

EL OCH FJÄRRVÄRME – SAMVERKAN MELLAN MARKNADERNA, ETAPP III

RAPPORT 2019:570



 FUTUREHEAT



El och fjärrvärme

Samverkan mellan marknaderna, etapp III

THOMAS UNGER OCH JOHAN HOLM

ISBN 978-91-7673-570-1 | © Energiforsk mars 2019

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Förord

Projektet *El och fjärrvärme – samverkan mellan marknaderna, etapp III*, har bidragit med insikter om hur fjärrvärmesystemen i Sverige påverkas av utvecklingen för det nordeuropeiska elsystemet. Det ger en större förståelse för vilka parametrar som är viktiga att inkludera för ett fjärrvärmebolag vid ett investeringsbeslut i exempelvis ett kraftvärmeverk. Vidare ger projektet en uppfattning om vilken påverkan fjärrvärmesystemen kan ha på kraftsystemet och de begränsningar som finns idag i att exempelvis hantera elöverskott med elpannor.

Analys- och modellarbetet i denna studie har utförts av Thomas Unger på Profu tillsammans med kollegan Johan Holm. Under arbetets gång har värdefullt bidrag lämnats av forskargruppen vid avdelningen för Energiteknik på Chalmers med avseende på indata och modellstöd. Dessutom har studien haft direkt tillgång till det arbete som utförs inom forskningsprogrammet NEPP framförallt med avseende på den långsiktiga utvecklingen för elsystemet. Studien har även haft god hjälp av en fokusgrupp som löpande följt arbetet och bestått av Anders Moritz, Tekniska Verken(ordförande); Staffan Stymne, Norrenergi; Linda Nylén, Vattenfall; Nader Padban, Vattenfall; Sofie Lagerblad, E.ON Lokala Energilösningar AB, Fabian Levihn, Stockholm Exergi och Lennart Hjalmarsson, Göteborg Energi.

Projektet ingår i programmet FutureHeat vars långsiktiga mål är att bidra till visionen om ett hållbart uppvärmningssystem med framgångsrika företag som utnyttjar nya tekniska möjligheter och där de samhällsinvesteringar som gjorts i fjärrvärme- och fjärrkyla tas till vara på bästa sätt. Projektet har samfinansierats av Energimyndigheten inom programmet TERMO.

Programmet leds av en styrgrupp bestående av Charlotte Tengborg (ordförande), E.ON Lokala Energilösningar AB, Lars Larsson, AB Borlänge Energi; Magnus Ohlsson, Öresundskraft AB; Fabian Levihn, Stockholm exergi; Niklas Lindmark, Gävle Energi AB; Jonas Cognell, Göteborg Energi AB; Lena Olsson Ingvarsson, Mölndal Energi AB; Anna Hindersson, Vattenfall Värme AB; Anders Moritz, Tekniska verken i Linköping AB; Staffan Stymne, Norrenergi; Holger Feurstein, Krafringen; Joacim Cederwall, Jönköping Energi AB; Maria Karlsson, Skövde Värmeverk AB; Sven Åke Andersson, Södertörns Fjärrvärme AB; Henrik Näsström, Mälarenergi AB och Fredrik Martinsson (adj.) Energiforsk.

Suppleanter har bestått av Peter Rosenkvist, Gävle Energi; Johan Brossberg, AB Borlänge Energi; Mats Svarc, Mälarenergi AB; Johan Jansson, Södertörns Fjärrvärme AB och AnnBritt Larsson, Tekniska verken i Linköping AB.



Fredrik Martinsson, programansvarig FutureHeat

Sammanfattning

Den ökade variabiliteten på elmarknaden leder till nya utmaningar kring styrbarhet, reservkraft och andra systemtjänster i elsystemet. En följd av detta är att elsystemet med stor sannolikhet kommer knytas närmare andra delar av energisystemet inte minst värmemarknaden där fjärrvärme har en framträdande roll. I denna studie har vi i detalj analyserat hur de svenska fjärrvärmesystemen påverkas av förändringar i elsystemet och, omvänt, hur fjärrvärmesystemen kan bidra under perioder då elbalansen är ansträngd eller under perioder då utbudet av el till låga priser är extra stort på elmarknaden.

Totalt sett är de samlade svenska fjärrvärmesystemen klart mindre än den omgivande elmarknaden, som i sin tur dessutom växer i takt med att integrationen mellan de europeiska elmarknaderna fortskrider. Detta innebär att de kortsiktiga effektvariationerna i det framtida elsystemet kommer vara avsevärt större än vad som kan absorberas av fjärrvärmesystemen. Men detta innebär inte att fjärrvärmesystemen saknar betydelse för att hantera den framtida elbalansen – sannolikt tvärtom. Den ökade variabiliteten på elmarknaden kommer att fordra en palett av åtgärder för att säkerställa leveranssäkerheten i varje tidpunkt. Bland dessa åtgärder kommer kraftvärmen, värmepumparna, elpannorna och ackumulatörerna i fjärrvärmenäten att ha en viktig roll att spela, tillsammans med annan reglerbar kraftproduktion och andra åtgärder på användarsidan.

Modellanalyserna i denna studie visar att under relativt ansträngda situationer, typiskt då elbehovet är stort samtidigt som bidraget från vindkraft är litet, så kan kraftvärmeverken leverera nära maximal effekt samtidigt som elförbrukningen i fjärrvärmenäten är mycket begränsad. En större framtida kraftvärmekapacitet, genom exempelvis teknikutveckling med fokus på ökat elutbyte, gör direkt systemnytta genom att den (säkert) tillgängliga effekten i Sverige ökar, allt annat lika. Detta kommer vara särskilt värdefullt under ansträngda situationer när alternativen utgörs av ökat importberoende, dyr reservkraft eller ytterligare åtgärder på användarsidan. Tillgången till annan produktion, som exempelvis kärnkraft, är naturligtvis också avgörande i sammanhanget och har följaktligen också analyserats i denna studie.

När det gäller den omvända situationen, det vill säga när fjärrvärmesystemen lämpligen förbrukar billig "överskottsel" så utgör dagens elskatt ett reellt hinder. Även om elen skulle vara nästintill gratis kommer den rörliga produktionskostnaden att vara omkring 35 öre/kWh för en elpanna och kanske en tredjedel så stor för en värmepump, på grund av elskatt. En värmepump kommer man sannolikt inte att bygga för att utnyttja billig el under kortare tidsperioder men väl en elpanna där investeringskostnaden är relativt liten. Tar vi bort elskatten så har vi i vår modellanalys kunnat se att elpannor går in och utnyttjar lågprissad el i klart större omfattning än om vi behåller elskatten. Denna effekt blir dock systemmässigt betydande först om Sveriges fjärrvärmesystem gör omfattande investeringar i elpannor. Även annan prisflexibel elanvändning, exempelvis via lastförskjutning av elbaserad uppvärmning i byggnader eller av hushållsel, kan

komma att få en förstärkt inverkan på elprisbilden om elskatten för sådan elanvändning reduceras eller tas bort, och/eller om graden av flexibilitet ökar. På så sätt existerar en framtida konkurrenssituation om den billiga elen som i sig har en dämpande inverkan på hur lågt elpriserna kan sjunka. De perioder då elpriset på den framtida marknaden i Sverige är riktigt lågt sammanfaller ofta, men inte alltid, med perioder då efterfrågan är låg och då den förnybara elproduktionen producerar stora volymer. Sådana perioder uppträder normalt utanför uppvärmningssäsongen. Detta faktum i sig leder till en naturlig begränsning för vad fjärrvärmesystemen förmår att absorbera med avseende på billig "överskottsel", i synnerhet om man inte har säsongslager att tillgå.

Vi har i denna studie kunnat se att den ökande variabiliteten på elmarknaden ger en tydlig påverkan på fjärrvärmesystemen. Beroende på vilken typ av förändringar som vi avser, exempelvis mer eller mindre variabel elproduktion, mer eller mindre styrbar effekt eller rent av årliga variationer i väder, så leder detta, via elprissignalen, till en inverkan på hur anläggningarna körs i fjärrvärmesystemen, på produktionskostnaden för fjärrvärme och, slutligen, på det ekonomiska resultatet. Ju mer ett fjärrvärmesystem är sammankopplat med elmarknaden, till exempel om kraftvärme är ett dominerande inslag, desto större blir påverkan från elsystemet.

Summary

The increasing variability in the electricity market is leading to new challenges regarding controllability, dispatch, reserve power and other system specific services delivered by the electricity system.

Consequently, the electricity system will most likely have a closer interaction with other parts of the energy system, not the least with the heating market where district heating has a prominent role. In this study the effects on the Swedish district-heating systems as a result from changes within the electricity sector have been analysed. The study further investigates how the district-heating systems can contribute during periods when the electricity system of northern Europe is put under stress or during periods when there is an abundance of electricity generation.

The Swedish district heating systems as a whole are much smaller than the surrounding electricity market, which, in turn, is growing since the European electricity markets are continuously integrating and, thus, expanding their system boundaries. This means that the short-term power variations in the future electricity system will be much greater than what could be absorbed in the district heating systems in Sweden. However, this does not mean that the district-heating systems are lacking importance in order to handle the electricity power balance – more like the contrary. The increasing variability of the power market will need a variety of measures in order to secure the future delivery of electricity. Measures such as combined heat and power (CHP), heat pumps, electric boilers and hot water accumulators will all have an important role to play together with other dispatchable electricity-generation units and measures at the consumer side.

The model results show that during relatively challenging conditions in the electricity market, typically when the need for electricity is high and the electricity generation from wind based production is low, CHP units can deliver close to their maximal power while the electricity consumption in the district heating networks is small. A substantial increase in CHP capacity, e.g. through technical development improving the power to heat ratio, will benefit the electricity system since the available electricity-generation capacity which is dispatchable, increases, everything else held constant. This will prove especially beneficial during strained situations when the alternatives consist of increased dependency of imported electricity, expensive reserve power or additional measures at the consumer side. The future availability of other types of electricity generation in Sweden, e.g. nuclear power, is also crucial in this context and has, consequently, been included in the analyses within this study.

As regards the opposite situation, when electricity prices are low due to an abundance of electricity generation in the system (e.g. windy periods), the district heating systems would preferably consume electricity in order to produce heat in heat pumps or electric boilers. However, the electricity tax on consumed electricity presents an obstacle to fully exploit cheap “excess” electricity during such periods.

Even if the electricity price would be close to zero the variable production cost would still be around 35 öre/kWh (35 €/MWh) for an electric boiler and a third of that figure for heating pumps, due to the electricity tax. A heat pump will not likely be built in order to take advantage of cheap electricity during short periods of time. For such purposes electric boilers are more likely to be installed due to their low investment costs. When the electricity tax is removed in our model we find that electricity-based district-heating production increases significantly. In order for this to be of more substantial size on a electricity-system level, the district-heating systems need to make considerable investments in electric boilers. Other price-flexible electricity use, e.g. load shifting in end-use heating or household electricity use, may get an increased influence on the pricing of electricity if the electricity tax is reduced or removed, and/or if the degree of flexibility increases. All this may create a future competition for electricity during low-price periods which, in turn, puts a certain upward pressure on the electricity price. The time periods when the electricity price on the future market in Sweden is very low coincides generally, but not always, with periods characterised by low electricity demand and abundant generation from renewable electricity sources. Such periods normally occur outside of the heating season creating a natural upper limit on how much cheap electricity the district heating systems can absorb, especially if no seasonal storage is available.

In this study we have shown that the increasing variability in the electricity market has a distinct impact on the district heating systems. Depending on what kind of electricity-system change we address, e.g. more or less variable electricity production, more or less dispatchable electricity production, or just annual and seasonal variations induced by weather conditions, it impacts the Swedish district-heating systems to various extents. Such impacts include changes in the production mix and production costs of district heating and, consequently, economic outcome. The tighter the link between a district heating system and the surrounding electricity market is, e.g. if CHP has a prominent role, the larger the impact of the electricity market becomes.

Innehåll

1	Inledning och syfte med projektet	9
2	Det nordeuropeiska elsystemet	10
2.1	Elsystemet år 2030 – våra Scenarioantaganden	10
3	De svenska fjärrvärmesystemen	15
3.1	Utvecklingen mot 2030	16
4	Metodik och beräkningsförutsättningar	18
4.1	EPOD – en dispatchmodell för el och för svensk fjärrvärme	18
4.2	Geografiska systemgränser	19
4.3	Ny respektive befintlig kapacitet	20
4.4	Produktionsanläggningar i fjärrvärmesystemen	22
4.5	Modellerade fjärrvärmesystem	23
4.5.1	Lastkurvor	25
4.5.2	Driftmodellering	26
4.6	Några Viktiga indataexempel	27
4.7	Beräkningsfall	28
5	Resultat	30
5.1	Elsystemets utveckling i basfallet	30
5.2	Ett elsystem med olika grad av variabel elproduktion	34
5.2.1	Elsystemet	34
5.2.2	Resultat för fjärrvärmesystemen i Sverige	39
5.3	Den termiska kapacitetens betydelse	45
5.3.1	Resultat för fjärrvärmesystemen i Sverige	48
5.4	Variation i vattentillrinning – torrår och våtår	56
5.4.1	Kort om ackumulatorer	59
5.5	Ekonomiska effekter för fjärrvärmesystemen	61
5.6	Sammanfattande slutsatser	62
6	Avslutande diskussion	65
6.1	Framtida arbete	67

1 Inledning och syfte med projektet

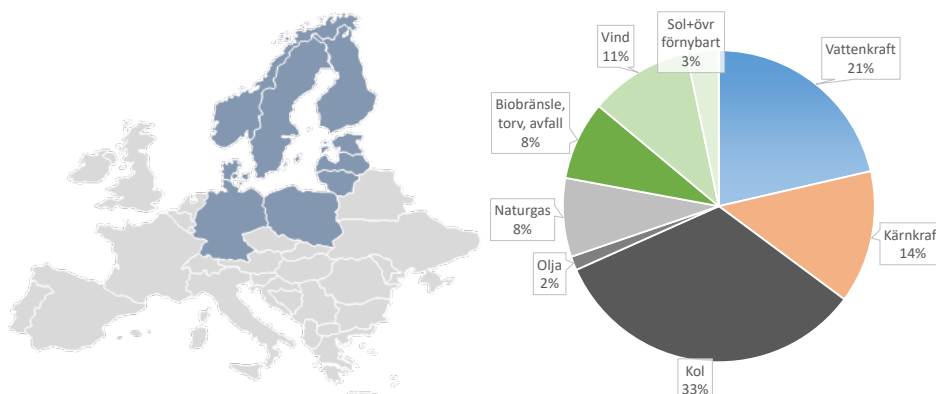
Den snabba utbyggnaden av förnybar elproduktion i Sverige och i Nordeuropa leder till ökad variabilitet och till nya utmaningar kring styrbarhet, reservkraft och andra systemtjänster på elmarknaden. En följd av detta är att elsystemet med stor sannolikhet kommer knytas närmare andra delar av energisystemet inte minst värmemarknaden där fjärrvärme har en framträdande roll. En ökad samverkan mellan el- och fjärrvärmemarknaderna kommer att vara en av flera lösningar för att hantera variabilitetsproblematiken på framtidens energimarknader. El- och fjärrvärmemarknaderna har sedan lång tid varit sammankopplade, dels på produktionssidan genom kraftvärme, elpannor och värmepumpar inom fjärrvärmeproduktionen men även på konsumtionssidan genom konkurrens mellan uppvärmningsalternativen fjärrvärme och framförallt värmepumpar.

I två tidigare forskningsetapper inom Fjärrsynprogrammet, "El och fjärrvärme – samverkan mellan marknaderna" (etapp I och II), kunde vi konstatera att fjärrvärmesystemen potentiellt kan bidra med stor nytta för att hantera variabiliteten på den framtida elmarknaden. De två etapperna analyserade i detalj hur ett fåtal verkliga fjärrvärmesystem reagerar på det ökande inslaget av variabilitet på elmarknaden. Däremot saknades fortfarande kunskap kring hur Sveriges *samlade* fjärrvärmeproduktion kan komma att påverkas av den snabba utbyggnaden av variabel förnybar elproduktion i Sverige och Nordeuropa. De tidigare forskningsetapperna hade heller inte tillgång till en integrerad modellbeskrivning av kopplingen mellan el- och fjärrvärmesystemen, då elsystemet och de analyserade fjärrvärmesystemen analyserades separat. Detta är följaktligen de två viktigaste huvudsyftena för denna tredje forskningsetapp, nämligen att i detalj analysera hur Sveriges samlade fjärrvärmesystem svarar på förändringar på framtidens elmarknad och hur kopplingen mellan elsystemet och fjärrvärmesystemet möjliggör ömsesidig påverkan. För att svara på dessa frågeställningar har denna forskningsstudie inneburit en omfattande insats inom modellutvecklingsområdet. Som ett resultat har ett redan etablerat modellverktyg för det (nord)europiska elsystemet nu kompletterats med en kvalificerad och detaljerad beskrivning av de svenska fjärrvärmesystemen. På så sätt har de svenska fjärrvärmesystemen integrerats med den nordeuropeiska elmarknaden i ett och samma modellverktyg.

2 Det nordeuropeiska elsystemet

Elmarknaderna i de nordeuropeiska länderna är sedan ett antal år tillbaka sammankopplade och möjliggör idag gränslös handel med el. Förutom de fyra nordiska länderna har även de tre baltstaternas elmarknader knutits till börsen Nordpool. Elbörserna i Tyskland, EPEX (som även täcker in andra länder), och Polen, TGE, är sammankopplade med Nordpool via så kallad marknadskoppling. Flera elmarknader i andra europeiska länder är också sammankopplade med den nordeuropeiska elmarknaden men berörs inte vidare i denna studie. Den ökade sammankopplingen, dels marknadsmässigt och dels genom förstärkta överföringsförbindelser, mellan de nordeuropeiska länderna har naturligtvis också medfört att utvecklingen på elmarknaden inom ett land inte längre kan ses som en isolerad företeelse. Tvärtom, det som sker i ett land, inte minst på det energipolitiska planet, kommer att få återverkningar på omkringliggande länders utveckling, och vice versa. Detta är något som vi också kommer få se prov på i denna studie.

Elproduktionen i den region som vi valt att definiera som "Nordeuropa" (se Figur 1) uppgår till i runda tal 1200 TWh. Runt 40% av produktionen är fossilbaserad medan de förnybara kraftslagen står för ungefär lika mycket. Bidraget från de förnybara kraftslagen växer dock snabbt och det är denna utveckling som gett upphov till funderingar, alternativt farhågor, inför den växande variabiliteten på elmarknaden. Samtidigt har man i Tyskland beslutat att kärnkraften ska stängas senast 2022. Även i Sverige har kärnkraftens framtid (återigen) varit föremål för diskussion på senare tid. Samtidigt måste den fossilbaserade elproduktionen, inte minst kolkraft, gradvis fasas ut om klimatmålen ska uppfyllas. Dessa utsikter för den styrbara termiska kraftproduktionen i Nordeuropa ökar naturligtvis variabilitetsutmaningen.



Figur 1: Elproduktionen i Nordeuropa 2016 (Källa: Eurostat). Electricity production in Northern Europe in 2016.

2.1 ELSYSTEMET ÅR 2030 – VÅRA SCENARIOANTAGANDEN

Vårt huvudscenario, "Basfallet", för den långsiktiga utvecklingen för det nordeuropeiska elsystemet bygger i huvudsak på NEPP-projektets

referensscenario.¹ I korthet antar vi för detta scenario att de europeiska energi- och klimatpolitiska målen till 2030 nås. Den förnybara elproduktion byggs ut som konsekvens av de olika stödsystemen som finns i de olika länderna och ett, över tid, stigande pris på utsläppsrätter för CO₂ inom EU ETS.

Fossilbränsleprisutvecklingen följer det som antas i scenariot "New Policies" i IEAs senaste World Energy Outlook (från 2018). De långsiktiga klimatmålen för 2050 nås dock inte i detta scenario. För detta är sannolikt de antagna ETS-priserna för låga. Beräkningsförutsättningarna med avseende på elbehovet följer i allt väsentligt det som Energimyndigheten utgår från i deras pågående arbete med den långsiktiga utvecklingen för Sveriges energisystem ("Långsiktiga scenarier 2018"; referensfallet).

Vi har dock i vårt Bassscenario valt att göra vissa avsteg från NEPP-projektets referensscenario och framförallt gäller det andelen variabel elproduktion på Kontinenten. Här har vi istället antagit att utbyggnaden går ännu snabbare för att ytterligare accentuera analysen av ett elsystem med en hög andel variabel elproduktion. Våra antaganden för utbyggnaden av exempelvis förnybar elproduktion i Tyskland motsvarar den tyska regeringens mål om 65% av den totala elproduktionen till och med 2030.²

I vår studie utgår vi inte från en mer omfattande elektrifiering av energisystemet. Elbehovet inom transportsektorn antas dock öka (måttligt) som en konsekvens av en expansion av andelen elbilar (typiskt omkring 1 TWh runt 2030). Även elbehovet till processindustrin och till datahallar antas öka, om än relativt blygsamt. Samtidigt minskar elanvändningen inom uppvärmningen till följd av effektivare värmepumpar och en fortsatt konvertering bort från elvärmen (vattenburen elvärme och direktel). Detta får konsekvenser inte minst för effektbehovet vintertid. Vi räknar alltså med både tillkommande effektbehov inom vissa sektorer och minskande effektbehov inom andra sektorer. Sammantaget leder detta till ett maximalt effektbehov som är endast knappt 1 GW större runt 2030 än idag.

Utvecklingen för den svenska elproduktionen i Bassscenariot redovisas i Figur 2 och bygger på modellberäkningar med TIMES-NORDIC. Vi kommer inte fortsättningsvis att uppehålla oss kring detta modellverktyg men kan kort nämna att förutom i NEPP-projektet så används TIMES-NORDIC löpande i Energimyndighetens återkommande analyser av den långsiktiga utvecklingen för det svenska energisystemet, nu senast under årsskiftet 2018/2019.³

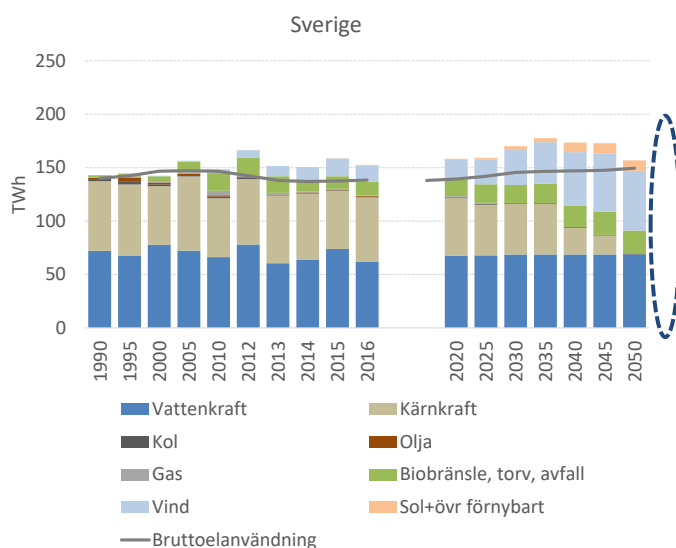
¹ NEPP är ett pågående forskningsprojekt som arbetar med flera olika utvecklingsvägar och scenarier för de svenska, nordiska och nordeuropeiska el- och energisystemens långsiktiga utveckling mot 2050.

² En studie beställd av det tyska ministeriet för industri och energi bedömer att vindkraft kommer stå för det klart största bidraget för att nå de energi- och klimatpolitiska målen inom elsystemet. Man bedömer att det kommer att krävas omkring 190 TWh från landbaserade verk och omkring 90 TWh från havsbaserade verk (Agentur für Erneuerbare Energien e.V 2016; https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/971.EWAtlas2017_Mai17_web.pdf). Dessa siffror ligger mycket nära det vi antar för tysk vindkraft kring 2030 i denna studie.

