

RAPPORT:

FRAMTIDEN FÖR SVENSKA KRAFTVÄRMEVERK

– EN UTVÄRDERING AV MÖJLIGA ENERGI- OCH KLIMATTJÄNSTER SAMPRODUCERADE MED DET SVENSKA FJÄRRVÄRMEBEHOVET

Fredrik Normann, Avd. Energiteknik Chalmers Tekniska Högskola

e-post: normann@chalmers.se

telefon: 0709-819886

Sammanfattning

Christian Langner, Avd. Energiteknik Chalmers Tekniska Högskola

e-post: chrlan@chalmers.se

Johanna Beiron, Avd. Energiteknik Chalmers Tekniska Högskola

e-post: beiron@chalmers.se

1. INTRODUKTION

Chalmers sökte 2020 stöd av Å-Forsk för att utveckling av metodik för att studera kraftvärmeverk i framtida energisystem med volatila elpriser och ny energi- och klimatprodukter – som tex så kallade negativa emissioner från Bio-CCS (Bio Energy Carbon Capture and Storage; BECCS). Utvecklingen av området har sedan dess gått fortare än vi kunnat förutse vilket har lett till ett större intresse för vår forskning och till att vi har kunnat bilda en liten forskargrupp kring ämnet. Så förutom de ursprungliga målen – att etablera en metodik för att i synergi studera anläggnings- och systemperspektiv samt bestämma lämplig driftstrategi och möjlighet till BECCS för kraftvärmeverk – som presenteras i Johanna Beirons avhandling (Beiron 2022) har forskargruppen utvecklat metodik för 1) effektiv dynamisk modellering av kraftvärmeverk med hjälp av AI-modeller för att beskriva driftändringar tex i samband med frekvensreglering och 2) för identifieringen av flaskhalsar i design av kraftvärmeverk för att kunna leverera nya tjänster samt att effektivt verka på volatila energimarknader.

Rapporten ger en sammanfattning av Johannas arbete relaterat till kraftvärmeverks driftstrategier och möjlighet till BECCS (den intresserade läsaren hänvisas till Johannas avhandling) samt kring modellutvecklingsarbetet för effektiv dynamisk modellering och flaskhalsanalys.

Det övergripande målet för projektet är att öka kunskapen kring drift och design av kraftvärmeanläggningar för det (framtida) svenska energisystemet. Fokus är på teknikval och driftstrategier för ett positivt ekonomiskt utfall i ett system med kraftigt volatila elpriser.

2. BAKGRUND

En drastisk omvandling av elsystemet motiverad av behovet av noll-utsläpp av koldioxid och minskat beroende av kärnkraft ses såväl i Sverige som i omgivande regioner. Den förändring som hittills varit

mest påtaglig och som kan förväntas fortsätta är en kraftig utbyggnad av vindkraft, med en resulterande ökad andel icke-reglerbar elproduktion med mycket låga rörliga kostnader som förändrar kraven på övriga producenter i elsystemet. Även om det hittills inte varit påtagligt ses även en kraftig elektrifiering av industrin och av transporter med en resulterande kraftig ökning i efterfrågan på el. Många av de elektrifieringslösningar som diskuteras inkluderar mekanismer för att antingen lagra energi, tex i form av batterier eller produktion och lager av vätgas, eller en förmåga till variabel drift, dvs en kombination av överkapacitet och lagerhållning. Sådana lösningar kan hjälpa till att reglera elsystemet via efterfrågan beroende på rådande produktionskapacitet från vindkraften. Om den typen av tekniker får ett brett genomslag eller om transmissionskapaciteten utökas kraftigt kan stora delar av den intermittenta vindproduktionen troligtvis hanteras och elmarknaden stabiliseras. Vidare ses ett ökat problem med effekthanteringen i större städer på grund av begränsningar i transmission till dessa områden. Dessa lokala utmaningarna motsvarar på många sätt de för det nationella elsystemet men kan bli mer drastiska på grund av en större sårbarhet. Detta borde vara en motivering för lokalt producerad biokraft, men de lokala systemen saknar ett verktyg för prissättning av el efter den lokala efterfrågan. Vidare diskuteras allt mer att koldioxidavskiljning från biogena källor som en nödvändighet för att kompensera för svåra fossila emissioner och på det sättet nå netto-noll utsläpp.

De förändrade förutsättningarna för kraftvärme består alltså av tre delar: 1) minskat behov av baskraft men ett fortsatt behov av installerad effekt, 2) ökat behov av installerad kapacitet reglerkraft för att säkerställa effektbalans i systemet och 3) ökat behov av koldioxidavskiljning från biogena källor (BECCS).

Projektet förutsätter att elsystemets utveckling kommer att domineras av en fortsatt kraftig utbyggnad av vindkraft men att värmesystemet fortsatt kommer att domineras av fjärrvärme och centrala termiska anläggningar. De studerade energisystemen antas alltså ha en ökad efterfrågan i flexibilitet. Även om en ökad flexibilitet på användarsidan är önskvärd, antar projektet att det kommer att fortsätta finnas begränsningar, i så väl transmission som lagring av el och efterfrågefleksibilitet, att hantera hela den variation i produktion som uppstår från vindkraften. Vilket i tur ger upphov till den variabilitet i efterfrågan som de studerade kraftvärme-anläggningarna kan svara emot. I denna kontext är den centrala frågan för projektet hur det blir lönsamt att designa och drifta kombinerad kraft- och värmeproduktion inklusive att samproducera andra energi- och klimattjänster baserat på ett givet värmeunderlag. Projektet tror att en större produkt-flexibilitet hos kraftvärmeverk bidrar till att kraftvärmeanläggningar kan bidra till flexibla energisystem och att så väl tim- som säsongsvariationens inverkan på den enskilda anläggningens konkurrenskraft minimeras.

Under dessa förutsättningar undersöker projektet potentialen i kraftvärme genom att utveckla metodik och studera drift och design hos kraftvärmeanläggningar.

3. KRAFTVÄRME: DRIFTSTRATEGIER OCH BECCS

Resultaten är uppdelade i tre sektioner som behandlar kraftvärmeverkens konkurrenskraft i framtidens el- och fjärrvärmesystem, potentialen för kraftvärmeverk att bidra med flexibilitetstjänster, samt potentialen och kostnaden för att bidra med negativa utsläpp.

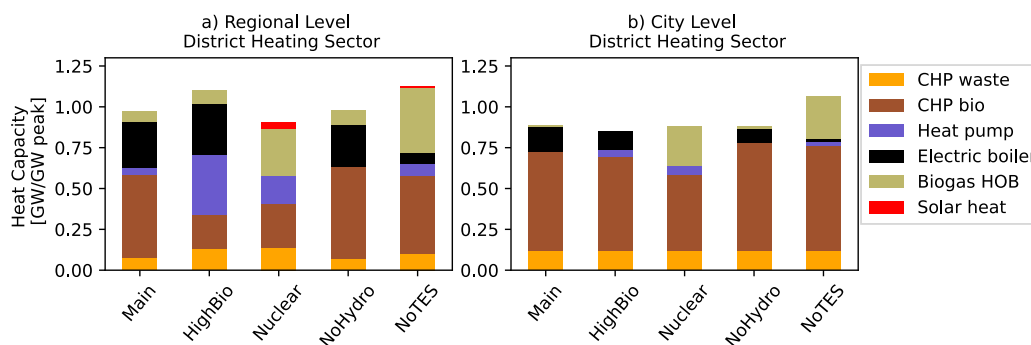
KRAFTVÄRMEVERKENS KONKURRENSKRAFT

Baserat på den energisystemmodellering som genomförts analyseras i vilken utsträckning kraftvärmeverk kan vara kostnadsoptimala i framtidens el- och värmesystem. Ett antal scenarier

jämförs, med variation i (i) tillgång på vattenkraft, (ii) fortsatt satsning på kärnkraft, (iii) möjlighet att använda värmelager, och (iv) kostnad för biobränslen. Resultaten visas både för regionmodellen och stadsmodellen.

KONKURRENSKRAFT PÅ REGIONAL OCH STADSNIVÅ

Figur 1 visar kostnadsoptimala investeringsnivåer för värmeproduktionstekniker på regional och stadsnivå för scenarierna som nämns ovan. Fastbränsleeldade kraftvärmeverk (avfall och träflis) är konkurrenskraftiga i viss utsträckning i samtliga scenarier på både regional och stadsnivå, där även värmepumpar, elpannor och biogaseldade hetvattenpannor är optimala investeringar. En skillnad märks dock mellan regionen och staden, där andelen kraftvärmeinvesteringar varierar på regional nivå beroende på scenario, men är robust på stadsnivå (ca 70% av fjärrvärmens topplastbehov) oavsett scenario. Den största konkurrenten i fjärrvärmesektorn till kraftvärmeverk är elvärme (*power-to-heat*, *PtH*), men eftersom det finns begränsad produktion i och elimportkapacitet till staden så finns det begränsade möjligheter att investera i värmepumpar och elpannor i stadens fjärrvärmesystem på ett kostnadseffektivt sätt. Kraftvärmeverk som producerar både (lokal) el och värme blir därmed gynnsamt från stadens perspektiv. Värmelager (dygns- och säsongslager) är kostnadsoptimala i samtliga scenarier (visas ej i figuren), vilket förklarar varför den totala investeringsnivån för produktionsanläggningar i vissa fall understiger fjärrvärmesystemets topplasteffekt.



