



2019-08-19

Kraftvärme i framtiden

- hur mycket blir det?

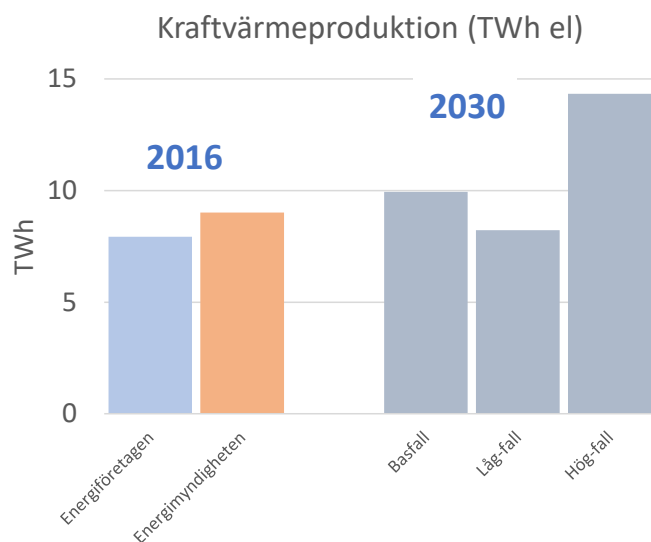


Sammanfattning

Denna studie fokuserar på elproduktionen i kraftvärmeverk i de svenska fjärrvärmesystemen och hur den kan komma att utvecklas under de kommande två decennierna. Centralt i studien har varit att identifiera viktiga påverkansfaktorer, men även att mer i detalj analysera kraftvärmens bidrag på elmarknaden under vissa situationer. Trots att kraftvärme i grund och botten är ett resurs- och klimateffektivt sätt att producera el och fjärrvärme på så är kraftvärmens roll satt under press. Det beror dels på utvecklingen på elmarknaden i stort med en kraftig utbyggnad av variabel elproduktion som bitvis lett till en press nedåt på elpriset, men också på andra faktorer såsom politiska skatte- och styrmedelsinitiativ som lett till en ökad osäkerhet inför inte minst nyinvesteringar. På längre sikt kan detta förstärka utmaningarna för det framtida elsystemet, eftersom styrbar elproduktion med högt eleffektivvärde riskerar att inte finnas tillhands i den omfattning som sannolikt kommer att behövas.

Hur mycket el kommer från kraftvärme i framtiden?

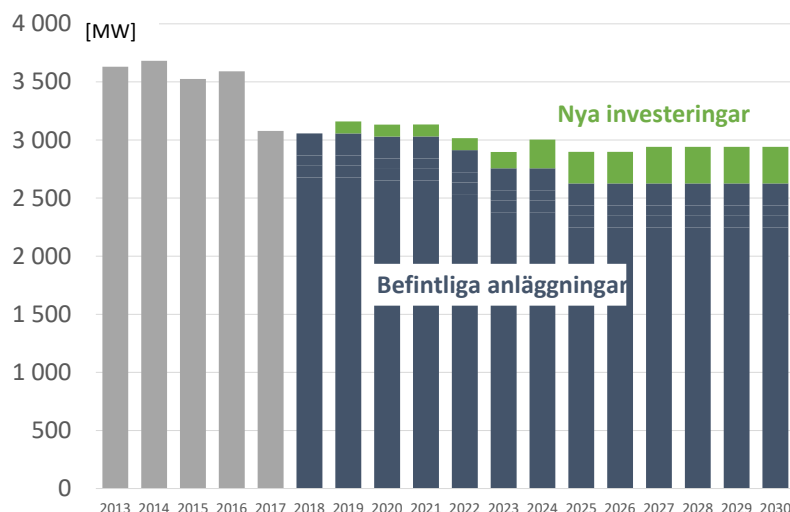
Baserat på detaljerade modellberäkningar pekar det mesta på att elproduktionen från kraftvärme i ett 2030-perspektiv uppgår till omkring 10 TWh per år under normala förhållanden. Detta är 1-2 TWh mer än idag beroende på om man utgår från Energimyndighetens eller från Energiföretagen Sveriges statistik. Givet att inga av de från fjärrvärmeföretagens aviserade nyinvesteringar blir av kommer elproduktionen istället att stanna på dagens nivå. Under särskilt gynnsamma förhållanden med avseende på kraftvärme indikerar modellberäkningarna att elproduktionen istället kan närma sig 15 TWh på årsbasis. Gynnsamma faktorer som verkar i den riktningen inkluderar bland annat ett väsentligt högre elbehov via ökad elektrifiering, en ökning i fjärrvärmeunderlag och en kraftfullare klimatpolitik som leder till höga priser på CO₂ och därmed också på el. Detta förutsätter också att styrmedel inte motverkar kraftvärme eller ett ökat fjärrvärmeunderlag.



Vad säger fjärrvärmeföretagen om framtiden?

Sveriges fjärrvärmeföretag har via en omfattande enkät hösten 2018, inom ramarna för denna studie, fått ge sin bild på hur kraftvärmekapaciteten planeras att förändras under de kommande åren. Det gäller såväl befintlig kapacitet som investeringar i ny kapacitet. Idag ligger den installerade eleffekten på omkring 3 GW. Ålder och andra skäl medför att ca 200-400 MW av den kapaciteten fasas ut till 2030. Samtidigt så ersätts dessa anläggningar nästan i samma omfattning av nyinvesteringar enligt fjärrvärmeföretagen. År 2030 ligger kraftvärmekapaciteten därmed på en något lägre

nivå än idag. Det finns alltså ingenting som hos energiföretagen pekar på ett fundamentalt större produktionsbidrag från kraftvärmen år 2030. Sedan enkäten gjordes har beslut fattats om höjd kraftvärmebeskattning för fossila bränslen och Energimyndigheten har föreslagit ett införande av en tidsbegränsad stoppregel för elcertifikatsystemet. Dessa förändringar medför i huvudsak försämrade villkor för kraftvärmen med risk för tidigarelagda utfasningar och minskat intresse för nyinvesteringar.



Kraftvärmens bidrag till den nationella elbalansen

I modellanalyserna pekar det mesta på att den svenska och nordiska elbalanssituationen är relativt god, åtminstone fram till 2030 och kanske ytterligare några år. Ett viktigt skäl är förutom utbyggnad av ny elproduktion överföring av el mellan länderna. Om ansträngda situationer på den svenska elmarknaden däremot skulle sammanfalla med kraftigt begränsad elimport, av någon anledning, kan läget bli bekymmersamt. Det som också kan utmana bilden av den relativt goda elbalanssituationen är en mer omfattande elektrifiering av framförallt transport och industrisektorn och/eller en avveckling av den svenska kärnkraften då de återstående reaktorerna nått sin beräknade livslängd på 60 år. Om och när det sker så kommer behovet av styrbar elproduktion med högt effektvärde att vara stort, i synnerhet då en stor del av den övriga nordeuropeiska elproduktionen kommer att kännetecknas av en hög grad av variabilitet. Ett sådant elsystem är sannolikt mer utsatt för variationer i väder dels inom ett (framtida) år men också mellan olika år, jämfört med dagens elsystem. Under sådana betingelser bidrar kraftvärmen till stor systemnytta. Men fram till dess och under normala betingelser är behovet av ny kraftvärme utifrån ett nationellt elsystemperspektiv relativt oförändrat.

Det geografiska perspektivet: nationellt kontra lokalt

Denna studie har framförallt analyserat förutsättningar för kraftvärme i ett nationellt perspektiv. På vissa håll i landet, företrädesvis i storstadsregioner som exempelvis Stockholm, Malmö och Uppsala, är den lokala eleffektbalansen redan idag ansträngd dels beroende på stigande efterfrågan på el, långa ledtider för att förstärka elöverföringen på stamnätsnivå, men också beroende på planer att stänga kraftvärmeverk på plats till följd av ålder, höjd kraftvärmebeskattning eller bristande lönsamhet. Det finns alltså ett lokalt eleffektproblem på sina håll som idag saknar motsvarighet på det nationella planet. På dessa platser kan elproduktionskapaciteten i kraftvärmeverken ha en avgörande roll för den lokala elbalansen.

Tidsperspektivet: Nu eller senare?

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

Samverkan och konkurrens med fjärrvärmeproduktionen

Ett kraftvärmeverk har inte bara att förhålla sig till elmarknaden utan, i ännu högre utsträckning, det lokala fjärrvärmesystemet. El produceras i ett kraftvärmeverk så länge som elpriset överstiger bränslekostnaden eller så länge som alternativkostnaden för fjärrvärmeproduktionen inte blir alltför hög. Det sistnämnda infaller typiskt under kalla vinterperioder då dyr spetslastproduktion körs på marginalen, vilket kan leda till att man, i ett kraftvärmeverk, styr över från elproduktion till mer fjärrvärmeproduktion. Om detta sammanfaller med ansträngda situationer på elmarknaden, vilket inte är helt ovanligt, så kan minskningen i elproduktion förstärka problembilden ur ett elsystemperspektiv. Modellberäkningarna i denna studie indikerar att denna så kallade "backning" av elproduktionen kan vara signifikant, men att den också minskar om elpriset signalerar att situationen på elmarknaden blir ansträngd. På så sätt erbjuder kraftvärme en flexibilitet, och en i vissa fall vilande eleffektresurs, som styrs av behovet inom det lokala fjärrvärmesystemet och på den väsentligt större elmarknaden. Om incitamenten för backning av elproduktion ska begränsas ytterligare måste den alternativa spetslastproduktionen av fjärrvärme bli billigare, antingen genom investeringar i nya pannor och/eller konvertering till billigare bränslen i befintliga pannor.

Styrmedel

Trots kraftvärmens många fördelar kan utvecklingen leda till att elproduktionen från kraftvärmen inte alls ökar eller kanske till och med minskar. Problemen förstärks av att det nyligen har presenterats en rad skatteförslag som direkt eller indirekt slår mot kraftvärme. Detta trots att den energipolitiska inriktningspropositionen från 2018 tydligt uttalar behovet av både en konkurrenskraftig fjärrvärmesektor och att det är angeläget att möjligheten till högeffektiv elproduktion utnyttjas i bränslebaserad fjärrvärmeproduktion. I projektet har vi bland annat vid en bred "styrmedelsworkshop" diskuterat behovet och utformningen av förändrade styrmedel som påverkar kraftvärmen.

Vi har i vår analys konstaterat att i ett tidsperspektiv före en mer omfattande avveckling av kärnkraften och/eller mer omfattande elektrifiering av samhället kommer kraftvärmens primära effekt-nytta finnas på det lokala planet snarare än i det nationella elsystemet. Detta innebär att på kort och mellanlång sikt behöver ett styrmedel främst ta hänsyn till de lokala förhållandena på orten eller i regionen. Om och när kärnkraften avvecklas kommer de ekonomiska förutsättningarna för kraftvärmen att förbättras, allt annat lika.

Sammantaget är det därför viktigt att kraftvärmens ges sådana förutsättningar att den:

- kan bidra till att underlätta den lokala effektbalansen, vilket vi redan idag kan se behov av på flera orter.
- utökade kraftvärmeeffekt är på plats den dag som kärnkraften eventuellt avvecklas och/eller om elförbrukningen skulle öka väsentligt till följd av en omfattande elektrifiering.

På basis av våra beräkningsresultat kan man också konstatera att ett styrmedel behöver bidra till att det sker elproduktion när eleffekten behövs som bäst.

Eftersom en ny kraftvärmeanläggning har en livslängd på 30-40 år och det tar ca 5 år från planering till färdig anläggning behöver de samlade styrmedelsförutsättningarna ur ett helhetsperspektiv vara långsiktiga och ge framförhållning för beslut.

Ett grundläggande problem med den lokala effektsituationen idag är att det saknas ett tydligt helhetsansvar kring den lokala eleffektfrågan. Det finns med andra ord ingen funktion som samordnar samtliga resurser (elnät, elproduktion, efterfrågeflexibilitet, osv) för att hantera den lokala effektsituationen.

Två åtgärder för att förbättra kraftvärmens förutsättningar på kort/medellång sikt

1. En möjlig lösning kan vara att införa ett system som innebär att någon organisation ges ett tydligare helhetsansvar för den lokala effektfrågan. Detta skulle även inbegripa planering för att ta höjd för nyanslutningar av elförbrukning och för utfasning av ålderstigna produktionsanläggningar. En sådan organisation skulle sedan göra en upphandling av effektresurser i form av elnätskapacitet, nya och befintliga produktionsanläggningar och efterfrågeflexibilitet. För att den upphandlade effekten skall vara tillgänglig när den som bäst behövs är en förutsättning att den som lämnar ett anbud dessutom förbinder sig att vid avrop leverera en viss effekt vid, och under, en viss tid.
2. En annat möjligt styrmedel, inför en volatilare framtid, för att bättre nyttiggöra kraftvärmens elproduktionskapacitet skulle kunna vara att införa ett behovsprövat investeringsbidrag för åtgärder som ökar flexibiliteten i elproduktionen (värmeackumulator, direktskyning, kondenssvans, ...).

Innehållsförteckning

Inledning.....	9
Bakgrund	10
Syfte.....	11
Metod	12
Systemmodellering: modellverktyg och metodik	13
Resultat.....	14
Tidigare utredningar.....	14
Enkäten.....	15
Energi & effekt i framtiden.....	18
Den långsiktiga utvecklingen för elsystemet och svensk kraftvärme	18
Detaljerade produktionsanalyser inom ett år	21
Lokalt perspektiv på eleffektfrågan.....	34
Styrmedel	37
Appendix 1 – Fördjupad beskrivning av TIMES-NORDIC- och EPOD-modellen.....	39
TIMES-NORDIC – en modell för den långsiktiga utvecklingen för energisystemet.....	39
EPOD – en dispatchmodell för el och fjärrvärme.....	41

Inledning

På uppdrag av Energiföretagen i Sverige och NEPP-projektet har Profu analyserat olika framtida scenarier för utvecklingen av kraftvärmen inom fjärrvärmesektorn i Sverige. I arbetet har ingått en referensgrupp med följande sammansättning:

Anders Ångström	Stockholm Exergi
Erik Thornström	Energiföretagen Sverige
Fredrik Fackler	Krafttringen
Henrik Lindståhl	Tekniska verken i Linköping
Joacim Sundqvist	Mälarenergi
Johan Thelander	Karlstad Energi
Lars Holmquist	Göteborg Energi
Leif Bodinsson	Söderenergi
Lina Enskog Broman	Energiföretagen Sverige
Martin Tofft	Öresundskraft
Peter Johansson	Lidköping Energi
Ulf Hedqvist	Skellefteå Kraft
Ulf Lindqvist	Jämtkraft

Från Profu har ingått John Johnsson (projektledare), Thomas Unger, Johan Holm och Håkan Sköldberg.

Bakgrund

Kraftvärme är ett effektivt och resurshushållande sätt att samtidigt producera el och värme i de svenska fjärrvärmesystemen. Trots att värmeunderlaget uppgår till ca 50 TWh/år har elproduktionen i fjärrvärmesystemen under de senaste åren stannat vid 7 – 13 TWh/år. Den stora spridningen hänger samman med varierande omvärldsförutsättningar som exempelvis elpris, kallår/varmår och styrmedel. Flera saker bidrar till att elproduktionen inte är större, exempelvis utnyttjandet av industriell spillvärme, betydande avfallsförbränning med lågt eller inget elutbyte samt de senaste årens låga elintäkter som ger dåliga incitament för elproduktion. Det är utan tvekan så att elproduktionen från kraftvärme skulle kunna bli större och intrycket är också att det finns en förhoppning om en sådan utveckling både från branschen och från politiskt håll.¹

I en situation med allt större inslag av variabel elproduktion, exempelvis vind- och solkraft, så ökar betydelsen av planerbar kraft. Kraftvärme är ett exempel på planerbar elproduktion. Det finns därför förhoppningar på en expansion av kraftvärme, men också en förväntan om att en sådan utveckling blir av. Profu har för några år sedan beräknat potentialen för el från kraftvärme och kommit fram till att den stannar vid knappt 15 TWh/år till år 2030. Vissa menar att potentialen är mycket större än så. Skillnaden i förväntningar handlar till stor del på vad man menar med potential – om det är hur mycket elproduktion som fysiskt skulle gå att få ut med tillgänglig teknik och tillgängligt värmeunderlag eller om man också ska väga in de ekonomiska begränsningarna (hur mycket som lönar sig att bygga ut).

I fempartiöverenskommelsen från Energikommisionen i juni 2016 framhålls också särskilt att: *”En konkurrenskraftig fjärrvärmesektor och minskad elanvändning i uppvärmningen är förutsättningar för att klara den förnybara el- och värmeförsörjningen under kalla vinterdagar.”* Det uttalas också i den energipolitiska inriktningspropositionen 2018 (prop. 2017/18:228) att: *”Det är angeläget att möjligheten till högeffektiv elproduktion utnyttjas i bränslebaserad fjärrvärmeproduktion”*. Trots detta så är det många omvärldsförutsättningar som utvecklas i fel riktning för fjärrvärme i allmänhet (påverkar kraftvärmens indirekt genom värmeunderlagets storlek och investeringsförmågan) och för kraftvärme i synnerhet. Exempelvis har under 2019 en kraftigt höjd koldioxid- och energibeskattnings för kraftvärme beslutats, en ny avfallsförbränningsskatt aviserats införas 2020 och ett förslag om en datumbaserad stoppregel i elcertifikatsystemet remissbehandlats. Det finns därför en oro att kraftvärmens inte kommer att få möjlighet att ta den önskade rollen, om inte förutsättningarna förändras. Utöver osäkerheten om nyinvesteringar så kan man konstatera att flera större fossileldade kraftvärmeverk är på väg att fasas ut och att andra placerats i malpåse. Det försvinner alltså eleffekt under de kommande åren. Dessutom kommer ett flertal kraftvärmeverk att fasas ut ur elcertifikatsystemet, vilket kan komma att accentuera problematiken.

¹ Se exempelvis Energiföretagens informationsmaterial om kraftvärme på <https://www.energiforetagen.se/sa-fungerar-det/elsystemet/produktion/kraftvarme/>.

Syfte

Målet med projektet är att ta fram en bild av hur den svenska kraftvärmen i fjärrvärmenäten kommer att utvecklas under de kommande 10-20 åren givet nuvarande och framtida påverkansfaktorer. Utgångspunkten är med andra ord inte att kvantifiera en (teknisk) potential utan att faktiskt utreda vad som är realistiskt och möjligt givet de omvärldsförutsättningar som idag, och under kommande år, antas styra utvecklingen. Resultatet påverkas både av hur mycket av den existerande kapaciteten som kan förväntas fasas ut, hur mycket ny kapacitet som byggs och hur anläggningarna kommer att köras. Framtidsbilden tas fram med hög ambitionsnivå och olika metoder kombineras därför för att nå målet. Projektet kommer också att belysa vilka omvärldsförutsättningar som verkar i gynnsam riktning för kraftvärmen i framtiden och vilka faktorer som verkar hämmande på kraftvärmeproduktionen. Utifrån den erhållna framtidsbilden för kraftvärme så genomförs också en diskussion av styrmedel som skulle kunna bli aktuella för att förbättra kraftvärmens konkurrenskraft.

Projektet innefattar endast kraftvärmen i fjärrvärmesystemen och inte kraftvärmen inom industrin (mottryck).

Metod

För bedömning av kraftvärmens utveckling är *både* effekt- och energidimension viktig att hantera, såväl i ett nationellt som i ett lokalt perspektiv. Idag är effektutmaningen särskilt i fokus i elsystemet, varför effektdimensionen naturligtvis är central även i detta projekt. Men energidimensionen är samtidigt helt avgörande för kraftvärmens lönsamhet och måste därför också inkluderas – parallellt med effektdimensionen – i projektets alla bedömningar, enkäter/intervjuer och analyser.

Som nämnts ovan så görs analyserna av kraftvärmens utveckling med hög ambitionsnivå och därför tillämpas och kombineras olika metoder för att erhålla ett svar som är så välunderbyggt som möjligt. Följande metoder har utnyttjats under studiens gång:

1. Sammanställning av tidigare genomförda kraftvärmeframskrivningar och potentialbedömningar.
2. Enkät till kraftvärmeföretagen och vissa fjärrvärmeföretag som kan bedömas vara intresserade av kraftvärmeutbyggnad, angående kommande planer för kraftvärmerna, men även om vilka faktorer som påverkar ett utbyggnadsbeslut.
3. Modellberäkningar av den långsiktiga utvecklingen för det nordeuropeiska elsystemet, inklusive kraftvärme i Sverige, mot 2050. Modellberäkningarna tar sin utgångspunkt i två olika omvärldsförutsättningar, det vill säga två huvudscenarier
4. Detaljerade modellberäkningar för ett specifikt år i tidsperspektivet 2030-2035. Denna modellanalys beaktar i större utsträckning än ovan driftparametrar för el och fjärrvärme, variabilitet på elmarknaden och de olika fjärrvärmesystemen i Sverige. Detta moment görs utifrån tre olika scenarier för svensk kraftvärme: ett basfall, ett "positivt" scenario och ett "negativt" scenario med avseende på kraftvärme.

