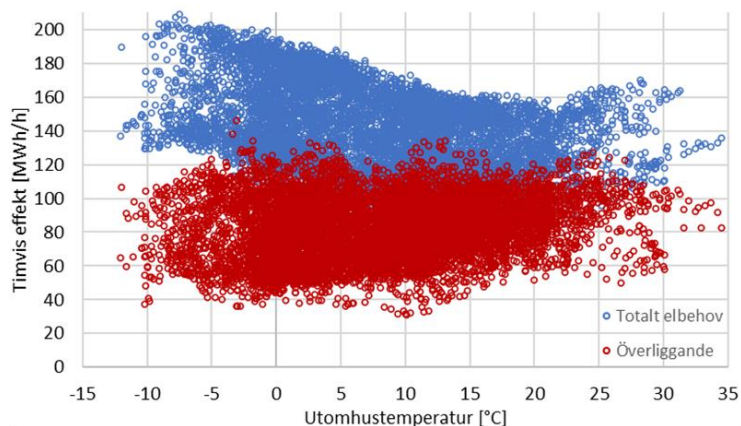
Självförsörjningsgrad med avseende på effekt definieras som den andel av det maximala effektbehovet som tillgodoses internt inom nätområdet genom exempelvis kraftvärme. Det innebär att ju större självförsörjningsgrad desto mindre kapacitet behövs från överliggande nät vid effekttoppar.

Ur ett årsenergiperspektiv är självförsörjningsgraden hög för Mjölby, men när man ser på det hela ur ett effektperspektiv blir bilden en annan, se Figur 31. Mjölby har visserligen en självförsörjningsgrad om ca 80 % när det gäller årsenergi, men vad gäller självförsörjningsgrad för effekt är nivån endast ca 15 %. Dessutom varierar självförsörjningsgraden ganska mycket mellan år. Linköping har också en viss variation mellan år, men betydligt mindre än för Mjölby samtidigt som försörjningsgraden generellt sett har ökat i högre uträkning än för Mjölby. För Katrineholm är självförsörjningsgraden med avseende på effekt låg, vilket är något som inte har förändrats nämnvärt under analysperioden.



Figur 31: Självförsörjningsgrad med avseende på effekt för perioden 2010–2022.

Notera att maximalt elbehov och maximalt uttag från överliggande nät inte behöver ske vid samma tillfälle. I Figur 32 visas ett exempel för Linköping, se även figurer i avsnitt 4.1, där maximalt elbehov inträffar vid ca  $-8^{\circ}\text{C}$  medan maximalt uttag från överliggande elnät inträffade vid  $-3^{\circ}\text{C}$ . Vid det högsta elbehovet 208,8 MW som inträffar på en vardag i december kl. 17-18 producerar kraftvärmen på en effekt om drygt 87 MW (vid ett elpris om 596 SEK/MWh). Vid det högsta uttaget från överliggande nät 146,3 MW som inträffar på en vardag i januari kl. 8-9 producerade kraftvärmen 35 MW (vid ett elpris om 92 SEK/MWh).



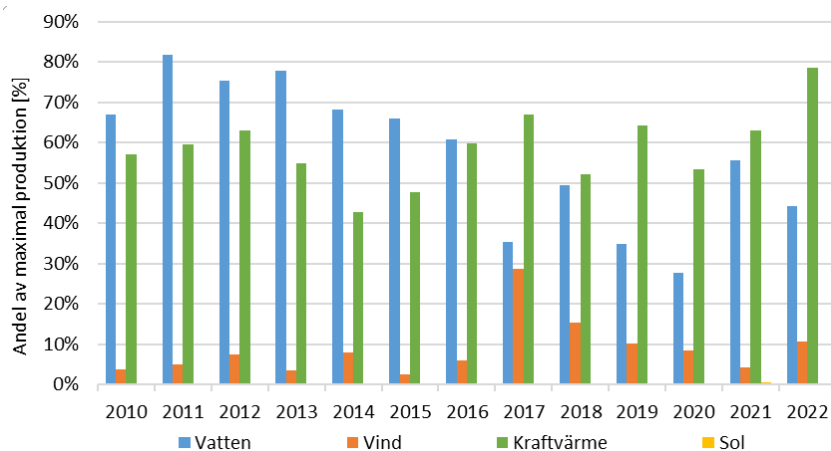
Figur 32: Totalt elbehov och uttag från överliggande elnät timvis för Linköping år 2022.

Som det visades i avsnitt 4.2 – 4.5 är det främst kraftvärmen, och i viss utsträckning vattenkraften, som producerar då utomhustemperaturen är låg och därmed elbehovet är högt. Notera att det är också dessa kraftslag som man har störst möjlighet att styra, dvs. som producerar utifrån behov, vilken vindkraft och solex inte kan i samma utsträckning.<sup>17</sup> Den elproduktion som kraftvärmen bidragit med historiskt har reducerat uttaget från överliggande nät, men det betyder inte att målet har varit att uppnå lägsta möjliga uttag från överliggande elnät. På alla tre orterna har Tekniska verken ett abonnemang mot regionnätet som man inte ska överstiga, men så länge man klarar detta finns det inget ytterligare incitament för att reducera uttaget. Det finns istället andra parametrar som man styr efter, som exempelvis elpris eller att prioritera värmeproduktionen.

<sup>17</sup> Det går att styra ned vindkraft och solex, men inte att producera om det är vindstilla respektive mörkt ute.

### 5.3 Kraftslagens bidrag vid ett högt elbehov

För att ge ytterligare ett perspektiv på hur mycket respektive kraftslag bidrar när det verkligen behövs, ser vi på respektive kraftslags produktionsbidrag vid ett högt elbehov.<sup>18</sup> För Linköping har vi satt gränsen för ett högt elbehov till 200 MW, vilket överskrids i snitt 111 timmar per år (minst 14 timmar och maximalt 264 timmar). Utifrån detta visas årsvis hur hög elproduktionen från respektive kraftslag i genomsnitt varit, procentuellt av maximalt, då elbehovet är högre än 200 MW.<sup>19</sup> Som Figur 33 visar är det främst kraftvärme och vattenkraft som har en hög andel elproduktion då det totala elbehovet är högt. Genomsnittlig effekt för kraftvärmens var 61 MW (lägst 45 MW och högst 82 MW) medan vattenkraften hade 23 MW (lägst 11 MW och högst 33 MW). Ur ett nätperspektiv har enda incitament för att producera vid ett högt elbehov varit att inte överstiga totalt abonnemang, det är istället elpriset som främst styr produktionen. Undantaget är 2022 då det fanns ett incitament från Svenska Kraftnät, då var också produktionen från kraftvärme som högst.