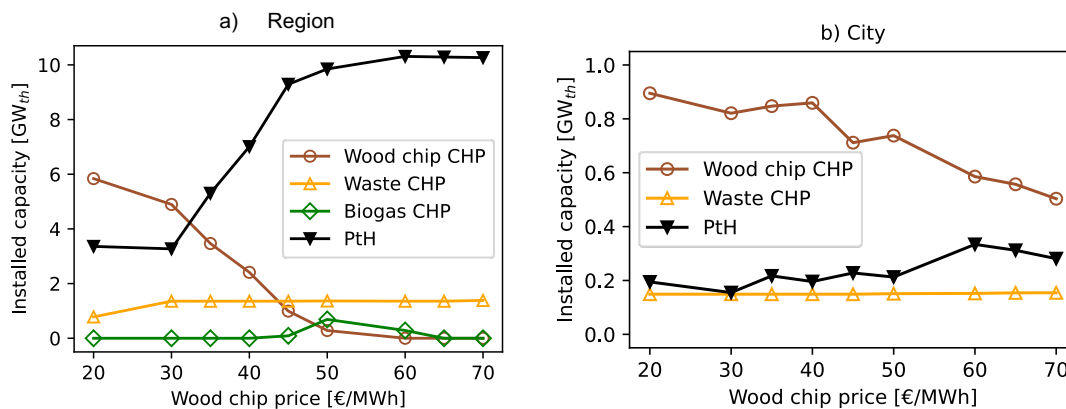
Figur 1. Kostnadsoptimala investeringsnivåer i värmeproduktionskapacitet på a) regional nivå (SE3), och b) stadsnivå (Göteborg). Y-axeln har normaliserats mot respektive systemnivås topplasteffekt. Scenarier: Main: dagens biobränslepriser. HighBio: biobränslepriset dubblas jämfört med Main. Nuclear: påtvingade investeringar i kärnkraft motsvarande dagens kapacitet (6 GW). NoHydro: vattenkraft är ej tillgänglig. NoTES: investeringar i värmelager är ej möjliga.

Fastbränsleeldade kraftvärmeverk är i modelleringen mer kostnadseffektiva än biogaseldade motsvarigheter, även fast biogaskraftvärmeverk har högre potential för flexibel drift. Den (traditionellt) låga bränslekostnaden för avfall och skogsrester gör att de mindre flexibla fastbränsleeldade kraftvärmeverken utkonkurrerar mer flexibla anläggningar med högre bränslekostnad. Dessutom förknippas gaskombianläggningar typiskt med lägre nyttjandegrad och används som mellan/topplast, vilket gör att de kan ersättas med billigare hetvattenpannor eller värmelager.

KÄNSLIGHET MOT BIOBRÄNSLEPRIS

Konkurrensen om bioråvara förväntas öka i framtiden i takt med att industrier och transportsektorn fasar ut fossil råvara. Priset på biobränslen kan därmed öka. Figur 2 visar hur de kostnadsoptimala investeringsnivåerna i kraftvärme och elvärme påverkas av ökade biobränslepriser, på regional och stadsnivå. Som nämnts ovan så är träfliseldade kraftvärmeverk relativt robusta investeringar på stadsnivå, även då priset på träflis ökar. På regional nivå (utan modellerade begränsningar i

transmissionskapacitet till städer) minskar investeringsnivån i bibränsleeldade kraftvärmeverk markant då trädbränslen blir dyrare, och investeringarna går mot noll vid bibränslepris på 50 €/MWh_{träflis}. I stället gynnas elvärme av höga bibränslepriser.



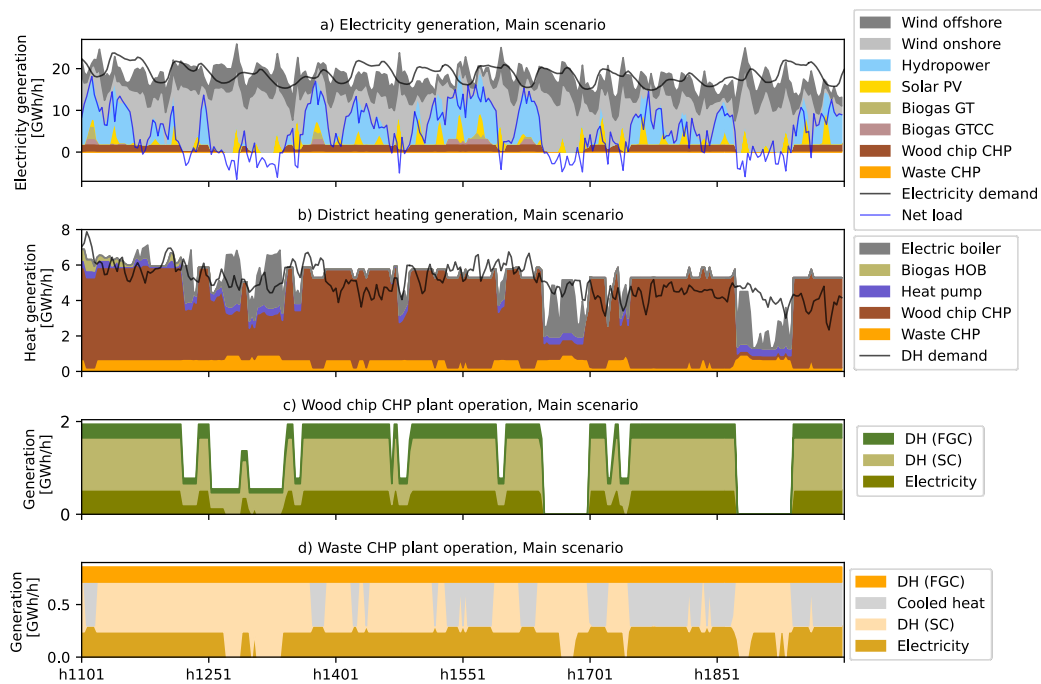
Figur 2. Kostnadsoptimala investeringsnivåer i kraftvärmeverk och power-to-heat (PtH, elvärme), för ökande träfliskostnader. a) Regional nivå. b) Stadsnivå. Notera de olika skalorna på y-axlarna.

FLEXIBILITETSTJÄNSTER FRÅN SVENSKA KRAFTVÄRMEVERK

En kraftig expansion av variabel elproduktion kan påverka kraftvärmeverkens kostnadsoptimala driftmönster. Traditionellt sett planeras kraftvärmeverkens drift baserat på fjärrvärmebehovet. Variabilitet i elsystemet (nettolastkurvan) kan komma att influera fjärrvärmesystemens driftplanering i större utsträckning i framtiden, för att bidra med flexibilitetstjänster. Sådan drift kan gynna både elsystemet, i form av balansering och anläggningarna själva, om elproduktionen anpassas till tidpunkter med höga elpriser (dvs låg vindkraftsproduktion och behov av reglerbar kraft eller andra flexibilitetsåtgärder).

FLEXIBLA DRIFTMÖNSTER

Energisystemmodelleringen visar på att ett flertal strategier för flexibel drift kan vara kostnadsoptimala för kraftvärmeverk att tillämpa i det studerade systemet. Figur 3 exemplifierar de kostnadsoptimala driftmönstren som observeras för år 2045 med storskalig utbyggnad av vindkraft på regional nivå. Panel a) visar nettolastvariationer i elsystemet, och panel b) visar motsvarande variabilitet i drift av fjärrvärmesektorn, samt kraftvärmearläggningar (panel c-d). Då netto-lasten är negativ, minskar biokraftvärmeverk sin pannlast, ibland kombinerat med att minska alfa-värdet (dvs elproduktionen minskas till fördel för ökad fjärrvärmeproduktion), vilket medför minskade bränslekostnader och att överflödigt elproduktion undviks. Vid hög netto-last syns motsatt trend (pannlast och elproduktion maximeras) i viss mån oberoende av nivån på värmebehovet och, i de fall det är möjligt, blir det kostnadsoptimalt att tillämpa kondensdrift (endast elproduktion) – ett sådant exempel kan ses i panel d) för avfallskraftvärmeverket där modellen finner det gynnsamt att installera kondensatorer.



Figur 3. Kostnadsoptimala driftmönster i det regionala a) elsystemet, b) fjärrvärmesektorn, c) träfliseldade kraftvärmeverk, och d) avfallseldade kraftvärmeverk, under fem värveckor i "Main" scenariet (se Fig. 1). DH, fjärrvärme; FGC, rökgaskondensator; SC, ångcykelkondensator.

Tillgång till värmelagringskapacitet i fjärrvärmesektorn är en nyckelfaktor för att möjliggöra och förstärka potentialen för kostnadseffektivt utnyttjande av kraftvärmeverk för nettolastbalansering. Värmelager låter kraftvärmeverken drivas på höga lastnivåer för att samproducera el även om värmebehovet inte motiverar detta (Fig. 3b), så att producerad värme tas till vara. När elpriset är lågt, eller värmebehovet är högt, kan lagrad värme kompensera för minskad kraftvärmeproduktion eller agera som en topplastproducent som minskar behovet av ytterligare investeringar i t.ex. hetvattenpannor i fjärrvärmesystemet.