³ TIMES-NORDIC är en energisystemmodell som beskriver och analyserar hela det stationära energisystemets utveckling i de fyra nordiska länderna och elsystemen i de tre baltiska länderna samt Tyskland och Polen. Tidshorisonten i modellverktyget omfattar perioden fram till 2050.

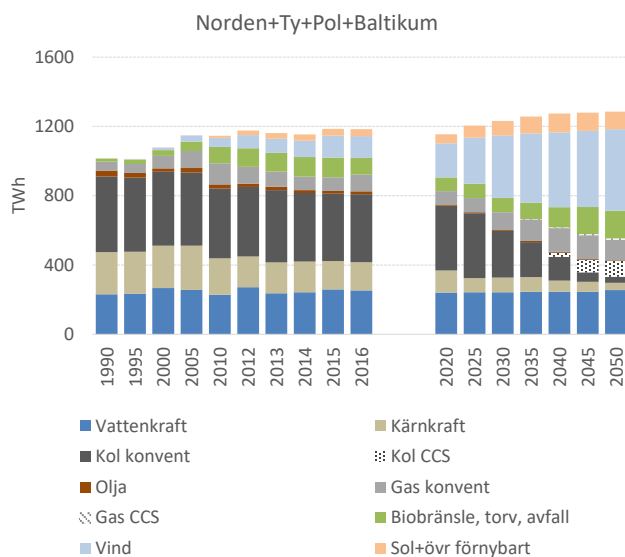
Man kan i Figur 2 se hur den förnybara elproduktionen, framförallt vindkraft, fortsätter att byggas ut genom elcertifikatsystemets försorg. Tack vare fortsatt teknikutveckling och stigande elpriser framförallt efter 2030 byggs landbaserad vindkraft på längre sikt ut på egna meriter, det vill säga utan stöd. Elbehovet växer måttligt vilket medför att Sverige på årsbasis fortsätter att vara en betydande nettoexportör av el. Runt 2030 blir elproduktionen från solceller signifikant, omkring 2-3 TWh, beroende på fortsatta kostnadsminskningar och till följd av vårt antagande om att skattereduktionen för inmatad el blir relativt långlivad.

Denna utveckling för det svenska elsystemet är alltså utgångspunkten för vår fortsatta analys. Vi kommer att koncentrera oss på situationen runt modellår 2030 och i detalj analysera hur ett sådant elsystem ser ut och vilken påverkan det kan komma att få på de svenska fjärrvärmesystemen. Men innan dess ska vi ta en titt på utvecklingen för hela det nordeuropeiska elsystemet i Figur 3.



Figur 2: Elproduktionen i Sverige i Basfallet (vi har ringat in resultatet för det modellår, 2030, som är i fokus för denna studie). *Electricity production in Sweden in the Base case (model year 2030 is highlighted in the figure).*

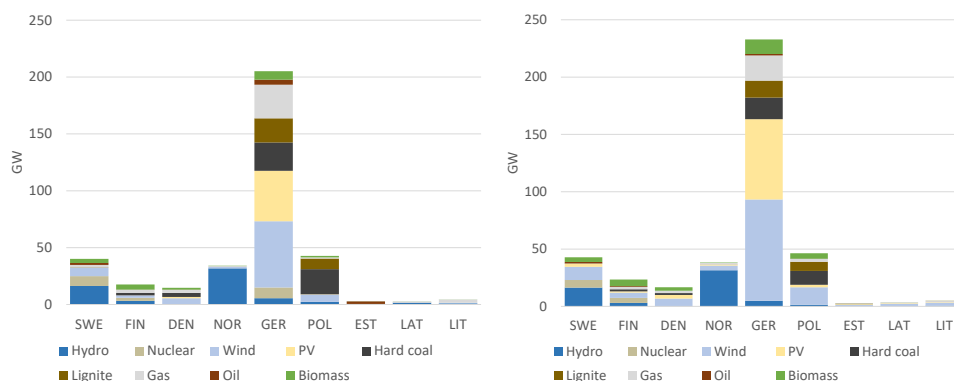
På samma sätt som i Sverige fortsätter utbyggnaden av den förnybara elproduktionen i Nordeuropa som helhet. Och det är framförallt vindkraft som leverera det stora bidraget. Kolkraften fasas sakta men säkert ut till följd av den förda klimatpolitiken med stigande priser på CO₂. Runt 2040 så står den förnybara kraftproduktionen för hela 70% av den totala produktionsvolymen. År 2030 är den siffran ca 60% vilket är en rejäl ökning jämfört med dagens drygt 40%.



Figur 3: Elproduktionen i Nordeuropa i Basfallet. *Electricity production in Northern Europe in the Base case.*

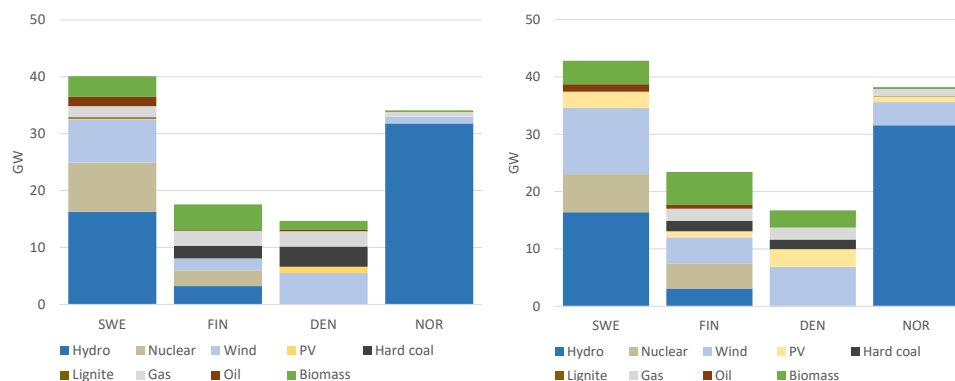
I Figur 4 redovisas mer i detalj hur produktionskapaciteten ser ut i de olika nordeuropeiska länderna, dels idag och dels för 2030 baserat på våra antagande i Basfallet. Redan idag kan vi alltså konstatera att kapaciteten för vind och sol är avsevärd, inte minst i Tyskland men även i de fyra nordiska länderna. Siffrorna för 2017 inkluderar samtliga reaktorer i Sverige sånär som på O1 och O2. R1 och R2 antas fasas ut runt 2020 vilket innebär att den återstående kapaciteten i svensk kärnkraft uppgår till 6,6 GW år 2030 i Basfallet.

Som vi nämnt tidigare så förutsätter vi i Basfallet att utbyggnaden av förnybar elproduktion fortsätter med oförminskad styrka till 2030 samtidigt som den termiska produktionskapaciteten (kärnkraft och framförallt kolkraft) reduceras. Det gör att de förnybara kraftslagen fullständigt dominerar med avseende på kapacitet år 2030. Denna bild för 2030 är därmed vårt utgångsläge för de modellberäkningar med avseende på elproduktion (och fjärrvärmeproduktion) som är i centrum för denna studie. Vi återkommer till detta längre fram i rapporten.



Figur 4: Produktionskapacitet för el i Nordeuropa år 2017 (till vänster) respektive 2030 i Basfallet (till höger). *Källor för 2017: Energiföretagen Sverige, SvK, Statistics Finland, Energistyrelsen, SSB, Fraunhofer, Agora, JRC samt egna antaganden. Electricity-generation capacity in Northern Europe in 2017 (left panel) and in the Base case in model year 2030 (right panel).*

I Figur 5 redovisas samma information som i föregående Figur 4 men, för tydlighets skull, endast för de fyra nordiska länderna.⁴



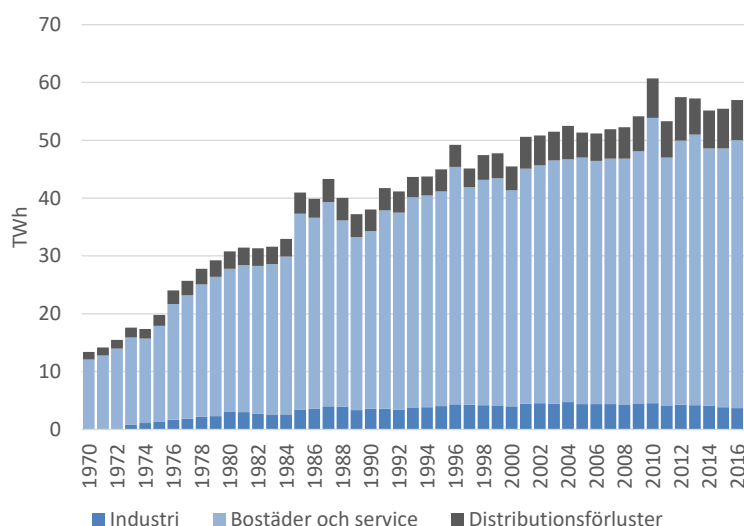
Figur 5: Produktionskapacitet för el i Norden år 2017 (till vänster) respektive 2030 i Basfallet (till höger).
Electricity-generation capacity in the Nordic countries in 2017 (left panel) and in the Base case in model year 2030 (right panel)

⁴ Det naturgaseldade Öresundsverket i Malmö stängdes tidigt 2017 och ingår inte i sammanställningen.

3 De svenska fjärrvärmesystemen

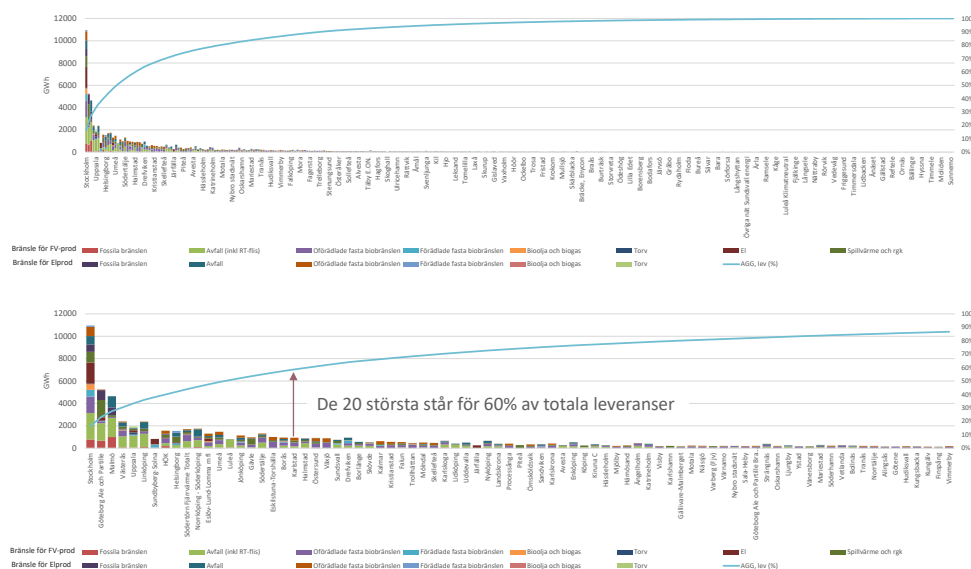
I detta kapitel redogör vi kort för de befintliga fjärrvärmesystemen i Sverige samt förutsättningarna för den fortsatta utvecklingen i enlighet med vårt Basfall.

Efterfrågeutvecklingen på fjärrvärme i Sverige sedan 1970 återfinns i Figur 6. Efter en tydlig tillväxtfas under 70-, 80- och 90-talen så har ökningstakten dämpats avsevärt (Figur 6). En del förklaras av ökad konkurrens på värmemarknaden (framförallt med värmepumpar och effektiviseringar) men även av det faktum att de höga marknadsandelarna inom vissa sektorer sätter ett naturligt tak. Marknadsandelen beräknad på det nyttiga energibehovet för uppvärmning (det vill säga *efter* energiomvandlingssteget) för fjärrvärme uppgår idag till över 80% för flerbostadshus, drygt 70% för lokalbeståndet och runt 15% för småhus (Källa: Energimyndigheten)



Figur 6: Fjärrvärmebehovets utveckling från 1970 till 2016 (Källa: Energimyndigheten). *The development of district-heating demand between 1970 and 2016.*

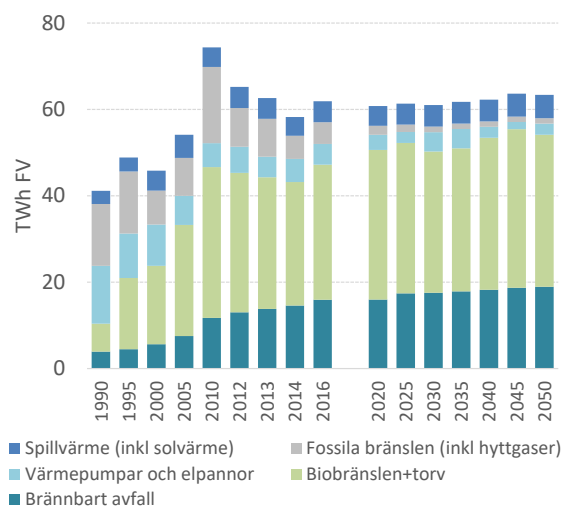
De svenska fjärrvärmesystemen uppgår till omkring 350 stycken och utgör ett mångfacetterat kollektiv med avseende både på sammansättning och storlek, se Figur 7. De 20 största systemen står för omkring 60% av de totala fjärrvärmeleveranserna. Därmed är de återstående drygt 300 systemen små eller mycket små. Denna mångfald gör det också svårt att beskriva de svenska fjärrvärmesystemen i ett enhetligt modellverktyg utan att samtidigt ge avkall på detaljrikedom och/eller antal system som ingår i modellbeskrivningen. Vi återkommer till denna problemställning, och hur vi hanterat den, i metodavsnittet.



Figur 7: Tillförda bränslen i de svenska fjärrvärmesystemen rangordnade efter storlek på fjärrvärmeleveranserna (den blå linjen) år 2016. Det övre diagrammet visar samtliga system som omfattas av Energiföretagen Sverige statistik medan det undre diagrammet visar de ca 80 största systemen (Källa: Energiföretagen Sverige). Fuels used in Swedish district-heating systems arranged according to the size of heat deliveries (blue line) in 2016. The upper panel presents all systems while the lower panel presents the 80 largest systems.

3.1 UTVECKLINGEN MOT 2030

Vår utgångspunkt för den långsiktiga utvecklingen för de svenska fjärrvärmesystemen är dels modellberäkningar med TIMES-NORDIC-modellen och dels uppgifter från enskilda fjärrvärmeföretag med avseende på investeringar i ny kapacitet fram mot 2030 (vi återkommer till förutsättningarna för de enskilda fjärrvärmesystemen i metodkapitlet). TIMES-beräkningarna som vi tog upp i föregående kapitel om elsystemet genererar också resultat med avseende på fjärrvärmerna i Sverige. Detaljrikedomen är, för ett givet år, tydligt lägre än det modellverktyg som vi utnyttjat i denna studie (och som vi kommer att redogöra för i kommande metodkapitel) men TIMES-NORDIC ger oss icke desto mindre stöd för den *långsiktiga utvecklingen* mot 2030. I Figur 8 redovisar vi beräkningsutfallet för Basfallet. Det visar att för år 2030 så återstår endast en mycket liten andel fossila bränsleslag i fjärrvärmeproduktionen. Detta omfattar hyttgaser och en liten andel eldningsolja för topplastperioder, samt plastinnehållet i det brännbara avfallet (plasten ingår i posten "Brännbart avfall" i Figur 8). Kraftvärmeproduktionen är alltså helt fossilfri år 2030 om man undantar plastinnehållet i det brännbara avfallet. Avfallsförbränning och biobränslen blir följaktligen de helt dominerade energislagen i produktionsmixen. Vi kan också konstatera att vi räknar med en något lägre fjärrvärmeförbrukning 2030, i storleksordning ett par procent, än vi har idag till följd av konkurrens på värmemarknaden. Detta är alltså ett beräkningsresultat från TIMES-NORDIC-modellen som en direkt följd av bland annat energiprisutveckling, befolkningsutveckling, boendeyta och, därigenom, efterfrågan på uppvärmning.



Figur 8: Fjärrvärmeproduktionens långsiktiga utveckling i Basfallet baserat på TIMES-NORDIC-beräkningar. The long-term development of district-heating supply in the Base case taken from TIMES-NORDIC model calculations.

4 Metodik och beräkningsförutsättningar

I föregående kapitel redogjorde vi översiktligt för hur utvecklingen inom el- och fjärrvärmesystemen ser ut i vårt Basfall. Vi tog intryck av TIMES-NORDIC-modellen som skapade utgångsläget för den produktionskapacitet, framförallt på elsidan men även delvis på fjärrvärmesidan, som vi antar finns på plats år 2030. I detta kapitel kommer vi att mer i detalj redogöra för det modellverktyg, EPOD, som vi utnyttjat, och som vidareutvecklats, inom ramen för denna forskningsstudie. EPOD-modellen fokuserar inte på den långsiktiga utvecklingen utan på hur produktionssystemen (för el och fjärrvärme) körs i detalj för ett givet år i framtiden (eller i år). Vi kommer också i detta kapitel att redovisa ett antal viktiga indata för själva modellberäkningarna.

4.1 EPOD – EN DISPATCHMODELL FÖR EL OCH FÖR SVENSK FJÄRRVÄRME

EPOD-modellen (European Power Dispatch) är utvecklad inom ramen för ett flerårigt forskningssamarbete mellan Chalmers och Profu och finns beskriven i Göransson (2014) och Johnsson mfl. (2014).⁵ Utvecklingsarbetet har fortsatt även efter dessa publikationer men fokus har hela tiden legat på det europeiska eller nordeuropeiska elsystemet. Den föreliggande forskningsstudien har möjliggjort ytterligare ett viktigt steg i vidareutvecklingen av EPOD genom att en detaljerad beskrivning av de svenska fjärrvärmesystemen integrerats i modellverktyget. Fjärrvärmesystemen utanför Sverige är inte explicit beskrivna i EPOD sånär som på att elproduktionen från samtliga kraftvärmeverk ingår.

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.⁶ Modellresultaten kan sålunda avläsas för varje timme under året.⁷ Året i sin tur väljs beroende på frågeställning och kan alltså vara ett nuläge eller ett år i framtiden. Som nämnts tidigare är vår tidshorisont i denna studie 2030 vilket följaktligen är vårt modellår. Det ska inte tolkas strikt i den mening att det vi analyserar här avser exakt kalenderår 2030 utan det ska istället tolkas som ett "2030-perspektiv", det vill säga ett år *kring* 2030, kanske ända uppemot 2035.

I modellen finns en lång rad av ytterligare begränsningar och randvillkor såsom överföringsbegränsningar mellan regioner och länder (stamnätet) och olika

⁵ 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.

⁶ Vi räknar i denna studie inte med lagring eller lastförskjutning för vare sig el- eller fjärrvärmeförbrukning. På produktionssidan kan dock el lagras i vattenmagasinen och fjärrvärme i ackumulatörer i vissa fjärrvärmesystem.

⁷ 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.

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.

4.2 GEOGRAFISKA SYSTEMGRÄNSER

De geografiska systemgränserna för EPOD, så som modellen utnyttjats i denna studie, utgörs av länderna i norra Europa (se Figur 9).⁸ Länderna i sin tur 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)

⁸ 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 projekt har vi dock av praktiska och resursmässiga skäl begränsat modellanalysen till Nordeuropa.



Figur 9: Elområden i Nordeuropa modellerade i EPOD så som modellen använts i denna studie. *Electricity-price areas in Northern Europe as specified in the EPOD mode and covered in this study.*

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 framtidens (och dagens) 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. Och även om modellen kan utvecklas ytterligare, vi tar upp en del begränsningar längre fram i texten, så är vår tro att den i nuvarande skick är väl lämpad att svara på just de analysfrågor som denna studie är satt till att göra.

4.3 NY RESPEKTIVE BEFINTLIG KAPACITET

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 produktionsslagen, exempelvis med avseende på drift, revisioner med mera.

Vind- och solex beskivs 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 enstaka kraftverken är inte separat modellerade.

Att köra modellen med utgångspunkt från varje enstaka (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 enstaka 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 ansenligt antal. När det gäller fjärrvärmeanläggningarna i Sverige så delas de inte in i olika grupper. Där räknar vi på varje anläggning var för sig.

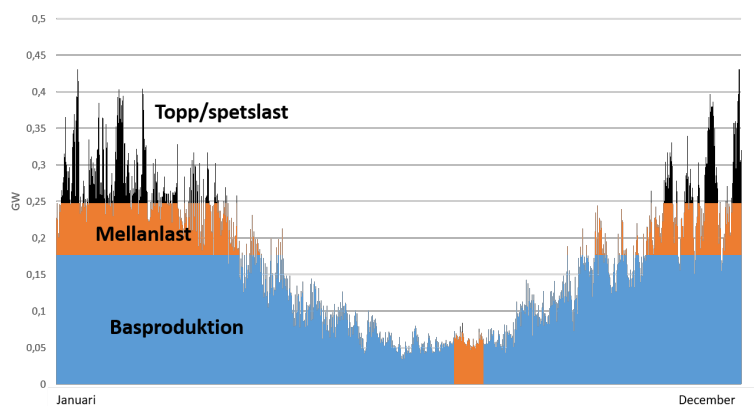
Sålunda får vi en mycket detaljerad beskrivning av elsystemet i Nordeuropa genom att vi utgår från en databas som är uppbyggd på anläggningsnivå.

Ny produktionskapacitet (för el och fjärrvärme) läggs i modellverktyget in som tillkommande produktionsenheter och beskrivs med samma parametrar som de befintliga anläggningarna. Nyttillkommen kapacitet på elsidan bestäms med fördel ur en föregående TIMES-NORDIC-beräkning (se tidigare kapitel om scenarioförutsättningar), men kan också bestämmas på andra grunder. TIMES-NORDIC har en betydligt enklare tidsupplösning och beskrivning för driftsituationer inom ett år men förmår å andra sidan att investera i ny kapacitet som resultat av en lång rad omvärldsförutsättningar. På så sätt kan man säga att EPOD och TIMES-NORDIC kompletterar varandra mycket väl. TIMES-NORDIC-modellen har inte varit central i denna studie på samma sätt som EPOD. Vi har istället förlitat oss på de TIMES-NORDIC-beräkningar som gjorts inom ramarna för NEPP-projektet och använt dessa som utgångspunkt för denna studie.

TIMES-NORDIC ger också beräkningsresultat för fjärrvärmen i Sverige men på en avsevärt mycket mer aggregerad nivå än den beskrivning som återfinns i EPOD. Av det skälet har vi kompletterat TIMES-NORDIC-modellens resultat för utvecklingen av den svenska fjärrvärmens produktionsmix med ytterligare antaganden kring nya produktionsanläggningar för de olika fjärrvärmesystemen. För några system har vi genom kontakter med respektive fjärrvärmeföretag fått tillgång till uppgifter om vilka investeringar som är rimliga att räkna med i ett 2030-perspektiv. För andra system har vi gjort vissa egna antaganden. Som vi nämnt tidigare har vi helt fasat ut all fossil kraftvärme i Sverige till 2030. En del av denna kapacitet antar vi ersätts av ny biobränsle- eller avfallskraftvärme och då alltså baserat på TIMES-NORDIC-beräkningar men också på egna antaganden samt en dialog med några av fjärrvärmeföretagen.

4.4 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 10.



Figur 10: Principbild över fördelningen mellan baslast, mellanlast och topplast. Fördelningen kan se olika ut i olika system. Schematic figure of the distribution of base load, intermediate load and peak load. The distribution may differ between district-heating systems.