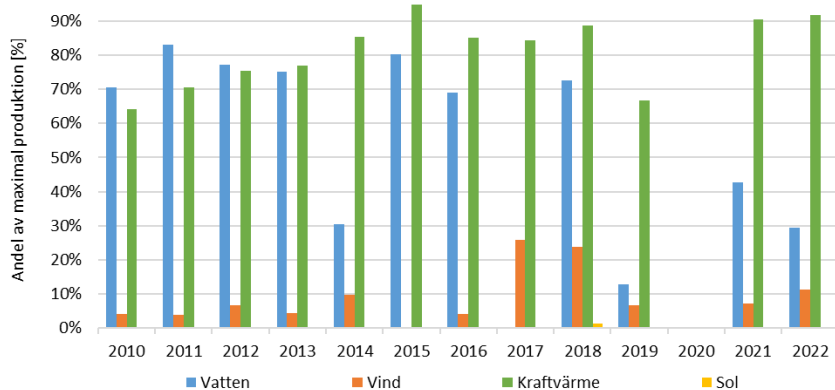
Figur 33: Andel av maximal produktion i Linköping då elbehovet överstiger 200 MW.

För Katrineholm har vi satt gränsen för ett högt elbehov till 70 MW, vilket överskrids i snitt 89 timmar per år (minst 0 timmar och maximalt 328 timmar). Förklaringen till det stora spannet i antal timmar med högt elbehov är att Katrineholm har en större andel eluppvärmning än i Linköping.

Genomsnittlig produktion per kraftslag som andel av maximal produktion då elbehovet överstiger 70 MW visas i Figur 34. Som ses av figuren är det främst kraftvärme och vattenkraft som har en hög elproduktion då elbehovet är högt. Notera att värden saknas för vårmåret 2020 eftersom elbehovet inte översteg 70 MW det året.

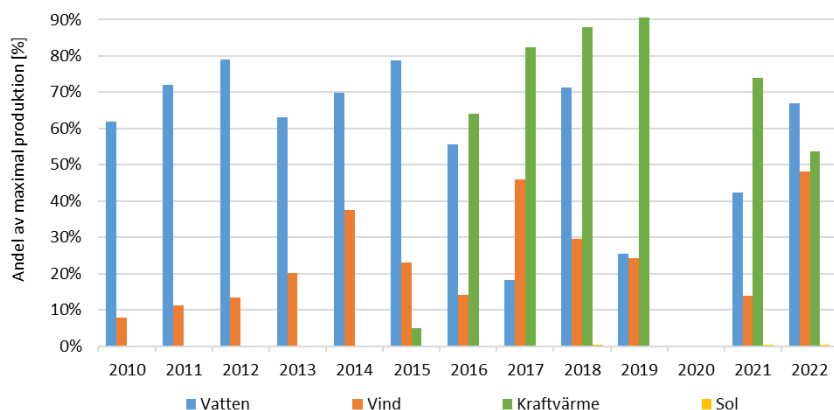
<sup>18</sup> Gränsen för högt elbehov har satts utifrån en bedömning, ett effektbehov som helst inträffar varje år men inte allt för många gånger varje år. I Linköping sattes det till 87% av maximalt effektbehov medan det är 79 % i Katrineholm och Mjölby. Det kan sättas högre i Linköping då det är mindre variation i effektbehov mellan år.

<sup>19</sup> Som exempel om kraftvärmens har en maximal effekt om 100 MW och producerar i snitt 80 MW då elbehovet är högt, då blir värdet 80 %.



Figur 34 Andel av maximal produktion i Katrineholm då elbehovet överstiger 70 MW.

I Mjölby har vi satt gränsen för ett högt elbehov till 42 MW, vilket inträffar i snitt 230 timmar per år (minst 0 timmar och maximalt 884 timmar) så även här varierar elbehovet mycket mellan år då elbehovet är spetsigare än i Linköping. I Figur 35 visas genomsnittlig produktion per kraftslag som andel av maximal produktion då elbehovet överstiger 42 MW. Som ses av figuren är det främst kraftvärme och vattenkraft som har en hög elproduktion då elbehovet är högt. Notera att kraftvärmens tillkom under slutet av 2015, samt att det tillkom en del vindkraft mellan 2010–2013. Även i Mjölby saknas värden för 2020 eftersom elbehovet inte översteg 42 MW det året.



Figur 35: Andel av maximal produktion i Mjölby då elbehovet överstiger 42 MW.

Enligt nedan framgår hur det högsta totala elbehovet varierar mellan på de olika orterna, vilket påverkas mycket av uppvärmningen. Det finns även andra påverkansfaktorer, men hur uppvärmningen sker är en viktig del. Nedan visas maximalt genomsnittligt elbehov för perioden 2010–2022, samt maximal avvikelse uppåt respektive nedåt.

- I Linköping var maximalt elbehovet i snitt 218 MW (+6 % och -5 %)
- I Katrineholm var maximalt elbehovet i snitt 79 MW (+13 % och -13 %)
- I Mjölby var maximalt elbehovet i snitt 49 MW (+9 % och -16 %)



## 6 Konsekvenser om fjärrvärmens förviner

I detta avsnitt görs en uppskattning av konsekvenserna för elnätet av att fjärrvärmens förviner helt, vilket också innebär att all lokal elproduktion i form av kraftvärme går förlorad. Uppvärmningen som måste lösas på annat sätt än med fjärrvärme antar vi, för jämförbarhetens skull, kommer att ske med värmepumpar som idag är det främst alternativet för uppvärmning.<sup>20</sup> För att omvandla uppvärmningsbehov till eleffekt har vi använt ett årsCOP<sup>21</sup> om 3,7 som bedöms vara ett genomsnittligt tillämpligt värde för värmepumpar för olika behov. Värdet på årsCOP kan skilja en del mellan olika aktörer och system, där vissa kan ha något lägre och andra något högre årsCOP. Med det antagna värde utgås det också från att värmepumparna inte kräver någon elspets när det är som kallast, vilket annars skulle innebära ett tydligt högre eleffektbehov. Notera att en konvertering till värmepumpar också skulle innebära stora investeringar för kunderna, men någon bedömning av detta inkluderas inte i denna studie. Ovanstående avveckling skulle i alla fall innebära ett ökat elbehov jämfört med idag och därmed ett ökat kapacitetsbehov i elnäten, vilket är fokus för denna studie.

När det gäller förluster i fjärrvärmedistributionen har vi utgått från Tekniska verkens bedömning om 13 % för alla näten. Medan elnätförluster om 3 % inkluderats, vilket är normalt i ett lokalnät.

Analysen av hur mycket maximalt effektbehov kommer att öka om kraftvärmens går förlorad utgår från hur stor dess elproduktionen varit historiskt då elbehovet varit som högst. När det gäller fjärrvärmens bidrag bedömer vi först maximalt effektbehov för uppvärmning. Därefter beräknar vi hur mycket effekt denna uppvärmning motsvarar i eleffekt om man skulle konvertera till värmepumpar. Baserat på detta gör vi slutligen en uppskattning av hur kostnaderna förändras i elnätet då effektbehovet ökas.

