

Kraftvärme - En förbisedd grundpelare i morgondagens förnybara elsystem

Truls Martinsson

Institutionen för Energivetenskap, i samarbete med
Avdelningen för Industriell Elektroteknik och Automation
Lunds Tekniska Högskola | Lunds Universitet

Title: Combined heat and power - An overlooked cornerstone in tomorrows renewable power systems.

Titel: Kraftvärme - En förbisedd grundpelare i morgondagens förnybara elsystem.

Author: Truls Martinsson

Report 5475

ISRN: LUTMDN/TMHP-21/5475 - SE

ISSN: 0282-1990

Number of pages: 65

Illustrations: Truls Martinsson

Keywords: combined heat-and-power, ancillary services, power systems, renewable power production, dispatchable power production, profitability

Sökord: Kraftvärme, systemtjänster, kraftsystem, intermittent kraftproduktion, planerbar kraftproduktion, lönsamhet

Language: Swedish

Förord

Detta examensarbete har utförts under vårterminen 2021 på Institutionen för Energivetenskaper på LTH, med stöd från avdelningen för Industriell Elektroteknik och Automation. Arbetet har genomförts i samarbete med E.On på uppdrag av AFRY. Projektet är det avslutande momentet i min civilingenjörsexamen inom Elektroteknik. Även om jag står som ensam författare till arbetet finns det många som arbetat bakom kulisserna, och som jag vill lyfta fram.

Jag vill börja med att tacka mina handledare på AFRY *Bo Bigge* och *Robert Kronblad* som har hjälpt och stöttat mig genom hela arbetet. Trots det fysiska avståndet (till följd av rådande pandemi) har ni alltid varit nära till hands, och kontinuerligt uppmuntrat mig i mitt arbete. Jag är tacksam över att ha fått lära känna er, och att jag fått möjligheten att lära mig mer om detta ämne.

Jag vill dessutom tacka min handledare på LTH professor *Olof Samuelsson* som har hjälpt mig. Genom regelbunden uppmuntran, goda råd, och rykande färsk rön på området har du stöttat mig under våren. Utan din hjälp hade inte arbetet varit det det är idag.

Avslutningsvis vill jag tacka alla er som har jag har fått bolla idéer med, alla som har gett mig råd och tips, och alla som jag tvingat läsa utdrag och passager ur min text. Utan er hade jag inte klarat av det här projektet.

Abstract

The Swedish power system, similar to those of other European countries, is currently transitioning from fossil to renewable. Simultaneously the electrification and digitalization of societies all over the world sets high standards for the availability of power. As a result the power systems experience certain limitations and issues. This can partially be accredited to the decline of available dispatchable power, and ancillary services, resulting from the dismantling of power plants with synchronous generators. It has become apparent in the last few years that oil, coal, and nuclear power plants cannot be exchanged for wind and solar without complementary actions. The problems that southern Sweden faces is often debated in the media, and left unattended the issues might grow more critical. At the same time it has been shown that it is not that easy to run a power plant in Sweden, due to lacking profitability. The controversial Nya Öresundsverket in Malmö made the headlines both when it opened in 2009, and again in 2017 when it had to close due to low profitability.

This project sets out to investigate the magnitude of the previously mentioned issues in the power system, with its focus in southern Sweden. In addition the function that ancillary services, such as inertia and reactive power, have in the power system will be investigated. While focusing on a specific power plant in Malmö, the role of combined heat and power in the Swedish power grid, today and in the future, is examined. Furthermore possible socio-economic benefits that the power plant would bring, and the profitability of the plant will be evaluated. The project also depicts under which circumstances the power plant would be the most profitable.

The project has been divided into six separate parts, in order to answer the proposed thesis questions. The six parts are connected sequentially and mimics the course of the project. Initially a model of the power plant is simulated to estimate the amount of heat and power the plant could optimally produce in a year. Secondly the supply and demand of quantities regarding power and district heating in Malmö is evaluated, to put the power plant into a

context. Thirdly the annual production of the power plant is compared to other renewable technologies, to show what would be needed to substitute the power plant. The fourth part sets out to find a price of inertia and reactive power, from the benefits it adds to the power system. Using the price for ancillary services, and the initial model of the power plant, the fifth part sets out to examine what is optimal to produce if the ancillary services were compensated. The final part is a financial analysis of the profitability of the plant, where the annual profit used is the result from the first and fifth part.

The results from the project are as follows. The south of Sweden needs more dispatchable power to balance the increasing variable production, and to ensure sufficient availability as the electricity demand increase. The system needs more synchronous inertia to avoid curtailment, and more reactive power to enable a larger power import to the region. In addition more district heating might be needed in Malmö as the city keeps growing. The power plant could be profitable during the current circumstances, but there are still significant uncertainties. The plant would be better equipped to survive, were the transmission system operator to pay a fair remuneration for supplied ancillary services. The introduction of financial compensation would mainly benefit smaller power plants, which have small economic margins. The action would probably be a cheaper solution for the system operators, than to invest in dedicated equipment for all ancillary services on their own.

In conclusion it is recommended to invest in the power plant, since it has shown to bring significant societal benefits, and considerable profit. With that said decision makers should be aware of the risks associated with the investment, and the fact that there are still large uncertainties in the calculations. The profitability possibly needs to be reevaluated, should more precise data become available. The role of ancillary services in the power system is currently being researched, and some theses suggest that economical remuneration might become reality in the future.

Innehållsförteckning

1	Inledning	7
1.1	Arbetets bakomliggande problemställning	7
1.1.1	Regeringens mål för elsystemet till år 2040	7
1.1.2	Elsystemets brister	7
1.1.3	Sveriges elmarknad	8
1.2	Målet med arbetet	8
1.3	Tillvägagångssätt	9
1.3.1	Kraftvärmeverkets drift	9
1.3.2	Lokalområdet	9
1.3.3	Alternativ till kraftvärme	9
1.3.4	Prissättning av systemtjänsterna	10
1.3.5	Ekonomiska analys	10
1.3.6	Avgränsningar:	10
2	Teoretisk bakgrund	13
2.1	Elsystemet förändras	13
2.1.1	Utveckling för en förnybar framtid	13
2.1.2	Energy-only-marknaden	13
2.2	Elsystemets problem	14
2.2.1	Drifttillstånden	15
2.2.2	Ersättning för systemtjänster	17
2.3	Kraftvärme	18
3	Delmoment	19
3.1	Modell 1 - Kraftverkets drift	20
3.1.1	Modell 1.1 - Konventionell drift	20
3.2	Modell 2 - Lokalområdet	23
3.2.1	Modell 2.1 - Behov & utbud i nutid	24
3.2.2	Modell 2.2 - Behov & utbud i framtiden	28
3.3	Modell 3 - Alternativ till kraftvärme	33
3.4	Modell 4 - Prissättning av systemtjänster	35
3.4.1	Modell 4.1 - Svängmassa	35
3.4.2	Modell 4.2 - Reaktiv effekt	39
3.5	Modell 5 - Progressiv drift	41
3.6	Modell 6 - Ekonomisk analys	45
4	Slutsatser	53
5	Fortsatt arbete	55
5.1	Saker att göra annorlunda nästa gång	55
6	Appendix	63

Förklaring av förkortningar

- **Svk** *Svenska Kraftnät* - Systemoperatör med ansvar för driften av det svenska elnätet.
- **TSO** *Transmission System Operator* - Systemoperatör
- **SGU** *Significant Generating Unit* - Betydande nätanvändare. Större last- eller produktionsenhet i synkronnätet.
- **O3** *Oskarshamn 3* - Den tredje kärnreaktorn på Oskarshamns kärnkraftverk.

Kapitel 1

Inledning

I Sverige och andra industriländer genomgår elsystemen just nu ett skifte, från att vara fossila till att bli förnybara. Med detta skifte, i samband med en snabb elektrifiering av diverse sektorer, ställs elsystemen inför stora utmaningar. Dessa utmaningar leder stundtals till effekts- och kapacitetsbrist. Södra Sverige är inget undantag, och elsystemets skick diskuteras flitigt i media. För att kunna möta morgondagens elbehov behövs ny svensk kraftproduktion. I ett förnybart sammanhang har kraftvärme en unik roll att spela, men trots det stora behovet av elproduktion hotas många kraftverk av bristfällig lönsamhet.

I detta kapitel beskrivs de bakomliggande problem som gör arbetet aktuellt, vilka frågeställningar som kommer besvaras, och projektets tillvägagångssätt. På detta sätt ges läsaren en snabb inblick i projektet. Dessutom ges ett kortfattat svar till frågorna varför och hur arbetet har genomförts.

1.1 Arbetets bakomliggande problemställning

Hittills under 2020-talet har media frekvent rapporterat om elsystemets begränsningar. Problem som övergripande benämns ”elbrist” uppmärksammas, särskilt i södra Sverige regelbundet. Underskott av tillgänglig effekt hotar både den befintliga driften, och framtida expansioner. Det har under de senaste åren blivit uppenbart att åtgärder behöver vidtas för att säkerställa att elsystemet ska kunna fortsätta fungera. På grund av att både kärnkrafts- och kraftvärmeverk rapporterar om bristande lönsamhet, kan strukturella förändringar bli nödvändiga för att få bukt med problemen [30] [84]. Frågan är politiskt laddad, och det är intressant att försöka förstå vilka utmaningar elsystemet står inför, och hur dessa kan bemötas.

1.1.1 Regeringens mål för elsystemet till år 2040

Regeringen och Januaripartierna har i Energiöverenskommelsen, från 2016, det uttalade målet att elsystemet ska vara ”100% förnybart till år 2040” [78]. Det nämns uttryckligen att ”detta är ett mål, och inte ett stoppdatum som förbjuder kärnkraft...”, men då kärnkraft inte räknas till förnybara kraftslag kan beslutet tolkas som om att kärnkraften kommer att fasas ut.

Storheter som planerbar kraftproduktion, synkron svängmassa, och reaktiv effekt är exempel på systemtjänster som idag tillhandahålls av kärnkraften, och vars frånvaro kan komma att orsaka stora konsekvenser i elnätet. Kärnkraft och vattenkraft har länge utgjort grunden av den svenska elproduktionen, och hur ett helt förnybart elsystem kan komma att se ut är idag osäkert [50]. Förutom elförsörjningen måste ett förnybart elsystem kunna tillhandahålla vissa systemtjänster för att helt ersätta kärnkraften.

1.1.2 Elsystemets brister

Den elkris som media rapporterar om består egentligen av flera separata problem som kan uppstå i elsystemet. I södra Sverige, elområde 3 & 4, är effektbrist det som nämns oftast, och som är mest akut. Brist på effekt (enhet W) uppstår som en konsekvens av att efterfrågan av tillgänglig effekt överstiger utbudet

momentant. Detta resulterar ofta i att elpriset lokalt och tillfälligt skjuter i höjden. Det höga elpriset påverkar gemene man, vilket ger effektbristen en stor politisk innebörd.

En annan utmaning elsystemet står inför, och som ibland hamnar i skymundan är nätkapacitetsbrist. Nätkapacitetsbrist uppstår när mängden effekt som kan importeras har begränsats. Ofta uppstår nätkapacitetsbrist i samband med att det finns en stor efterfrågan på el lokalt, och att mängden el som importeras till en stad eller region därför ökat. Nätkapacitetsbrist och effektbrist inträffar ibland samtidigt, om det finns ett stort underskott av effekt lokalt.

Ibland nämns elenergi brist felaktigt som ett stort problem i det svenska elsystemet. Elenergi brist syftar, precis som namnet föreslår, till att det finns för lite elenergi (enhet Wh) i elsystemet. På årsbasis produceras det mer el än vad som konsumeras 165 respektive 140 TWh, vilket gör Sverige till en "netto-exportör" av el [74]. Med det sagt nämner experter att elenergi brist kan bli ett reellt problem i Sverige i framtiden [48].

Denna rapport syftar till att undersöka hur stora problem effekts- och kapacitetsbrist är i det svenska elsystemet. Framförallt kommer risken att dessa brister uppstår, och magnituden av de problem bristerna för med sig att undersökas. Fokus kommer att ligga på södra Sverige, och elområde 4, både i nutid, och i framtiden.

1.1.3 Sveriges elmarknad

I det nordiska synkronnätet säljer kraftproducenter el till elhandlare via bilaterala avtal men framförallt via elbörsen Nordpool. Elpriset styrs helt och hållet av marknaden, och utbud och efterfrågan skapar ett elpris som varierar i realtid. Elpriset spelar en avgörande roll i Sveriges så kallade energy-only-marknad av el. Kortfattat innebär energy-only-marknaden att kraftproducenter enbart får betalt för den energi som levereras till systemet [76]. För vissa kraftproducenter blir elpriset således den enda inkomstkällan. För att gynna förnybara kraftslag finns det ett riktat stöd i form av elcertifikatsystemet.

Syftet med energy-only-marknaden är att skapa en teknikneutral marknad, som ger samma villkor för elproducenter oavsett kraftslag. Trots detta kan det argumenteras för att intermittenta kraftslag särbehandlas. Ett exempel är vindkraften, som stundtals producerar mycket el. Vindkraften har i regel låga driftskostnader, bland annat på grund av att den inte använder något bränsle. Resultatet blir att elpriset följer vindkraftens produktion inverst, det vill säga att en hög produktion av vindkraft ger låga elpriser och vice versa. Andra förnybara kraftslag som till exempel kraftvärme har som en följd av detta svårt att konkurrera med vindkraften. Kraftvärme som via en synkront kopplad turbin genererar planerbar el och värme tillhandahåller även vissa systemtjänster till nätet under drift. Då det inte finns någon ersättning för systemtjänster som svängmassa och reaktiv effekt, finns det inte heller incitament för producenter att tillhandahålla dessa storheter. Det finns därför en växande oro för att det ska uppstå en brist på kraftverk som kan tillhandahålla dessa tjänster, om det inte längre är lönsamt. Kraftvärmens planerbara drift kan dessutom hjälpa till att balansera vindkraftens produktion, och på så sätt minska belastningen på elnätet. Kraftvärmens produktion kan styras efter förbrukningen, och kan på så sätt försörja närbelägen förbrukning.

Det är lätt att dra paralleller mellan kraftvärmeverket i rapporten, och Öresundsverket som återupplivades under 2009, för att åter stängas igen 2017. Det naturgaseldade kraftvärmeverket var avsett att fungera som baslast för fjärrvärmeproduktionen, och som elektrisk spetslast. Även om både fjärrvärmeproduktionen var mycket eftertraktad tvingades Uniper att stänga verket efter knappt 9 år, på grund av bristfällig lönsamhet [87].

1.2 Målet med arbetet

Syftet med arbetet är att undersöka vilken roll kraftvärme kommer att spela lokalt och nationellt i det svenska elsystemet, både idag, och i framtiden. Med fokus på ett specifikt kraftvärmeverk i Malmö ska

följande frågor besvaras.

- Vad kan kraftverket producera under ett typår (el, fjärrvärme, och systemtjänster)?
- Hur hade samma kvantiteter kunna produceras med andra medel?
- Hur kan systemtjänster prissättas så att de speglar det samhällsekonomiska värde de tillför?
- Hur lönsamt är det att investera i kraftvärmeverket, och vad kan påverka lönsamheten?

För att kunna ge ett både kvantitativt och kvalitativt svar på dessa frågor, krävs flera delundersökningar.

Först och främst är det viktigt att undersöka hur det svenska elsystemet kan komma att se ut i framtiden. Detta är speciellt aktuellt efter Energiöverenskommelsens mål om “100% förnybar el till år 2040” [78]. Fortsättningsvis är det av intresse att kvantifiera vilken samhällsnytta som de tidigare nämnda systemtjänsterna bidrar med till elsystemet. Det är dessutom viktigt att uppskatta hur utbudet respektive efterfrågan av dessa systemtjänster kommer att se ut i ett förnybart elsystem. Genom att jämföra systemtjänsternas socioekonomiska värde, med systemtjänstbidraget från kraftvärmeverket, kan kraftverkets värde uppskattas kvantitativt.

Projektets huvudsakliga mål är att uppskatta kraftvärmeverkets lönsamhet, men under arbetets gång har flera andra frågeställningar besvarats. Resultatet visar inledningsvis vilka systemtjänster som behövs i det svenska elsystemet i framtiden. Förutom att kvantitativt prissätta systemtjänsterna har kraftverkets produktionskapacitet undersökts. Slutligen har resultatet visat under vilka omständigheter som det är lönsamt att investera i kraftvärmeverket.

Det här arbetet avses att ligga till grund för fortsatta diskussioner om det svenska elsystemets förnybara framtid. Rapporten är menad att belysa vilka problem som finns i elsystemet idag, och vilka som kan finnas i framtiden. Dessutom kommer problemens ursprung, och hur de kan undvikas diskuterats. Förhoppningsvis ges läsaren en bild av systemtjänsternas roll i elsystemet, och hur dessa borde prissättas.

1.3 Tillvägagångssätt

För att på ett både kvantitativt och kvalitativt sätt uppskatta det socioekonomiska värdet kraftvärme har, krävs det att de tidigare nämnda frågeställningarna konkretiseras. Detta görs i arbetet genom de sex på varandra följande delmomenten. För att uppskatta kraftverkets lönsamhet krävs dessutom att vissa avgränsningar görs.

1.3.1 Kraftvärmeverkets drift

Inledningsvis är det viktigt att utvärdera vad kraftvärmeverket i fokus producerar. För att kunna göra detta krävs en förenklad modell av kraftverket som, inom ramarna för ett examensarbete, kan undersökas. I *Kapitel 3* förklaras vilka antaganden och avgränsningar som har gjorts mer i detalj.

1.3.2 Lokalområdet

För att förstå kraftverkets lokala och nationella betydelse krävs att kraftverket sätts in i en kontext. Detta har gjorts genom att utvärdera vilka behov som finns i lokalområdet, med hänsyn till parametrar som rör el och fjärrvärme. Dessutom är det viktigt att uppskatta vilket utbud av dessa storheter som redan finns i närområdet. Vilka nyckeltal som är i fokus, och vilka som på grund av avgränsningar har exkluderats nämns i *Kapitel 3.2*.

1.3.3 Alternativ till kraftvärme

På grund av elsystemets samhällskritiska funktion, och det faktum att systemet omsätter stora summor pengar, finns det många olika aktörer med egna agendor. Även inom ramarna för ett förnybart elsystem finns det flera olika tänkbara lösningar, och debatten domineras av politiker och lobbyister. För att

göra projektet så teknikneutralt som möjligt, är det därför viktigt att jämföra kraftvärmeverkets produktionsparametrar med nyckeltal från annan likvärdig teknik. Förutom att undvika rapportförfattarens personliga bias, ges läsaren en saklig jämförelse mellan olika tekniska lösningar.

1.3.4 Prissättning av systemtjänsterna

För att ge en fullständig bild av kraftverkets roll är det viktigt att ta hänsyn till både el- och fjärrvärmebidraget, men även systemtjänsterna. Detta görs bäst genom att dels kvantifiera vilka systemtjänster som kraftverket kan bidra med, och dels undersöka vilken nytta systemtjänsterna medför. Det uppskattade värdet av systemtjänsterna har legat till grund för det förslag på prissättning, som arbetet resulterar i.

1.3.5 Ekonomiska analys

Avslutningsvis är det av viktigt att identifiera vilka förhållanden som kan påverka kraftverkets lönsamhet. I samband med att elsystemet förändras kan det förväntas att kraftverkets roll, och i förlängningen lönsamhet, också kommer att förändras. Förutom att undersöka kraftvärmens värde idag respektive under ett typår på 2040-talet, är det viktigt att se till om systemtjänsterna kommer att ersättas ekonomiskt eller inte. Alla dessa förutsättningar påverkar resultatet.

1.3.6 Avgränsningar:

Initial var dödnätsstart en av de systemtjänsterna som låg i fokus för rapporten. I arbetets planeringsstadium förutspåddes systemtjänsten kunna vara en parameter som kraftvärmeverket besatt. Korrekt prissatt hade dödnätsstartsmöjligheten kanske kunnat hjälpa kraftvärmeverket att höja sin lönsamhet. Under arbetets gång har systemtjänsten mer och mer hamnat i periferin, då det inte finns någon enkel tariff för producenter av systemtjänsten. I dagsläget är det Svk som har ansvaret att åter spänningssätta elnätet efter ett sammanbrott [71]. Det kan få livsavgörande konsekvenser om systemtjänsten inte finns tillgänglig, särskilt om strömavbrott blir mer frekventa och utbredda i framtiden.

Redan i planeringsstadiet av arbetet framgick det att det finns mycket att vinna på att lyckas kvantifiera sannolikheten att effekts- och kapacitetsbrist ska inträffa i elområde 4. Genom att kvantitativt uppskatta risken att effektsbrist uppstår, kan man uppskatta behovet av kraftvärmeverket. En jämförelse av hur risken att drabbas av effektsbrist är med eller utan kraftverket tillgängligt ger ett numeriskt svar på kraftverkets samhällsnytta. Trots beräkningens stora betydelse för arbetet fick den snart överges, då det krävs mycket data för att kunna göra ett kvantitativt uttalande. På grund av detta omnämns enbart problematiken på ett spekulativt plan, och inte i en noggrannare utsträckning.

I projektplanen nämndes att arbetet skulle undersöka hur behovet av ny kraftproduktion förändras om/när nya transmissionsledningarna finns redo. Detta perspektiv har delvis övergetts, som en följd av att elsystemets komplexitet blivit mer och mer uppenbar. Att kvantifiera hur effektutbudet ser ut på timnivå visade sig vara för svårt, vilket i förlängningen gjorde att överföringsledningarnas lokala inverkan inte gick att uppskatta. En hypotes är att nya HVDC-förbindelser möjliggör högre effektimport, men samtidigt ställer högre krav på utbudet av reaktiv effekt och svängmassa. Den reaktiva effekten krävs för att bibehålla spänningsnivån vid hög effektimport, och svängmassan krävs för att undvika nedregleringar. En mer cynisk hypotes är att utökade nordsydliga importmöjligheter är till föga hjälp för skåningarna, om all norrländsk el ändå hamnar i Stockholms- eller Göteborgs-regionen.

Precis som i fallet med transmissionledningarna förväntades annan ny infrastruktur inom elsystemet att påverka kraftvärmeverket indirekt. Ny lokal kraftproduktion i form av vindkraft, eller solceller hade antagligen ökat den tillgängliga effekten, och den årliga elproduktionen. Frekvensbevarande infrastruktur som synkronkompensatorer hade antagligen ökat svängmassan, den reaktiva effektsproduktionen, och kortslutningsströmmen, något som minskat behovet av systemtjänsterna. Detsamma gäller ny värmeproduktion, som hade kunnat göra kraftvärmeverkets bidrag mindre eftertraktad. Trots dessa argument, har inte ämnet undersökts noggrannare. Detta beror dels på att det finns många olika projekt som har

utlysts, och dels på att inte alla projekt som planeras faktiskt färdigställs. Den stora osäkerheten, i kombination med den stora arbetsbördan, som undersökningen hade resulterat i gjorde att perspektivet inte undersöktes noggrannare.

I det tredje kapitlet nämns stationära batterier som en del av ett substitut till kraftvärmeverket i både den nutida och framtida lösningen. Batterierna spås kunna leverera hög uteffekt, lagra energi, tillföra reaktiv effekt, och dessutom ersätta fysisk svängmassa. Ett annat jämförbart substitut som ofta omnämns i media är vätgas och bränsleceller. Det var inte ett aktivt val att välja bort vätgas för att premiera batterier, utan mer av ett resultat av projektets begränsade omfattning. Vätgas och bränsleceller har en stor potential, och experter tror att tekniken kan spela en central roll i morgondagens energisystem. För att få plats inom ramarna för det här projektet hade bränsleceller fått ingå i framtidslösningen, då tekniken idag inte är kommersiellt tillgänglig. Detta hade skett på bekostnad av V2G-nätet, en teknik som uppskattas finnas tillgänglig inom en kortare tid.

De så kallade systemtjänsterna har en central roll i arbetet. Begreppet kan dock användas om en rad olika fenomen i elsystemet, och den här rapporten fokuserar enbart på en handfull ämnen. En av de systemtjänster som exkluderats från arbetet är kortslutningsströmmen, som blev bortprioriterad för att avgränsa projektets omfattning. I litteraturstudien framgick det att kortslutningsström är en faktor som, liksom svängmassa, riskerar att minska i elsystem världen över. Det görs i skrivande stund studier på vilka konsekvenser för elsystemen otillräcklig kortslutningsström kan ha.

Kapitel 2

Teoretisk bakgrund

För att kunna förstå hur det svenska elsystemet ser ut idag, vilka utmaningar systemet står inför, och hur dessa kan åtgärdas krävs en del bakgrundsinformation. Detta kapitel avser att ge läsaren inblick i vad som ger upphov till arbetets frågeställningar och varför arbetet är aktuellt.

2.1 Elsystemet förändras

Elsystemets välmående, likaväl som kärnkraftens vara eller inte vara har diskuterats flitigt i media på senaste tiden. Diskussionen har ofta varit kraftigt färgad av underliggande politiska motiv och agendor. För att kunna förutse elsystemets framtid, krävs det att elsystemets komponenter, och deras respektive roller identifieras. Genom att gå till botten med vad som ger upphov till de problem som elsystemet har idag, har problemens magnitud och frekvensen med vilken de uppstår uppskattats. Först när elsystemets problem och brister förstås kan en ge sig i kast att försöka lösa dem.

I samband med att samhället elektrifieras och digitaliseras kommer elsystemet att möta nya utmaningar. På samma sätt som ett välfungerande elsystem kan driva på elektrifieringen av samhället, kan ett missanpassat system bromsa elektrifieringen.

2.1.1 Utveckling för en förnybar framtid

Regeringens mål om att elsystemet ska vara "100% förnybart till år 2040" ställer vissa krav. Det som många frågar sig är vad som kommer att hända med kärnkraften fram till, och efter, år 2040. Mycket tyder på att kärnkraften kan komma att avvecklas under början av 2000-talet på antingen politiska eller ekonomiska grunder. I media och bland gemene man förs en livlig diskussion om huruvida elproduktionen kommer att vara tillräcklig i vakuumet efter kärnkraften. Samtidigt frågar sig elbranschen hur elsystemet kommer att klara sig utan de systemtjänster som kärnkraften historiskt sett har levererat.