Ytterligare en del i metoden har utgjorts av återkommande diskussioner och kvalitetssäkring med referensgruppen.

Fokus i analysen ligger på tidsintervallet 2030-35, men vi diskuterar även övergripande förutsättningar för kraftvärmerna om kärnkraften skulle avvecklas i det svenska elsystemet. Ett elsystem utan svensk kärnkraft är något som utifrån dagens perspektiv snarare kan bli verklighet först efter 2040.

Sammanställningen av de tidigare genomförda kraftvärmeframskrivningarna beskrivs närmare i resultatkapitlet. Även enkäten och dess utskick beskrivs närmare i den delen av resultatkapitlet som avser just enkätsvaren. När det gäller modellverktygen, som spelat en viktig roll i studien, så följer en kortare metodbeskrivning i följande kapitel medan en fördjupad metodbeskrivning återfinns i appendix.

Systemmodellering: modellverktyg och metodik

I projektet har genomförts modellberäkningar för att ge underlag för de långsiktiga kraftvärmebedömningarna. Vi har använt både en övergripande modell, **TIMES-NORDIC**, som spänner över stora delar av det stationära energisystemet i Norden och Nordeuropa och en mer detaljerad modell för analys av det nordeuropeiska elsystemet och den svenska fjärrvärmesektorn, **EPOD**. De båda modellansatserna kompletterar varandra, där TIMES-NORDIC ger möjlighet att studera hur fjärrvärme och elsystemet utvecklas över ett längre tidsperspektiv och samverkar med andra delar av energisystemet, medan EPOD ger möjlighet att studera kraftvärmens situation i olika fjärrvärmesystem samt mer i detalj variabilitet på elmarknaden. Båda modellerna lämpar sig väl för känslighetsanalyser. Tillsammans bedömer vi att modellerna ger en god bas för den långsiktiga bedömningen av kraftvärmeutvecklingen i Sverige. Detaljerade och omfattande modellanalyser av detta slag med fokus på den framtida kraftvärmeutvecklingen gjordes senast 2005 (Profu på uppdrag åt dåvarande Elforsk, "Kraftvärme i framtiden").

Som nämnts har TIMES-NORDIC-modellen utnyttjats för att generera den långsiktiga bilden av hur el- och fjärrvärmesystem utvecklar sig. Vi fångar därmed in påverkan på energisystemens utveckling från ett antal viktiga omvärldsfaktorer såsom energibehov, pris och tillgång på olika bränslen, styrmedel samt teknisk utveckling.² TIMES-NORDIC-modellen används löpande inför Energimyndighetens återkommande analyser av den långsiktiga utvecklingen för Sveriges energisystem där den senaste rapporterades under senvintern 2019. Dessutom har modellen använts inom ramarna för Energiföretagen Sveriges färdplan för fossilfri el (under våren 2019). Bägge dessa studier använder vi som underlag för detta projekt (mer om detta i resultatkapitlet längre fram). I första hand har vi utnyttjat TIMES-NORDIC för att generera scenarier för den installerade kraftvärmekapaciteten i Sverige mot 2035.

Även om detaljrikedomen i TIMES-NORDIC kan beskrivas som mycket hög så finns av modellpraktiska skäl ett antal begränsningar som har viss betydelse för beräkningsresultaten. En sådan begränsning avser den något grova tidsupplösningen inom ett år (12 tidssteg) och en annan begränsning avser det faktum att de svenska fjärrvärmesystemen behandlas som en helhet. Såväl den ökande variabiliteten på elmarknaden (som erfordrar en högre tidsupplösning för mer detaljerade modellanalyser) som de svenska fjärrvärmesystemen är centrala för detta projekt varför vi valt att utföra huvuddelen av modellberäkningarna med EPOD-modellen, som har en helt annan detaljrikedom både med avseende på tid inom ett år och med avseende på de svenska fjärrvärmesystemen. Det är emellertid den kombinerade användningen av bägge dessa modellverktyg som möjliggör en heltäckande analys av vår frågeställning. Vi utnyttjar därmed den kraftvärmekapacitet som TIMES-NORDIC investerar i, givet omvärldsförutsättningarna, som indata i EPOD-modellen. Mer information om dessa bägge modellverktyg återfinns i Appendix.

De framtida fjärrvärmeleveransernas utveckling, och därmed värmeunderlaget för kraftvärmen, är en viktig parameter för framtidsbedömningarna av kraftvärmen. För denna parameter samverkar vi med projektet Värmemarknad Sverige³ där olika värmemarknadsscenarier tagits fram. När det gäller utvecklingen på den nordeuropeiska elmarknaden så tar våra scenarier sin utgångspunkt dels i Energimyndighetens senaste referensscenario ("Scenarier över Sveriges energisystem 2018") och dels Energiföretagen Sveriges Färdplansscenario med relativt hög grad av elektrifiering.

² Med teknisk utveckling avser vi kostnadsreduktioner, förbättrade prestanda men även ökad tillgång alternativt potential för en viss teknik. Vi antar att det framförallt är solel som uppvisar en signifikant kostnadsreduktion över tid.

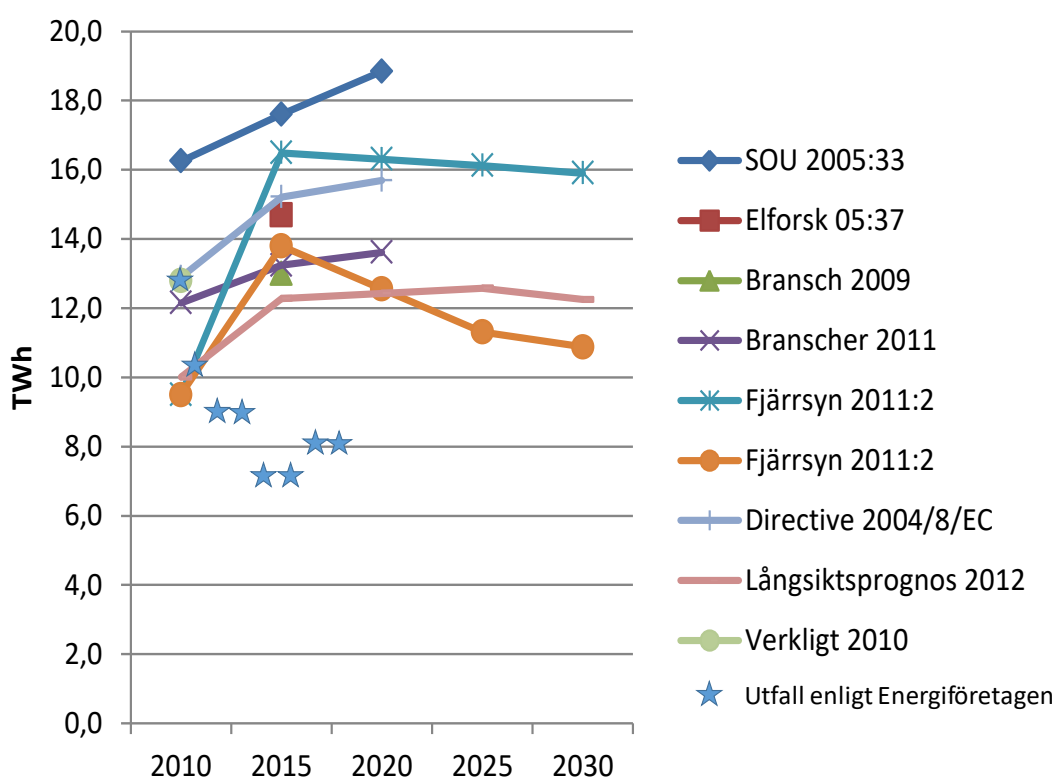
³ <http://www.varmemarknad.se/>

Resultat

Som diskuterats i avsnitten ovan har som grund för våra beräkningar och slutsatser använts; tidigare utredningar, enkäter, modellberäkningar och diskussioner/seminarier med referensgruppen. Resultaten nedan följer detta upplägg, även om de huvudsakliga effekt- och energiresultaten sammanfattas i form av modellberäkningarna.

Tidigare utredningar

Genom åren har det genomförts ett antal utredningar kring potentialen och nyttan med kraftvärme. Ett exempel från rapporten *Potentialen för kraftvärme, fjärrvärme och fjärrkyla*, Fjärrsyn rapport 2013:15 framgår av Figur 1 nedan. Figuren visar potentialbedömningar från ett flertal från olika utredningar, där utfallet 2030 varierar mellan 11 – 16 TWh. Samtliga dessa utredningar har haft som målsättning att beräkna den ekonomiska potentialen givet antaganden om omvärldsförutsättningarna (energipriser, styrmedel, osv).



Figur 1: : Potentialbedömningar av el från kraftvärme enligt ett flertal tidigare utredningar samt verkligt utfall.

Till detta har gjorts flera potentialbedömningar som snarare kan karaktäriseras som tekniska potentialbedömningar, vilket innebär att givet ett visst värmeunderlag har man beräknat hur mycket el från kraftvärme som skulle kunna vara möjligt utan fokus på vad som bedöms som ekonomiskt realistiskt i dagsläget. Exempel på denna sorts potentialbedömningar som gjort i närtid är *Sveriges framtida elproduktion (IVA Vägval el)* och en rapport från Sweco "100% förnybart med fjärrvärme och kraftvärme". Rapporten från IVA redovisar beroende på scenario en potential på mellan 20-50 TWh. Motsvarande siffror från Sweco-rapporten är 18-32 TWh el. Energimyndigheten publicerade relativt nyligen sin rapport "Vägen till ett 100 procent förnybart elsystem" (2018). I ett kraftvärmeinriktat scenario uppskattade man där elproduktionen från kraftvärmerna till 25 TWh runt 2040.

Enkäten

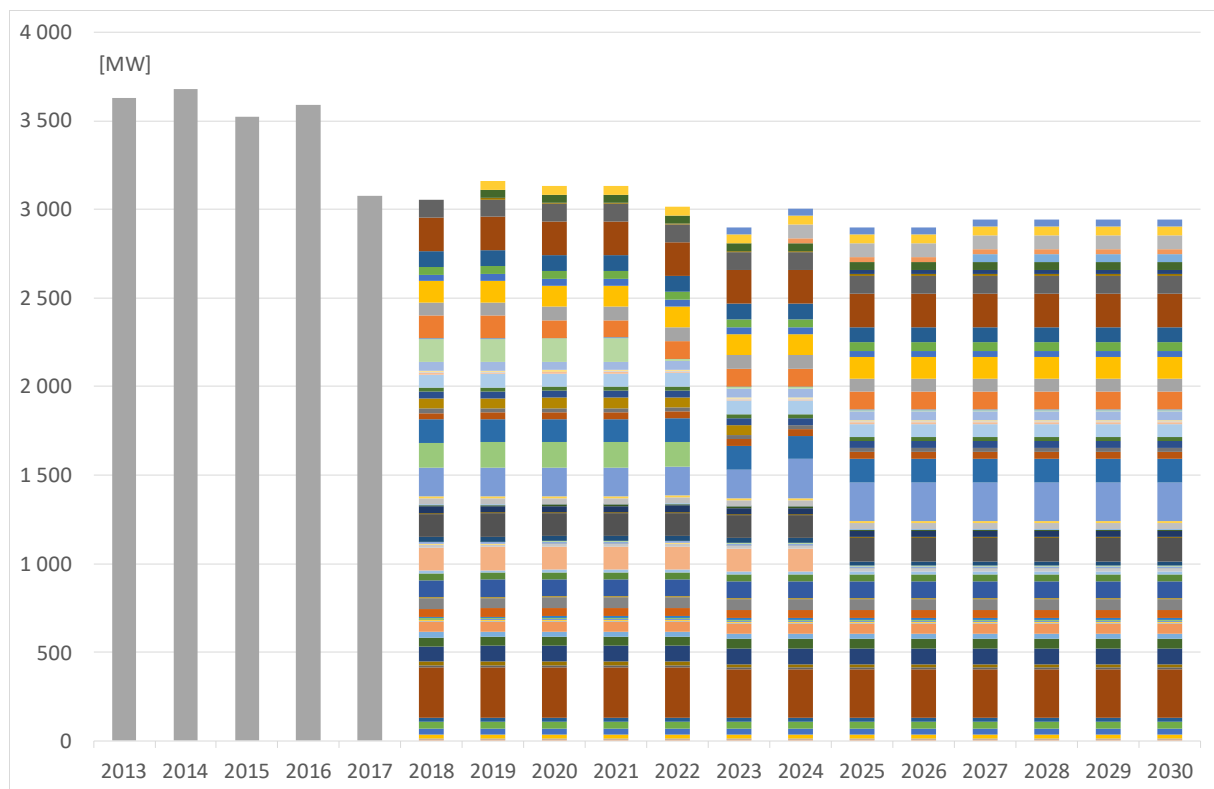
År 2011 genomförde Svensk Fjärrvärme, Svensk Energi, Skogsindustrierna och Svebio en enkätundersökning för att beskriva kraftvärmens och mottryckets utveckling till 2020. Studien visade att elproduktionen från kraftvärme i de svenska fjärrvärmesystemen då förväntas öka från 2010 års 12,2 TWh till 13,6 TWh år 2020. Nettoökningen bestod av en ökning med ca 4,5 TWh och en minskning i befintliga anläggningar med ca 3 TWh. Med denna enkät som utgångspunkt har för det här projektet gjorts en förnyad enkät.

Enkäten har skickats ut till: 1) alla kraftvärmeföretag, 2) till fjärrvärmeföretag med totala fjärrvärmeleveranser på 100 GWh eller större och som dessutom 3) är medlemmar i Energiföretagen Sverige. I enkäten ställdes frågor om nuvarande kraftvärme (både kapacitet och årlig produktion under de senaste åren samt bränsle), planerad utfasning av nuvarande kapacitet och planer på nyinvestering i kraftvärme (kapacitet, planerad elproduktion, bränsle och troligt årtal). Till detta ställdes dessutom frågor om bland annat framtida fjärrvärmeleveranser, om man överväger andra värmeproduktionsanläggningar än kraftvärme, när deras befintliga anläggningar når borte gränsen för elcertifikat och eventuella investeringar i åtgärder som kan öka kraftvärmeverken flexibilitet.

Enkäten skickades som sagt ut till alla fjärrvärmeföretag med värmeleveranser större än 100 GWh. Av dessa svarade 70% av de tillfrågade. De som svarade motsvarar drygt 90% av levererad fjärrvärme i den utvalda gruppen och drygt 95% av nuvarande kraftvärmeeffekt. Av gruppen som i första hand har eller kan komma att investera i kraftvärme i framtiden var svarsfrekvensen med andra ord mycket god. Man kan också konstatera att trots en omfattande enkät med många frågor så har samtliga svarat om eleffekter och flertalet har svarat om motsvarande värmeeffekter. Till detta har flertalet svarat om bedömd el- och värmeproduktion. Det senaste året har en utveckling med investeringar i småskaliga kraftvärmeanläggningar med främst s.k. ORC-teknik tagit fart i ett knappt tiotal mindre fjärrvärmesystem med årliga fjärrvärmeleveranser mindre än 100 GWh. Dessa täcks därmed inte in av enkäten.

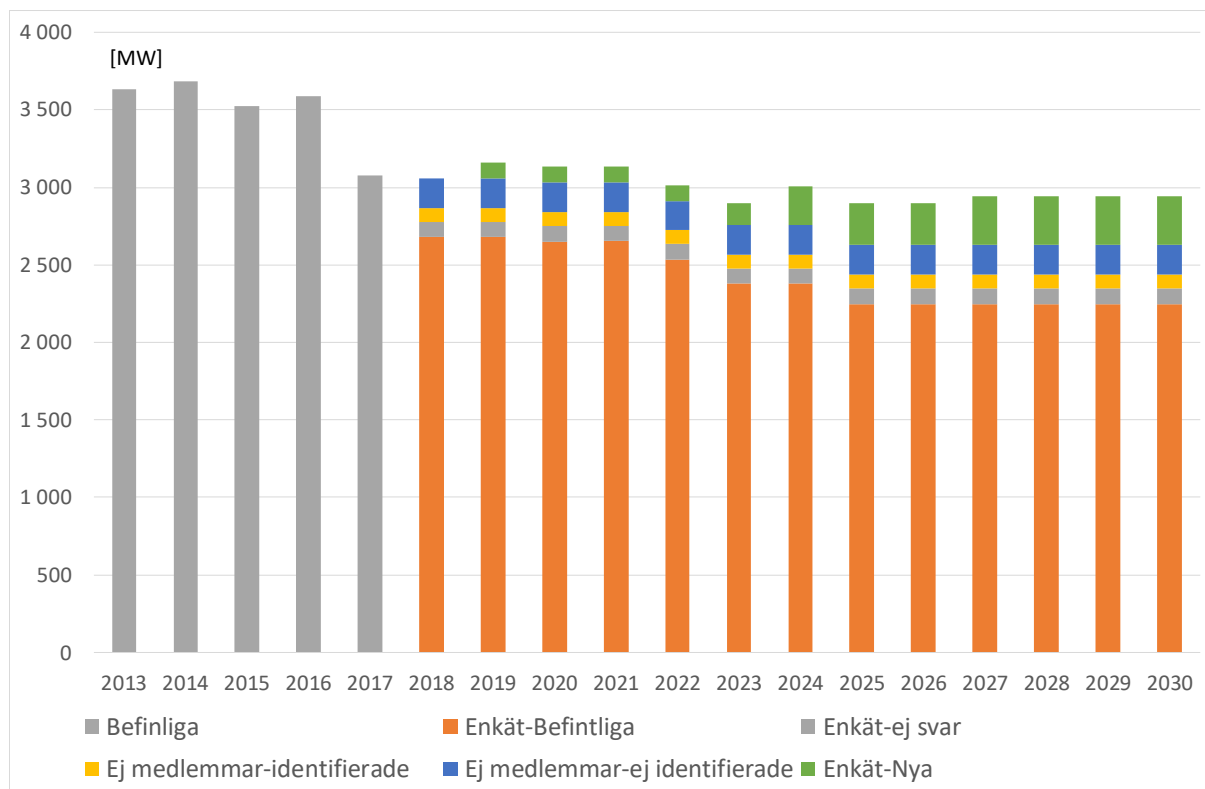
Viktigt att notera är att enkäten skickades ut före förslaget i regeringens vårandringsbudget för 2019 som innebär att energi- och koldioxidskatterna för fossilbränslebaserad kraftvärme inom EU ETS höjs kraftigt. Förändringen kommer tydligt att påverka kostnadsläget för några av de större enheterna nedan. En konsekvens är att Stockholm Exergi har beslutat att den ena av två kvarvarande pannor i deras koleldade kraftvärmeverk kommer att stängas som en följd av de höjda skatterna och E.ON har beslutat att avbryta sin elproduktion i Heleneholmsverket i Malmö från och med den 1 augusti 2019.

Det detaljerade utfallet framgår av figur 2 nedan. De olika färgerna redovisar eleffekten för respektive kraftvärmeanläggning.



Figur 2: Enkät svar om nuvarande och framtida elproduktionseffekter, [MW]

Som framgår består elproduktionskapaciteten i de svenska kraftvärmeverken av en mängd anläggningar där de flesta är små eller mycket små i förhållande till den totala effekten. I figur 3 har effekterna istället delats in i befintliga effekter, nya anläggningar, uppskattningar av effekter i företag som inte svarat eller som inte är medlemmar i Energiföretagen Sverige. För den mindre gruppen som inte svarat eller som inte är medlemmar i Energiföretagen Sverige är naturligtvis uppgifterna något osäkrare.



Figur 3: : Enkät svar om nuvarande och framtida elproduktionseffekter, [MW]

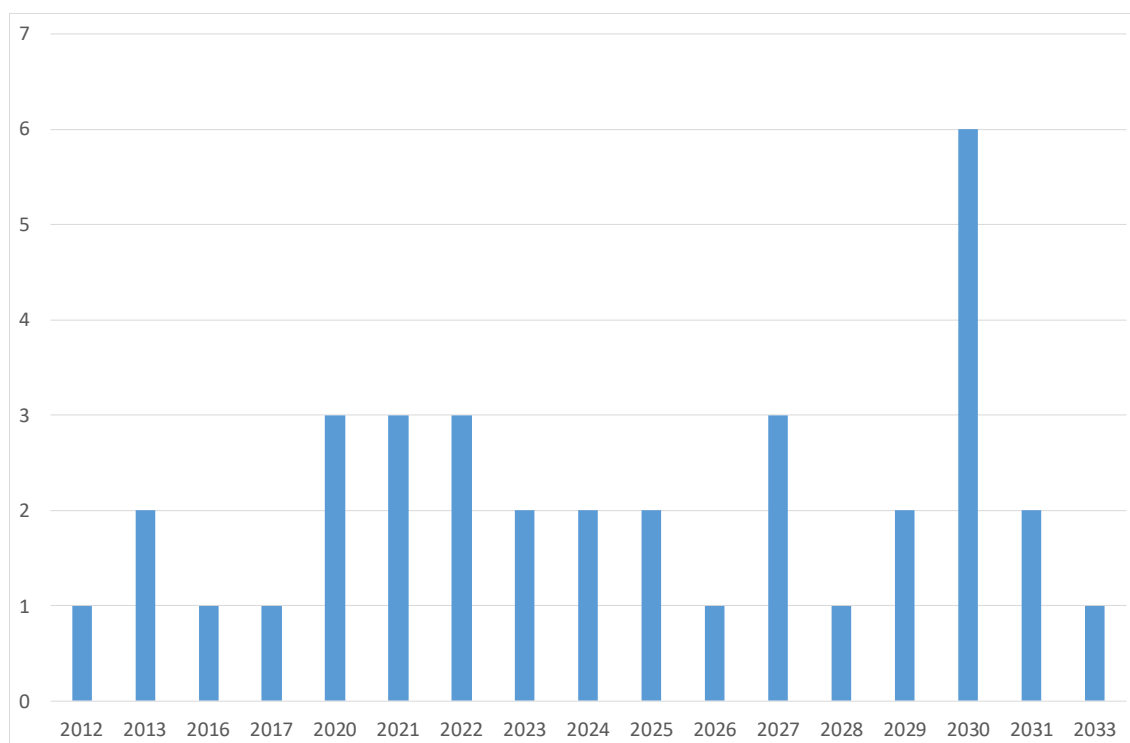
Enkät svaren innebär med andra ord en svagt minskande elproduktionskapacitet i de svenska kraftvärmeverken. Den stora nedgången mellan 2016 och 2018 beror främst på att en större gaseldad anläggning i Malmö (Öresundsverket) ställdes av.