Notera att kravet på ökad överföringskapacitet från regionnät till lokalnätet innebär att man måste ersätta både elproduktionen från kraftvärme och det ökade elbehovet för att ersätta fjärrvärmens, inklusive förlusterna i lokalnätet. När det gäller kravet på ökad kapacitet i lokalnätet är det främst elbehovet som uppstår av att fjärrvärmens går förlorad som måste hanteras. Elproduktionen från kraftvärmens sker idag centralt i lokalnätet och denna elproduktion måste redan överföras till de lokala konsumenterna. Analyser kommer att genomföras per ort för regionnät och lokalnät, men för stamnätet kommer vi att ge en sammantagen reflektion för regionen som helhet.

### 6.1 Linköping

I Linköping producerar kraftvärmens ca 350 GWh årligen och har normalt en maximal effekt om ca 90 MW. Som analysen i avsnitt 5.2 visar har kraftvärmens bidragit med ganska mycket effekt vid ett högt elbehov (>200 MW) där genomsnittet har historiskt legat på 61 MW. Notera att detta gäller perioden 2010–2022 där man inte haft som mål att minimera uttag från överliggande nät. Endast under 2022 har man haft ett visst incitament då man fick en propå från Svenska Kraftnät att

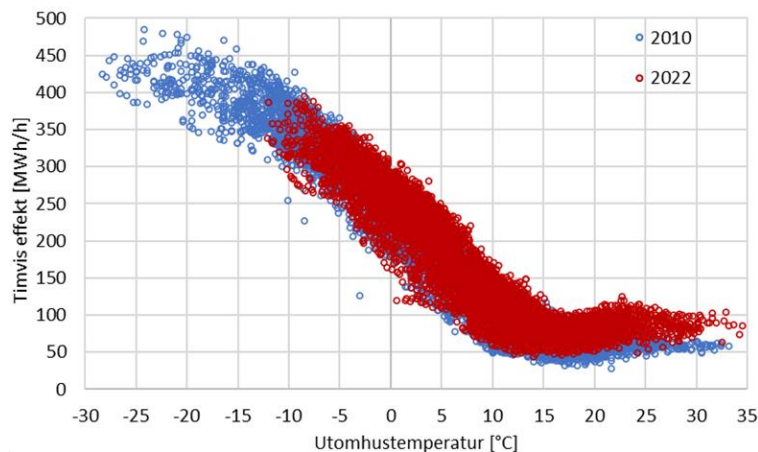
---

<sup>20</sup> Det finns en möjlighet att viss konvertering sker till uppvärmning som inte är elbaserad, till exempel pellets och gas, men denna andel torde vara mycket liten.

<sup>21</sup> ÅrsCOP (även SCOP, Seasonal Coefficient of Performance) är mer rättvisande än COP då det tar hänsyn till värmepumpens prestanda över värmesäsongen, vilket inkluderar tillfällena med låga och höga temperaturer. När SCOP anges i produktblad mäts den oftast enligt en standard där man endast tillåter utomhustemperaturen att vara så låg som -7°C, så faktiskt COP är lägre vid kallare utomhustemperaturer.

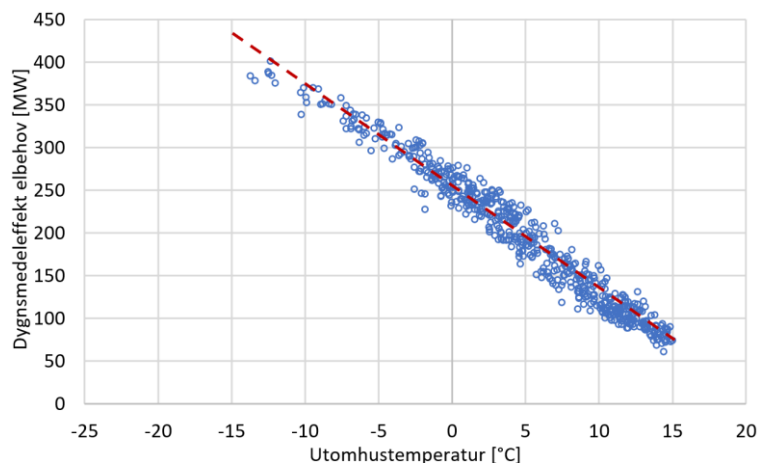
medverka till effektbalansen och under 2022 var bidraget 82 MW, vilket är det högsta värdet av alla de inkluderade.<sup>22</sup>

För att göra en bedömning av hur mycket ytterligare eleffekt som måste tillkomma om fjärrvärmens förvinner helt får vi också se hur fjärrvärmeleveranserna förhåller sig till utomhustemperaturen på timvis nivå. I Figur 36 visas timvis värden i Linköping för åren 2010 och 2022 detta eftersom 2022 var ett ganska varmt år och 2010 ett kallår som gör att man ser hur förbrukningsprofilen ser ut vid låga temperaturer. Som ses av figuren har förbrukningsprofilen ökat något över åren, men förbrukningen är linjärt stigande vid sjunkande temperatur på samma sätt som tidigare. Maximalt effektbehov för fjärrvärmens var 485 MW (vid  $-24,2^{\circ}\text{C}$ ) år 2010 och 394 MW (vid  $-8,5^{\circ}\text{C}$ ) år 2022. Årsproduktionen för fjärrvärmens ligger på ungefär 1 430 GWh.



Figur 36: Fjärrvärmeeffekt mot temperatur timvis för Linköping år 2010 och 2022.

För att beräkna vad ett bortfall av all fjärrvärme skulle motsvara vid alternativ uppvärmning börjar vi med att ta fram en aktuell effektkurva på dygnsmedelvärden för åren 2021–2022. Vi exkluderar värden över  $15^{\circ}\text{C}$ <sup>23</sup> för att göra en bedömning av effektbehovet vid dimensionerande utomhustemperatur som är  $-14,2^{\circ}\text{C}$ , vilket motsvarar en dygnsmedeleffekt om 427 MW värme.



Figur 37: Dygnsmedeleffekt mot temperatur för fjärrvärmens åren 2021–2022 i Linköping.

<sup>22</sup> Svenska kraftnät säkrade tillgång till upp emot 60 MW för mothandel och omdirigering, vilket skulle avlasta vissa ledningar och ge en ökad överföringskapacitet från norr till söder ([www.svk.se](http://www.svk.se)).

<sup>23</sup> Detta eftersom effektbehov ökar linjärt vid temperaturer under  $15^{\circ}\text{C}$ .

För att ta hänsyn till fjärrvärmens dygnsvariation under vintern beräknas dygnsmedeleffekt under vintermånaderna december – februari för åren 2021–2022 som är ca 280 MW och jämförs med genomsnittlig maximalt värde som är 311 MW, dvs en skillnad om 31 MW. Det innebär att den timvisa maxeffekten uppskattas till 427 MW plus 31 MW alltså 458 MW. Bedömda förluster i fjärrvärmenätet är ca 13 % enligt Tekniska Verken, vilket ger en behövd timvis maxeffekt om 399 MW.