2.1.2 Energy-only-marknaden

I Sveriges energy-only marknad får kraftproducenter betalt för den energi som levereras ut på nätet. Priset på elen är kopplat till utbud och efterfrågan, det vill säga när det finns ett högt behov eller underskott av el stiger priset, och vice versa. I regel produceras mest el i norra Sverige, och mest el konsumeras i södra Sverige. För att belysa denna skillnad, och eventuella flaskhalsar delade Svenska Kraftnät in Sverige i fyra elområden år 2011 [15]. Elområdena möjliggjorde fyra lokala elpriser istället för ett nationellt elpris. Systemet är menat att styra ny produktion och förbrukning till de nätmässigt lämpligaste platserna, och dessutom belysa var nätet behöver förstärkas.

De stundtals stora prisskillnaderna elområden i mellan har de senaste åren fått stor uppmärksamhet i media. I bristområden gynnas lokala kraftproducenter, vilket möjliggör att mindre kraftproducenter får bättre möjligheter att sälja sin el. Framförallt producenter av vindkraft och solceller gynnas oberoende av storlek. Då varken solceller eller vindkraftverk förbrukar bränsle för att producera el har de möjlighet att

stundtals producera billig el. Energy-only marknaden kan åtminstone delvis akkrediteras för att förnybar kraft utgör en stor andel av den svenska elmixen. Kombinationen av stundtals hög ersättning, låga driftskostnader, branschledande teknik, och elcertifikatsystemet har gjort att vindkraft i Norden attraherar många utländska investerare [51]. Utländskt ägda vindkraftverk är ett, för skattebetalarna, billigt sätt för Sverige att producera förnybar el.

Elcertifikatsystemet är en teknikneutral subvention avsedd att gynna förnybar elproduktion i Sverige och Norge [17]. Systemet går ut på att viss förnybar kraftproduktion tilldelas ett certifikat per MWh producerad energi. Kraftproducenterna kan i sin tur sälja elcertifikaten på en öppen marknad, vilket ger en extra inkomst. Elleverantörer och elanvändare är kvotpliktiga och är skyldiga att köpa en viss mängd elcertifikat i förhållande till hur mycket el de köper. På så sätt bekostas övergången till förnybar produktion av elanvändarna.

Den planerbara produktionen har svårt att konkurrera med vindkraftens låga driftskostnader [9]. Den har dock goda förutsättningar för att sälja el när vindkraftsproduktionen når sitt minimum. Under tider när vindstyrkan växlar snabbt finns det därför en risk att mer trögstartad kraftproduktion stryper sin produktion av marknadsmässiga skäl. Följden av detta blir att stora effektunderskott kan uppstå när vinden mojar.

2.2 Elsystemets problem

För att få en uppfattning om hur systemtjänsterna påverkar elsystemets funktion, är det viktigt att förstå hur elsystemet fungerar i stora drag. Det som till vardags kallas för el är växelspanning med frekvensen 50 Hz [54]. När en elektrisk last kopplas in i vägguttaget tillåts en växelström flyta från uttaget till lasten. Vektorsumman av växelströmmen och växelspanningen bildar skenbar effekt, vars reella komponent, aktiv effekt, kan användas för att utföra arbete.

Elen, olikt sötvatten som också finns tillgängligt i många hus, är momentan, och kan i regel inte lagras. Den energi som konsumeras har därför precis anlänt till eluttaget genom en överföringskedja som börjar hos kraftproducenten. Denna ögonblickliga karaktäristik ger upphov till balansproblemet. Mängden producerad el måste ganska exakt motsvara den el som konsumeras, i alla fall på en större nivå. Vid obalans mellan producerad och konsumerad elektrisk effekt påverkas frekvensen.

Den elektriska frekvensen är kopplad till det mekaniska varvtal hos synkront kopplade enheter som genererar energin. Roterande svänghjul i generatorns drivlina innehåller kinetisk energi i form av rotationsenergi. Denna rotationsenergi kan användas för att lagra energi, och ger nätet en tröghet som motverkar snabba förändringar. Med hjälp av en elektrisk maskin kan elektrisk energi omvandlas till rotationsenergi och vice versa. Detta fenomen underlättar balansgången mellan producerad och konsumerad el. Historiskt har svenska kraftproduktion i huvudsak bestått av vatten-, kol-, och kärnkraft [74]. Alla dessa kraftslag producerar el genom omvandlad rotationsenergi från stora turbiner. Turbinernas massa har utgjort ett energilagring av rotationsenergi. Kraftslagen, kärnkraften borträknat, är dessutom lätta att kontrollera, och driften kan relativt enkelt skalas upp eller ner för att matcha behovet på el. Balansuppgiften har då i huvudsak handlat om att kunna prognostisera konsumtionen inom en snar framtid och anpassa produktionen därefter. Dessutom krävs att kraftproducenter är beredda att eventuellt korrigera produktionen vid behov.

I modern tid har så kallade intermittenta kraftslag tagit allt större marknadsandelar av elmixen [50]. Vindkraft och solceller genererar el genom att nyttja vädret. Detta är bra för miljön då det har en liten miljöpåverkan. Ur ett kraftnätsperspektiv är det dock mer problematiskt, då ingen av kraftslagen kan regleras. Varken solceller som saknar roterande delar, eller vindkraft som i regel är asynkront kopplad, tillför synkron svängmassa [11]. Balansuppgiften får därmed en ny dimension i och med att planerbar produktion måste anpassas efter den nyckfulla intermittenta elen. I stunder då balansuppgiften misslyckas uppstår så kallad effektsbrist.

Synkron svängmassa är exempel på en, men inte den enda, frekvensreglerande systemtjänsten. Samma

effekt kan uppnås med hjälp av så kallad syntetisk svängmassa. Den syntetiska svängmassan bygger på att snabba effekttillskott i elnätet balanserar frekvensen, och kan tillhandahållas av batterier eller vindkraftverk. Vindkraft som inte är en planerbar kraftkälla, har svårt att öka produktionen efter behov. För att kunna tillhandahålla den syntetiska svängmassan krävs därför att produktionen redan har nedreglerats [61].

Ett annat praktiskt problem som följer balansuppdraget är att rätt mängd energi måste nå fram till konsumenten i tid. I regel produceras elen i norra, och konsumeras i södra Sverige. Det är ingen lek att inom loppet av några minuter skicka nyproducerad elektrisk energi upp till 200 mil från producent till konsument. För att minimera överföringsförluster, bland annat i form av värmeutveckling, skickas elen som högspänd växelström [54]. Den skenbara effekt som överförs är därför tidsberoende. När strömmens polaritet växlas uppstår både aktiv och reaktiv effekt. Den reaktiva effekten kan inte användas av konsumenten, men tar ändå upp plats i överföringsledningen. Genom att styra mängden reaktiv effekt som finns i olika delar av överföringsnätet kan en större mängd aktiv effekt överföras i nätet. Trots detta uppstår stunder då mängden effekt som överförs begränsas av ledningens kapacitet. Detta kallas kapacitetsbrist.

Mindre obalanser mellan tillgänglig effekt och behovet av effekt uppstår hela tiden på både lokal och nationell nivå. Dessa hanteras i regel av att rotationsenergin i nätet. Vid eventuella underskott av energi omvandlas rotationsenergin till elektrisk energi och frekvensen sjunker. Vid eventuella överskott omvandlas elektrisk energi till rotationsenergi och frekvensen ökar. Vid ett fel till exempel en större last- eller produktionsenhet som blir bortkopplad, eller ett avbrott på en överföringsledning, kan obalansen bli så pass stor att rotationsenergin själv inte kan brygga underskottet. Under sådana fel används olika sorters frekvensreserver för att balansera nätet igen. Frekvensreserverna är indelade i fem delmängder utefter hur snabbt de är tillgängliga efter att ett fel har rapporterats. De fem olika typerna f-FFR, FCR-D, FCR-N, aFFR, mFFR finns tillgängliga inom 1, 30, 180, 300, respektive 900 sekunder från det att felet rapporterats [36] [38] [35] [37] [43].

Ibland räcker dock frekvensreserverna inte till för att upprätthålla balansen, och om ett fel resulterar i ett frekvensdalar för lågt börjar större enheter kopplas ifrån nätet. Bortkopplade produktionsenheter resulterar i ett större effektsunderskott, vilket ger upphov till en kaskadeffekt där fler och fler enheter kopplas ifrån av säkerhetsskäl. När detta händer blir det strömavbrott, och nätet lägger ner [11].

Efter att nätet har lagts ner är det av största vikt att nätet startas upp igen. Vanligtvis sker återuppbyggnaden av nätet uppifrån och ner, det vill säga börjar från produktionsenheter och arbetar sig successivt ned till en lägre spänningsnivå [73]. Detta är inte helt problemfritt då större enheter kan ha svårt att starta i ett nät som inte är strömfört. För att strömföra nätet kan därför mindre generatorer strömför lokala områden, öar, vid en lägre spänningsnivå. Tillsammans kan öns producerande enheter höja spänningsnivån tills dess att fler enheter kan ansluta sig. I förlängningen kan flera separata öar kopplas ihop tills hela nätet är strömfört igen. Denna process kallas för dödnätsstart. Processen att strömföra öarna, och synkronisera flera öar till ett nät kräver mycket koordination. Väderberoende kraftproduktion lämpar sig därför inte lika bra som planerbar produktion i detta avseende.

2.2.1 Drifttillstånden

Svenska Kraftnät har som uppdrag att upprätthålla leveranssäkerheten i nätet [45]. Leveranssäkerheten består i sin tur av "Tillräcklighet" i form av nätkapacitet och produktionskapacitet, och av "Driftsäkerhet" i form av driftsäkerhetsgränser, robusthet, och styrbarhet/observerbarhet. De så kallade driftsäkerhetsgränserna avgör om nätet kan användas på ett säkert sätt, och nätets drift är indelat i fem stycken driftstillstånd (se *Figur 2.1*).



Figur 2.1: Elsystemets drifttillstånd, och hur de hänger ihop, visualiserat.

Drifttillstånden kallas “Normal drift”, “Skärpt drift”, “Nöddrift”, “Nätsammanbrott”, och “Återuppbyggnad”, och är definierade av EU-förordning 2017/1485 [19]. Tillstånden kännetecknas som följer.

1. Normal drift

Alla driftsäkerhetsgränser för spänning, kortslutningsström, och strömgräns är uppfyllda. “N-1 kriteriet”¹ är uppfyllt, det vill säga en produktionsenhet eller överföringslinje kan kopplas bort utan att driften begränsas, och ett eventuellt fel skulle inte hota systemdriften. Nätet är dessutom bra rustat för att hantera alla tänkbara störningar som är listade som ”oförutsedda händelser”².

2. Skärpt drift

Det finns flera anledningar som kan leda systemet från normal till skärpt drift. Ett exempel är att det finns en eller flera oförutsedda händelser som skulle kunna inträffa, som nätet inte är rustat för att kunna hantera. Nätet fungerar fortfarande, men det är mer sårbart för störningar än under Normal drift. Förmågan att hantera problem har reducerats, men alla driftsäkerhetsgränser är uppfyllda.

3. Nöddrift

Det finns fyra fall som leder till Nöddrift. Det första är att någon av driftsäkerhetsgränserna inte är uppfyllda. Det andra är att frekvensen är utanför intervallet 49.5 till 50.5 Hz. Det tredje är att någon av åtgärderna i systemskyddsplanen har aktiverats. Den fjärde och sista är att ett för överföringssystemet viktigt verktyg, medel, eller anläggning inte är aktiv i mer än 30 minuter. Nätet fungerar inte längre som det ska, och elavbrott börjar dyka upp.

4. Nätsammanbrott

Nätsammanbrott är ett faktum när mer än hälften av nätet står utan el, eller har varit spänningslöst i mer än 3 minuter.

5. Återuppbyggnad

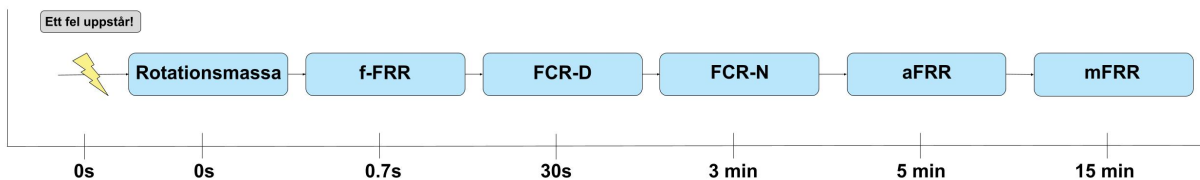
Under återuppbyggnads-tillståndet är syftet med all verksamhet i överföringssystemet att återupprätta systemdriften efter ett nätsammanbrott. Det är först här som dödnätsstartsmöjligheter kommer in i bilden.

När ett fel inträffar i nätet, som resulterar i bortfall av generator eller last uppstår en momentan skillnad mellan mängden tillgänglig och efterfrågad effekt. Denna skillnad resulterar i sin tur i att nätets frekvens ökar vid överskott eller minskar vid underskott av effekt från sitt riktmärke på 50 Hz. För att förhindra/mildra denna variation i frekvens finns de frekvensrelaterade systemtjänsterna, se *Figur 2.2*.

Det ögonblickliga frekvenssvaret påverkas av mängden rotationsmassa som finns i systemet. Förändringen i frekvens motverkas av den inbyggda tröghet som rotationsmassan tillför, och ju med rotationsmassa

¹N-1 kriteriet: I ett nät som behöver N-1 stycken komponenter (produktionsenheter, ledningar, transformatorer, samlingskenor, etc) för att fungera, får inte ett enskilt fel ge upphov till strömavbrott. Det krävs alltså att det finns N stycken komponenter tillgängliga i systemet. Det enskilda fel som har störst påverkan på elsystemet kallas för det dimensionerande felet. I det nordiska synkronnätet är ett plötsligt totalt bortfall av Oskarshamn 3 det dimensionerande felet, på grund av att O3 är den största producerande enheten [79].

²Oförutsedda händelser: Defineras som följer; “Varje systemansvarig för överföringssystem ska upprätta en förteckning över oförutsedda händelser, inklusive interna och externa oförutsedda händelser i det egna observerbarhetsområdet, och då bedöma om någon av dessa oförutsedda händelser äventyrar driftsäkerheten i kontrollområdet för den systemansvarige för överföringssystem. Förteckningen över oförutsedda händelser ska omfatta både enkla oförutsedda händelser och exceptionella oförutsedda händelser som fastställs genom tillämpning av den metod som utarbetats i enlighet med artikel 75.” [19]



Figur 2.2: Tidslinje för frekvensreglerande systemtjänster, räknat relativt från det att en effektobalans uppstår.

som finns i systemet desto mer bromsas förändringen in. Producenter som tillför rotationsmassa till systemet gör det utan ersättning, medans de nästföljande frekvensreglerande tjänsterna handlas upp på en marknad [11].

2.2.2 Ersättning för systemtjänster

Det svenska elsystemet följer en energy-only-princip, där kraftproducenter får betalt för den el som tillförs till elnätet. Energibidraget måste följa vissa kriterier gällande frekvens, spänning, och störningar, men utöver det betraktas el som el, oavsett ursprung [14]. Trots detta finns det vissa systemtjänster, som idag ersätts ekonomiskt, och vissa som inte gör det. De fem systemtjänsterna som avhandlas i denna rapport är, planerbar kraft, reaktiv effekt, synkron svängmassa, frekvensreserver, och dödnätsstarter.

Planerbar kraftproduktion får ingen direkt ersättning, utan på papper är den planerbara och den intermittenta kraftproduktionen identiska. Låga driftskostnader gör att intermittenta kraftslag, som vindkraft och solet, i regel producerar så mycket el som möjligt när förutsättningarna ges. Detta resulterar i att spotpriset på el, som korrelerar med utbud och efterfrågan, tenderar att sjunka när produktionen av variabel kraft är som högst. När vinden mojar, och solen går i moln, tenderar spotpriset att stiga igen. Den planerbara kraftproduktionen har därför möjlighet att sälja el när priset är som högst. Skillnaden i spotpris mellan de högsta respektive lägsta nivåerna blir en indirekt ersättning för planerbar kraft.

Mellan TSO och större kraftproducenter (SGU) finns ett så kallat nollutbyte av reaktiv effekt [6] [7]. Detta betyder att större kraftproducenter, och konsumenter, inte får ge upphov till någon reaktiv effekt i ledningen vid överföring av aktiv effekt. Det faller på så sätt på SGU att faskompensera effektuttaget. Kraftproducenterna förväntas därför inte producera någon reaktiv effekt, och därför ges inte heller någon ersättning för systemtjänsten. Detta kan ses som bortkastad potential.

Synkron svängmassa, ofta omnämnd som rotationenergi är ett viktigt verktyg i balansuppgiften. Rotationsenergi kan ses som det första ledet i frekvenssvaret vid en obalans, då det motverkar förändringen, och minskar transienter. Trots detta ges inte någon ersättning till kraftproducenter som tillhandahåller svängmassa.

Begreppet frekvensreserv innefattar en rad olika systemtjänster som alla ämnar balansera frekvensen kring jämviktsläget 50 Hz. Frekvensreserverna bygger alla på att effekt kan skjutas till, för att brygga gapet mellan produktion och konsumtion. Det som skiljer systemtjänsterna åt är inom vilken tid som effektsbidraget kan finnas tillgängligt. Det snabbaste frekvensreserven, Fast Frequency Restoration Response, finns tillgängligt inom en sekund efter att ett fel har rapporterats, och det långsammaste, Manual Frequency Restoration Response, finns tillgängligt inom 15 minuter efter ett fel. För alla fem frekvensreserver finns marknader för hur bud på systemtjänsterna upphandlas [39].

Den sista systemtjänsten dödnätsstart är nödvändig först när elnätet är inaktiverat. Att det är nödvändigt att snabbt och säkert kunna strömföra elnätet kommer nog inte som en överraskning för någon. Trots det finns det idag inte någon modell för hur dödnätsstartsmöjligheter ska ersättas ekonomiskt [28] [71].

2.3 Kraftvärme

Kraftvärmeverk producerar både el och värme från ånga. Dels används ångan för att driva en turbin som genererar el, och dels passerar ångan en värmeväxlare där värmen tas tillvara på. I och med att både el och värme genereras har kraftvärme en hög verkningsgrad. Kraftvärmeverk som använder biomassa som bränsle räknas som ett förnybart kraftslag [33].

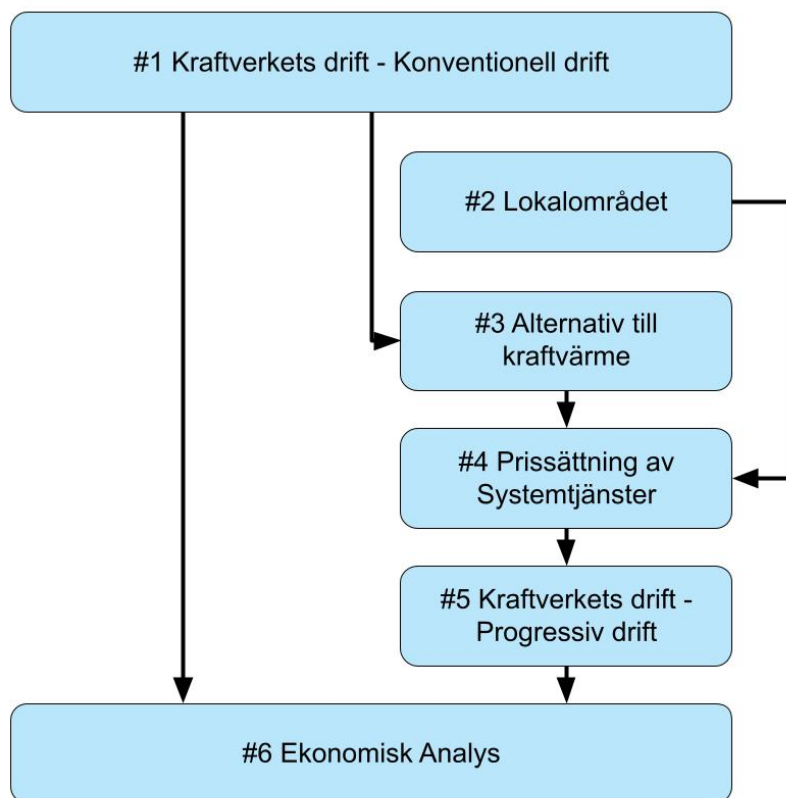
I Sverige drivs kraftvärmeverk i regel utefter efterfrågan på fjärrvärme [72]. Den el som kraftverken genererar i samband med värmeproduktionen ses ofta som en bonus. Detta beror på att Sverige har en stor basproduktion i form av vatten-, och kärnkraft. I länder som inte har samma förutsättningar används kraftvärmens primärt för elproduktionen istället, och värmeutvinningen ses som sekundär [10]. Kraftvärme, precis som annan kondenskraft, genererar el via synkront kopplade turbiner. Dessa utgör planerbara kraftkällor, och tillför synkron svängmassa till elsystemet. De flesta verken har även möjlighet att variera sin effektfaktor, och kan därför både tillföra och dra reaktiv effekt.

Trots sin unika roll i energisystemet har kraftvärme stundtals varit kontroversiell. Det var till exempel många som motsatte sig att det naturgaseldade kraftvärmeverket Nya Öresundsverket slog upp portarna år 2009. Att under 2000-talet tillåta fossil svensk kraftproduktion från naturgas kom nog som en chock för många, och motverkade Malmös miljömål att uppnå ett "100% förnybart energisystem till år 2030" [5]. Kraftverkets produktion kunde täcka över 70% av det skånska behovet av hushållsel, och drygt 40% av Malmös värmebehov år 2010 [12]. Den höga produktionen till trots välkomnades inte nyöppningen av alla skåningar. Nyöppningen av kraftverket resulterade i att Malmös årliga koldioxidutsläpp mer än dubblerades [2]. Åtta år senare pryddes löpsedlar över hela Sverige av nyheten att klimataktivister brutit sig in på kraftverket, för att protestera verkets miljöpåverkan [3]. År 2017 stängde Uniper ner Öresundsverket på grund av bristfällig lönsamhet, något som i sin tur skapade kontrovers följande vinter då effektbrist ledde till skyhöga elpriser [53]. Både öppnandet och stängandet av Öresundsverket stod till grund för debatt, vilket kan ses som en måttstock för kraftvärmens kontrovers i samhället.

Kapitel 3

Delmoment

För att kunna konkretisera och besvara frågeställningarna, har projektet delats upp i sex separata delmoment. Varje delmoment representeras av en kvantitativ delmodell i experimentet, och ett delkapitel i rapporten. De olika delmodellerna hänger delvis ihop med varandra och stundtals har resultaten från en modell använts som indata i en annan. Målet med projektet var att successivt närma sig en uppskattning av lönsamheten hos kraftverket i fokus. Syftet med de separata delmomenten var att underlätta för läsaren att förstå hur de olika faktorerna influerar varandra, och vilka uppskattningar som har gjorts under arbetets gång. De sex delmodellerna, och hur de hänger ihop kan enklast beskrivas med *Figur 3.1*.



Figur 3.1: Visuell representation av projektets kronologi och tillvägagångssätt.

3.1 Modell 1 - Kraftverkets drift

Syftet med den första delmodellen, senare hänvisad till som *Modell 1*, var att göra en kvantitativ uppskattning av centrala storheter vid kraftvärmeverkets drift. Uppskattningen har gjorts numeriskt i Matlab, och modellen bygger till stor del på en jämförelse med liknande kraftvärmeverk i Sverige. Målet med delmomentet var att få en kvantitativ uppskattning av särskilda nyckeltal kopplade till kraftverkets produktion och ekonomi. Uppskattningarna har gjorts dels för ett typår omkring 2020, och för ett typår omkring 2040. För att kunna uppskatta kraftverkets fulla potential har både den konventionella driften, det vill säga, enbart el och värme produceras, och den progressiva driften, det vill säga att el, värme, och systemtjänster produceras undersökts.

Kraftvärmeverket som undersökts i det här projektet var en förenklad modell. Modellen ska representera ett typisk kraftvärmeverk, och motsvara kraftverk som byggts på senare år. Exakta detaljer om termodynamisk verkningsgrad, värme- och massbalans, och dylikt har därför inte representerats i modellen. Dessutom har villkor för driften av kraftverket förenklats för att underlätta simuleringen.

3.1.1 Modell 1.1 - Konventionell drift

Idag får kraftverksägaren normalt betalt för den mängd el och värme som de lyckas leverera till el- respektive fjärrvärmenätet. Det är därför av primärt intresse att undersöka hur mycket el och värme som kraftverket kan producera under ett typår, och hur mycket som är ekonomiskt försvarbart att producera. I en energy-only-marknad kan det teoretiskt sett uppstå stunder när det är som mest lönsamt att strypa produktionen, om elpriset är för lågt.

Syfte:

Syftet med delmomentet var att undersöka hur mycket el och värme som är optimalt att producera under ett typår. Driftsparametrar om produktion och ekonomi har undersökts på timnivå under ett år, och sedan summerats till totalvärden. Resultatet visar på så sätt dels årlig produktion, och dels säsongsvariationer i drift.