Av de tillkommande effekterna är drygt 110 MW baserad på energiåtervinning från avfall och ca 150 MW baserat på biobränsle.

Vad gäller de övriga frågorna i enkäten så bedömde de svarande företagen att:

- leveranserna av fjärrvärme till 2030 skulle vara i stort sett oförändrade (-1%), även om det var en relativt stor spridning i svaren; oförändrat 40%, minskande 45% och ökande 15%.
- 15% överväger kraftvärmeinvesteringar. Det är även några företag som överväger ombyggnation av nuvarande kapacitet.
- 40% överväger andra investeringar än i kraftvärmeverk. Hetvattenpannor och värmepumpar var ungefär lika vanliga svar.
- 25% överväger åtgärder för ökad produktionsflexibilitet: ackumulatorer (kort och lång), kundstyrning, direktkylning, utökad kondens

Vad gäller anläggningarnas slutdatum för tilldelning av elcertifikat så framgår detta av figur 4 nedan.



Figur 4: Slutdatum för tilldelning av elcertifikat, [antal kraftvärmeverk]

Energi & effekt i framtiden

I detta kapitel redogör vi för beräkningsresultaten, dels med avseende på den långsiktiga utvecklingen (TIMES-NORDIC-beräkningar) och dels med avseende på de detaljerade analyserna för ett givet år (EPOD-beräkningar). Viktiga beräkningsresultat omfattar bland annat den långsiktiga utvecklingen för elproduktion i allmänhet och kraftvärme i synnerhet, kraftvärmens bidrag till elbalansen under ansträngda perioder och sist, men inte minst, kraftvärmens årsproduktion av el.

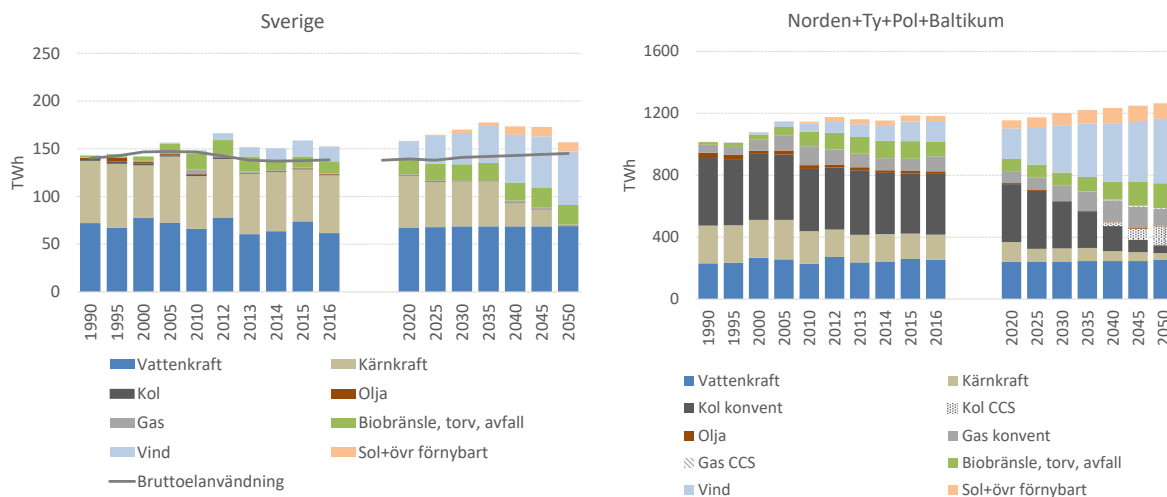
Den långsiktiga utvecklingen för elsystemet och svensk kraftvärme

Utgångspunkten för vår analys är två olika omvärldsutvecklingar: ett Referensscenario med en omvärldsutveckling som i allt väsentligt följer det som antas i Energimyndighetens referensscenario i den senaste långsiktiga scenarioanalysen (våren 2019) och ett Elektrifieringsscenario som bygger på en elbehovsutveckling som i huvudsak följer Energiföretagens pågående arbete med att ta fram en färdplan för elsektorn.⁴ Dessa två omvärldsförutsättningar utgör i sin tur grunden för våra tre scenariovarianter för kraftvärmens i Sverige: ett Basscenario, ett "negativt" scenario och ett "positivt" scenario. Mer om dessa tre kraftvärmescenarier kommer i nästa kapitel.

För den långsiktiga utvecklingen för el- och fjärrvärmesystemen i de bägge omvärldsscenarierna har vi utnyttjat TIMES-NORDIC-modellen som beskrivs närmare i metodkapitlet och i appendix. Beräkningsutfallet med avseende på elproduktionen i **Referensscenariot** redovisas i Figur 5, dels för den svenska elproduktionen och dels för den nordeuropeiska elproduktionen (omfattar de fyra nordiska länderna, de tre baltiska länderna samt Tyskland och Polen). I figuren kan man utläsa att den svenska elproduktionen fortsätter att byggas ut i huvudsak i form av vindkraft samtidigt som bruttoelförbrukningen endast växer långsamt. Det gör att den årliga nettoexporten blir relativt stor, omkring 20-30

⁴ Energimyndigheten (2019), "Scenarier över Sveriges energisystem 2018", ER 2019:7 respektive NEPP/Energiföretagen Sverige (2019), "Färdplan fossilfri el – analysunderlag med fokus på elanvändningen - Ett scenario med kraftigt ökad elanvändning"

TWh beroende på modellår. Först efter modellår 2035 antar vi att de återstående 6 reaktorerna börjar falla för åldersstreck (60 års teknisk livslängd). Även om elpriserna stiger över tid når de inte sådana nivåer i Referensscenariot att ny kärnkraft blir lönsam i modellberäkningarna. Den nord-europeiska elproduktionen karaktäriseras av en kraftfull utbyggnad av vindkraft och en utfasning av fossileldad elproduktion. På mycket lång sikt blir CCS lönsam i begränsad skala till följd av relativt höga priser på CO₂. I Referensscenariot antar vi dock att de långsiktiga klimatpolitiska målen till 2050 inom EU inte nås. Följaktligen når heller inte priset på CO₂ de riktigt höga nivåer som krävs för detta utan stannar på ca 50 EUR/t under beräkningsperioden. Referensscenariot utgör i sin tur grunden för Basscenariot och det "negativa" scenariot med avseende på kraftvärme.

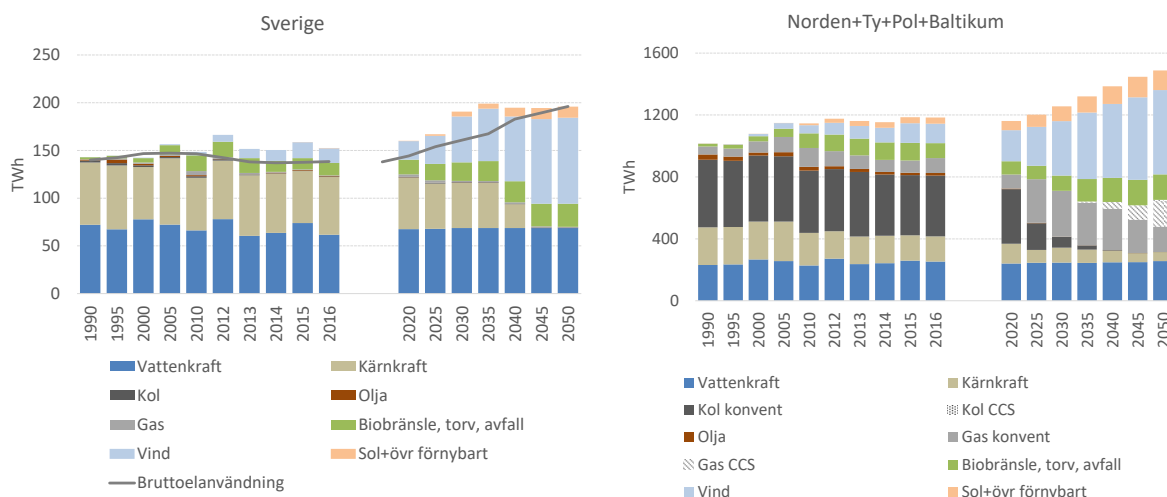


Figur 5: Elproduktionens utveckling i Referensscenariot i Sverige (till vänster) och i Nordeuropa (Norden, Baltikum, Tyskland och Polen; diagrammet till höger).

Elektrifieringsscenariot baseras, som nämnts tidigare, på en elbehovsutveckling som följer Energiföretagens färdplan för elsektorn. Däremot har vi i denna studie gjort en separat modellberäkning av hur tillförseln av el och fjärrvärme utvecklar sig givet elbehovsutvecklingen men också givet ett antal andra förutsättningar som skiljer sig mot det som antas i Energiföretagens pågående färdplansarbete, som exempelvis specifika förutsättningar för olika kraftslag. Beräkningsutfallet för Elektrifieringsscenariot redovisas i Figur 6. Utmärkande är den kraftigt ökande elförbrukningen i Sverige och i resten av Nordeuropa. I detta scenario utgår vi också från att EU och resten av världen i stort sett rör sig mot Parisavtalets ambition att begränsa den globala temperaturökningen till under två grader jämfört med den förindustriella nivån. Det leder till mycket höga priser på CO₂, över 100 EUR/t mot slutet av beräkningsperioden (2040-2050), vilket inte minst påverkar elprisutvecklingen.

Eftersom Elektrifieringsscenariot utgör grunden för det "positiva" scenariot med avseende på kraftvärme utgår vi från ytterligare ett antal förutsättningar i Elektrifieringsscenariot som verkar i positiv riktning för kraftvärmens. En sådan förutsättning är att ny kärnkraft inte tillåts i modellberäkningarna, till följd av exempelvis politiska beslut. En sådan "begränsning" leder potentiellt till en elprisutveckling som ligger något över ett motsvarande fall där ny kärnkraft tillåts i beräkningarna. För den nordeuropeiska elproduktionen blir inverkan från ett högt pris på CO₂ extra tydlig. Kolkraften fasas ut mycket snabbt och ersätts av förnybart men även av naturgasbaserad elproduktion, dels genom ökade drifttider i befintliga anläggningar och dels genom nyinvesteringar. De relativt höga elpriserna i detta scenario gynnar också utbyggnaden av elproduktion i Sverige, inte minst vindkraft vars bidrag på sikt blir klart större än i Referensscenariot. I Elektrifieringsscenariot uppgår vindkraftsproduktionen till närmare 70 TWh 2040 respektive omkring 90 TWh 2050.

Utvecklingen i bägge omvärldsscenarier kännetecknas alltså av en kraftfull utbyggnad av förnybar elproduktion där framförallt variabel elproduktion, i huvudsak vindkraft men även sol, står för den klart största delen i utbyggnaden. Idag står förnybar elproduktion för omkring 45% av den nord-europeiska bruttoelförbrukningen. I bägge omvärldsscenarier stiger den förnybara andelen till omkring 60-65% runt 2030-2035 respektive omkring 75% till 2050. Ett viktigt inslag i vår studie är därmed att i detalj analysera effekterna av en stor andel förnybar elproduktion, inte bara i Sverige utan även i grannländerna, och hur det påverkar förutsättningarna för kraftvärme i Sverige.



Figur 6: Elproduktionens utveckling i Elektrifieringsscenariot i Sverige (till vänster) och i Nordeuropa (Norden, Baltikum, Tyskland och Polen; diagrammet till höger).

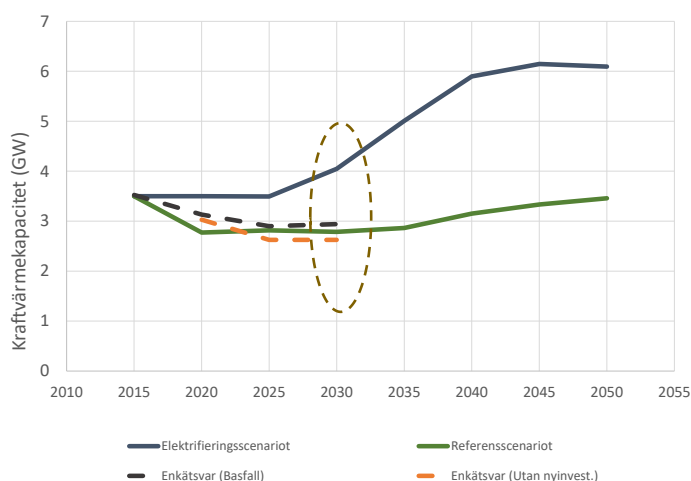
Scenariovarianter för kraftvärme: "positivt" och "negativt"

Som vi nämnde i föregående kapitel så utgör de två omvärldsscenarierna utgångspunkten för våra tre kraftvärmescenarier: Bas, "negativt" och "positivt". I **Basscenariot** antar vi att kraftvärmeutbyggnaden följer det som ges av enkätsvaren i denna studie, det vill säga en installerad kapacitet på 2.9 GW el år 2030, och som i sin tur ligger väldigt nära den modellberäknade utvecklingen i Referensscenariot, se Figur 7. Enkätsvaren sträcker sig till 2030 medan modellberäkningarna sträcker sig ända fram till 2050. Det **"negativa"** scenariot med avseende på kraftvärme delar Bassceniots omvärldsbeskrivning (det vill säga bygger på Referensscenariots utveckling enligt Figur 5), men där antar vi istället att ingen ny kraftvärme byggs till 2030. Det innebär att utvecklingen följer det som ges av enkätsvaren för den befintliga kapaciteten som sakta fasas ut av framförallt åldersskäl. År 2030 antar vi därmed att den installerade kraftvärmekapaciteten uppgår till 2,5 GW el. Detta scenario speglar därmed en utveckling där incitamenten för att investera i kraftvärme är små av olika skäl, exempelvis en risk för bristande lönsamhet. Det "negativa" scenariot ligger dock relativt nära Basscenariot.

Det **"positiva"** scenariot är istället resultatet av ett antal omvärldsförutsättningar som verkar i positiv riktning med avseende på kraftvärme och som stimulerar till nyinvesteringar. Omvärlden följer det som ligger till grund för Elektrifieringsscenariot (se Figur 6) vilket förutom en hög elefterfrågan även förutsätter höga klimatambitioner med höga priser på CO₂ som följd. Detta leder till betydligt högre elpriser än i Basscenariot och i det "negativa" scenariot vilket, allt annat lika, ökar incitamenten för kraftvärme. I detta scenario förutsätter vi också att ingen ny kärnkraft får ersätta den befintliga när denna tjänat ut och att fjärrvärmebehovet sakta ökar över tid, typiskt +5% totalt i Sverige från idag till 2030. I Basscenariot och i det "negativa" scenariot utgår vi istället från en svag nedgång i fjärrvärmebehov, omkring 5% mellan 2030 och idag. Den ökade efterfrågan på fjärrvärme antas vara ett resultat av stärkt konkurrenskraft gentemot värmepumpar men också att vi här förutsätter en

lägre effektiviseringstakt på uppvärmningssidan. Vidare så antar vi att avfallsförbränning blir mindre omfattande till följd av ökad materialåtervinning och något mindre inhemska avfallsvolymer generellt. Det i sin tur medför att kraftvärme med lågt elutbyte, vilket är typiskt för avfallskraftvärme, minskar sin relativa andel av fjärrvärmeunderlaget och lämnar ett större möjligt utrymme för kraftvärme med högre elutbyte som biobränslebaserad kraftvärme. Slutligen förutsätter vi att förgasningstekniken (förgasning av fasta biobränslen) nått ett visst kommersiellt genombrott och att det finns tre mellanstora anläggningar på plats runt 2030 i Stockholm, Göteborg och Malmö.

Sammantaget verkar dessa faktorer i gynnsam riktning med avseende på produktionskapaciteten för el i de svenska kraftvärmeverken. Baserat på dessa förutsättningar ger en beräkning med TIMES-NORDIC-modellen en utveckling för svensk kraftvärmekapacitet som väsentlig skiljer sig från de båda föregående fallen, se Figur 7. Runt 2030 ligger elkapaciteten i kraftvärme på ca 4 GW och når hela 6 GW mot slutet av beräkningsperioden. Det sistnämnda beror på kombinationen hög elefterfrågan, utfasad kärnkraft och andra faktorer som bidrar till varaktigt höga elpriser under vissa perioder på året. Det betyder dock inte att utnyttjningstiderna för elproduktionen i kraftvärmeverken generellt sett blir höga, kanske snarare tvärtom. Däremot blir elproduktionen klart lönsam under vissa perioder.



Figur 7: Installerad kraftvärmekapacitet i omvärldsscenarierna (TIMES-NORDIC-beräkningar) och i enkätsvaren.

Detaljerade produktionsanalyser inom ett år

Så här långt har vi uppehållit oss kring olika omvärldsförutsättningar och den långsiktiga utvecklingen för elsystemet i allmänhet och för svensk kraftvärme i synnerhet. Baserat på den *kapacitets*-utveckling som vi redogjorde för i föregående kapitel kommer vi nu att titta närmare på förutsättningarna för *produktionen* av el i de svenska kraftvärmeverken givet de valda omvärldsförutsättningarna. För det syftet väljer vi att utnyttja den mer specialiserade produktionsmodellen EPOD som i detalj, och timme för timme, beräknar elproduktionen i Nordeuropa och fjärrvärmeproduktionen i Sverige (se mer i metodkapitlet och i appendix).^{5,6} Av resursmässiga skäl har vi begränsat oss till att

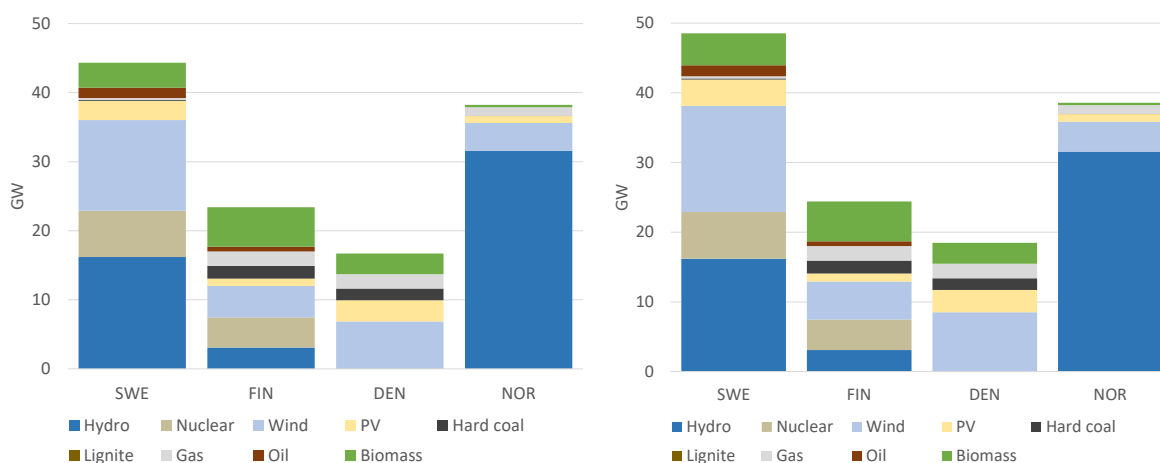
⁵ Även om EPOD är utformad för att göra analyser timme för timme har vi i denna studie valt att göra beräkningarna på 3-timmarsbasis, det vill säga var 3:e timme. Skälet till detta är främst av praktisk art såsom väldigt långa beräkningstider.

⁶ Även TIMES-NORDIC-modellen beräknar elproduktionen i kraftvärmeverken (samt från all annan produktionskapacitet). Men eftersom beskrivningen av driftparametrar, de svenska fjärrvärmesystemen och tidsupp-lösningen inom ett år är betydligt mer förenklad än i EPOD-modellen, så väljer vi att utnyttja den senare modellen för de detaljerade produktionsanalyserna.

göra denna analys för ett specifikt framtida år, i detta fall 2030. Det ska dock inte tolkas som något exakt kalenderår utan snarare som en situation som är typisk för perioden 2030-2035. Indata till modellverket EPOD utgörs av olika produktionskapaciteter (för el och fjärrvärme) och andra parametrar (bränslepriser, CO₂-pris, överföringskapaciteter, el- och fjärrvärmebehov med mera) som ges av TIMES-NORDIC-modellens resultat samt enkätsvaren med avseende på kraftvärme.