För omvandla detta uppvärmningsbehov till eleffekt har vi som sagt använt ett årsCOP om 3,7 vilket ger ett maximalt eleffektbehov om 108 MW (med en antagen nätförlust om 3 % blir det istället 111 MW) och ett elenergibehov om drygt 360 GWh.<sup>24</sup>

För att få till stånd denna konvertering krävs alltså ytterligare elproduktion om 710 GWh, dvs. 360 GWh för att ersätta fjärrvärmens och 350 GWh för att ersätta kraftvärmeproduktionen. Utöver detta tillkommer ett behov av en väsentlig förstärkning av elnätet.

### 6.1.1 Regionnät

Ifall elproduktionen från kraftvärmens och uppvärmningen fjärrvärmens ska ersättas med värmepumpar behövs en totalt tillkommande effekt om 172 MW, dvs. 111 MW för att ersätta uppvärmning från fjärrvärme och 61 MW lokal elproduktion från kraftvärmens. Denna effekt måste generellt sett finnas tillgänglig när det är som kallast ute och kunna överföras från regionnätet till lokalnätet. Idag är befintligt abonnemang mot regionnätet 165 MW. Detta skulle alltså innebära en dryg dubbling mot idag, vilket inte bedöms som möjligt i närtid särskilt som man bedömer att elbehovet kommer att öka i Linköping.

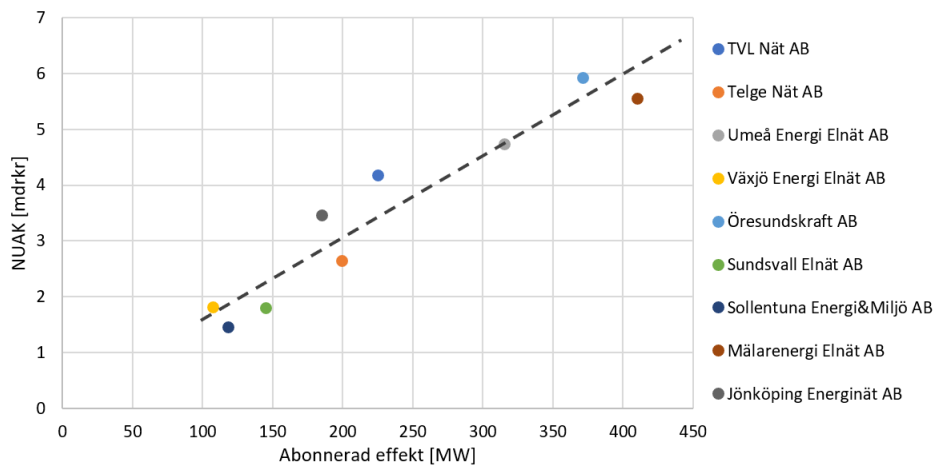
### 6.1.2 Lokalnät

För att göra en ungefärlig bedömning om ungefärlig investeringskostnad för att förstärka lokalnätet, så att det kan hantera det tillkommande effektbehovet, har vi sett på nuanskaffningsvärdet (NUAK) på olika elnät som har ungefär samma karaktär som Linköping, se Figur 38.<sup>25</sup> Nuanskaffningsvärdet ger en bild av hur mycket det kostar att investera i ett nät av respektive storleksordning och bedöms ge en relativt god bild av merkostnad för att förstärka lokalnätet. Av figuren ser man att det finns ett tydligt linjärt samband mellan totalt abonnerad effekt i näten och totala nuanskaffningsvärdet. Utifrån diagrammet kan vi utläsa att kostnaden per tillkommande effekt är ca 14,7 Mkr/MW. Ett tillkommande effektbehov i lokalnätet om 108 MW skulle alltså innebära en kostnad på ungefär 1 600 Mkr.

---

<sup>24</sup> Ett annat COP får stor betydelse för bedömt effektbehov ett COP om 3,4 ger 117 MW och 4,0 ger 100 MW, då nätförluster exkluderas.

<sup>25</sup> Främst att de ligger i samma härad med avseende på abonnerad effekt och ledningslängd per abonnemang.

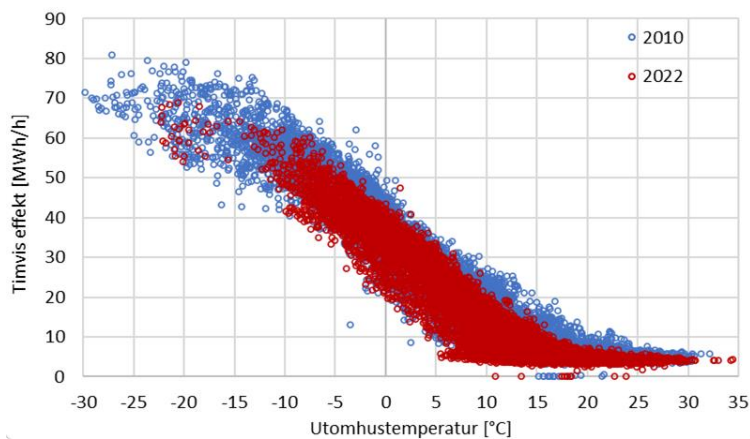


Figur 38: NUAK för olika elnät av ungefär samma storleksordning som Linköpings elnät.

## 6.2 Katrineholm

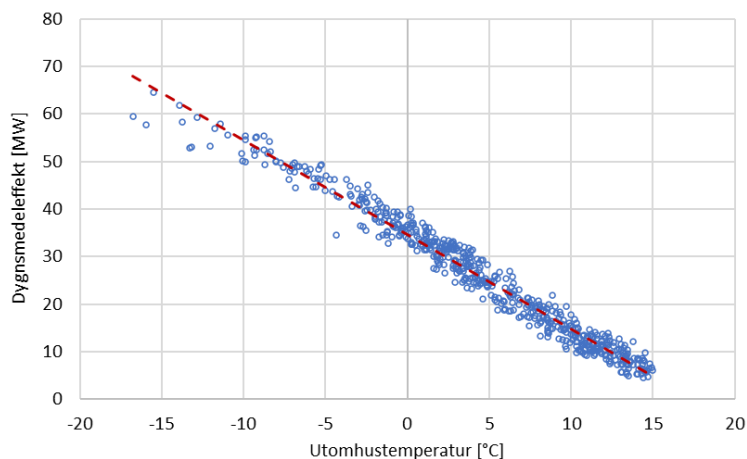
I Katrineholm producerar kraftvärmen ca 23 GWh årligen och har normalt en maximal effekt om närmare 5 MW. Som analysen i avsnitt 5.2 visar har kraftvärmen under perioden 2010–2022 bidragit med i genomsnitt 4,1 MW vid ett högt elbehov (>70 MW).