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 i fjärrvärmeproduktionen utnyttjas i elpannor och i värmepumpar. Verkningsgraden för en elpanna är nära 100% medan vi räknar med ett COP-värde för värmepumpar på typiskt 3.

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 energivolym, 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 fossila bränslen samt eliminera toppproduktion vid kalla tidsperioder.
- Möjliggöra elproduktion under perioder med låg värmelast där värmen från elproduktionen går att lagra under exempelvis perioder med höga elpriser

4.5 MODELLERADE FJÄRRVÄRMESYSTEM

I föregående kapitel gav vi en kort överblick över de svenska fjärrvärmesystemen. Till följd av det stora antalet och den mångfald som finns med avseende på produktion och resursbas så kunde vi också konstatera att det inte är en enkel

uppgift att inordna alla dessa i ett mer hanterbart antal typiska system (för att beskriva hela Sveriges fjärrvärmeproduktion).

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 Storstockholmssystem (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 11.



Figur 11: De verkliga fjärrvärmesystemen som ingår i modellverket EPOD och som omfattas av denna studie. Real district-heating systems included in the EPOD model and the present study.

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 in 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. Share of district-heating use and fuel use covered by our model versions of "real" systems according to the statistics by Swedenergy.

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 fogat samman till ett ”restsumma”-system, ett för varje elprisområde det vill säga totalt fyra 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 ”restsumma”-system 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). ”Restsystemen” består av kraftvärme från avfall och biobränslen, spillvärme, värmepumpar, bio- och fossilbaserad hetvattenproduktion. På så sätt skapar vi fyra 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 24 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 det samlade svenska fjärrvärmesystemet påverkas av de här analyserade förändringarna på elmarknaden. Trots att modellresultaten alltså innehåller långt mer information än det vi redovisar här.

4.5.1 Lastkurvor

Varje fjärrvärmesystem, de ”verkliga” såväl som de fyra ”restsumma”-systemen, 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 och antas, som vi nämnt tidigare, vara något lägre år 2030 än idag. 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).

Vi antar att lastprofilerna är desamma år 2030 som idag.

4.5.2 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-lastbergränsningar, 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).

Frivilliga avställningar

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.

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 elkvoth

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.

4.6 NÅGRA VIKTIGA INDATAEXEMPEL

Några viktiga bränslen och deras respektive priser för modellåret 2030 anges i Tabell 2 nedan. De fossila bränslepriserna utgör importpriser vilket innebär att vissa transportpåslag till anläggning tillkommer. Biobränslepriserna, däremot, är uttryckta som fritt anläggning. Industriell spillvärme antas ha rörliga kostnader på 0 EUR/MWh för samtliga system där spillvärme finns med.

Utöver bränslekostnader tillkommer energi- och koldioxidskatter för de fossila bränslena. Den slutliga skattekostnaden beror dessutom på om bränslena används i kraftvärmeverk eller hetvattenpannor. I vår analys utgår vi från dagens (2018) skattesatser och antar att dessa ligger kvar på samma nivå i modellår 2030.

Tabell 2: Antagna bränslepriser (importpriser) för modellår 2030 (avfallets negativa "pris" bestäms av mottagningsavgiftens storlek). Fuel-price assumptions (import prices) for model year 2030 (negative prices of municipal waste correspond to gate fees)

	Kol	Naturgas	LEO	TEO	Skogsflis	Pellets	RT-flis	Bioolja	Avfall
EUR/MWh	9	25	65	50	21	33	10	80	-18

Priset på CO₂ inom EU ETS antas vara 30 EUR/t. Elcertifikatpriset antas vara förhållandevis lågt på grund av det stora utbudet av förnybar elproduktion, nämligen 5 EUR/MWh. För enkelhets skull antar vi att alla förnybara kraftslag i Sverige och Norge erhåller denna extra intäkt. Eftersom EPOD-modellen inte är en investeringsmodell så får detta bara betydelse för de rörliga kostnaderna som ju redan från början är låga för förnybar elproduktion (men då alltså blir ytterligare något lägre). Även i de andra länderna har vi antagit ett rörligt produktionsstöd. Detta kan medföra att det beräknade elpriset faktiskt kan bli lägre än noll under vissa timmar då förnybar elproduktion med mycket låga rörliga kostnader, exempelvis vindkraft, bestämmer priset.

När det gäller elförbrukningens utveckling så har vi i tidigare avsnitt konstaterat att vi antar en måttlig ökning till 2030. För Sveriges del innebär det att bruttoelanvändningen ökar med ca 6 TWh jämfört med idag. Även om el för uppvärmning antas minska med några TWh till 2030 så innebär detta ingen dramatisk elektrifiering av de övriga sektorerna. För Nordeuropa som helhet så antar vi att elförbrukningen (brutto) ökar med knappt 80 TWh jämfört med idag vilket innebär en årlig ökning på ca 0.6%.

När det gäller fjärrvärmebehovets utveckling till 2030 har vi, baserat på de TIMES-NORDIC-beräkningar för Basfallet som vi diskuterade i föregående kapitel, valt att utgå från en marginell minskning med ett par TWh för Sverige som helhet jämfört med idag. Det innebär en minskning på mindre än 4%. Vi har för enkelhets skull antagit att minskningen i fjärrvärmeunderlaget är densamma, procentuellt sett, för samtliga modellerade fjärrvärmesystem.

4.7 BERÄKNINGSFALL

Utbyggnaden av förnybart och i vilken utsträckning vi runt 2030 kommer ha fortsatt tillgång till kärnkraft är två stora osäkerhetsfaktorer för den framtida svenska eltillförseln. Saken blir inte enklare av att de bägge faktorerna är sammankopplade. Ju mer förnybart som integreras i systemet desto lägre elpriser, allt annat lika, och desto sämre lönsamhet för de befintliga kärnkraftverken. Av det skälet är det just volymen av variabel elproduktion och tillgången till kärnkraft i framtiden som är central för de olika beräkningsfallen. Vi utgår därför från Basfallet i våra modellkörningar men kompletterar med en serie andra beräkningsfall där vi varierar produktionen (och den installerade kapaciteten) från förnybar elproduktion och tillgången till kärnkraft. Vi tar också upp ett beräkningsfall där vi utökat andelen förnybar el även i våra närmaste grannländer. Dessutom tittar vi närmare på hur variationen i tillrinning i vattenkraftverken påverkar elsystemet och, i förlängningen, fjärrvärmesystemen. Det gör vi genom

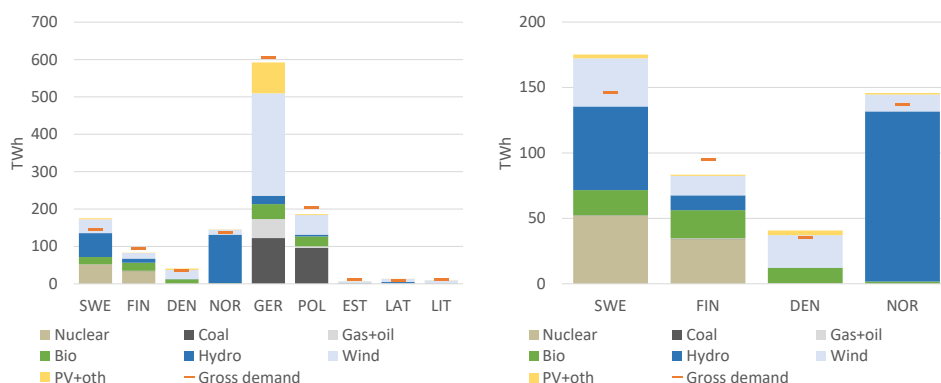
att med EPOD-modellen göra en serie modellkörningar där vi istället för normalår räknar med ett typiskt torrt respektive vått år med avseende på vattentillrinning i magasinen. Och slutligen, analyserar vi också två specialfall: ett fall där vi antagit att fjärrvärmesystemen investerar massivt i elpannor för att absorbera de låga elpriserna, och ett fall där vi istället antagit att kraftvärmeverken som är i drift under 2030 har ett dubbelt så stort elutbyte som den konventionella tekniken som vi antar är förhärskande i övriga beräkningsfall. Det innebär att vi i resultatkapitlet kommer att beröra, i olika utsträckning, modellresultat från inte mindre än 11 beräkningsfall.

5 Resultat

I detta kapitel går vi igenom de viktigaste modellresultaten baserade på de beräkningsfall och de beräkningsförutsättningar som vi tagit upp i föregående kapitel. Vi inleder med en mer översiktlig genomgång av elsystemets utveckling i Basfallet. Därefter följer tre underkapitel som var för sig behandlar en huvudfråga: 1) effekten av en större grad av variabel förnybar elproduktion år 2030 än vad som antas i Basfallet, 2) effekten av att fasa ut kärnkraften och 3) effekten av våt- och torrår. Delvis går 1) och 2) in i varandra och diskuteras i flera fall samtidigt. Det vill säga vi betraktar en situation då *både* volymen av förnybar elproduktion är större och den installerade kapaciteten av kärnkraft är mindre än i Basfallet.

5.1 ELSYSTEMETS UTVECKLING I BASFALLET

I Figur 12 redovisar vi beräkningsutfallet för *elproduktionen* i de länder som omfattas av modellbeskrivningen i denna studie. Såväl produktionens sammansättning som bruttoelförbrukningen i respektive land återfinns i figuren. Man kan se att vindkraften ger ett mycket stort tillskott, inte minst i Tyskland, men man kan också se att det fortfarande finns en hel del kol- och gaskraft kvar på Kontinenten. Det kommer visa sig vara viktigt för prisbilden på el.



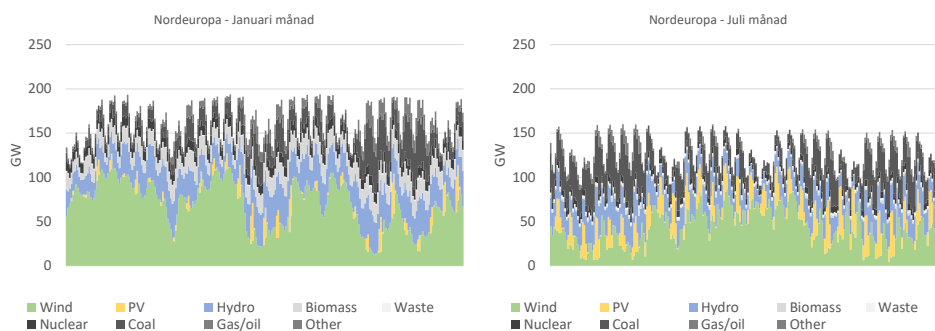
Figur 12: Elproduktionen i Nordeuropa (till vänster) respektive de fyra nordiska länderna (till höger) i Basfallet i modellår 2030 (bruttoelförbrukningen är markerad med ett streck). Electricity production in Northern Europe (left panel) and in the Nordic countries (right panel) in the Base case (gross electricity demand is marked with a line) in model year 2030.

I Figur 12, till höger, har vi även ritat in de fyra nordiska länderna separat för att underlätta avläsning. Där kan man utläsa att vindkraften står för omkring 90 TWh i Norden som helhet medan solen levererar knappt 10 TWh solen.⁹ Idag står

⁹ I en aktuell studie av Statnett ("Langsiktig marknadsanalys, Norden og Europa 2018–2040", från 2018) räknar man med i stort sett samma produktionsvolymerna från vind- och solkraft i Norden år 2030, närmare bestämt 104 TWh vindkraft (något mer än vad vi utgår från med andra ord) och 6 TWh solen (något mindre än vad vi utgår från). Samma studie antar en kraftig ökning av förnybart i Norden mellan 2030 och 2040. Runt 2040 räknar man där med en nordisk vindkraftsproduktion på hela 173 TWh, varav 75 TWh i Sverige, och en solkraftproduktion på 14 TWh, varav 5 TWh i Sverige. Det kan jämföras med vårt "Mer förnybart"-fall, visserligen med modellår 2030, där vi för Sveriges del antar lite drygt 60 TWh vindkraft och knappt 8 TWh solen.

vindkraften i Norden för runt 40 TWh medan solen levererar runt 1 TWh. Det är med andra ord en signifikant utbyggnad av variabel elproduktion som vi utgår från redan i Basfallet.

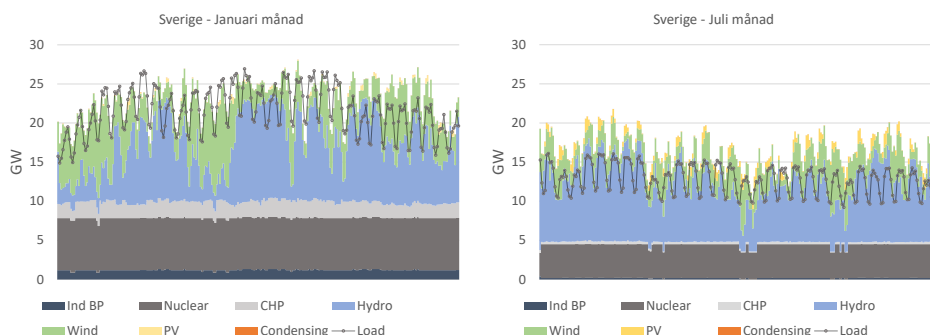
I Figur 13 redogörs för hur elsystemet i Nordeuropa körs, timme för timme, och som ett resultat av modellberäkningen för Basfallet. Till vänster i figuren syns utfallet för vintermånaden januari och till höger syns motsvarande bild för sommarmånaden juli. Man kan tydligt se det stora bidraget från vindkraft under januari månad medan solen av förklarliga skäl levererar mer under sommarhalvåret. Värt att notera är att trots en väsentligt större andel förnybar elproduktion finns fortfarande en signifikant andel icke-förnybar, och generellt styrbar, produktionskapacitet kvar 2030. Och den används under årets samtliga timmar.



Figur 13: Elproduktionen i Nordeuropa i Basfallet (modellår 2030), timme för timme, under januari (vänster) och juli (höger). *Hourly electricity production in Northern Europe in the Base case (model year 2030) in January (left panel) and July (right panel).*

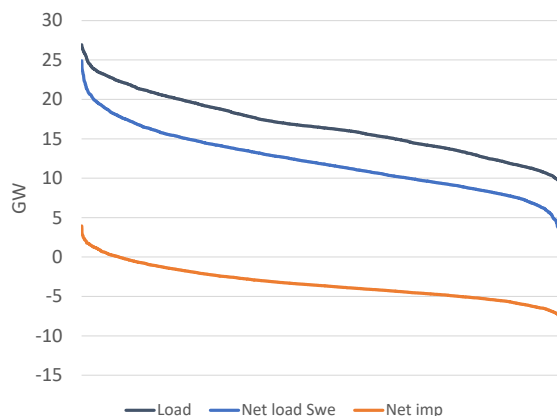
I Figur 14 visar vi motsvarande figur för Sverige. Under januari månad får vi relativt sett mer vindkraft samtidigt som kärnkraften levererar fullt, drygt 6 GW. Detsamma gäller för kraftvärme och för industriellt mottryck även om produktionen i de fallen tenderar att variera mer mellan timmarna till följd av variationer i elpriset. Det är bland annat ett utslag för vårt antagande att kärnkraften är betydligt mer trögreglerad än annan termisk elproduktion. En varierande elproduktion i kraftvärmeverken innebär ju heller inte, per nödvändighet, att panneffekten måste varieras. Det kan istället röra sig om en annan fördelning mellan el- och fjärrvärmeproduktion vid given panneffekt. Genom att jämföra januari- och julifiguren kan man även tydligt se den stora skillnaden i elförbrukning trots att vi räknar med en lägre elanvändning för uppvärmning år 2030 än vad som är fallet idag. Vi kan också se att den termiska

elproduktionen är klart lägre under juli månad till följd av lägre elpriser, litet värmeunderlag för kraftvärmen eller till följd av revisionsavställningar.



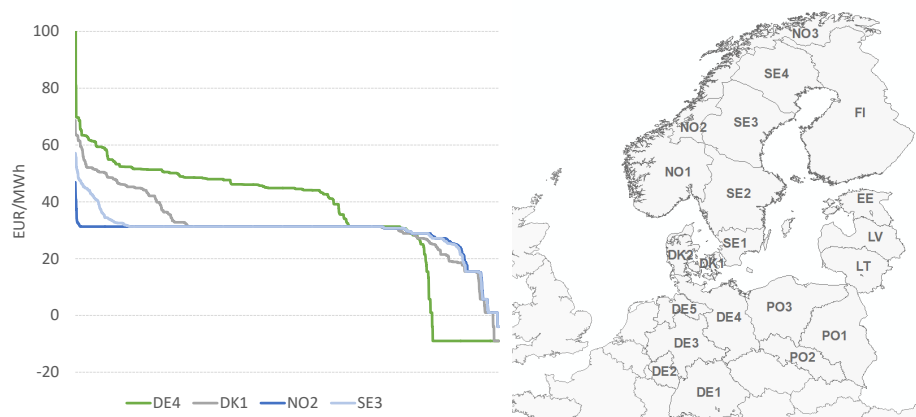
Figur 14: Elproduktionen i Sverige i Basfallet (modellår 2030), timme för timme, under januari (vänster) och juli (höger). Hourly electricity production in Sweden in the Base case (model year 2030) in January (left panel) and July (right panel).

Generellt är Sverige nettoexportör av el under stora delar av året även om man importerar en hel del kraft under vissa perioder och från vissa länder. Ser man på nettohandeln med grannländerna, per timme, så handlar det till den absolut största delen om nettoexport i vårt Basfall (nettoimporten är mindre än noll under 90% av året; se Figur 15). Den svenska elbalansen är med andra ord mycket god, vilket inte är konstigt med tanke på att den förnybara elproduktionen byggts ut relativt kraftigt samtidigt som 6 kärnkraftreaktorer är fullt tillgängliga och elförbrukningen ökat endast måttligt. I Figur 15 har vi plottat dels elbehovet, dels nettolasten och dels nettoimporten, var för sig rangordnad efter fallande storlek. Nettolasten, det vill säga elbehovet minus den icke-styrbara elproduktionen (vindkraft och solel) kommer i framtiden att bli den alltmer dimensionerande parametern för elsystemet då den definierar hur stort behovet av styrbar (termisk) elproduktion, alternativt elimport eller efterfrågefleksibilitet, är. I figuren kan man se att den maximala nettolasten är ungefär lika stor som det maximala elbehovet. Det beror alltså på att det finns timmar med (mycket) högt elbehov som sammanfaller med liten tillgång till vind och sol.



Figur 15: Tre viktiga indikatorer för elsystemet i Sverige (BASFallet, modellår 2030): bruttoelförbrukning ("load"), nettolast (bruttoelförbrukning minus icke-styrbar förnybar elproduktion) och nettoimport; samtliga tre rangordnade, var för sig, efter fallande storlek. Three key indicators of the electricity system in Sweden (Base case in model year 2030): gross electricity load, net load and net import; all indicators separately arranged according to decreasing order of magnitude.

Vi har tidigare nämnt att marginalkostnaden för elproduktion är ett beräkningsresultat som generas för samtliga 21 elprisområden som ingår i denna modellstudie. I Figur 16 redovisar vi fyra av dessa marginalkostnader för Basfallet. Marginalkostnaderna är, var för sig, rangordnade efter avtagande storlek. I prisområde SE3 ("Stockholm"), som är vårt fokusområde, kan man se att det finns segment i kurvan som innehåller både relativt höga elpriser och relativt låga elpriser. Men framförallt ligger en stor del av priserna relativt konstant kring 30 EUR/MWh tack vare vattenkraftens, och elutbytets, utjämnande effekt. Denna prisnivå bestäms i stor utsträckning av biobränsleeldad kraftvärme i de nordiska länderna. Går vi till det tyska elprisområdet DE4 så kan man istället se en tydligare prisgradient med en relativt stor andel, runt 15%, riktigt låga priser, till och med negativa. Och i andra änden av spannet så återfinns istället relativt många höga, > 50 EUR/MWh, priser. Det beror dels på den relativt stora andelen variabel förnybar elproduktion med låga rörliga kostnader (de låga elpriserna) och dels på att den befintliga fossilbaserade elproduktionen belastas av de relativt höga priserna på CO₂ som vi antar här, nämligen 30 EUR/t (de höga elpriserna). Priskurvan (eller egentligen marginalkostnaden för elproduktion) i det danska elprisområdet DK1 (Själland) hamnar någonstans mitt emellan den svenska och den tyska priskurvan vilket förklaras av det geografiska läget. I det norska elprisområdet NO2 ligger priskurvan betydligt plattare vilket förklaras av vattenkraftens utjämnande effekt. Denna region kännetecknas av en låg elförbrukning och relativt mycket vattenkraft som det helt dominerade produktionsläget.



Figur 16: Marginalkostnaden ("produktionspriset" på el) för el i fyra av de totalt 21 modellerade prisområdena i Nordeuropa (Basfallet, modellår 2030). Marginalkostnaderna är rangordnade, var för sig, efter fallande storlek och uppträder alltså inte nödvändigtvis samtidigt. *Marginal cost of electricity in four out of 21 modelled price areas in Northern Europe (Base case, model year 2030).*

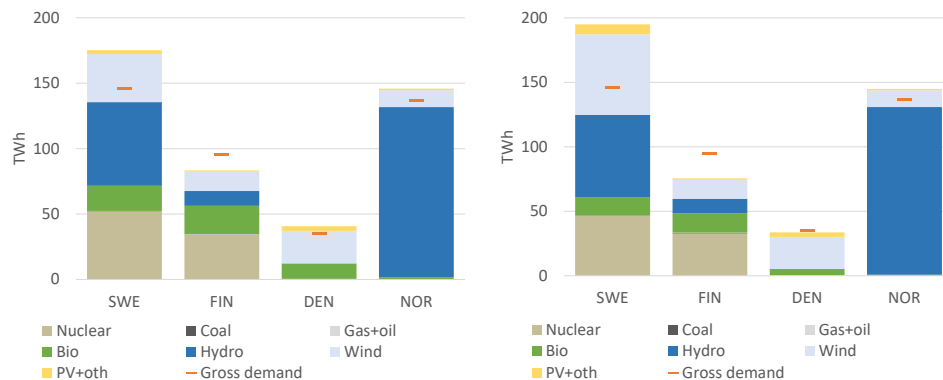
5.2 ETT ELSYSTEM MED OLIKA GRAD AV VARIABEL ELPRODUKTION

I det här kapitlet tar vi upp ett beräkningsfall – vi kallar det för "Mer förnybart"-fallet – där vi ökat andelen förnybar elproduktion ytterligare i Sverige jämfört med Basfallet. Detta gör vi för att belysa effekterna på elsystemet, och i förlängningen fjärrvärmesystemen, av olika volymer av förnybar och icke-styrbar elproduktion.

5.2.1 Elsystemet

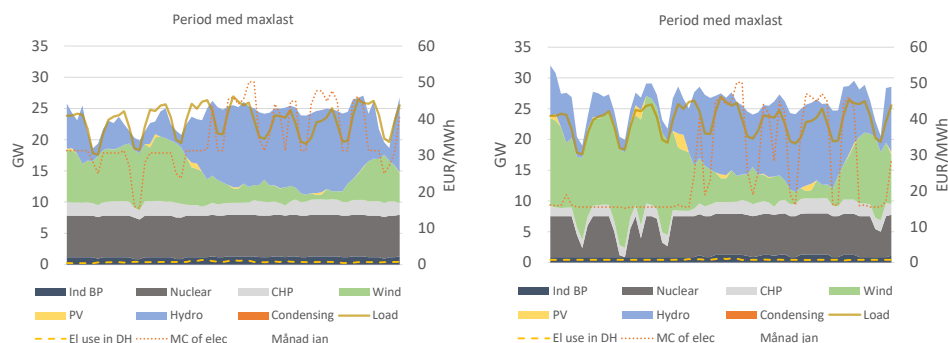
I Figur 17 jämför vi den årliga elproduktionen i de fyra nordiska länderna i Basfallet med "Mer förnybart"-fallet (även i detta fall ingår hela Nordeuropa i modellberäkningen). Det som alltså skiljer sig är att vi i "Mer förnybart"-fallet i Sverige har drygt 60 TWh vindkraft och omkring 8 TWh solex jämfört med omkring 35 TWh respektive 2 TWh i Basfallet. I övrigt antar vi att de tillgängliga produktionskapaciteterna är desamma. Det innebär dock inte att produktionsvolymerna i TWh blir desamma. Den extra mängden förnybart som trycks in i Sverige tränger undan annan dyrare produktion för den givna

efterfrågan på el. Exportöverskottet i Sverige blir därmed ännu större än i Basfallet, nästan 50 TWh per år.



