

Beslutsunderlag

Datum: 2023-03-03

Diarienummer: 10-2022-1989

Handläggare: Annsofie Rajgård, Daniel Stridsman

Telefon: 031-627312, 031-626535

E-post: annsofie.rajgard@goteborgenergi.se
daniel.stridsman@goteborgenergi.se

Omställning genom förnybar Kraftvärme i Rya



Figur 1. Vinnande gestaltning av bioångpannan "Kakelugnen", vy från Nya Varvet.

Förslag till beslut

I styrelsen för Göteborg Energi AB:

Jag föreslår att styrelsen beslutar att

1. godkänna en investeringsram på 2,65 mdkr (penningvärde dec 2022) för byggnation av förnybar kraftvärme i Rya-området och integrering av anläggningen med befintligt Rya kraftvärmeverk.
2. frågan är av sådan principiell beskaffenhet eller annars av större vikt då beslutet avser en större investering att frågan härmed hemställs till Göteborgs Stads Kommunfullmäktige för ställningstagande.

Sammanfattning

Fjärrvärmesystemet i Göteborg behöver ställas om.

För att upprätthålla en enkel och trygg energiförsörjning, möta kundernas förväntningar på ett lågt klimatavtryck och konkurrenskraftiga priser, ägarnas krav på avkastning och stadens mål om en klimatneutral stad 2030, behöver fossila bränslen som gas och olja fasas ut och ersättas med alternativa lösningar och förnybara bränslen.

Föreliggande investering om biobaserad kraftvärme i Rya (BKV Rya) är Göteborg Energis största och viktigaste investering i den omställningen. Investeringen innebär inte bara att fjärrvärmeleveransen under normala förhållanden blir helt

återvunnen och förnybar utan är även av central betydelse för fjärrvärmeaffärens framtida resultatutveckling. Anläggningen är central för försörjningstryggheten i fjärrvärmesystemet då den väsentligen minskar beroendet till gamla uttjänta anläggningar och av naturgas från Europa.

Investeringen är en av de första investeringarna i den omställningsresa som planeras för fjärrvärmesystemet fram till 2035.

Fjärrvärmesystemet utgör en viktig del av stadens totala energiförsörjning. Ca 90% av flerbostadshusen i Göteborg är anslutna till fjärrvärmesystemet och utan fjärrvärmens hade stadens elbehov varit nästan dubbelt så stort. Styrkan i systemet är den stora andelen återvunnen värme som vid varmt väder är tillräcklig för hela stadens värmebehov. Först vid kallare väder produceras värme från systemets egna produktionsanläggningar.

Fjärrvärmeaffären har under lång tid varit Göteborg Energis starkaste affär med en god avkastning på ca 8% per år. Kunderna i Göteborg väljer fjärrvärme och leveranserna har ökat över tid. Tack vare stora investeringar under 60- och 70-talet har fjärrvärmeaffären haft möjlighet att kapitalisera på befintliga tillgångar med positiv resultatutveckling. Nu börjar anläggningstillgångarna bli gamla och en ny tid av investering väntar där ca 60% av produktionskapaciteten behöver ersättas och viktiga distributionsledningarna måste bytas ut kommande 15 års-period.

Samtidigt har fjärrvärmens resultat snabbt försämrats. Bakgrunden är energikrisen i Europa med höga priser och osäker tillgång på gas som inte bara fördubblat fjärrvärmens bränslekostnader utan också är en utmaning för försörjningstryggheten i Göteborg.

För fjärrvärmeaffären är en omställning till återvunnen och förnybar energi således en nödvändighet, inte bara för produktens klimatavtryck utan också för försörjningstryggheten, den ekonomiska utvecklingen och i förlängningen också för konkurrenskraften mot alternativa uppvärmningslösningar. Investeringsbehovet i det gamla sammanfaller väl i tid med omställningsbehovet mot det nya. Med fokus på totaloptimering av stadens energiförsörjning finns goda förutsättningar att även stärka fjärrvärmens roll genom att inte bara vara det verktyg som staden behöver i energiomställningen och för att nå satta klimatmål utan också för att hantera annalkande elbristsituation med förmåga att möta lokala effekttoppar med flexibilitet och lokal kraftvärmeproduktion.

Anläggningen, som i praktiken är en bioeldad ångpanna av känd och beprövad teknik, är en modern anläggning med avancerad reningsutrustning som beräknas bidra med 140MW värme och 35 MW el till de lokala energisystemen. Det motsvarar ca en femtedel av den produktionskapacitet som behöver ersättas i fjärrvärmesystemet de närmsta åren. Bränslet till anläggningen är skogsflis och återvunnet returträ, transporterat med lastbil. Anläggningen erbjuder ny flexibilitet genom möjligheten att välja värme före elproduktion beroende på marknadsläge samt att integrera olika typer av träavfall i bränslemixen.

Investeringsutgiften är beräknad och förväntas uppgå till maximalt 2,65 mdkr och generera en förväntad genomsnittlig resultateffekt för fjärrvärmeaffären på ca 234 mkr per år. Projektet befinner sig nu i upphandling vilket förväntas pågå fram till hösten 2023. Miljötillstånd meddelades för anläggningen i december 2022.

Under förutsättning att ny detaljplan vinner laga kraft och att kommunfullmäktige tillstyrker investeringsramen före sommaren 2023, planeras driftsättning av anläggningen under vintersäsongen 2025/26.

Bedömning ur ekonomisk dimension

En kostnadsberäkning av investeringsutgiften för BKV Rya indikerar att investeringen kommer att uppgå till 2,3 mdkr (penningvärde dec 2022). I summan ingår hela projektets omfattning från förstudie och planering till genomförande och driftsatt anläggning. Den maximala investeringsutgiften bedöms samtidigt till 2,65 mdkr vilket därför utgör investeringsramen i enlighet med detta ärende. Investeringen kan storleksmässigt jämföras med den årliga nettoomsättningen för värmeförsäljningen i fjärrvärmeaffären som under 2022 uppgick till 2,2 mdkr.