När det gäller fjärrvärme visas hur producerad effekt förhåller sig till utomhustemperaturen på timvis nivå för åren 2010 och 2022 i Figur 39. Som ses av figuren har förbrukning sjunkit något över tid, men förbrukningsprofilen är ungefär den samma. Maximalt effektbehov för fjärrvärmen var 81,6 MW (vid  $-30,2^{\circ}\text{C}$ ) år 2010 och 69,0 MW (vid  $-20,6^{\circ}\text{C}$ ) år 2022. Årsproduktionen ligger på ungefär 190 GWh.



Figur 39: Fjärrvärmeeffekt mot temperatur, Katrineholm 2010 och 2022.

För att bedöma vad detta skulle motsvara vid alternativ uppvärmning tar vi återigen fram en aktuell effektkurva på dygnsmedelvärden för åren 2021–2022. Värden över  $15^{\circ}\text{C}$  exkluderas för att göra en bedömning av effektbehovet vid dimensionerande utomhustemperatur som är  $-14,2^{\circ}\text{C}$ , vilket motsvarar en dygnsmedeleffekt om 63 MW.



Figur 40: Dygnsnedeleffekt mot temperatur för fjärrvärmens åren 2021–2022 i Katrineholm.

För att beakta dygnsvariationen under vinter beräknar vi dygnsnedeleffekt under vintermånaderna december – februari för åren 2021–2022, vilken är ca 40 MW medan genomsnittlig maximalt värde är ca 46 MW, dvs en skillnad om 6 MW. Det innebär att den timvisa maxeffekten uppskattas till 63 MW plus 6 MW alltså 69 MW. Bedömda förluster i fjärrvärmensätet är ca 13 % enligt Tekniska Verken, vilket ger en maxeffekt om 60 MW.

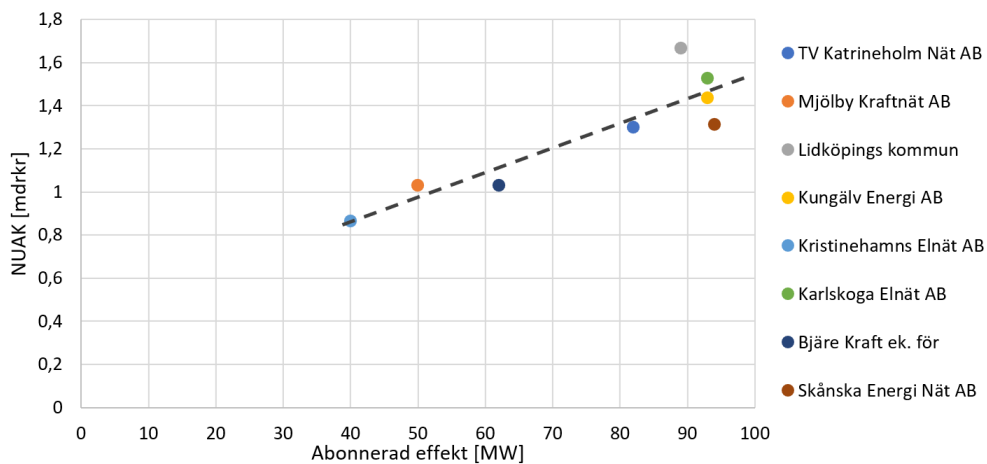
För att omvandla detta uppvärmningsbehov till eleffekt har vi använt ett årsCOP om 3,7 på samma sätt som för Linköping, vilket ger ett maximalt eleffektbehov om 16,2 MW (och med en antagen nätförlust om 3 % blir det istället 16,8 MW) och ett elenergibehov om drygt 46 GWh.

### 6.2.1 Regionnät

För att ersätta elproduktionen från kraftvärmens och fjärrvärmens med värmepumpar behövs en tillkommande effekt om 20,9 MW, dvs. 16,8 MW för att ersätta uppvärmning från fjärrvärme och 4,1 MW lokal elproduktion från kraftvärmens. Idag är befintligt abonnemang mot regionnätet 81 MW, vilket innebär att abonnemanget skulle behöva utökas om det är möjligt.

### 6.2.2 Lokalnät

För att bedöma investeringskostnaden i lokalnätet för att hantera tillkommande effektbehov utgår vi även här från nuanskningsvärdet i olika elnät som har ungefär samma karaktär som Katrineholm, se Figur 41. Av det linjära sambandet mellan storleken totalt abonnerad effekt i näten och totala nuanskningsvärdet kan vi utläsa att kostnaden per tillkommande effekt är ca 11,7 Mkr/MW. Ett tillkommande effektbehov i lokalnätet om 16,2 MW skulle alltså innebära en kostnad om ca 190 Mkr.

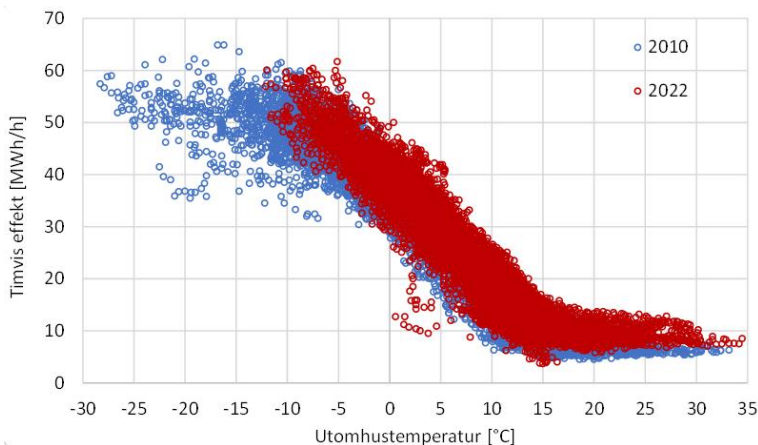


Figur 41: NUAK för olika elnät av ungefär samma storleksordning som Katrineholm elnät.

### 6.3 Mjölby

I Mjölby producerar kraftvärmen drygt 27 GWh årligen och har normalt en maximal effekt om närmare 9 MW. Som analysen i avsnitt 5.2 visar har kraftvärmen historiskt 2016–2022 bidragit med i genomsnitt 7,1 MW vid ett högt elbehov (>42 MW).<sup>26</sup>

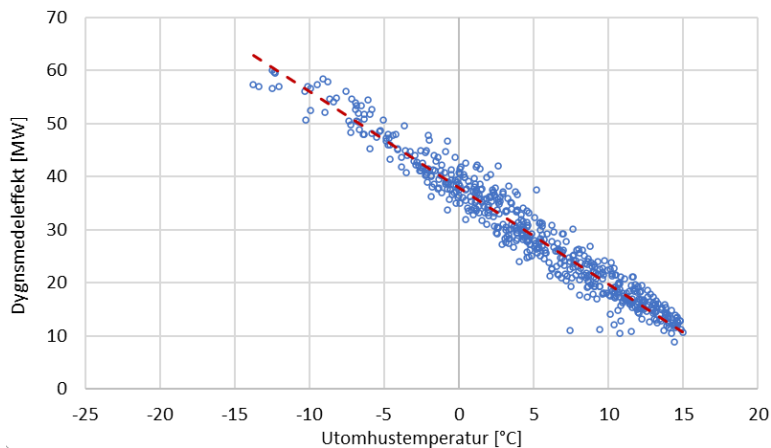
När det gäller fjärrvärme visas hur producerad effekt förhåller sig till utomhustemperaturen på timvis nivå för åren 2010 och 2022 i Figur 42. Som diagrammet visar har förbrukning ökat något över tid, men att profilen är ungefär den samma. Maximalt effektbehov för fjärrvärmen var 64,9 MW (vid -16,8°C) år 2010 och 61,7 MW (vid -5,1°C) år 2022. Årsproduktionen ligger på ungefär 220 GWh.