POTENTIAL FÖR NETTOLASTBALANSERING

Trots att kraftvärmeverkens drift i större utsträckning anpassas efter elsystemet vid en kraftig utbyggnad av intermittent kraftproduktion, så är potentialen liten för kraftvärmeverk att bidra med systemtjänster på regional nivå. Detta beror framförallt på att den kostnadsoptimala installerade effekten för kraftvärmeverk är liten (2-4% av total installerad effekt) i förhållande till elsystemets behov och variabilitet, se Figur 3a. På årsbasis producerar kraftvärmeverken i regionen runt 4-8% av den totala elproduktionen, vilket ger begränsade möjligheter att balansera storskalig vindkraftproduktion på regional nivå. Däremot kan sektorkopplingen med fjärrvärmesystemen i sig innebära dubbla nyttor, då det inte bara är i bristsituationer som kraftvärmeverken kan bidra med reglerbar elproduktion, utan även i överskottssituationer kan minskad kraftvärmelast och elvärmeproduktion i fjärrvärmenätet bidra till balansering av elsystemet.

Den övre gränsen för kostnadsoptimala investeringsnivåer i kraftvärmeverk sätts av fjärrvärmebehovet. Det vill säga, det är inte kostnadseffektivt att investera i mer kraftvärmeeffekt än vad som motiveras av värmebehovet, som även kan ses i Figur 1, där de totala investeringsnivåerna i värmeproduktion i flera scenarier understiger topplastbehovet. I regionen SE3 motsvarar det totala

fjärrvärmebehovet 24% av det totala (framtida) elbehovet. Kraftvärmeverken kan alltså inte förväntas balansera elsystemet på egen hand, utan kan göra ett litet, men kostnadseffektivt, bidrag.

VÄRDET AV FLEXIBEL DRIFT

Givet den låga potentialen för kraftvärmeverk att balansera regionens elsystem så har kraftvärmens flexibilitet en låg inverkan på den totala systemkostnaden. Att inte driva kraftvärmeverk på ett flexibelt sätt (dvs anläggningarna körs med konstant last eller inte alls, och utan att tillämpa de flexibilitetsåtgärder som listas under Genomförande) ökar systemkostnaden med mindre än 1%. Alltså finns det andra tekniklösningar än kraftvärmeverk som kan bidra med flexibilitetstjänster till en kostnad som ungefär motsvarar den för kraftvärmeverk att bidra med flexibilitet.

Däremot kan det finnas ett värde för anläggningarna att anpassa driften efter elsystemets variationer. Även om fjärrvärme fortsatt är den prioriterade produkten för kraftvärmeverk (elproduktion motsvara 25-40% av årsproduktionen), så står de optimerade intäkterna från elproduktion för 60-75% av totala årsintäkterna. En tolkning av detta resultat är att mängden el som produceras är inte nödvändigtvis den viktigaste faktorn, utan förmågan att producera el vid rätt tillfälle, dvs då elpriset är högt och nettolasten låg. Detta förutsätter givetvis en viss nivå av variabilitet i elsystemet. Med en låg nivå av volatilitet i elpriset minskar värdet av flexibel drift, vilket visats i tidigare projekt (Normann, 2021).

KOLDIOXIDAVSKILJNING FRÅN SVENSKA KRAFTVÄRMEVERK

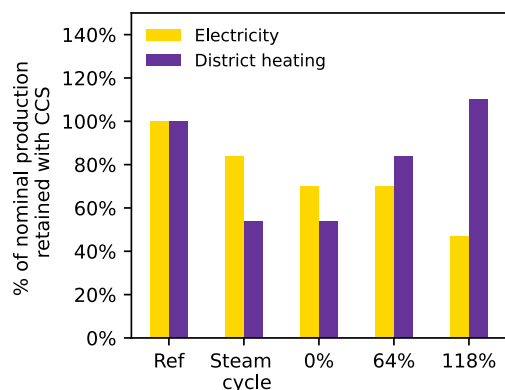
INVERKAN AV CCS PÅ KRAFTVÄRMEVERKETS PRESTANDA

Koldioxidavskiljning är en energikrävande process som, om den tillämpas på kraftvärmeverk, innebär förändrad energiprestanda. Den aminbaserade MEA processen kräver värmeförsörjning i form av kondenserande ånga som tas från kraftvärmeverkets ångcykel och därmed minskar el- och värmeproduktionskapaciteten. För 90% infångningsgrad och avtappning av ånga från ångturbinen visar processsimuleringsresultaten att eleffekten minskar med 15-25%, och om ånga tas från primärångflödet (innan turbinen) är motsvarande minskning av eleffekt upp till 60%. Fjärrvärmeproduktionskapaciteten påverkas i hög grad, och minskar mellan 40-60% beroende på ångcykelns design och vid vilket tryck ånga kan tappas av.

Ett sätt att motverka minskningen av värmeproduktion (som trots allt är kraftvärmeverkens traditionella huvudprodukt) kan vara att återvinna spillvärme från avskiljningsprocessen, som har ett kylbehov vid temperaturer mellan 20-100°C. Beroende på hur avskiljningsprocessen designas kan andelen spillvärme vid tillräckligt hög temperatur för att producera fjärrvärme (genom värmeväxling) variera. Med den design som studerats av Ignell och Johansson (2021) beräknas 64% av spillvärmens hålla minst 60°C och vara möjlig att använda till fjärrvärme, medan Eliasson och Fahrman (2020) simulerat en design där motsvarande andel nyttig värme var 25%. Projektet har utgått från att 64% av spillvärmens kan återvinnas, då en processdesign som återför så stor andel värme som möjligt bör vara intressant för kraftvärmefallet. Värmepumpar skulle också kunna utnyttjas för att även ta vara på den lågtempererade värmen.

Figur 4 visar hur nettoproduktionen för ett kraftvärmeverk (fallet gäller det avfallseldade Lillesjö kraftvärmeverk i Uddevalla) förändras om värmeåtervinning tillämpas. Elförbrukning för kompression och förvätskning av CO₂ inkluderas också i fallen med värmeåtervinning, vilket minskar nettoelproduktionen med ytterligare 14%. Värmeåtervinning med värmeväxlare (64%) minskar

andelen förlorad fjärrvärmeproduktion till 16%, och om också värmepumpar utnyttjas ökar värmeproduktionskapaciteten jämfört med referensfallet utan CCS, så att ca 10% mer värme kan levereras (fallet 118%).

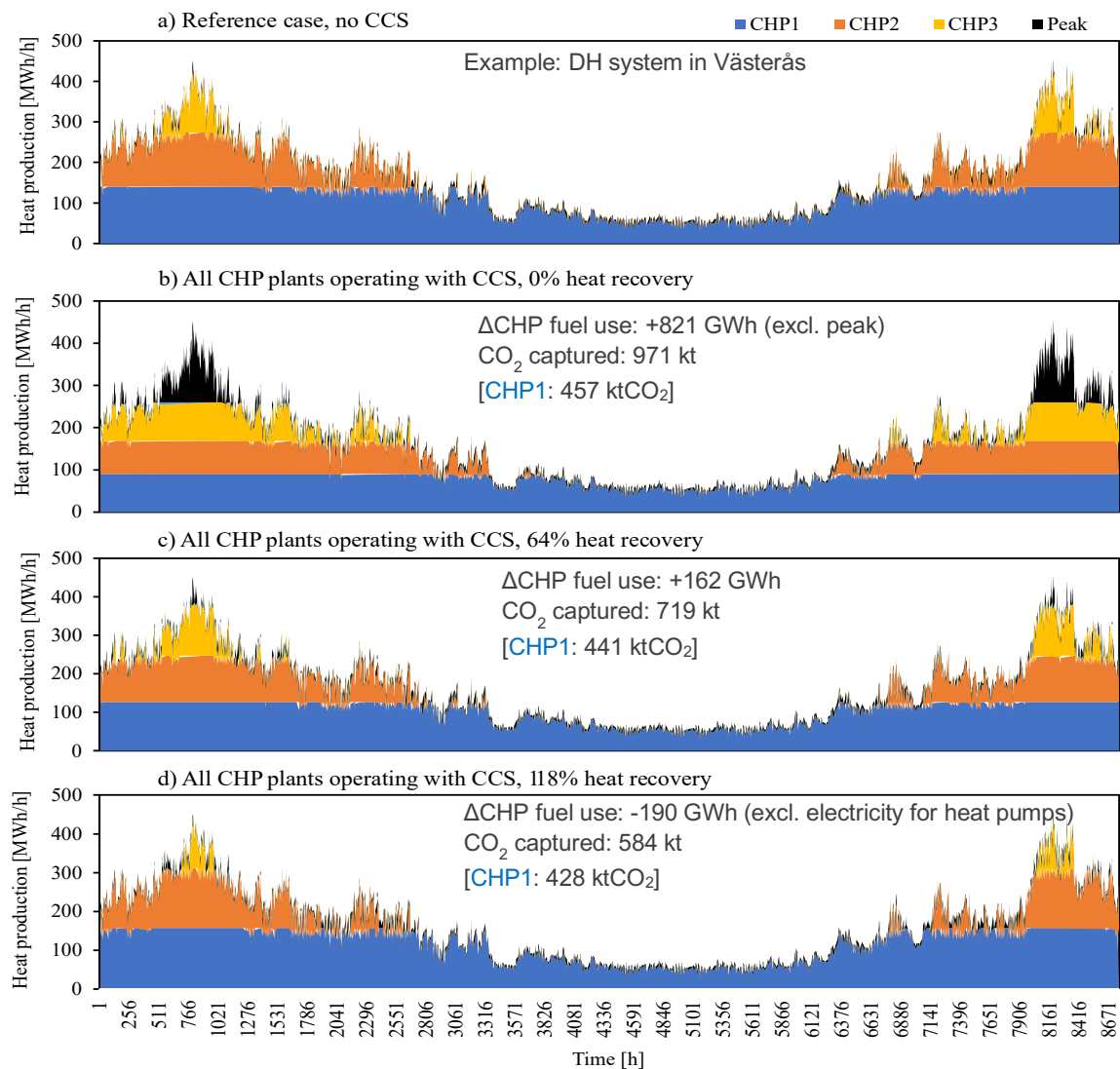


Figur 4. Påverkan på Lillesjö kraftvärmeverks el- och fjärrvärmeproduktionskapacitet om koldioxidavskiljning (90% infångningsgrad) integreras med ångcykeln. "Ref" betecknar ett referensfall utan CCS. "Steam cycle" gäller påverkan på ångcykeln. Procentsatserna anger grad av värmeåtervinning från avskiljningsprocessen och staplarna inkluderar även elförbrukning i CO₂ kompressions- och förvätskningsprocessen: 0%, ingen värmeåtervinning; 64%, värmeåtervinning genom värmeväxling; 118%, värmeåtervinning genom värmeväxling och värmepumpar för att ta vara på all spillvärme.