Investeringen visar på en god lönsamhet med en beräknad genomsnittlig resultateffekt på ca 234 mkr/år. Den ekonomiska nyttan av investeringen utgörs av den alternativkostnad som finns i dagens fjärrvärmesystem och som kvarstår om investeringen inte genomförs. I praktiken handlar det om de sänkta råvarukostnader och ökade elintäkter som investeringen genererar. Lönsamhetskalkylen baseras på investeringsramens maxbelopp 2,65 mdkr, en kalkylränta på 9% samt den genomsnittliga väderleken för de 20 senaste åren. Bränslepriserna har ansatts utifrån olika scenarier där det mest sannolika bedöms vara en avmattning från dagens höga energikrisnivåer, men med en generellt högre prisbild för samtliga bränslen än vad som förelegat historiskt. Den diskonterade återbetalningstiden i beräknade scenarier varierar mellan 4 och 17 år (exkluderat de tre byggåren), där 9 år bedöms som det mest sannolika utfallet. Investeringen i BKV Rya beräknas, vid driftsättningen 2026, förbättra fjärrvärmeaffärens räntabilitet med omkring +1,4 procentenheter, vilket förflyttar affären i riktning mot uppsatta avkastningskrav.

Bedömning ur ekologisk dimension

BKV Rya blir en modern och effektiv anläggning, med avancerad katalytisk reningsutrustning för att säkerställa låga utsläpp av kväveoxider och svaveloxider till luft. Investeringen i BKV Rya är i linje med Göteborg Stads miljö- och klimatprogram och följer den inriktning som framgår i stadens energiplan för att uppnå miljömålen. Investeringen bidrar till upprätthållandet av ett stabilt energisystem utan störningar och målet att producerad energi enbart ska ske från förnybara bränslen. Ett genomförande innebär ett positivt tillskott av såväl förnybar värme- och elproduktion i Göteborg och stärker flexibiliteten och tryggheten i stadens energiförsörjning som helhet. Anläggningen bidrar vidare till utfasningen av äldre fossila anläggningar med bristande tillgänglighet samt minskar beroendet av gas från Europa genom att öka andelen inhemsk skogsflis och introducerar träavfall i bränslemixen. Transporterna till anläggningen sker med lastbil från närområdet vilket enligt genomförda beräkningar inte medför att miljö kvalitetsnormen överskrids. Möjlighet till framtida tåg- och båttransporter har bevarats genom planering och överenskommelser med andra aktörer i området. Det anslutande området Rya skog kommer ej påverkas av den nya anläggningen. Ingen mark kommer tas i anspråk, buller kommer att regleras och belysning anpassas för djurliv i närområdet. Det materiella resursbehovet vid byggnationen av anläggningen minimeras genom att den integreras med Rya Kraftvärmeverk där delar av den befintliga infrastrukturen kan samutnyttjas.

Bedömning ur social dimension

Investeringen har en positiv påverkan på den sociala dimensionen då den förstärker försörjningstryggheten av el och värme i staden och till göteborgarna. Utfasning av fossila bränslen mot förnybara alternativ innebär sänkta produktionskostnader vilket är en förutsättning för en hållbar och konkurrenskraftig prissättning och möjliggör för fler att ansluta sig till fjärrvärmenätet när staden växer. Möjligheten att använda returträ som bränsle stärker försörjningstryggheten genom ökad bränsleflexibilitet. Förflyttningen bidrar vidare till att mildra den klimatoro som finns och yttrar sig i samhället.

Investeringen bidrar även med utökad lokal elproduktion till det lokala elsystemet vilket är en kritisk förutsättning för stadens omställning och tillväxt.

Framåtblickande lastprognoser för elsystemet förutsår ett underskott av 250 MW el i Göteborg 2030. Den lokala elproduktionsförmågan är därför viktig för möjligheten till nya industrietableringar och nya jobbtillfällen i staden.

Samverkan

Samverkan har skett enligt Göteborg Energis och Göteborgs Stads riktlinjer.