Figur 42: Fjärrvärmeeffekt mot temperatur, Mjölby 2010 och 2022.

En effektkurva med dygnsmedelvärden för åren 2021–2022 visas i Figur 43. Värderna över 15 °C exkluderas för att göra en bedömning av effektbehovet vid dimensionerande utomhustemperatur som är -14,3 °C, vilket motsvarar en dygnsmedeleffekt om 63,9 MW.

<sup>26</sup> Som tidigare påpekats körde kraftvärmen igång först under 2015 och att första helårsproduktionen var 2016.



Figur 43: Dygnsmideleffekt mot temperatur för fjärrvärmn åren 2021–2022 i Mjölby.

För att beakta dygnsvariationen under vintern beräknar vi dygnsmideleffekten under vintermånaderna december – februari för åren 2021–2022, vilken är 41,8 MW medan genomsnittlig maximalt värde är ca 48,5 MW, dvs en skillnad om 6,7 MW. Det innebär att den timvisa maxeffekten uppskattas till 63,9 MW plus 6,7 MW, alltså 70,6 MW. Bedömda förluster i fjärrvärmnätet är ca 13 % enligt Tekniska Verken, vilket ger en behövd maxeffekt om 61,4 MW.

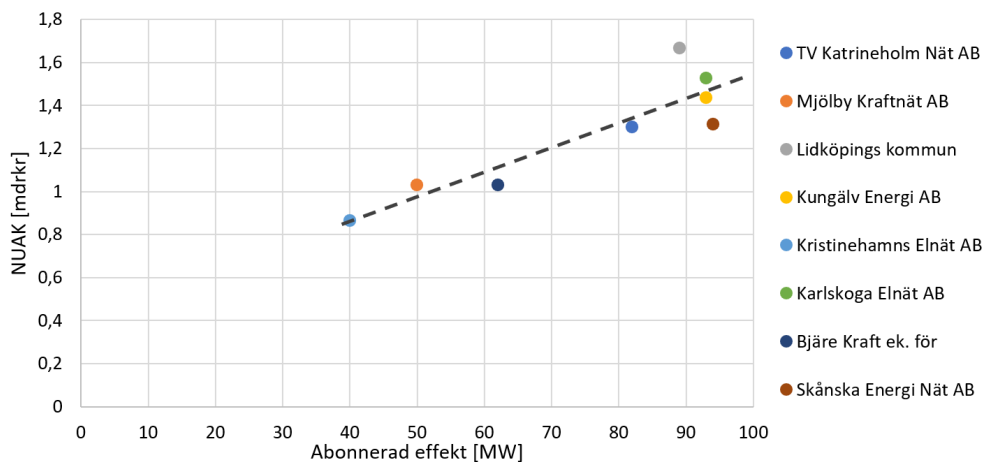
För att omvandla detta uppvärmningsbehov till eleffekt har vi använt ett årsCOP om 3,7 på samma sätt som tidigare, vilket ger ett maximalt eleffektbehov om 16,6 MW (och med en antagen nätförlust om 3 % blir det istället 17,1 MW) och ett elenergibehov om drygt 53 GWh.

### 6.3.1 Regionnät

För att ersätta elproduktionen från kraftvärmn och fjärrvärmn med värmepumpar behövs en tillkommande effekt om 24,2 MW, dvs. 17,1 MW för att ersätta uppvärmning från fjärrvärme och 7,1 MW lokal elproduktion från kraftvärmn. Idag är befintligt abonnemang mot regionnätet 43 MW, vilket innebär att abonnemanget skulle behöva utökas om det är möjligt.

### 6.3.2 Lokalnät

För att bedöma investeringskostnaden i lokalnätet för att hantera tillkommande effektbehovet utgår vi även här från nuanskaffningsvärdet i olika elnät som har ungefär samma karaktär som Mjölby, se Figur 38. Av det linjära sambandet mellan storleken totalt abonnerad effekt i näten och totala nuanskaffningsvärdet kan vi utläsa att kostnaden per tillkommande effekt är ca 11,7 Mkr/MW. Ett tillkommande effektbehov i lokalnätet om 16,6 MW skulle alltså innebära en kostnad om ca 194 Mkr.



Figur 44: NUAK för olika elnät av ungefär samma storleksordning som Mjölby elnät.

## 7 Slutsatser och diskussion

I analyserna som genomförts har vi fått en tydlig bild av den nuvarande lokala situationen i elsystemet och detaljer om hur profilerna för lokal elproduktionen skiljer sig åt mellan kraftslag. De har också gett en uppfattning om hur mycket tillkommande elproduktion och nätförstärkningar som krävs om fjärrvärmens och kraftvärmens försvinner på respektive ort. Vi kommer i denna avslutande del sammanfatta resultaten, men även lyfta blicken lite för att sätta in resultaten i en nationell kontext.

### 7.1 Den lokal elproduktionens bidrag till att hantera toppeffektbehov

Utifrån historiska mätdata gällande totalt elbehov, uttag från överliggande elnät och lokal elproduktion har vi fått en ganska tydlig bild av hur olika produktionsslag bidrar till att minska behovet av toppeffekt. På samtliga analyserade orter (Linköping, Katrineholm och Mjölby) har resultaten varit likartade, dvs. att det är ganska hög elproduktion från kraftvärme och vattenkraft när det är kallt ute (lägre än  $-10^{\circ}\text{C}$ ), medan vindkraften och solceller producerar mycket lite vid låga temperaturer. Det är alltså främst kraftvärmens och vattenkraftens bidrag som bidrar med produktion då elbehovet är stort därmed reducerar behov av ytterligare nätkapacitet från överliggande nät.