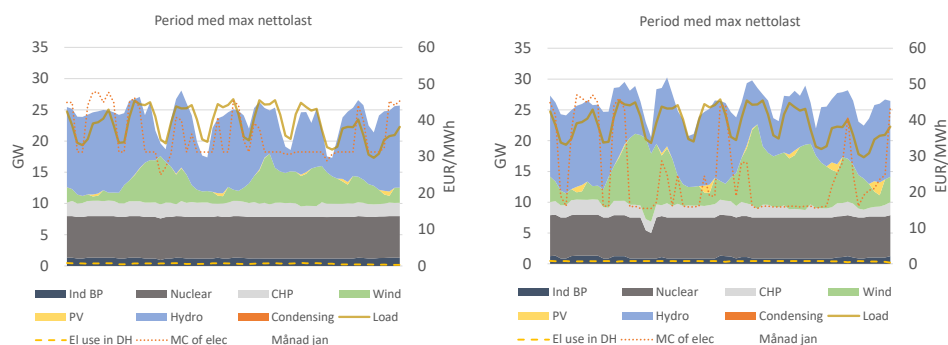
Figur 17: Elproduktionen i de fyra nordiska länderna i Basfallet (till vänster) och i "Mer förnybart"-fallet (till höger); modellår 2030. *Electricity production in the four Nordic countries in the Base case (left panel) and in the "More renewables" case (right panel); model year 2030.*

Om vi tittar närmare på olika tidsperioder under året där elbalansen vanligtvis kan vara extra ansträngd så har man traditionellt sett utgått från den period då elförbrukningen i landet är som störst, typiskt under kalla vinterdagar i januari eller februari. Detta leder oss till Figur 18 där vi redovisar den timvisa produktionen, elförbrukningen och elpriset (elpriset för SE3) under den vecka som innehåller timmen med högst elförbrukning (timmen återfinns i mitten av diagrammet i Figur 18). Beräkningsresultatet avser Sverige och visas för både Basfallet och "Mer förnybart"-fallet. Man kan se att timmen med högst elförbrukning karaktäriseras av ett relativt högt elpris, ca 50 EUR/MWh. Vindkraften bidrar med viss produktion och vattenkraften kompenserar i princip ändå upp till effektbehovet. I "Mer förnybart"-fallet kan man också se hur den större mängden vindkraft ersätter kärnkraft under några av timmarna och att elpriserna då är på en låg nivå. Detta trots att perioden innehåller en hög elförbrukning. Variabiliteten i elpris är generellt högre i "Mer förnybart"-fallet än i Basfallet.



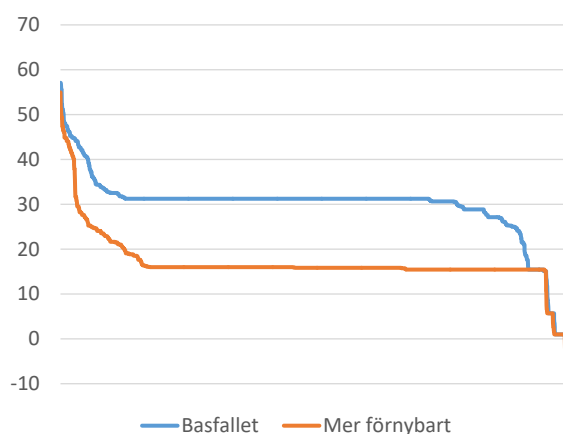
Figur 18: Veckan som innehåller timmen med den högsta elförbrukningen i Sverige i Basfallet (vänster) och i "Mer förnybart"-fallet (höger); modellår 2030. *The week containing the maximum electricity load in Sweden in the Base case (left panel) and in the "More renewables" case (right panel); model year 2030.*

Istället för att titta på perioden med högst effektförbrukning kommer perioden med den högsta nettolasten att bli alltmer relevant för elsystemet. Som vi nämnde tidigare så indikerar den behovet av styrbar elproduktion, eller nettoimport eller efterfrågefleksibilitet, för att få balansen att gå ihop. Perioden med maximal nettolast behöver alltså inte sammanfalla med perioden med max effektförbrukning. Ofta ligger de dock relativt nära eftersom en hög nettolast typiskt inträffar då elförbrukningen är hög (och då vind- och solelproduktionen är liten). Situationen visas i Figur 19. Inte minst i "Mer förnybart"-fallet blir den ökade variabiliteten extra tydlig då timmar med låg vindkraftproduktion följs av timmar med klart större produktion. På grund av den goda effektbalansen i bägge scenarierna så blir importen under dessa perioder begränsad. Elprismässigt så blir situationen inte mer ansträngd under denna vecka än under veckan med högst effektbehov. Det beror helt på hur situationen ser ut i Sveriges grannländer.



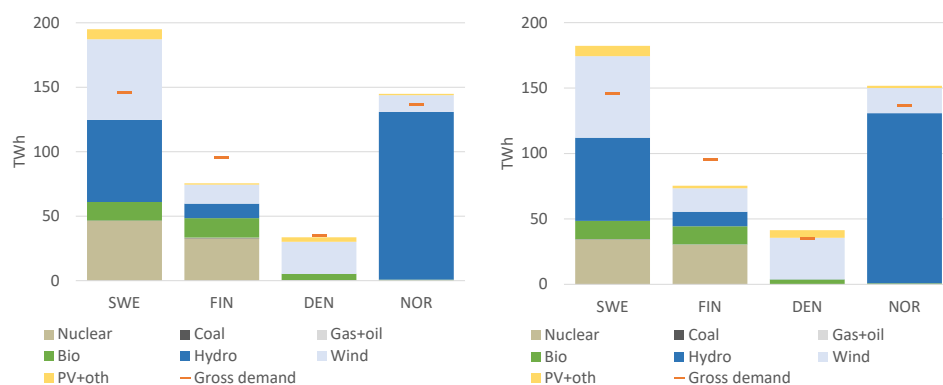
Figur 19: Veckan som innehåller timmen med den högsta nettolasten i Sverige i Basfallet (till vänster) och i "Mer förnybart"-fallet (till höger); modellår 2030. The week containing the maximum net load in Sweden in the Base case (left panel) and in the "More renewables" case (right panel); model year 2030.

Elpriset (egentligen marginalkostnaden för elproduktion i modellberäkningarna) i "Mer förnybart"-fallet ligger sig genomgående på en klart lägre nivå än i Basfallet, typiskt under 20 EUR/MWh (Figur 20). Detta motsvarar i stort sett nivån för den befintliga kärnkraftens produktionskostnader.

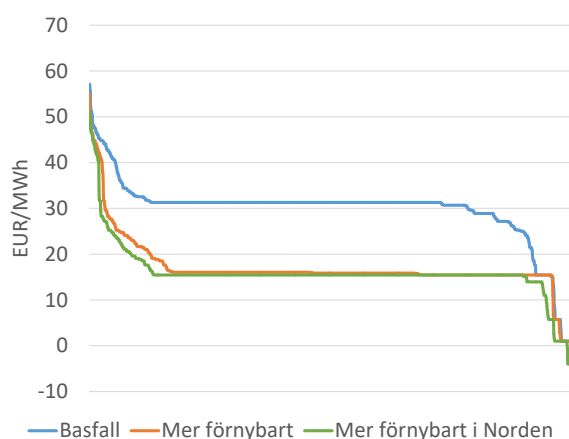


Figur 20: Marginalkostnaden för el ("systempriset" på el) i Basfallet respektive "Mer förnybart"-fallet ordnat efter fallande storlek (prisområde SE3); modellår 2030. Marginal cost of electricity in the Base case and in the "More renewables" case arranged according to decreasing order of magnitude.

Som en känslighetsanalys har vi utfört en beräkning där vind- och solelproduktion ökar även i de tre nordiska grannländerna jämfört med "Mer förnybart"-fallet (och därmed Basfallet). Vi kallar det fallet för "Mer förnybart i Norden". Skillnaden mellan "Mer förnybart" och "Mer förnybart i Norden" visas i Figur 21. I "Mer förnybart i Norden" räknar vi med ca 130 TWh vindkraft och 17 TWh solel i Norden som helhet jämfört med 115 TWh respektive 13 TWh i "Mer förnybart"-fallet (90 TWh respektive 8 TWh i Basfallet). I figuren kan man se att den tillkommande produktionen i de tre nordiska grannländerna tränger ut kärnkraft i Sverige (och annan termisk kraftproduktion på Kontinenten). Därmed så sjunker elpriserna ytterligare (se Figur 22). Detta är påminnelse om att det som sker i våra grannländer får återverkningar på det svenska elsystemet och därmed även på de svenska fjärrvärmesystemen.



Figur 21: Elproduktionen i de fyra nordiska länderna i "Mer förnybart"-fallet (till vänster) och i "Mer förnybart i Norden"-fallet (till höger); modellår 2030. *Electricity production in the four Nordic countries in the "More renewables" case (left panel) and in the "More renewables without nuclear" case (right panel); model year 2030.*



Figur 22: Marginalkostnaden för el ("systempriset" på el) i Basfallet, "Mer förnybart"-fallet respektive "Mer förnybart i Norden"-fallet ordnad efter fallande storlek (prisområde SE3); modellår 2030. *Marginal cost of electricity in the Base case, the "More renewables" case, the "More renewables in the Nordic countries" case arranged according to decreasing order of magnitude; model year 2030.*

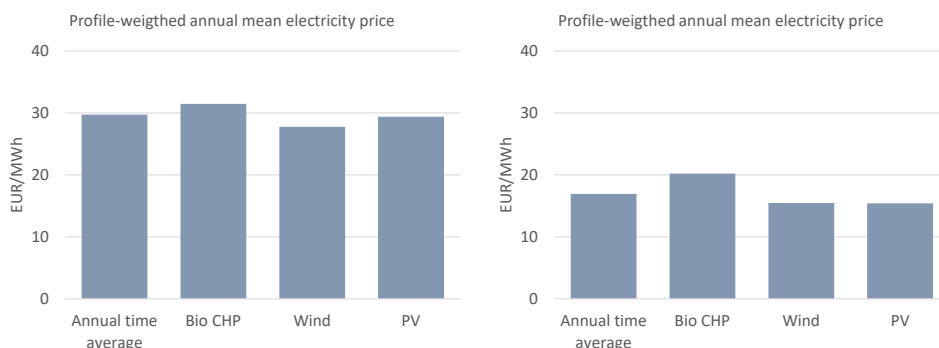
"Intjäningsförmåga"

En indikator på ett kraftslags intjäningsförmåga är det elpris som man erhåller i genomsnitt under året. Det beräknas följaktligen genom summan av produkten av elpriset och andelen av den totala årliga produktionen för respektive kraftslag, summerad över samtliga timmar. Kraftslag som ligger tyngre på vinter, då elpriset generellt ligger något högre, erhåller alltså ett högre elpris än om varje timmes elpris väger lika mycket. Det sistnämnda är detsamma som det årliga tidsgenomsnittet och är relevant för en typisk baslastproduktion. Naturligtvis säger det produktionsprofilvägda elpriset inte hela sanningen. Den andra sidan av myntet är produktionskostnaden som kan se mycket olika ut för de olika kraftslagen. Är andelen fasta kostnader (drift- och underhåll samt kapitalkostnader) hög så räcker det heller inte med enbart ett högt produktionsprofilvägt elpris. Utnyttjningstiden måste också vara hög för att få täckning för de fasta kostnaderna.¹⁰ Detta är viktigt att komma ihåg då de fasta kostnaderna inte påverkar hur anläggningarna körs under begränsade tidsrymder (typiskt inom ett år).

Vi kan se att samtliga prisindikatorer sjunker rejält då vi går från Basfallet till "Mer förnybart"-fallet (se Figur 23). Årsgenomsnittet ("Annual time average" i figuren) minskar från 30 EUR/MWh till mindre än 20 EUR/MWh. Tittar vi på "Mer förnybart i Norden" blir priserna ännu lägre, drygt 15 EUR/MWh för årsgenomsnittet. För kärnkraften, vars elprisintäkt närmast motsvarar det årliga genomsnittet, är frågan om 15 EUR/MWh räcker för att täcka även de fasta drift- och underhållskostnaderna. Det finns alltså anledning att ifrågasätta om det är realistiskt att låta modellverktyget ha tillgång till 6 reaktorer i "Mer förnybart"-fallet. Mer om detta i kapitel 5.2 där vi istället varierar tillgången till kärnkraft i Sverige. De låga elpriserna "drabbar" även de andra kraftslagen. Det elpris som ett typiskt vindkraftverk erhåller som ett snitt under året ligger i "Mer förnybart"-fallet något lägre än tidsmedelvärdet, men kan också avrundas till 15 EUR/MWh. Här blir "profileffekten" extra kännbar eftersom det just är vindkraft (och sol) som tillkommer i "Mer förnybart"-fallet. Läger vi till elcertifikatpriset 5 EUR/MWh så blir den totala intäkten 20 EUR/MWh vilket sannolikt inte täcker upp för hela kapitalkostnaden även om vindkraftens kostnader fortsätter att sjunka till följd av teknikutveckling. Ytterligare intäkter eller stöd måste alltså till. Vi tar här inte ställning till *hur* den kapaciteten kommit på plats utan vi är i första hand intresserade av systemeffekten, *givet* att sådan effekt finns tillgänglig år 2030. Det är dock inte bara marknadspriserna på el (och elcertifikat) som styr om utbygganden är lönsam eller inte. Det kan också vara specifika bilaterala avtal, så kallade PPA (Power Purchase Agreements), som med en högre betalningsvilja, kan bidra utbyggnaden - eller andra skäl, som miljöprofilering eller good-will hos olika aktörer. I Basfallet uppgår intäkten för vindkraften till nästan 35 EUR/MWh inklusive elcertifikat. Svensk Vindenergi gör i en av sina utblickar bedömningen

¹⁰ Ett kraftslag kan få ett väldigt högt produktionsprofilvägt elpris om det endast körs under ett fåtal timmar per år då elpriset råkar vara mycket högt. Men det är då långtifrån säkert att intäkterna från dessa (få) timmar räcker för att täcka de fasta kostnaderna.

att produktionskostnaden för ny landbaserad vindkraft kan komma ner så långt som till 20-25 öre/kWh runt 2040.¹¹



Figur 23: Årligt medelelpris samt produktionsprofilvägt elpris för tre olika kraftslag i Basfallet (till vänster) och i "Mer förnybart"-fallet (till höger); avser prisområde SE3 och modellår 2030; Annual average electricity price and production-profile weighted electricity prices for three different means of electricity generation. Base case (left panel) and "More renewables" case (right panel); price area SE3 and model year 2030.

5.2.2 Resultat för fjärrvärmesystemen i Sverige

I detta avsnitt tittar vi närmare på hur de ovan beskrivna förändringarna i elsystemet påverkar de svenska fjärrvärmesystemen. Vi kommer att koncentrera oss på framförallt elproduktionen i kraftvärmeverken och på elanvändningen i värmepumpar och elpannor i fjärrvärmeproduktionen.

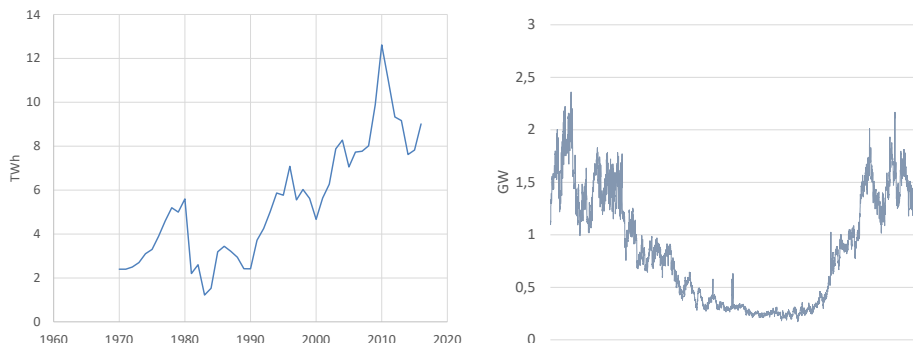
Den totala elproduktionen från kraftvärme¹² har varierat avsevärt mellan åren till följd av inte minst variationer i elpris, se Figur 24. Toppnoteringen är från 2010 då produktionen var närmare 13 TWh. På senare år har produktionen legat runt 8-9 TWh enligt Energimyndighetens statistik. Den verkliga produktionen, per timme, för den samlade kraftvärmen år 2016 visas i samma figur till höger.¹³ Maximal effekt som genereras ligger nära 2,5 GW, det vill säga en bit under de ca 3.1 GW som vi antar finns tillgängliga idag (denna siffra bygger i sin tur på Energiföretagen Sveriges statistik och där Öresundsverket antas vara nedlagt). Produktionsprofilen för kraftvärmeverken påverkas naturligtvis av elprisets variationer inom året men följer framförallt den säsongsvisa variationen i uppvärmning. Sommartid är det framförallt viss avfallskraftvärme och

¹¹ Svensk Vindenergi 2018, "100 procent förnybart 2040 - Vindkraft för klimatnytta och konkurrenskraft", <https://vindkonferensen.se/wp-content/uploads/2018/10/Svensk-Vindenergi-100-F%C3%B6rnybart-2040-FINAL-2.pdf>

¹² När vi skriver om "kraftvärme" så menar vi uteslutande kraftvärme i de svenska fjärrvärmenäten. När vi avser industriell kraftvärme så benämner vi den "industriellt mottryck" för att separera de bägge kraftslagen.

¹³ Sifferunderlaget bygger på Svenska Kraftnätets 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 utgör basen för statistiken) utan används internt inom icke-koncessionspliktiga nät inom industrierna.

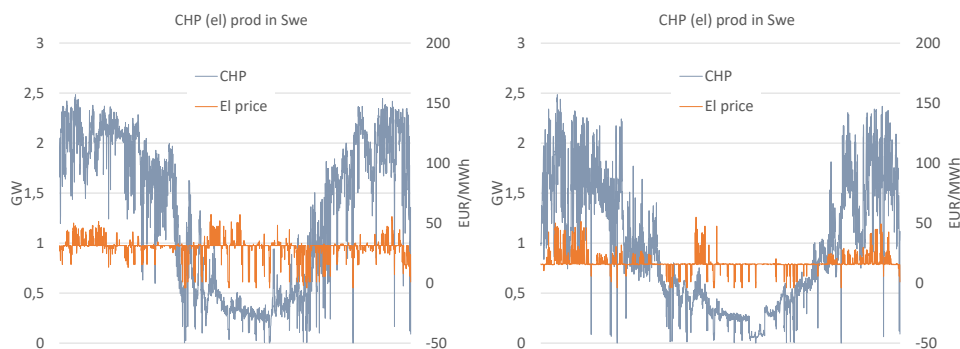
kondensproduktion baserat på restbränslen (exempelvis hyttgaser) som genererar el i fjärrvärmesystemen.



Figur 24: Elproduktionen från svensk kraftvärme i fjärrvärmenäten mellan 1970 och 2016 (till vänster; Källa: Energimyndigheten) samt verklig timvis produktion från i huvudsak kraftvärme år 2016 (till höger; Källa: Svenska Kraftnät). *Electricity production in Swedish CHP schemes between 1970 and 2016 (left panel) and actual hourly electricity production from mainly CHP schemes (right panel).*

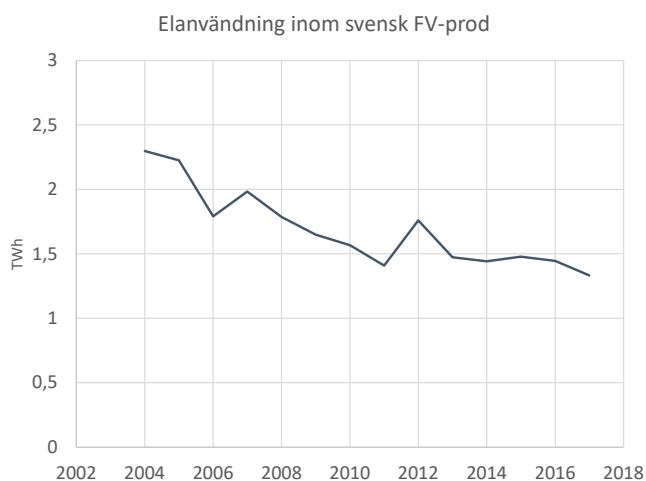
Om vi istället blickar framåt mot vårt modellår 2030, så uppgår den samlade elproduktionen från kraftvärme till omkring 11 TWh i Basfallet respektive drygt 8 TWh i "mer förnybart"-fallet. I "Mer förnybart i Norden"-fallet uppgår motsvarande siffra till ganska exakt 8 TWh. Den större produktionen i Basfallet har med de klart högre elpriserna att göra. I "Mer förnybart"-fallet får vi istället en produktion som ligger i samma storleksordning som vi har sett under de senare åren, trots att elpriset i "Mer förnybart"-fallet (och i ännu högre utsträckning "Mer förnybart i Norden") måste betecknas som relativt lågt, ca 20 EUR/MWh räknat som ett produktionsprofilvägt årsmedelvärde för kraftvärme. En viktig förklaring är att den kraftvärme som vi antar ha tillkommit till 2030 är avfalls- och biobränslebaserad med förhållandevis låga rörliga kostnader medan de kraftvärmeverk som vi fasat ut i våra beräkningar nästan uteslutande utgörs av fossildriva anläggningar med högre rörliga kostnader och som därmed typiskt har kortare utnyttjningstider.

I Figur 25 kan vi också se att kraftvärmeproduktionen bitvis varierar väldigt mycket, vilket i stor utsträckning initieras av variationer i elpriset. En nedgång i elpris kan leda till antingen reducerad panneffekt och/eller att kraftvärmeverken dumpar ånga och övergår till en ökad grad av hetvattendrift. Signifikanta variationer i elproduktion från kraftvärme behöver alltså inte innebära variationer i panneffekten. Hur kraftvärmeverken väljer att styra sin produktion av el och fjärrvärme påverkas också av förutsättningarna för den alternativa fjärrvärmeproduktionen som måste reducera sin produktion, för givet fjärrvärmeunderlag, om kraftvärmeverket dumpar ånga. Att ett kraftvärmeverk dumpar ånga och backar elproduktionen kan också föranledas av situationer där alternativproduktionen av fjärrvärme är väldigt kostsam, exempelvis vid spetslastsituationer där oljehetvattenproduktion är nästa steg i driftordning. Det andra alternativet för ett kraftvärmeverk att möta minskade elintäkter, reducerad panneffekt, leder istället till att alternativ fjärrvärmeproduktion måste gå in och täcka upp för bortfallet.



Figur 25: Elproduktionen från de svenska kraftvärmeverken och elpriset (SE3) i Basfallet (till vänster) och i "Mer förnybart"-fallet (till höger); modellår 2030. Electricity production in Swedish CHP schemes and corresponding electricity prices (price area SE3) in the Base case (left panel) and the "More renewables" case (right panel); model year 2030.