Bilagor

1. Omställning fjärrvärme 2035
2. Beräkningsprinciper, antaganden och resultat
3. Risker och händelser
4. Ordlista

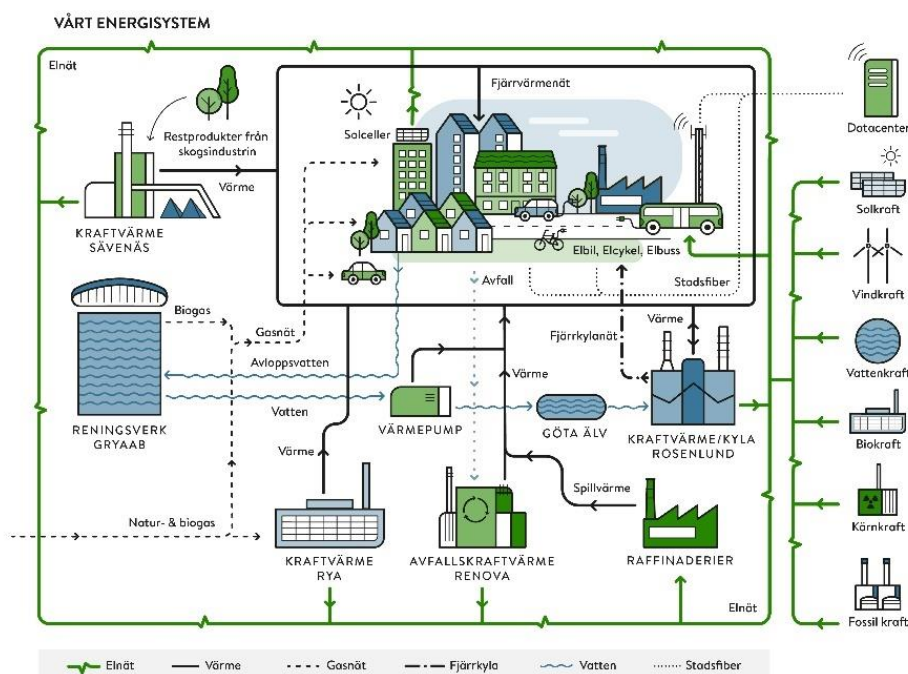
Ärendet

Beskrivning av ärendet

Ärendet avser beslut om investeringsram för byggnation av en ny biobrännseledd kraftvärmeanläggning i Ryaområdet (BKV Rya) till en maximal investeringsutgift om 2,65 mdkr (penningvärde dec 2022). Anläggningen, som planeras i anslutning till befintligt kraftvärmeverk är en viktig del i förnyelsen av fjärrvärmesystemet, för försörjningstryggheten och för fjärrvärmens omställning mot förnybara bränslen. Tillsammans med prisjusteringar och effektiviseringar är investeringen av väsentlig betydelse för fjärrvärmeaffärens långsiktiga lönsamhet och konkurrenskraft.

Bakgrund

Energisystemet i Göteborg



Figur 2. Energisystemet i Göteborg.

Göteborg har ett stort och komplext energisystem bestående av flera olika system som är tätt sammankopplade och beroende av varandra, se figur 2. Vissa av systemen sitter även ihop med de regionala, nationella och europeiska systemen. Detta är fallet för tex el- och gasnätet, där tillgång och efterfrågan på energislagen i de överliggande systemen styr priset och tillgången lokalt. Fjärrvärmesystemet i sin tur är sammankopplat med el och gasnätet för driften av systemet och som råvara till produktionsanläggningarna. Vidare har fjärrvärmesystemet en stark koppling till stadens avlopps- respektive avfallssystem där överskottsvärmen från verksamheterna återvinns för uppvärmning. Värme återvinns även från värmealstrande processer i stadens raffinaderier och det överskott som på sommaren inte används för uppvärmning levereras via fjärrvärmesystemet vidare till fjärrkylasystemet för absorptionskylproduktion. Fjärrvärmenätet levererar och

importerar värme över kommungränserna och producerar och levererar också el till elsystemet genom så kallad kraftvärme. El produceras även i stadens avfallsförbränning.

Tillsammans sörjer de olika systemen för stadens totala energiförsörjning.

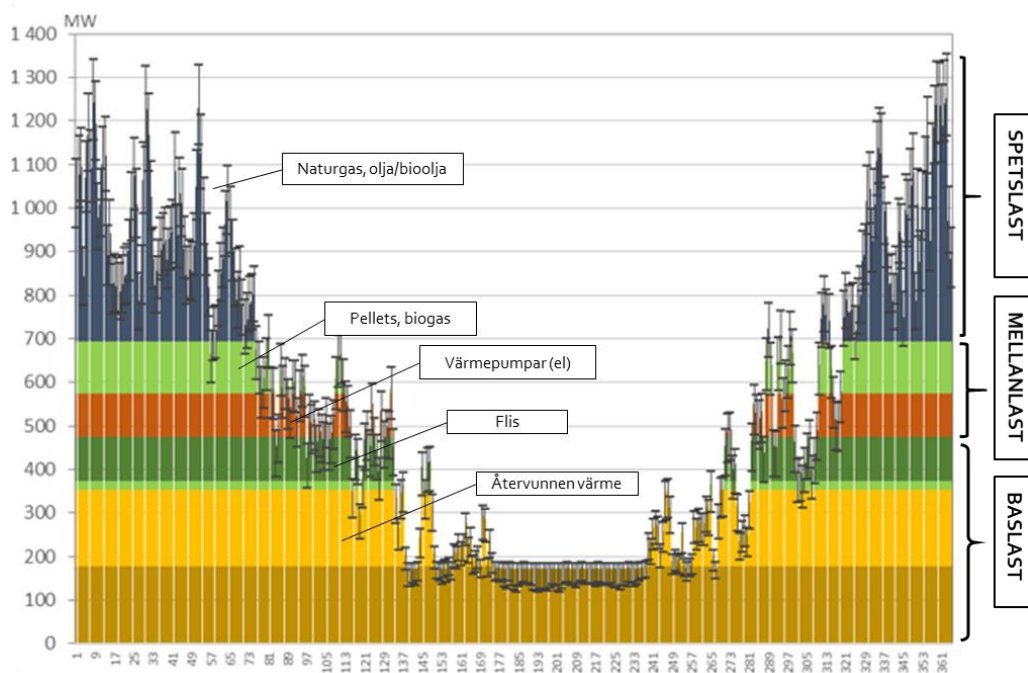
Stadens fjärrvärmesystem

Fjärrvärmerna utgör en viktig pusselbit i stadens energisystem. 90% av flerbostadshusen i Göteborg, 10 000 villor och otaliga industrier, kontor, butiker och offentliga byggnader är anslutna till fjärrvärmesystemet. Den levererade energin uppgår till ca 3 500 GWh per år och är inte bara av betydelse för göteborgarnas värmeförsörjning utan även för dimensioneringen av elsystemet. Utan fjärrvärmerna hade stadens elbehov varit ca 85% (+730 MW) högre än vad det är idag om motsvarande värmebehov hade behövt tillgodoses med värmepumpar.

Elnätskapaciteten i Göteborg hade då varit än mer ansträngd.