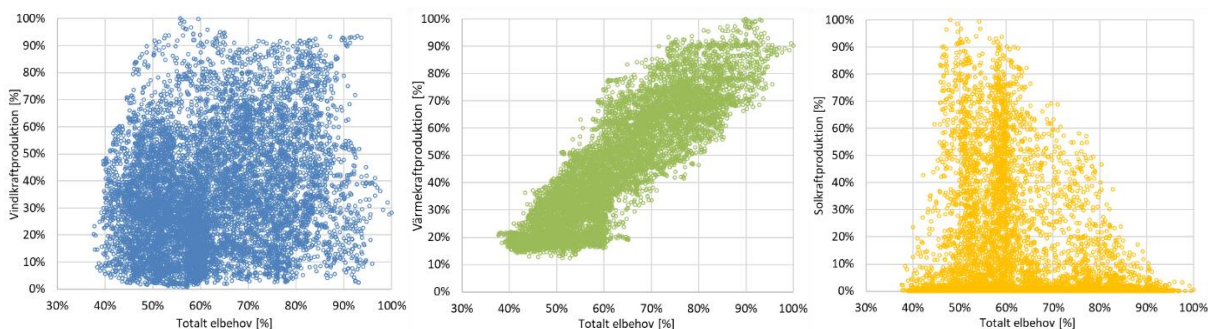
I Energiforskrappporten "Vindkraftens sammanlagring i Norra Europa" framgår det att det uppstår utjämningsseffekt av att sprida vindkraften över ett större geografiskt område.<sup>27</sup> Analyserna inkluderar geografisk spridning av vindkraft i Sverige och hela norra Europa. För att nyttja denna utjämningsseffekt krävs dock att det finns tillräcklig överföringsförmåga i elnäten, vilket inte finns fullt ut varken på stamnäts-, regionnäts- eller lokalnätetsnivå på många platser med tanke på den elektrifiering som förväntas. Ur ett effektperspektiv krävs alltså en utbyggnad av elnäten även om det skulle inkomma en stor mängd vindkraft i lokalnäten. Detta är något illustreras tydlig i Mjölby som har en stor mängd vindkraft i förhållande till sin totala elförbrukning, men ändå har ett ganska stort behov av toppeffekt från regionnätet.

I Figur 45 visas total svensk elproduktion från vindkraft, värmekraft och solkraft mot det totala elbehovet i Sverige. Värdena är normaliserade så att den högsta effekten motsvarar 100 % för att förtydliga jämförelsen. Av diagrammet med vindkraft (till vänster) syns det att vindkraften har en stor

<sup>27</sup> Blomqvist P, Unger T, Odenberger M, Kjellström E. (2023) Vindkraftens sammanlagring i Norra Europa. Energiforsk 2023:938.

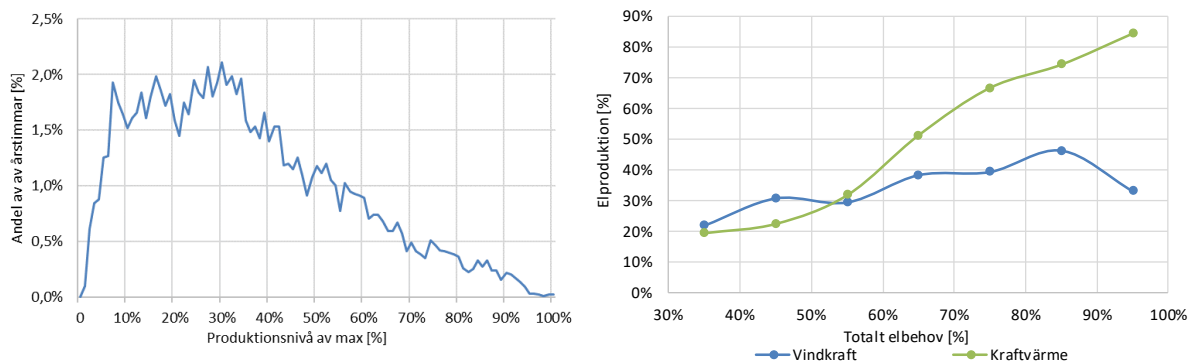


spridning och producerar både när elbehovet är lågt och när det är högt, tack vare att vindkraften är spridd över landet. Kraftvärmens har istället en tydlig koppling till elbehovet, dvs. att elproduktionen ökar då elbehovet ökar. Solkraften har dock en låg produktion då elbehovet är högt trots en spridning över landet. Som tidigare poängterats är det dock en lite orättvis bild för solet då en stor del av soletproduktion har nettomätning. Endast ca 10 % av soletproduktionen består av solcellsparkar som har bruttomätning.<sup>28</sup>



Figur 45: Vindkraft (tv), kraftvärmeproduktion (mitten), solkraft (th) mot totalt elbehov i Sverige 2022. Källa: Svenska Kraftnät.

Även om vindkraften på Sverige-nivå har en geografisk spridning och producerar både när elbehovet är lågt och högt, är det sällan den producerar nära max, Figur 46 (till vänster). Som figuren visar ligger en stor andel av produktionen mellan 10–40 % av maximal produktionsförmåga, och en relativt liten andel av produktionen är över 70 % av maximal produktionsförmåga. I Figur 46 (till höger) visas genomsnittlig elproduktion för vindkraft och kraftvärmeproduktion som andel av maximal produktionsförmåga för olika nivåer på totalt elbehov (indelade i 10 % intervaller).<sup>29</sup> Som figuren visar så sjunker snittproduktionen då elbehovet är väldigt högt, dvs. över 90 %.



Figur 46: Vindkraftens produktionsfördelning (till vänster) och medelproduktion för vindkraft och kraftvärmeproduktion för olika nivåer av totalt elbehov (till höger) i Sverige år 2022. Källa: Svenska Kraftnät

Förklaringen till att vindkraft ger låg elproduktion då elbehovet är högt beror på att det är lite vind när det är riktigt kallt på vintern.<sup>30</sup> Samtidigt producerar kraftvärmens främst el då det finns ett värmeunderlag, dvs. då det är kallt ute, vilket ger det en god korrelation mot totalt elbehov. Till detta finns det möjlighet att styra produktion utifrån elpriset. Vattenkraftproduktionen styrs också av

<sup>28</sup> <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2023/11/National-Survey-Report-of-PV-Power-Applications-in-Sweden%E2%80%932022.pdf>

<sup>29</sup> Alltså genomsnittlig produktionsnivå i 10 %-intervall för totalt elbehov, t ex 30–40 %, 40–50 %.

<sup>30</sup> Detta har konstaterats i denna studie och Blomqvist m.fl., 2023, men där fanns det dock indikation på att vid havet i södra Sverige är inte detta samband lika tydligt.

elpriset då man vill maximera intäkten, under förutsättning att man har vattenmagasin som möjliggör lagring. I annat fall är det tillrinning av vatten som påverkar hur man producerar.

Utifrån ovanstående är det relevant att ställa sig frågan hur mycket elpriset skulle påverkas om all fjärrvärme och kraftvärme avvecklades med tanke på dessa höga korrelation med efterfrågan.

## 7.2 Fjärrvärmens bidrag till att hantera toppeffektbehov

För tydlighet har det i denna fallstudie antagits att all fjärrvärme ersätts med värmepumpar, där vi utifrån maximal värmeeffekt tillämpat ett årsCOP om 3,7 i våra bedömningar av tillkommande eleffekt i lokalnätet. När det gäller förluster i fjärrvärmedistributionen har vi utgått från Tekniska verkens bedömning om 13 %. När det gäller krav på ökad kapacitet i regionnäten vi utgått från beräknat toppeffektbehov vid en konvertering plus nätförluster om 3 %, samt levererad effekt från kraftvärmens eftersom den försvinner om fjärrvärmens gör det.