Elsystemet

Produktionskapaciteten för el i de fyra nordiska länderna, och för bägge omvärldsscenarier, för analysåret 2030 redovisas i Figur 8. Av utrymmesskäl har vi exkluderat de övriga nordeuropeiska länderna i figuren men de ingår i modellanalysen. I figuren kan man se att produktionskapaciteten för framförallt vindkraft är klart större i Elektrifieringsscenariot, inte minst i Sverige. Vi påminner om att produktionskapaciteten för Referensscenariot utgör grunden för Basscenariot och det "negativa" scenariot för kraftvärme i Sverige (i figuren visas Basscenariot; biobränslebaserad elproduktion är något mindre i det "negativa" scenariot som nämnts tidigare) medan Elektrifieringsscenariot utgör grunden för det "positiva" kraftvärmescenariot.



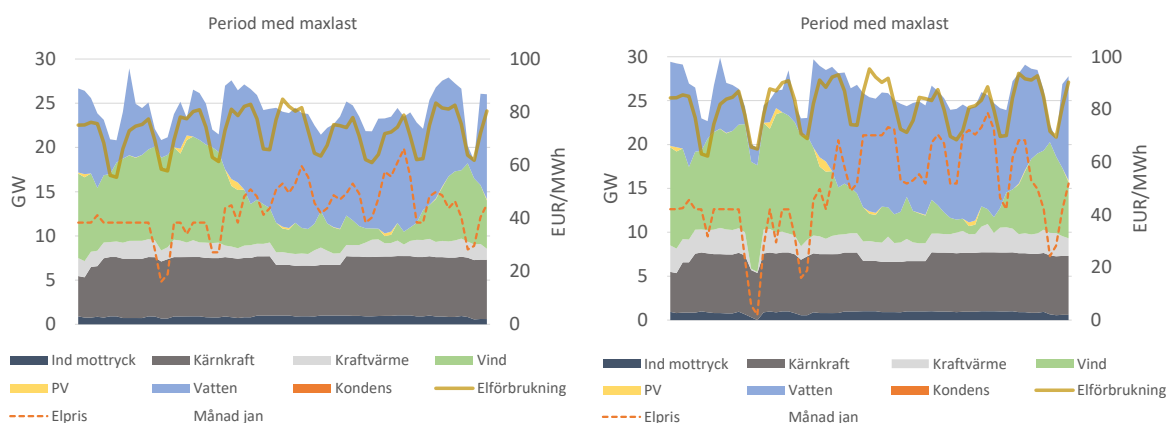
Figur 8: Elproduktionskapaciteten i de nordiska länderna år 2030 i Referensscenariot (till vänster) och Elektrifieringsscenariot (till höger)

Indata till en EPOD-beräkning ges med andra ord av det som redovisas i Figur 8 (vid sidan om en mängd andra indatavärden) medan ett typiskt beräkningsresultat redovisas i Figur 9. Figuren visar veckan som innehåller timmen med det största eleffektbehovet i Sverige år 2030 i dels Basscenariot och dels det "positiva" scenariot (den aktuella timmen återfinns i mitten av respektive diagram och uppträder under januari månad). Utfallet i det "negativa" scenariot är snarlikt Basscenariot sånär som på att eleffektbidraget från kraftvärmen är ca 400 MW lägre (vilket knappt kan urskiljas i figuren).

Maximalt eleffektbehov uppgår till omkring 26 GW i Basscenariot och drygt 28 GW i det "positiva" scenariot. Minskat elbehov för uppvärmning samt långsam ökning i övrig elförbrukning förklarar att det maximala eleffektbehovet i Basscenariot ligger på ungefär samma nivå som idag. Den ökade elektrifieringen i det "positiva" scenariot utgör förklaringen till det klart högre eleffektbehovet. Längst ner i respektive diagram återfinns anläggningar med mycket låga rörliga kostnader: industriellt mottryck (framförallt i sodapannor med "gratis" bränsle), kärnkraft och en stor del av kraftvärmeverken. Bland kraftvärmeverken kan de rörliga kostnaderna skilja sig avsevärt åt beroende på bränsle och andra driftparametrar. Avfallsbränslen ger mycket låga rörliga kostnader medan pelletseldade kraftvärmeverk har relativt höga rörliga driftkostnader. Bränslekostnader, övriga rörliga kostnader (D&U) samt alternativkostnaden för fjärrvärmeproduktionen bestämmer hur kraftvärmeverken körs

vid olika elprisnivåer. Elprisnivåerna ges av den röda streckade linjen i Figur 9. Elprisvariabiliteten är klart större under den aktuella veckan i det "positiva" scenariot vilket förklaras av en större mängd vindkraft i systemet samtidigt som elbehovet är större (det större elbehovet pressar upp elpriserna, allt annat lika, jämfört med Basscenariot). Vindkraften ger ett stort, men mycket varierande, bidrag under den aktuella veckan. Vattenkraften används i stor utsträckning som reglerkraft. Under vissa tider överstiger den svenska elproduktionen elbehovet vilket leder till export till grannländerna. Under andra tider gäller det omvända förhållandet då Sverige istället nettoimporterar elkraft. Elutbytet mellan regioner och länder är med andra ord ett mycket viktigt inslag i det nordeuropeiska elsystemet och våra analyser pekar på att detta utbyte kommer att bli allt viktigare i takt med att variabiliteten ökar i systemet.

I Figur 9 kan man också konstatera att den tillgängliga elkapaciteten i de svenska kraftvärmeverken i ett 2030-perspektiv är tämligen blygsam jämfört med andra eleffekter såsom elbehovet, variationen i vindkraft, vattenkraft och även kärnkraft. Detta gäller också i det "positiva" scenariot där kraftvärmekapaciteten är större än i Basscenariot, nämligen runt 4 GW. Detta betyder inte att kraftvärmen är oviktig, snarare tvärtom. De ökande volymerna av icke-styrbar elproduktion som vindkraft och solenergi kommer att leda till ett ökat värde på all styrbar eleffekt på framtidens elmarknad för att systemet som helhet ska kunna hantera den ökande variabiliteten. Av samma skäl kommer även ökad användarflexibilitet att öka i värde i framtiden.



Figur 9: Elproduktionen i Sverige (2030) under veckan som innehåller timmen med högst eleffektförbrukning i Basscenariot (till vänster) och i det "positiva" scenariot (till höger).

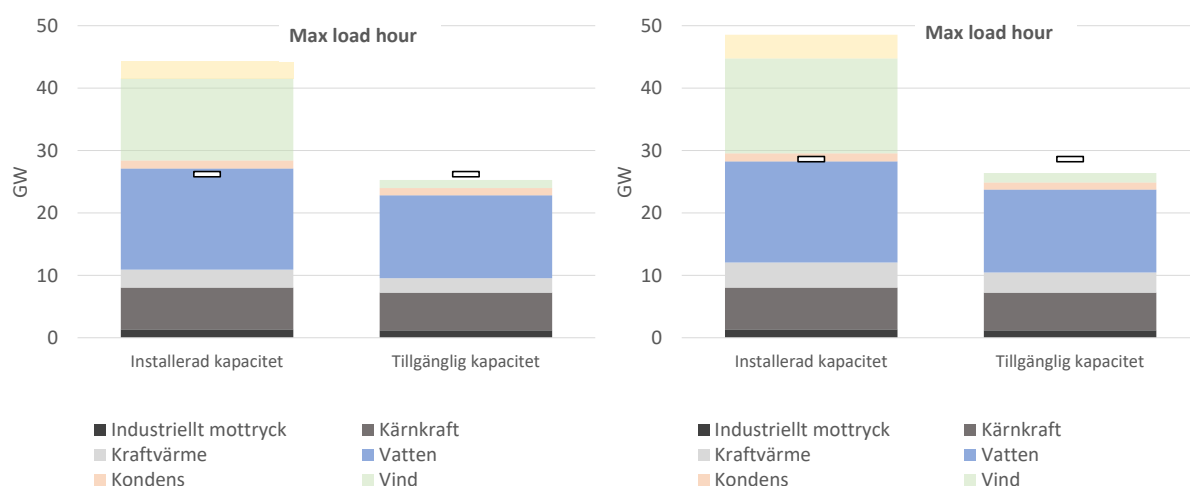
Eleffektbalansen

Eleffektbalanssituationen under ansträngda perioder kan också illustreras som i Figur 10. Figuren visar dels den totalt installerade produktionskapaciteten, per energislag, i Sverige och dels den andel som antas vara säkert tillgänglig när den som bäst behövs. Den tillgängligheten kan beräknas på lite olika sätt men vi har i Figur 10 valt att använda samma tillgänglighetsfaktorer som Svenska Kraftnät utnyttjar i sin återkommande rapportering av eleffektbalansen i Sverige. Det innebär exempelvis att man antar att ca 80% av kraftvärmen och 90% av kärnkraften är tillgänglig under topplasttimmen. Anledningen till den lägre siffran för kraftvärme är sannolikt att man på förhand utgår från att en del av ångan i kraftvärmeverken styrs över från elproduktion till mer fjärrvärmeproduktion då de mest ansträngda situationerna på elmarknaden ofta sammanfaller med ett högt värmebehov i fjärrvärmesystemen. Detta har vi också kunnat verifiera i våra modellberäkningar (mer om detta längre fram). För vindkraft antar Svenska Kraftnät en tillgänglighetsfaktor på omkring 10%. I själva verket är det inte orimligt att på sikt anta en högre tillgänglighetsfaktor med tanke på att teknikutvecklingen med turbiner som bättre utnyttjar lägre vindhastigheter bör leda till att sannolikheten för en viss

produktionsnivå, relativt den installerade kapaciteten, ökar under vintermånaderna. För modellberäkningarnas del så saknar dessa tillgänglighetsfaktorer reell betydelse. Vi utnyttjar istället produktionsprofiler för vindkraft och egna antaganden om planerade och oplanerade stopp för olika kraftslag sett över årets samtliga timmar. Vi utnyttjar följaktligen endast Svenska Kraftnät's tillgänglighetsfaktorer för att på ett relativt välbekant vis framställa eleffektsituationen baserat på våra scenarier för produktionskapaciteten och elbehovet. Däremot förutsätter vi i modellberäkningarna generellt sett normala förhållanden med avseende på exempelvis väderlek (i en känslighetsanalys inkluderar vi dock effekter av en kall vinter och ett år med låg tillrinning i vattenmagasinen).

Det innebär att vi inte inkluderar perioder där exempelvis vindtillgången är obefintlig i hela regionen samtidigt. Ett system med mycket vindkraft skulle naturligtvis vara mycket utsatt för en sådan period vars varaktighet sannolikt kan sträcka sig över flera dygn. Om detta sammanfaller med ett högt elbehov så kan utmaningarna bli avsevärda. EPOD-modellen lämpar sig väl för att analysera även sådana situationer men det är inget som ingår i denna studie. Som visas i Figur 10 så antas den (säkert) tillgängliga effekten i vindkraft vara mycket liten. Dessutom räknar vi med tillgång till kondenskraft motsvarande ca 1.5 GW. Idag finns inga marknadsmässiga incitament för att hålla med sådan reservkraft utan det ombesörjs av Svenska Kraftnät (effektreserven uppgår idag till knappt 0,6 GW i form av elproduktion och knappt 0,2 GW i form av reducerad elförbrukning). Om man i Figur 10 exkluderar kondenskraft (och möjligen det lilla bidraget från vindkraft vid en landsomfattande stiltje) så står det snabbt klart att Sverige är beroende av importerad elkraft för att få balansen att gå ihop vid de effektbehov som kan uppstå. Och man kan också konstatera att även om elkapaciteten i kraftvärmeverken är relativt liten så är varje MW viktig för att inte elunderskottet ska öka ytterligare.

I det "positiva" scenariot är det både vindkraftkapacitet och kraftvärmekapacitet som tillkommer, utöver det som byggs i Basscenariot, fram till 2030. Eftersom vindkraftens bidrag till eleffektbalansen är så pass begränsad samtidigt som eleffektbehovet till följd av ökad elektrifiering i det "positiva" scenariot är klart större än i Basscenariot växer också gapet mellan den svenska produktionskapaciteten och det maximala eleffektbehovet. Det svenska importberoendet under höglastperioder är därmed något större i det "positiva" scenariot.



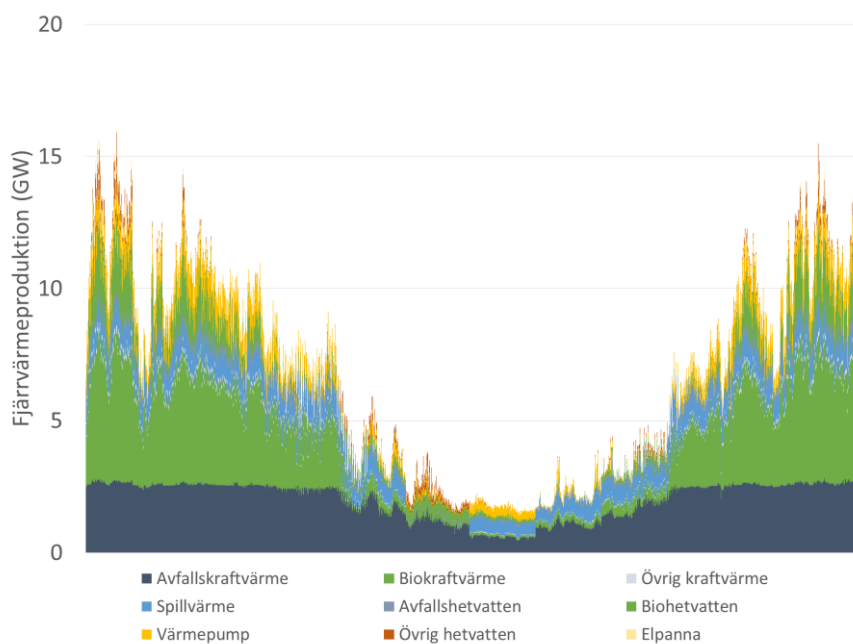
Figur 10: Basscenariot till vänster och Elektrifieringsscenariot till höger

En annan indikator, vid sidan om timmen med maximalt eleffektbehov, som kommer att bli alltmer relevant för elsystemet är timmen med den högsta *nettolasten*. Nettolasten (eller residuallasten) definieras som elbehovet minus den icke-styrbara elproduktionen (vindkraft och solel) och bestämmer hur stort behovet av styrbar elproduktion (termisk elproduktion och vattenkraft), alternativt

elimport eller efterfrågefleksibilitet, är. Perioden med maximal nettolast behöver alltså inte sammanfalla med perioden med maximal effektförbrukning. Ofta ligger de dock relativt nära eftersom en hög nettolast typiskt inträffar då elförbrukningen är hög (och då vind- och solproduktionen är liten). I beräkningsresultaten kan man också titta närmare på sådana situationer i elsystemet. Av utrymmesskäl väljer vi dock att inte ytterligare uppehålla oss kring nettolasten.

Fjärrvärme och kraftvärme

I Figur 11 redovisas den timvisa fjärrvärmeproduktionen i Sverige i Basscenariot och i ett 2030-perspektiv. Man kan tydligt se det stora bidraget från kraftvärmeverken (avfall och biobränslen). Högst upp i driftordning ligger oljeeldade hetvattenpannor och elpannor för att hantera timmar med riktigt högt fjärrvärmebehov. Det är de höga rörliga kostnaderna i sådana anläggningar som ger upphov till incitamenten till att backa elproduktion i kraftvärmeverk, det vill säga att styra om ångan till att generera mer fjärrvärme och mindre el (mer om detta längre ner).



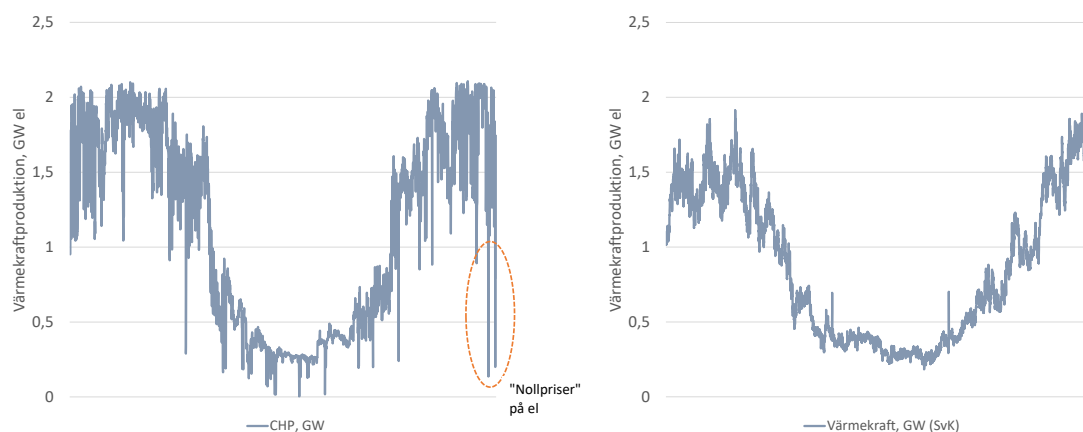
Figur 11: Fjärrvärmeproduktionen i Sverige i Basscenariot, timme för timme.

Den timvisa elproduktionen från all svensk kraftvärme i Basscenariot redovisas i Figur 12, till vänster. Produktionen är hög under vinterhalvåret då elproduktionen samkörs med fjärrvärmeproduktion (och totalverkningsgraden är hög) och då elpriserna generellt är relativt höga. Även om vinterperioden i framtiden fortsatt kommer att innehålla höga eller mycket höga elpriser så kommer förekomsten av riktigt låga elpriser att öka under vinterhalvåret. Det beror i stor utsträckning på tillgången till vindkraft vars bidrag i ett framtida system med mycket vindkraft kan variera avsevärt inom några dygn (se Figur 9). Totalt sett produceras omkring 10 TWh el från kraftvärmeverken i Basscenariot. Det är ungefär en (1) TWh mer än vad som produceras idag.

Elprisvariationen under vintertid förklarar den relativt höga variabiliteten i elproduktion från kraftvärmeverken (Figur 12, till vänster). Hög variabilitet i elproduktion innebär inte att ångproduktionen varierar i samma utsträckning utan det handlar istället om att ångan styrs över till mer fjärrvärmeproduktion (direkt dumpning av ånga). Men även panneffekten kan naturligtvis regleras om exempelvis fjärrvärmelasten går ner (eller upp om det finns ledig pannkapacitet). I modellberäkningarna antar vi att så gott som samtliga kraftvärmeverk kan gå från samtidig el- och fjärrvärme-

produktion ("mottrycksdrift") till att endast producera fjärrvärme. Några enstaka verk antas dessutom kunna köra helt i kondensdrift, det vill säga enbart elproduktion. Vi antar också att skiftet mellan mindre elproduktion och mer fjärrvärmeproduktion (eller omvänt) kan ske fullt ut från en timme till en annan och att elproduktionen i ett kraftvärmeverk reagerar "perfekt" och omedelbart (på timbasis) på elpriset. Förenklat kan sägas att el produceras i ett kraftvärmeverk så länge som bränslekostnaden för att producera el understiger elpriset eller så länge som alternativkostnaden för fjärrvärme understiger den kritiska nivå som motiverar en backning av elproduktionen. Det finns några timmar i Figur 12 (diagrammet till vänster) då elproduktionen är mycket låg trots att det sker under vintern. Detta förklaras av mycket låga elpriser.

I jämförande syfte har vi i Figur 12 också inkluderat den produktionsstatistik som redovisas av Svenska Kraftnät under rubriken "värmekraft" och som i huvudsak utgörs av kraftvärme i fjärrvärmenäten.⁷ I figuren kan man se att den verkliga produktionen uppvisar en mindre grad av variabilitet än det som indikeras i modellberäkningarna vilket i viss utsträckning sannolikt beror på att den verkliga driften, av olika skäl, inte är lika "lätttrölig" och snabbt anpassningsbar som i modellbeskrivningen. Dessutom är de bägge diagrammen i Figur 12 långt ifrån helt jämförbara bland annat eftersom elpriserna är helt olika.



Figur 12: Elproduktionen i kraftvärmeverk i Basscenariot (till vänster) och elproduktionen från "värmekraft" år 2018 enligt publicerad statistik från Svenska Kraftnät (till höger).