Göteborgs fjärrvärmesystem är väl utbyggt och består av ca 120 mil ledningsnät som distribuerar värme från i huvudsak Ryaområdet i väst, Sävenäsområdet i öst och Mölndal i söder. Rosenlundverket i centrum är systemets största spets- och reservanläggning och stöttar systemet vid kall väderlek och vid oförutsedda händelser. Systemet är tätt sammankopplat med fjärrvärmenäten i Partille, Ale, Kungälv och Mölndal och värmeleveranser sker över kommungränserna. Styrkan i Göteborgs fjärrvärmesystem är att ca 70% av stadens värmebehov tillgodoses med återvunnen värme från stadens raffinaderier, från Renovas avfallsförbränning och från Gryaabs renade avloppsvatten. Under sommarhalvåret är den återvunna värmen tillräcklig för hela Göteborgs fjärrvärmebehov.

Värmeproduktionen i fjärrvärmesystemet dimensioneras utifrån det maximala behovet av värme när det är som kallast och med viss reservkapacitet. De egna produktionsanläggningarna startas först när den återvunna värmen inte längre räcker till, vilket inträffar vid en utomhustemperatur på ca 10°C. Den så kallade körordningen på anläggningarna prioriteras efter ekonomi och miljö där baslasten utgörs av skogsflis och mellanlasten av pellets, el och naturgas/biogas. När det är riktigt kallt eller vid produktionsstörningar behövs systemets spets- och reservanläggningar, vilka i dagsläget använder naturgas, olja och bioolja som bränsle. I nedan belastningsdiagram, Figur 3, illustreras körordningen i Göteborg Energis fjärrvärmesystem.



Figur 3. Belastningsdiagram för Göteborgs fjärrvärmesystem under ett kallt år. Under sommarhalvåret är den återvunna värmen tillräcklig för hela stadens värmebehov men på vinterhalvåret är systemet beroende av de flesta av sina anläggningar, även spetslasten. Anläggningarna startas i körordning allteftersom temperaturen sjunker med de billigaste bränslena först (baslast), därefter mellanlast och sist spetslast (dyrast).

Utveckling av fjärrvärmesystemet

Fjärrvärmeutvecklingen utgår från principen att ta tillvara på restflöden av material och energi för att lösa stadens uppvärmningsbehov på smartast möjliga sätt. Energieffektivisering är alltid första prioritet för att minska energibehovet. I Göteborg Stads miljö- och klimatprogram 2021-2030 målsätts energieffektivisering för såväl värmeenergi som värmeeffekt i fjärrvärmesystemet. Effektiviseringstakten kompenserar för tillkommande stadsutveckling, men inte mer. Det innebär att inga stora förändringar från dagens effekt- och energibehov i fjärrvärmesystemet är att förvänta.

Aktuellt värmebehov ska, så långt det är möjligt, tillgodoses med återvunnen värme. Först när den återvunna värmen inte längre räcker till så startas de egna produktionsanläggningarna. Principen är att i första hand använda förnybara bränslen och restprodukter som returträ (träavfall) och skogsflis (grot), därefter mer förädlade bränslen som pellets, el, bioolja, och biogas. I sista hand används fossila bränslen som naturgas och olja. Bränslenas priser ökar med förädlingsgraden och stiger uppåt i körordningen. Vid investering i nya produktionsanläggningar behöver förutom bränslepriser, även drifttid och investeringsutgift beaktas. Returträ och skogsflis är billiga bränslen, men förbränningsanläggningarna är dyra. Dessa lämpar sig därför bäst som baslast eftersom det krävs många driftstimmar för att investeringen ska vara motiverad. Pellets, bioolja, biogas har en dyrare prisbild. I gengäld är anläggningarna billigare i investering. Dessa bränslen används i regel som mellanlast och spetslast, där driftstimmarna är färre, och bränslepriset inte får så stor genomslagskraft. Spets- och reservanläggningar är oftast svåra investeringar att motivera eftersom anläggningarna sällan används, kanske bara några timmar per

år. Ofta utgörs dessa av gamla anläggningar som successivt skjuts upp i körordningen i samband med nyinvestering.

Fjärrvärmesystemet i Göteborg är beroende av det västsvenska naturgasnätet. En stor andel av den egna produktionskapaciteten använder i dagsläget gas som huvudbränsle. Under normala omständigheter startas den första gasanläggningen vid relativt måttliga utomhustemperaturer mellan 0-2 plusgrader vilket i dagens energiläge, där EU behöver frigöra sig från rysk gas, är att betrakta som en sårbarhet och en risk för såväl försörjningstryggheten som ekonomin. Under 2022 har bolaget vidtagit ett antal åtgärder för att tillgängliggöra gamla oljeanläggningar med syfte att säkerställa försörjningstryggheten vid gasbrist. Åtgärderna strider mot bolagets övergripande inriktning att fjärrvärmeleveransen ska bli helt återvunnen och förnybar, men är att betrakta som en kortsiktig lösning på en akut situation och i övergången till anläggningar på förnybara bränslen.

I förhållande till resten av den svenska fjärrvärmebranschen har Göteborg Energi en relativt liten andel biobränslen i sin bränslemix. I praktiken är valmöjligheterna på bränslemarknaden begränsade och de som inte har tillgång till naturgas/biogas har redan genomfört sin omställningsresa från olja och kol till träflis, pellets och bioolja. I dagsläget kommer således den svenska fjärrvärmeproduktionen i princip uteslutande från biobränslen.

Att Göteborg Energi inte har samma bränslefördelning som resten av branschen förklaras delvis av den ovanligt stora tillgången på återvunnen värme som finns i Göteborg, närheten till det västsvenska naturgasnätet samt tron på biogas som framtidsbränsle. Den huvudsakliga anledningen är dock att befintliga anläggningar ännu inte reinvesterats.

Konsekvensen är dock att Göteborg Energi är relativt ensam i sin utsatta position till den internationella gasmarknaden vilket gör omställning till biobränslen än mer angelägen.