Metod:

Kraftverkets årliga produktion har uppskattats genom en Matlab-simulering. Simuleringens mål är att generera den högsta möjliga vinsten åt kraftvärmeverket, och fungerar som följer. Inledningsvis laddar programmet in märkdata om kraftverket, som installerad effekt, verkningsgrad, och bränslepris. Sedan laddas rörliga data in angående spotpriset på el i elområde 4 [64], och meteorologiska data om utomhus-temperaturen i Malmö [77], på timnivå för 2020. Därefter upprättas driftens randvillkor som algoritmen behöver väga in i sin bedömning. Kombinationen av rörliga säljpriser på el och värme, fasta kostnader för driften, och randvillkor för kraftverket bildar tillsammans ett linjärt optimeringsproblem. I varje tidssteg beräknar algoritmen vilken produktion som ger den högsta vinsten, genom att lösa optimeringsproblemet. Algoritmen optimerar driften med hänsyn till potentiell vinst, men då fjärrvärmen har ett relativt konstant pris viktas värmeproduktionen efter värmebehovet och inte priset. Realtidsdata om mängden producerad el och värme, driftskostnad, bränsleförbrukning med mera, sparas som en årslång vektor. Vektorn används delvis för att belysa säsongsvariationer i driften. Efter avklarad simulering sorteras vektorn fallande efter vinsten. Produktionsoptimum uppskattas sedan som summan av de N första timmarna i den sorterade vektorn, där N motsvarar antalet fullasttimmar per år. Produktionsoptimum sparas ner som produktions- respektive finansparametrar i tabeller. Dessa nyckeltal används sedan som indata i *Modell 2* respektive *Modell 5*.

Flertalet av storheterna för märkdatan var uppskattningar, och inte exakta värden. I fallet med drifts- och underhållskostnader, både fasta och rörliga, fanns det stora osäkerheter vilket gjorde det svårt att uppskatta ett konkret värde. För att belysa denna osäkerhet, och begränsa osäkerhetens påverkan på resultatet har ett högsta-, respektive ett lägstavärde för underhållskostnaden använts i beräkningarna.

Resultat:

Under det simulerade typåret producerar kraftverket mellan 995 och 1250 GWh_{TH} fjärrvärme, och mellan 341 och 475 GWh el beroende på vilka drifts- och underhållskostnader som har använts. Kraftverkets sammanlagda produktion finns listad i *Tabell 3.1*. Inkomsten från försäljningen av el och fjärrvärme, tillsammans med utgifter och driftskostnader kopplade till produktionen finns listade i *Tabell 3.2*. Kraftverkets simulerade årliga vinst är mellan 524 och 1020 MSEK, och används som indata i den ekonomiska analysen i *Modell 6*.

Tabell 3.1: Produktion från simulering av det konventionella kraftvärmeverket under typåret.

DoU-kostnader:	El [GWh]	Fjärrvärme [GWh _{TH}]
Låga kostnader	475	1250
Höga kostnader	341	995

Tabell 3.2: Finansiella parametrar från simulering av det konventionella kraftverket under typåret. Till *Driftskostnad* hör både fasta och rörliga driftskostnader, och till *Utgifter* hör alla kostnader, driftskostnader inkluderade, som modellen räknat med. *Vinsten* är beräknad som differensen mellan *Inkomsten* och *Utgifterna*.

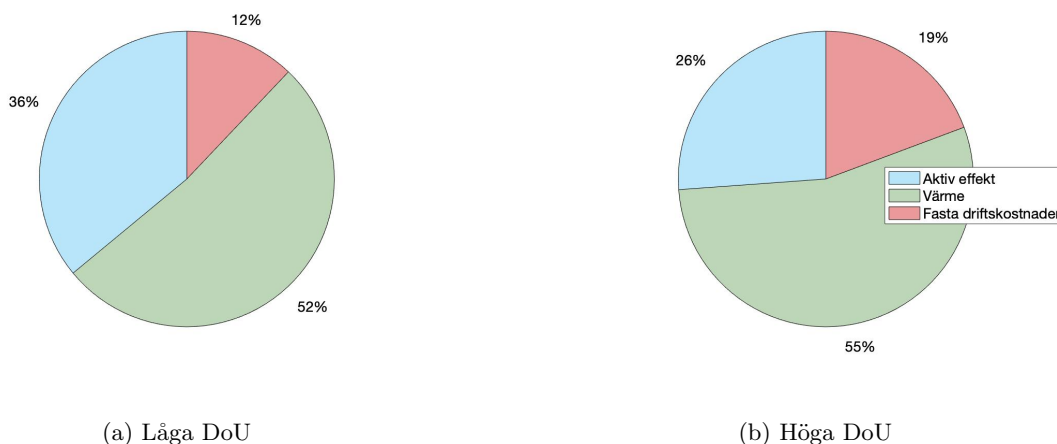
DoU-kostnader:	Inkomst [MSEK]	Utgifter [MSEK]	Driftskostnad [MSEK]	Vinst [MSEK]
Låga kostnader	1290	187	85	1020
Höga kostnader	1030	269	237	524



(a) Låga DoU

(b) Höga DoU

Figur 3.2: Fördelning av kraftverkets årliga inkomsters uppdelade efter källa, för de lägsta respektive högsta drifts- och underhållskostnaderna. Procenttalen motsvarar andelen av de totala inkomsterna.



Figur 3.3: Fördelning av kraftverkets årliga utgifter uppdelade efter källa, för de lägsta respektive högsta drifts- och underhållskostnaderna. Procenttalen motsvarar andelen av de totala utgifterna.

Diskussion:

Produktionen från simuleringen av kraftvärmeverket i, se *Tabell 3.1*, visar att produktionen är känslig för variationer i drifts- och underhållskostnader. För de lägsta, respektive högsta tänkbara drifts- och underhållskostnaderna varierade elproduktionen med drygt 100 GWh, och värmeproduktionen med drygt 250 GWh_{TH} per år. Detta motsvarar knappt 40% högre elproduktion, och drygt 25% högre värmeproduktion i det bästa fallet jämfört med det sämsta fallet. Detta berodde i huvudsak på att rörliga drifts- och underhållskostnader påverkade den momentana vinsten från att producera el eller värme. Låga rörliga kostnader resulterade i fler, och höga kostnader resulterade i färre, timmar om året då inkomsterna översteg utgifterna från drift.

Kraftverkets årliga inkomster kom från försäljning av el och fjärrvärme. De årliga rörliga utgifterna bestod av kostnader för bränsle, och underhåll, medan de fasta kostnaderna i huvudsak bestod av drifts- och underhållskostnader. Parametrar som landhyra, avräkning av utrustning, personal- och lagerkostnader, etcetera har inte räknats med, utan tillkommer till de totala utgifterna. Från *Figur 3.2* framgår varifrån inkomsterna härstammade, och det syns att försäljning av fjärrvärme var den dominerande punkten. Dessutom visar *Figur 3.3* var verkets utgifter härstammade från. Även om utgifter kopplade till värmeproduktionen utgjorde mer än hälften av de totala utgifterna var värme mer lönsamt att producera än el. De totala kostnaderna kopplade till drifts- och underhåll, utgjorde mellan 12 och 19% av de totala utgifterna. Detta belyser hur viktigt för rörelseresultatet det var att hålla drifts- och underhållskostnader till ett minimum.

Realtidsvinsten, det vill säga differensen mellan inkomst och utgifter från drift, påverkades dessutom av variationer i spotpriset. Under ett torrt och kallt år, kan priset på både el och fjärrvärme öka jämfört med ett normalår. Samtidigt kan ett regnigt och varmt år, sänka spotpriserna på el och värme. Incitamentet att driva verket varierar därför statistisk från år till år.

Det fanns flera osäkerheter bland indatan för simuleringen, som kan ha påverkat resultatet. Den simulerade produktionen styrdes av realtidsvärden för inkomster och utgifter från el- och värmeproduktion. Inkomsterna korrelerade i huvudsak med spotpriset på el och fjärrvärme, men utgifterna påverkades av flera parametrar. Utgifterna bestod av priset på bränsle, och drifts- och underhållskostnader. Båda dessa storheter kan komma att öka under kraftverkets livstid, något som i sin tur hade påverkat produktionen. I *Modell 2 - Lokalområdet* ges läsaren en uppskattning om hur behovet av el och fjärrvärme kan komma att se ut i framtiden.

Regleralgoritmen har ett inbyggt bias, då produktionen beräknats retroaktivt. Då algoritmen inte använde

realtidsdata, var det lättare att göra svåra beslut. Den resulterande produktionen, motsvarar därför det bästa möjliga scenariot för kraftverket. I ett verkligt kraftverk hade produktionen behövts bestämmas i realtid, vilket medför ett reglerfel relativt till styrsignalen. Produktionen bör därför tolkas som en övre gräns, och inte som ett väntevärde. Ett alternativ till angreppssättet är att låta regleralgoritmen optimera i realtid på gamla, eller syntetiska, spotpriskurvor. I det fallet hade dock felmarginalen berott på andra parametrar, som hade varit svårare att isolera.

För ett verkligt kraftvärmeverk tillkommer dessutom avgifter för rening av avgaser, bortforsling av slaggprodukter, elcertifikat, och skatter och avgifter från försäljning av el och värme, något som inte har räknats in i simuleringen. Dessa har exkluderats från modellen, på grund av bristande specifikationer av kraftverket. Genom att på detaljnivå bestämma specifikationer om till exempel, typ av bränsle, förbränningsbädd, värmepannor, turbiner, etcetera, hade avgifterna och kostnaderna kunnat uppskattas noggrannare. Med det sagt riskerar resultatet att få desto större felmarginal, ju fler specifikationer som tas med i beräkningen. Det blir en avvägning mellan att ha ett korrekt, om något diffust, eller ett felaktigt och mer konkret resultat.

Slutsats:

Sammanfattningsvis påverkades kraftvärmeverkets produktion som mest av osäkerheten i drifts- och underhållskostnaderna. Driftoptimum varierade med 40 respektive 25% för den årliga el- och värmeproduktionen beroende på vilken driftskostnad som sågs till. Genom att noggrannare uppskatta drifts- och underhållskostnaderna, och använda en bättre arbetspunkt i simulationen hade ett exaktare resultat kunna erhållas. Den årliga produktionen påverkades dessutom av andra parametrar, som kostnad för bränsle, årliga variationer i spotpris, etcetera. Dessa faktorer påverkade dock inte resultatet lika mycket som driftskostnaderna.

Det ska poängteras att optimeringsalgoritmen inte tog hänsyn till eventuella skatter och avgifter kopplade till drift, eller försäljning av el och värme. Alla dessa parametrar hade sänkt produktionen och/eller det årliga inbetalningsöverskottet för kraftverket. Den uppskattade årliga produktionen, likväl som de samlade inkomsterna som presenterats ska därför ses som en övre gräns.

3.2 Modell 2 - Lokalområdet

För att sätta in kraftverket i en kontext var det viktigt att uppskatta vilket utbud och efterfrågan som finns av el, värme, och systemtjänster i lokalområdet idag. Genom att identifiera dessa volymer ges läsaren en bättre uppfattning om vilka brister som finns, och vilka som riskerar att uppstå i elsystemet. Förutom att uppskatta vilka behov och vilket utbud som finns i området idag, har en uppskattning om framtiden gjorts. Detta belyser hur utvecklingen kan komma att se ut, och vilken utveckling som hade behövts för att överbrygga de gap som finns idag.

För att kunna kvantifiera behoven och utbudet har lokalområdet uppskattats med hjälp av en förenklad modell. Modellen tog hänsyn till enstaka nyckeltal kopplade till el, fjärrvärme, och systemtjänster. Med det sagt tog modellen inte hänsyn till andra produktionsenheter i el- eller fjärrvärmenätet. Andra produktionsenheter kan ha både högre eller lägre produktionskostnad än verket i fokus vilket hade gett ett annat resultat. Dessutom påverkas kraftverkets förutsättningar indirekt av andra producerande enheter. Exempelvis är spotpriset på el kopplat till utbudet och efterfrågan av el. Om en annan enhet börjar producera el, sjunker därför elpriset även för kraftvärmeverket.

3.2.1 Modell 2.1 - Behov & utbud i nutid

Initialt har Malmö, med fokus i Klimatzon 4 och Elområde 4, undersökts, för att belysa vilka eventuella brister som fanns eller kunde uppstå idag. För att kunna uppskatta vad som producerades och konsumerades lokalt, men också för att kunna jämföra med kraftvärmeverket, reducerades området till en förenklad modell som tog hänsyn till enstaka nyckeltal. Delmodellen ämnade att lista dessa nyckeltal för ett typår omkring 2020.

Syfte:

Syftet med delmomentet var att lista vilka behov respektive vilket utbud som fanns lokalt idag, med hänsyn till en rad nyckeltal. Genom att jämföra utbud med efterfrågan på tim- och årsnivå kunde eventuella under- och överskott uppskattas. Dessutom kunde sannolikheten att ett underskott skulle uppstå uppskattas statistiskt, vilket gav läsaren en bättre inblick i vilka utmaningar el-, och fjärrvärmesystemen står inför.

Metod:

Modelleringen av lokalområdet gjordes först för utbudet av respektive storhet, och sedan för efterfrågan. De parametrar som representerar utbudet, och som stod i fokus är mängd producerad el [Wh/år], tillgänglig effekt [W], producerad värme [Wh_{TH}/år], och termisk effekt [W_{TH}].

Data om mängden el som producerades i elområde 4 fanns dokumenterad på timnivå på Nordpool [63], och på årsnivå enligt kraftslag på SCB [74]. Som ett mått på utbudet av effekt i närområdet kan mängden tillgänglig effekt uppskattas. Genom att uppskatta mängden tillgänglig effekt på årsbasis kan dessutom utbudet av effekt jämföras från år till år. Detta belyser dels hur stor eventuell effektbrist kan bli, och dels hur utbudet av effekt förändras från år till år. För att uppskatta mängden tillgänglig effekt på årsbasis har mängden installerad effekt per kraftslag multiplicerats med en typisk tillgänglighetsfaktor. Tillgänglighetsfaktorn är en statistiskt framtagen skalär, som speglar sannolikheten att en kraftproducent kan leverera effekt under topplasttimmen [31]. Planerbara kraftslag som kraftvärme, vattenkraft, och kärnkraft har hög tillgänglighet, 74, 87, respektive 90%, och intermittenta kraftslag som vindkraft och solex har låg tillgänglighet, 12 respektive 0% [31]. Solceller har en ovanligt låg tillgänglighet, vilket ska representera att under stunder med extra hög elektrisk last, vanligtvis kalla vintermorgnar, genererar solkraft i regel ingen el alls då solen inte har gått upp.

Mängden producerad värme, och momentan termisk effekt i fjärrvärmenätet erhöles som data från E.On. Genom att jämföra dessa med data om utomhustemperaturen i Malmö under samma tid [77], kunde en uppskattning om värmebehovet i fjärrvärmesystemet skapas. Värmebehovet uppskattades initialt i enheten gradtimmar som skillnaden mellan utomhustemperaturen, räknat i grader Celcius, och 17 C. Genom att jämföra mängden producerad värme, till antalet gradtimmar, kunde värmebehovet uttryckas i termisk effekt. Med hjälp av detta kunde värmebehovet i framtiden uppskattas utifrån väderprognoser för ett typår.

Motsvarande parametrar för efterfrågan var mängd konsumerad el [Wh/år], effektuttag [W], konsumerad fjärrvärme [Wh_{TH}/år], och termiskt effektbehov [W_{TH}]. Dessutom har efterfrågan på synkron svängmassa [Ws] och reaktiv effekt [var] uppskattats.

Data om mängden el som konsumerades i elområde 4, fås på timnivå från Nordpool [63] och på årsnivå från SCB [74]. Genom att jämföra mängden el som konsumerades, med mängden tillgänglig effekt förväntades sannolikheten att ett underskott ska inträffa kunna uppskattas. Genom att jämföra mängden effekt som importerades till elområde 4, med data om den maximala överföringsgränsen förväntades risken för att kapacitetsbrist inträffa kunna uppskattas statistiskt.

Rotationsenergi, eller synkron svängmassa, behövs gemensamt i det nordiska nätet, och det gör ingen märkbar skillnad om den tillförs i södra Sverige, eller norra Finland. Mängden tröghet som behövs i det nordiska nätet korrelerar med det dimensionerande felet som hade uppstått om den största producerande enheten i nätet hade kopplats ifrån abrupt. För att kunna klara av det dimensionerande felet räknar Svk

med att det behövs 120 GWs i det nordiska nätet [58].

Resultat:

Datan om mängden el som producerats och konsumerats har sammanställts i *Tabell 3.3*. Data om kraftproduktionen i elområde 4 representeras grafiskt som en varaktighetskurva i *Figur 3.4*. Dessutom kunde elmixens andelar efter kraftslag visualiseras i *Tabell 3.4*. En uppskattning om storheter som rör fjärrvärme har listats i *Tabell 3.5*, och storheter som rör rotationsenergin listas i *Tabell 3.6*. Tabellerna är menade att underlätta jämförelsen mellan kraftverkets produktion och lokalområdets utbud och efterfrågan.

Tabell 3.3: Utbudet och efterfrågan av el och effekt i Sverige och elområde 4.

	Sverige	Elområde 4
Tillgänglig effekt [GW/år] [40]	24.9	1.7
Effektbehov 2015 till 2020 [GW/år] [63]	[8.17, 26.4]	[1.30, 4.88]
Producerad el 2015 till 2020 [TWh/år] [65]	[150, 162]	[7.12, 8.24]
Elanvändning 2013 till 2020 [TWh/år] [63]	[133, 138]	[23.6, 24.4]

Tabell 3.4: Den svenska elmixen 2020.

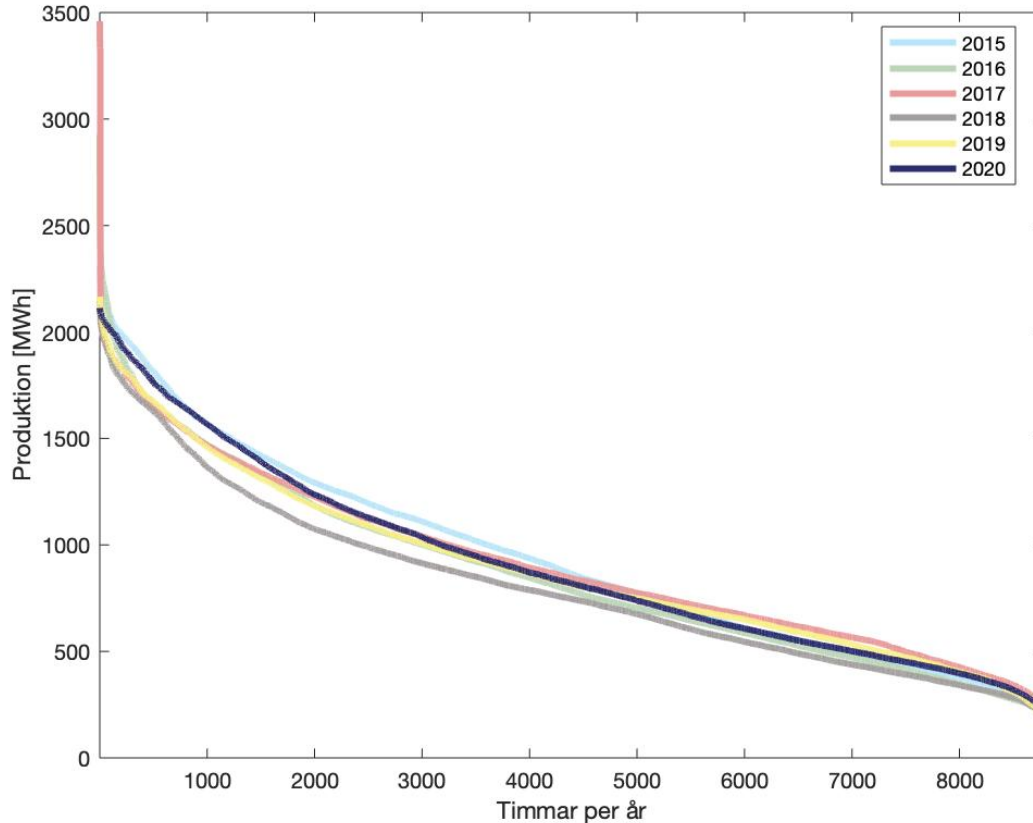
	Vattenkraft	Vindkraft	Solkraft	Kraftvärme	Kärnkraft
Installerad effekt [GW] [74]	16.3	8.9	0.7	4.6	7.7
Elmixens andelar [%] [44]	46	17	3	4	30
Tillgänglighetsfaktor [%] [31]	87	12	0	74	90

Tabell 3.5: Utbudet och efterfrågan av fjärrvärme och termisk effekt i Malmös fjärrvärmenät.

Utetemperatur i Malmö 1990:2020 [C] [77]	[-21.8, 32.7]
Maximalt termiskt effektsbehov i Malmö [MW_{TH}]	[0, 1110]
Termiskt effektutbud i Malmö 2018 & 2020 [MW_{TH}] [47]	[0, 783]
Fjärrvärmeproduktion i Malmö 2018 & 2020 [TWh_{TH}] [47]	[2.11, 2.31]
Fjärrvärmebehov i Malmö [TWh_{TH}]	[1.30, 2.55]
Timmar om året som värmebehovet överstiger maximal produktion	22

Tabell 3.6: Utbudet av tröghet i det nordiska nätet år 2020, och medelvärdet för den svenska tröghetskonstanten.

Rotationsenergi i det nordiska systemet 2020 [GWs] [23]	[135, 256]
Årsmedelvärde för tröghetskonstanten i Sverige år 2020 [s]	4.07



Figur 3.4: Varaktighetskurva för kraftproduktionen i SE4 mellan 2015 och 2020. [65]

Diskussion:

På årsnivå är Sverige en nettoexportör av el, det vill säga att mer el produceras än vad som konsumeras inhemskt. Detta syns i, *Tabell 3.3*, där resultaten från *Modell 2* presenteras. På säsongs- eller timnivå kan dock underskott av tillgänglig effekt dyka upp. I regel produceras mest el i norra Sverige, och mest el konsumeras i södra Sverige. Att uppskatta risken för effekt- och kapacitetsbrist var inledningsvis i fokus för arbetet, men visade sig snabbt vara för svårt att genomföra. Två huvudsakliga anledningar stjälpde beräkningarna. För det första visade det sig att datan över producerad el mättes från produktionssidan, det vill säga mängden energi som tillförs till elnätet, medan data över konsumerad el mättes från lastsidan, det vill säga mängden energi som tas ut ur elnätet. Däremellan finns det en icke-försumbar mängd el som försvinner i form av överföringsförluster, och påverkar resultatet. För det andra var det omöjligt att i efterhand veta vilken tillgänglig produktionskapacitet som har funnits i varje tidssteg. Det framgick inte av datan hur mycket tillgänglig effekt eller importkapacitet som inte användes. Ett försök att uppskatta överföringsförlusterna, och mängden tillgänglig kapacitet hade resulterat i en avsevärd osäkerhet. På grund av detta har riskerna att kapacitet- och effektbrist uppstår inte uppskattats kvantitativt, men då bristerna noteras med jämna mellanrum framgick det att ny kraftproduktion i lokalområdet hade varit gynnsamt.

Ett effektivt verktyg för att minska risken för effektbrist är att utöka utbudet av tillgänglig effekt. Tillgänglig effekt är den uppskattade mängd effekt som finns tillgängligt när den behövs som mest, det vill säga topplasttimmen, och beräknades som produkten av kraftverkets installerade effekt och en tillgänglighetsfaktor. Tillgänglighetsfaktorn var ett index, mellan 0 och 1, som varierar från kraftverk till kraftverk. Den varierar kraftigt mellan olika kraftslag, och intermittenta kraftslag har en lägre tillgänglighet än

planerbara. Att bygga ett litet kraftvärmeverk kan därför tillföra lika mycket tillgänglig effekt som en betydligt större vindkraftpark, på grund av tillgänglighetsfaktorn.

I *Tabell 3.5* framgår det att det stundtals kan uppstå underskott av termisk effekt, och fjärrvärme lokalt. De uppskattade maximala behoven av eleffekt och fjärrvärme överstiger det uppskattade utbudet med drygt 40 respektive 10%. Detta tyder på att kraftvärmeverkets 200MW_{TH} termiska effekt, och omkring 1TWh_{TH} årliga fjärrvärmeproduktion hade varit ett välkommet bidrag till Malmö. Effektsbidraget hade varit avgörande under kalla vinterdagar i form av spetslast, och fjärrvärmebidraget hade kunnat hjälpa till att effektivt sänka värmepriserna för skåningarna. Genom att säkerställa tillgången på förnybar fjärrvärme, sjunker dessutom behovet av el i värmesammanhang. Ett utvecklat fjärrvärmenät, med låga priser för konsumenterna kan dessutom leda till att fler hushåll överger direktverkande el, vilket hade haft en positiv effekt på miljön.

Det är lätt att dra paralleller mellan kraftvärmeverket i rapporten, och Öresundsverket som återupplivades under 2009, för att åter stängas igen 2017. Det naturgaseldade kraftvärmeverket var avsett att fungera som baslast för fjärrvärmeproduktionen, och som elektrisk spetslast. Även om både fjärrvärme- och elproduktionen var mycket eftertraktad tvingades Uniper att stänga verket efter knappt 9 år, på grund av bristfällig lönsamhet [87].

Även om kraftverket i rapporten hade fyllt en liknande roll som Öresundsverket hade under 2010-talet, finns det några tydliga skillnader. Fossil kraftproduktion var kontroversiell redan under 2009, och var svärförenlig med den svenska miljöpolitiken. Förutom politiskt motstånd har fossil kraftproduktion dessutom andra förutsättningar än förnybar produktion. I skrivande stund debatteras huruvida kraftvärmeverk som drivs av förnybart bränsle ska omfattas av EUs handel med utsläppsrätter. I över 10 år har kraftvärmeverk med installerad effekt över 20 MW omfattats av handeln, men tilldelats gratis utsläppsrätter [26]. Sedan den 25 februari 2021 har EU beslutat om att helt förnybara anläggningar inte ska få tilldelas gratis utsläppsrätter [34]. Detta kan anses kontraproduktivt, då fossila kraftvärmeverk fortsatt kommer tilldelas utsläppsrätter. Om inga nya direktiv ges kommer därför driften av förnybara kraftvärmeverkt öka drastiskt. Kontroversen ger dock sken av att biomassa-anläggningar kan komma att exkluderas från handeln av utsläppsrätter. Dessutom kan det finnas högre driftskostnader kopplade till fossileldad kraftvärme, i form av avgasrening och dylikt, jämfört med förnybar produktion.