DRIFTTIMMAR OCH NYTTJANDEGRAD AV KRAFTVÄRMEVERK MED CCS

I projektet antas att en installerad avskiljningsprocess fångar 90% av genererad CO₂, oavsett pannlast, och att avskiljningsprocessens drift därmed följer pannans drift. Fjärrvärmesystemmodelleringen som genomförts visar på att installation av koldioxidinfångning vid kraftvärmearläggningar därmed ge förändrade driftsvillkor för andra värmeproduktionsanläggningar, beroende på grad av värmeåtervinning.

Figur 5 illustrerar hur driftprofilerna för kraftvärmeverk skiljer sig beroende på värmeåtervinningsfall, med Västerås fjärrvärmesystem som fallstudie. I figuren så visas ett ambitiöst fall då samtliga tre kraftvärmeverk i systemet installerar CCS. Jämfört med ett fall utan koldioxidinfångning (Fig. 5a) så innebär CCS utan värmeåtervinning (Fig. 5b) att drifttiden för kraftvärmeverken ökar, för att kompensera för bortfallet av värmeproduktionskapacitet, och användningen av topplastproduktion (svart färg) ökar. Med 64% värmeåtervinning (Fig. 5c) fås ungefär samma driftprofil som i referensfallet utan CCS, då värmebortfallet minskas. Med värmepumpar för ökad värmeåtervinning (Fig. 5d) ökar värmeproduktionskapaciteten jämfört med referensfallet, och därmed minskar användningen av mellan- och topplastanläggningar.

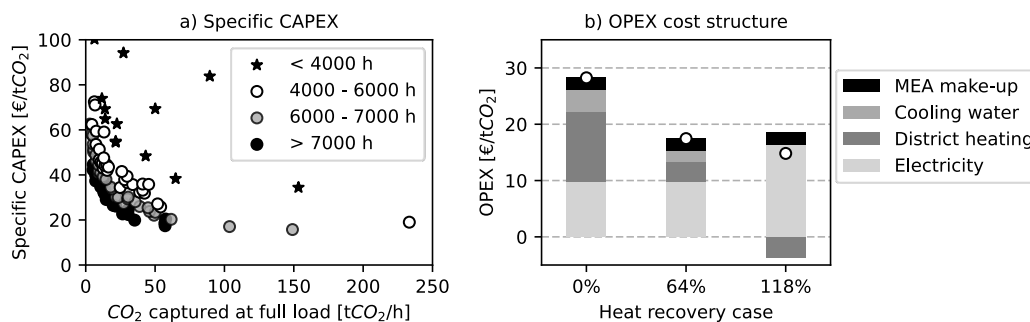


Figur 5. Driftprofiler för tre kraftvärmeverk med CCS och varierande grad av värmeåtervinning, exemplifierat av Västerås fjärrvärmesystem. a) Referensfall utan CCS. b-d) CCS tillämpas vid samtliga tre kraftvärmeverk, med b) 0% värmeåtervinning, c) 64% återvinning (värmeväxlare), d) värmeåtervinning med både värmeväxlare och värmepumpar (118%).

Påverkan på driftprofiler och nyttjandegrad av anläggningarna innebär även att mängden CO₂ som genereras (bränsleanvändning) skiljer sig mellan fallen. Baslastanläggningens drift är dock relativt robust oavsett värmeåtervinningsfall, så det är främst koldioxidinfångningspotentialen från mellan- och topplastanläggningar som påverkas. Därmed kan det diskuteras under vilka förutsättningar som det är rimligt att tillämpa CCS för anläggningar med låg nyttjandegrad, och vilken grad av värmeåtervinning som bör väljas. Om målet är att maximera mängden infångad CO₂ är det alltså mest fördelaktigt att inte återvinna värme från avskiljningsprocessen, men detta ökar såklart även bränsleanvändningen och ger sämre energieffektivitet. Om värmeåtervinningen däremot maximeras (118%) så ökar dock elanvändningen genom värmepumparna, och potentialen för infångad CO₂ minskar kraftigt för systemet.

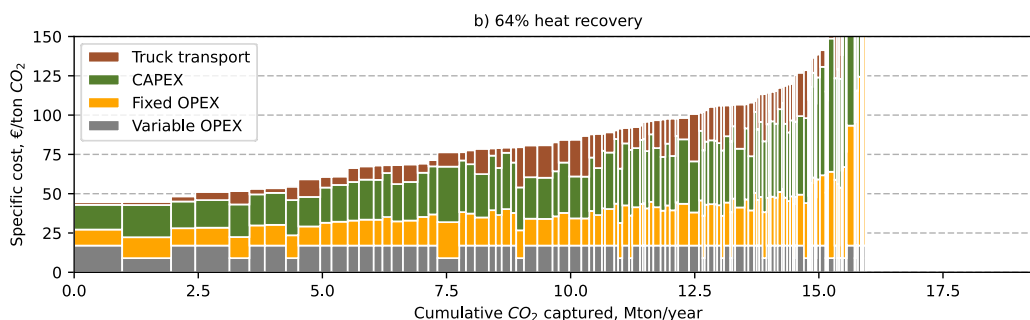
KOSTNAD OCH POTENTIAL FÖR CCS FRÅN KRAFTVÄRMEVERK

Kostnaden för koldioxidinfångning från kraftvärmeverk beror av ett flertal faktorer, varav anläggningens storlek, drifttid och värmeåtervinningsfall är viktiga faktorer för kraftvärmefallet, och alla påverkar mängden avskild CO₂. Figur 6 visar uppskattade värden för kapital- och driftkostnader för infångningsanläggningen. Kapitalkostnaden är starkt beroende av mängden fångad CO₂, så att anläggningar som är stora och/eller har hög nyttjandegrad får lägst kapitalkostnad, från ca 16 €/tCO₂. Kostnaden ökar skarpt för små anläggningar med kort drifttid. Driftkostnaden kan antas vara oberoende av anläggningens storlek och nyttjandegrad, men minskar om värmeåtervinning tillämpas, från 28 €/tCO₂ till 15 €/tCO₂. Driftkostnaden är givetvis känslig mot elpris och fjärrvärmepris. I projektet används ett elpris på 40 €/MWh, vilket kan anses lågt i förhållande till de prisnivåer som varit aktuella under år 2021-2022.



Figur 6. a) Specifik kapitalkostnad (CAPEX) för infångning, komprimering och förvätskning av CO₂ från kraftvärmeverk, som funktion av anläggningens storlek (mängd CO₂ infångad) och fullasttimmar. Varje markör representerar ett befintligt kraftvärmeverk i Sverige. Notera att y-axeln kapats vid 100 €/tCO₂. b) Driftkostnad (OPEX) för koldioxidinfångning integrerad med ett kraftvärmeverk, för tre värmeåtervinningsfall. De vita markörerna indikerar netto-OPEX. Kategorierna el och fjärrvärme tolkas som kostnad för produktionsbortfall (minskade intäkter).

Figur 7 visar en marginalkostnadskurva för infångning och landbaserad transport av koldioxid från alla Sveriges befintliga kraftvärmeverk (år 2020), med 64% värmeåtervinning. Övriga fall illustreras i Beiron m.fl. 2022. Den sammanlagda potentialen för koldioxidinfångning från samtliga anläggningar uppgår till drygt 15 MtCO₂/år för detta fall, varav ca 2.6-2.9 Mt är fossil CO₂ från avfallsförbränning. Det finns alltså potential för mer än 10 MtCO₂/år negativa utsläpp i den svenska fjärrvärmesektorn, vilket skulle räcka för att nå det föreslagna målet om 3-10 Mt/år av BECCS som nämns i Klimatpolitiska Vägvalutredningen (SOU, 2020). I jämförelse var Sveriges utsläpp av fossil CO₂ 41 Mt år 2019.



Figur 7. Marginalkostnadskurva för koldioxidinfångning och lastbilstransport till hub för befintliga kraftvärmeverk i Sverige. Figuren gäller 64% värmeåtervinning, men de två andra fallen finns illustrerade i Beiron m.fl. 2022. Varje stapel representerar en anläggning. Notera att både biogen och fossil CO₂ (från avfallsförbränning) inkluderas i figuren.