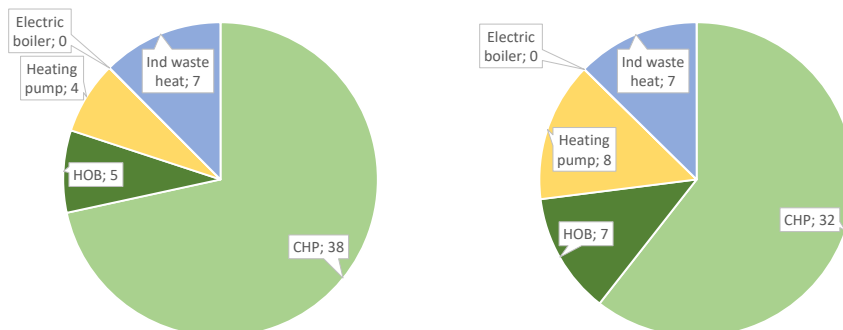
När det gäller elanvändningen i de svenska fjärrvärmesystemen så har den stadigt minskat under årens lopp och uppgår idag till drygt 1 TWh, se Figur 26. I våra beräkningar för Basfallet landar elförbrukningen på lite drygt 1 TWh, det vill säga så gott som oförändrat jämfört med dagens användning och drygt 2 TWh i "Mer förnybart"-fallet. I "Mer förnybart i Norden"-fallet ligger elförbrukningen något högre, knappt 2.5 TWh. Den högre nivån förklaras av de genomgående lägre elpriserna vilka också uppträder periodvis under uppvärmningssäsongen. Generellt högre elpriser i Basfallet medför alltså att värmepumparna producerar mindre och att kraftvärmeverken producerar mer än i "Mer förnybart"-fallet.



Figur 26: Elförbrukningen i de svenska fjärrvärmenäten, det vill säga i värmepumpar och elpannor (Källa: Energiföretagen). Electricity use in Swedish district-heating systems (electric boilers and heating pumps).

I Figur 27 redovisas hur fjärrvärmeproduktionen fördelar sig på de olika produktionsslagen kraftvärmeverk, hetvattenpannor, värmepumpar, elpannor och industriell spillvärme. Om ett kraftvärmeverk dumpar ånga och kör i renodlad hetvattendrift så räknar vi det ändå som ett kraftvärmeverk i den redovisningen. Den klart dominerande delen av de ca 55 TWh som vi antar produceras år 2030

kommer från kraftvärmeverken. I "Mer förnybart"-fallet är deras bidrag något lägre av skäl som vi nämnde i föregående stycke.

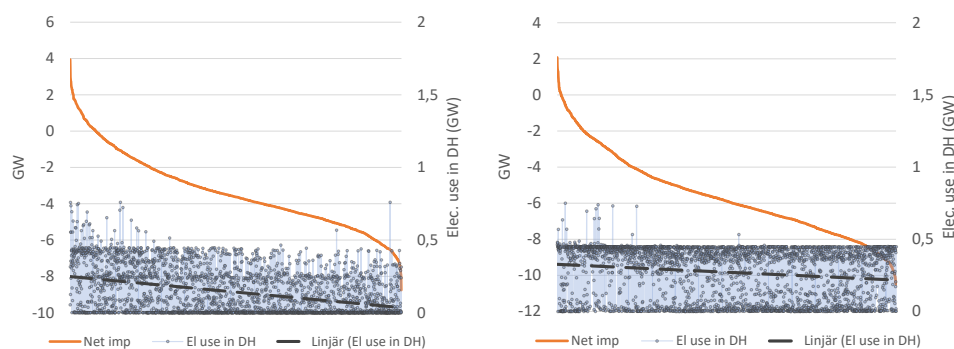


Figur 27: Fjärrvärmeproduktionen (TWh) i Sverige uppdelad på produktionsslag, Basfallet (till vänster) respektive "Mer förnybart"-fallet (till höger); modellår 2030. HOB=Heat-only boilers, det vill säga hetvattenpannor. CHP=Combined heat and power, det vill säga kraftvärmeverk. District-heating production in Sweden allocated in means of production. Base case to the left and "More renewables" case to the right; model year 2030.

Varken Basfallet eller, i ännu mindre utsträckning, "Mer förnybart"-fallet sätter den svenska elbalansen på några svårare prov om vi utgår från normala klimatförhållanden. Den tillgängliga kapaciteten är helt enkelt fullt tillräcklig. Och räcker inte den till så finns det ledig kapacitet i grannländerna. De antal timmar där Sverige förlitar sig till nettoimport från sina grannländer uppgår till mindre än 10% av årets totala timmar i Basfallet. För "Mer förnybart"-scenariot är motsvarande siffra omkring 1% istället. Nettoimporten är som störst ca 4 GW i Basfallet och den tillgängliga importkapaciteten uppgår till över 11 GW.

Eftersom framförallt elpannor men även värmepumpar potentiellt kan bidra till att absorbera el under överskottssituationer på elmarknaden så är det naturligtvis intressant att titta närmare på detta just i de här två scenarierna, Basfallet och "Mer förnybart"-fallet, som ju ur ett svenskt perspektiv kännetecknas av en god eller mycket god effektbalans under normala förhållanden. I Figur 28 redovisar vi för hur nettoimporten av el matchas av elförbrukningen i de svenska fjärrvärmesystemen i Basfallet respektive "Mer förnybart"-fallet. Vi kan dels se att elförbrukningen generellt är högre i "Mer förnybart"-fallet (jämför den streckade trendlinjen), vilket vi konstaterade tidigare, men vi kan också se att elförbrukningen tenderar att vara som högst, ca 0,7-0,8 GW, under några timmar då även nettoimporten är väldigt hög. Det kan bero på att dessa timmar sammanfaller med ett högt värmebehov som delvis tillgodoses med en ökad produktion i värmepumpar och elpannor och/eller att elpriset är relativt lågt trots en relativt hög nettoimport. Det beror då på att någon region utanför Sverige kan ha ett tillfälligt överskott till exempel på grund av goda vindförhållanden som inte återfinns i Sverige, åtminstone inte i samma utsträckning. Att nettoimporten är hög behöver alltså inte innebära att det råder brist på el i Sveriges närhet, eller ens att situationen i Sverige är ansträngd. Det finns istället billigare el någon annanstans på grund av ett (tillfälligt) regionalt elöverskott. Under den period då vi istället har ett elöverskott i Sverige, det vill säga då nettoimporten övergår i nettoexport (den

högra delen av diagrammen i Figur 28), så minskar generellt sett elförbrukningen i de svenska fjärrvärmenäten (även om elförbrukningen kan vara hög under vissa timmar). Det beror på att perioder med hög nettoexport är mer förskjutna åt perioder med lägre värmebehov varför värmepumpar och elpannor inte tar samma plats i fjärrvärmeproduktionen som när värmebehovet är större (detta kan naturligtvis ändras om elskatten reduceras).

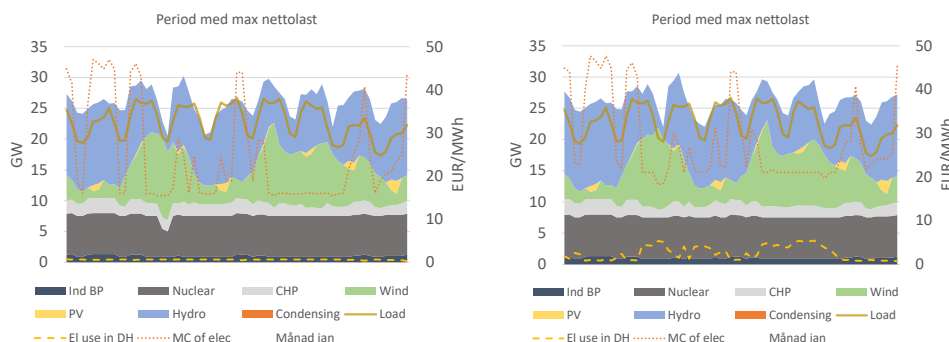


Figur 28: Nettoimporten av el, timme för timme, i Sverige rangordnad efter fallande storlek och resulterande elförbrukning i de svenska fjärrvärmesystemen (linjär anpassning är gjord för att underlätta utläsning av en generell trend). Basfallet till vänster och "Mer förnybart"-fallet till höger; modellår 2030. *Hourly net import of electricity in Sweden arranged according to decreasing order of magnitude and the corresponding electricity use in Swedish district-heating systems. Base case to the left and "More renewables" case to the right; model year 2030.*

Som en konsekvens av ovanstående resonemang har vi även gjort en modellberäkning där vi låtit de svenska fjärrvärmesystemen investera stort i elpannor samtidigt som vi plockar bort elskatten för såväl elpannor som värmepumpar. Detta ger ett scenario där fjärrvärmesystemen har möjligheten att absorbera relativt stora volymer billig överskottsel om det är lönsamt. För att få en signifikant effekt så måste elskatten fjärras. I annat fall kostar det minst 35 öre/kWh att köra en elpanna trots att elen är gratis. Vi antar i detta specialfall att samtliga fjärrvärmesystem har en produktionskapacitet på hela 25% av det totala effektbehovet för fjärrvärme. Det motsvarar en installerad eleffekt, för både elpannor och värmepumpar, på drygt 5 GW. Även om elpannor i sig är relativt billiga att införskaffa så kan naturligtvis de fasta elnätskostnaderna för så stora effekter bli avsevärda. I "Mer förnybart"-fallet (och i Basfallet) antar vi istället att den installerade eleffekten för värmepumpar och elpannor ligger på samma nivå som idag, det vill säga omkring 900 MW el.

I Figur 29 visas resultaten av en jämförelse mellan specialfallet (till höger) och "Mer förnybart" (till vänster) under veckan med den högsta nettolasten. Vi kan se att under timmar då elpriset är lågt så absorberar elpannorna signifikanta volymer, relativt nära den installerade effekten om ca 5 GW. Det i sin tur leder till mindre variabilitet i elpris - här finns alltså en direkt återkoppling från fjärrvärmesystemet till elsystemet – eftersom de låga priserna höjs. De höga priserna påverkas av naturliga skäl inte alls, eftersom elpannorna inte utnyttjas då. Att de låga elpriserna stiger som ett resultat av elpannornas elförbrukning innebär dessutom att kärnkraften i vårt räkneexempel kan leverera el utan att gå ner i effekt. Detta ökar därmed utnyttjningstiden för typiska baslastanläggningar. Den årliga

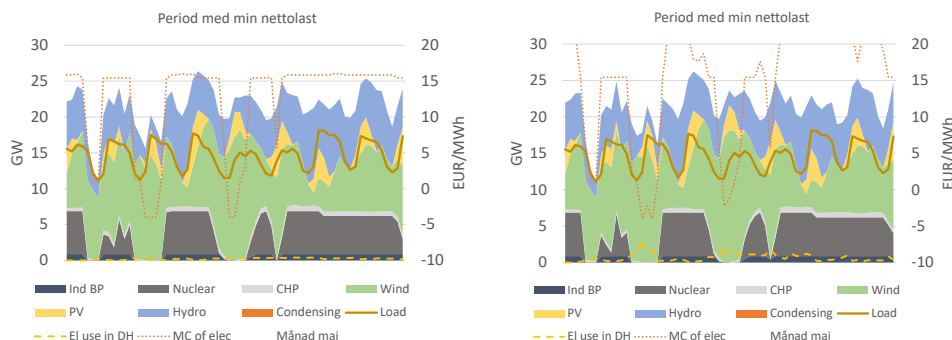
elanvändningen uppgår i specialfallet med de extra elpannorna till nästan 9 TWh jämfört med lite drygt 2 TWh i "Mer förnybart"-fallet.



Figur 29: Veckan som innehåller timmen med den högsta nettolasten i Sverige i "Mer förnybart"-fallet (till vänster) och i "Mer förnybart med extra elpannor"-fallet (till höger); modellår 2030. *The week containing the maximum net load in Sweden in the "More renewables" case (left panel) and in the "More renewables with additional electric boilers" case (right panel); model year 2030.*

I Figur 30 visar vi perioden då nettolasten i Sverige är som lägst på året. Detta sammanfaller vanligen med låga elpriser, visserligen beroende på hur situationen ser ut i Sveriges grannländer. Den perioden sammanfaller också typiskt med ett relativt lågt värmebehov, i detta fall under senare delen av maj månad. Det i sin tur utgör en naturlig begränsning för elpannorna (och värmepumparna) att absorbera billig el. Som en följd av detta, kan vi därmed se att eleffektförbrukningen i fjärrvärmenäten är klart lägre än under perioden då nettolasten är som högst (är tydligt för specialfallet i figuren). Vi kan också se det intressanta resultatet att trots att eleffektförbrukningen inte ligger på mer än som mest på 1 GW (och nära noll i "Mer förnybart-fallet") så påverkas framförallt de högre elpriserna (vilka inte är särskilt höga jämfört med andra perioder på året) uppåt.

Viktigt att påpeka i sammanhanget är att vi endast utgått från att elanvändningen inom fjärrvärmenäten kan svara på förändringar i elpriset. All övrig elanvändning är oförändrad. I verkligheten kommer även annan flexibel elanvändning att kunna konkurrera om "lågpriselen" under vissa perioder varför elpriseffekterna av den ökade flexibiliteten kan bli mer uttalade än vad vi sett här.



Figur 30: Veckan som innehåller timmen med den lägsta nettolasten i Sverige i "Mer förnybart"-fallet (till vänster) och i "Mer förnybart med extra elpannor"-fallet (till höger); modellår 2030 The week containing the minimum net load in Sweden in the "More renewables" case (left panel) and in the "More renewables with additional electric boilers" case (right panel); model year 2030.

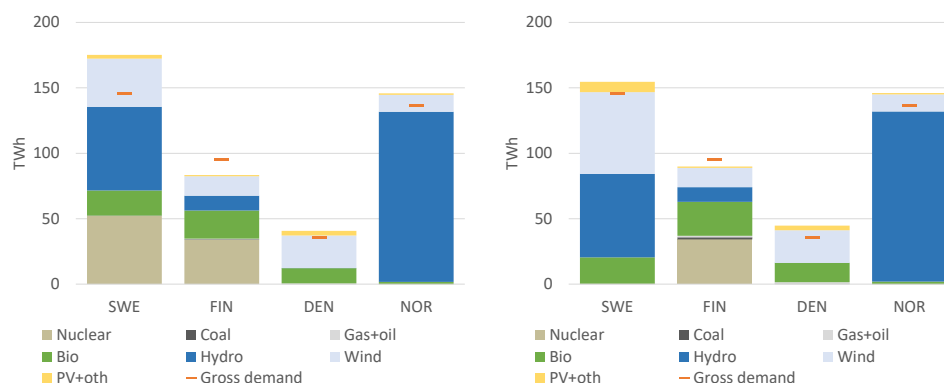
Ett sätt att ytterligare öka flexibiliteten i fjärrvärmesystemen och utnyttja lågelp pristimmarna skulle vara att även öka ackumulatorkapaciteten i fjärrvärmesystemen. Vi har i denna studie inte analyserat detta närmare utan avgränsat oss till en och samma ackumulatorkapacitet, närmare bestämt dagens kapacitet i de system som har sådana lager (mer om ackumulatorer längre fram i resultatdelen).

Vi har nu avhandlat ett antal modellberäkningar där effektbalansen inte varit särskilt ansträngd i Sverige på grund av ett tydligt elöverskott. I nästa kapitel kommer vi därför att skärpa till situationen på effektsidan.

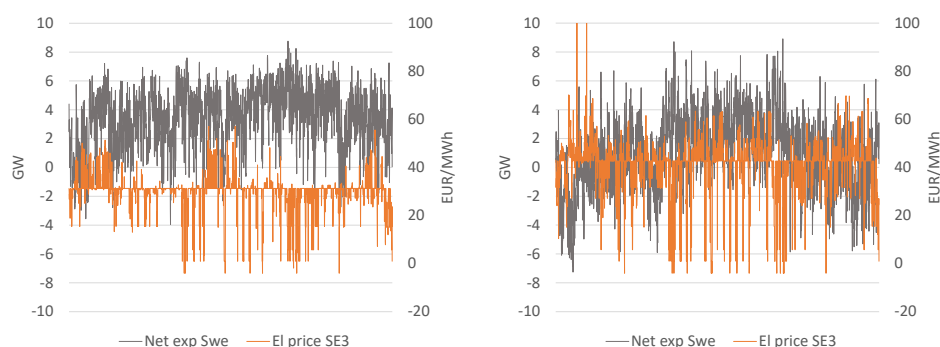
5.3 DEN TERMISKA KAPACITETENS BETYDELSE

Vi har kunnat konstatera att vårt "Mer förnybart"-fall leder till så pass låga elpriser under en stor del av året att det troligen blir tufft för de återstående kärnkraftreaktorerna i Sverige att drivas vidare med lönsamhet. I vårt Basfall däremot, där den förnybara elproduktionen i Sverige är klart lägre (men klart större än idag), håller sig elpriserna på en sådan nivå att det är fullt realistiskt att driva de 6 reaktorerna vidare. Vad skulle alltså hända om vi stänger ner kärnkraften i vårt "Mer förnybart"-fall? Vad händer med elpriserna och hur påverkas de svenska fjärrvärmesystemen? Precis detta kommer vi att redogöra för i det här avsnittet.

Om vi avvecklar all kärnkraft till 2030 men i övrigt behåller produktionskapaciteten från "Mer förnybart"-fallet så erhåller vi resultatet i Figur 31, till höger. Vi kallar detta fall för "Mer förnybart utan KK". Trots att en produktionskapacitet motsvarande omkring 50 TWh är borta är det svenska elsystemet fortfarande i balans på årsbasis. Å andra sidan kommer det att finnas gott om timmar då importbehovet nu är relativt högt (se Figur 31).

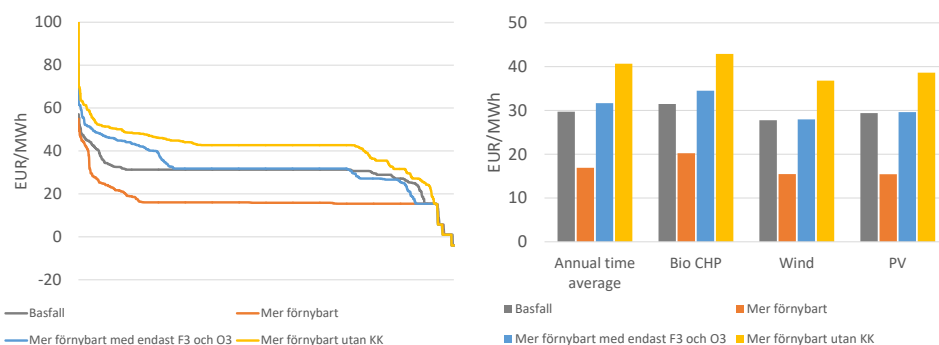


Figur 31: Elproduktionen i Norden i Basfallet (vänster) och i "Mer förnybart utan KK"-fallet (höger); modellår 2030. Electricity production in the Nordic countries in the Base case (left panel) and in the "More renewables without nuclear" case (right panel); model year 2030.



Figur 32: Nettoexporten (positiva siffror) från Sverige till grannländerna och elpriset i SE3 i Basfallet till vänster och i "Mer förnybart utan KK"-fallet till höger; modellår 2030. Net electricity export (positive figures) from Sweden and corresponding electricity price (price area SE3) in the Base case (left panel) and in the "More renewables without nuclear" case (right panel); model year 2030.

Som komplement till "Mer förnybart utan KK"-fallet har vi också studerat ett "mellanting", nämligen ett fall där vi behåller de två yngsta reaktorerna F3 och O3 på tillsammans ca 2.6 GW, i övrigt identiskt med "Mer förnybart"-fallet. Hur detta påverkar elpriserna kan man se i Figur 33, till vänster. Elpriserna ökar, jämfört med "Mer förnybart"-fallet, under så gott som hela året, men i synnerhet under vintern. Men även i dessa fall finns tidsperioder då elpriserna är mycket låga, exempelvis då vindtillgången är god. Tar vi bort samtliga reaktorer blir elpriset, av förklarliga skäl, som allra högst. Att effekten på elpriset är extra tydlig under vintern medför i sin tur att det elpris som kraftvärmen typiskt erhåller sett över hela året får en extra skjuts uppåt om kärnkraften gradvis fasas ut (Figur 33, till höger).

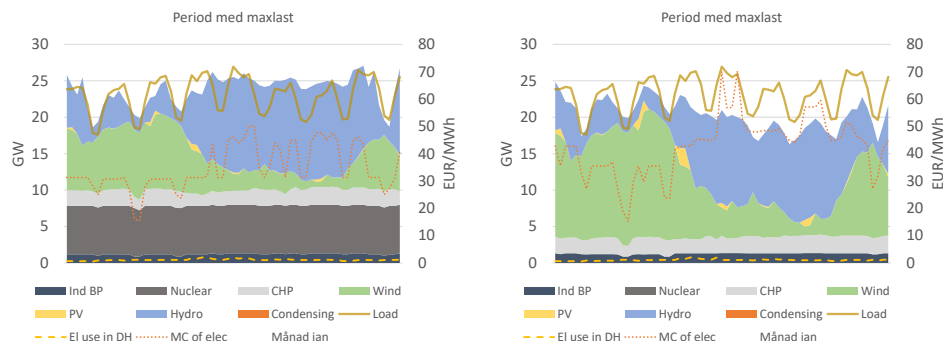


Figur 33: Marginalkostnaden för elproduktion (SE3) till vänster respektive produktionsprofilvägda årsmedelpriser till höger. För beräkningsfallen Basfall, "Mer förnybart", "Mer förnybart med endast F3+O3" samt "Mer förnybart utan KK"; modellår 2030. Marginal cost of electricity (price area SE3) in the left panel and production-profile weighted annual average prices in the right panel. Figure includes model cases Base case, "More renewables", "More renewables with F3+O3" and "More renewables without nuclear"; model year 2030.

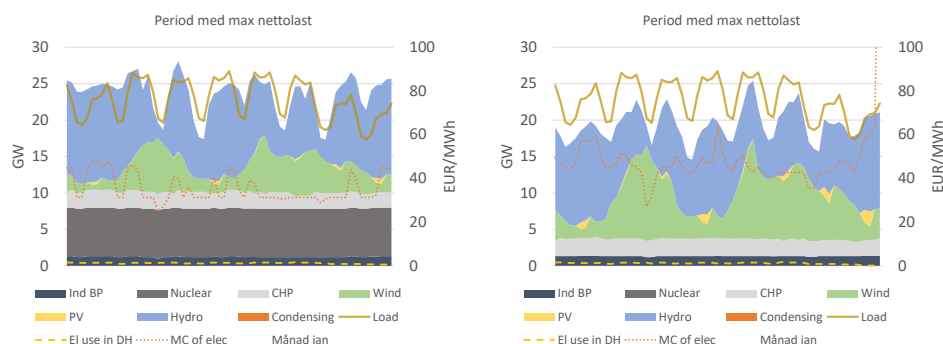
I Figur 34 kan vi se hur bilden ser ut under veckan med högst elförbrukning och i Figur 35 motsvarande bild för veckan med högst nettolast. Vi jämför Basfallet med "Mer förnybart utan KK"-fallet och man kan konstatera att variabiliteten är klart större i det senare fallet. Däremot behöver medelpriset under samma vecka inte nödvändigtvis skilja sig särskilt mycket mellan de bägge fallen. Vidare kan man observera (mycket) höga pristoppar, 70 EUR/MWh och mer, i "Mer förnybart utan KK"-fallet vilket indikerar mer ansträngda situationer med avseende på elbalansen. Vi kan också notera att den mest ansträngda fysiska situationen i Sverige, timmen då nettolasten är som störst, inte nödvändigtvis sammanfaller med de högsta elpriserna. Det beror återigen på hur situationen ser ut i våra grannländer. Detta kan man se längst till höger i det högra diagrammet i Figur 35 då elpriset är klart högre än i timmen mitt i diagrammet som svarar mot timmen med störst nettolast (en bra bit över 100 EUR/MWh jämfört med ca 70 EUR/MWh).