Från *Tabell 3.5* framstår det som om att det finns ett stort underskott av termisk effekt och fjärrvärme lokalt, då det maximala effektsbehovet överstiger utbudet med drygt 40%, och det årliga värmebehovet överstiger utbudet med drygt 10%. Det finns flera anledningar till detta upplevda underskott i fjärrvärmenätet, och förklaringen återfinns i uträkningarna.

Det tillgängliga termiska effektsutbudet har uppskattats genom att jämföra aktuell fjärrvärmeproduktion med utetemperatur. Här har antagandet gjorts att värmeproduktionen vid den kallaste timmen under 2018 och 2020 motsvarar maximal fjärrvärmepotential. Behovet av fjärrvärme har linjäriserats kring den kallaste timmen 2020, för att erhålla ett schablonmässigt värde på fjärrvärmebehov i MW_{TH} per utetemperatur i grader C. Detta värde har därefter multiplicerats med data om utetemperatur i Malmö under perioden 1990 till 2020. Föga förvånande fanns det under den 40-åriga perioden både varmare och kallare timmar än under enbart 2020, vilket gjorde att intervallet över värmebehovet blev brett. Detsamma gäller det årliga behovet av fjärrvärme, som uppskattades genom att beräkna och summera värmebehovet i MW_{TH} på timnivå. Trots denna osäkerhet i värmebehov och utbud, framgår det tydligt att kraftvärmeverkets 200MW_{TH} termiska effekt, hade varit en värdefull resurs för spetslasten. Under vintertid hade det utökade kraftvärmebidraget kunnat hjälpa till att sänka fjärrvärmepriset för skåningarna. Under särskilt kalla stunder kan kraftverket vara helt avgörande för att säkerställa att alla anslutna hushåll får den värme som efterfrågas.

Slutsats:

Det är svårt att noggrant kvantifiera Malmös behov av att kraftvärmeverket byggs. Dels för att behovet av kraft- och värmeproduktion varierar från år till år, och dels för att samma produktion hade kunnat

erhållas från annan infrastruktur. Faktumet att det inom en snar framtid kommer behövas mer planerbar kraftproduktion, och systemtjänster i Malmö är trots det uppenbart. Att kraftverkets produktion hade varit viktig för Malmö syns i *Tabell 3.3* i och med att mängden tillgänglig effekt är lägre än det högsta uppskattade effektbehovet.

Det finns en viss osäkerhet i beräkningen av fjärrvärmebehovet i Malmö, som nämnts tidigare. Denna felmarginal gör det svårare att påvisa att fjärrvärmebehovet kommer att öka lokalt i framtiden. För att minimera belastningen på miljön kopplad till uppvärmning av bostäder är fjärrvärme ett avgörande verktyg. Andra aktuella miljöåtgärder är bland andra energieffektiviseringar, bättre isolerade byggnader, och vattensparande munstycken. Dessa åtgärder kan komma att minska värmebehovet successivt. För att Malmö ska kunna växa, och för att fler hushåll ska kunna använda fjärrvärme kommer dock systemet behöva utvidgas. Mycket pekat därför på att fjärrvärmeproduktionen kan komma att öka för att möta morgondagens behov.

3.2.2 Modell 2.2 - Behov & utbud i framtiden

Modelleringen av hur lokalområdet har sett ut tidigare bygger på data, och kan relativt enkelt användas för att dra slutsatser om vilka problem som finns idag. För att modellera hur lokalområdet kommer att se ut, och vilka problem som kan finnas i framtiden krävs istället prognoser. På grund av att elsystemets samhällsviktiga funktion, finns det mycket som kan påverka hur systemet kommer att utvecklas. Både ekonomiska och politiska beslut kan komma att forma morgondagens elsystem. För att bäst representera detta breda utfallsrum krävs flera verklighetsförankrade framtidsscenario, för att bäst representera hur elsystemet kan komma att utvecklas.

Syfte:

Syftet med delmomentet är att uppskatta vilka behov, och vilket utbud, med hänsyn till nyckeltalen i fokus, som kommer att finnas lokalt i framtiden. Målet är inte att ge ett enskilt svar, utan istället att presentera ett utfallsrum som visar inom vilka intervall utbud och efterfrågan kan finnas i.

Metod:

Delmodellen bygger på att det kvantifierade behovet och utbudet som finns i lokalområdet idag, ska extrapoleras till år 2040. För att få en uppskattning om utfallsrummet i framtidsprognosen kommer tre framtidsscenario att användas. De olika fallen motiveras av olika politiska agendor, vilket representeras i de olika vägval som tas fram till år 2040. De tre fallen kallas i rapporten för "Business as usual", "Regeringens beslut om 100% förnybart elsystem med låg elektrifiering", och "Regeringens beslut om 100% förnybart elsystem med hög elektrifiering". Senare i rapporten förkortas dessa som "Bas", "Låg", och "Hög". För enkelhetens skull har framtidsscenario tagits från andra rapporter i ämnet.

"Business as usual" - Bas:

Scenariot grundar sig i "referensscenariot 2040" från Svenska Kraftnäts rapport Långsiktig marknadsanalys 2018 [42]. Kännetecknande för scenariot är att den nuvarande investeringstakten i elsystemet håller i sig från idag till år 2040. Det årliga elbehovet förväntas uppgå till 164 TWh/år. Kärnkraften avvecklas av ekonomiska skäl vid slutet av dess ekonomiska livstid. Vattenkraften uppgraderas när dess livstid löpt ut, men nya åar och vattendrag exploateras inte. Vindkraft uppgraderas efter utrunnen livstid, och ny vindkraft installeras enligt marknadsmässiga villkor med hjälp av riskkapital. Solceller byggs i huvudsak ut på hustak till privata bostadshus och kontor. Sverige gör ingen ansats att nå målet att ha ett 100% fossilfritt elsystem, innan år 2030 som är planerat.

"Regeringens beslut om 100% förnybart" - Låg:

Scenariot bygger på "vindscenariot" från Energimyndighetens rapport "100 procent förnybar el - Delrapport 2" [16]. Kännetecknande för scenariot är att diverse politiska beslut tas för att målet om ett

“100 procent förnybart elsystem” ska uppnås till år 2040. Det årliga elbehovet förväntas uppgå till 160 TWh/år. Utbyggnader i elsystemet drivs på av elektrifieringen av samhället. Kärnkraften kan komma att avvecklas tidigare, på grund av att riktat stöd och subventioner gör den mindre lönsam. Tekniska framsteg gör att nuvarande vattenkraft kan bytas ut mot mer effektiv. Vindkraften utvecklas snabbt, som en följd av förkortade tillståndprocesser. Solceller installeras på privata hustak, men på grund av ett lägre generellt elpris finns det färre anläggningar än i bas-fallet.

“Regeringens beslut om 100% förnybart” - Hög:

Det tredje scenariot bygger på framtidsprognosen “förnybart centraliserad” från NEPP’s rapport Färdplan fossilfri el [31]. Kännetecknande för scenariot är att målet om ett 100% förnybart elsystem, med marginal, ska uppnås innan 2040. Det årliga elbehovet förväntas uppgå till 185 TWh/år. Utbyggnader i elsystemet går i bräschen för, och driver på, elektrifieringen av samhället ytterligare. Ett överskott av billig förnybar el uppmuntrar industrier att elektrifieras i förtid. Kärnkraften avvecklas av ekonomiska skäl, och detta kan ske tidigare än i bas-fallet. Vattenkraften både utvecklas och uppgraderas. Subventioner och ekonomiska styrmedel gör vindkraften konkurrenskraftig. Både statliga och privata vindkraftparker byggs. Förutom privata solcellsanläggningar byggs en rad större statliga solcellsparker. Låga elpriser gör att kraftvärmen enbart utgör spetslast, och värmeproduktion.

Resultat:

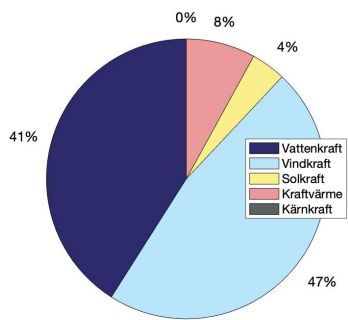
Framtidsprognosen för lokalområdet har gjorts utifrån samma förutsättningar som den nutida uppskattningen. Storheterna har tagits fram för att kunna jämföra framtidsprognoserna med dagsläget, men även för att belysa kraftverkets roll i elsystemet i framtiden. Storheter som rör produktion respektive konsumtion av el, fjärrvärme, och systemtjänsterna har listats i *Tabell 3.7*. Storheter som rör elmixens olika kraftslag finns listade i *Tabell 3.8*, och visualiserade i graferna *Figur 3.5* och *Figur 3.6*. En uppskattning av tröghetskonstanten ges i *Tabell 3.9*.

Tabell 3.7: Utbud och efterfrågan av el och effekt i Sverige under 2040, enligt de tre framtidsfallen. “Effektbehovet” motsvarar topplasttimmen, och är ett årligt maximum.

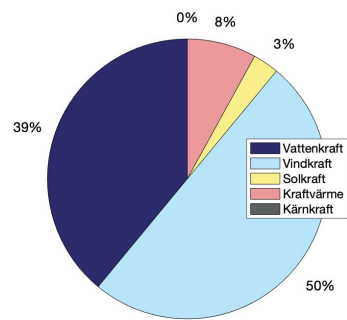
	Bas	Låg	Hög
Effektbehov Sverige [GW]	[21.7, 24.8]	[24.8, 27.9]	[27.9, 34.1]
Effektbehov SE4 [GW]	[0.54, 5.70]	[0.62, 6.42]	[0.69, 7.84]
Tillgänglig effekt Sverige [GW]	22.6	22.3	24.4
Producerad el Sverige [TWh/år]	174	180	190
Producerad el SE4 [TWh/år]	8.7	9	9.5
Elanvändning Sverige [TWh/år]	164	160	185
Elanvändning SE4 [TWh/år]	28.7	28	32.4

Tabell 3.8: Skillnader i den svenska elmixen år 2040 mellan de tre olika framtidsscenariona. Skillnaderna mellan de tre olika framtidsscenariona har visualiserats i *Figur 3.5* och *3.6*.

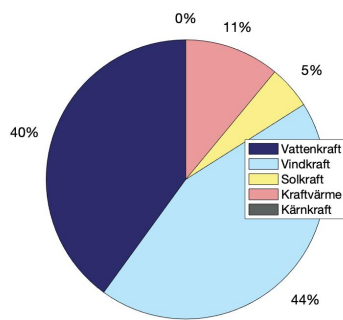
	Bas	Låg	Hög
Andelar av total elproduktion [%] [Vatten, Vind, Sol, Kraft, Kärn]	[41, 47, 4, 8, 0]	[39, 50, 3, 8, 0]	[40, 44, 5, 11, 0]
Installerad effekt [GW] [Vatten, Vind, Sol, Kraft, Kärn]	[16.3, 24.7, 7.38, 4.45, 0]	[17.5, 27, 5, 5, 0]	[19.5, 35.5, 5.5, 4.3, 0]



(a) Bas

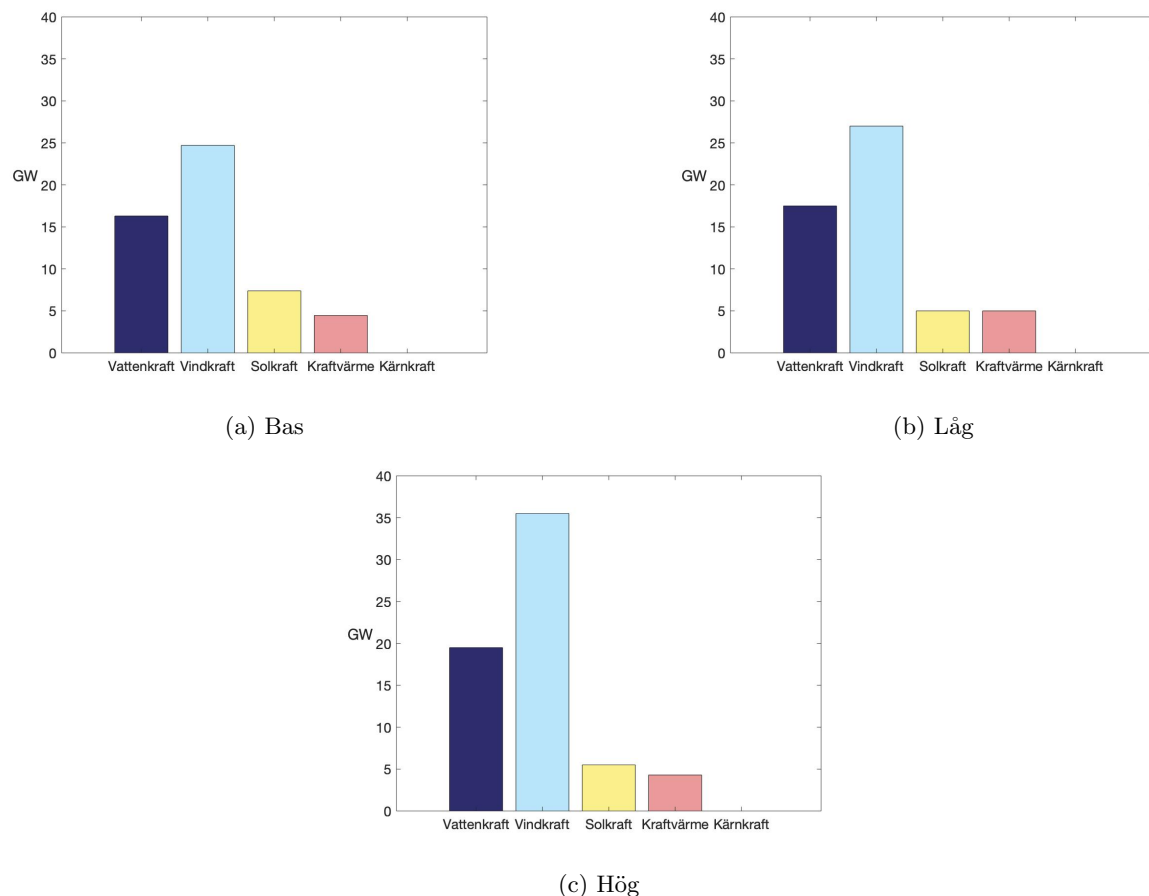


(b) Låg



(c) Hög

Figur 3.5: Den svenska elmixen år 2040 i de tre olika framtidsprognoserna.



Figur 3.6: Installerad effekt i GW för det svenska elsystemet i de tre framtidsprognoserna.

Tabell 3.9: Årsmedelvärde för tröghetskonstanten i Sverige år 2040, uppskattat för de tre olika framtids-scenarierna.

	Bas	Låg	Hög
Årsmedelvärde för tröghetskonstanten i Sverige år 2040 [s]	2.08	1.99	2.13

Diskussion:

Att uttala sig om framtiden är självfallet ingen lätt uppgift, men genom att undersöka rapporter från olika experter kan vissa trender urskiljas. I samtliga framtids-scenarierna förväntas den inhemska elkonsumtionen öka kraftigt som en följd av elektrifiering av flera energikrävande sektorer. Bland annat elektrifiering av transportsektorn, och satsningar på fossilfritt stål, cement, och pappersmassa spås resultera i stora elbehov. Dessutom kommer det krävas ny kraftproduktion som ersätter kärnkraften i takt med att denna avvecklas. För att tillhandahålla all den elen, och förbli en nettoexportör av el måste mycket svensk elproduktion byggas.

Med all rätt finns en stor tillit till att en utökad vindproduktion kan generera stora mängder förnybar el på årsnivå. Nordisk vindkraft är redan idag lönsam, och den lockar många utländska investerare [52]. Den svenska vindkraften förutspås utgöra knappt hälften av den svenska kraftproduktionen till år 2040 i samtliga scenarier, vilket kan jämföras med de blygsamma 17 procenten som den står för idag [29]. Det som oroar många experter är dock mängden tillgänglig effekt, och utbudet av systemtjänster, som

riskerar att försvinna i ett helt förnybart elsystem.

Den tillgängliga effekten i det svenska elsystemet förutspås vara nästintill konstant till år 2040, trots att den årliga elproduktionen ökar under perioden. Detta beror på att den tillgänglighet som försvinner i och med att kärnkraften avvecklas, ersätts av vindkraft, solexel, och kraftvärme. De intermittenta kraftslagen har en lägre tillgänglighet jämfört med kärnkraften, vilket gör att risken för effektbrist riskerar att kvarstå. I "Bas"-scenariot, där elanvändningen och maxlast är som lägst är därför risken för effektbrist också lägst. I "Hög"-scenariot är elproduktionen och maxlasten som högst, vilket gör att risken för effektbrist är som högst.

Det finns flera sätt att motverka effektbrist. Det kan till exempel göras genom att antingen öka utbudet av tillgänglig effekt, eller att sänka behovet av effekt temporärt. Det förre går att lösa genom att bygga mer planerbar kraftproduktion, till exempel i form av kraftvärme, och det senare genom att införa olika sorters flexibilitetsmarknader. Med en "smartare" användning av el som resurs kan elbehovet minska, och elsystemets utnyttjandegrad öka. Exempelvis kan vissa industrier tidigare-, eller senarelägga icke-essentiell last för att inte spä på effektsunderskottet. Detta resulterar dels i lägre effektbehov, men dessutom att industrin i fråga kan konsumera el när priset är lägre. Automatisk schemaläggning av last kan dels minska effektbehovet i samhället, och dels resultera i lägre elpris för konsumenten. Genom att reglera både produktionen och lasten kan elsystemet användas mer effektivt, vilket resulterar i lägre och färre toppar i lastkurvan, vilket i förlängningen ger lägre systemkostnader.

När elsystemet gradvis utvecklas till helt förnybart blir de frekvensreglerande systemtjänsterna allt mer viktiga. Samtidigt sjunker mängden synkron svängmassa i systemet, i samband med att kärnkraften avvecklas. En uppskattning av mängden svängmassa i det svenska elsystemet idag, och i framtiden, visar att årsmedelvärdet av tröghetskonstanten nästintill halveras i alla tre framtidsscenario (se *Tabell 3.9*). "Låg"-scenariot har den högsta andelen vind- och solexel i elmixen, vilket resulterar i att svängmassan är som lägst. Även om syntetisk svängmassa från vindkraftverk diskuteras flitigt i media är det inget som används i större skala idag [61]. Detta beror mycket på att syntetisk svängmassa kräver nedreglering av vindkraftverkets produktion, något som i bästa fall kan ses som en begränsning av den förnybara produktionen, och i sämsta fall som kontraproduktivt. Det kan därför ses som optimistiskt att räkna med syntetisk svängmassa som frekvensreglerande systemtjänst. Det bästa sättet att tillföra svängmassa i ett förnybart elsystem är därför via vattenkraft, kraftvärme, eller från externa synkronkompensatorer.

Elsystemets välmående, likaväl som kärnkraftens framtid, diskuteras flitigt både bland experter och i media. Följaktligen finns det många prognoser över hur elanvändningen, och elproduktionen kommer att se ut i framtiden. För att belysa att det finns flera vägar för det svenska elsystemet att gå i framtiden, har därför tre olika framtidsscenario undersökts i den här rapporten. De tre rapporterna som står till grund för prognoserna har olika författare, för att minska inverkan av underliggande bias och agendor. Både Svenska Kraftnät [46] och Energimyndigheten [55] är statliga myndigheter, och NEPP [56] är ett internationellt forskningssamarbete om det nordiska elsystemet. De borde därför inte ha ett vinstintresse eller bias som stör beslutsfattandet.

Slutsats:

I alla tre scenarion finns det mindre tillgänglig effekt än det högsta uppskattade effektbehovet. Detta gäller både på nationell, och regional nivå, och underskottet är som störst i scenariot Hög. Mer planerbar kraftproduktion är därför välkommet, särskilt i scenarion med en hög andel intermittent kraftproduktion.

Det kan bli svårt att tillföra systemtjänsterna som efterfrågas lokalt om inte kraftvärme byggs ut. Skånes geografiska förutsättningar gör att kraftvärme, eller synkronkompensatorer, kan vara effektiva metoder att tillföra synkron svängmassa. I scenarion med låg andel kraftvärme blir bristen på svängmassa som störst, vilket gör att kraftverket är som viktigast i dessa scenarion.

Det är svårt att uppskatta vilket av de tre framtidsscenario som är mest realistiskt. Vilken väg som det svenska elsystemet kommer ta till år 2040 beror till hög grad på politiska beslut. Svängande opinion,

andra regeringskonstellationer, eller nya EU-direktiv kan över en natt förändra spelreglerna för elsystemet. Ju mer kritiska problemen i elsystemen blir, desto kraftigare åtgärder kommer beslutsfattare att behöva ta. Detta belyser vikten av att implementera långsiktigt hållbara regler i elsystemet snarast möjligt.

3.3 Modell 3 - Alternativ till kraftvärme

Från den första delmodellen vet läsaren hur mycket kraftverket kan producera kvantitativt, och från den andra delmodellen ges en uppfattning om vilken resurs kraftverket hade tillfört till lokalområdet. Den tredje delmodellen har undersökt vilka alternativ som hade genererat samma resultat som, och därför skulle kunna ersätta, kraftverket. Denna jämförelse har gjorts för att ge läsaren en teknikneutral bild av kraftvärmeverkets samhällsnytta.

Syfte:

Syftet med delmomentet är att komplettera kraftvärmeverkets kontext. Genom att undersöka vilka alternativ som producerar samma volymer som kraftverket, kan olika förnybara kraftkällor jämföras. Än en gång ligger fokus på produktionens nyckeltal, för att göra jämförelsen mellan olika kraftslag så rättvis som möjlig. Målet med delkapitlet är att ge läsaren en bild av vilka för- och nackdelar som finns med olika infrastrukturlösningar, och hur lokalrådets problem bäst kan lösas.

Metod:

Genom att lista nyckeltalen från produktionen i *Modell 1*, har kraftvärmeverkets bidrag kvantifierats. Alternativet till kraftvärmeverket är en kombination av infrastruktur, som på årsbasis genererar samma produktionsvolymer. För att göra en teknikneutral jämförelse som ska kunna representera tidsintervallet fram till 2040, har två olika kombinationer av infrastruktur ställts mot kraftvärmeverket. De två kombinationerna är en nutida, och en framtida lösning. Den nutida lösningen består av teknik som finns kommersiellt tillgänglig idag. Den framtida lösningen består av teknik som av olika anledningar inte är kommersiellt tillgängliga idag, men som visar stor potential.

Resultat:

Kraftvärmeverkets produktion från *Model 1* har listats i *Tabell 3.10*, tillsammans med alternativ infrastruktur som hade kunnat leverera liknande årlig produktion.

Tabell 3.10: Nyckeltal för kraftvärmeverket, och förslag på annan förnybar infrastruktur som hade kunnat producera samma volymer.

	Kraftvärmeverket	Nutidslösningen	Framtidslösningen
Elproduktion [GWh/år]	[230, 450]	[25, 50] st vindkraftverk á 3MW [13]	[5, 10] st vindkraftverk á 15MW [90]
Tillgänglig effekt [GW]	63	[200, 250] st Northvoltbatterier [67] [65, 80] MWh	[11000, 14000] st Nissan Leaf i V2G-nät [57] [550, 700] MWh
Värmeproduktion [GWh _{TH} /år]	[995, 1250]	4 st Geotermiska kraftverk á 50 MW _{TH} [4]	73 st Mataffärens [50kW/0.45GWh] [25] & [200, 325] Serverhallars [600kW/8.5GWh] spillvärmebidrag [24]
Termisk effekt [MW _{TH}]	200		
Tröghetsbidrag [MWs]	255	1 ABB synkronkompensator [1]	1160 st Northvoltbatterier [67]
Reaktiv effekt [Mvar]	±25		375 MWh

Diskussion:

I nutidslösningen ersätts kraftvärmeverkets elbidrag, tillgänglig effekt, och årlig elproduktion, med vindkraftverk och stationära batterier. Vindkraft är ett av de billigaste förnybara kraftslagen [88], och då flera vindkraftparker under konstruktion drivs av privata företag kostar det inte skattebetalarna något [27]. Att resa vindkraftverk är dock inte helt problemfritt, och trots att det finns en stark opinion i samhället att producera mer förnybar kraft kan vindkraftprojekt stöta på motstånd från boende i lokalområdet.

Vindkraftens begränsade tillgänglighet kräver komplettering för att kunna ersätta kraftvärmeverket, vilket görs med stationära batterier. Batterier spås inom 2020-talet bli en mångmiljardindustri, och svenska

NorthVolt försöker gå i bräsch för utvecklingen [85]. Energilagret i batterier möjliggör att mer förnybar energi kan tas tillvara på, och eventuell överskottsproduktion kan användas vid effektunderskott. Förutom att tillföra tillgänglig effekt, höjer det verkningsgraden på den förnybara kraftproduktionen. Batteriproduktionen kräver dock stora mängder kritiska metaller som litium [21]. Brytningen av dessa är idag kontroversiell, då det i vissa fall kan spå på sociala och politiska oroligheter i instabila regioner.

Kraftvärmeverkets bidrag av termisk effekt, och årlig fjärrvärmeproduktion ersätts i nutidslösningen av geotermiska kraftverk. Analogt med bergvärme tar kraftverken tillvara på värme från berggrunden, och i dagsläget undersöker E.On med stöd av Energimyndigheten möjligheten att bygga geotermiska verk i Malmö [22]. Det kvarstår dock osäkerheter kring om tekniken kommer kunna skalas upp.

Systemtjänsterna synkron svängmassa och reaktiv effekt tillhandahålls i nutidslösningen av en synkronkompensator. Vid rätt spänningsnivå hade även batterierna kunnat tillföra systemtjänsterna. Synkronkompensatorn tillför de eftertraktade systemtjänsterna, utan att producera el. Det finns därför en synergieffekt i att investera i ett kraftverk som har potential att producera både el och systemtjänsterna.