Kostnaden för infångning och lastbilstransport är som lägst 45-50 €/tCO₂ och för de flesta anläggningarna är kostnaden maximalt 125 €/tCO₂. Ca 10 Mt BECCS per år skulle kunna avskiljas till en

maximal kostnad av 100 €/t. De anläggningar som har potential att fånga stora mängder CO₂ (avstånd på x-axeln i Figur 7) får, som nämnts ovan, lägst specifik kostnad per ton CO₂. Till dessa siffror tillkommer även kostnad för skepptransport och slutlagring, vilket av Northern Lights projektet uppskattats till 30-55 €/tCO₂ (Sandberg, 2020). Den totala kostnaden för CCS blir då i intervallet 75-180 €/tCO₂.

4. CHP MODELLING USING (DEEP) NEURAL NETWORKS

CHP systems are highly dynamic systems which means that models which are intended to represent these systems need to reflect this time-dependency. Traditionally, these dynamic models are based on thermodynamic equations (first-principal models). This results in two major disadvantages when generating a dynamic model:

1. The thermodynamic equations are usually derived for ideal circumstances which not necessarily reflect real operating conditions,
2. The process of modelling is time intensive as complex interdependencies need to be modeled as exact as possible.

In this project, we investigated if instead of first-principal models, data-driven modeling can be used to reflect the dynamics which occur in a real CHP system. In this context, it was decided to investigate the performance of a basic Artificial Neural Network (ANN) without hyperparameter tuning to maintain the simplicity of the chosen modeling approach. A schematic overview of an ANN is given in Figure 1. The ANN shown in Figure 1 has one input layer with two neurons (colored green), one hidden layer with five neurons (colored blue) and one output layer with one neuron (colored yellow).

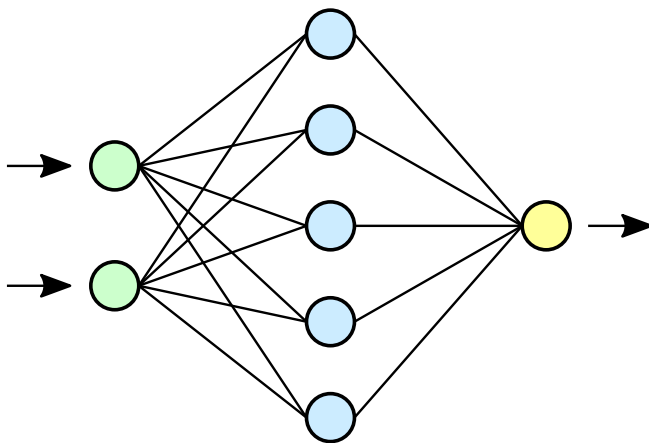


Figure 1: Schematic overview of an artificial neural network.

For this work a common ANN architecture was chosen which consisted of 10 hidden layers with 64 neurons in each layer. The aim of the data-driven model was to predict four important metrics of a CHP system which are commonly investigated using first-principal dynamic models. These four metrics make up the output layer of the developed ANN and are:

- Power generation [MW],
- District heating generation [MW],
- Primary steam flow [kg/s],

- District heating supply temperature [°C]

In order to predict these metrics, certain input data to the model is necessary. Again, the commonly used input data to first-principle dynamic models was studied and six input parameters were chosen which thereby form the input layer of the ANN:

- Boiler load [MW],
- District heating water flow [ton/h],
- Return temperature of the district heating water [°C],
- Live steam pressure [bar],
- Live steam temperature [°C],
- Steam flow through bypass [kg/s]

As reference system, data from a Waste-fired CFB boiler with a nominal thermal power of 167 MW was used. Data with minute-based resolution (~11.500 data points) was available which was interpolated to generate roughly 690.000 data points representing data for every second for a period of regular operation during November/December 2018. The available data was divided into training and validation data (85% / 15%).

RESULTS

In Figure 2, the measured and the predicted trajectories of the selected four CHP metrics are shown. As can be seen, the ANN predicts the measured data trends with high accuracy. Smaller discrepancies can be observed, but in general it was possible to achieve a high validation accuracy of over 90%.

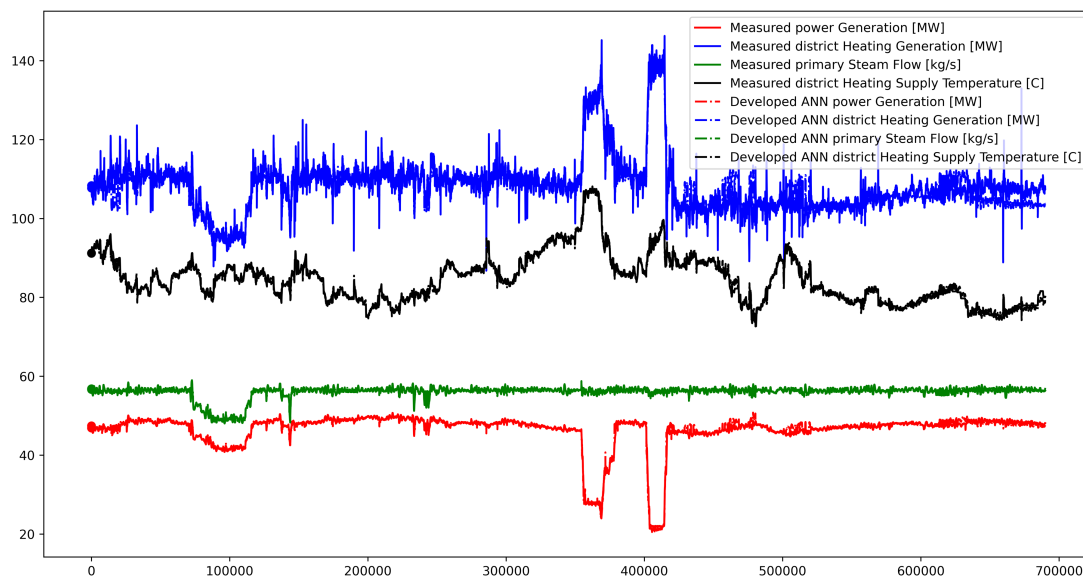


Figure 2: Comparison of training/validation data with the trajectories generated by the investigated artificial neural network.

Additionally, a comparison of the generated ANN with a previously built first-principle dynamic model was conducted. In this context the model predictions were compared for artificial input data. More precise, the boiler load was varied according to a sinus-function while the other input parameters were fixed at a constant value. In Figure 3, the model trajectories of the power generation for both the ANN and the first principal models are shown. It can be seen, that both trajectories follow the sinus curve in the input boiler load. However, some discrepancies between the first principal model

and the ANN can be observed. More particular, the ANN showed an offset in the static behavior compared to the first principal model. Additionally, the amplitude of the power generation trajectory of the ANN is lower compared to the first principal model. Consequently, further testing, model optimization (hyperparameter tuning) and eventually (additional) process data would be needed for further development of the ANN. However, it was showed that it is possible to achieve good predictions already with a simple ANN architecture.

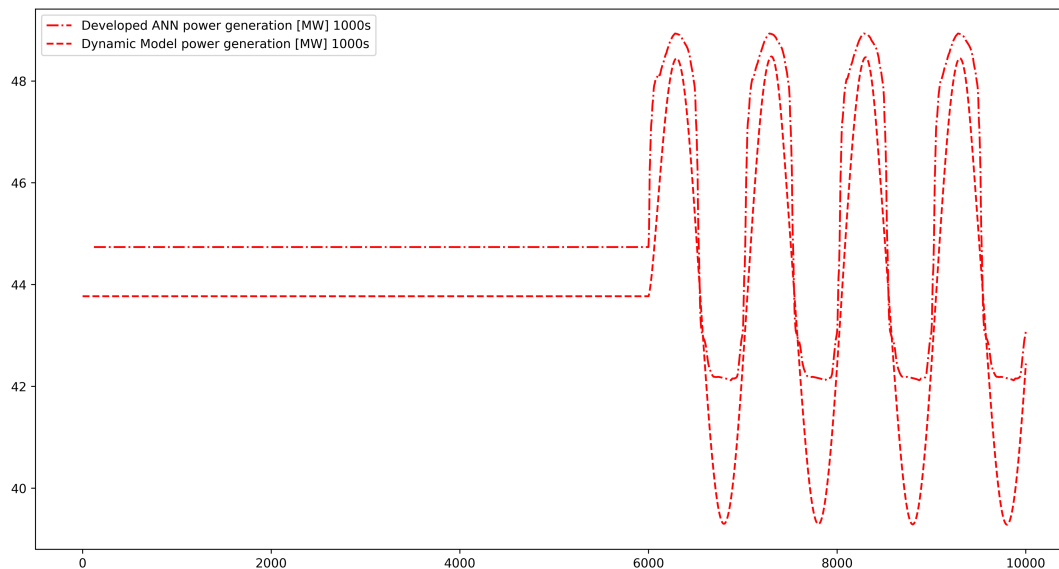


Figure 3: Predicted model trajectories of the CHP plants power generation for the investigated artificial neural network and a previously generated first principal dynamic model when assuming that the boiler load follows a sinus function.