Vi kan också se att det är en stor skillnad med avseende på termisk kapacitet mellan beräkningsfallen. Under veckan med störst effektbehov så svarar den termiska effekten i Sverige för nästan hälften av det genomsnittliga effektbehovet i Basfallet. I "Mer förnybart utan KK" så ligger den siffran under 20% och utgörs då endast av kraftvärme och industriellt mottryck. Kondenskraft finns också tillgängligt men utnyttjas inte i dessa exempel då elpriserna måste upp mot 150 EUR/MWh för att gasturbinerna eldade med lätt eldningsolja ska producera el (detta sker i begränsad omfattning i timmen längst till höger i det högra diagrammet i Figur 35 då elpriset ligger runt 150 EUR/MWh). Sverige förlitar sig istället i huvudsak till import för att täcka den återstående effektefterfrågan vid sidan om produktionen i vind- och vattenkraftverk. I "Mer förnybart utan KK"-fallet nettoimporterar Sverige el från sina grannländer under omkring en tredjedel

av året vilket därmed är en klart högre siffra än i Basfallet, där nettoimport sker under ca 10% av året.



Figur 34: Veckan som innehåller timmen med den högsta elförbrukningen i Sverige i Basfallet (vänster) och i "Mer förnybart utan KK"-fallet (höger); modellår 2030. The week containing the maximum electricity load in Sweden in the Base case (left panel) and in the "More renewables without nuclear" case (right panel); model year 2030.



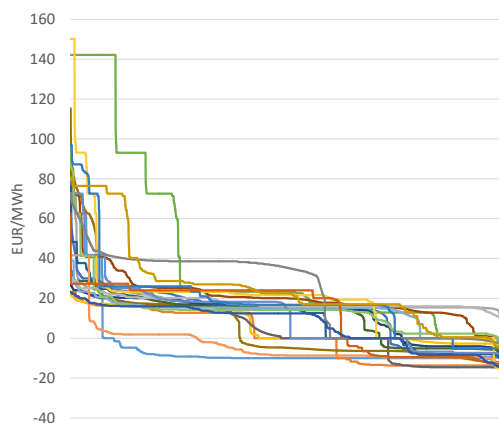
Figur 35: Veckan som innehåller timmen med den högsta nettolasten i Sverige i Basfallet (till vänster) och i "Mer förnybart utan KK"-fallet (till höger); modellår 2030. The week containing the maximum net load in Sweden in the Base case (left panel) and in the "More renewables without nuclear" case (right panel); model year 2030.

5.3.1 Resultat för fjärrvärmesystemen i Sverige

I detta kapitel går vi igenom ett antal nyckelresultat för fjärrvärmesystemen i Sverige med utgångspunkt från de förändringar i elsystemet, främst med avseende på kärnkraften i Sverige, som diskuterades i föregående kapitel.

Eftersom förändringar i elsystemet påverkar elprisbilden så medför det i sin tur att marginalkostnaden för fjärrvärmeproduktionen påverkas i de system som har kraftvärme och/eller elbaserad fjärrvärmeproduktion i sin produktionsmix. De svenska fjärrvärmesystemens marginalkostnad varierar stort under året. På sommaren när efterfrågan på värme är låg är marginalkostnaden generellt sett mycket låg eller till och med negativ beroende på i vilken utsträckning det finns avfallsförbränning och/eller industriell spillvärme. På vintern när efterfrågan är hög och man kan tvingas ta produktion i anspråk med mycket höga rörliga kostnader, exempelvis oljeeldade hetvattenpannor som inklusive skatter typiskt kan ha produktionskostnader runt 1 SEK/kWh fjärrvärme och uppåt beroende på oljepris. I Figur 36 redovisar vi marginalkostnaden för samtliga i modellen

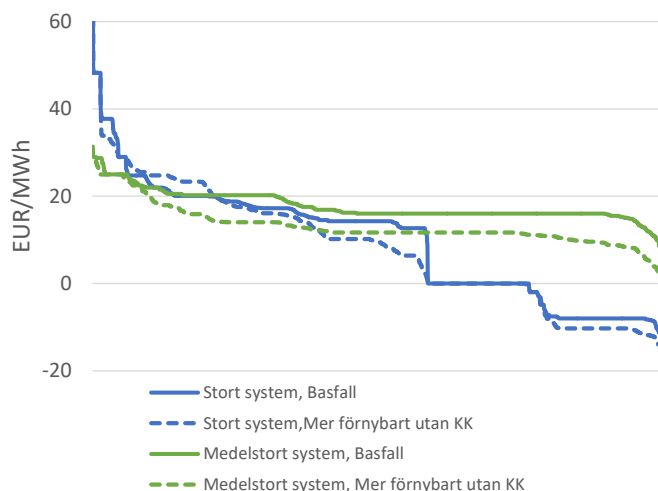
beskrivna verkliga system (20 st) efter avtagande storlek. Man kan tydligt se den stora skillnaden över året och man kan också se de stora skillnaderna mellan olika system. Fjärrvärmesystem som befinner sig i botten av kurvskaran domineras av avfallsförbränning eller av andra restbränslen.



Figur 36: Marginalkostnaden för att producera fjärrvärme i de modellerade systemen rangordnade efter fallande storlek (Basfallet); modellår 2030. *Marginal cost of district-heating generation in all systems included in the model and arranged according to decreasing order of magnitude.*

Om vi tittar närmare på hur marginalkostnaden för fjärrvärmeproduktionen kan påverkas av de förändringar som vi diskuterat inom elsystemet så leder det oss till Figur 37. I figuren redovisas marginalkostnaden för fjärrvärmeproduktion dels för ett storstadssystem som karaktäriseras av en mångfald av olika produktionsanläggningar inklusive kraftvärme och avfallsförbränning, och dels för ett medelstort system som domineras helt av biobränslekraftvärme. Om vi jämför utfallet för de två beräkningsfallen Basfallet och "Mer förnybart utan KK"-fallet så kan man se att marginalkostnaden skiljer sig åt. Eftersom elpriserna generellt är högre vintertid i "Mer förnybart utan KK"-fallet än i Basfallet så blir marginalkostnaden för fjärrvärmeproduktionen följaktligen lägre i de system som har kraftvärme. Ju mer kraftvärme desto större genomslag på marginalkostnaden. Störst skillnad ser vi också i figuren för det medelstora systemet där kraftvärmen i detta exempel har en mer dominant ställning än i det andra systemet.

Vi kan också se i vårt exempel att speciellt storstadssystemet under en ansevärd tidsperiod har mycket låga marginalkostnader för fjärrvärmeproduktionen. Det beror på att vi ansatt mottagningsavgiften för avfallsförbränning som en negativ kostnad och att vi förutsatt att spillvärme levereras till en kostnad nära noll. Men även annan kraftvärme kan producera fjärrvärme till negativa kostnader om elintäkten är tillräckligt hög.

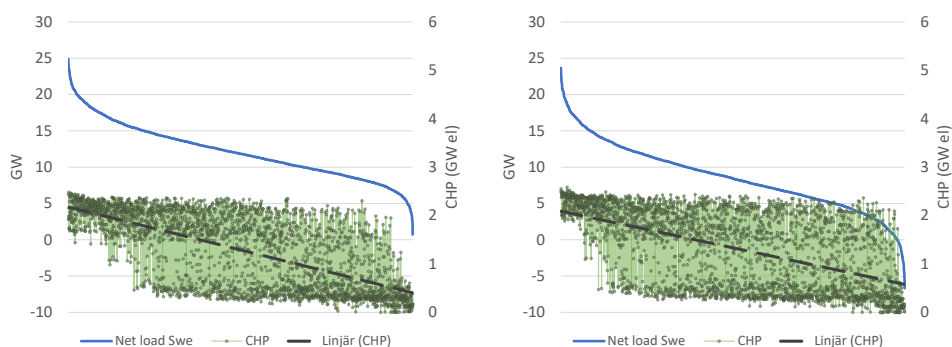


Figur 37: Marginalkostnaden för fjärrvärmeproduktionen i ett storstadssystem med en bred palett av olika produktionsanläggningar inklusive avfallsförbränning och kraftvärme (blå kurvor), och ett medelstort system som domineras av kraftvärme med visst bidrag från fliseldade hetvattenpannor (gröna kurvor) i Basfallet respektive "Mer förnybart utan KK"-fallet. Marginalkostnaden är rangordnad efter fallande storlek, var för sig i respektive system och respektive beräkningsfall; modellår 2030. Marginal cost of district-heating generation in a large city system (blue line) and in a mid-sized city system (green line). Base case marked with solid lines and "More renewables without nuclear" marked with dotted lines.

Fjärrvärmesystemens bidrag till elbalansens kritiska tidsperiod

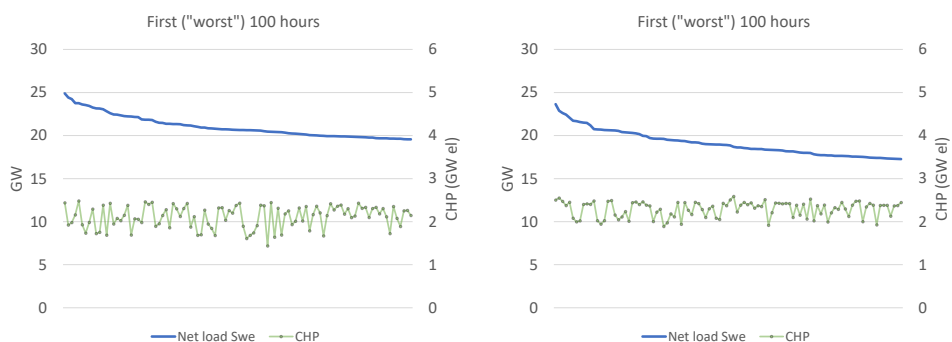
I detta avsnitt ska vi mer i detalj redogöra för hur de svenska fjärrvärmesystemen under normala förhållanden bidrar till effektbalansen på elmarknaden. Vi fokuserar på Basfallet och "Mer förnybart utan KK"-fallet.

I Figur 38 har vi plottat nettolasten i avtagande storlek över året. Vi betraktar nettolasten i Sverige som den framträdande indikatorn på hur ansträngd effektbalansen är i Sverige (även om det också beror på situationen i grannländerna). Tillsammans med nettolasten har vi sedan plottat den resulterande elproduktionen i Sveriges samtliga kraftvärmeverk, timme för timme. Generellt så ökar kraftvärmeproduktionen med stigande nettolast även om variationen mellan närliggande timmar i ordningsföljd kan vara avsevärd. Den maximala nettolasten är ungefär lika stor i bägge fallen trots att den installerade effekten av vindkraft och solel är ungefär dubbelt så stor, ca 27 GW jämfört med ca 14 GW. Det understryker det faktum produktionsbidraget från variabel elproduktion under vissa perioder kan bli mycket litet även om den installerade kapaciteten är mycket stor. Sådana situationer måste då hanteras med andra produktionsslag, import eller med åtgärder på användarsidan. Vi får inte glömma bort att i Basfallet så finns avsevärt mycket mer nationell produktionskapacitet på plats, i form av kärnkraft, som *kan* täcka upp för produktionsbortfallet då den variabla förnybara elproduktionen levererar endast små volymer.



Figur 38: Nettolasten rangordnad efter fallande storlek och den resulterande kraftvärmeproduktionen i Sverige i Basfallet (till vänster) respektive "Mer förnybart utan KK" (till höger). För att enklare utläsa en trend är även en linjärinterpolation för kraftvärmeproduktionen inritad. Kraftvärmeproduktionen läses av mot den högra y-axeln och nettolasten mot den vänstra axeln; modellår 2030. Net load in Sweden arranged according to decreased order of magnitude and corresponding electricity production in CHP schemes. Base case shown in the left panel and "More renewables without nuclear" shown in the right panel; model year 2030.

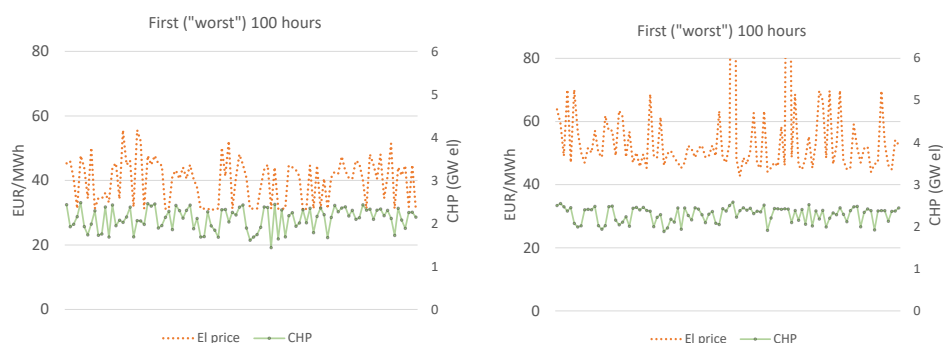
För att underlätta för läsbarheten så redovisas i Figur 39 de 100 första timmarna från Figur 38. Det blir då tydligt att under de timmar som nettolasten är som störst så producerar också kraftvärmeverken på en relativt jämn nivå och relativt nära den maximala kapaciteten. Variabiliteten är något större i basfallet eftersom det finns fler inslag av timmar med låga elpriser även då nettolasten är hög (tack vare bland annat kärnkraften).



Figur 39: Ett utsnitt av de 100 första timmarna (de 100 timmar med den högsta nettolasten) ur Figur 38, i Basfallet (till vänster) respektive "Mer förnybart utan KK" (till höger). Kraftvärmeproduktionen läses av mot den högra y-axeln och nettolasten mot den vänstra axeln; modellår 2030. The result for the first 100 hours taken from the previous figure. Base case shown in the left panel and "More renewables without nuclear" shown in the right panel; model year 2030.

Den totalt installerade elkapaciteten i kraftvärmeverken uppgår i bägge beräkningsfall till 2.8 GW (räknat på mottryckspunkten; den extra effekt som vissa anläggningar kan generera genom att köra i kondenspunkten istället är försumbar i sammanhanget baserat på våra antaganden). Som mest produceras 2.6 GW i "Mer förnybart utan KK"-fallet, vilket talar för att en del anläggningar backar elproduktionen något till förmån för extra fjärrvärmeproduktion under de kalla timmarna då alternativproduktionen för fjärrvärme samtidigt är dyr. Hur detta stämmer överens med det rådande elpriset redovisas i Figur 40 där vi plottat kraftvärmeproduktionen från Figur 39 mot elpriset för samma timmar. Vi kan där

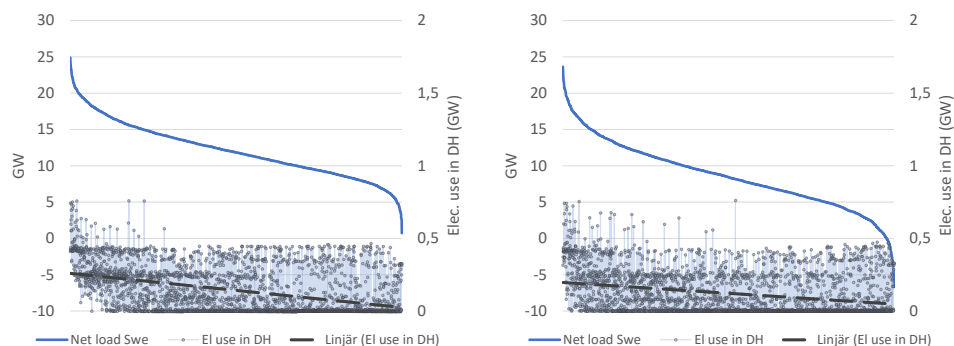
se att elpriset inte är som högst då nettolasten är som högst (längs till vänster i respektive diagram), vilket vi också kunnat konstatera tidigare. Vi kan också se att kraftvärmeproduktionen typiskt är som störst då elpriset är som högst. Men det kan faktiskt också finnas timmar där elpriset är mycket högt men där kraftvärmeproduktionen är något lägre än under timmar då elpriset är lägre. Det beror helt enkelt på hur situationen i fjärrvärmesystemen ser ut. Är det samtidigt mycket kallt så kan det finnas ekonomiska skäl att backa elproduktionen ytterligare till förmån för billigare fjärrvärmeproduktion. Baserat på dessa beräkningsresultat så kan man skatta den backade kapaciteten till runt 200 MW under den period då nettolasten är som störst.



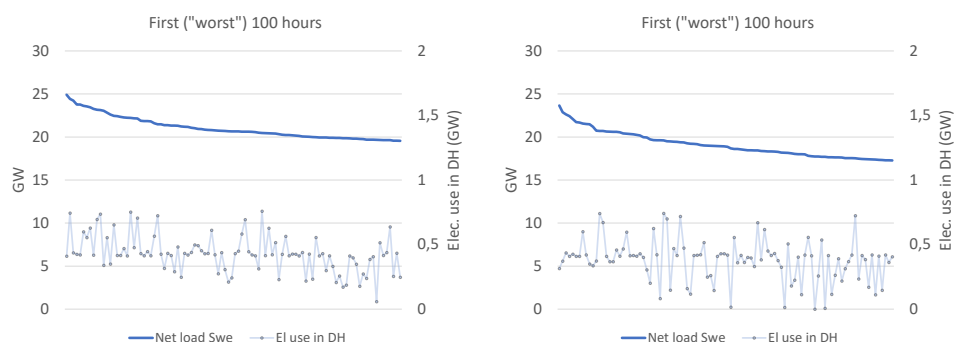
Figur 40: Kraftvärmeproduktionen i Figur 39 plottad mot elpriset i SE3 i Basfallet (till vänster) respektive "Mer förnybart utan KK" (till höger). Kraftvärmeproduktionen läses av mot den högra y-axeln och elpriset mot den vänstra axeln; modellår 2030. Electricity production in CHP schemes taken from the previous figure and corresponding electricity price Base case shown in the left panel and "More renewables without nuclear" shown in right panel; model year 2030.

I Figur 41 redogör vi för hur elanvändningen i fjärrvärmesystemen påverkar eleffektbalansen, återigen under den period då nettolasten i Sverige är som högst. På samma sätt som för kraftvärme så redovisar vi först bilden för hela året och i Figur 42 för de 100 timmarna där nettolasten är som allra högst. I synnerhet i "Mer förnybart utan KK"-fallet så tenderar elanvändningen att variera avsevärt. Vi har inte infört några driftsrestriktioner för värmepumpar vilket kan innebära att vi överskattar flexibiliteten något. Under timmarna med högt elpris (Figur 43, till höger) så går elanvändningen nästan ner till noll. Under andra timmar kan elförbrukningen i fjärrvärmenäten vara signifikant, mellan 0.5 och 1 GW, även under potentiellt ansträngda situationer med hög nettolast. Men detta är inget problem vilket indikeras av de måttliga elpriserna. Det beror helt enkelt på att tillgången till importerad kraft är god. Och samtidigt kan fjärrvärmesystemen tack

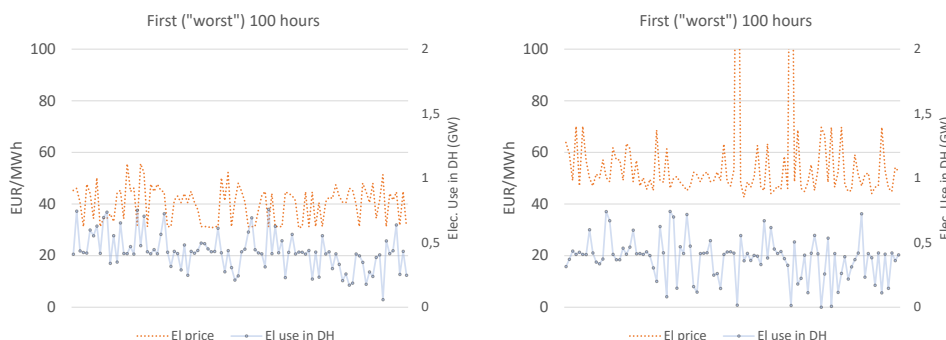
vare det relativt höga elberoendet under just de timmarna undvika att köra dyrare fjärrvärmeproduktion.



Figur 41: Nettolasten rangordnad efter fallande storlek och den resulterande elanvändningen i fjärrvärmesystemen i Sverige i Basfallet (till vänster) respektive "Mer förnybart utan KK" (till höger); modellår 2030. För att enklare utläsa en trend är även en linjärinterpolation inritad. Elanvändningen läses av mot den högra y-axeln och nettolasten mot den vänstra axeln. Net load in Sweden arranged according to decreasing order of magnitude and corresponding electricity use in the Swedish district-heating systems. Base case shown in left panel and "More renewables without nuclear" shown in right panel; model year 2030.

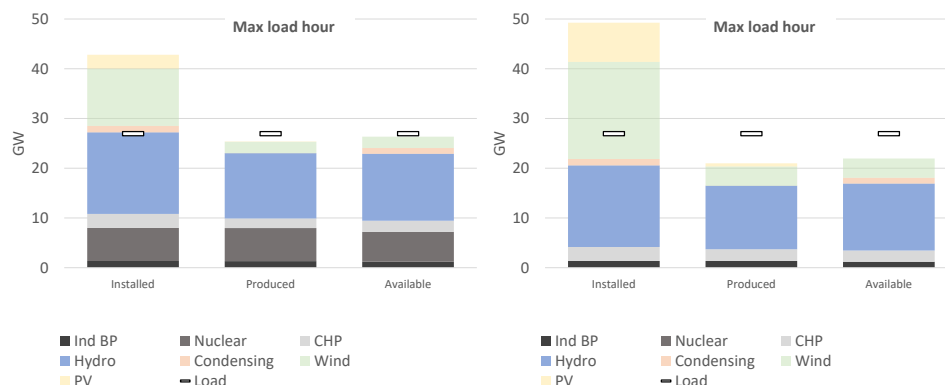


Figur 42: Ett utsnitt av de 100 första timmarna (de 100 timmar med den högsta nettolasten) ur Figur 41, i Basfallet (till vänster) respektive "Mer förnybart utan KK" (till höger); modellår 2030. Elanvändningen läses av mot den högra y-axeln och nettolasten mot den vänstra axeln. The result for the first 100 hours taken from the previous figure. Base case shown in the left panel and "More renewables without nuclear" shown in the right panel; model year 2030.



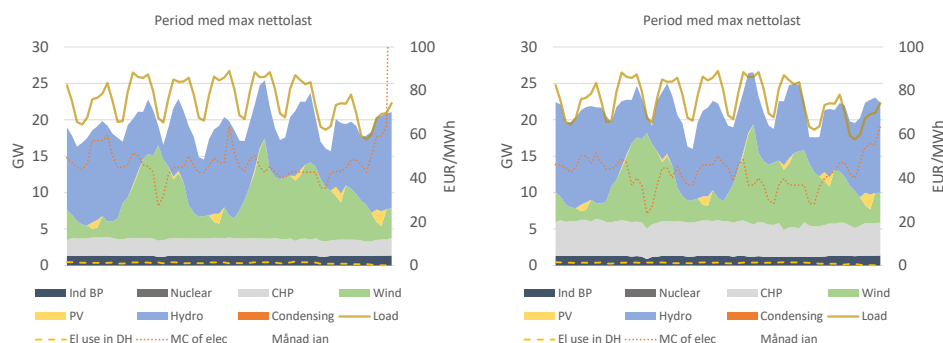
Figur 43: Elanvändningen i fjärrvärmesystemen i Figur 42 plottad mot elpriset i SE3 i Basfallet (till vänster) respektive "Mer förnybart utan KK" (till höger); modellår 2030. Elanvändningen läses av mot den högra y-axeln och elpriset mot den vänstra axeln. Electricity use in Swedish district-heating systems taken from previous figure and corresponding electricity price (price area SE3). Base case shown in the left panel and "More renewables without nuclear" case shown in the right panel; model year 2030.