I framtidslösningen ersätts kraftvärmeverkets elbidrag av vindkraftverk, och ett utvecklat "Vehicle-to-Grid"-system (V2G). Framtidens vindkraftverk är större och mer effektiva än nutida, vilket gör att färre turbiner krävs för att tillföra samma mängd el och effekt [89]. V2G-tekniken bygger på att parkerade elbilsbatterier kan användas kollektivt som ett energilagring [69]. Effektivt fyller V2G-nätet samma funktion som de stationära batterierna, men resulterar i en lägre systemkostnad i och med att infrastrukturen, det vill säga elbilarna, ägs av konsumenterna och inte av nätägaren. Nackdelen med V2G-systemet är dock att det dels krävs många deltagande enheter, för att den tillgängliga effekten ska bli tillräckligt stor, och en aggregator för att kollektivt koordinera laddningen av fordon.

Värmebidraget i framtidslösningen bygger på ett utbyggt spillvärmenät, där mataffärer, serverhallar, och andra energikrävande verksamheter kan sälja sin spillvärme till fjärrvärmenätet. En fördel med detta system är att värme som annars hade gått förlorad kan tas tillvara på. En annan är att infrastrukturen ägs privat, likt V2G-systemet, vilket kan resultera i en lägre systemkostnad för nätägare, och i förlängningen kunderna. Ett problem med tekniken är att all spillvärme inte nödvändigtvis har samma temperatur som resten av nätet. Värmeväxlare och annan utrustning i fjärrvärmenätet kan vara anpassad till ett specifikt temperaturintervall, vilket gör att värme med fel temperatur inte kan tas tillvara på i lika hög grad. En mer intuitiv begränsning av spillvärmelösningen är att alla värmekällor måste finnas geografiskt nära fjärrvärmenätet för att det ska vara lönsamt att koppla upp sig. Energiträvande verksamhet som fabriker och dylikt ligger ofta utanför stadskärnan, vilket försvårar möjligheten att bidra med spillvärme till fjärrvärmenätet.

I framtidslösningen tillhandahålls ingen synkron svängmassa, utan frekvensregleringen sköts av kraftelektronik. För att kunna tillföra samma mängd elektriska energi som rotationsenergin från synkron svängmassa krävs en hög uteffekt nästintill ögonblickligen. För att uppnå de hårt ställda kraven använder framtidslösningen ett utbrett batterilagring. De stationära batterierna i kombination med annan kraftelektronisk utrustning förväntas dessutom kunna tillföra reaktiv effekt till systemet. En fördel med batterisystemet är det stora energilagring som det medför. I kombination med V2G-nätet finns en samlad batteriresurs omkring 1 GWh. Med ett utvecklat system för stationära batterier i elsystemet kommer dessutom ett nytt användningsområde för de elbilsbatterier som uttjänat sin tekniska livslängd i ett fordon. På det sättet kan ett pensionerat elbilsbatteri få tjäna ett nytt syfte, genom så kallad second life [49]. Denna återanvändning är avgörande i en cirkulär ekonomi. Batterilagrets nackdelar är, precis som tidigare nämnts, att det med dagens mått mätt är en dyr teknisk lösning, som dessutom kräver stora mängder kritiska metaller.

Då elsystemets brister är synliga redan idag, framförallt i form av effekt- och kapacitetsbrist, krävs krafttag i nutid. Den framtidslösning som presenterats här bygger till viss del på infrastruktur som inte finns tillgänglig på kommersiell skala idag. Detta betyder dock inte att beslutsfattare kan skjuta upp insatser till dess att tekniken är här. Ett mer realistiskt scenario är att nutidslösningen hade implementerats idag, och att framtidslösningen hade fasats in i ett senare skede.

Rubriker om effektbrist och höga elpriser pryder ofta löpsedlar, vilket kan härledas till att många privatpersoner oroas över att tanken på höga kostnader. Naturliga följdfrågor är därför vem som ska bekosta de olika delarna av elsystemet, och hur stora kostnader som kommer att landa på skattebetalarna. Ju mer infrastruktur som kan tillhandahållas privat, desto mindre pengar måste välfärden skjuta till. För att privata aktörer ska tillhandahålla det som elsystemet efterfrågar, måste det finnas ekonomiska incitament som gynnar producenter. Ett exempel på sådana incitament är prissättning av, och ekonomisk ersättning för, tillhandahållna systemtjänster.

Slutsats:

Om valet står mellan att bygga kraftvärmeverket, nutidslösningen, eller framtidslösningen är det antagligen lättast och mest kostnadseffektivt att välja det första. Men på grund av elkrisens utsträckning hade inget enskilt alternativ själv kunnat lösa alla problem. Därför är all ny kraftproduktion, och nya tillförda systemtjänster välkomna. En kombination av olika åtgärder är antagligen att föredra före att välja endast ett kraftverk.

3.4 Modell 4 - Prissättning av systemtjänster

Från bakgrunden och tidigare delmodeller vet läsaren vilken roll systemtjänsterna spelar i elsystemet. Dessutom har ljus kastats över det faktum att behovet av vissa systemtjänster i elsystemet successivt ökar i det svenska elsystemet. För att tillgången också ska öka krävs nya ekonomiska incitament. Det är viktigt att se till vilken samhällsnytta tjänsterna bidrar med, och vilken alternativkostnad som kan tänkas uppstå i systemtjänsternas frånvaro. De två systemtjänsterna som har prissatts i detta delmoment är synkron svängmassa, och reaktiv effekt. Prissättningen har resulterat i en statisk och en dynamisk ersättningsmodell för vardera systemtjänst.

3.4.1 Modell 4.1 - Svängmassa

Synkron svängmassa, ofta benämnd rotationsenergi, underlättar balansuppgiften genom att motverka förändringen i frekvens som uppstår vid under-/överskott av momentan effekt. Vid elektriska fel, kan svängmassa hjälpa till att dämpa de transienter som en snabb obalans annars hade gett upphov till. Enkelt uttryckt resulterar en stor volym svängmassa i att elsystemet har mer tid på sig att anpassa sig till förändringar, och vice versa.

Transienterna hade kunnat motverkas med ett snabbt, och exakt effektsbidrag. Med huvudsakligen mekaniskt reglerad kraftproduktion är det svårt att snabbt kunna leverera det effektsbidraget som behövs, vilket gör att svängmassan är avgörande. Med hjälp av ett modernt batterilager och kraftelektroniska regler-system är det inte längre omöjligt att leverera hög uteffekt inom loppet av en sekund. Genom att göra antagandet att 1 Ws motsvarar "1 W under 1 sekund", kan svängmassa ersättas av tillgänglig effekt. Det möjliggör dessutom att svängmassa som frekvensreglerande resurs i framtiden skulle kunna ersättas av batterilager.

Svängmassa har under senare tid visat sig vara viktigt för elnätet framförallt under sommartid, när kraftproduktionen och därmed svängmassan i systemet når sitt minimum. Många röster höjs nu i media om att det finns för lite tröghet i nätet [59].

Syfte:

Syftet med delmomentet var dels att uppskatta värdet av svängmassan, och dels att ge ett förslag på hur svängmassan hade kunnat prissättas. Värderingen utgick ifrån den funktionalitet som svängmassan tillför. Prissättningen utgick ifrån en uppskattning av behovet av tröghet, och vilken alternativkostnad som riskerade att uppstå i dess frånvaro.

Metod:

Under de senaste åren har flera stora projekt påbörjats i Sverige, och runt om i världen med avsikt att tillföra mer svängmassa till systemet. Bidraget av svängmassa kommer i huvudsak ifrån synkronkompensatorer, antingen i form av återstart av avställda kraftverk, eller nya anläggningar.

Värderingen av svängmassa som resurs utgick ifrån den investeringskostnad som dessa projekt spenderat. Genom att jämföra kvoten mellan investeringskostnaden, och tröghetsbidraget har värdet av resursen uppskattas till ett intervall i enheten [SEK/Ws]. Genom att dividera denna kvot med anläggningarnas tekniska livstid gavs en uppfattning om värdet av tillgänglig svängmassa i enheten [SEK/Ws & år]. Ett statistiskt ersättningsalternativ hade kunnat bestå av att systemoperatören betalar en fast ersättning till tröghetsproducenter för att dessa alltid ska vara redo att leverera den svängmassa som nätet behöver. I det scenariot hade ersättningen kunnat utgöras av priset för tillgänglig svängmassa och betalas ut årligen.

Ett annat sätt att uppskatta värdet på svängmassan är att undersöka vilka merkostnader som hade uppstått om det saknas tröghet i systemet. Vid tillfällen där den synkrona svängmassan i systemet är för låg för att kunna begränsa det dimensionerande felet, måste TSO antingen snabbt tillföra svängmassa eller sänka det dimensionerande felet. Detta syntes hända under sommaren 2018, när Svk tvingade Oskarshamn kärnkraftverk att sänka sin uteffekt med 100 MW under flera perioder [86]. Genom att undersöka mängden el som gick förlorat, och multiplicera den med det aktuella spotpriset på el fås en uppskattning om värdet som gick förlorat under nedregleringen (se *Beräkning 3* i *Appendix*). Genom att undersöka mängden svängmassa som fanns i systemet innan, och under nedregleringen ges en uppfattning om vilken svängmassa som hade behövts för att undvika nedregleringen (se *Beräkning 4*). På detta sätt kan priset på svängmassan uppskattas som kvoten mellan värdet av den nedreglerade effekten, och mängden svängmassa som hade krävts för att förhindra nedregleringen. Denna ersättningsmodell ger ett dynamiskt pris, som likt spotpriset på el, ger en indikation till vilket utbud respektive efterfrågan av svängmassa (eller snabb frekvensreserv) som finns (se *Beräkning 8*).

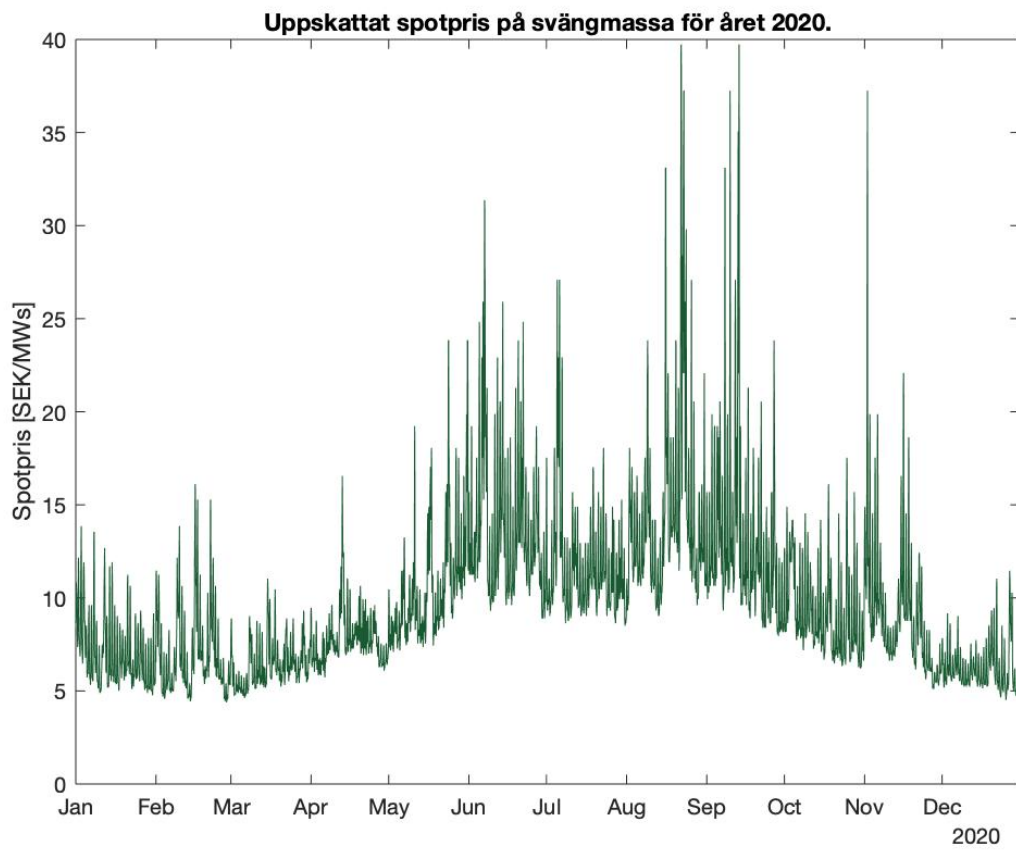
Resultat:

Resultatet av delmomentet består av dels en uppskattning av priset på svängmassa som passiv resurs, och dels av ett uppskattat spotpris på svängmassan. Det statistiska värdet presenteras i *Tabell 3.11*, och spotpriset i *Figur 3.7*.

Tabell 3.11: Uppskattning av värdet på synkron svängmassa som statistiskt resurs.

(*) Uppskattat värde.

	Liverpool - UK 2020	Geelong - AU 2021
Bidrag vid störning	12.5 GWs [80]	300 MW [68]
Investeringskostnad [MSEK]	3870 [80]	1360 [68]
Värde [SEK/MWs]	309.000	4.540.000
Livstid [år]	6 [80]	20 *
Värde/år [SEK/MWs & år]	51.500	227.000



Figur 3.7: Uppskattat spotpris på svängmassa i enheten för år 2020.

Diskussion:

Ett krympande utbud av synkron svängmassa är en ofrånkomlig konsekvens av att intermittenta kraftslag tar större marknadsandelar av elsystemet. Detta är inte något som är unikt för det nordiska elsystemet, utan syns över hela världen. I det brittiska elsystemet har TSO:n beslutat att 12.5 GWs ska tillföras till nätet under sex års tid [80]. Projektets kostar drygt 3.8 GSEK, vilket gör att det statiska priset på tröghet är drygt 50 kSEK/MWs & år. Under samma förutsättningar hade kraftvärmeverkets bidrag på 255 MWs värderats till 12.75 MSEK/år. Samma funktionalitet som svängmassan bidrar med kan, som nämnts i föregående stycken, tillföras av ett batterilager. I Australien är en batteripark med uteffekt på 300 MW under konstruktion [68]. Under förutsättningen att samma bidrag kan användas vid en störning hade detta motsvarat en resurs på 300 MWs. Projektet kostar en dryg miljard kronor, vilket ger en statisk kostnad på drygt 4.5 MSEK/MWs. Då det finns en viss osäkerhet i hur moderna stationära batterier åldras, är det svårt att uppskatta hur länge resursen kan användas i samma utsträckning. Räknar man med att batterierna kan leverera samma effekt under 20 års tid blir den statiska kostnaden 227 kSEK/MWs år, vilket är drygt fyra gånger högre än den brittiska lösningen. I framtiden kan batterier komma att bli billigare, och det spekuleras i om batterier från elektrifierade fordon kan användas stationärt efter deras fordon skrotats. Oavsett ursprung hade priset på stationära batterier behövt sjunka med tre fjärdedelar för att kunna utmana rotationsenergin som frekvensbevarande reserv.

Batteriparken ska preliminärt ha en uteffekt på 300 MW och ett energilager på 450 MWh. Om bidraget vid störning inte motsvaras av uteffekten, utan istället energilagret fås en helt annan resurs. Genom att multiplicera de 450 MWh med 3600 sekunder per timme blir resursen istället 1.62 TWs. I detta scenario hade värdet på resursen blivit ungefär 840 SEK/MWs respektive 42 SEK/MWs & år. I jämförelse hade de 120 GWs som det nordiska synkronnätet behöver kunna tillhandahållas av ett 34 MWh batteri. Hur batterier som frekvensbevarande resurs presterar, och på så sätt vilken uppskattning som är mest exakt, är svårt att bestämma. På grund av detta har det lägre värdet antagits.

Behovet av synkron svängmassa är inte konstant, utan det varierar under året. Under stunder då elproduktionen är som lägst, vanligtvis på sommaren, gör sig bristande tröghet påmind. Svängmassan används idag för att upprätthålla driftsäkerheten, genom att dämpa eventuella förändringar i frekvens som kan uppstå som följd av ett fel. För att klara det dimensionerande felet uppskattar NEPP att det behövs 90 GWs svängmassa för att undvika att frekvensen avviker med mer än 0.9 Hz [31]. Svk nämner att det finns en kritisk gräns vid 120 GWs synkron svängmassa där åtgärder behöver vidtas [58]. Åtgärderna som nämns är bland annat att sänka det dimensionerande felet genom att nedreglera den största producerande enheten i nätet. En kan spekulera om huruvida Svk hade tvingats göra ytterligare nedregleringar om svängmassan fortsatt att dala. När finska kärnreaktorn Olkiluoto-3 är i drift har den ett dimensionerande fel på 1400MW, och maxeffekt på 1600 MW, [8], och hade således också behövt regleras ned. Detsamma gäller diverse framtida HVDC-länkar, som planeras ha kapacitet på 1400 MW [66] [62]. Ytterligare nedregleringar, under 1300 MW, hade dessutom påverkat vissa norska vattenkraftverk [81].

Ett sätt att tillhandahålla svängmassa hade kunnat vara att resursen köps upp i form av bud, likt spotpriset på el. På så sätt hade producenter kunnat planera sin produktion, och getts valet att starta upp turbiner i god tid innan det att bristen på svängmassa blir akut. Det hade dessutom ökat lönsamheten för turbindrivna kraftslag, som kraftvärme, som har svårt att konkurrera med vindkraften. Ett marknadsmässigt pris för svängmassan hade kunnat baseras på det momentana behovet respektive utbudet.

En annan prismodell hade kunnat vara en kombination av rörliga, och konstanta tröghetsbidrag. Konstanta tröghetsbidrag hade kunnat komma från basproduktion, som åtar sig att tillföra en bestämd mängd svängmassa under förbestämda tider för en fast ersättning. Detta hade kunnat vara aktuellt för både vattenkraften, och större kraftvärmeverk, som är lätta att reglera. Kompletterande rörliga tröghetsbidrag hade kunnat komma från spetslast, och upphandlas som bud på en "day-ahead"-marknad. Denna modell hade kunnat passa batterilager, eller mindre kraftvärmeverk, som hade behövt mer framförhållning för att ställa om produktionen.

Både uppskattningen av behovet på, och värdet av, svängmassan är spekulativa. Uppskattningen bygger

på en förenklad modell av utbud och efterfrågan av svängmassan, och det kan finnas flera mer komplexa samband som påverkar prisbildningen. Den syntetiserade spotpriskurvan för svängmassa ska därför bara ses som en uppskattning.

Antagandet att 1 W under 1 sekund motsvarar 1 Ws fungerar bättre i teorin än i verkligheten. Kraftelektroniska frekvensreglerande åtgärder hade kunnat kräva kompletterande infrastruktur för att ersätta fysisk rotationsenergi. Till exempel kan spänningsnivåer, störningar, och frekvensavvikelse i elsystemet komma att behöva mätas snabbare och noggrannare för att batterierna ska kunna reglera frekvensen.

Slutsats:

Genom att införa en ersättningsmodell för kraftproducenter som tillför synkron svängmassa kan Svk säkerställa att rätt mängd svängmassa finns tillgänglig, utan att själva behöva tillföra denna. Alternativet är att Svk måste bygga egna synkronkompensatorer för att reglera svängmassan i nätet, något som antagligen kommer resultera i högre kostnader. Fast ersättning hade kunnat ges till baslastproducenter, och rörlig ersättning till spetslastproducenter.

3.4.2 Modell 4.2 - Reaktiv effekt

Reaktiv effekt kan användas lokalt för att reglera den relativa spänningsnivån i transmissionsnätet. Indirekt påverkar detta hur mycket effekt som kan överföras i ledningarna, vilket i sin tur påverkar import-/exportmöjligheterna av el. Importen av el är viktig i elområde 4 som i regel konsumerar mer el än som produceras.

Reaktiv effekt fick medial uppmärksamhet under sommaren 2020, när nyligen nedlagda Ringhals fick ta en reaktor ur pension för att kunna mata reaktiv effekt till nätet [60]. Räddningsaktionen var både dyr, Svk betalade 300 MSEK, och kommer inte att finnas tillgänglig i en framtid där all svensk kärnkraft är avvecklad.

Syfte:

Syftet med delmomentet var att kvantitativt uppskatta värdet av reaktiv effekt som resurs, och att ge ett förslag på hur den kan prissättas. Ekonomisk ersättning för bidragen reaktiv effekt kan ta en mängd olika former, men fokus har legat ligga på en statisk och en dynamisk ersättningsmodell.

Metod:

Runt om i Europa, och resten av världen, byggs anläggningar vars syfte är att tillföra reaktiv effekt till elnätet. Genom att undersöka kvoten mellan investeringskostnaden för projekten (SEK), och den tillförda kapaciteten (var) kan värdet på resursen uppskattas (SEK/var). Med ytterligare information om projektens livstid kan ett årligt värde av resursen uppskattas (SEK/var & år) (se *Tabell 3.12*). Ur värdet på resursen kan en statisk ersättningsmodell upprättas, där TSO betalar en fast årsavgift för att få ta över driften hos särskilda reaktiv effekt-producenter (SEK/var & år) (se *Beräkning 10 & 11*).

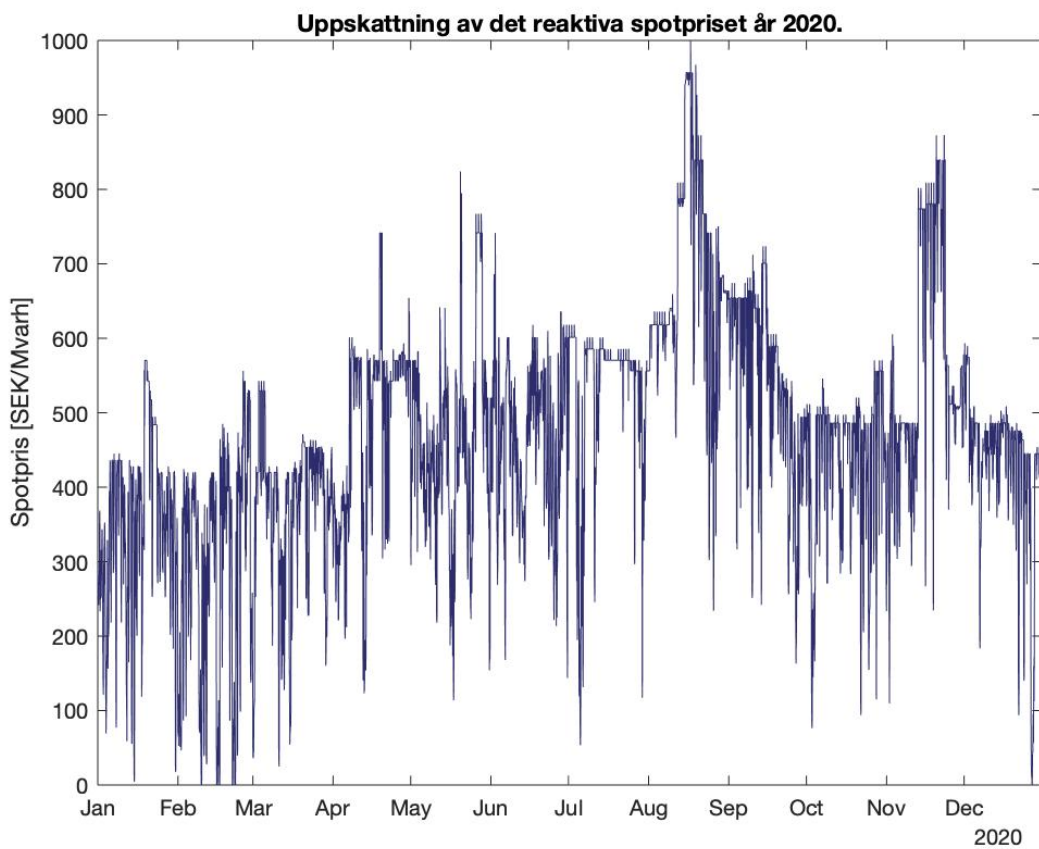
Genom att tillföra reaktiv effekt till elnätet kan den relativa spänningen i noden höjas. Om spänningen sjunker för lågt kan inte driftssäkerheten upprätthållas, och andelen importerad effekt måste strypas. Problemet kan uppstå i områden som har en hög elanvändning, och elimport i kombination med låg tillförd aktiv och reaktiv effekt. Vänder man på formuleringen kan fenomenet uttryckas som att reaktiv effekt möjliggör högre elimport under vissa tider på året. Genom att kvantifiera hur mycket mer el som kan importeras, per tillförd mängd reaktiv effekt, fås en dynamisk värdering av resursen. Värdet på resursen är proportionellt med produkten av mängden utökad importkapacitet (MW) och spotpriset i realtid (SEK/MW) (se *Beräkning 13*). Kvoten mellan värdet (SEK) och mängden tillförd reaktiv effekt (Mvar) gav ett marknadsmässigt realtidsvärde (se *Beräkning 12*). Ur värdet har en dynamisk ersättningsmodell upprättas, som liknar spotpriset på aktiv effekt. Producenterna kan i det här scenariot sälja reaktiv effekt till elnätet, och priset avgörs av utbudet och efterfrågan.

Resultat:

Resultatet av delmomentet består dels av en uppskattning av priset på reaktiv effekt som passiv resurs, och dels av ett uppskattat spotpris. Det statistiska värdet presenteras i *Tabell 3.12*, och spotpriset i *Figur 3.8*.

Tabell 3.12: Uppskattning av värdet av reaktiv effekt som resurs.

	Bjæverskov - DK 2013	Stenkullen - SE 2019	Liverpool - UK 2021
Reaktiv effekt [Mvar]	[-150, +250] [75]	[-200, +200] [41]	[-67, +67] [83]
Investeringskostnad [MSEK]	201 [18]	228 [70]	295 [82]
Värde [MSEK/Mvar]	0.5	0.57	2.2



Figur 3.8: Uppskattat spotpris på reaktiv effekt i elområde 4 för år 2020.

Diskussion:

Idag finns ett så kallat nollutbyte av reaktiv effekt i det svenska elnätet [6], det vill säga att SGUer inte förväntas ge upphov till någon reaktiv effekt. Det finns därför inte någon konkret öppen marknad för reaktiv effekt, som det gör för aktiv effekt. Tillskotten av reaktiv effekt upphandlas externt av Svk. Eventuella möjligheter att tillföra/dra reaktiv effekt i kraftverk tas därför inte tillvara på. Med den vetskapen kom det säkert som en chock för många att läsa att Svk betalade över 300 MSEK under sommaren 2020, för att den nyligen avställda Ringhals 1 skulle tillföra reaktiv effekt till elnätet [60]. Trots nollutbytet finns det ett växande behov av reaktiv effekt i det svenska elnätet, bland annat för att reglera den lokala spänningsnivån och på så sätt öka överföringskapaciteten i transmissionsnätet.