5. CHP DESIGN OPTIMIZATION

BACKGROUND

During the transformation of the energy system and with present high uncertainties and volatilities the boundary conditions for CHP plant operation is likely to change. Some of these boundary conditions are listed below:

- Electricity price – mean price and volatility
- Fuel cost – e.g. biomass price/availability
- CO₂ cost/cap
- District heating demand

These boundary conditions affect the profitability of the plant and should be considered when making investment decisions. This work develops a mathematical optimization model tool to discuss the design of new CHP plants considering it's a long-term investment that will be exposed to variations and changes in the boundary conditions.

A CHP plant is a complex system consisting of several subsystems, this project focus on the steam system while other subsystems, such as the flue gas cleaning system or the waste-water treatment section, were not considered. In Figure 4, a schematic flowchart of the steam system or steam cycle of a CHP plant is shown. The optimization model aims to identify the optimal sizing of the components in

the steam cycle of a CHP (colored blue in Figure 4) with respect to a certain objective (e.g., minimize costs / maximize revenue). These components are:

- Process heat exchangers, such as: low- and high-pressure feedwater preheater, turbine bypass condenser,
- Heat exchangers for district heating generation: extraction and backpressure condenser,
- Boiler for steam generation,
- Steam turbine for electricity generation.

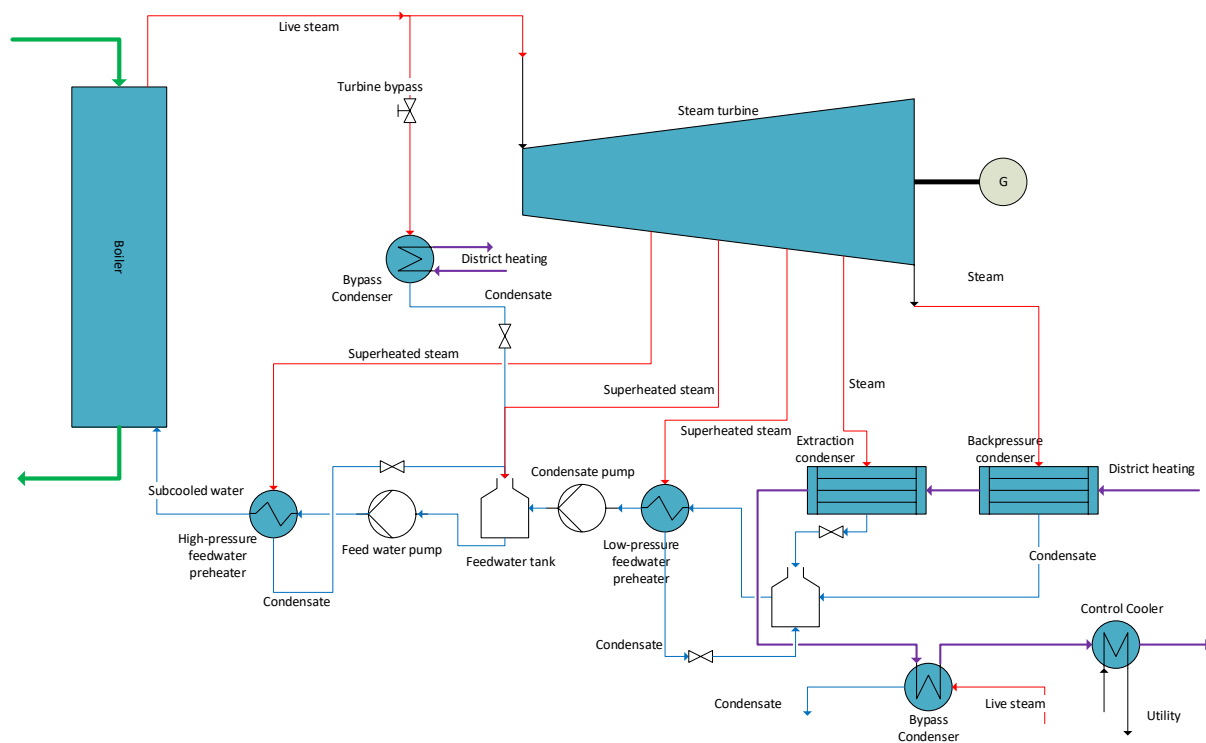


Figure 4: Schematic flowchart of the steam cycle of the CHP system (extraction level with high pressure and corresponding feedwater preheater is missing).

In this context, exposing the optimization model to varying conditions should help finding the optimal sizing of these components considering:

- electricity price levels, and
- district heating levels.

Additionally, the developed optimization model could be used to identify the sensitivity of the optimal design towards different running schemes of the CHP plant, i.e., provides the plant the peak load or the base load in the heat duration curve. Further, the integration of novel technologies such as carbon capture can be investigated to identify the optimal sizing of the capture plant and the optimal capture rate considering the above-mentioned uncertainties.

METHOD

The developed model is a *multi-period mathematical optimization model* to allow for a techno-economic analysis of a CHP system for a chosen operating period which can consist of a single or multiple scenarios. The italic written terms are explained in more detail in the following passage.

- Multi-period: Multiple operating points (electricity price, district heating demand, etc.) are included in the analysis to avoid (over-)simplified and not representative results achieved with a single (steady-state) average operating point.
- Mathematical optimization model: A model which helps to identify the optimal values of the optimization variables, such as size of components and control settings with respect to a chosen objective.

As mentioned previously, the objective of develop optimization model is to minimize the investment and running cost while maximizing revenue. In this context, a commonly used metric to investigate this trade-off is the Total Annualized Cost (TAC). For calculating TAC, the investment costs are annualized over the expected lifetime by means of a periodic cost of capital (interest rate). Together with the running cost and the revenue calculated per year, the annualized investment cost form TAC.

To define the optimization model, cost functions and mathematical models for the components in the steam cycle are required as well as representative input data for electricity and fuel. In this context, investment cost functions for boiler, steam turbine and heat exchangers were generated using cost data or identified from the literature. Furthermore, thermodynamic modelling of the steam cycle was required to establish a context between the variables and control settings in the system. As thermodynamic models can be complex, correlations were generated to simplify the modeling of the steam turbine but also of the thermodynamic states in the systems such as enthalpy or due point calculations using commercial software.

The optimization model was constrained to meet a given district heating demand for each considered operating point. Besides the district heating demand, also the electricity price is defined for each operating points. As a compromise between accuracy and computational expenses it was decided to calculate with daily average values for one operating year (328 days of operation). Furthermore, three scenarios for the electricity price in Sweden were investigated which represent future electricity prices in the years 2030, 2040, and 2050, which were taken from (Göransson, L., Lehtveer, M., Nyholm, E. et al (2019)). The daily average values for the electricity price for the three scenarios are shown in Figure 5. A constant fuel (biomass) price and heating value are applied. Note, that the developed model allows for investigating scenarios that go beyond the scenarios and data investigated in this work.

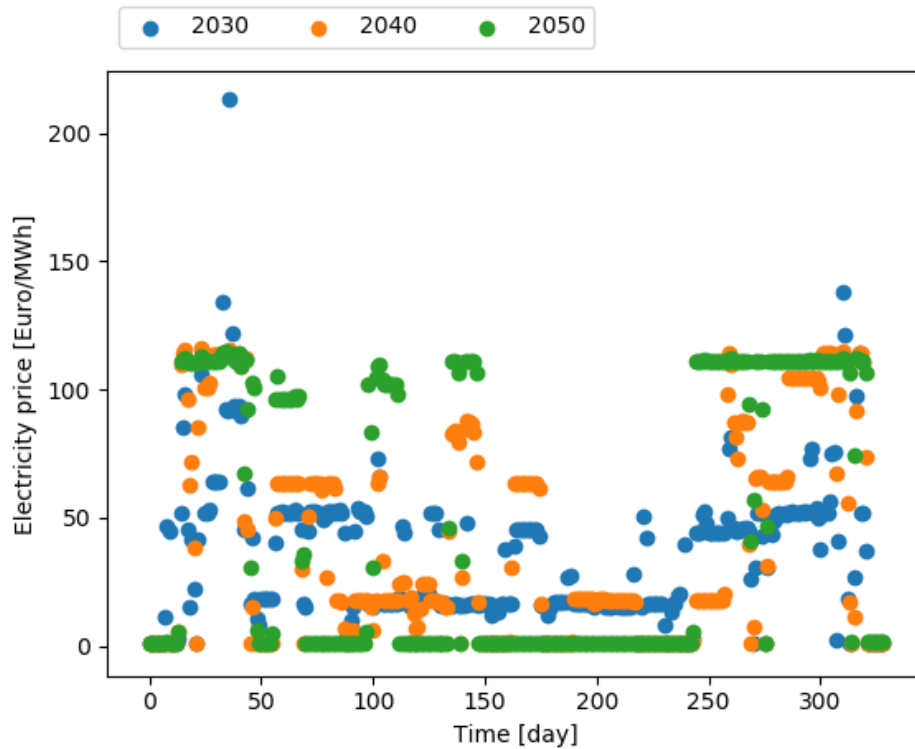


Figure 5: Different electricity price scenarios

RESULTS

In the following section selected results are presented to illustrate the potential utilization of the developed model. To maximize profit (minimize TAC), the optimization model strives to maximize the electricity production. The electricity production is, however, limited by the district heating demand. Consequently, if the district heating demand decreases, the electricity generation decreases unless the CHP plant includes a condensing turbine, which is independent of the district heating. This is visualized in Figure 6 and in Figure 7. Both figures show the total production in MW for each investigated operating point. Additionally, the generated electrical power and the generated contribution to the district heating system are shown. The difference in both figures is the electricity generation, which is almost constant in Figure 7 while the electricity generation is modulated in Figure 6. In case of a condensing turbine, we identified that the electrical power production is rather independent of projected electricity prices. This trend is shown in Figure 8. We can identify that in most operating points the electricity production is maximized to maximize the profit. This result is, however, sensitive towards the fuel price, which is not studied in this work.