Kraftvärmens bidrag till elproduktionen under ansträngda perioder

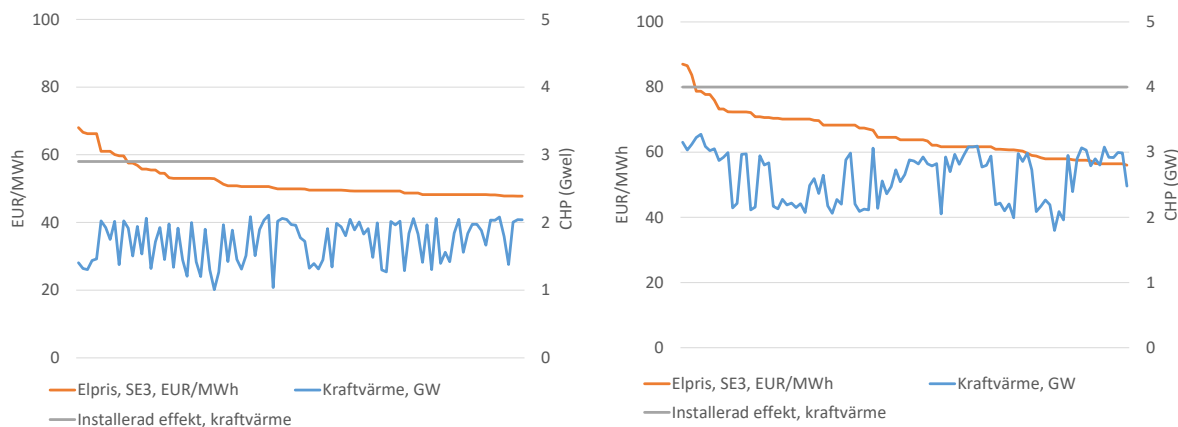
Som nämnts tidigare utgår vi från en installerad eleffekt på 2,9 GW el från kraftvärme i Basscenariot och ca 4 GW i det "positiva" scenariot. I det "negativa" scenariot är motsvarande siffra 2,5 GW. Frågan är då hur stor andel av den installerade kapaciteten som verkligen utnyttjas då läget är ansträngt på elmarknaden. Vad som utgör en "ansträngd" situation är inte entydigt men vi har här valt att studera de timmar då elpriset är som allra högst, i detta fall i elområde 3. Vi har valt att titta på elpriset i elområde 3 eftersom detta är det klart största elbehovsområdet i Sverige och prisbilden i elområde 3 är därmed ett närmvärde för hur det ser ut i landet som helhet. Ett (mycket) högt elpris indikerar knapphet eller att man närmar sig en sådan situation.⁸ I Figur 13 redovisas elproduktionen

⁷ Sifferunderlaget bygger på Svenska Kraftnäts statistik, som omfattar "värmekraftproduktion". Det är dock rimligt att anta att detta i huvudsak utgörs av kraftvärme i fjärrvärmenäten eftersom kondensproduktion (exklusive gasturbiner som särredovisas) är försumbar och då industriellt mottryck ofta inte matas in på koncessionspliktiga nät (vilka i sin tur utgör basen för Svenska Kraftnäts statistikrapportering) utan används internt inom icke-koncessionspliktiga nät inom industrierna.

⁸ Även mycket låga elpriser kan signalera en ansträngd situation eftersom det då kan handla om att exportera stora mängder el ut från ett eller flera lågprisområden.

från svensk kraftvärme under de 100 timmarna då elpriset är som högst, dels i Basscenariot och dels i det "positiva" scenariot (elpriserna är i figuren rangordnade efter fallande storlek med tillhörande kraftvärmeproduktion). Det "negativa" scenariot är mycket likt Basscenariot varför vi väljer att utelämna det här. I Basscenariot uppgår det maximala elpriset till omkring 70 EUR/MWh (i elområde 3). Under timmarna med de allra högsta elpriserna så ligger elproduktionen från kraftvärmen något lägre än under timmarna då elpriset är något lägre (även om variationen är ganska stor). Detta är ett tydligt tecken på backad elproduktion. Vi kan också konstatera att under perioden med de 100 högsta elpriserna så producerar kraftvärmen maximalt lite drygt 2 GW trots att det finns knappt 3 GW installerat. Elpriserna (samt de i förekommande fall höga alternativkostnaderna för fjärrvärmeproduktion) motiverar inte att all kraftvärmekapacitet utnyttjas samtidigt. Två saker är viktiga att komma ihåg när man betraktar Figur 13. För det första avser elpriset elområde 3 medan kraftvärmeproduktionen omfattar samtliga elområden. Det kan finnas situationer då elpriset är mycket högt i elområde 3 men inte särskilt högt i något av de andra elområdena. Det behöver alltså inte vara ansträngt samtidigt. Om elpriset är lägre i något av de andra elområdena kan bidraget från kraftvärmeproduktionen vara lägre av det skälet. För det andra kan det bland de 100 timmarna med högst elpris finnas med några timmar som infaller under sommarhalvåret vilket därmed också skulle förklara en mindre kraftvärmeproduktion. Förekomsten av sådana timmar är dock mycket begränsad i dessa bägge scenarier. Däremot ser det lite annorlunda ut i ett av beräkningsfallen i känslighetsanalysen som diskuteras längre fram i rapporten.

I det "positiva" scenariot är elpriserna högre under högstpristimmarna än i Basscenariot vilket driver upp kraftvärmeproduktionen när elpriset är som allra högst. Det finns dock fortfarande en "vilande" potential för elproduktionen på ca 600-800 MW (notera att den installerade kapaciteten är större i det "positiva" scenariot, ca 4 GW).



Figur 13: De 100 timmarna med högst elpris rangordnade efter fallande elpris med tillhörande kraftvärmeproduktion (el) i Basscenariot till vänster och i det "positiva" scenariot till höger

Varför erhåller vi inte högre elpriser i beräkningarna under ansträngda situationer?

Elpriset i Figur 13 utgörs av elpriset i elområde 3 under de 100 timmarna med det högsta elpriset (i fallande storleksordning). Rent intuitivt kan man tycka att priserna, som under ett fåtal timmar når omkring 70 EUR/MWh som mest i Basscenariot respektive mellan 80-90 EUR/MWh som mest i det "positiva" scenariot, kan kännas lite i lägsta laget. Visserligen är det en subjektiv bedömning men man kan ju fråga sig, till att börja med, hur det sett ut i verkligheten. Under 2017 så låg elpriset på Nordpool över 70 EUR/MWh i elområde 3 under 36 timmar (inte i kronologisk följd). Resten av året, alltså under 99,6% av året låg priserna under 70 EUR/MWh. Året därpå, 2018, var motsvarande antal timmar med ett pris på över 70 EUR/MWh fler, närmare bestämt 178 st. Resten av året, 98%, låg elpriset på nivåer under 70 EUR/MWh. Och slutligen, under 2019 så här långt en bit in i juni, har

antalet timmar med ett elpris på över 70 EUR/MWh i elområde 3 begränsat sig till 66 st. De senaste åren kan vi alltså konstatera att timmarna med riktigt höga elpriser i elområde 3 varit relativt få, vilket naturligtvis kan tillskrivas en god kraftbalans men även frånvaron av en riktigt hög elförbrukning på grund av en kall vinter exempelvis. I våra scenarier utgår vi från en fortsatt god kraftbalans med en mycket begränsad elförbrukningsökning i Basscenariot och en förhållandevis måttlig ökning i det "positiva" scenariot (visserligen med utgångspunkt från en ökad elektrifiering men det är inte förrän efter 2035 som ökningstakten i elförbrukning antas få riktig fart i detta scenario). Vi antar dessutom att väderförhållandena är normala och att tillrinningen i vattenmagasinen är på normalårsnivå. Även tillgängligheten i de övriga kraftslagen utgår från det som kan antas vara " normalt". I modellberäkningarna antar vi dessutom perfekt kunskap om tillståndet under årets samtliga timmar vilket gör att framförallt vattenkraften kan köras på ett, sett över hela året sammantaget, optimalt sätt. Vi antar heller inga driftstörningar på elöverföringen, varken mellan länder eller inom länder. Detta sammantaget gör att de beräknade elpriserna i dessa bägge scenarier understiger 100 EUR/MWh.

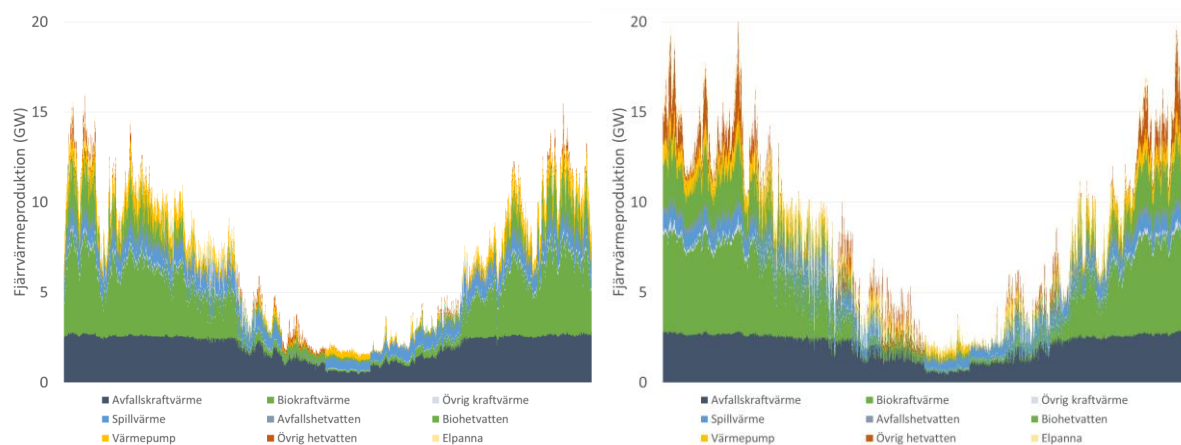
Känslighetsanalys: kallår och torrår

Som ett komplement till våra beräkningar har vi också utfört två modellberäkningar där vi antagit kallårsförhållanden, baserat på data för den långa och kalla vintern 2010, och dessutom i en andra beräkning även torrårsförhållanden med avseende på vattenkraften. I synnerhet det sistnämnda fallet, som kombinerar dessa "avvikande" omständigheter, är potentiellt utmanande för elsystemet. För enkelhets skull har vi antagit att endast Sverige upplever en kall vinter medan ett torrår antas påverka vattenmagasinen i både Sverige och Norge.

Ett kallår leder till ett ökat värmebehov vilket i synnerhet påverkar fjärrvärmeunderlaget som i relativa termer ökar klart mycket mer än elbehovet gör av samma anledning. Detta beror på att endast en liten del av elförbrukningen åtgår för uppvärmning. Dessutom antar vi att elförbrukningen för uppvärmning är klart lägre runt 2030-2035 än idag eftersom värmepumparna blir alltmer effektiva i sig (viktigt för utbytesmarknaden) och eftersom dagens elvärme (vattenburen elvärme och direktel) till stor del ersätts av effektiva värmepumpar eller andra uppvärmningsformer. Denna utveckling verkar också dämpande på eleffektbehovet eftersom moderna värmepumpar har dels bättre verkningsgrader när det är kallt och dels klart högre effekttäckning än i äldre värmepumpslösningar. Påverkan på elförbrukningen i Sverige blir därmed relativt begränsad, ca 5 TWh mer el än normalt samtidigt som den maximala eleffektförbrukningen antas vara 1,5 GW högre.⁹

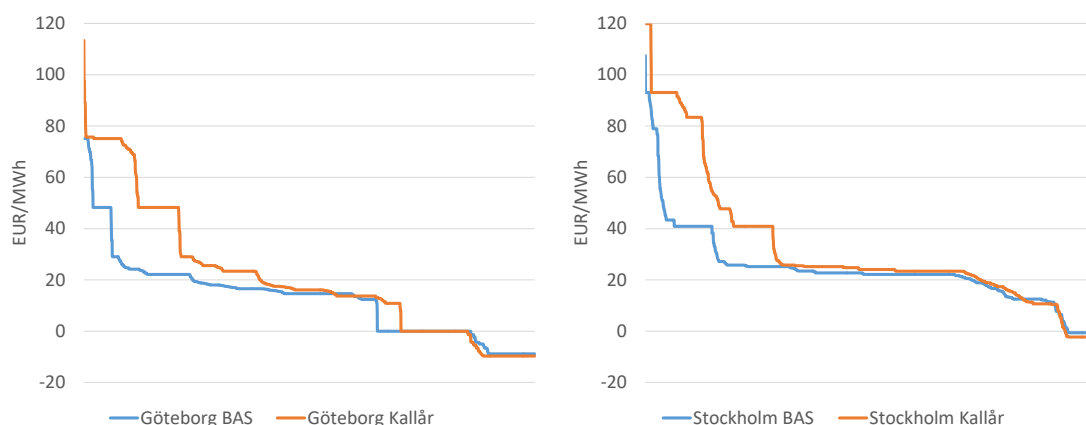
I Figur 14 visas den totala fjärrvärmeproduktionen i Sverige, timme för timme, i Basscenariot och i känslighetsfallet som inkluderar ett kallår. I det senare fallet kan man tydligt se den större volymen av fjärrvärme och det ökade inslaget av dyr topplastproduktion (exempelvis eldningsolja).

⁹ Vi bygger dessa antaganden på en detaljerad studie av värmepumpars påverkan på eleffektbehovet idag och i framtiden (Profu, 2018, "Värmepumpars påverkan på effektbalansen - Idag och i framtiden", rapport på uppdrag av Svenska Kyl- och Värmepumpsföreningen och Energimyndigheten). Svenska Kraftnät antar att en tioårsvinter ökar det maximala eleffektbehovet med drygt 1 GW och en tjugoårsvinter med drygt 1,5 GW jämfört med en normal vinter (Svenska Kraftnät, 2018, "Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2018").



Figur 14: Fjärrvärmeproduktionen i Sveriges samlade fjärrvärmesystem i Basscenariot (till vänster) och i ett kallt Basscenario (till höger).

En annan indikator som tydligt visar skillnaden mellan ett normalår och ett kallt år är marginalkostnaden för fjärrvärmeproduktionen. Marginalkostnaden kan se mycket olika ut för olika system och vi har här valt att lyfta fram endast två system, nämligen Göteborg och Stockholm, se Figur 15. Vi påminner om att resultaten avser ett framtida 2030-2035-perspektiv. I figuren kan man tydligt se att marginalkostnaden i bägge systemen ligger klart högre under ett kallår än under ett normalår. Skillnaden är bitvis ännu större än vad som visas i figuren eftersom i figuren är bägge fallens marginalkostnader ordnade efter fallande storlek. Tittar man istället på den kronologiska ordningen kan man se timmar där skillnaden i marginalkostnad klart överstiger 50 EUR/MWh. På elsidan är istället skillnaden generellt mycket mindre (även om elpriset under vissa perioder kan bli klart högre om det är kallare än normalt).¹⁰ Därmed är incitamenten för att backa elproduktionen i kraftvärmeverken i känslighetsfallet större än i Basscenariot med normalårsvinter. Alternativkostnaden för att producera fjärrvärme blir periodvis så pass mycket högre i kallårsfallet så att den mer måttliga elpriseffekten inte förmår att hålla emot incitamentet att avstå elproduktion till förmån för mer fjärrvärmeproduktion i kraftvärmeverken.

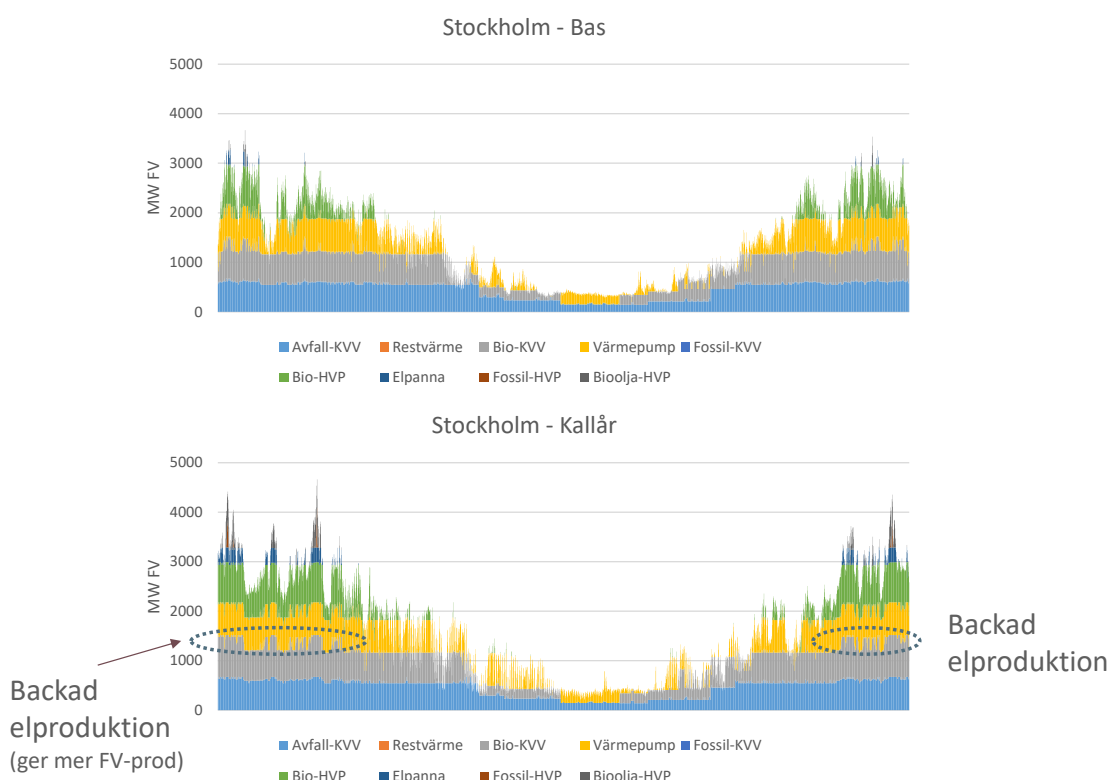


Figur 15: Marginalkostnaden för att producera fjärrvärme i Göteborgssystemet (till vänster) och i Stockholmssystemet (till höger) i Basscenariot med en normal vinter och en kall vinter. Under de

¹⁰ Här har vi delvis underskattat effekten på elmarknaden av en kall vinter eftersom vi infört kallårsförhållanden endast i Sverige. I verkligheten är det sannolikt kallt även i flera av Sveriges grannländer vilket ytterligare ökar elförbrukningen i det nordeuropeiska elsystemet.

timmar som kraftvärme bestämmer marginalkostnaden så ingår elintäkten i marginalkostnaden, vilket därmed "avlastar" kostnaden för att producera fjärrvärme.

Effekterna av ett kallt år på produktionen av fjärrvärme i det modellerade Stockholmssystemet går att utläsa i Figur 16. Det övre diagrammet visar produktionen under ett normalår (Basscenariot) medan det nedre diagrammet visar produktionen under ett kallår (känslighetsberäkningen). Man kan tydligt se dels den större produktionen över året, dels den ökade användningen av topplastproduktion och dels effekten av den ökade frekvensen av backad elproduktion (inringat i det nedre diagrammet) till följd av en kall vinter jämfört med en normal vinter. Backad elproduktion resulterar i ökad fjärrvärmeproduktion från kraftvärme vilket alltså sisar sig i form av "pucklar" med ökad produktion i Figur 16 (nedre diagrammet).



Figur 16: Fjärrvärmeproduktionen i Stockholmssystemet i Basscenariot givet en normal vinter (övre diagrammet) respektive en kall vinter (nedre diagrammet).

Om man till ett kallår även lägger förhållanden som motsvarar ett torrt år med lägre tillrinning i de nordiska vattenmagasinen så ökar ansträngningen på elmarknaden ytterligare. De årliga variationerna i vattenkraft är periodvis mycket stora. Baserat på historisk produktionsstatistik så antar vi att ett torrår innebär en tillrinning motsvarande 55 TWh för Sverige och 115 TWh för Norge. Ett normalår motsvarar istället 67 TWh i Sverige respektive 130 TWh i Norge. Skillnaden i den totala svensk-norska vattenkraftproduktionen uppgår alltså till knappt 30 TWh mellan ett normalt och ett torrt år.

Ett torrår innebär i första hand inte ett effektproblem eftersom vattenkraften även under torrårsförhållanden kan leverera i stort sett samma *effekt*. Däremot är uthålligheten sämre, det vill säga det handlar i första hand om ett *energiunderskott*. Detta medför att elpriserna generellt lägger sig på en högre nivå under året men att de höga elpriserna inte nödvändigtvis behöver bli ännu högre. Torrårsförhållandena bidrar till att stimulera elproduktionen från kraftvärme något men inte särskilt mycket jämfört med utgångsläget som alltså i det här fallet är ett kallt år (torrt+kallt år jämfört med endast

kallt år). Eftersom kallåret har så stor betydelse för backningen av elproduktion så kan vi förmoda att om vi istället jämför ett normalt år med enbart ett torrt år (och inte dessutom ett kallt år) så hade ett torrt år bidragit till en något större positiv förändring på kraftvärmeproduktionen. Men det har vi alltså inte analyserat i denna studie.

Effekten på kraftvärmeproduktionen av ett kallår och ett kallår i kombination med ett torrrår redovisas längre fram i rapporten.

Känslighetsanalys: vad händer om kärnkraften avvecklas?