Underskott av reaktiv effekt är, precis som bristen på svängmassa, inte unikt för Sverige, och i elsystemet över hela Europa har projekt genomförts för att tillhandahålla mer reaktiv effekt. I *Tabell 3.12* listas tre europeiska projekt där synkronkompensatorer upprättats för att tillföra reaktiv effekt till elnätet. Det statistiska värdet på potentialen att tillföra reaktiv effekt uppskattas för projekten till mellan 0.5 och 2.2 MSEK/Mvar. Resursens värde varierar beroende på infrastrukturens förväntade livstid, och räknar man med att en livstid på mellan 20 och 50 år värderas de tre projekten till mellan 10 och 110 tkr/Mvar år. Kraftvärmeverkets reaktiva effekt på 25 Mvar hade med detta mått mätt varit värt mellan 0.25 och 2.75 MSEK/år.

Som i föregående delkapitel om svängmassa borde reaktiv effekt också kunna upphandlas i form av spotprisbud. Det marknadsmässiga värdet av reaktiv effekt varierar i realtid, och under tider med hög effektimport hade reaktiv effekt kunnat hjälpa till att reglera spänningsnivån lokalt, för att optimera importkapaciteten. Värdet på den tillförda reaktiva effekten korrelerar med värdet av den mängd importerade effekt som möjliggjorts av bidraget. Genom att låta kraftproducenter få upphandla reaktiv effekt i form av bud på en day-ahead-marknad kan rätt mängd tillhandahållas. Det ger dessutom ekonomiska incitament för producenter att ta vara på befintlig infrastruktur i större utsträckning, och kan i förlängningen höja lönsamheten av samhällsviktiga kraftverk.

En annan potentiell ersättningsmodell är en kombination av fasta och rörliga kontrakt för reaktiv effekt. Stora kraftverk hade kunnat erbjudas en fast ersättning för att tillhandahålla en förutbestämd volym reaktiv effekt under bestämda tider. Detta hade kunnat vara aktuellt för bland annat vattenkraftverk, eller större kraftvärmeverk. Rörliga kontrakt hade kunnat handlas upp i form av bud på en "day-ahead"-marknad, under stunder då behovet av reaktiv effekt är särskilt högt. Denna modell hade kunnat vara aktuell för spetslastproduktion, till exempel batteriparker, eller mindre kraftvärmeverk.

Slutsats:

Reaktiv effekt kan användas för att reglera den lokala spänningsnivån, vilket i förlängningen påverkar möjligheterna att importera el. Under tider med lokal effektbrist blir detta ännu viktigare. I ett allt mer intermittert elsystem ökar behovet av elimport, vilket gör att reaktiv effekt kan bli ännu viktigare.

Genom att införa en ersättningsmodell för reaktiv effekt redan idag, kan kraftproducenter göra nödvändiga förändringar för att kunna producera både aktiv och reaktiv effekt. Detta kommer att behövas ännu mer när kärnkraften fasats ut. Alternativet är att Svk installerar egna synkronkompensatorer, eller gör andra åtgärder.

3.5 Modell 5 - Progressiv drift

Då systemtjänsternas roll i elsystemet fått allt mer uppmärksamhet, är det av intresse att uppskatta kvantitativt vilka och hur mycket systemtjänster kraftvärmeverket kan tillhandahålla. I en hypotetisk framtid där handeln av systemtjänster liknar handeln av el, kan det uppstå tillfällen där det finns ekonomiska skäl att driva verket trots låga el eller värmepriser.

Syfte:

Syftet med delmomentet var att lägga till systemtjänster till optimeringsalgoritmen, och på nytt simulera produktionen under ett typår. Driftsparametrar om produktion och ekonomi har undersökts på timnivå under ett år, och sedan summerats till totalvärden. Resultatet har på så sätt visat dels årlig produktion, och dels säsongsvariationer i drift. De resulterande nyckeltalen har sedan använts som indata i den ekonomiska analysen.

Metod:

Delmodellen byggde till stor del på *Modell 1.1*, och produktionsoptimum uppskattades numeriskt i Matlab genom att styra mängden el, värme och systemtjänster som producerades. Genom att ladda in spotpriset för el, värme, och frekvensreserver, likaväl som de syntetiska spotpriskurvorna för tröghet, och reaktiv effekt, från *Modell 4.1* respektive *Modell 4.2*, i Matlab kunde algoritmen ta hänsyn till fler parametrar. Precis som i *Modell 1.1* uppskattades produktionsoptimum genom att algoritmen löste det linjära optimeringsproblemet, för årets alla timmar. Resultatet sparades än en gång ner i tabeller efter produktions-, och finansparametrar.

Resultat:

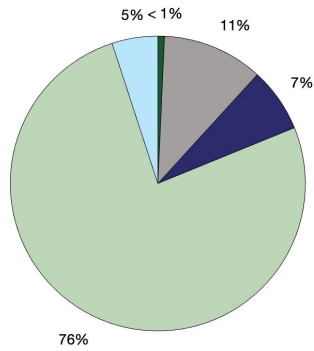
Kraftverkets simulerade produktion förändras när algoritmen även tar hänsyn produktionen av systemtjänster. Den sammanlagda produktionen från simuleringen finns listad i *Tabell 3.13*. Inkomsten från försäljningen av el, fjärrvärme, och systemtjänster finns summerad tillsammans med utgifter relaterade till produktionen i *Tabell 3.14*. Inkomsternas och utgifternas ursprung presenteras i *Figur 3.9* & *3.10*.

Tabell 3.13: Produktion från simulering av det “progressiva kraftvärmeverket” under typåret.

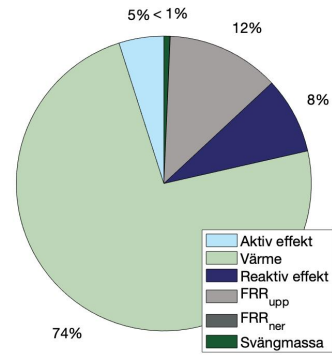
	El [GWh]	FRR _{upp} [GWh]	FRR _{ner} [GWh]	Reaktiv effekt [Gvarh]	Värme [GWh _{TH}]
Låga kostnader	207	287	0.51	213	1250
Höga kostnader	141	224	0.71	202	995

Tabell 3.14: Finansiella parametrar från simulering av det “progressiva kraftverket” under typåret.

	Inkomst [MSEK]	Utgifter [MSEK]	Drift- och underhåll [MSEK]	Vinst [MSEK]
Låga kostnader	1460	225	93.2	1140
Höga kostnader	1200	328	266	606

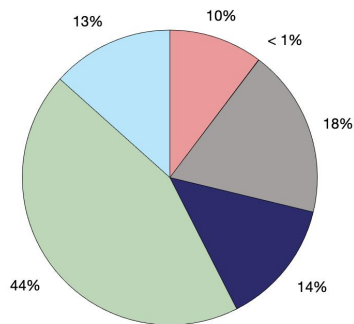


(a) Låga DoU-kostnader

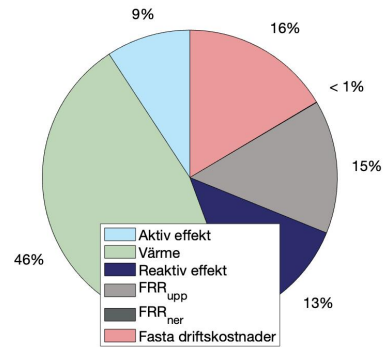


(b) Höga DoU-kostnader

Figur 3.9: Totala inkomster uppdelade efter källa, för de lägsta respektive högsta tänkbara driftskostnaderna.



(a) Låga DoU-kostnader



(b) Höga DoU-kostnader

Figur 3.10: Totala utgifter uppdelade efter källa, för de lägsta respektive högsta tänkbara driftskostnaderna.

Diskussion:

Resultatet från kraftverkets simulerade produktion visas i *Tabell 3.13*. Precis som för den konventionella driften producerade kraftvärmeverket mellan 995, och 1253 GWh_{TH} om året, beroende på hur höga driftskostnader en räknade med. Det som skilde driften från det progressiva kraftverket från det konventionella är den elektriska produktionen. Mängden el som producerades årligen i det progressiva verket var mellan 141, och 207 GWh, vilket är betydligt lägre än de 341 respektive 475 GWh som det konventionella verket producerade årligen. Denna skillnad kom från att det progressiva kraftverket sålde en del av elen som frekvensreserv, i form av FRR_{upp} eller FRR_{ner}, men också från att kraftverket stundtals ändrade effektfaktorn för att verket ska kunna tillföra reaktiv effekt till nätet. Den totala elektriska produktionen summerade till mellan 366 och 495 GWh för frekvensreserver och aktiv effekt, och mellan 202 och 213 Gvarh för reaktiv effekt årligen. Både produktionen av aktiv och reaktiv effekt är därför högre i det progressiva verket jämfört med det konventionella.

Kraftverkets utökade valmöjligheter inom produktion ledde till att det fanns fler timmar om året, då det var lönsamt att driva verket. Fenomenet beror mycket på att priset på frekvenstjänsterna, svängmassan, och den reaktiva effekten stundtals är högt. Detta resulterar i att simuleringen drev verket fler timmar i det progressiva jämfört med det konventionella scenariot. Den utökade produktionen, och de stundtals högre priserna, ledde till att det progressiva verket hade en högre inkomst än det konventionella. Detta ledde dessutom till att det fanns flera timmar under det simulerade året då det var lönsamt att driva kraftverket även om ingen värme produceras. Under sommaren var det ofta lönsamt att enbart producera el, något som inte var lika vanligt i det konventionella kraftverket.

De osäkerheter som fanns angående indata, var desamma för det konventionella och progressiva kraftverket. Dessa bemöttes än en gång genom att svepa driftskostnaden.

Slutsats:

När kraftverket gavs möjligheten att sälja den producerade elen som frekvensreserver, FRR upp/ner, ökade sannolikheten att det skulle vara lönsamt att driva verket. Detta är något som syns i resultatet *Tabell 3.13* i och med att det progressiva verket producerade ungefär 20 GWh mer aktiv effekt årligen än det konventionella verket. I och med att spotpriset på frekvensreserverna hade högre toppar än spotpriset på elen, kunde dessa 20 GWh resultera i en avsevärd extra inkomst. Då den producerade aktiva effekten hade en fast produktionskostnad, och antingen kan säljas som el, eller frekvensreserver, resulterade varje MWh frekvensreserv i en högre inkomst än om den hade sålts som el.

Produktionen av reaktiv effekt kan ske relativt enkelt genom att ändra den elektriska maskinens effektfaktor. Inom vissa gränser kan den reaktiva effekt produceras utan att produktionen av aktiv effekt påverkas. Incitamentet att producera reaktiv effekt är den inkomst som kraftverket får från att sälja effekten enligt det, i *Modell 4.2* syntetiserade, aktuella spotpriset på reaktiv effekt. Under det simulerade typåret producerades drygt 200 Gvarh oavsett vilken driftkostnad som användes. Vinsten från såld reaktiv effekt kunde därför ses som en bonus, mycket på grund av att den extra merkostnaden från produktionen var försumbar i jämförelse med inkomsten.

Synkron svängmassa tillförs till systemet så snart kraftverket är i drift. Inkomsterna kopplade till svängmassan, ungefär 50 kSEK/år, var dock försumbara i jämförelse med resten av inkomsterna, ungefär 1200 till 1500 MSEK/år. Trots det kan den ekonomiska ersättningen bidra till att mer svängmassa finns tillgänglig i elsystemet. För frekvensreserver, reaktiv effekt, och svängmassa gäller att om optimeringsalgoritmen ges fler alternativ kan inkomsten öka, men aldrig minska. Det progressiva kraftverket kommer därför i simuleringen alltid att ha ett lika bra, eller bättre, rörelseresultat som det konventionella.

3.6 Modell 6 - Ekonomisk analys

Avslutningsvis är det av intresse för läsaren att få veta hur lönsamt kraftvärmeverket är, och under vilka förhållanden som det är som mest, respektive som minst, lönsamt. Delmomentet knyter ihop arbetet, och resulterar i en serie av olika svar som syftar till lönsamheten under respektive förhållande. Förutsättningarna består av två huvudsakliga parametrar, vad får kraftverket betalt för, det vill säga med eller utan hänsyn till systemtjänster, och hur höga är driftskostnaderna. De binära förutsättningarna i kombination med låg respektive hög driftskostnad resulterar i fyra olika kombinationer, som lönsamheten beräknas för.

Syfte:

Syftet med delmomentet var att undersöka hur lönsamt kraftvärmeverket är under de olika förhållandena som har presenterats i rapporten. Dessutom har delmomentet belyst vilka förutsättningar som ger den högsta respektive lägsta lönsamheten. Avslutningsvis har delmomentet identifierat vilka parametrar som påverkar investeringsunderlaget som mest.

Metod:

För att undersöka lönsamheten i kraftverket har först kapitalvärdet för investeringen beräknats. Detta gjordes genom att diskontera alla betalhändelser som sker under kraftverkets livstid, och summera dessa. Om investeringen får ett positivt kapitalvärde betyder det att investeringen har genererat mer intäkter, än utgifter och att investeringen är lönsam. Analogt betyder ett negativt kapitalvärde att utgifterna överstiger intäkterna och att investeringen inte är lönsam. Indata för modellen var de finansiella parametrarna för kraftverkets utgifter, och inkomsten som beräknats från driftsimuleringarna i *Modell 1* och *Modell 5*. Den konventionella respektive progressiva inkomstmodellen kommer att resultera i varsin kapitalvärdeanalys.

Efter att kapitalvärdet har beräknats för kraftverket har investeringens pay-back-tid beräknats. Pay-back-tiden motsvarar den tid det tar för kraftverket att tjäna in den grundinvestering som gjorts i projektets början, och kan beräknas med eller utan hänsyn till investeringsräntan. Pay-back-tiden både med och utan hänsyn till räntan har beräknats för både den konventionella och progressiva driften, vilket resulterade i fyra olika investeringsunderlag.

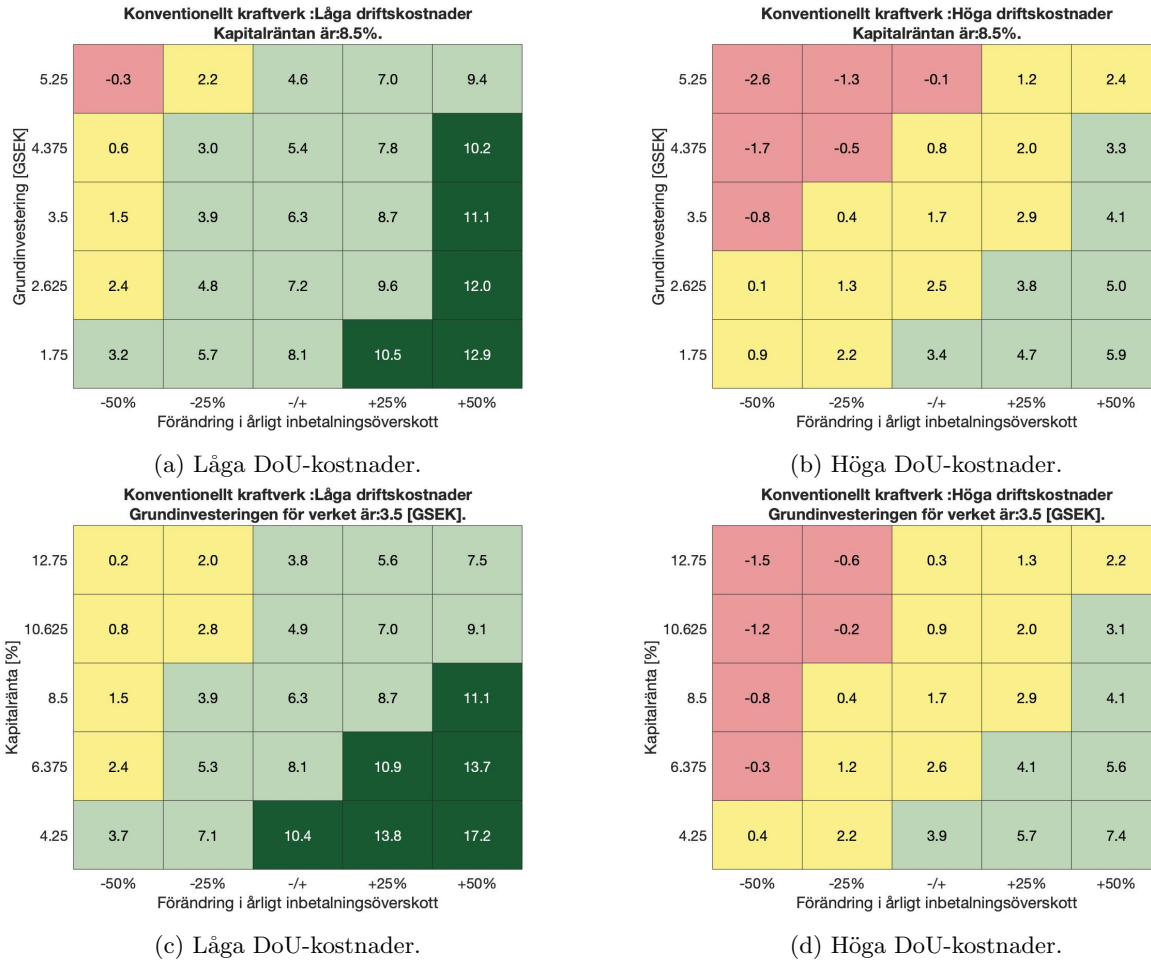
Avslutningsvis har de finansiella parametrarnas påverkan undersökts i en känslighetsanalys. Både pay-back-tiden och kapitalvärdet påverkas kraftigt av det årliga inbetalningsöverskottet, räntesatsen, och grundinvesteringen. För att kunna göra ett mer robust investeringsbeslut måste lönsamheten undersökas för det scenario där någon av parametrarna avvikit från väntevärdet. Detta gjordes enklast genom att svepa parametrarna igenom ett intervall, och för varje kombination av parametervärde beräkna lönsamheten. Genom att låta både kapitalvärdesberäkningen, och payback-tids-uppskattningen vara metoder i Matlab, kunde känslighetsanalysen automatiseras med en serie for-loopar.

Resultat:

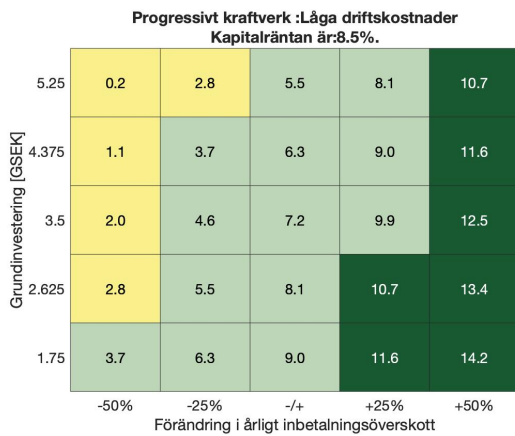
Den ekonomiska analysen resulterar kvantitativt i dels ett kapitalvärde och en pay-back-tid. Kapitalvärdets väntevärde för det konventionella kraftverket är 6.3 respektive 1.7 GSEK, beroende på vilken driftskostnad som har använts, och syns i *Figur 3.11*. Väntevärdet för det progressiva kraftverket är 7.2 respektive 2.3 GSEK och syns i *Figur 3.12*. För båda kraftverken har kapitalvärdets känslighet uppskattats, genom att undersöka hur resultatet påverkas av förändringar i indatan. Känslighetsanalyserna porträtteras som färgdiagram, som visar hur mycket utvalda parametrar måste avvika från sitt väntevärde för att investeringen ska bli olönsam.

Investeringens pay-back-tid varierar mellan det konventionella och progressiva kraftverket. Det konventionella verkets pay-back-tid har ett väntevärde på 5.3 respektive 11.3 år för låga respektive höga driftskostnader. Hur pay-back-tiden påverkas av avvikelser i indatan visas i färgdiagrammen i *Figur*

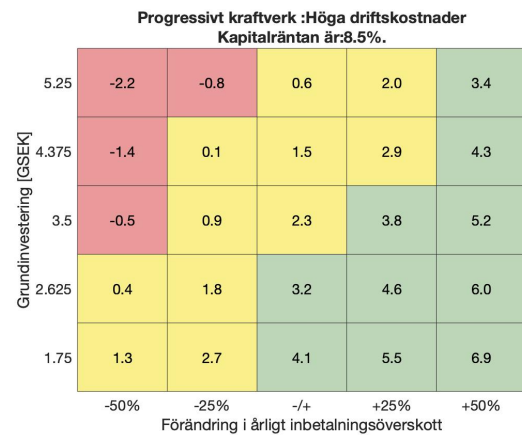
3.13. Analogt syns pay-back-tiden för det progressiva verket i *Figur 3.14*. Det progressiva verket har ett väntevärde på 4.8 respektive 9.5 år. Räknat med en teknisk livstid på 20 år har det konventionella verket en pay-back-tid som motsvarar drygt en fjärdedel till drygt halva livstiden. Motsvarande siffror är knappt en fjärdedel, och knappt halva livstiden för det progressiva verket.



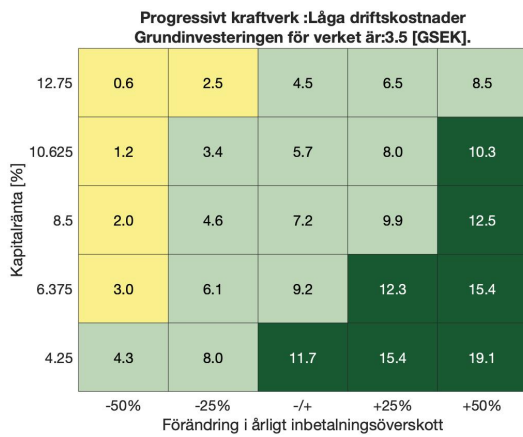
Figur 3.11: Kapitalvärdet i GSEK för det konventionella kraftverket. I den övre raden motsvarar grafernas vertikalaxel av ett svep i Grundinvestering, och i den nedre raden av ett svep i investeringsräntan. I den första kolumnen är drifts- och underhållskostnader satta till sitt minimum, och i den andra kolumnen sitt maximum. För alla grafer motsvarar horisontalaxeln av ett svep i årligt inbetalningsöverskott. Alla svep går från -50% till 50% av det nominella värdet.



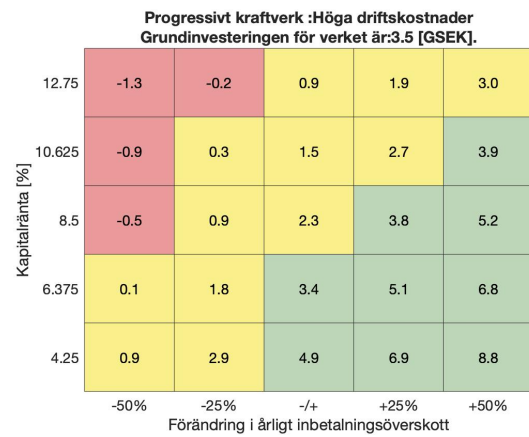
(a) Låga DoU-kostnader.



(b) Höga DoU-kostnader.

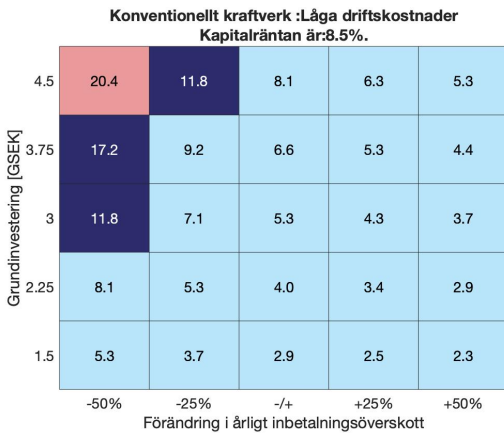


(c) Låga DoU-kostnader.

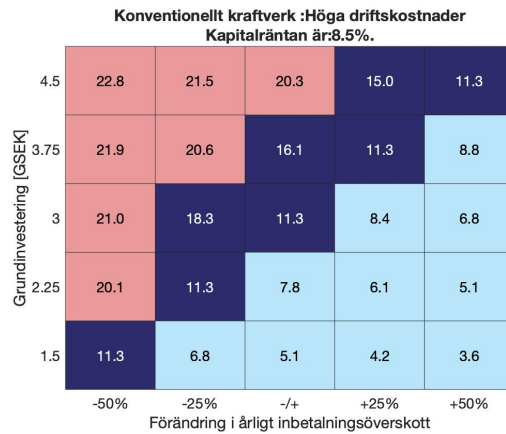


(d) Höga DoU-kostnader.

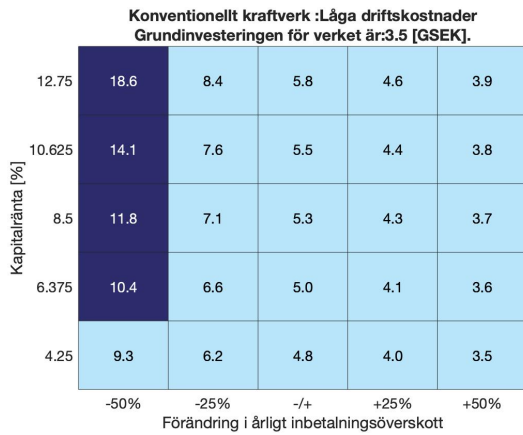
Figur 3.12: Kapitalvärdet i GSEK för det progressiva kraftverket. I den övre raden motsvarar grafernas vertikalaxel av ett svep i Grundinvestering, och i den nedre raden av ett svep i investeringsräntan. I den första kolumnen är drifts- och underhållskostnader satta till sitt minimum, och i den andra kolumnen sitt maximum. För alla grafer motsvarar horisontalaxeln av ett svep i årligt inbetalningsöverskott. Alla svep går från -50% till 50% av det nominella värdet.