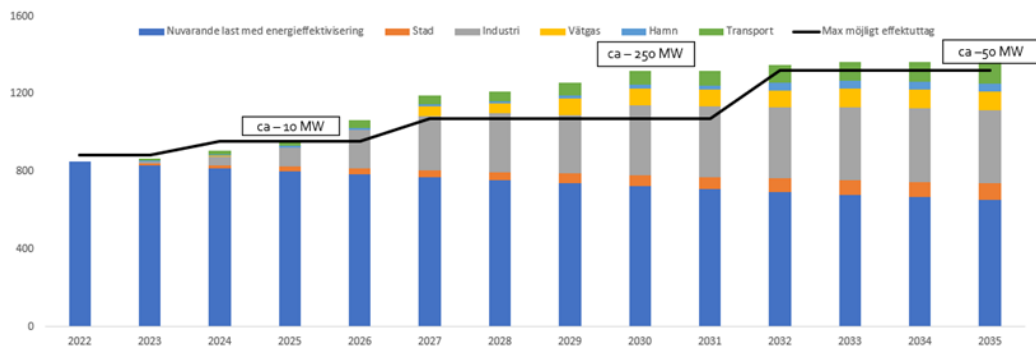
Elkapaciteten i Göteborg och kopplingen till fjärrvärmesystemet

I takt med elektrifieringen och omställningen av samhället har frågan om elkapacitet blivit alltmer aktuell, inte minst i storstadsregionerna. Samtidigt som en stor del av den inhemska elproduktionen sker i norra Sverige så är elanvändningen som störst i de södra delarna av landet, vilket ställer krav på en god överföringskapacitet i kraftledningarna. När elektrifieringstakten för att ställa om industri och transporter ökar så uppstår flaskhalsar i elnäten och i vissa delar av landet föreligger risk för lokal kapacitetsbrist. I Malmö och Stockholm är kapacitetsbristen identifierad som akut vilket begränsar städernas möjlighet till elektrifiering och nyetableringar. Även i Göteborg ökar elbehovet dramatiskt framöver och inom bara några år blir kapacitetsbristen påtaglig även här. Göteborg Energis prognoser över stadens elbehov visar på en stark ökning, där framförallt industrins elektrifiering och nyetableringar är tongivande. Prognosen är framtagen i dialog med aktuella aktörer och baserad på pågående och planerade projekt. Sannolikheten i prognosen är därför att betrakta som hög.

I figur 4 visualiseras prognosticerad lastutveckling i elnätet (staplar) i relation till förväntad tillgänglig kapacitet (svart kurva) med hänsyn tagen till planerad utbyggnadstakt i överliggande nät (nuvarande planer). Staplarna avser det maximala eleffektbehovet under kalla dagars höglasttimmar. Fram till 2030 förväntas stadens eleffektbehov att öka med mer än 50% från dagens behov och

under samma period uppstår en kapacitetsbrist att möta behovet på ca 250MW till följd av flaskhalsar i överliggande nät.

Göteborg Energi Nät AB (GENAB) arbetar aktivt med kapacitetsfrågan i dialog med regionnätägaren Vattenfall och stamnätägaren, Svenska Kraftnät. Investeringarna är dock dyra, tidskrävande och inte uteslutande de mest kostnadseffektiva för att möta lokala effekttoppar. I dagsläget importeras 90% av elen i Göteborg från överliggande nät vilket skapar beroenden med stora potentiella konsekvenser. Staden behöver därför ta ett större eget ansvar för den lokala elförsörjningen i syfte att säkra leveranssäkerhet, tillväxt och utveckling på kort och lång sikt. Här finns ett tydligt behov där lokal elproduktion är motiverad.



Figur 4. Lastprognos för eleffektbehovet i Göteborg i relation till tillgänglig kapacitet. Observera att kapaciteten och utbyggnadstakten i överliggande är antaganden och inte några garantier.

I fjärrvärmesystemet ingår Rya Kraftvärmeverk (Rya KVV) som är Göteborgs Energis största värmeproduktionsanläggning. Förutom ca 300MW värme kan anläggningen producera ca 260MW el. Möjligheten att inom fjärrvärmesystemet styra mellan konsumtion och produktion av el beroende på förutsättningarna på elmarknaden ger flexibilitet och en ekonomisk trygghet för fjärrvärmeaffären. När elpriserna är höga prioriteras Rya KVV i körordningen eftersom elintäkterna ger en låg (ibland till och med negativ) värmeproduktionskostnad. Vid låga elpriser prioriteras istället driften av värmepumpar. Möjlighet finns att i kraftvärmeverket välja värme före el varpå värmeproduktionen i anläggningen kan maximeras till ca 380MW.

Anläggningen som i dagsläget bränsleförsörjs med gas har i december 2022 fått tillstånd enligt miljöbalken att även använda bioolja vilket förbättrar flexibiliteten och ökar försörjningstryggheten i systemet.

En anläggning som Rya KVV är en styrka för Göteborgsregionen.

Elproduktionskapaciteten motsvarar en knapp tredjedel av Göteborgs totala effektbehov och möjligheten att lokalt möta effekttoppar vid elbrist är unik. Fjärrvärmesystemets flexibilitet att producera el är alltså inte bara bra för affären utan också en av flera viktiga pusselbitar för att hantera en annalkande elbristsituation. BKV Rya som är föremål för detta investeringsärende är till skillnad från Rya KVV en baslastanläggning med många driftstimmar per år och som bidrar med förnybar elproduktion kontinuerligt, större delen av året och inte bara vid effekttoppar.

Lokal elproduktion har på senare år även fått en allt större betydelse för den regionala elförsörjningen. Svenska Kraftnät har vid flertal tillfällen avropat Rya KVV för nätreglering (omfördelning av el i överliggande nät) vid ansträngda situationer i elnätet. Tillgången till produktionskapaciteten avtalas i förväg och tillhandahålls på affärsmässiga villkor för fjärrvärmeaffären. Under vintern 2022/2023 är anläggningen kontrakterad till Svenska Kraftnäts effektreserv.