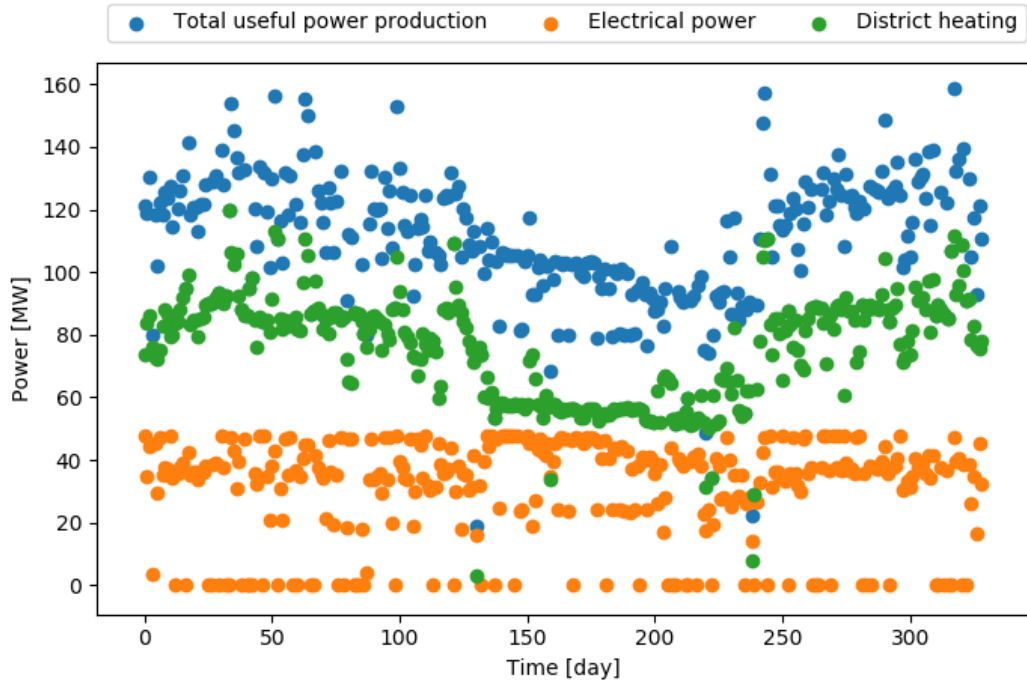


Figure 6: Thermal and electric power production with no separate cooling of turbine condensate, i.e. turbine condensate is only cooled by district heating water.

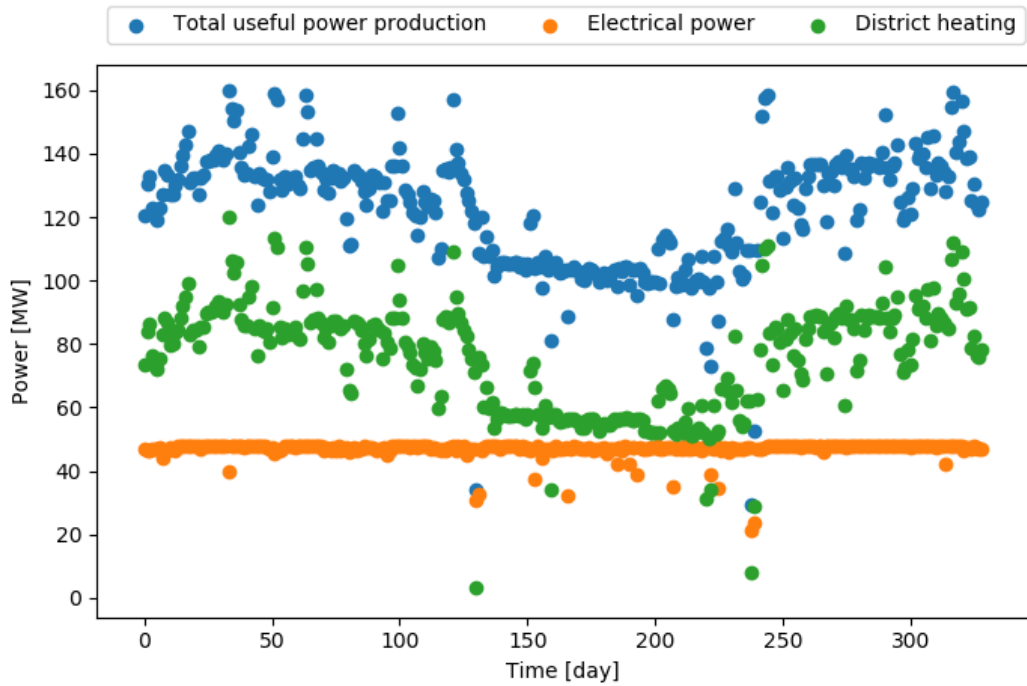


Figure 7: Thermal and electric power production with separate cooling of turbine condensate, i.e. sufficient cooling is provided also when the district heating demand is low.

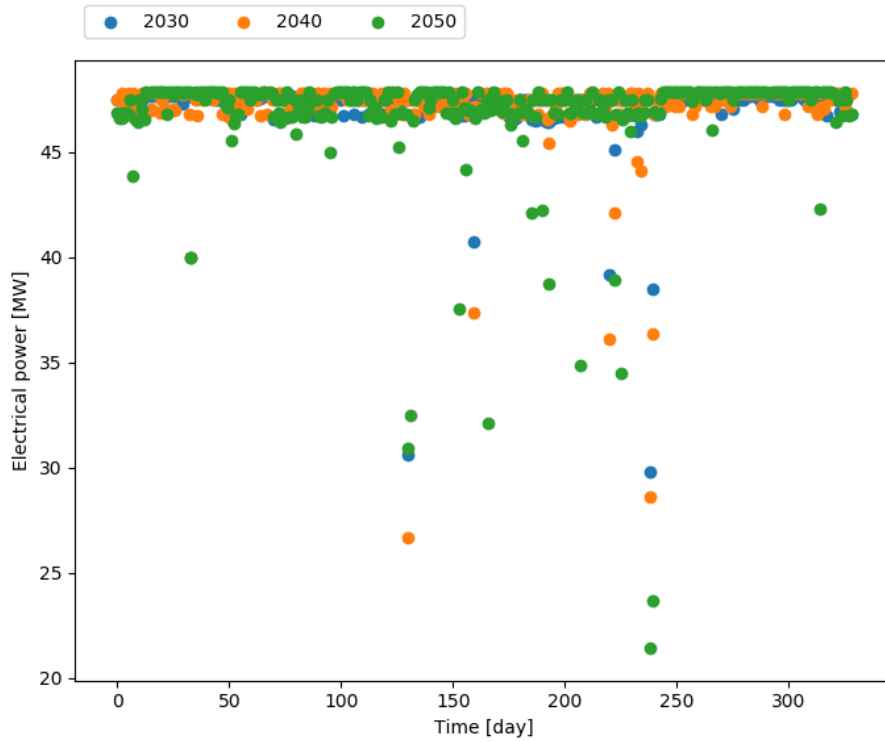


Figure 8: Electricity generation for different projected electricity prices.

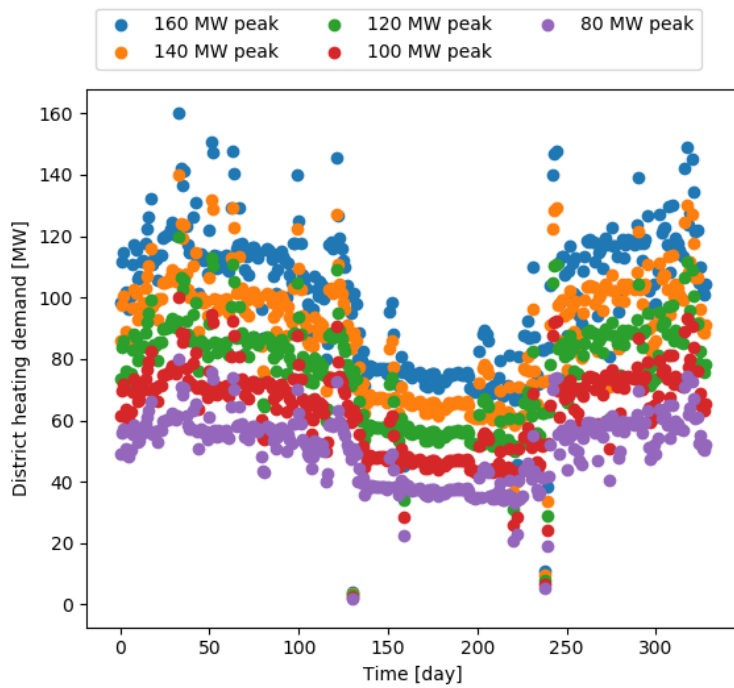


Figure 9: Scaled district heating demand curves

In addition to electricity price scenarios, the influence of the district heating demand profile on the optimal design of the CHP plant was studied. In this context, a district heating demand profile was scaled to mimic different peak loads and investigate the influence on the optimal design. This scaling is shown in Figure 9. For each of the cases, the optimal design was derived and the total annualized cost

for each case and each electricity price scenario is shown in Figure 10. A general trend observed is that the electricity price scenario for 2040 allows for lower total annualized cost than the scenario for 2030 and the scenario for 2050 has the lowest total annualized cost. The reason for this observed trend is that the average electricity price over the year is smallest for 2030 and highest for 2050. However, this trend cannot be observed for the 160 MW peak case. A possible explanation for this anomaly is that the solution for 2050 does not present the global optimal solution but only the best local solution, which the solver was able to identify in the allowed timeframe. Independent of the electricity price scenario, the 120 MW peak case achieves the lowest total annualized cost. In the following the designs obtained for the 2050 scenario were analyzed more closely.