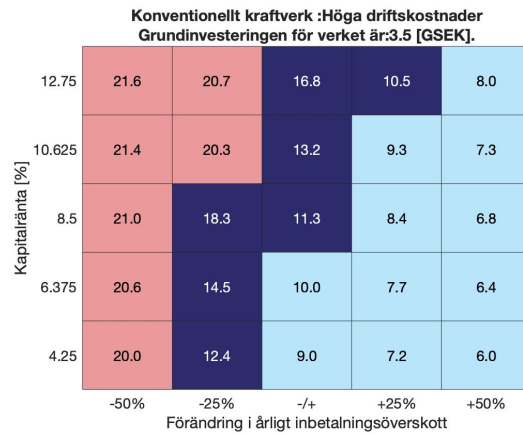
(a) Låga DoU-kostnader.



(b) Höga DoU-kostnader.

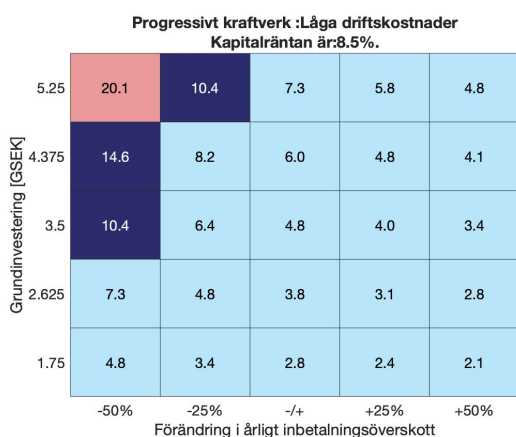


(c) Låga DoU-kostnader.

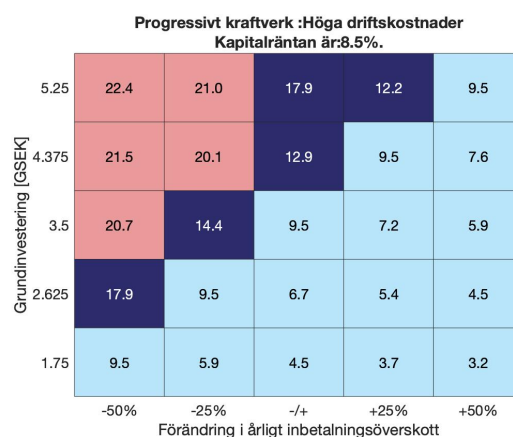


(d) Höga DoU-kostnader.

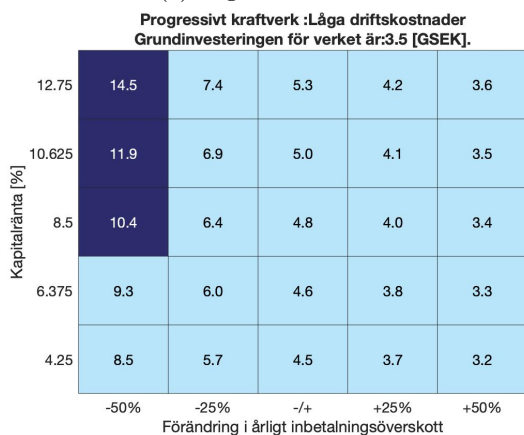
Figur 3.13: Pay-back-tid med hänsyn till investeringsränta, beräknad i år, för det konventionella kraftverket. I den övre raden motsvarar grafernas vertikalaxel av ett svep i Grundinvestering, och i den nedre raden av ett svep i investeringsräntan. I den första kolumnen är drifts- och underhållskostnader satta till sitt minimum, och i den andra kolumnen sitt maximum. För alla grafer motsvarar horisontalaxeln av ett svep i årligt inbetalningsöverskott. Alla svep går från -50% till 50% av det nominella värdet.



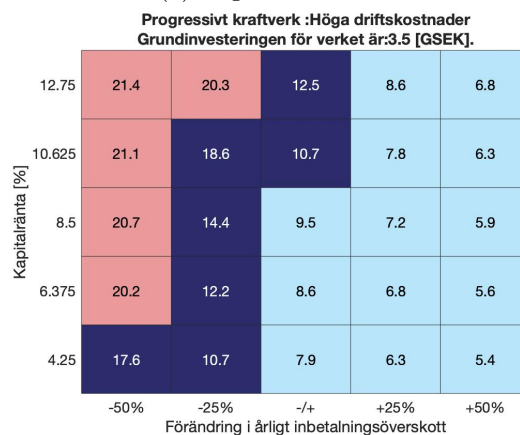
(a) Låga DoU-kostnader.



(b) Höga DoU-kostnader.



(c) Låga DoU-kostnader.



(d) Höga DoU-kostnader.

Figur 3.14: Pay-back-tid med hänsyn till investeringsräntan, beräknad i år, för det progressiva kraftverket. I den övre raden motsvarar grafernas vertikalaxel av ett svep i Grundinvestering, och i den nedre raden av ett svep i investeringsräntan. I den första kolumnen är drifts- och underhållskostnader satta till sitt minimum, och i den andra kolumnen sitt maximum. För alla grafer motsvarar horisontalaxeln av ett svep i årligt inbetalningsöverskott. Alla svep går från -50% till 50% av det nominella värdet.

Diskussion:

I dagsläget finns inga ekonomiska incitament för ett kraftvärmeverk att producera systemtjänster, utan driften styrs av värme- och el-produktionen, som syns i *Tabell 3.1*. För det konventionella kraftverket, som enbart producerar el och värme, är kapitalvärdet positivt vilket tyder på att investeringen är lönsam. Kapitalvärdet påverkas dock av flera parametrar, som till exempel grundinvesteringens storlek, kapitalräntan, drifts- och underhållskostnader, och årligt inbetalningsöverskott, vilket syns i *Figur 3.11*. För de lägsta tänkbara drifts- och underhållskostnaderna har kraftverket ett kapitalvärde på drygt 6.3 GSEK. Vid låga underhållskostnader är investeringen robust för oförutsedda förändringar, och det ska mycket till för att investeringen ska bli olönsam. Motsvarande siffra är drygt 1.6 GSEK för de högsta tänkbara underhållskostnaderna, och kraftverket är då känsligare för oförutsedda förändringar. Det krävs dock att flera parametrar avviker från väntevärdet för att investeringen ska bli olönsam.

Genom att undersöka payback-tiden, med hänsyn till investeringsränta, ges läsaren en uppfattning om hur lång tid det tar för kraftvärmeproducenten att tjäna in den initiala grundinvesteringen. För det konventionella kraftverket är payback-tiden drygt fem år vid de lägsta tänkbara driftskostnaderna, och drygt elva år vid de högsta driftskostnaderna. Räknat med en teknisk livstid av verket på 20 år motsvarar payback-tiden mellan en fjärdedel, och halva livstiden. Från svepningen av parametrarna syns, i *Figur 3.13*, att det årliga inbetalningsöverskottet är den parameter som påverkar paybacktiden som mest. Dessutom kan noteras att förändringar i grundinvestering påverkar resultatet mer än förändringar i räntan.

Paybacktiden är ett medel för att mäta lönsamheten, men kan i det här fallet även användas för att sätta in resultaten i en kontext. Även om kortast möjliga paybacktiden att föredra är de elva åren kanske en mer realistiskt värde. Om paybacktiden hade varit en dryg fjärdedel av hela livstiden, hade kraftverket varit en lönsam investering. Med Öresundsverkets korta livstid i närminnet kan den längre paybacktiden verka mer realistisk.

I och med att behovet av flera systemtjänster ökar, krävs det förebyggande åtgärder för att säkerställa att en tillräcklig mängd av dessa finns kvar även i framtiden. En tänkbar åtgärd är just att börja prissätta systemtjänster kvantitativt, till exempel i form av spotpris. I en framtid där kraftproducenter får ekonomisk ersättning för reaktiv effekt, och synkron svängmassa i enlighet med de spotpriser som syns, i *Figur 3.7* & *3.8*, blir lönsamheten som följer. För det progressiva kraftverket, som producerar el, värme, och systemtjänster, är kapitalvärdet fortsatt positivt, se *Figur 3.12*. Vid de lägsta tänkbara driftskostnaderna är kapitalvärdets väntevärde drygt 7.2 GSEK, och vid de högsta tänkbara kostnaderna drygt 2.3 GSEK. Jämfört med det konventionella verket blir kapitalvärdet 14% högre vid låga driftskostnader, och 41% högre vid höga kostnader. Sammanfattningsvis gör inkomsterna från systemtjänster som störst skillnad för kraftverk med låg lönsamhet. Detta tyder på att införandet av ekonomiska incitament för produktion av systemtjänster kan vara avgörande för kraftverk med små ekonomiska marginaler. Även om stora kraftverk med en stark ekonomi kommer att tjäna mest, är det små kraftverk med svag ekonomi som kommer att påverkas mest. Analysen av kapitalvärdet pekar på att införandet av ersättning för systemtjänster kan vara ett kostnadseffektivt sätt för Sverige att säkerställa utbudet av systemtjänsterna.

För det progressiva kraftverket blir paybacktiden 4.8 respektive 9.5 år vid de lägsta respektive högsta drifts- och underhållskostnaderna. Räknat med en livstid på 20 år blir paybacktiden knappt en fjärdedel eller knappt hälften av livstiden. Än en gång är det inbetalningsöverskottet som är den mest inflytelserika parametern, följt av grundinvesteringen, och slutligen räntan.

Ersättningen för systemtjänsterna ger en högre årlig inkomst, vilket resulterar i ett högre inbetalningsöverskott. På grund av detta har det progressiva kraftverket marginellt högre kapitalvärde, och marginellt lägre paybacktid för alla parameterkombinationer jämfört med det konventionella verket. Även om skillnaden mellan det progressiva respektive konventionella verket är som minst vid höga driftskostnader är det just där som skillnaden behövs som mest.

En extra inkomst hade välkomnats av alla kraftproducenter, men det är kraftverk som nätt och jämt hålls vid liv som gynnas mest. Att införa en prestationsbaserad ersättning, i form av spotpris på

systemtjänster, ger kraftverken bättre möjlighet att klara sig. En högre lönsamhet gör dels att fler samhällsviktiga kraftverk överlever, men dessutom att fler aktörer kommer vilja investera i kraftvärme, något som behövs för att klara av framtidens elbehov. Ett marknadsmässigt spotpris är dessutom ett billigt sätt att säkerställa utbudet av systemtjänsterna i elsystemet, som liknar det nuvarande systemet för handel med el.

Kortsiktiga politiska beslut kan komma att påverka lönsamheten för kraftvärmeverket. Nya incitament, subventioner, och skatter kan drastiskt påverka spelreglerna. Om elkrisen tillåts bli ännu mer kritisk kommer kraftigare åtgärder bli nödvändiga. Det är därför viktigt att införa långsiktigt hållbara förutsättningar redan idag. När det europeiska elsystemet blir mer förnybart, kommer intermittenta kraftslag att ta en allt större andel. Högre intermittens ställer dessutom högre krav på import-kapacitet, och planerbar kraft. Internationella importkrav kommer dessutom göra att eventuella nedregleringar till följd av låg svängmassa, eller begränsad överföringskapacitet till följd av låg reaktiv effekt får större konsekvenser. För att upprätthålla driftsäkerheten är det därför möjligt att nya EU-direktiv, som avser att säkerställa utbudet av systemtjänsterna, kommer införas.

Slutsats:

Kraftverkets lönsamhet beror på flera faktorer, och för att få en exaktare uppskattning av resultaten krävs exaktare indata. Det finns fortfarande en rad osäkerheter som kan påverka resultatet. Bland annat osäkerheten i drifts- och underhållskostnaden, de skatter och avgifter som exkluderats från beräkningarna, och framtida politiska beslut kan påverka lönsamheten. Även om systemtjänsterna inte prissätts idag tyder prognoserna på att svängmassa och reaktiv effekt kommer att bli ännu viktigare i framtiden. På grund av detta är det rimligt att anta att någon form av ersättning kommer att införas i närtid. En första analys tyder dock på att investeringen blir lönsam, oavsett om systemtjänsterna prissätts eller inte. Rekommendationen är därför att investera i det här kraftvärmeverket.

Kapitel 4

Slutsatser

Elsystemet plågas idag av diverse brister, som effekts- och kapacitetsbrist, likväl som bristande svängmassa. I framtiden riskerar dessa brister bli mer frekventa och allvarligare, om inga åtgärder tas idag. Framförallt för att den svenska elanvändningen spås öka kraftigt till år 2040. Elektrifieringen av fordonsflottan, och energikrävande industrier som stål-, cement-, och massaproduktion kommer att resultera i ett stort elbehov i framtiden. I samband med att den åldrande kärnkraftsarsenalen avvecklas är det uppenbart att ny kraftproduktion måste tillkomma. I ett förnybart elsystem får systemtjänsterna en allt större roll att spela.

Synkron svängmassa används idag som frekvensbevarande resurs, genom att tillföra en "tröghet" mot frekvensavvikelser. Det är ett viktigt verktyg för att klara av balansuppgiften, och när elsystemet blir allt mer intermittent ökar behovet av svängmassa. Utbudet av svängmassa förväntas minska, framförallt som en följd av att kärnkraften avvecklas. För att säkerställa att en tillräcklig mängd svängmassa finns tillgänglig även i framtiden, kommer åtgärder bli nödvändiga. Antingen behöver Svk själv tillföra svängmassan som efterfrågas, eller börja erbjuda producenter ekonomisk ersättning. För att på så sätt uppmuntra att fler producenter tillför svängmassa.

Reaktiv effekt behövs för att reglera spänningsnivån i nätet. Spänningsnivån blir allt svårare att balansera ju mer decentraliserad kraftproduktionen blir. I ett modernt förnybart elsystem spelar reaktiv effekt en roll som blir allt viktigare. Det finns idag potential att hantera reaktiv effekt på ett mer effektivt sätt, men det kräver ett fungerande ramverk. Genom att införa ekonomiska incitament för producenter att tillföra reaktiv effekt, kan elsystemet ta hand om den potential som finns idag.

Planerbar kraftproduktion blir allt viktigare för att kunna balansera den nyckfulla intermittenta produktionen. Planerbar kraft och tröghet är effektiva verktyg för att möjliggöra en högre andel intermittent produktion i elnätet. Dessa är förutsättningar för att Sverige ska kunna uppnå ett "100% förnybart elsystem".

Kraftvärme kan tillföra planerbar kraftproduktion, synkron svängmassa, reaktiv effekt, och fjärrvärme till lokalområdet. Dessa parametrar är jämförbara med produktionen från vattenkraften. Kraftvärmen är dock inte lika beroende av geografiska förutsättningar, och vattenståndet. Det räknas dessutom som en förnybar kraftkälla, och har en unik roll att spela i framtidens elsystem.

Det skånska kraftvärmeverket kan verka som en riskfylld investering, särskilt med Öresundsverket i närminnet. Kraftverkets lönsamhet är svår att uppskatta då den påverkas av många variabler. För att få en exaktare uppskattning av lönsamheten måste en noggrann analys göras. En noggrannare analys hade antagligen gett ett mindre utfallsrum, men inte nödvändigtvis ett bättre resultat. Ju mer data som tas med i beräkningarna, desto större felmarginaler kommer finnas med i svaret. Mina analyser pekar dock på att kraftverket kommer att bli lönsamt under de förutsättningar som undersökts. Avslutningsvis finns det flera osäkerheter på horisonten, men rekommendationen är att investera i kraftverket.

Kapitel 5

Fortsatt arbete

Under arbetets gång har många olika ämnen berörts, framförallt på grund av att elsystemet är komplext och påverkas av många parametrar. Med andra förutsättningar hade arbetet kunnat göras om, för att inkludera fler aspekter. För att begränsa arbetet till att passa omfattningen av ett examensarbete har flera ämnen behövt exkluderas eller förenklas. De ämnen, aspekter, och perspektiv, som aktivt har valts bort har listats i detta kapitel. Dessutom motiveras varför ämnena exkluderats, och hypoteser om deras påverkan på resultaten presenteras.

5.1 Saker att göra annorlunda nästa gång

Det är, som ordspråket lyder, lätt att vara efterklok. Med det sagt finns det några saker som, med facit i hand, hade kunnat göras om på ett annat sätt. Här nedanför listas några moment som hade kunnat göras annorlunda, och då eventuellt gett ett annorlunda resultat.

I det fjärde delmomentet undersöks värdet på både synkron svängmassa och reaktiv effekt, utifrån marknadsmässiga grunder. Värdet uppskattas genom att undersöka merkostnaden som kommer av ett otillräckligt utbud av systemtjänsten. I fallet med svängmassa gick det att göra denna uppskattning, mycket tack vare den nedreglering som Svk gjorde av Oskarshamn 3 under sommaren 2018. Det som av många sågs som ett misslyckande, underlättade arbetet att kvantifiera svängmassans betydelse för elsystemet. Motsvarande beräkning försöktes göra för reaktiv effekt, och då undersöktes framförallt det specialfall där Ringhals 1 under sommaren 2020 fick tillföra reaktiv effekt. På grund av bristfälliga data var det svårt att på ett trovärdigt sätt kvantifiera värdet av den reaktiva effekten. Detta gjorde i förlängningen att det syntetiska spotpriset för reaktiv effekt, inte är lika verklighetsförankrat som det för svängmassa. Genom att lägga mer tid och energi på att kvantifiera värdet på reaktiv effekt, redan i ett tidigare skede av arbetet hade bristen kanske gått att åtgärda.

I simuleringen av både det konventionella och det progressiva kraftverket uppskattas den årliga inkomsten. Inkomsten beräknas utifrån försäljningen av el, fjärrvärme, och slutligen även systemtjänsterna. Kraftvärmeverk som eldas med biomassa räknas i dagsläget som förnybara kraftproducenter, vilket gör att de omfattas av elcertifikatsystemet. Om elcertifikaten hade räknats in i analysen hade det resulterat i en högre inkomst, och på så sätt ett bättre rörelseresultat. En anledning till varför elcertifikaten exkluderats från arbetet är att dessa inte upphandlas i realtid, och på så sätt inte passar in i optimeringsalgoritmen. En annan anledning är att kraftvärmens miljöpåverkan börjat debatteras noggrannare. Som en följd av detta bestämde Europaparlamentet tidigare i år att biomassa-anläggningar, kraftvärmeverk inkluderade, inte längre ska kunna tilldelas gratis utsläppsrätter [20]. Med detta i åtanke finns en risk att kraftvärmeverk inte heller kommer tilldelas elcertifikat i framtiden.

Källhänvisning

- [1] ABB. *ABB synchronous condenser packages - Boosting power grid stability and resilience*. Mar. 2, 2021. URL: https://library.e.abb.com/public/98c5a1c74d534fd09a405ea80580e5a3/synchronous_condenser_packages_brochure_9AKK108197_RevA_EN_A3.pdf?x-sign=HgcyI4dNQeWBFnJjJSN5mgZPWuUBa3o2wAppqWQ9ZjC10R1kx0DhUr/d5k/2I8fd.
- [2] Allan Widman, Ewa Bertz. *Malmö dubblar utsläppen*. Sydsvenskan, Dec. 13, 2009.
- [3] Martin Andersson. *Klimataktion mot Öresundsverket*. Sydsvenskan, Oct. 22, 2017.
- [4] Andreas G Persson, Hussein El-Alawi. *Kilometerdjupa hål kan ge Malmö grön fjärrvärme*. Mar. 15, 2020. URL: <https://www.sydsvenskan.se/2020-03-15/kilometerdjupa-hal-kan-ge-malmo-gron-fjarrvarme?redirected=1>.
- [5] Sabina Andrén. *Tuff utmaning göra Malmö fossilbränslefritt*. Sydsvenskan, Dec. 17, 2009.
- [6] Stefan Arnborg. *Reaktiv Effektutbyte*. Svenska Kraftnät. URL: <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/organisation/vara-rad/planeringsradet/arkiverat/bilaga-1-reaktivt-effektutbyte.pdf>.
- [7] Per Bengtsson. *Spänningsreglering och reaktiv reglering från vindkraftparker*. Ellevio AB, Mar. 7, 2019. URL: <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/organisation/vara-rad/planeringsradet/arkiverat/2019-mote-1-bilaga-3-reaktivstrategi-ellevio.pdf>.
- [8] Johan Björnstedt. "Integration of Non-synchronous Generation - Frequency Dynamics". PhD thesis. 2012. URL: <https://portal.research.lu.se/ws/files/6096394/2536749.pdf>.
- [9] Ann-Sofie Borglund. *Att stödja havsbaserad vindkraft försvårar konkurrensen*. Tidningen Energi, Feb. 8, 2021. URL: <https://www.energi.se/artiklar/2021/februari/att-stodja-havsbaserad-vindkraft-forsvarar-konkurrensen/>.
- [10] Henrik Breum. *The Danish Energy Model -Innovative, efficient and sustainable*. Danish Energy Agency. URL: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/the_danish_energy_model.pdf.
- [11] Daniel Karlsson, Gothia Power, Anna Nordling. *Svängmassa i elsystemet - En underlagsstudie i IVA-projektet Vägval el*. 2016. URL: <https://www.iva.se/globalassets/rapporter/vagval-el/201606-iva-vagvalel-svangmassa-c.pdf>.
- [12] E.On. *Öresundsverket - Ett av världens effektivaste kraftverk*. June 2010. URL: <http://www.flottansman.se/uploads/malmo/%C3%96resundsverket-%5C%20Ett%5C%20av%5C%20v%C3%A4rldens%5C%20effektivaste%5C%20kraftverk.pdf>.
- [13] General Electric. *3 MW onshore wind turbine platform*. URL: <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/onshore-wind/3mw-platform>.
- [14] Energiföretagen, Oberoende elhandlare, Svenska Kraftnät. *Svensk Elmarknadshandbok*. Apr. 1, 2021. URL: <https://elmarknadshandboken.se/Dokumentation/Texter/NEMHB.pdf>.
- [15] Energimarknadsbyrån. *Elområden*. Dec. 8, 2020. URL: <https://www.energimarknadsbyran.se/el/elmarknaden/elomraden/>.
- [16] Energimyndigheten. *100 procent förnybar el - Delrapport 2 – Scenarier, vägval och utmaningar*. June 2019. URL: <https://energimyndigheten.a-w2m.se/Home.mvc?resourceId=133470>.

- [17] Energimyndigheten. *Om elcertifikatsystemet*. Jan. 8, 2021. URL: <http://www.energimyndigheten.se/fornybart/elcertifikatsystemet/om-elcertifikatsystemet/>.
- [18] EnergiNet.DK. *ENERGINET.DK SIKRER SPAENDINGEN PÅ SJAELLAND*. Jan. 10, 2012. URL: <https://energinet.dk/Om-nyheder/Nyheder/2017/04/25/Energinet-dk-sikrer-spandingen-pa-Sjælland>.
- [19] Europakommissionen. *KOMMISSIONENS FÖRORDNING (EU) 2017/1485, av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem*. Aug. 2, 2017. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/HTML/?uri=CELEX:02017R1485-20210315&from=EN#tocId1>.
- [20] Europaparlamentet. *KOMMISSIONENS BESLUT (EU) 2021/355*. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/?uri=CELEX%3A32021D0355&qid=1614349980530>.
- [21] Expressen. *Öppna Sveriges "gröna" gruvor*. Apr. 23, 2021.
- [22] Benny Fillman. *Stöd till djupgeotermi kan bidra till energiomställning i städer och regioner*. Energimyndigheten, Feb. 24, 2020. URL: <https://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2020/stod-till-djupgeotermi-kan-bidra-till-energiomstallning-i-stader-och-regioner/>.
- [23] Fingrid.fi. *Inertia of the Nordic power system*. URL: <https://www.fingrid.fi/en/electricity-market/electricity-market-information/InertiaofNordicpowersystem/>.
- [24] Öppen fjärrvärme. *Bahnhof Pionen - Lösam återvinning med Öppen Fjärrvärme*. URL: <https://www.openfjarrvarme.se/media/k3-Brosch-160x160-Pionen-15okt2014.pdf>.
- [25] Öppen fjärrvärme. *Coop Rådhuset - Lösam återvinning med Öppen Fjärrvärme*. URL: <https://www.openfjarrvarme.se/media/k5-Brosch-160x160-Coop-15okt2014.pdf>.
- [26] Svensk författningssamling. *Förordning om vissa utsläpp av växthusgaser*. Dec. 11, 2020. URL: <https://svenskforfattningssamling.se/sites/default/files/sfs/2020-12/SFS2020-1180.pdf>.
- [27] Joakim Goksör. *Flera storsatsningar i svensk miljöteknik*. SvD Näringsliv, June 5, 2019.
- [28] Henrik Svensson, Henrik Pagels. Intervjuade över Microsoft Teams. Feb. 9, 2021.
- [29] Christian Holmström. *Elproduktion*. Feb. 11, 2021. URL: <https://www.ekonomifakta.se/fakta/energi/energibalans-i-sverige/elproduktion/>.
- [30] Joakim Goksör, TT. *TT: Ringhals stänger två reaktorer*. Oct. 15, 2015.
- [31] Johan Bruce, m.fl. *Färdplan fossilfri el – analysunderlag - En analys av scenarier med en kraftigt ökad elanvändning*. NEPP, Aug. 2019. URL: http://www.nepp.se/pdf/energiforetagens_fardplan_fossilfri_el_analysunderlag.pdf.
- [32] Johan Bruce, m.fl. *Stabilitet i det nordiska kraftsystemet*. 2016. URL: https://www.uniper.energy/sverige/sites/default/files/2018-11/uniper_-_stabilitet_i_det_nordiska_kraftsystemet.pdf.
- [33] Raziye Khodayari. *Tillförd energi*. Energiföretagen, Feb. 11, 2021. URL: <https://www.energiforetagen.se/statistik/fjarrvarmestatik/tillford-energi/>.
- [34] EU kommissionen. *KOMMISSIONENS BESLUT (EU) 2021/355, om nationella genomförandeåtgärder för gratis tilldelning under en övergångsperiod av utsläppsrätter för växthusgaser i enlighet med artikel 11.3 i Europaparlamentets och rådets direktiv 2003/87/EG*. Feb. 25, 2021. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/?uri=CELEX%5C%3A32021D0355&qid=1614349980530>.
- [35] Svenska Kraftnät. *aFFR*. Mar. 31, 2021. URL: <https://www.svk.se/aktorsportalen/systemdrift-elmarknad/information-om-stodtjanster/afrr/>.
- [36] Svenska Kraftnät. *FCR-D*. Sept. 15, 2020. URL: <https://www.svk.se/aktorsportalen/systemdrift-elmarknad/information-om-stodtjanster/fcr-d/>.
- [37] Svenska Kraftnät. *FCR-N*. Mar. 11, 2021. URL: <https://www.svk.se/aktorsportalen/systemdrift-elmarknad/information-om-stodtjanster/fcr-n/>.
- [38] Svenska Kraftnät. *FFR*. Oct. 19, 2020. URL: <https://www.svk.se/aktorsportalen/systemdrift-elmarknad/information-om-stodtjanster/ffr/>.