Leveransförmåga och reinvesteringsbehov

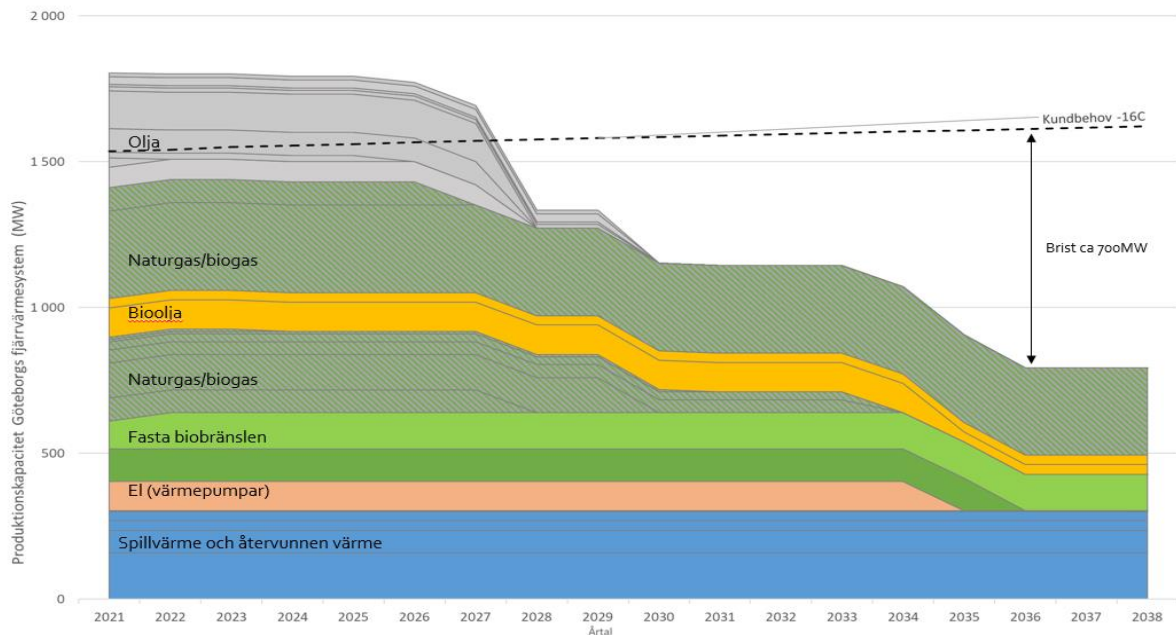
Det ska vara enkelt och tryggt att vara fjärrvärmekund i Göteborg. Leveranssäkerheten är viktig för konkurrenskraften och uppgår i dagsläget till 99,8%.

Etableringen av fjärrvärme i Göteborg påbörjades redan på 60-talet och byggdes ut kraftigt under 80-talet. En stor del av systemets egna produktionsanläggningar byggdes under den här tiden och börjar nu bli till åren. I takt med att anläggningarna åldras så ökar underhållsbehovet och tillgängligheten blir alltmer utmanande att upprätthålla. I dagsläget befinner sig åtta av Göteborg Energis tio största produktionsanläggningar i slutet av sin bedömda tekniska livslängd. När anläggningarna överskridit sin livslängd finns risk att de inte längre kan köras på ett säkert sätt, och de kan beläggas med körförbud. Bedömningen är att, trots effektivisering i befintligt fastighetsbestånd, så måste i storleksordningen 60-70% av den egna produktionskapaciteten, ca 700MW värme, ersättas inom de närmsta 10-15 åren till en total investeringsutgift i storleksordningen 10-15 mdkr. Det handlar i huvudsak om gamla gas- och oljeanläggningar i Sävenäs och Rosenlund men även om värmepumparna i Rya och systemets viktigaste och idag enda flisförsörjda baslastanläggning, hetvattenpanna 3 (HP3) i Sävenäs.

Den investeringspuckel som genomfördes under 60-80-talet är alltså återkommande och Göteborg Energi behöver ställa om från en lång tid av förvaltning, till en framtid av större reinvesteringar som kommer att belasta balansräkningen.

Reinvesteringarna är dock nödvändiga för att upprätthålla fjärrvärmeleveransen till göteborgarna.

I figur 5 framgår hur produktionskapaciteten utvecklas över tid om inga reinvesteringar genomförs. Redan 2027 uppstår ett gap mellan värmebehovet i staden och den värme som systemet har förmåga att producera.



Figur 5: Produktionskapaciteten i Göteborgs fjärrvärmesystem i körordning med återvunnen värme i botten, baslast, mellanlast, spetslast och reserv. Utan reinvesteringar kommer produktionskapaciteten att minska över tid och redan år 2027 inte att räcka till för att möta stadens värmebehov.