I våra detaljerade analyser så här långt har vi koncentrerat oss på en situation kring 2030-2035. Med stor sannolikhet kommer den svenska kärnkraften fortfarande vara tillgänglig då, givet våra bedömningar av de tekniska livslängderna för de återstående 6 reaktorerna (utöver Ringhals1 och 2 som vi antar stängs senast vid utgången av 2020), och givet de elpriser som erhålls i våra modellberäkningar. Om vi utgår från 60 års livslängd kommer utfasningen av de återstående reaktorerna att ske omkring 2040, det vill säga en bit efter det nedslagsår (2030-2035) som vi fokuserat på i de modellberäkningar som vi redogör för i detta kapitel.

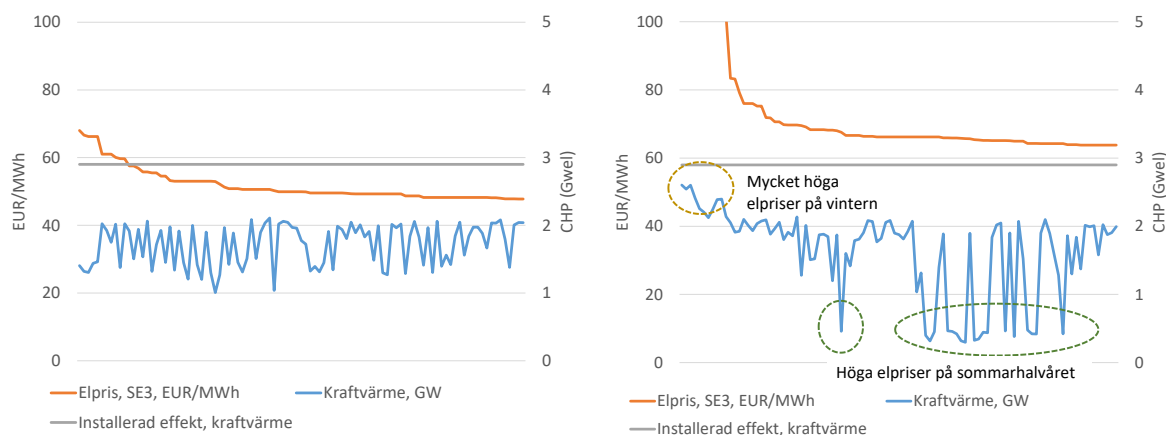
För att uppskatta effekterna av en eventuell fullständig utfasning av den svenska kärnkraften har vi även inom ramarna för denna studie utfört en känslighetsberäkning. I detta fall antar vi att bortfallet av kärnkraft motsvarande de återstående 6 reaktorerna, det vill säga omkring 50 TWh, kompenseras av lika mycket vindkraft på årsbasis, det vill säga ytterligare ca 50 TWh vindkraft. Det medför att denna känslighetsberäkning utgår från en svensk vindkraftsproduktion på hela 90 TWh per år. Detta är lika mycket som Energimyndigheten målar upp i sitt "100% förnybart"-scenario.¹¹ Där är tidsperspektivet snarare "2040" medan vi för enkelhets skull låtit övriga beräkningsförutsättningar, exempelvis elförbrukningen, ligga kvar i tidsperspektivet "2030-2035". Även om det är en förenkling så ger denna känslighetsberäkning en god bild av skillnaden mellan ett framtida elsystem med mycket variabel förnybar elproduktion och ett elsystem som inte har fullt lika stor volym förnybart men med en signifikant andel termisk elproduktion. Den centrala frågan här är vad detta kan komma att få för effekt på elproduktionen i kraftvärmeverken.

Eftersom den årliga elproduktionen i Sverige är lika stor i känslighetsfallet som i Basscenariot så det årliga elexportöverskottet lika stort, drygt 20 TWh per år. Däremot är variabiliteten under året klart högre i känslighetsfallet (mer vindkraft och ingen kärnkraft), varför exporten och importen till, respektive från, Sveriges grannländer får ökad betydelse och kan variera avsevärt mellan olika timmar. I känslighetsfallet är därmed risken större för "inlåsning" av elöverskott under timmar då vindkraften producerar mycket samtidigt som överföringskapaciteten är begränsande. Och omvänt, under knapphetsperioder med låg tillgång till vindkraft i Sverige kan begränsningar i importkapacitet medföra att elpriserna blir mycket höga.

I Figur 17 redovisas de 100 timmarna med högst elpris (elområde 3) i fallande storlek med tillhörande elproduktion i kraftvärmeverken. Det vänstra diagrammet i figuren är identiskt med det vänstra diagrammet i Figur 13. Det högra diagrammet visar utfallet för känslighetsberäkningen där variationen i kraftvärmeproduktion klart överstiger motsvarande variation i Basscenariot. I känslighetsberäkningen erhåller vi klart högre elpriser vilka sammanfaller med låg tillgång till vindkraft. Eftersom kärnkraften antas vara utfasad är Sverige extremt beroende av vattenkraft, den termiska elproduktion som återstår (kraftvärme, industriellt mottryck och eventuell reservkraft) samt import. Backningen av elproduktionen i kraftvärmeverken är följaktligen minimal under timmarna med allra högst elpris. Samtidigt kan man se timmar där elproduktionen är mycket låg. Som antytts tidigare i

¹¹ Energimyndigheten (2019), "100 procent förnybar el – Delrapport 2: scenarier, vägval och utmaningar", ER 2019:06.

rapporttexten så är detta framförallt en effekt av höga elpriser utanför vintern. De uppkommer då elförbrukningen är relativt hög (typ senvår/tidig höst) i kombination med låg tillgång till vind samtidigt som kärnkraften är utfasad. Eftersom fjärrvärmeunderlaget under sådana perioder är begränsat producerar kraftvärmeverken el med låg verkningsgrad. Kondensdrift eller ”nära-kondensdrift” erfordrar ännu högre elpriser.

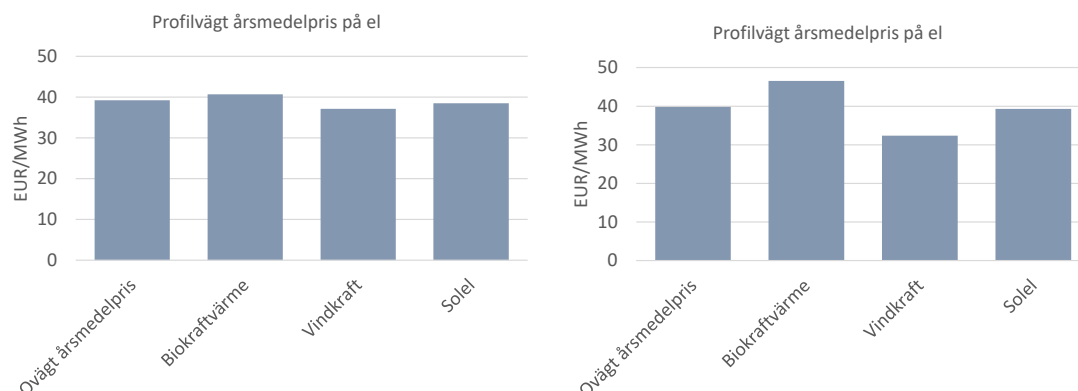


Figur 17: De 100 timmarna med högst elpris rangordnade efter fallande elpris med tillhörande kraftvärmeproduktion (el) i Basscenariot till vänster och i ett scenario med 90 TWh vindkraft och utan kärnkraft till höger

Den årliga elproduktionen från kraftvärmeverken uppgår i känslighetberäkningen (90 TWh vindkraft och ingen kärnkraft) till drygt en halv (0,5) TWh *mindre* än i Basscenariot. Det kan vid en första anblick tyckas lite förvånande eftersom vi i känslighetsberäkningen observerat avsevärt högre elpriser än i Basscenariot. Precis som vi konstaterade i anslutning till Figur 17 så uppträder de höga elpriserna emellertid inte uteslutande under vinterhalvåret utan även under andra perioder på året då elproduktionen i kraftvärmeverken inte (fullt ut) kan tillgodogöra sig dessa elpriser. Och omvänt, under vinterhalvåret uppträder även relativt låga elpriser till följd av periodvis mycket stor vindkraftsproduktion. Denna variabilitet i elpris är avsevärt större i känslighetsfallet än i Basscenariot. Å andra sidan, karaktäriseras känslighetsfallet med mycket vindkraft och ingen kärnkraft av perioder med klart högre elpriser än Basscenariot. En stor andel av dessa (mycket) höga elpriser infaller under vinterhalvåret och kommer kraftvärmeverken till godo. Det elpris som kraftvärmen känner av i känslighetsfallet är därmed klart högre än i Basscenariot, vilket man kan se i Figur 18 där produktionsviktade årssnittspriser på el för tre olika kraftslag samt ett oviktat aritmetiskt årsmedelvärde redovisas. I figuren kan man se att särskilt kraftvärme ”vinner” på en övergång från relativt mycket termisk elproduktion (Basscenariot) till ett system med mindre termisk elproduktion och mer variabel förnybar elproduktion (känslighetsfallet). Det viktade elpriset för kraftvärme uppgår till omkring 40 EUR/MWh i Basscenariot och knappt 50 EUR/MWh i känslighetsfallet. Det är i första hand den mindre tillgången till styrbar termisk kraft som leder till ökade vinterpriser. Vi kan med andra ord konstatera att även om elproduktionen från kraftvärmeverken är något mindre i vårt känslighetsfall än i Basscenariot så ökar intäkterna från elförsäljningen signifikant.

För vindkraftens del minskar istället det årsgenomsnittliga intjänade elpriset i känslighetsfallet. Det beror helt enkelt på att vindkraftens andel ökat från omkring 45 TWh till 90 TWh och att den så kallade ”kannibaliseringseffekten” tilltar med ökande volymer vindkraft. Men eftersom vi samtidigt i detta scenario fasat ut kärnkraft så trycker detta upp elpriset, särskilt under de perioder som kännetecknas av något sämre tillgång till vind. Men även under sådana perioder kan det blåsa

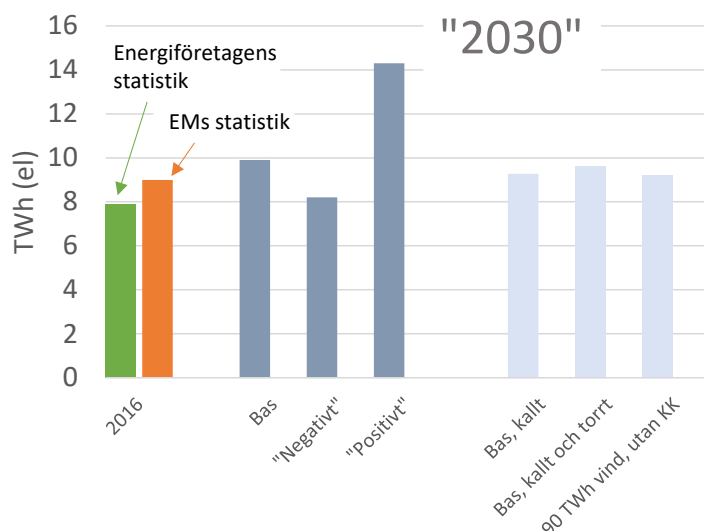
tillräckligt för att en stor del av vindkraftflottan får en relativt god förtjänst, vilket därmed håller emot den negativa "profileffekten" för vindkraftens del.



Figur 18: Basscenariot till vänster och känslighetsberäkningen (90 TWh vindkraft och ingen kärnkraft) till höger

Årlig elproduktion från kraftvärme - sammanställning av samtliga beräkningsfall

I Figur 19 redovisar vi slutligen elproduktionen baserad på kraftvärme i samtliga beräkningsfall, inklusive de tre känslighetsberäkningarna som redovisades i föregående avsnitt. Man kan se att utfallet för de tre känslighetsberäkningarna hamnar på ungefär samma nivå vilket snarare ska tolkas som en tillfällighet som styrs av såväl positiva incitament för elproduktion från kraftvärme som negativa incitament. Backad elproduktion till följd av höga alternativkostnader för fjärrvärme-produktion är en av de viktigaste förklaringarna som håller tillbaka elproduktionen i kraftvärmerna. Vi kan också konstatera att det erfordras särskilt gynnsamma omständigheter för kraftvärmerna för att elproduktionen ska bli klart större än idag. Det är egentligen endast det "positiva" scenariot baserat på omfattande elektrifiering och andra (gynnsamma) omvärldsförutsättningar som leder till en markant ökning i kraftvärmeproduktionen. Vi påminner läsaren om att i samtliga beräkningsfall förutom just det "positiva" scenariot och endast i begränsad mån det "negativa" scenariot så följer våra antaganden kring omvärldsförutsättningar det som antas i Basscenariot. Detta gäller även känslighetsberäkningen med avseende på vindkraft och kärnkraft ("90 TWh vind, utan KK" i figuren). En mer omfattande känslighetsanalys med utgångspunkt från en omfattande elektrifiering är också relevant att analysera i sammanhang men får av utrymmesskäl anstå till en framtida studie.



Figur 19: Den årliga elproduktionen från kraftvärmen i samtliga beräkningsfall samt motsvarande utfall för 2016 enligt Energiföretagens statistik och Energimyndighetens statistik (Energiläget, 2018). Energiföretagens statistik och Energimyndighetens statistik skiljer sig åt något.

Lokalt perspektiv på eleffektfrågan

Även om den lokala dimensionen för kraftvärmen inte uttryckligen ingått i projektet har vi valt att här inkludera ett stycke från NEPP kring det lokala perspektivet på eleffektfrågan och kraftvärme.

Eleffektsituationen är ansträngd i flera svenska storstäder och regioner. Utbyggnad av elnät tar mycket lång tid, främst till följd av utdragna tillståndsprocesser. Svårigheterna förstärks av att elbehovet förväntas öka till följd av ökat antal invånare och nya elanvändningsområden (elbilar, datahallar, m.m.). Ytterligare en försvårande faktor är i vissa fall att existerande elproduktion i "bristområdena" kan komma att stängas av ekonomiska skäl till följd av korta utnyttjningstider (delvis förstärkt av höjda skatter), ålder, bränsle, m.m. Det finns många åtgärder som kan användas för att underlätta situationen, men det är osäkert vem som tar ansvar för att de genomförs. I värsta fall kan flaskhalsarna i elnätet begränsa stadens utveckling och hindra tillväxt.

Den svenska elförsörjningen står inför olika typer av effektutmaningar. En av dessa är det samlade elsystemets behov av flexibilitet till följd av ökande inslag av variabel elproduktion och utfasning av planerbar elproduktion. En annan utmaning är lokala/regionala flaskhalsar i elnäten, i kombination med ökande elbehov. Här fokuserar vi på den senare av dessa – lokal "trängsel i näten". Denna utmaning karaktäriseras av att elförsörjningen är ansträngd relativt få timmar med särskilt högt elbehov. Under dessa timmar är spotpriset på el sannolikt högt, men inte nödvändigtvis. Det är ju elnätsbegränsningar som skapar utmaningarna, inte elproduktionen. Därmed är det inte säkert att prissignalen förmedlar informationen om att situationen är ansträngd. Ett problem med dessa lokala nätbegränsningar är att det typiskt tar mycket lång tid för att bygga bort begränsningarna. Tillståndsprocessen är ofta mycket utdragen. En osäkerhetsfaktor är att elbehovsutvecklingen är svår att förutse, särskilt vad gäller de "nya" användningsområdena, exempelvis elektrifieringen av transportsektorn och datahallar.

I NEPP-projektet har vi studerat denna fråga med Stockholm som exempel. Det finns dock fler städer och regioner som lider av samma problematik. En studie från Pöyry, *Trångt i elnäten – ett hinder för omställning och tillväxt?*, bekräftar detta och anger att "Om näringslivets behov av anslutningar inte

möts riskerar Sverige på landsbasis att behöva neka 16 000 MW nyanslutningar fram tills 2030 till en samhällsekonomisk kostnad om 150 miljarder SEK om året i 2030".

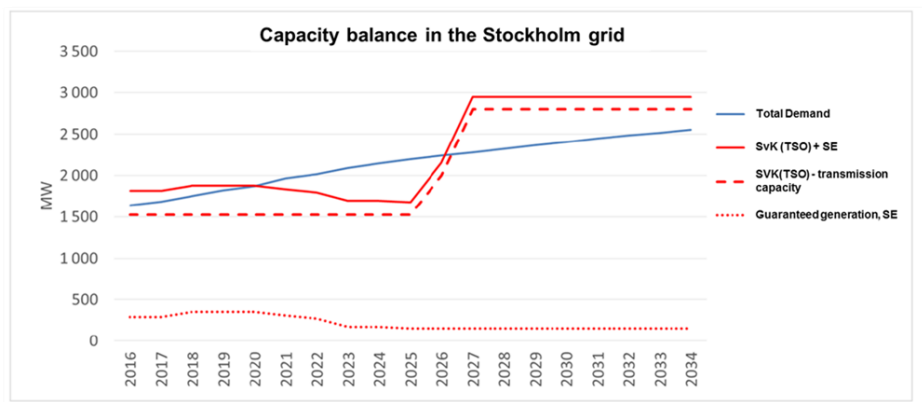
I Stockholm är situationen redan ansträngd och eldistributörens abonnemang har flera gånger överskridits. Stockholm är en tillväxtregion och eftersom det samtidigt finns flera specifika tillkommande elbehov, särskilt sådana som relaterar till elektrifiering av transporter, så kan man förvänta sig att situationen kommer att bli än mer ansträngd. Stockholms Stads exploateringskontor har dessutom fått ett brev från Svenska kraftnät med bland annat följande innehåll:

Ang samordning av samhällsviktig infrastruktur i Stockholm

Med denna skrivelse vill Svenska kraftnät fästa stadens uppmärksamhet på att ytterligare uttag av el från det överliggande stamnätet i Stockholm redan idag inte är möjligt. När Ellevio framfört önskemål om att under kommande år successivt öka sitt uttagsabonnemang från nuvarande 1525 MW har Svenska kraftnät därför varit mycket tydligt med att detta inte kommer att bli möjligt förrän fram emot mitten av 2020-talet och fullt önskat uttag nås inte förrän framemot 2030.

Därmed är det tydligt att kapaciteten på elinmatningen till Stockholm inte kan avhjälpas förrän tidigast i mitten av 2020-talet, men troligen först kring 2030.

I dagsläget underlättas den ansträngda elförsörjningen av att det finns elproduktionskapacitet i Stockholm med effekttarantier, vilket avlastar elsystemet lokalt. För flera av dessa elproduktionsanläggningar, främst kraftvärmeverk anslutna till Stockholm Exergis fjärrvärmesystem, finns dock planer på avveckling. Skälet är i flera fall dålig lönsamhet, eftersom anläggningarnas drifttid är mycket begränsad. Om dessa planer förverkligas så kan elproduktionskapaciteten i Stockholm minska med 300 MW inom fem år. Det skulle ytterligare försvåra effektsituationen i staden. Diskussioner pågår för att hitta former för hur fortsatt tillgång till denna produktionskapacitet ska kunna finansieras. Det bedömda utfallet framgår av figuren nedan.



Figur 20: Kapacitetssituationen i Stockholms elnät 2016-2034, [MW].

Olika åtgärder står till buds för att minska utmaningarna med lokal trängsel i elnäten. Exempel på åtgärder som kan bli aktuella för att underlätta situationen är:

- Bibehålla och/eller bygga elproduktion inom den geografiska gräns där underskott riskeras
- Överföra mer eleffekt i existerande elnätssystem
- Utnyttja existerande reservkraftanläggningar och UPS¹²-er
- Laststyrning och efterfrågefleksibilitet
 - Många olika alternativ/metoder, exempelvis effektvakter, smart laddning av elfordon, stoppa viss utrustning, dra ner elvärme, stoppa värmepumpar i fjärrvärmesystem, flytta förbrukning i tiden och effekttariff för elnät
 - Lagring av el
- Generell energi- och effekteffektivisering
- Avtal om bortkoppling av last vid ansträngda perioder
- Vädja om elanvändningsminskning
- Korta ner ledtider för tillståndprocesser för utbyggnad av elöverföringskapacitet
- Etablera elintensiv verksamhet på platser där flaskhalsar saknas

Ett problem med åtgärder som genomförs för att lösa problemen med lokala flaskhalsar i elnäten är att de blir avsevärt mindre värdefulla när de aktuella nätbegränsningarna har byggts bort. Om åtgärderna är förknippade med (stora) investeringar är det alltså risk för att dessa endast kan ge ekonomisk avkastning under kort tid.

Flera av de åtgärder som lyfts fram ovan är sådana som också bidrar till att underlätta situationen med avseende på den andra av elförsörjningsutmaningarna som nämndes inledningsvis - det samlade elsystemets behov av flexibilitet till följd av ökande inslag av variabel elproduktion och utfasning av planerbar elproduktion. Därmed kan åtgärderna vara värdefulla även i en situation då nätbegränsningarna avhjälpes.

Vad säger då juridiken om anslutning av elkunder i en situation med nätbegränsningar? I ett föredrag inom ramen för NEPPs storstadsstudie redovisade Svenska kraftnät vad som gäller i en sådan situation:

- I ellagen 1997:857 3 kapitlet 6 § anges följande: "Den som har nätkoncession för linje är, om det inte finns särskilda skäl, skyldig att på skäliga villkor ansluta en elektrisk anläggning till ledningen." Det finns alltså normalt en skyldighet att ansluta den som vill få tillgång till elnätet. Undantaget är om det finns "särskilda skäl".
- I ellag Proposition 1996/97:136 förtydligas detta: "Det är framförallt ledningens kapacitet som kan påverka anslutningsskyldigheten. Ledningen måste fysiskt kunna klara den överföring som önskas sedan anläggningen anslutits. [...] Koncessionshavaren skall alltså befrias från sin anslutningsskyldighet om det inte finns ledig kapacitet".