Hur effektbalansen ser ut under timmen då effektförbrukningen är som störst, det vill säga den mer traditionella synen på balanssituationen, visas mer i detalj i Figur 44. Den installerade effekten är stor både i Basfallet och i synnerhet i "Mer förnybart utan KK"-fallet. Av detta så utgör kraftvärmekapaciteten på knappt 3 GW endast en liten andel. Den kapacitet som faktiskt utnyttjas under den aktuella timmen ("Produced" i figuren) är klart mindre än den installerade effekten eftersom eleffektförbrukningen aldrig når upp till den installerade kapaciteten och eftersom all kapacitet inte finns tillgänglig under samtliga timmar. I figuren kan man se att effektbehovet är något större än det som faktiskt produceras i Basfallet medan det är klart större än det som faktiskt produceras i "Mer förnybart utan KK"-fallet. Gapet täcks därmed med import, bland annat tack vare den termiska kapacitet som antas vara tillgänglig i Sveriges grannländer men även till följd av att tillgången till vindkraft kan vara större där även om vi i Sverige just under den timmen har dåliga vindförhållanden. Om importen inte skulle finnas tillgänglig av något skäl så finns det kapacitet på plats i Sverige för att täcka återstoden ("Available" i figuren) i Basfallet medan det saknas kapacitet på tillförselsidan i "Mer förnybart utan KK"-fallet. Om även vindkraften skulle falla ifrån helt till följd av exempelvis omfattande stiltje så hamnar vi även i Basfallet i en bristsituation. I sådana ansträngda lägen är naturligtvis kraftvärmekapaciteten otroligt värdefull även om den i absoluta tal är klart mindre än såväl effektbehovet som bidraget från exempelvis vattenkraft. Även efterfrågefleksibilitet kommer att spela en nyckelroll i sådana situationer för att få elbalansen att gå ihop. När det gäller kondenskraft (gasturbiner och annan termisk reservkraft) så räknar vi med en tillgänglig kapacitet på ca 1500 MW i Sverige. Eftersom den i normalfall inte utnyttjas så måste den ingå i någon form av effektreserv eller få intäkter via en kapacitetsmarknad för att finnas tillgänglig då den eventuellt behövs.



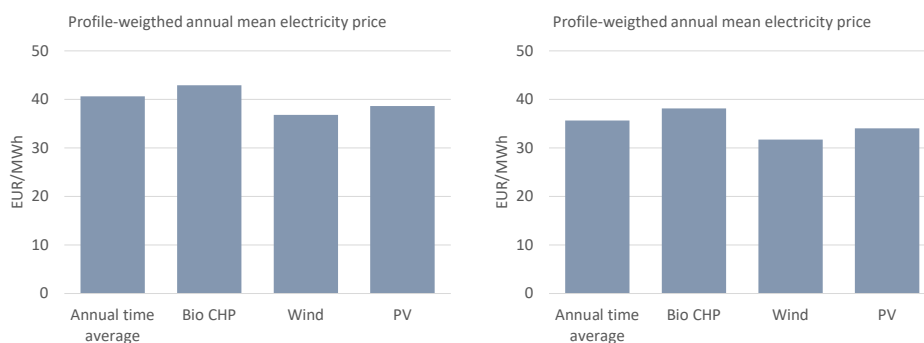
Figur 44: Balanssituationen under timmen med högst elförbrukning, dels med avseende på den installerade kapaciteten, dels med avseende på den beräknade produktionen och dels med avseende på det som kan förväntas vara tillgängligt (effektvärdet). Basfallet till vänster och "Mer förnybart utan KK" till höger; modellår 2030. The electricity balance during the top-load hour including installed capacity (left bar), calculated electricity production (middle bar) and available capacity (left bar). Base case shown in left panel and "More renewables without nuclear" shown in right panel.

Mot bakgrund av ovanstående resonemang kring eleffektbalansen och fjärrvärmesystemens bidrag till denna kompletterar vi här analysen med ytterligare ett specialfall, denna gång med en kraftvärmekapacitet som är dubbelt så stor som i de föregående beräkningsfallen. En sådan utveckling skulle kunna komma till stånd genom teknikutveckling där elutbytet väsentligt förbättras. Vi uppehåller oss inte närmare kring lönsamheten för en sådan utbyggnad utan vi är endast intresserade av vilka effekter vi kan se i våra modellberäkningar av en sådan tänkt utveckling. I övrigt är beräkningsförutsättningarna identiska med "Mer förnybart utan KK"-fallet. Hur elproduktionen ser ut under veckan med högst nettolast visas i Figur 45. Timmen med maximal nettolast är densamma i bägge fallen då den ges av skillnaden mellan elefterfrågan och icke-styrbar elproduktion (vind och sol) för varje timme. Och ingen av dessa parametrar ändras sett över de två beräkningsfallen. Vi kan också klart och tydligt se att kraftvärmen leverera dubbelt så stor effekt under den aktuella veckan. Det i sin tur får återverkningar på elpriset som dämpas. Effektbalansen ur ett svenskt perspektiv förbättras också och importbehovet minskar.



Figur 45: Veckan som innehåller timmen med den högsta nettolasten i Sverige i "Mer förnybart utan KK"-fallet (till vänster) och i "Mer förnybart utan KK med extra kraftvärme"-fallet (till höger). The week containing the maximum net load in Sweden in the "More renewables without nuclear" case (left panel) and in the "More renewables without nuclear but with additional CHP" case (right panel); model year 2030.

Den resulterande totala kraftvärmeproduktionen fördubblas i princip, närmare bestämt från 11 TWh till 23 TWh. En fördubbling av den installerade effekten leder alltså i detta fall till en fördubbling av elproduktionen. Detta får viss återverkan på elmarknaden genom att elpriserna periodvis blir något lägre som vi kunnat se i föregående figur. Och därmed försämrans naturligtvis intjäningsförmågan något för kraftvärmeverken, men även för de andra kraftslagen vilket redovisas i Figur 46



Figur 46: Årligt medelpris samt produktionsprofilvägt elpris för tre olika kraftslag i "Mer förnybart utan KK" (till vänster) och i "Mer förnybart utan KK med extra kraftvärme" (till höger); avser prisområde SE3; modellår 2030. Annual average electricity price and production-profile weighed electricity prices for three different means of electricity generation. "More renewables" case shown in left panel and "More renewables without nuclear but with additional CHP" case shown in right panel; price area SE3 and model year 2030.

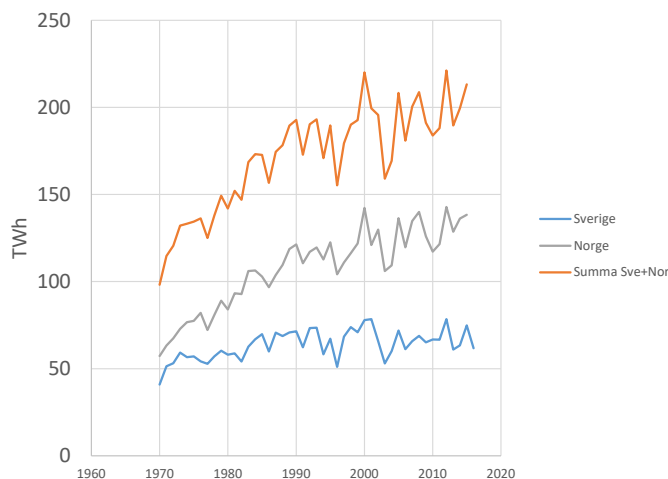
5.4 VARIATION I VATTENTILLRINNING – TORRÅR OCH VÅTÅR

Vattenkraften är det enskilt viktigaste produktionsslaget i det nordiska elsystemet. Tack vare vattenkraften så förmår systemet att utjämna många av de variabilitetsrelaterade utmaningarna som en ökad andel variabel elproduktion medför. Det är inte minst tydligt med utgångspunkt från våra beräkningsresultat där effekterna på elpris och elbalans i de flesta fallen är både begränsade och hanterbara tack vare vattenkraftens reglerande förmåga. Även våra antaganden kring förstärkta överföringsförbindelser mellan regioner och länder bidrar till att hantera variabilitetsutmaningen. Men det kan också förstärka utmaningen i en viss region om tillgången till vind och sol är mycket låg eller mycket hög samtidigt i omkringliggande regioner.

Med tanke på vattenkraftens betydelse för norra Europas elsystem och för våra beräkningsresultat redogör vi här för en serie beräkningsfall där vi varierat tillgången till svensk och norsk vattenkraft till följd av ett torrt år respektive ett vått år. Därmed kan vi kvantifiera effekterna av torr- och våtårsvariationerna på det nordeuropeiska elsystemet och, i förlängningen, på de svenska fjärrvärmesystemen.

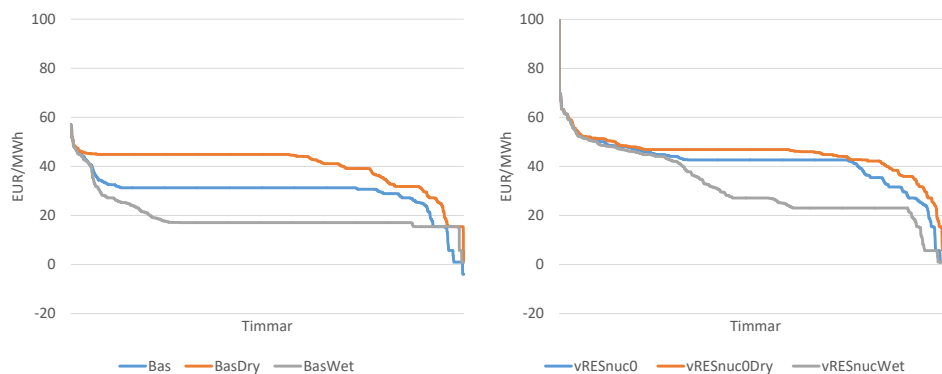
I Figur 47 presenteras den årliga vattenkraftproduktionen sedan 1970 i både Sverige och i Norge. De årliga variationerna är periodvis mycket stora. Baserat på den redovisade tidsserien så antar vi att ett torrår innebär en tillrinning motsvarande 55 TWh för Sverige och 115 TWh för Norge. Ett våtår medför istället en tillrinning på 78 TWh respektive 145 TWh. Ett normalår motsvarar istället 67 TWh i Sverige respektive 130 TWh i Norge. Skillnaden i den totala svensk-norska

vattenkraftproduktionen uppgår alltså till över 50 TWh mellan ett vått år och ett torrt år.



Figur 47: Årlig vattenkraftproduktion i Sverige och i Norge sedan 1970 (Källor: Energimyndigheten och NVE)
Annual hydro-power production in Sweden and Norway since 1970.

Att torr- respektive våtår har stor betydelse för elpriset visas med tydlighet i Figur 48. Detta gäller i vårt fall i synnerhet för Basfallet där elpriset under stora delar av året typiskt ligger 15 EUR/MWh högre i torrårsfallet respektive ca 15 EUR/MWh lägre i våtårsfallet, jämfört med normalårsfallet. I "Mer förnybart utan KK" ligger däremot priserna under torråret relativt nära normalårspriserna. Det beror på att under normalåret så bestäms elprisbilden i SE3 i relativt stor utsträckning av importpriset på el vilket i sin tur styrs av fossileldad kraft utanför Sverige. Om vi dessutom lägger till ett torrår så ökar importen till delvis samma priser. I våtårsfallet däremot så ökar kraftproduktionen i Sverige och Norge så pass mycket så att den inhemska produktionen får en större tyngd i prisbilden. Vi blir inte lika importberoende och påverkas mer av den egna produktionen. Eftersom marginalkostnaden för svensk elproduktion ligger klart lägre än den kontinentala elproduktionens marginalkostnad (inte minst beroende på det relativt höga priset på CO₂) så får detta ett relativt stort genomslag. I högprisdelen av priskurvorna försvinner dock skillnaden eftersom det är där den importerade kraften som sätter priset för samtliga tre beräkningsfall. Och eftersom importberoende är större i "Mer förnybart utan KK" än i Basfallet så konvergerar de tre priskurvorna tidigare.

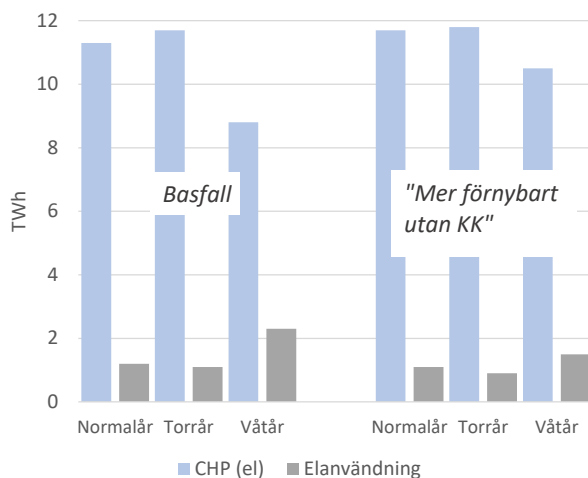


Figur 48: Marginalkostnaden (i SE3) för elproduktion rangordnad efter fallande storlek för ett normalår, torrår ("Dry") och ett våtår ("Wet") i Basfallet (till vänster) respektive "Mer förnybart utan KK" (till höger); modellår 2030. *Marginal cost of electricity (price area SE3) arranged according to decreasing order of magnitude for normal year, dry year and wet year conditions. Base case shown in left panel and "More renewables without nuclear" case shown in right panel; model year 2030.*

Ett torrår utgör framförallt ett elenergiunderskott och inget effektunderskott. Påkänningen rent effektmässigt blir alltså inte större för de mest kritiska timmarna. Däremot kommer det att finnas fler timmar med ett relativt högre elpris.

I Figur 49 sammanfattar vi elproduktionen i de svenska kraftvärmeverken och elanvändningen i de svenska fjärrvärmeverken som resultat av variationerna i våtår och torrår. Ett våtår leder till klart lägre kraftvärmeproduktion, vilket gäller för både Basfallet och för "mer förnybart utan KK"-fallet. Tappet är dock större i Basfallet beroende på att skillnaden i elpris mellan våt-, torr- och normalår är lägre under högprisdelen av priskurvan, något som vi kunde se i Figur 48, i "Mer förnybart utan KK"-fallet.

Elpriset som ett typiskt kraftvärmeverk känner av i genomsnitt under året ligger på runt 44 EUR/MWh i "Mer förnybart utan KK"-fallet (se tidigare Figur 46). Ett torrår, allt annat lika, ger ett pris på 46 EUR/MWh istället. Ett våtår, allt annat lika, ger ett motsvarande pris på ca 37 EUR/MWh.



Figur 49: Elproduktionen i kraftvärmeverken och elanvändningen i fjärrvärmesystemen under normalår, torrår och våtår i basfallet och i "Mer förnybart utan KK"-fallet; modellår 2030. Electricity production in CHP schemes and electricity use in district-heating systems during normal year, dry year and wet year conditions. Base case shown in left panel and "More renewables without nuclear" shown in right panel; model year 2030.

I framtiden kommer sannolikt även årliga variationer med avseende på vind och solinstrålning att få ökad betydelse i takt med att kapaciteten för dessa energislag byggs ut. När det gäller vindkraften så finns erfarenheter som pekar på att tillgången till vind kan variera upp och ner med i storleksordningen 10%-15% beroende på om det är ett typiskt blåsigt år eller om det är ett typiskt vindfattigt år. Men avvikelserna kan också vara betydligt större, inte minst under vissa månader eller perioder på året (Reichenberg, 2015).¹⁴ Som en följd av teknikutvecklingen på vindkraftsidan där turbinerna blir allt bättre på att även utnyttja lägre vindhastigheter så finns det fog för att tro att den årliga variationen i *produktionen* istället kan komma att reduceras något. Med de produktionsvolymerna på över 60 TWh vindkraft som vi räknat med för Sveriges del i vårt "Mer förnybart"-scenario så skulle det alltså innebära en möjlig variation på +/-6 TWh från ett år till ett annat sett i vårt 2030-perspektiv. Detta är visserligen en bit under de +/- 12 TWh i avvikelse från ett normalår som vi räknat med för den svenska vattenkraften, men det lär ändå bidra ytterligare till ökad variabilitet på elmarknaden i framtiden.

5.4.1 Kort om ackumulatorer

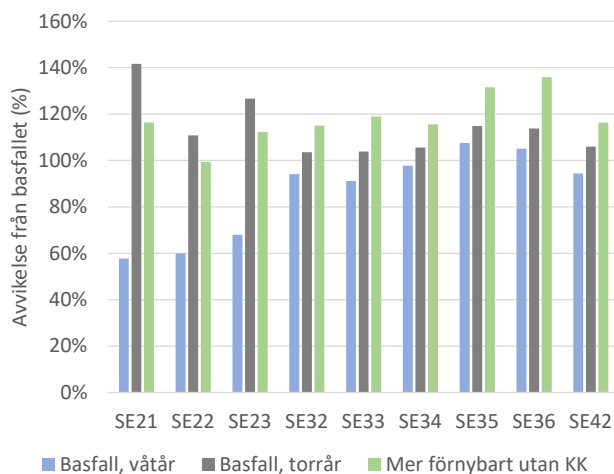
I 9 av våra 20 "verkliga" system finns ackumulatorer för i första hand produktionskostnadsminimering. Produktionsanläggningarna kan då producera både mer eller mindre än vad det egentliga fjärrvärmeunderlaget efterfrågar, beroende på de rådande energipriserna och alternativkostnaden för fjärrvärmeproduktionen. Endast de system som idag har ackumulatorer har det även i vårt modellår 2030 (med samma kapacitet).

¹⁴ Reichenberg L., 2015, "Dampening Variation in the European Wind Energy System - A geographic allocation model using multi-objective optimization", Thesis for the degree of licentiate of engineering, Chalmers.

Årlig urladdning av en ackumulator är ett mått som man kan använda för att beskriva utnyttjningen av ett värmelager. Det talar om hur mycket som totalt laddats ur under året. Det är detsamma som har laddats in minus en förlustterm. Ett alternativt sätt att se det är den totala producerade värmemängd som förskjutits i tid, genom lagret, och under året. De relativt stora fjärrvärmesystemen som har ackumulatorer får en total urladdning under året på typiskt 50-80 GWh. Det motsvarar grovt räknat 5% av den totala produktionen i ett sådant system (skillnaden mellan systemen kan vara betydande – här fokuserar vi för enkelhets skull på storleksordningar).

I Figur 50 redovisas den procentuella avvikelsen för den årliga urladdningen för ett Basfall i kombination med ett våtår respektive torrår samt "Mer förnybart utan KK" (normalår) – alla tre fallen jämfört med Basfallet i kombination med ett normalår. Man kan se att våtåret generellt ger en lägre utnyttjning av ackumulatorerna (det vill säga mindre än 100% i figuren). Extra tydligt är det i elprisområde 2 (system som är betecknade med SE2X) där våtåret medför stora mängder vattenkraft som periodvis kan stängas in på grund av flaskhalsar med mycket låga elpriser som följd. Det omvända gäller för torråret, där den årliga urladdningen ligger högre än i normalårfallet (över 100% i figuren), i synnerhet i elprisområde 2. Här leder de höga elpriserna istället till att ackumulatorerna utnyttjas något mer för att exempelvis öka intäkterna från elförsäljningen i kraftvärmeverken. "Mer förnybart utan KK"-fallet innebär en ökad grad av prisvariabilitet på el som vi kunnat se tidigare. Även det medför att den årliga urladdningen är större än i Basfallet där elprisvariabiliteten är lägre. För alla 9 system totalt så ökar den årliga urladdningen i "Mer förnybart utan KK"-fallet med ca 20% jämfört med Basfallet.

Vi kan alltså konstatera att de förändringar som sker på elmarknaden i enlighet med våra modellberäkningar ger en tydlig förändring på hur ackumulatorerna utnyttjas.



Figur 50: Skillnad i årlig urladdning (omförflyttning i tid av produktionen) i de 9 "verkliga" system som har ackumulatörer för beräkningsfallen Basfall+våttår, Basfall+torrår och "Mer förnybart utan KK" (normalår) jämfört med Basfall+normalår; modellår 2030. Difference in annual discharge in the 9 real district-heating systems modelled that hold heat storage reported for the Base case+wet year, Base case+dry year and "More renewables without nuclear" (normal year), all compared to the Base case+normal year; model year 2030.

5.5 EKONOMISKA EFFEKTER FÖR FJÄRRVÄRMESYSTEMEN

Förändringar i elprisbilden till följd av förändringar i elsystemet kommer inte bara att påverka produktionsmixen i fjärrvärmesystemen utan därmed också det ekonomiska utfallet. I Figur 51 redovisar vi hur årliga produktionskostnader (inkluderar bränslekostnader, drift- och underhåll samt skatter), elintäkter (från elproduktion i kraftvärmeverken) och elinköpen (för elpannor och värmepumpar; exklusive elskatt) förändras då vi går från Basfallet till något av beräkningsfallen "Mer förnybart", "Mer förnybart med endast O3 och F3", "Mer förnybart utan KK", "Mer förnybart utan KK plus torrår" samt "Mer förnybart utan KK plus våttår". Dessutom redovisas i figuren "nettoresultatet" vilken vi definierar som förändring i elförsäljning minus förändring i produktionskostnad och minus förändring i elinköp. Siffrorna gäller för Sveriges samlade fjärrvärmesystem (ur modellen kan vi dock läsa ut resultaten för varje enskilda fjärrvärmesystem). Det första fallet, "Mer förnybart", innebär att utbudet av el ökar och att elpriserna minskar jämfört med Basfallet. Det gör att kraftvärmeverken producerar framförallt mindre el och att bränsleinköpen för dessa anläggningar minskar, därav minskningen i produktionskostnad. Dessutom ökar användningen av värmepumpar vilket ytterligare ersätter bränslebaserad produktion samtidigt som elinköpen förändras (fler TWh men till ett lägre pris). "Nettoresultatet" för de svenska fjärrvärmeföretagen av en sådan utveckling istället för det vi antar i Basfallet är (svagt) negativ, det vill säga en ekonomisk försämring. Det motsatta gäller då vi avvecklar kärnkraften, i synnerhet om samtliga reaktorer fasas ut ("Mer förnybart utan KK"). De klart högre elpriserna genererar intäktsökningar jämfört med Basfallet och bidrar till en tydlig förbättring av det ekonomiska utfallet. Produktionskostnaderna ökar något till följd av mer bränsleinköp till elproduktionen. Får vi dessutom ett torrår så blir utfallet än mer positivt. Vid ett våttår (i övrigt identiskt med "Mer kärnkraft utan KK") minskar elpriserna rejält jämfört med normalårsfallet, allt annat lika, vilket vi kunde se i tidigare avsnitt.

Följaktligen reduceras nettoresultatet, jämfört med "Mer förnybart utan KK", även om det fortfarande är bättre än i Basfallet. Vi påminner om att resultaten i Figur 51 avser hela den svenska fjärrvärmeproduktionen. Tittar man närmare på enskilda system så kan utfallet se mycket olika ut.



Figur 51: Förändring i årlig produktionskostnad (inkl. skatter), elintäkt och elinköp (exkl. elskatt) samt "nettoresultatet" i en handfull beräkningsfall jämfört med Basfallet; modellår 2030. *Change in annual production cost (including taxes), electricity revenue, electricity-purchase cost (excluding taxes) and economic "net results" for a selection of model cases compared to the Base case; model year 2030.*

5.6 SAMMANFATTANDE SLUTSATSER

I detta kapitel sammanfattar vi kort några av de viktigaste slutsatserna från analysarbetet i denna studie.