Fjärrvärmeaffären

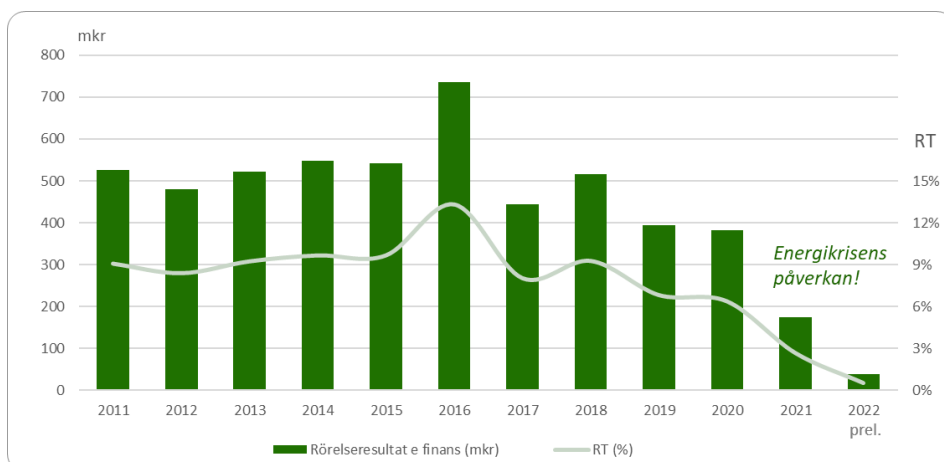
De 3 övergripande målen som är styrande för fjärrvärmeaffären är:

- Stabil lönsamhet och konkurrenskraft
- Bibehållen hög leveranssäkerhet
- En återvunnen och förnybar fjärrvärmeleverans

Fjärrvärmeaffären har länge varit Göteborgs Energis starkaste affär och har kontinuerligt levererat en god avkastning och ett årligt rörelseresultat på omkring 500 mkr. Allt sedan den stora utbyggnaden som gjordes under 60-, 70- och 80-talet har det varit möjligt att ge avkastning på befintliga anläggningstillgångar. När nu behovet av reinvestering, i såväl produktionsanläggningar- som i distributionsinfrastruktur, ökar så utmanas också lönsamheten eftersom ersättningsinvesteringarna belastar balansräkningen men bara i mindre omfattning bidrar till kostnadssänkningar eller nya intäcksströmmar.

Men, för Göteborg Energi har den pågående energikrisen i Europa inneburit stora ekonomiska utmaningar där fjärrvärmeaffärens bränslekostnader mer än fördubblats under de senaste åren. Det är framförallt verksamhetens gasberoende och kopplingen till den europeiska marknaden som fått långtgående konsekvenser. Gaspriserna har periodvis varit mer än 10 gånger högre än de historiska nivåerna och jämte elhandeln är det fjärrvärmens bränslekostnader som är den enskilt största anledningen till att bolaget under 2021 och 2022 redovisar ett kraftigt

försämrat resultat. Fjärrvärmeaffärens resultat och räntabilitetsutveckling över tid presenteras i figur 6.



Figur 6: Historisk utveckling av "Resultatet efter finans" och "Räntabilitet på totalt kapital" för fjärrvärmeverksamheten på Göteborg Energi.

Den pågående energikrisen visar med all tydlighet att en stabil, lönsam och konkurrenskraftig fjärrvärmeaffär kräver en snabb omställningen från olja och naturgas mot förnybara bränslen. Behovet av omställning sammanfaller med behovet av reinvestering, vilket skapar dubbel nytta, där lönsamhet och förnybarhet utvecklas parallellt och i positiv riktning i takt med att investeringar genomförs. För en lönsam och hållbar fjärrvärmeaffär behöver förnybar produktionskapacitet även kombineras med andra åtgärder, tex effektiviseringar av verksamheten samt tydliga prissättningsstrategier. Det senare för att bidra till en god kostnadstäckning samt för att skapa tydliga incitament för kunden att begränsa sitt effektbehov då det är som allra kallast.

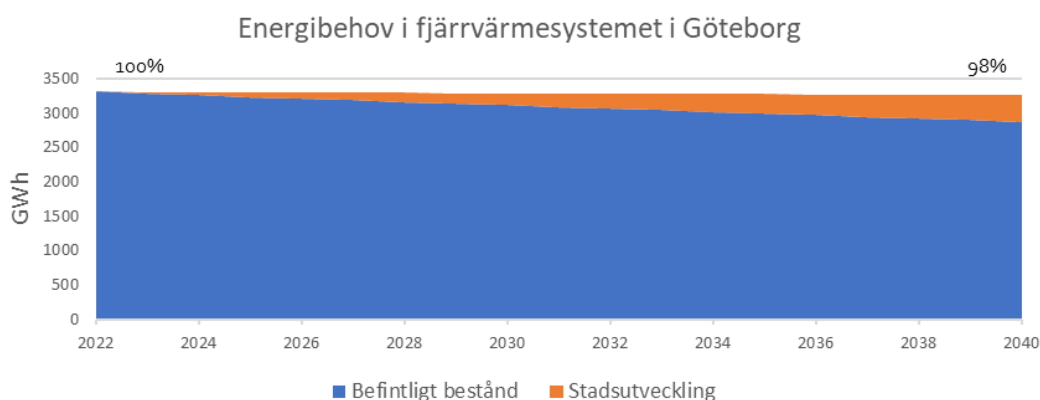
Framtida värmebehov och effektiviseringar

På uppdrag av kommunfullmäktige redovisade Göteborg Energi under hösten 2021 en utredning avseende effektiviseringspotentialen av stadens energi och effektanvändning fram till 2030. I Göteborg Stads miljö- och klimatprogram 2021-2030 målsätts energieffektiviseringen av fjärrvärme i befintlig bebyggelse till 500 GWh från 2010 fram till 2030. Under samma period ska effektbehovet minska med ca 100 MW. I utredningen bekräftade Göteborg Energi såväl energi- som effektpotentialen och lyfte fram åtgärder som prismodell, energitjänster, ny teknik och laststyrning som exempel för att uppnå effektiviseringen.