Om fjärrvärmens och därmed kraftvärmens försvinner på all tre orterna innebär det att man måste öka elproduktionen motsvarande ca 860 GWh för att kompensera detta. Med tanke på den elektrifieringsväg som förväntas och där många scenarier pekar på ett ökat elbehov som är upp emot det dubbla mot dagens elbehov om ca 140 TWh torde det bli en rejäl utmaning.

En tillräcklig effektillgänglighet är dock kanske den svåraste frågan där det skulle behövas investeras rejält i lokalnätet på respektive ort. Det handlar totalt om att hantera en ökad kapacitet om ca 141 MW, vilket motsvarar investeringar i lokalnäten om drygt 1 980 miljoner kronor sammantaget för de tre orterna.

Till detta kommer den potentiellt ännu större svårigheten att överföra all den el som behövs från regionnät till lokalnät där effektbehovet blir större då man måste hantera bortfallet även från kraftvärme, se Tabell 4. Notera att det effektbortfall som i kraftvärmens innebär grundar sig på historiska data då man inte haft incitament att reducera uttag från regionnätet mer än till den abonnerade gränsen. Sammanlagt tillkommer ett effektbehov om ca 217 MW för de tre orterna.

Tabell 4: Sammanställning av resultat från fallstudierna i Linköping, Katrineholm och Mjölby.

Produktion nuläge	Linköping	Katrineholm	Mjölby	Sammanlagt
Årsenergi kraftvärme	350 GWh	23 GWh	27 GWh	400 GWh
Maxeffekt <sub>el</sub> medel	82 MW	4,1 MW	7,1 MW	93,2 MW
Årsenergi fjärrvärme	1 430 GWh	190 GWh	220 GWh	1 840 GWh
Maxeffekt <sub>värme</sub> medel	458 MW	69 MW	71 MW	598 MW
Konsekvens avveckling	Linköping	Katrineholm	Mjölby	Sammanlagt
Effektbehov lokalnät	108 MW	16,2 MW	16,6 MW	140,8 MW
Elenergi lokalnät	360 GWh	46 GWh	53 GWh	459 GWh
Kostnad lokalnät	1 600 MSEK	190 MSEK	194 MSEK	1 984 MSEK
Effektbehov regionnät	172 MW	20,9 MW	24,2 MW	217,1 MW
Elenergi regionnät	710 GWh	69 GWh	80 GWh	859 GWh

Utöver ovanstående behöver även stamnätet kunna överföra tillräcklig effekt, från där elen produceras till respektive ort, vilket uppenbarligen var en utmaning redan 2022 med tanke på det avtal man gjorde med Tekniska Verken i Linköping. Det tillkommande toppeffektbehovet för regionen torde bli ungefär den samma som för regionnätet, dvs ca 217 MW. Ett problem på nationell nivå blir då, som illustrerades i Figur 45, att kraftvärme (och fjärrvärme som har samma produktionsprofil) som producerar då elbehov är som störst ersätts med vindkraft och solceller som inte

har denna produktionsprofil. Det innebär att hantering av toppeffektbehov torde blir en allt större utmaning.

I ovanstående utgår vi från att profilen på elförbrukningen kommer fortsätta att se ut som idag, men det finns dock sätt att hantera detta förutom förstärkningar av elnäten. Andra sätt att hantera detta kommer att behöva utvecklas, t ex genom lagring och förbrukningsflexibilitet. När det gäller dagens elbehov, exemplet för Katrineholm Figur 9, är gapet ca 30 % mellan den högsta timmen på vid kl. 17-18 och den lägsta timmen kl. 03-04. Det innebär att en förskjutning av förbrukningen skulle kunna bidra till att minska toppeffektbehov. Om vi beräknar en optimal flexibilitet, dvs. att förbrukningen blir helt jämn, kan effekten teoretiskt reduceras med ungefär 12 %.<sup>31</sup> Motsvarande potentiell reduktion för Linköping är 15 % och för Mjölby 14 %. Detta kan alltså hjälpa till en del, notera att siffrorna visar teoretisk potential, men med tanke på det kraftigt ökade effektbehovet behövs mycket stora elnätsinvesteringar oavsett.

### 7.3 Övriga aspekter på lokal produktion av el och värme

Som vi nämnde inledningsvis pågår en allmän elektrifiering i samhället, t ex genom en elektrifiering av fordonssektorn och industrin. Detta kommer med all sannolikhet innebära att såväl stamnätet som regionnäten och lokalnäten i Sverige behöver förstärkas. Som vi visat i denna fallstudie har den lokala elproduktionen och fjärrvärmens en viktig roll i att avlasta elnäten, men även för effektbalansen nationellt. Den lokal el- och värmeproduktion skulle potentiell kunna bidra ytterligare om incitamenten för att producera vid ansträngda situationer förstärks, men hur mycket och hur incitament bör se ut kvarstår att svara på. Hur värdefullt bidraget från fjärr- och kraftvärmens är bör också ställas i relation till stadsutvecklingen som planeras i regionen, vilket inte beaktats i denna studie.

Som bedömningen ovan visade kan man i viss utsträckning använda laststyrning i större utsträckning för nuvarande och tillkommande elbehov för att reducerad toppeffektbehovet. När det gäller tillkommande elbehov om fjärrvärmens går förlorad är det viktigt att beakta att det är just uppvärmning, vilken kan jämnas ut i viss utsträckning över dygnet. Uppvärmning sammanfaller dock med att det är kallt ute och då elbehovet är som högst, och det kan vara svårt att flytta laster så långt i tid med enbart styrning.

Vad det gäller konsekvenser av att enstaka kunder byter från fjärrvärme till elvärme (värmepumpar) bedöms det skilja ganska mycket åt från plats till plats. Tekniska verken har haft några sådana situationer där det i något fall gått att genomföra utan några förstärkningar, medan det i andra fall har krävts investeringar i elnätet. Bedömningen är att det generellt ser ut på detta sätt i lokalnäten, dvs. att det på vissa platser finns utrymme för att öka topplaster medan andra platser redan idag kan ha begränsningar.

När det gäller klimatnyttan ur ett nordeuropeiskt systemperspektiv har Profu i Tekniska verkens klimatbokslut för 2022 beräknat att fjärr- och kraftvärmens bidrar med minskade nettoutsläpp om ca 217 000 ton från de tre orterna tillsammans. Om fjärr- och kraftvärmens försvinner innebär det visserligen minskade lokala utsläpp, men betydligt större utsläpp skulle alltså uppstå på andra ställen.

---

<sup>31</sup> Vi utgår då från att man kan flytta effekt fritt under vardagar medan helger är exkluderade då det är svårare att flytta förbrukning längre tider än från dag till natt.