Det betyder alltså att nätföretaget (koncessionshavaren) har möjlighet att säga nej till anslutning av nya kunder om det inte finns ledig nätkapacitet.

¹² UPS = Uninterruptible Power Supply (avbrottsfri kraftförsörjning)

Styrmedel

Trots kraftvärmens många fördelar kan utvecklingen leda till att elproduktionen från kraftvärmen inte alls ökar eller kanske till och med minskar. Problemen förstärks av att det nyligen har presenterats en rad skatteförslag som direkt eller indirekt slår mot kraftvärme (exempelvis NO_x-skatt, kraftigt ökad CO₂-skatt inom EU ETS, avfallsförbränningsskatt och fastighetsskatt på värmeproduktion). Om man av olika skäl vill öka mängden kraftvärme-el så förutsätter det att omvärldsförutsättningarna, exempelvis vad gäller styrmedel, förändras i positiv riktning för kraftvärme. I projektet har vi bland annat vid en bred "styrmedelsworkshop" diskuterat behovet av och utformningen av sådana förändringar.

Vidare konstaterade vi i vår analys att i ett tidsperspektiv före en mer omfattande avveckling av kärnkraften kommer kraftvärmens primära effektnytta finnas på det lokala planet snarare än i det nationella elsystemet. Detta innebär att på mellanlång sikt (före ca 2040) behöver ett styrmedel även ta hänsyn till de lokala förhållandena på orten eller i regionen, om syftet är att premiera kraftvärmens bidrag till elbalansen. När kärnkraften avvecklas kommer de ekonomiska förutsättningarna för kraftvärmen att förbättras. Sammantaget är det därför viktigt att kraftvärmen ges sådana förutsättningar att den:

- kan bidra till att underlätta den lokala effektbalansen, vilket vi redan idag kan se behov av på flera orter.
- utökade kraftvärmeeffekten är på plats den dag som kärnkraften eventuellt avvecklas och/eller om elförbrukningen skulle öka väsentligt till följd av en omfattande elektrifiering.

På basis av våra beräkningsresultat kan man också konstatera att existerande och kommande styrmedel behöver bidra till att:

- investeringar i nya kraftvärmeanläggningar kommer till stånd
- det sker elproduktion när eleffekten behövs som bäst

Eftersom en ny anläggning har en livslängd på 30-40 år och det tar ca 5 år från beslut till färdig anläggning behöver ett styrmedel vara långsiktigt och ge framförhållning för investeringsbeslut.

Ett företags vilja att investera i kraftvärme framför enbart värmeproduktion avgörs i princip av om företaget bedömer att anläggningen under tillräckligt många timmar per år (och över tid) har ett tillräckligt högt förhållande mellan elintäkt och bränslekostnad. Det vill säga, att företaget får en tillräcklig elintäkt i förhållande till bränslekostnaden så att merkostnaden för kraftvärme i förhållande till en hetvattenpanna (turbין, generator, ångpanna istället för hetvattenpanna, osv.) kan finansieras.

Den kortsiktiga lönsamheten (under drift) avgörs dels av kvoten elintäkt/bränslepris (får de kortsiktigt ihop till kostnaden för elproduktionen) och dels av kostnaden för alternativ värmeproduktion. Som vi visade i våra beräkningar (se text i anslutning till Figur 15) är ofta marginalkostnaden i värmesystemen (oftast beroende på skatter och styrmedel) högre än i elsystemet, varför det vid ett sådant tillfälle är lönsammare att använda kraftvärmepannans kapacitet mer eller mindre till fjärrvärmeproduktion istället för till elproduktion.

Ett grundläggande problem med den lokala effektsituationen idag är att det saknas ett tydligt helhetsansvar kring den lokala eleffektfrågan, i synnerhet på längre sikt. Det finns med andra ord ingen funktion som ser till samtliga tillgängliga resurser (elnät, elproduktion, efterfrågefleksibilitet, osv) för att hantera den lokala effektsituationen.

I perspektiv av ovanstående resonemang skulle därför en möjlig lösning vara att införa ett system som innebär att någon organisation ges ett helhetsansvar för den lokala effektfrågan. Detta skulle även innebära planering för att ta höjd för nyanslutningar av elförbrukning och för utfasning av ålderstigna produktionsanläggningar inom det lokala rådighetsområdet. En sådan organisation skulle sedan göra en upphandling av effektresurser i form av elnätskapacitet, nya och befintliga produktionsanläggningar och efterfrågefleksibilitet. För att den upphandlade effekten skall vara tillgänglig när den som bäst behövs är en förutsättning att den som lämnar ett anbud dessutom förbinder sig att vid avrop leverera en viss effekt vid, och under, en viss tid. För att detta skall möjliggöra investeringar måste så långa avtal som möjligt eftersträvas. Samtidigt kan den lokala produktionen i första hand vara viktig tills dess att elnätet förstärks, vilket begränsar den ekonomiska avskrivningstiden. Ett sätt skulle i detta fall kunna vara att sätta att förlänga drifttiden i relativt gamla anläggningar till dess att det lokala elnätet förstärks.

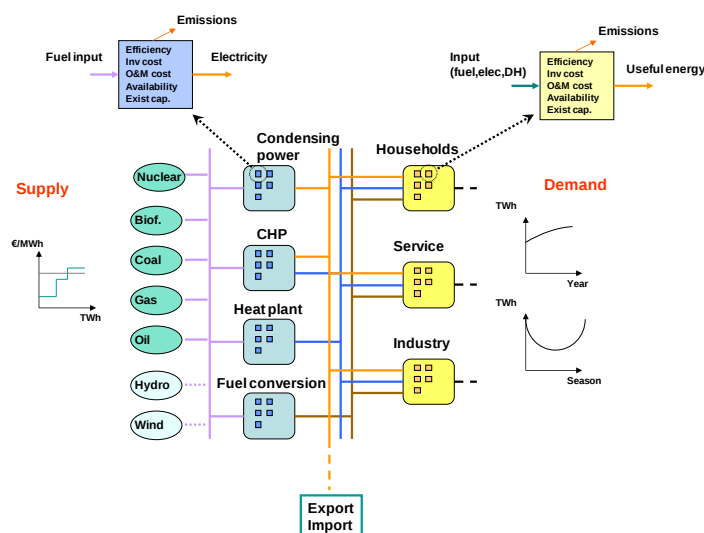
Ett annat möjligt styrmedel för att nyttiggöra kraftvärmen skulle kunna vara att införa ett behovsprövat investeringsbidrag för åtgärder som ökar flexibiliteten i elproduktionen (värmeackumulator, direktkylning, kondenssvans, ...).

Appendix 1 – Fördjupad beskrivning av TIMES-NORDIC- och EPOD-modellen

I detta appendix redogör vi för den använda metodiken med avseende på systemmodellering. I centrum för vår metodansats står två energisystemmodeller: TIMES-NORDIC och EPOD. Förutom en beskrivning av modellverktygen tar vi också upp ett antal exempel på viktiga beräkningsförutsättningar.

TIMES-NORDIC – en modell för den långsiktiga utvecklingen för energisystemet

TIMES-NORDIC är en så kallad dynamisk optimerande energisystem-modell. Det innebär att modellen, utifrån en detaljerad beskrivning av det tekniska energisystemet, i vårt fall en beskrivning av de nordeuropeiska el- och energisystemen, genererar en optimal (i detta fall kostnadsminimerad) lösning för det beskrivna energisystemets framtida utveckling sett över hela den beskrivna modellperioden (exempelvis från idag till 2050). Kostnadseffektivitet är med andra ord en avgörande princip för modellresultaten. Med det tekniska energisystemet avses energisystemets olika tekniska komponenter och de energiflöden som förbinder dessa, alltifrån energibehov till resursuttag i form av till exempel olika bränslen. En principskiss över modellens funktionssätt presenteras i Figur 21 där de olika energibehoven återfinns till höger i figuren och de olika tillgängliga resurserna till vänster. Mellan dessa bägge delar återfinns de tekniska komponenterna (storskaliga och centraliserade såväl som småskaliga och användarnära) som genererar nyttig energi ur de använda resurserna.



Figur 21: Principbild för hur det tekniska energisystemet är representerat i en TIMES-modell.

Det finns ett stort antal andra TIMES-modeller runt om i världen (med en annan systemgräns än vår version TIMES-NORDIC), varför en stor samlad erfarenhet av TIMES-användning finns tillgänglig på såväl lokal, regional, nationell som internationell nivå. Det är den internationella organisation ETSAP (Energy Technology Systems Analysis Programme; ETSAP är resultatet av ett "implementing agreement" inom IEA) som sedan 1977 svarat för modellutvecklingen (föregångaren till TIMES hette MARKAL). En mer detaljerad beskrivning av TIMES återfinns på ETSAPs hemsida (<http://iea-etsap.org/>).

Systemgräns

Den geografiska systemgränsen i TIMES-NORDIC utgörs av de fyra nordiska länderna Sverige, Danmark, Norge och Finland samt Tyskland, Polen och de tre baltiska staterna Estland, Lettland och Litauen. Beskrivningen för de nordiska länderna inkluderar de stationära energisystemen (el, fjärrvärme, byggnader och industri) i Sverige och Finland samt el- och fjärrvärmeproduktionen i Norge och Danmark. I beskrivningen av de övriga länderna ingår elsystemen samt en enklare

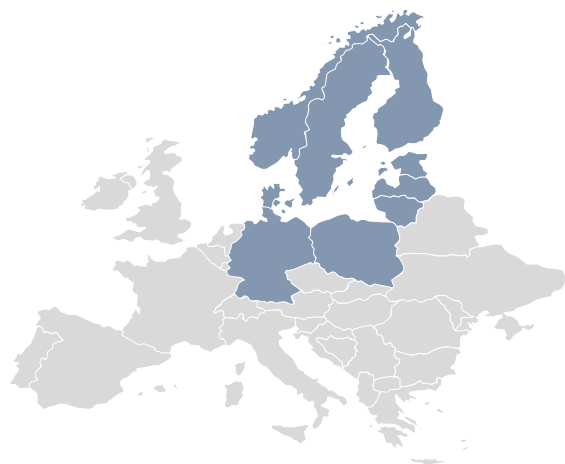
beskrivning av fjärrvärmesystemen. Detaljrikedomen i modellverktyget är särskilt stor i beskrivningen av Sverige. TIMES-NORDIC inkluderar de stationära energisystemen, det vill säga produktion av el, fjärrvärme och processånga samt slutlig energianvändning inom bostäder, service och industri. Beskrivningen i Norge och Danmark omfattar endast el- och fjärrvärmesystemet, det vill säga övrig slutlig energianvändning omfattas inte. Transportsektorn ingår inte i den nuvarande modellbeskrivningen sånär som på en behovsprognos för el (spårbunden trafik och elfordon).

Uppvärmningsbehovet i Sverige fördelar sig i modellen på småhus, flerbostadshus och lokaler. Inom varje byggnadstyp separerar vi mellan värmebehov i befintliga byggnader och i nya byggnader. Beskrivningen av värmemarknaden i övriga länder är mindre detaljerad. El kan användas för uppvärmning, driftel, hushållsel och processel. Den slutliga energianvändningen inom den svenska industrin fördelar sig på sektorerna papper&massa, järn&stål, kemiindustrin, raffinaderier (endast för energiändamål), gruvor samt övrig industri. I övrig industri ingår bland annat cementindustrin som en viktig del. För vissa av industrisektorerna, exempelvis gruvor, är modellens valmöjligheter mycket begränsade, det vill säga modellresultatet är i princip fixerat och bygger på referensprognoser (företrädesvis från Energimyndigheten). För andra delar av industrin, till exempel järn&stål, har modellverktyget större möjligheter att byta bränslen och tekniker och därmed påverka exempelvis utsläppen av CO₂. Utsläpp av CO₂ är den enda emissionstypen omfattas av modellbeskrivningen.

Eftersom TIMES-NORDIC inte bara inkluderar olika länder utan även olika energisektorer så kan modellen användas för analys av ökad samverkan (eller konkurrens) mellan dels länder eller regioner och dels olika delar av energisystemet.

Beskrivning av det nordeuropeiska elsystemet

Som vi nämnt tidigare inkluderar TIMES-NORDIC en komplett beskrivning av den nordeuropeiska elmarknaden (samt andra energimarknader enligt tidigare beskrivning). I modellen är de ingående länderna inte ytterligare uppdelade i underregioner eller prisområden för el. Istället utgör varje land ett unikt elprisområde. Det medför att exempelvis Sverige behandlas som ett elprisområde och inte, som i verkligheten, fyra olika elprisområden.



Länder i norra Europa som ingår i TIMES-NORDIC (i mörkblått).

Elhandeln mellan de ingående länderna begränsas initialt av existerande överföringskapaciteter. Om det är ekonomiskt lönsamt så finns dock i modellverktyget en möjlighet att förstärka överföringsförbindelserna genom nya investeringar. I modellen finns dessutom ett antagande om en rimlig övre utbyggnadstakt för ny överföringskapacitet om den blir lönsam i beräkningarna. Elhandeln mellan länderna inom Norden och mellan å ena sidan de nordiska länderna och å andra sidan Tyskland/Polen/Baltikum är med andra ord ett modellresultat.

Teknikskifte och styrmedel

I TIMES-NORDIC finns en detaljerad beskrivning av den befintliga kapacitetsstocken för energiförsörjning och energianvändning. Till detta hör en omfattande databas av nya tekniker som ersätter de befintliga teknikerna antingen genom utfasning på grund av ålder, på grund av politiska beslut eller på grund av lönsamhetsskäl. Det sistnämnda kan i sig vara ett resultat av styrmedel. Beroende på efterfrågeutvecklingen kan nya tekniker också komma in genom att de helt enkelt är nödvändiga för att möta efterfrågan på olika energitjänster.

Ett stort antal styrmedel ingår i modellbeskrivningen där handelssystemet för CO₂, EU ETS, det svensk-norska elcertifikatsystemet samt koldioxid- och energiskatter är de viktigaste.

Hur använder vi TIMES-NORDIC i detta projekt?

I detta projekt har vi utnyttjat TIMES-NORDIC-modellen för att generera den långsiktiga bilden av hur våra el- och fjärrvärmesystem utvecklar sig. Vi fångar därmed in påverkan på energisystemens utveckling från ett antal viktiga omvärldsfaktorer såsom energibehov, pris och tillgång på olika bränslen, styrmedel samt teknisk utveckling. TIMES-NORDIC-modellen används löpande inför Energimyndighetens återkommande analyser av den långsiktiga utvecklingen för Sveriges energisystem där den senaste rapporterades under senkvintern 2019. Dessutom har modellen använts inom ramarna för Energiföretagens färdplan för fossilfri el (under våren 2019). Bägge dessa studier använder vi som underlag för detta projekt (mer om detta längre fram). I första hand har vi utnyttjat TIMES-NORDIC för att generera scenarier för den installerade kraftvärmekapaciteten i Sverige mot 2035.

Även om detaljrikedomen i TIMES-NORDIC kan beskrivas som mycket hög så finns av modellpraktiska skäl ett antal begränsningar som har viss betydelse för beräkningsresultaten. Det kanske mest relevanta för detta projekt avser tidsupplösningen inom ett modellår, som i TIMES-NORDICs fall uppgår till 12 tidssteg. Varje årstid delas in i tre dygnsavsnitt, natt, dag och eftermiddagstopp. Denna indelning är tillräcklig för många analyser men något begränsande för mer detaljerade analyser av variabilitet på elmarknaden och hur enskilda kraftverk körs. Dessutom beskrivs de svenska fjärrvärmesystemen som en helhet i modellen, och inte som separata fjärrvärmesystem. Såväl den ökande variabiliteten på elmarknaden som de svenska fjärrvärmesystemen är centrala för detta projekt varför vi i detta projekt valt att utföra huvuddelen av modellberäkningarna med ett annat modellverktyg, EPOD-modellen, som har en helt annan detaljrikedom både med avseende på tid inom ett år och med avseende på de svenska fjärrvärmesystemen. Det är emellertid den kombinerade användningen av bägge dessa modellverktyg som möjliggör en heltäckande analys av vår frågeställning.

EPOD – en dispatchmodell för el och fjärrvärme

EPOD-modellen (**E**uropean **P**ower **D**ispatch) är utvecklad inom ramen för ett flerårigt forsknings-samarbete mellan Chalmers och Profu och finns beskriven i Göransson (2014) och Johnsson mfl. (2014).¹³ Utvecklingsarbetet har fortsatt även efter dessa publikationer men fokus har hela tiden legat på det europeiska eller nordeuropeiska elsystemet. Förutom elsystemet omfattar EPOD en detaljerad beskrivning av de svenska fjärrvärmesystemen som vi strax ska återkomma till. Fjärrvärmesystemen i de övriga länderna ingår inte i modellbeskrivningen men däremot så ingår elproduktionen från samtliga kraftvärmeverk

¹³ Göransson L. 2014, The impact of wind power variability on the least-cost dispatch of units in the electricity generation system, Thesis for the degree of doctor of philosophy, Chalmers.

Johnsson F., Unger T., Axelsson E. och Claesson-Colpier U. (eds.) 2014, "European Energy Pathways – Towards a sustainable European electricity system", ISBN: 978-91-978585-6-4.

EPOD är en produktionssimuleringsmodell, en så kallad "dispatch"-modell. Denna typ av beräkningsmodell bestämmer för en given tidsperiod, i vårt fall ett år, den optimala (med lägst produktionskostnad) produktionsmixen av el och fjärrvärme för ett givet behov av såväl el som fjärrvärme. Balansen mellan utbud och efterfrågan (på el och fjärrvärme) måste vara uppfylld varje timme.¹⁴ Modellresultaten kan sålunda avläsas för varje timme under året.¹⁵ Året i sin tur väljs beroende på frågeställning och kan alltså vara ett nuläge eller ett år i framtiden.

I modellen finns en lång rad av ytterligare begränsningar och randvillkor såsom överföringsbegränsningar mellan regioner och länder (stamnätet) och olika driftsbegränsningar för olika typer av produktionsanläggningar. Den ekvation som säkerställer att energibehovet möts av en energitillförsel kallas för balansekvation. I EPOD finns två huvudgrupper av balansekvationer, nämligen för el och för fjärrvärme. Den kostnadsfunktion som ska minimeras i beräkningarna samtidigt som balansekvationerna, och en lång rad andra randvillkor, uppfylls kallas för målfunktion. I vårt fall är det alltså systemkostnaden som utgör målfunktionen. En minimering av systemkostnaden leder till att produktionsslag med lägst rörliga kostnader, inom givna begränsningar exempelvis med avseende på kapacitet och tillgänglighet, används först. Detta resulterar i att marginalkostnaden för den sista produktionsenheten som behövs för att möta efterfrågan på el eller fjärrvärme fastställer respektive systems, eller regions, marginalkostnad för el eller fjärrvärme.

Geografiska systemgränser i EPOD

De geografiska systemgränserna för EPOD, så som modellen utnyttjats i denna studie, utgörs av länderna i norra Europa (se Figur 22).¹⁶ På så sätt harmonierar EPOD med TIMES-NORDIC genom att de har samma geografiska systemgräns. I EPOD-modellen är dock länderna indelade i olika elprisområden definierade av viktiga flaskhalsar i elöverföringen på stamnätsnivå. För Sveriges del motsvarar indelningen de verkliga elområdena medan vi delat in exempelvis Norge i färre elområden (3 st) än vad som finns i verkligheten. Tyskland utgör i verkligheten endast ett elprisområde medan vi i vår modellansats istället delat in landet i fem elprisområden definierade av viktiga flaskhalsar i stamnätet. Varje elprisområde i EPOD har därmed ett antal överföringsmöjligheter till, respektive från, omkringliggande regioner som inkluderar både flaskhalsar inom ett land samt sammankopplingar mellan länder. Eftersom vi i vår modellanalys använder oss av 21 elprisområden som beskriver Nordeuropa så genereras också 21 st marginalkostnader för el (timme för timme)

¹⁴ I modellbeskrivningen ingår så här långt inte lagring eller lastförskjutning för vare sig el- eller fjärrvärmeförbrukning. På produktionssidan kan dock el lagras i vattenmagasinen och fjärrvärme i ackumulatorer i vissa fjärrvärmesystem.

¹⁵ Även om EPDO är förberedd för att köras på timnivå har vi använt oss av tretimmarsintervall (var tredje timme beräknas istället för varje) i denna studie för att korta beräkningstiderna till mer hanterliga nivåer. Vi har inte skäl att tro att denna förenkling skulle inverka i någon signifikant omfattning på våra resultat.

¹⁶ Modellverktyget hanterar egentligen elsystemet i samtliga länder i Europa indelat i olika elprisområden. Det är också en vanlig systemgräns när EPOD utnyttjas i den forskning som bedrivs på Chalmers. I detta uppdrag har vi dock av praktiska och resursmässiga skäl begränsat modellanalysen till Nordeuropa.