En central insikt är att de svenska fjärrvärmesystemen är små i förhållande till den omgivande elmarknaden, som i sin tur dessutom växer i takt med att integrationen mellan de europeiska elmarknaderna fortskrider. Med "små" menar vi framförallt med avseende på effekt och energi. Så som de svenska fjärrvärmesystemen ser ut idag, och förutsatt att detta inte förändras i någon avgörande omfattning i ett 2030-perspektiv, så kommer de kortsiktiga effektvariationerna i det framtida elsystemet att vara avsevärt större än vad som kan absorberas av fjärrvärmesystemen (i värmepumpar och elpannor) eller vad som kan hanteras med produktion i kraftvärmeverken. I Basfallet uppgår den installerade effekten i vindkraft i enbart Sverige till över 10 GW. I hela Norden till nästan 30 GW. Beroende på vindtillgång kan en stor del av denna effekt variera från mycket lite till nästan maxeffekt, eller omvänt, under typiskt några dygn (i extremfall kanske till och med under ett antal timmar). Som jämförelse uppgår den samlade eleffekten i fjärrvärmesystemen idag runt 1 GW och eleffekten i kraftvärmeverken ligger runt 3 GW. Detsamma gäller det maximala eleffektbehovet i Sverige som idag uppgår till typiskt 26 GW och i framtiden till sannolikt ytterligare någon (eller några) GW. Våra beräkningar visar att vi i sådana situationer kommer att behöva förlita oss till import om vind- och solkraft samtidigt levererar lite. Situationen spetsas till ytterligare om kärnkraften fasas ut. I ett sådant fall kan importbehovet, eller behovet av annan produktion alternativt åtgärder på användarsidan, bli signifikant och betydligt större än det

som kraftvärmens förmår att täcka. Men detta innebär inte att fjärrvärmesystemen saknar betydelse för att hantera den framtida elbalansen – sannolikt tvärtom. Den ökade variabiliteten på elmarknaden kommer att fordra en palett av åtgärder för att säkerställa leveranssäkerheten i varje tidpunkt. Bland dessa åtgärder kommer kraftvärmens, värmepumparna, elpannorna och ackumulatorerna i fjärrvärmenäten att ha en viktig roll att spela, tillsammans med annan reglerbar kraftproduktion och andra åtgärder på användarsidan. Fjärrvärme som värmealternativ kan dessutom utgöra ett alternativ eller komplement till el som energibärare för att ytterligare avlasta elsystemet. Detta rör sig sannolikt mer om åtgärder av engångskaraktär och inte kortsiktiga regleråtgärder som är återkommande. Vi har inte tittat närmare på användarsidan i det avseende i vår studie.

I föregående stycke nämnde vi den fortsatta integrationen av de europeiska elmarknaderna. Det kan inte nog betonas: det som försiggår i våra grannländer kommer att tydligt påverka utvecklingen för det svenska elsystemet och, i förlängningen, de svenska fjärrvärmesystemen. Det har vi kunnat se även i denna studie. Och vice versa, förändringar i vårt elsystem kommer att spilla över till våra grannländer. Den geografiska kopplingen lär bli starkare i framtiden, som ett resultat av EUs stävan efter att öka den gränsöverskridande elhandeln och förstärkta överföringsförbindelser. Även om den internationella elhandeln blir viktigare så kommer frågan om hur leveranssäker importen verkligen är då den behövs som bäst att bli allt viktigare. Och i sådana lägen kommer inhemsk produktionskapacitet, som kraftvärme, att troligen upplevas som särskilt värdefull.

Under relativt ansträngda situationer, typiskt då elbehovet är stort samtidigt som bidraget från vindkraft är litet, så levererar kraftvärmeverken nära maximal effekt samtidigt som elförbrukningen i fjärrvärmenäten är mycket begränsad. Att anläggningarna inte producerar på maxeffekt indikerar en viss "backningseffekt" på elproduktionen, i storleksordningen 200 MW, till följd av att alternativkostnaden för fjärrvärmeproduktionen är hög under sådana perioder. Ett sätt att frigöra den kraftvärmekapaciteten är att investera i hetvattenpannor vilket är en relativt billig åtgärd. Därigenom kan ångan i kraftvärmeverket styras för att favorisera elproduktion och inte dumpas för att generera fjärrvärme. Vi har bland våra beräkningsfall inte närmare studerat en riktigt kritisk situation, exempelvis en tioårsvinter. I ett sådant fall lär det extra tillskottet av kraftvärme inte räcka på långa vägar - en tioårsvinter medför ett ökat eleffektbehov på 1-2 GW - utan Sverige måste förlita sig till ytterligare import eller reservkraftverk eller åtgärder på användarsidan.

Vi har också kunnat se att den ökande variabiliteten på elmarknaden får en tydlig påverkan på fjärrvärmesystemen. Beroende på vilken typ av förändringar som vi avser, exempelvis mer eller mindre variabel elproduktion, mer eller mindre styrbar effekt eller kanske rent av årliga variationer i väder, så leder detta, via elprissignalen, till en inverkan på hur anläggningarna körs i fjärrvärmesystemen, på produktionskostnaden för fjärrvärme (marginalkostnad och genomsnittlig kostnad) och, slutligen, på det ekonomiska resultatet. Detta är ingen överraskning men vi har här kunnat skatta storleken på dessa effekter. Ju mer ett fjärrvärmesystem är kopplat till elmarknaden, till exempel om kraftvärme är ett dominerande inslag, desto större blir påverkan från elsystemet.

Om kopplingen mellan fjärrvärmesystemen och elsystemen, rent fysiskt, skulle bli avsevärt starkare än idag, exempelvis genom att kraftvärmekapaciteten blir signifikant större eller om de flesta svenska fjärrvärmesystemen satsar massivt på elpannor eller värmepumpar för att utnyttja perioder med låga elpriser så bidrar fjärrvärmesystemen med ytterligare nytta. En större framtida kraftvärmekapacitet, genom exempelvis teknikutveckling med fokus på ökat elutbyte, gör direkt systemnytta genom att den säkert tillgängliga effekten i Sverige ökar, allt annat lika. Ytterligare systemnyttor såsom möjligheten till frekvensreglering (inklusive svängmassa) och spänningsreglering tillkommer därmed (på köpet) men är inget som vi närmare tagit upp i denna studie. I de beräkningsfall som vi analyserat utnyttjas också den tillkommande kapaciteten. En fördubbling av kapaciteten ger en fördubbling av elproduktionen, grovt räknat. Dock får vi i samtliga beräkningsfall elpriser som sannolikt inte motiverar nyinvesteringar i någon större omfattning. Ett typiskt kraftvärmeverk erhåller ett genomsnittligt elpris som understiger 50 EUR/MWh i samtliga våra beräkningsfall, även i det mest extrema fallet som kombinerar en kärnkraftavveckling med ett torrår. När det gäller den omvända situationen, det vill säga när fjärrvärmesystemen lämpligen absorberar billig "överskottsel" så utgör dagens elskatt ett reellt hinder. Även om elen skulle vara gratis kommer den rörliga produktionskostnaden att vara omkring 35 öre/kWh för en elpanna och kanske en tredjedel så stor för en värmepump. En värmepump kommer man sannolikt inte att bygga för att utnyttja billig el under kortare tidsperioder men väl en elpanna där investeringskostnaden är liten. Dessutom medför en produktionskostnad på 35 öre/kWh att det finns hetvattenpannor, exempelvis fliseldade, som troligen går före i driftordning. Tar vi bort elskatten så har vi kunnat se att elpannor går in och utnyttjar lågprisad el i större omfattning. Leker vi dessutom med tanken att Sveriges alla fjärrvärmesystem investerar massivt i elpannor (i vårt exempel motsvarande en fjärdedel av maxlastbehovet i respektive system vilket totalt i Sverige ger drygt 5 GW i eleffekt inklusive värmepumpar, jämfört med dagens knappt 1 GW) så kommer produktionen i elpannorna att få en tydlig återverkan på elprisbilden. De lägsta elpriserna blir inte fullt så låga som de annars hade blivit vilket även visar sig ha inverkan på hur kraftslagen körs. Färre timmar med riktigt låga elpriser, tack vare elpannornas användning, möjliggör ökad drifttid för kärnkraften som annars hade fått reducera effekten eller helt stänga ner. Även annan prisflexibel elanvändning kan komma att få en förstärkt inverkan på elprisbilden om elskatten för sådan elanvändning reduceras eller tas bort, och/eller om graden av flexibilitet ökar. På så sätt existerar en konkurrenssituation om den billiga elen som i sig har en dämpande inverkan på hur lågt elpriserna kan sjunka. Vi har dock inte studerat effekterna av annan flexibel elanvändning i denna studie.

De perioder då elpriset på den framtida marknaden i Sverige är riktigt lågt sammanfaller ofta, men inte alltid, med perioder då efterfrågan är låg och då den förnybara elproduktionen producerar stora volymer. Sådana perioder uppträder normalt utanför uppvärmningssäsongen. Detta faktum i sig leder till en naturlig begränsning för vad fjärrvärmesystemen förmår att absorbera med avseende på billig "överskottsel", i synnerhet om man inte har säsongslager att tillgå.

6 Avslutande diskussion

I detta avslutande kapitel tar vi upp en handfull diskussionspunkter kring sådant som vi till följd av resursskäl inte haft fokus på i denna studie, eller som vi av praktiska skäl valt att exkludera, men som också är relevant i sammanhanget.

Generellt kan vi konstatera att inget av våra scenarier eller beräkningsfall leder till extremt höga elpriser. Under vissa timmar kan vi i beräkningsresultaten observera priser på en bra bit över 100 EUR/MWh då bland annat gasturbiner eller annan reservkraft utnyttjas. Men i övrigt är priserna på en mer måttlig nivå. En förklaring till att vi i inte observerar mer extrema elpriser är att vi utgår från full tillgänglighet i anläggningarna även under ansträngda situationer (de planerade stoppen har vi förlagt till perioder där elbalansen är god). I verkligheten kan oplanerade stopp under sådana perioder snabbt leda till mycket höga elpriser. Det finns också situationer där utfallet kan bli ett annat givet den produktionskapacitet vi utgår från i denna studie. En sådan situation skulle kunna vara en tioårsvinter. Effektbehovet kan då typiskt vara upp till 2 GW större än det vi antagit här. Sammanfaller det med låg tillgång till vindkraft så är det mycket som talar för att importen inte kommer att räcka till. Att befintlig kraftvärme då finns tillgänglig kommer vara av stor vikt. Detsamma gäller sannolikt reservkraft såvida inte efterfrågefleksibilitet kan utnyttjas i den omfattning som kan komma att krävas. En sista utväg blir bortkoppling. I NEPP-projektet, som vi samverkat med i denna studie, kommer man att fortsätta att analysera olika ansträngda situationer med avseende på kraftbalansen. Och då kommer man bland annat att titta närmare även på den här typen av väderberoende situationer på elmarknaden och då med hjälp av det modellverktyg, EPOD, som vi använt och förfinat inom ramarna för denna studie.

En annan osäkerhetsfaktor lite på samma tema är fossilkraften på Kontinenten och dess betydelse för elprisbilden. Vi har utgått från att ingen ny kolkraftkapacitet byggs och att de befintliga anläggningarna fasas ut i ett relativt måttligt tempo. År 2030 har vi därför fortfarande kvar en avsevärd kapacitet som även vi i Sverige har "glädje" av under vissa timmar då vi importerar styrbar elproduktion. I takt med att den förnybara elproduktionen byggs ut minskar utnyttjningstiderna för kolkraften vilket naturligtvis ökar utmaningen att få täckning för de fasta kostnaderna. Dessutom pågår i Tyskland en diskussion kring den inhemska kolkraften och att den bör snabbavvecklas så att man rimligen kan nå sina klimatmål. Vilka konsekvenser skulle ett förlopp med en mindre tillgång till fossileldad kraftproduktion på Kontinenten, än vad vi räknat med här, få för det svenska elsystemet och, därmed, fjärrvärmesystemen? Om allt annat lika så lär elpriserna stiga och variabiliteten på den nordeuropeiska elmarknaden öka ytterligare. I Sverige kan vi heller inte förlita oss till import i samma utsträckning under de mest ansträngda timmarna. Ett i princip helt förnybart elsystem i Nordeuropa är även det föremål för analys inom NEPP-projektet. Vi kommer således inom ramarna för det projektet att fortsätta analysen av ett framtida Nordeuropeiskt elsystem där andelen förnybart är ännu större än vad vi studerat här.

Ytterligare en osäkerhetsfaktor är den framtida elförbrukningen. Som vi nämnt så utgår vi från en måttlig förbrukningsökning. Om istället den ökande elektrifieringen tar fart ordentligt så kan elbehovet i Sverige och i grannländerna komma att bli klart större än vad vi räknat med här (även om vårt 2030-perspektiv naturligtvis sätter en viss gräns för hur långt utvecklingen kan gå). Och med det kan även effektproblematiken tillta beroende på hur flexibel, eller styrbar, den tillkommande elförbrukningen blir. Detta kopplar också till det faktum att vi inte inkluderat flexibilitet på användarsidan, vare sig för el eller fjärrvärme. En flexiblare elanvändning skulle potentiellt kunna reducera värdet av produktionskapacitet och/eller minska importberoendet under de mer ansträngda tidsperioderna under året, allt annat lika. Att införa efterfrågefleksibilitet i vårt modellverktyg är fullt möjligt. Det skulle därmed öppna upp för ytterligare sektoröverskridande modellanalyser där tillförselsidan (av el och fjärrvärme) kan kopplas till olika sektorer inom elanvändning och fjärrvärmeanvändning och där graden av flexibilitet, beroende på sektor, kan se mycket olika ut.

Våra antaganden för utvecklingen av den svenska kraftvärmen mot 2030 baserar vi, som vi redogjort för i denna rapport, dels på intervjuer med en handfull fjärrvärmeföretag och dels på egna antaganden som i sin tur delvis grundar sig på modellanalys (TIMES-NORDIC). Parallellt med att vi avslutar denna studie så har man i ett närliggande projekt finansierat av Energiföretagen, "Kraftvärme i framtiden", precis kommit igång med en mycket ambitiös sammanställning av befintliga investeringsplaner för ny kraftvärme, och eventuella avvecklingsplaner för befintlig dito, från huvuddelen av de svenska fjärrvärmeföretagen. De preliminära siffrorna visar att bilden för 2030 ligger relativt nära det vi utgått från här. Vi kommer dock att inom ramarna för "Kraftvärme i framtiden"-projektet göra kompletterande beräkningar med EPOD-modellen men då baserat på det mer detaljerade underlaget avseende investeringsplaner för ny kraftvärme som ska vara färdigställt inom kort.

I vårt modellarbete har vi antagit att samtliga anläggningar kan reglera snabbt från en timme till en annan. För kärnkraften har vi infört vissa min-lastrestriktioner och start- och stoppkostnader. Även för avfallsförbränningsanläggningarna har vi utgått från en förenklad minlastbegränsning som vi beskrev i metodkapitlet. För övriga anläggningar saknas sådana begränsningar. Därmed överskattar vi regler- och flexibilitetsförmågan. Ett kraftvärmeverk kan dock relativt snabbt ändra på balansen mellan elproduktion och fjärrvärmeproduktion utan att ändra panneffekten förutsatt att det finns utrymme på fjärrvärmesidan. Så är det också i vår modellbeskrivning. I den första forskningsetappen av "El och fjärrvärme – samverkan mellan marknaderna" kunde vi konstatera att många kraftvärmeverk är relativt snabbreglerade. Betydande laständringar (pannan) kan ske inom typiskt en halvtimme även för fastbränsleanläggningar, så länge som man befinner sig över minlastnivån. Det som tar tid är kallstarten – där handlar det om ett-två dygn. I en tidigare studie konstaterade man även att kraftvärmeverken, rent tekniskt, kan utnyttjas för den primära automatiska frekvensregleringen som hanteras av SvK.¹⁵

¹⁵ Eng M., Johansson B., Dahlström P, "Undersökning av möjligheter för svenska kraftvärmeverk att leverera primär frekvensreglering, FCR-N", Värmeforsk rapport 1261, december 2014

Huruvida det är ekonomiskt beror då på ersättningsmodellerna och hur det ser ut i fjärrvärmesystemen i övrigt.

När det gäller fjärrvärmeunderlagets utveckling mot 2030 så har vi, för samtliga system, antagit en minskning på i storleksordningen ett par procent jämfört med idag. I verkligheten kan det se olika ut mellan olika system. I tillväxtregionerna kan underlaget växa medan det i områden med hög nettoutflyttning kan minska mer än vi antagit här. Ett stabilt, eller växande, fjärrvärmeunderlag är naturligtvis en bättre förutsättning för investeringar i exempelvis nya kraftvärmeverk än det motsatta. Skulle istället fjärrvärmeunderlaget vika mer än vi antagit här, till följd av ännu tuffare konkurrens om värmekunderna, så blir förutsättningarna för ny kraftproduktion sämre vilket på sikt kan medföra att kopplingen mellan el- och fjärrvärmemarknaderna försvagas.

Vi har i vår studie inte inkluderat säsongslager utan endast tagit hänsyn till de ackumulatorer som idag utnyttjas i de svenska fjärrvärmenäten och där lagerkapaciteten är relativt begränsad. Att investera i säsongslager görs sannolikt i första hand för att utnyttja billig överskottsvärme (avfallsförbränning eller industriell spillvärme) på sommaren men skulle också kunna användas som en möjlighet att utnyttja billig överskottsel under sommarhalvåret. På så sätt skulle fjärrvärmesystemen kunna erbjuda ytterligare flexibilitet till elmarknaden.

Slutligen några ord om den lokala eleffektbalansen. I EPOD-modellen så kan vi i detalj studera eleffektbalansen för varje elprisområde som vi definierat, närmare bestämt de fyra verkliga elområdena i Sveriges fall. Under senare tid har den lokala eleffektbalansen seglat upp som en relativt ny utmaning. Det handlar då om att säkerställa tillräcklig eleffekt, under samtliga timmar, för ett geografiskt mindre område än de elprisområden som vi studerat här. För närvarande ser effektsituationen för Stockholm, Uppsala, Västerås och Malmö bekymmersam ut. Det handlar om att imatningskapaciteten från överliggande stamnät inte längre räcker till för att säkerställa effektbehovet. Därmed ökar betydelsen av de produktionsanläggningar som befinner sig inom dessa områden, det vill säga i huvudsak kraftvärmeverken. Samtidigt så saknas idag ersättningsmodeller för att hålla effekt tillgänglig på det lokala planet (man diskuterar idag exempelvis möjligheten att låta elnätsföretagen ersätta kraftvärmeoperatören som komplement till de gängse intäkterna från marknaderna). För även om effektsituationen är god på det nationella planet, eller inom ett visst elområde, så kan den vara mycket ansträngd på det lokala planet. Således kan eleffekten i ett fjärrvärmesystem ha stor betydelse i det lokala systemet även om vi tidigare kunnat konstatera att den har mindre betydelse på det nationella planet.

6.1 FRAMTIDA ARBETE

Vi har i föregående avsnitt fört en diskussion kring flera av modellresultaten och även försökt resonera kring vilken påverkan på resultaten som våra avgränsningar kan tänkas ha. Och det är just avgränsningarna som lämpligen kan tjäna som avstamp för en kort reflektion kring fortsatt arbete inom detta viktiga område:

- Att i modellverktyget även inkludera flexibilitet på användarsidan för både fjärrvärme och el i syfte att utöka analysomfånget ytterligare. Detta kommer att ge återverkningar på elprisbilden och därmed på hur anläggningarna körs.
- Att undersöka fler situationer med ansträngd kraftbalans, till exempel ovanligt kalla vintrar, långvariga perioder med stiltje (låg tillgång till vindkraft) och/eller oplanerade stopp i viktiga kraftverk.
- Att mer i detalj studera den lokala eleffektbalansen och fjärrvärmesystemens roll i ett sådant sammanhang. Rent modelltekniskt är det inget som hindrar att EPOD-modellen delas in i ytterligare (lokala/regionala) elområden i Sverige. Det skulle dock leda till att kopplingen till de verkliga fyra elområdena försvagas något i modellen men å andra sidan skulle det istället bättre representera den verkliga flaskhalsproblematiken som idag inte omfattas av den normala elhandeln.
- I denna studie har vi heller inte gått in på frågor kring lönsamhet för vissa produktionsanläggningar, exempelvis ny eller befintlig kraftvärme. Så snart en anläggning har rörliga kostnader som understiger elpriset (eller har produktionskostnader för fjärrvärme som understiger värdet på fjärrvärmen) så körs anläggningen givet att de övriga begränsningarna (tillgänglighet med mera) inte sätter stopp. Rent produktionssimuleringsmässigt är detta en korrekt beskrivning men det säger inget om lönsamheten i ett längre perspektiv. För en befintlig anläggning måste driftnettot täcka de årliga fasta kostnaderna och för en nyinvestering måste driftnettot dessutom täcka kapitalkostnaderna. En fortsättning på denna studie skulle närmare kunna analysera lönsamheten för ett antal nyckelanläggningar eller tekniker givet den ökande variabiliteten på elmarknaden. Vi vill dock påminna om att de kapaciteter som vi antar finns på plats år 2030 i denna studie till stor del bygger på modellberäkningar där man tagit hänsyn till just lönsamheten, även om just det modellverktyget saknar den förfinade beskrivning (i tid inom ett år och med avseende på fjärrvärmesystemen) som vi utnyttjat här. Trots det finns det sannolikt skäl att mer i detalj undersöka konkurrenskraften och lönsamheten för olika produktionsslag inte minst inom fjärrvärmesystemen.
- Att implementera säsongslager i modellverktyget innebär ingen omfattande utvecklingsinsats utan följer i stort sett principen för hur ackumulatorer och vattenmagasin är beskrivna. På så sätt kan man närmare studera i vilken utsträckning som exempelvis överskottsperioder med billig el utanför uppvärmningssäsongen kan utnyttjas under själva uppvärmningssäsongen.

EL OCH FJÄRRVÄRME – SAMVERKAN MELLAN MARKNADERNA, ETAPP III

Den ökade variabiliteten på elmarknaden leder till nya utmaningar kring styrbarhet, reservkraft och andra systemtjänster i elsystemet. Som en följd av detta kommer elsystemet med stor sannolikhet att knytas närmare andra delar av energisystemet. Det gäller inte minst värmemarknaden där fjärrvärme har en framträdande roll.

Här har forskarna i detalj analyserat hur de svenska fjärrvärmesystemen påverkas av förändringar i elsystemet och, omvänt, hur fjärrvärmesystemen kan bidra under perioder då elbalansen är ansträngd eller då utbudet av el till låga priser är extra stort på elmarknaden.

Beroende på vilken typ av förändringar som avses så inverkar det på det ekonomiska resultatet. Det handlar exempelvis om mer eller mindre variabel elproduktion, mer eller mindre styrbar effekt eller kanske årliga variationer i väder, vilket via elpriset inverkar på hur anläggningarna körs i fjärrvärmesystemen, på produktionskostnaden för fjärrvärme och slutligen på ekonomin.

Ju mer ett fjärrvärmesystem är sammankopplat med elmarknaden, till exempel om kraftvärme är ett dominerande inslag, desto mer påverkas det av elsystemet.

Ett nytt steg i energiforskningen

Energiforsk är en forsknings- och kunskapsorganisation som samlar stora delar av svensk forskning och utveckling om energi. Målet är att öka effektivitet och nyttiggörande av resultat inför framtida utmaningar inom energiområdet. Vi verkar inom ett antal forskningsområden, och tar fram kunskap om resurseffektiv energi i ett helhetsperspektiv – från källan, via omvandling och överföring till användning av energin. Forskningsprogrammet Futureheat har drivits i samverkan med Energimyndigheten som också har finansierat den här syntesen.