- [39] Svenska Kraftnät. *Handel med och prissättning av stödtjänster*. URL: <https://www.svk.se/siteassets/4.aktorsportalen/systemdrift-o-elmarknad/information-om-stodtjanster/handel-och-prissattning>.
- [40] Svenska Kraftnät. *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2020*. May 29, 2020. URL: <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2020/kraftbalansen-pa-den-svenska-elmarknaden-rapport-2020.pdf>.
- [41] Svenska Kraftnät. *Kraftsystemet under april-maj 2017*. May 24, 2017. URL: https://www.svk.se/siteassets/om-oss/organisation/vara-rad/driftradet/2017/drad_2_17_bilaga1_driftlaget-april-maj-2017.pdf.
- [42] Svenska Kraftnät. *Långsiktig marknadsanalys 2018*. Jan. 31, 2019. URL: <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2019/langsiktig-marknadsanalys-2018.pdf>.
- [43] Svenska Kraftnät. *mFFR*. Mar. 11, 2021. URL: <https://www.svk.se/aktorsportalen/systemdrift-elmarknad/information-om-stodtjanster/mfrr/>.
- [44] Svenska Kraftnät. *Statistik per elområde och timme, 2020*. URL: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/kraftsystemdata/elstatistik/>.
- [45] Svenska Kraftnät. *Svenska kraftnäts ansvar i kraftsystemet*. Mar. 9, 2021. URL: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/oversikt-av-kraftsystemet/svenska-kraftnats-ansvar-i-kraftsystemet/>.
- [46] Svenska Kraftnät. *Vårt uppdrag*. Jan. 19, 2021. URL: <https://www.svk.se/om-oss/verksamhet/?id=865>.
- [47] Robert Kronblad. Feb. 5, 2021.
- [48] Lennart Söder, m.fl. *Är kärnkraften nödvändig för en fossilfri, svensk, elproduktion?* Mar. 30, 2020.
- [49] Linda Dyab, m.fl. *Sektorkoppling för ett mer effektivt energisystem - Förstudie gas tillsammans med el och fjärrvärme*. EnergiForsk, Apr. 2021. URL: <https://energiforsk.se/media/29722/sectorkoppling-for-ett-mer-effektivt-energisystem-energiforskrapport-2021-764.pdf>.
- [50] Kalle Lindholm. *Energiåret - årsstatistik 2020*. Energiföretagen, Apr. 27, 2021. URL: <https://www.energiforetagen.se/statistik/energiaret/>.
- [51] Rolf Lunneborg. *Nytt rekordår för svensk vindkraft - Tyskland satsar miljarder*. SVT Nyheter, Feb. 11, 2020. URL: <https://www.svt.se/nyheter/lokalt/vasternorrland/nytt-rekordar-for-vindkraften-utlandska-investerare-dominerar?cmpid=del:tw:20200114:nytt-rekordar-for-vindkraften-utlandska-investerare-dominerar:nyh:lp>.
- [52] Rolf Lunneborg. *Nytt rekordår för svensk vindkraft - Tyskland satsar miljarder*. SVT Nyheter, Feb. 11, 2020. URL: <https://www.svt.se/nyheter/lokalt/vasternorrland/nytt-rekordar-for-vindkraften-utlandska-investerare-dominerar?cmpid=del:tw:20200114:nytt-rekordar-for-vindkraften-utlandska-investerare-dominerar:nyh:lp>.
- [53] Erik Magnusson. *Elpriset kan dubblas i Skåne*. Sydsvenskan, Dec. 3, 2018.
- [54] Mats Alakiüla, Lars Gertmar, Olof Samuelsson. *Elenergiteknik*. 2nd ed. 2011. Chap. 6.2.3 Effektöverföring och förluster, p. 79.
- [55] Näringsdepartementet. *Förordning (2007:1153) med instruktion för Statens energimyndighet*. Sveriges Riksdag, 2007. URL: https://www.riksdagen.se/sv/dokument-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/forordning-20071153-med-instruktion-for_sfs-2007-1153.
- [56] NEPP. *Organisation*. URL: <http://www.nepp.se/organisation.htm>.
- [57] Nissan. *Räckvidd och laddning — Nissan LEAF*. URL: <https://www.nissan.se/fordon/fordon-utbud/leaf/rackvidd-laddning.html>.
- [58] Linda Nohrstedt. *Efter svenska avvecklingen - Oskarshamns kärnkraftverk tvingades sänka effekten*. NyTeknik, Nov. 13, 2018. URL: <https://www.nyteknik.se/premium/efter-svenska-avvecklingen-oskarshamns-karnkraftverk-tvingades-sanka-effekten-6938823>.
- [59] Linda Nohrstedt. *Generatorerna har snurrat klart - i Sverige*. NyTeknik, Mar. 18, 2021.

- [60] Linda Nohrstedt. *Unikt avtal – reaktor säkrar elnätet i sommar*. June 25, 2020. URL: <https://www.nyteknik.se/premium/unikt-avtal-reaktor-sakrar-elnatet-i-sommar-6997676>.
- [61] Linda Nohrstedt. *Vattenfalls vision: Gotland först med ny teknik på vindkraft*. NyTeknik, Nov. 14, 2018. URL: <https://www.nyteknik.se/premium/vattenfalls-vision-gotland-forst-med-ny-teknik-pa-vindkraft-6938988>.
- [62] NordLink. *NordLink - New subsea interconnector between Norway and Germany*. URL: <https://www.statnett.no/en/our-projects/interconnectors/nordlink/>.
- [63] NordPool. *Consumption*. URL: <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>.
- [64] NordPool. *Elsport prices*. URL: <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>.
- [65] NordPool. *Production*. URL: <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>.
- [66] NorthSeaLink. *North Sea Link*. URL: <https://northsealink.com>.
- [67] NorthVolt. *Northvolt commissions its first public energy storage system in collaboration with local energy utility in Sweden*. Nov. 3, 2020. URL: <https://northvolt.com/newsroom/Rocklunda-Nov2020>.
- [68] Giles Parkinson. *Neoen lands \$ 160 million in CEFC finance for Australia's biggest battery*. Renew Economy, Feb. 25, 2021. URL: <https://reneweconomy.com.au/neoen-lands-160-million-in-cefc-finance-for-australias-biggest-battery/>.
- [69] PowerCircle. *Vad är V2G - Vehicle to Grid?* Feb. 2020. URL: <https://www.powercircle.org/v2g.pdf>.
- [70] Regeringen. *Förslag till statens budget för 2018 - Energi*. 2018. URL: https://www.regeringen.se/4a65d0/contentassets/79f6d27416794f0bb146c792e02b65fc/utgiftsomrade-21-energi.-pdf?TSPD_101_R0=088d4528d9ab2000353740c35765157a85e6a30642d08c3e1af958884d16b93441de7f13cec28406080b8c5ba5143000c39e83039c65f025fa4c43780683ed06d1d4e4316292d653b97b5ab0a34beb8dcb9d76f3cc4c3155e23efc6af9d8dbfe.
- [71] Regeringen. *Uppdrag att beskriva arbetet med stödtjänster och avhjälpande åtgärder samt att lämna förslag till ersättningsmodeller och regeländringar*. Nov. 12, 2020. URL: https://www.regeringen.se/491907/contentassets/bc840c1ab7884b56931731b1fcf0a83d/uppdrag-att-beskriva-arbetet-med-stodtjanster-och-avhjalpande-atgarder-samt-att-lamna-forslag-till-ersattningmodell1?TSPD_101_R0=088d4528d9ab20001162488ca08a549a547a3179c21e70bde456f24caa094400d25e6e00c648a3fd08b78a4530143000ec4d8c5e5fd3c193f1f87d376fdd94fc17bddaca3b2ca9f37bdf32a356408e405900c766da80e897989914a357eb7f1b.
- [72] Eva Rydegran. *Kraftvärme*. Energiföretagen, Feb. 3, 2021. URL: <https://www.energiforetagen.se/energifakta/kraftvarme/>.
- [73] Oskar Sämfors. *Fjärrvärme vid ö-drift*. Mar. 2007.
- [74] SCB. *Tillförsel och användning av el 2001–2019 (GWh)*. Nov. 3, 2020. URL: <https://www.scb.se/hitta-statistik/statistik-efter-amne/energi/tillforsel-och-anvandning-av-energi/arlig-energistatistik-el-gas-och-fjarrvarme/pong/tabell-och-diagram/tillforsel-och-anvandning-av-el-gwh/>.
- [75] Siemens. *Parallel compensation - Comprehensive solutions for safe and reliable grid operation*. URL: <https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:14331eadd9b9b70a911fe4e238c96a5a67041eeb/263-160391-ws-parallel-compensation-us-o2e-1611.pdf>.
- [76] Fortum Simon-Erik Ollus chef för elhandel och produktionsstyrning. “Elsystemet behöver fler stödtjänster – och det gäller att förebygga”. In: (Feb. 24, 2021). URL: <https://www.nyteknik.se/opinion/elsystemet-behoover-fler-stodtjanster-och-det-galler-att-forebygga-7010323>.
- [77] SMHI. *Ladda ner meteorologiska observationer*. URL: <https://www.smhi.se/data/meteorologi/ladda-ner-meteorologiska-observationer#param=airtemperatureInstant,stations=all,stationid=52350>.

- [78] Socialdemokraterna, Moderaterna, Miljöpartiet de gröna, Centerpartiet, Kristdemokraterna. “Energiöverenskommelsen”. In: (June 10, 2016). URL: https://www.regeringen.se/49cc5b/contentassets/b88f0d28eb0e48e39eb4411de2aabe76/energioverenskommelse-20160610.pdf?TSPD_101_R0=088d4528d9ab2000189d85d2ef2404484d857253cdc0581b20603ebb46d29fd7e8346f350fec968f088ab152a51430009920764977073c2f6d85340cfa618d11bec3f2ae80c80a9e932b695acf71168e5cc07d818a2fff71ef7f1b2cf35369371.
- [79] Hannes Sonnsjö. *Trygg elförsörjning i Skåne län - Underlagsrapport till länsstyrelsernas regeringsuppdrag*. Länsstyrelsen Skåne, Sept. 7, 2020. ISBN: 978-91-7675-205-0. URL: <https://www.lansstyrelsen.se/download/18.61dfa31172a239705f281ef/1599461074669/Trygg%5C%20elf%C3%B6rs%C3%B6rjning%5C%20Sk%C3%A5ne%5C%20-%5C%20rapport%5C%207%5C%20sept%5C%202020.pdf>.
- [80] Reuters Staff. *National Grid agrees \$ 431 million of contracts for stabilising UK electricity system*. Reuters, Jan. 29, 2020. URL: <https://www.reuters.com/article/national-grid-contract/update-1-national-grid-agrees-431-mln-of-contracts-for-stabilising-uk-electricity-system-idINL8N29Y5TC?edition-redirect=in>.
- [81] Statkraft. *Kvilldal power plant*. URL: <https://www.statkraft.com/about-statkraft/where-we-operate/norway/kvilldal-hydropower-plant/>.
- [82] Statkraft. *Statkraft and ABB to launch new £25m grid stability project in Liverpool*. Feb. 5, 2021. URL: <https://www.statkraft.co.uk/newsroom/news-and-stories/archive/2021/25m-grid-stability-in-liverpool/>.
- [83] Statkraft. *Statkraft chooses ABB synchronous condensers to help the UK National Grid meet its zero-carbon targets*. Feb. 8, 2021. URL: <https://new.abb.com/news/detail/74025/statkraft-chooses-abb-synchronous-condensers-to-help-the-uk-national-grid-meet-its-zero-carbon-targets>.
- [84] Sydkraft Thermal Power AB, Nordpool. *Unavailability of electricity facilities : Production: Öresundsverket, Malmö*. Mar. 3, 2017. URL: <https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages/f5dd9716-6feb-409e-bec7-9c5672b85c95/1>.
- [85] Sundsvalls Tidning. *Northvolt får ny stororder*. Apr. 9, 2021.
- [86] Anton Tigerstedt. *Swedish TSO orders Oskarshamn 3 to cut output by 100 MW*. MontelNews, July 6, 2018. URL: <https://www.montelnews.com/en/story/swedish-tso-orders-oskarshamn-3-to-cut-output-by-100-mw/915509>.
- [87] Uniper. *Uniper ansöker om tillstånd för permanent stängning av Öresundsverket i Malmö*. June 8, 2018. URL: <https://www.mynewsdesk.com/se/uniper/pressreleases/uniper-ansoeker-om-tillstaand-foer-permanent-staengning-av-oeresundsverket-i-malmoe-2534593>.
- [88] Vattenfall. *Vindkraft*. URL: <https://group.vattenfall.com/se/var-verksamhet/vara-energislag/vindkraft>.
- [89] Vattenfall. *Vindkraftsprojekt Stora Middelgrund*. URL: <https://group.vattenfall.com/se/var-verksamhet/vindprojekt/stora-middelgrund>.
- [90] Vestas. *V236-15.0 MW*. URL: <https://www.vestas.com/~media/vestas/mvow/documents/v236150mw%20brochure%20spreads.pdf>.

Kapitel 6

Appendix

Förklaring av tillvägagångssätt

Modell 1 - Kraftverkets drift

För att underlätta simuleringen har kraftverket ersatts av en förenklad modell. För att modellen ska rymmas inom ramarna för ett examensarbete har vissa antaganden och förenklingar gjorts. Till att börja med har det antagits att kraftverkets värme- och kraftproduktion är helt frikopplade från varandra. Det går med andra ord att producera enbart el, eller enbart värme i simuleringen. Även om detta inte är en omöjlig företeelse, kan det inte ses som en vanlig praxis för kraftvärmeverk. För att möjliggöra den frikopplade driften antas det att kraftverket har en ackumulatortank som kan spara överskottsvärme när enbart elen behövs. Ackumulatortanken och diverse annan utrustning som krävs för att frikoppla driften är inräknad i den totala grundinvesteringen i *Modell 6*. Det antas även att ackumulatortanken aldrig blir full, det vill säga, den helt elektriska produktionen kan pågå under hur lång tid som helst. Det är viktigt att belysa att utan ackumulatortanken, och därmed den frikopplade driften, hade grundinvesteringen varit lägre.

Ett annat antagande som har gjorts rör prismodellen för fjärrvärmeförsäljningen. Här antas det att all värme som kraftverket producerar har samma temperatur och lyckas säljas. Vidare antas det att värmen säljs till ett fast pris året om. Olika fjärrvärmelieferantörer har antagligen olika prismodeller, och valet av det fasta priset motiveras av att det medför en enklare räknemodell.

Den frikopplade produktionen resulterar i att produktionen kan representeras av ett linjärt optimeringsproblem. Optimeringsproblemet har i uppdrag att maximera den ögonblickliga vinsten, och är på följande form:

$$Vinst(t) = x(Värmepris(t) - Värmekostnad) + y(Elpris(t) - Elkostnad)$$

där x och y motsvarar mängden värme respektive el som produceras i varje tidssteg. Optimeringsalgoritmen bestämmer därför värdet på x respektive y som i varje steg resulterar i den högsta vinsten. Variablerna x och y begränsas av märkeffekten, vilket är ekvationens randvillkor. Summan av den årliga produktionen visas sedan i *Tabell 3.1*, och den summerade styrsignalen (x , och y för varje tidssteg) i *Tabell 3.2*.

Modell 4 - Prissättning av systemtjänster

I den fjärde delmodellen uppskattas värdet på synkron svängmassa som resurs, och ett förslag på hur resursen kan ersättas ekonomiskt presenteras. En central del i kapitlets diskussionsdel avhandlar svängmassans betydelse för elsystemet, men nämner även att så kallad syntetisk svängmassa kan komma att ersätta rotationsenergi i framtiden. För att ta höjd för detta har både ett projekt som tillför svängmassa via rotationsenergi, och en batteripark undersökts. Som tidigare nämnts görs här antagandet att ett snabbt

energibidrag på 1 watt inom en sekund motsvarar 1 watt-sekund svängmassa. För att uppskatta batteriparkens potential att leverera syntetisk svängmassa har det därför antagits att svängmassan begränsas av uteffekten. Med andra ord antas det att en batteripark med märkeffekten $X MW$ kan leverera $X MWh$ syntetisk svängmassa. Om en istället hade uppskattat bidraget av svängmassa utifrån lagringskapaciteten hade resultatet blivit betydligt högre. En batteripark med kapaciteten $Y MWh$ hade under dessa omständigheter kunnat leverera $3600Y MWh$ syntetisk svängmassa. Antagandet resulterar i att den syntetiska svängmassan har lägre potential än om den hade beräknats från lagringskapaciteten.

Modell 6 - Progressiv drift

I den sjätte delmodellen undersöks kraftverkets drift än en gång, fast med utgångspunkten att systemtjänsterna är mer åtråvärda. Samma simuleringsmodell som i *Modell 1* har använts här, men algoritmen tar hänsyn till fler variabler. Här antas, analogt med de antaganden som gjorts i *Modell 1*, att kraftverket kan frikoppla produktionen av el, värme, men även systemtjänsterna reaktiv effekt och frekvensreserver. Produktionen av svängmassa är inte frikopplad, det vill säga kraftverket kan inte gå på tomgång. Dessa antaganden är motiverade genom att den reaktiva effekten produceras via generatoren, som i sig har potentialen att styra effektfaktorn. Produktionen av frekvensreserver är här frikopplat från resterande produktion på grund av att frekvensreserverna kommer från elproduktionen. På grund av att modellen kan producera enbart el, kan kraftverket dessutom producera enbart frekvensreserver.

Beräkningar i fokus

Uppskattning av statistiskt maxvärde för svängmassa

$$V_{S,\text{år}} = \frac{V_S}{n} \quad (6.1)$$

Där $V_{S,\text{år}}$ är det årliga värdet på svängmassa som resurs [SEK/GWs år], V_S är värdet på svängmassa som resurs [SEK/GWs] och n är den tekniska livstid [år].

$$V_S = \frac{I}{S} \quad (6.2)$$

Där V_S är värdet på svängmassa som resurs [SEK/GWs], I är investeringskostnaden [år] och S är mängden svängmassa [GWs].

Uppskattning av dynamiskt maxvärdet av svängmassa

$$V_{S,\text{max}} = \frac{V_{\text{nedreglering}}}{\Delta S} \quad (6.3)$$

Där $V_{S,\text{max}}$ är maxvärdet på svängmassan som resurs [SEK/GWs], $V_{\text{nedreglering}}$ är värdet av nedregleringen [SEK] och ΔS är skillnaden i behovet av svängmassa.

$$V_{\text{nedreglering}} = t_{\text{nedreglering}} \cdot SP \cdot P \quad (6.4)$$

Där $V_{\text{nedreglering}}$ är värdet av nedregleringen [SEK], $t_{\text{nedreglering}}$ är nedregleringens tid [h], SP är spotpriset på el [SEK/MWh] och P är nedregleringen [MW].

$$\Delta S = S_{\text{innan}} - S_{\text{efter}} \quad (6.5)$$

Där ΔS är skillnad i svängmassa [GWs], S_{innan} är mängden svängmassa som krävs för att upprätthålla driftsäkerheten innan nedregleringen [GWs] och S_{efter} är mängden svängmassa som krävs efter nedregleringen [GWs].

$$S = \Delta P \cdot \frac{0.0563}{(\Delta f - 0.0315)} [32] \quad (6.6)$$

Där S är mängden svängmassa som behövs i systemet [GWs], ΔP är det dimensionerande felet [MW] och Δf är frekvensavvikelsen [Hz]. Ekvationen är empiriskt framställd från [32].

$$\Delta f = \Delta P \cdot \frac{0.0563}{S} + 0.0315 \quad (6.7)$$

Där Δf är frekvensavvikelsen [Hz], ΔP är det dimensionerande felet [MW] och S är mängden svängmassa [GWs]. Ekvationen har använts för att beräkna både S_{inman} och S_{efter} , genom att låta Δf vara konstant.

Spotpriset på svängmassa

$$SP_{inertia}(t) = SP_{Max} \cdot S_{min}(t) \quad (6.8)$$

Där $SP_{inertia}(t)$ är spotpriset på svängmassa [SEK/GWs], SP_{Max} är maxvärdet på svängmassa [SEK/GWs] och $S_{min}(t)$ är behovet av tröghet [-]

$$S_{min} = \frac{1}{S(t) - 120GWs} \quad (6.9)$$

Där S_{min} är behovet av tröghet [-] och $S(t)$ är mängden svängmassa i synkronnätet [GWs].

Uppskattning av statistiskt maxvärde av reaktiv effekt

$$V_{\text{år}} = \frac{V}{n} \quad (6.10)$$

Där $V_{\text{år}}$ är det årliga värdet på reaktiv effekt som resurs [SEK/Mvar år], V är värdet på reaktiv effekt som resurs [SEK/Mvar] och n är den tekniska livstiden [år].

$$V = \frac{I}{Q} \quad (6.11)$$

Där V är värdet på reaktiv effekt som resurs [SEK/Mvar], I är investeringskostnaden [M SEK], och Q är den reaktiva effekten [Mvar].

Spotpris på reaktiv effekt

$$RE(t) = \frac{V_{RE}(t)}{B_{RE}} \quad (6.12)$$

Där $RE(t)$ är spotpriset på reaktiv effekt [SEK/Mvarh], $V_{RE}(t)$ är värdet av den begränsade överföringskapaciteten [SEK/h], och B_{RE} är mängden reaktiv effekt som krävs för att undvika begränsningen i överföringsnätet [Mvar].

$$V_{RE}(t) = C_{RE} \cdot SP(t) \quad (6.13)$$

Där $V_{RE}(t)$ är värdet av den begränsade överföringskapaciteten [SEK/h], C_{RE} är begränsningen i överföringslinjen [MW], och $SP(t)$ är spotpriset på aktiv effekt [SEK/MWh].

$$B_{RE} = i_{RE} \cdot SF \quad (6.14)$$

Där B_{RE} är mängden reaktiv effekt som krävs för att undvika begränsningen i överföringsnätet [Mvar], i_{RE} är ett behovsindex [-], och SF är en skalfaktor [Mvar].

$$i_{RE} = \frac{F_{Relativ}}{F_{Max}} \quad (6.15)$$

Där i_{RE} är ett behovsindex [-], $F_{Relativ}$ är den relativa fyllningsgraden i överföringsledningarna [%], och F_{Max} är den maximala fyllningsgraden i överföringsledningarna [%].

Exempeluträkning

För att beräkna värdet av svängmassan under ett givet tillfälle har följande uträkning gjorts. Antag att om mängden rotationsenergi i nätet understiger 120 GWs måste Svk nedreglera det dimensionerande felet med 100 MW. Antag dessutom att det finns 130 GWs rotationsenergi i systemet, och spotpriset på el är 100SEK/MWh. Det vill säga: $S_{Min} = 120 \text{ GWs}$, $\Delta P = -1400 \text{ MW}$ och $S = 130 \text{ GWs}$. Frekvensavvikelsen som uppstår vid det dimensionerande felet får antas vara den maximala tillåtna avvikelsen.

$$\Delta f = -1400 \text{ MW} \cdot \frac{0.0563}{120 \text{ GWs}} + 0.0315 = -0.625 \text{ Hz}$$

Efter nedreglering med 100 MW gäller samma regler om maximal frekvensavvikelse. Dock krävs en mindre mängd rotationsenergi för uppnå detta.

$$S_{Efter} = -1300 \text{ MW} \cdot \frac{0.0563}{-0.625 \text{ Hz} - 0.0315} = 111.5 \text{ GWs}.$$

Skillnaden i rotationsenergi motsvarar mängden rotationsenergi som hade behövt tillföras för att kunna reglera upp det dimensionerande felet från 1300 till 1400 MW.

$$\Delta S = 120 \text{ GWs} - 111.5 \text{ GWs} = 8.5 \text{ GWs}.$$

Om nedregleringen kan undvikas möjliggörs att åtminstone 100 MW högre effekt kan produceras. Värdet av denna möjlighet varierar i tid, och uppskattas lättast med hjälp av spotpriset på el. Antag att spotpriset på el är 100SEK/MWh under nedregleringen.

$$V_{S,Max}(t) = \frac{100 \text{ SEK/MWh} * 100 \text{ MW}}{8.5 \text{ GWs}} = 1176 \text{ SEK/GWs\&h}$$

Det ögonblickliga maximala timpriset på rotationsenergi blir därför 1176 SEK/GWs. Om det finns mer rotationsenergi än 120 GWs i synkronnätet, behöver inte Svk reglera ner det dimensionerande felet. Men ju närmre 120 GWs rotationsenergin dalar desto mer behövs rotationsenergi tillföras för att undvika nedregleringen. Antag att det i samma ögonblick finns 130 GWs svängmassa i systemet.

$$V_S(t) = \frac{1176 \text{ SEK/GWs}}{130 - 120} = 117 \text{ SEK/GWs}$$

Det momentana värdet av rotationsenergi blir därför 117 SEK/ GWs.