Figur 22: Elområden i Nordeuropa modellerade i EPOD så som modellen använts i denna studie.

Att utveckla och utnyttja ett komplext modellverktyg av det slag som EPOD utgör innebär alltid en avvägning mellan detaljrikedom och vad som är praktiskt hanterbart. Och i förlängningen också vad som är relevant för själva frågeställningen, för att inte nämna transparensen i modellanalysen. Att införa fler regioner och öka upplösningen ytterligare på exempelvis produktionsanläggningar, tid, energibehov samt överföringsbegränsningar (exempelvis på lägre spänningsnivåer) skapar naturligtvis ytterligare möjligheter till mer detaljerade och precisa analyser av exempelvis olika driftsituationer i elsystemet. Följden blir längre beräkningstider och en större volym av dels indata, och inte minst, utdata. Eftersom vi i första hand använder oss av verktyget för att öka förståelsen för dagens och framtidens energisystem så bör man vara mycket ödmjuk inför de stora osäkerheter som är ofrånkomliga i sådana analyser, inte minst om tidsperspektivet är stort. Även av det skälet finns det alltså anledning att välja omfattning och detaljrikedom med omsorg. En nog så detaljerad modell kan inte undanröja sådana osäkerheter. Vår modell som vi utvecklat och använt inom ramarna för denna studie är tvivelsutan mycket komplex och avancerad. Det måste den vara för att svara på våra frågeställningar som också är komplexa till naturen.

Produktionskapacitet

EPOD bygger på en mycket detaljerad databas över befintliga produktionsanläggningar för el i Nordeuropa och för fjärrvärme i Sverige. Det aktuella läget för kraftverken i Nordeuropa har delvis uppdaterats i denna studie. När det gäller databasen över fjärrvärmeanläggningarna har den alltså skapats som ett direkt resultat av denna studie. Varje produktionsanläggning beskrivs med kapacitet, bränsle, verkningsgrad, produktionstyp (kraftvärme, industriellt mottryck eller kondens), byggnadsår samt, i förekommande fall avvecklingsår. Med utgångspunkt från antaganden om livslängder kan vi därmed se om anläggningen fortfarande kan antas vara tillgänglig i ett givet framtida år eller om den fallit för åldersstrecket. Anläggningar kan också fasas ut av andra skäl än ålder, exempelvis till följd av politiska beslut. I själva modellformuleringen inför vi ytterligare parametrar för de olika produktionslagen, exempelvis med avseende på drift, revisioner med mera.

Vind- och solex beskrivs i termer av tillgänglig kapacitet och timvisa produktionsprofiler, som skiljer sig mellan regioner och mellan olika typer av vindkraftverk (egentligen grupper av vindkraftverk). Det senare omfattar framförallt skillnader i prestanda beroende på ålder. I modellen skiljer vi också på landbaserad och havsbaserad vindkraft. Vattenkraften beskrivs i modellen med hjälp av tillgänglig kapacitet och en tillrinningsprofil per elområde. Beroende på vattenmagasinens storlek, vissa effektrestriktioner och övriga systemförutsättningar så kan modellen välja att tömma eller fylla på magasinerna. En del av tillrinningen måste dock köras genom turbinerna direkt. I modellen beskrivs vattenkraften som en grupp inom varje elprisområde, det vill säga de enskilda kraftverken är inte separat modellerade.

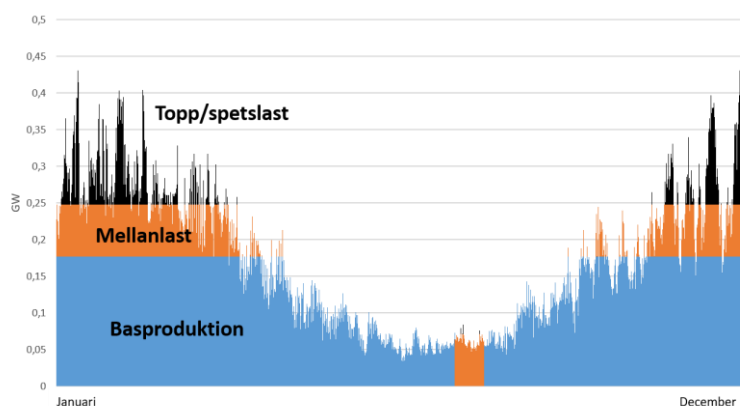
Att köra modellen med utgångspunkt från varje enskilda (termisk) produktionsanläggning är fullt görbart men resulterar vanligtvis i långa beräkningstider med Nordeuropa som system (typiskt dygn beroende på datorkraft). Av det skälet har vi grupperat in de enskilda termiska kraftverken på elsidan i olika klasser beroende på bränsle, ålder och verkningsgrad. Så istället för i storleksordningen 10000-tals anläggningar kommer vi därmed ner till det mer hanterbara 1000-tals anläggningar vilket ändå är ett ansevärt antal. När det gäller fjärrvärmehanläggningarna i Sverige så delas de inte in i olika grupper. Där räknar vi på varje anläggning var för sig.

Sålunda får vi en mycket detaljerad beskrivning av elsystemet i Nordeuropa genom att vi utgår från en databas som är uppbyggd på anläggningsnivå.

I detta uppdrag gör vi modellanalyser av historiska år. EPOD-modellen är i lika stor utsträckning ett verktyg för att göra analyser av framtida el- och fjärrvärmesystem. För detta ändamål måste modell-användaren förse modellverktyget med uppgifter (antaganden) om den framtida produktionskapaciteten, framtida bränslepriser, el- och fjärrvärmebehov med mera. Vi går i denna dokumentation inte vidare in på hur EPOD-modellen används för analyser av ett framtida system. Principiellt är det dock inget som skiljer mot de historiska beräkningsanalyser som är i fokus för detta uppdrag.

Produktionsanläggningar i fjärrvärmesystemen

I de svenska fjärrvärmesystemen ingår följande produktionstekniker i modellbeskrivningen: kraftvärme, hetvattenpannor (bränsle- och elbaserade), värmepumpar, samt restvärme från industrier, det vill säga industriell spillvärme. Förutom produktion har flertalet system även ackumulatorer. Beroende på framförallt rörliga produktionskostnader och tillgänglighet, och därmed utnyttjningstider, kommer de olika ingående anläggningarna att köras som antingen baslastproduktion, mellanlastproduktion eller topp-/spetslastproduktion. Det finns också anläggningar som i huvudsak fungerar som reservproduktion. Baslastanläggningar utgörs ofta stora och mindre flexibla anläggningar med låga rörliga kostnader och höga investeringar, t.ex. avfallskraftvärmeverk. Spillvärme brukar också ingå i baslast-segmentet och är i första hand ett resultat av en leveransöverenskommelse mellan fjärrvärmeföretaget och det levererande industriföretaget. Vi antar att spillvärme körs till mycket låga rörliga kostnader. Vi gör alltså inga ytterligare antaganden kring de faktiska leveransavtalen. Mellanlastproduktionen utgörs av anläggningar med lite kortare utnyttjningstid, oftast används ett dyrare bränsle än för baslast och anläggningen är generellt mer flexibel i produktionssättet. Exempel på produktion i mellanlastsegmentet är värmepumpar och kraftvärmeverk eldade med skogsflis. Topp- eller spetslastanläggningar utnyttjas först då värmebehovet är riktigt högt, typiskt kalla vinterdagar. Sådana anläggningar är ofta av typen hetvattenpanna och har höga rörliga kostnader då de eldas med exempelvis lätt eller tung eldningsolja eller bioolja. Även elpannor hör dit. De olika produktionskategorierna illustreras i en principbild i Figur 23.



Figur 23: Principbild över fördelningen mellan baslast, mellanlast och topplast. Fördelningen kan se olika ut i olika system.

Som bekant genererar kraftvärmeverken både fjärrvärme och el samtidigt medan hetvattenpannor endast producerar fjärrvärme eller ånga för uppvärmning. De olika bränslena som ingår i modellbeskrivningen och som kan komma till användning i de termiska verken omfattar avfallsbränslen (RT-flis eller blandat avfall), skogflis, pellets, naturgas, lätt och tung eldningolja, kol, hyttgaser, gasol samt bioolja. El utnyttjas i elpannor och i värmepumpar.

Som vi nämnt, återfinns ackumulatorer i vissa av våra inkluderade fjärrvärmesystem. En ackumulator inom ett fjärrvärmesystem består oftast av ett vattenmagasin som håller en hög temperatur. Ackumulatorerna är i EPOD beskrivna med en energivoly, en uttags- och laddningseffekt samt en verkningsgrad som beaktar energiförlusterna (ju längre tid man väntar med urladdning desto mer värme går förlorad; energiförlusterna är dock generellt små). Ackumulatorer kan utföra följande systemnyttor:

- Ersätta produktion som faller bort på grund av oförutsedd otillgänglighet.
- Lastutjämning, undvika start och stopp av anläggningar samt stora effektförändringar på anläggningar för korta tidsperioder.
- Reducera användningen av dyra bränslen samt eliminera topproduktion vid kalla tidsperioder.
- Möjliggöra elproduktion under perioder med låg värmelast där värmen från elproduktionen går att lagra under exempelvis perioder med höga elpriser

Modellerade fjärrvärmesystem

Vi har valt att i detalj beskriva 31 verkliga system som tillsammans står för över 60% av de totala fjärrvärmeleveranserna i Sverige (se Tabell 1). Några av dessa har vi lagt samman till ett regionalt system, exempelvis de olika systemen i Stockholm som bildar ett Storstockholmsystem (Stockholm, Solna, Sundbyberg, Danderyd, Södertälje och Södertörn) samt Lund, Landskrona, Örtofta och Lomma som bildar ett regionalt system i Skåne. Helsingborg (som i verkligheten samverkar med Lund-Landskrona-systemet) är däremot modellerat som ett separat system. I Göteborgssystemet ingår förutom Göteborg även Mölndal och Kungälv. Totalt har vi därmed 20 "verkliga" modellerade fjärrvärmesystem (eftersom några mindre grupperats ihop), se Figur 24.



Figur 24: De verkliga fjärrvärmesystemen som ingår i modellverktyget EPOD och som omfattas av denna studie.

Hur mycket av fjärrvärmebehovet och hur mycket av bränsleanvändningen som vi täcker in genom valet av våra "verkliga" fjärrvärmesystem sammanfattas i Tabell 1. Förutom lejonparten av fjärrvärmeunderlaget täcker vi med våra "verkliga" system som implementerats i modellbeskrivningen i den absoluta majoriteten av avfallsförbränningen och de fossila bränslena samt elanvändningen. Andelen av den totala installerade elkapaciteten för de svenska kraftvärmeverken som återfinns i våra "verkliga" system uppgår till ca 80% vilket får anses vara en hög siffra i sammanhanget.

Tabell 1: Andel av fjärrvärmeunderlaget och av bränsleanvändningen i fjärrvärmesystemen som täcks in av våra modellerade "verkliga" system enligt Energiföretagen Sveriges statistik.

FV-leveranser, GWh	Tillfört avfall för FV	Tillfört avfall för el	Tillfört fasta biobränslen för FV	Tillfört fasta biobränslen för el	Tillfört spillvärme och rgk	Tillfört fossila bränslen till FV	Tillfört fossila bränslen till el	Tillfört el för FV
62%	76%	77%	38%	60%	55%	86%	99%	90%

De "verkliga" systemen är beskrivna på anläggningsnivå och innehåller hela spektrumet av anläggningar för bas- mellan- och topplast. Vi har så långt som möjligt utnyttjat verkliga data för olika tekniska parametrar som verkningsgrad, bränsle, effektstorlek och elkvot. Mycket av den informationen har vi hämtat från publika källor, dels från fjärrvärmeföretagen och dels från miljörapporter. En hel del datamaterial har vi också fått från fjärrvärmeföretagen genom direkt kommunikation.

De återstående drygt 35% av det svenska fjärrvärmeunderlaget, de som alltså inte ingår som "verkliga" system i modellbeskrivningen, har vi hanterat med hjälp av "typsystem" (eller snarare konceptuella system), två för varje elprisområde det vill säga totalt åtta sådana system. Dessa system hanterar den återstående eleffekten i kraftvärmens samt olika återstående bränsleslag som används (inklusive el), när de verkliga systemen är definierade. De bränslemängder som utnyttjas i respektive "typsystem" är skillnaden mellan den totala bränsleanvändningen, för respektive bränsleslag, för de svenska fjärrvärmesystemen enligt Energiföretagen Sveriges officiella statistik, och den bränsleanvändningen som vi erhåller från de "verkliga" systemen (efter en modellkörning för basåret 2017). "Typsystemen" består av kraftvärme från avfall och biobränslen, spillvärme, värmepumpar, bio- och fossilbaserad hetvattenproduktion. "Typsystem 1" i varje elprisområde använder avfallskraftvärme, värmepump, biohetvattenpanna samt en fossil hetvattenpanna. "Typsystem 2" använder restvärme, biokraftvärme, biohetvatten och fossil hetvatten. På så sätt skapar vi åtta teoretiska system som alltså inte finns i verkligheten, i syfte att fånga in de återstående fjärrvärmesystemen, men som ändå är tillräckligt mångfacetterade för att spegla hur verkliga fjärrvärmesystem uppför sig.

Sammantaget har vi alltså inte mindre än 28 fjärrvärmesystem beskrivna i modellverktyget som var för sig genererar en unik sammansättning av beräkningsresultat som exempelvis produktionsmixen och marginalkostnaden för fjärrvärmeproduktionen för varje enskild timme. Ur varje modellberäkning genereras alltså en mängd resultat för varje enskilda fjärrvärmesystem. Vi väljer dock i denna studie att inte gå in på beräkningsresultat för enskilda fjärrvärmesystem med något enskilda undantag. Vårt fokus är istället modellresultat på Sverigenivå, det vill säga hur den samlade kraftvärmekapaciteten körs och hur den på olika sätt bidrar till elbalansen, trots att modellresultaten alltså innehåller långt mer information än det vi redovisar här.

Lastkurvor

Varje fjärrvärmesystem, de "verkliga" såväl som de åtta "typsystemen", har att möta en fördefinierad fjärrvärmeförbrukning enligt en specificerad lastprofil, timme för timme. Vi har begränsat oss till endast fyra olika profiler, en för varje elområde. Det innebär alltså att alla system i exempelvis elområde 2 har samma lastprofil medan de i exempelvis elområde 3 har en annan (men sinsemellan densamma) lastprofil för fjärrvärme. Däremot är den levererade årsvolymen i TWh unik för respektive fjärrvärmesystem. Lastprofilerna för fjärrvärmesystemen i elområde SE1 bygger på Luleås verkliga profil (Källa: Luleå Energi), för fjärrvärmesystemen i SE2 ansätter vi den verkliga profilen som

observerats i Sundsvall (Källa: Sundsvall Energi), för fjärrvärmesystemen i SE3 så gäller Stockholms profil (Källa: Stockholm Exergi) och, slutligen, så har vi använt Malmös fjärrvärmelastprofil för samtliga system i elområde SE4 (Källa: EON).

Driftmodellering

Som ett komplement till den generellt beskrivna modellformuleringen har ett antal funktioner implementerats för att skapa en mer verklighetsförankrad modell med avseende på hur enstaka fjärrvärmeanläggningar körs, nämligen prioriterad drift, frivillig avställning (revision), min-last och variabel elkvot. Vissa av dessa funktioner berör även elproduktion utanför elsystemet, exempelvis kärnkraft (min-lastbegränsningar, startuppkostnader och revision) och industriellt mottryck (frivillig avstängning).

Prioriterad drift

Prioriterad drift är ett sätt att tvinga in viss typ av produktion. Avfallsförbränning är en teknik som vi valt att prioritera in i fjärrvärmeproduktionen i de system där den finns med. Avfallsbaserad fjärrvärmeproduktion är med dagens prisläge på avfall och el (om kraftvärmeanläggning) den teknik som enligt principen om lägsta rörliga kostnad kommer producera först. Det kan dock uppstå situationer med exempelvis extremt höga elpriser då modellen istället hade valt en annan teknik före avfallsförbränning, en teknik med ett väsentligt högre elutbyte. Även om det idag finns tillfällen då man kör anläggningar på just det sättet har vi ändå valt bort den typen av undanträngning av avfallsförbränning genom prioritering (för att på så sätt säkerställa en jämnare drift av avfallsanläggningarna).

Frivillig (planerad) avställning

Frivilliga avställningar, har implementerats för att beskriva den årliga revisionen som de flesta stora verk genomgår. I synnerhet är detta aktuellt för anläggningar som körs som typiska baslastanläggningar med långa drifttider som exempelvis kärnkraften i Norden. Även industriell mottrycksproduktion är beskriven med en revisionsperiod under sommaren. För fjärrvärmesystemen är det de stora kraftvärmeverken som beskrivs med en revisionsperiod, denna ligger under sommaren och varar mellan 4-8 veckor.

I modelleringen räknar vi inte med ofrivilliga avställningar såsom oplanerade driftavbrott eller liknande. Vi utgår från att alla styrbara tekniker är fullt tillgängliga (vilket inte är detsamma som att de utnyttjas i beräkningarna) under samtliga timmar sånär som på perioderna med planerad avstängning som vi tog upp i föregående stycke. I verkligheten måste man ta höjd för en viss risk för oplanerade avbrott när effektbalansen inom en viss given region ska värderas.

Ofrivillig (oplanerad) avställning

Ofrivillig avställning beskriver ej planerade stopp som uppkommer till följd av ett tekniskt problem i en produktionsanläggning. I vår modellbeskrivning förutsätter vi att ofrivilliga stopp utgörs av enklare problem vilket betyder att den tid där anläggningen är otillgänglig är relativt kort, mindre än 1 dygn. De tekniker som detta appliceras på är kärnkraften i Sverige och Finland samt biobaserad mottrycksdrift i Sverige och Finland, det vill säga sådana anläggningar som typiskt körs i baslastdrift. Det är dock upp till modellanvändaren att avgöra om man vill införa oplanerade avställningar även för annan produktion av el eller fjärrvärme. Den ofrivilliga avställningen skapas med hjälp av slumptal där varje anläggning får en unik avställningsserie.

Minsta lastnivå (min-last)

Minlastbegränsningar avser den problematik som generellt är associerad till relativt icke flexibla termiska anläggningar som av olika skäl inte körs under en viss effektnivå. För kärnkraftverken utnyttjar vi en relativt sofistikerad funktion som begränsar driften till 80% av den nominella effekten. Dessutom är återstart eller uppstart associerad med en kostnad vilket medför att modellen undviker att köra reaktorerna i cyklisk drift, precis som i verkligheten. För avfallsförbränning i fjärrvärmesystemen utnyttjar vi en enklare princip. En förutbestämd och inbördes ordning av dessa anläggningar ställs mot behovet vid varje tidssteg. Om behovet är mindre än minlast-begränsningen för

respektive anläggningen faller den bort och nästa (prioriterade) anläggning på tur och som omfattas av minlast-begränsningen testas. Att i ett modellverktyg av EPODs slag införa olika begränsningar relaterade till driften såsom minlastbegränsningar leder snabbt till ökad komplexitet och långa beräkningstider. Vi har därför även i detta fall valt en, för våra syften, lämplig balans mellan detaljrikedom och praktisk modellering.

Variabel elkvot

Många kraftvärmeverk har möjligheten att från ett kraft- och värmeproducerande driftläge (i den så kallade "mottryckspunkten") styra över mot mer värmeproduktion genom att dra ner på den el som produceras utan att ändra panneffekten. Man kallar det för att direktdumpa ånga. Kraftvärmeverket rör sig då mot en driftkonfiguration som mer liknar en hetvattenpanna. För vissa anläggningar existerar även det motsatta, det vill säga mer el kan produceras genom att styra över ånga från fjärrvärmeproduktionen till lågtrycksdelen i turbinsteget. I detta fall börjar kraftvärmeverket likna ett kondensverk och man behöver någon form av återkylning. Vi antar att den förre optionen, direktdumpning, återfinns så gott som på alla kraftvärmeverk i Sverige medan den senare optionen är förbehållen ett begränsat antal större anläggningar. I vilken driftpunkt som kraftvärmeverket befinner sig för en given timme bestäms av elpris, alternativkostnad för fjärrvärmeproduktionen och kraftverkets rörliga kostnader.

Hur använder vi EPOD i detta projekt?

EPOD-modellen används i detta projekt i huvudsak för att i detalj studera hur en given kraftvärme-kapacitet i Sverige, tillsammans med övrig elproduktion, körs under olika tider för ett givet år (typiskt 2030 i detta projekt) och hur kraftvärmen bidrar till elbalansen. Vi utnyttjar därmed den kraftvärme-kapacitet som TIMES-NORDIC investerar i, givet omvärldsförutsättningarna, som indata i EPOD-modellen. Till följd av EPOD-modellens högre upplösning med avseende på tid och på driftparametrar för olika kraftverk och andra anläggningar i fjärrvärmesystemen ger oss EPOD en mer precis beräkning av den årliga kraftvärmeproduktionen för en given kapacitet än vad TIMES-NORDIC förmår (TIMES-NORDIC beräknar förvisso också den årliga kraftvärmeproduktionen).