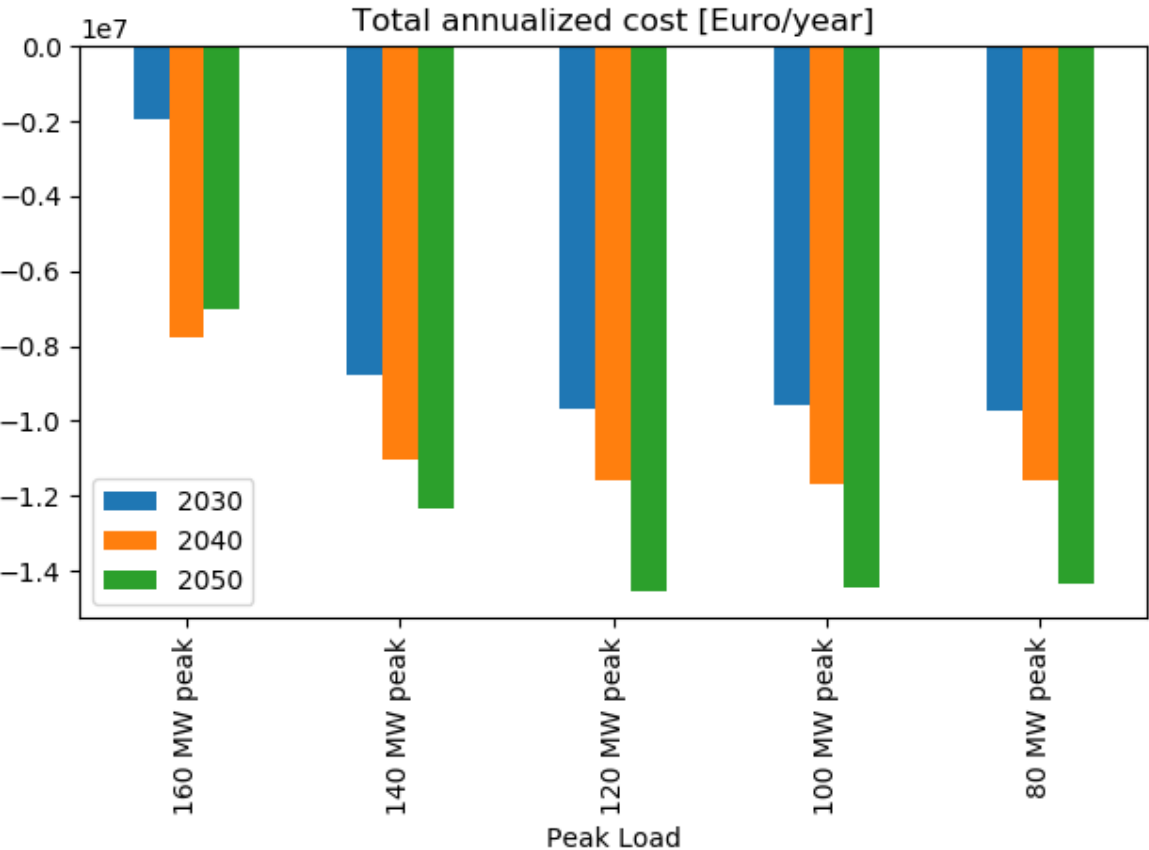


Figure 10: Total annualized cost achieved for the different electricity price scenarios and the different district heating demand curves.

Figure 11 shows the total investment cost, for boiler, turbine, and heat exchangers for the district heating cases. We could identify that the boiler and turbine design was independent of the district heating demand curves - in each case the allowed maximum boiler capacity was returned by the model (160 MW_{th}). On the other hand, the heat exchanger cost shows a certain dependency on the demand curves with a minimum for the case of 100 MW peak while considerable higher cost was necessary in the cases. A detailed analysis of the heat exchanger investment cost is shown in Figure 12. We could identify that the dominating cost factor and the reason for considerable larger costs in the cases 160 MW peak and 140 MW peak is the huge turbine bypass condenser, which is necessary to provide the necessary district heating at high demand. With decreasing peak load in the district heating demand curve, the turbine bypass condenser decreases dramatically in size (120 MW peak) and is finally no longer needed (100MW peak and 80 MW peak). In this context it is interesting to

point out that the extra cooler to provide cooling when the district heating demand is low, is smallest for the case 100 MW peak, which is also the case yielding the smallest investment cost.

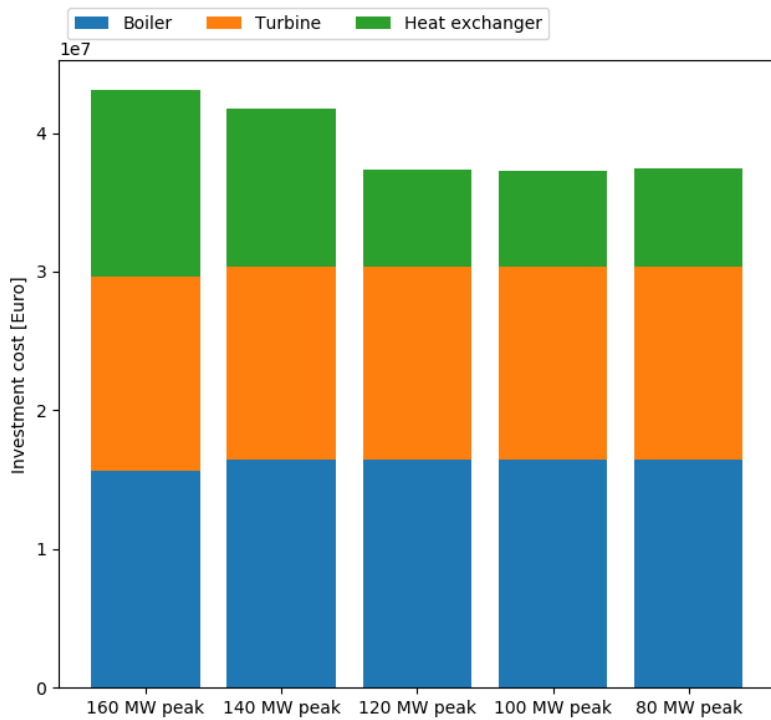


Figure 11: Total investment cost

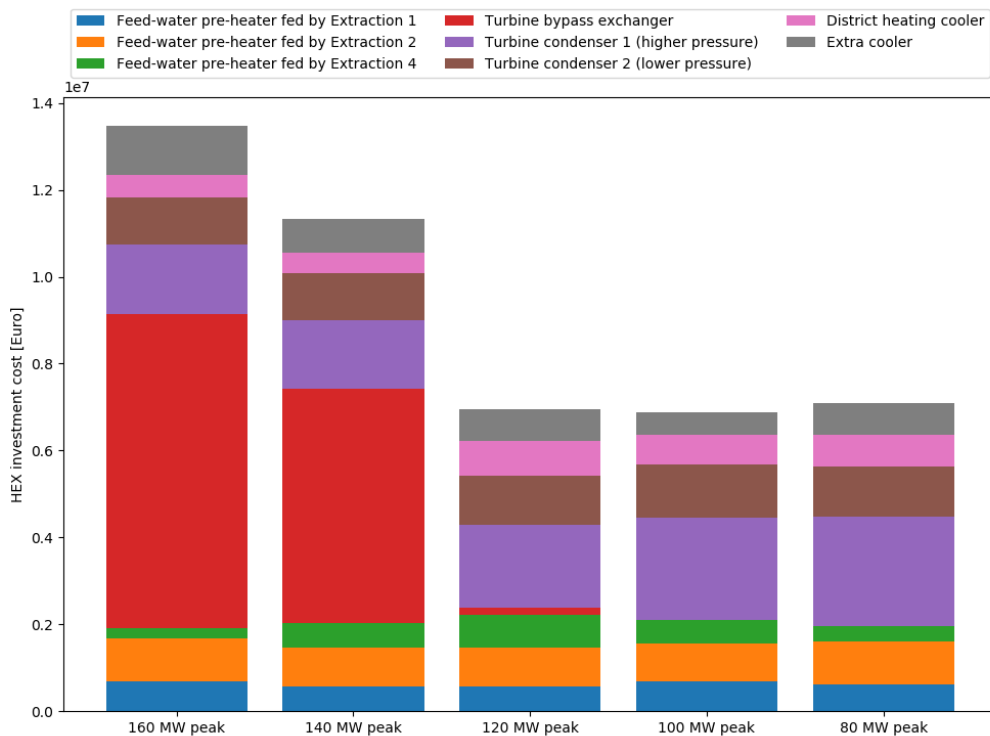


Figure 12: Heat exchanger investment cost