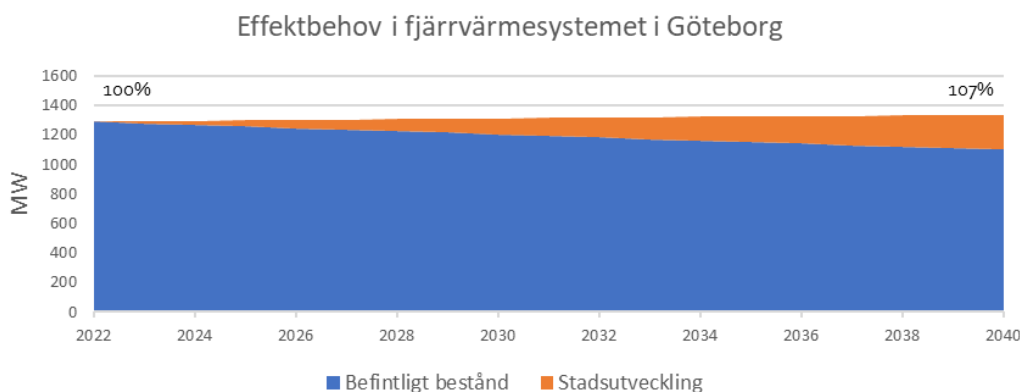
Framtidsprognoser av energi- och effektbehov är viktiga verktyg för Göteborg Energis energisystemplanering generellt och så även för fjärrvärmerna. Förutom effektiviseringspotentialen i befintlig bebyggelse, som redogjordes för i utredningen till kommunfullmäktige, är det också viktigt att ta hänsyn till nyanslutningar och nybyggnation till följd av stadsutvecklingen. Den senaste prognosen för fjärrvärmesystemets totala framtida energi och effektbehov togs fram under 2022 och presenteras i figur 7a och 7b.

I prognoserna förutspås en svagt avtagande effektiviseringstakt över tid när den initiala effektiviseringspotentialen successivt effektuerats. Nybyggda fastigheter beräknas redan från början ha en högre energieffektivitet än gamla fastigheter vilket begränsar deras framtida effektiviseringspotential. För stadsutvecklingsprognosen

utvärderas stadens alla planprogram och planprojekt och en bedömning genomförs av vilka områden som kan anslutas och där tillkommande fjärrvärmebehov. Den sammanslagna prognosen visar att effektbehovet i fjärrvärmesystemet förväntas öka med ca 7% fram till år 2040 samtidigt som energileveransen sjunker med 2%. Effektiviseringsåtgärderna i befintligt bestånd gör således stor nytta för det framtida energi och effektbehovet i staden och kompenserar i stor utsträckning, men inte fullt ut, för nybyggnationens tillkommande last. I Göteborg föreligger därför inte samma risk för överinvestering i ny produktionskapacitet i fjärrvärmesystemet, som däremot kan finnas i mindre städer där effektiviseringar kan urholka nyttan av de investeringar som tagits. Framtidsprognosen uppdateras löpande i syfte att i god tid kunna parera för eventuella förändringar.



Figur 7a. Framtidsprognosen för energibehovet i fjärrvärmesystemet med hänsyn till effektivisering och stadsutveckling.



Figur 7b. Framtidsprognosen för effektbehovet i fjärrvärmesystemet med hänsyn till effektivisering och stadsutveckling.

Omställningen av fjärrvärmesystemet

Inriktningen att fasa ut fossila bränslen till förmån för återvunna och förnybara alternativ linjaras med stadens energiplan för 2022-2030 och stadens miljö- och klimatprogram där målet är att energi enbart ska vara återvunnen eller produceras av förnybara källor.

Vidare är omställningen till en klimatneutral eller kanske till och med en klimatpositiv fjärrvärme en förutsättning för att nå stadens gemensamma mål om ett klimatneutralt Göteborg 2030.

Omställningen av fjärrvärmesystemet förväntas pågå fram till 2040 där gamla anläggningar successivt ersätts med hållbara och förnybara alternativ. Arbetet bedrivs i enlighet med inriktningsdokumentet "Omställning Fjärrvärme 2035" som beslutades i Göteborg Energis styrelse under våren 2022, se bilaga 1. Omställningen bedöms kosta 10-15 mdkr. I närtid är planen konkretiserad med distributionsförstärkningar, förstärkta partnersamarbeten, nya biobränslepannor i Rya, Riskulla, Sörred och/eller Sävenäs samt digitalisering och styrning av effektbehovet i fjärrvärmecentralerna. På längre sikt är planen mer flexibel för olika scenarier där nya tekniska lösningar, värmelager och effektiviseringar kan bli spelbara alternativ till traditionell förbränning. Då ersättningsbehovet är stort och kommer att pågå under en lång tid finns goda förutsättningar att inför varje nytt beslut planera om och parera för förändringar som kan påverka teknikval, bränsleval och/eller investeringsomfattning.

Omställningsresan av fjärrvärmesystemet är redan påbörjad. Göteborg Energis styrelse har sedan tidigare fattat beslut om reinvestering i en ny pelletspanna som färdigställs under driftsäsongen 2022/2023. Styrelsen har vidare beslutat om en ny mindre bioolja i södra delen av nätet samt om en ny överföringsledning mellan Mölndal Energi och Göteborg Energi i syfte att totaloptimera systemen över kommungränserna. Det utökande samarbetet innebär att Göteborg Energi kan tillgodogöra sig mer förnybar värme från Mölndal under vintertid samtidigt som Mölndal sommartid kan få tillgång till överskott av återvunnen värme från Göteborgs industrier och avloppsvatten. Tillsammans kan systemen stötta varandra vid störningar och driftavbrott vilket minskar det totala behovet av reservkapacitet i systemen.

Förutom ovanstående bedriver Göteborg Energi ett antal förstudier avseende mindre biobränsleanläggningar på lämpliga platser i systemet.

Den enskilt största satsningen i fjärrvärmens omställning är dock uppförandet av förnybar kraftvärme i Ryaområdet, BKV Rya. Anläggningen motsvarar en femtedel av systemets totala förnyelsebehov och är inte bara av betydelse för den framtida leveransförmågan och omställningen till förnybara bränslen utan även för fjärrvärmeaffärens ekonomiska utveckling och lönsamhet.

Investering BKV Rya

Projektet

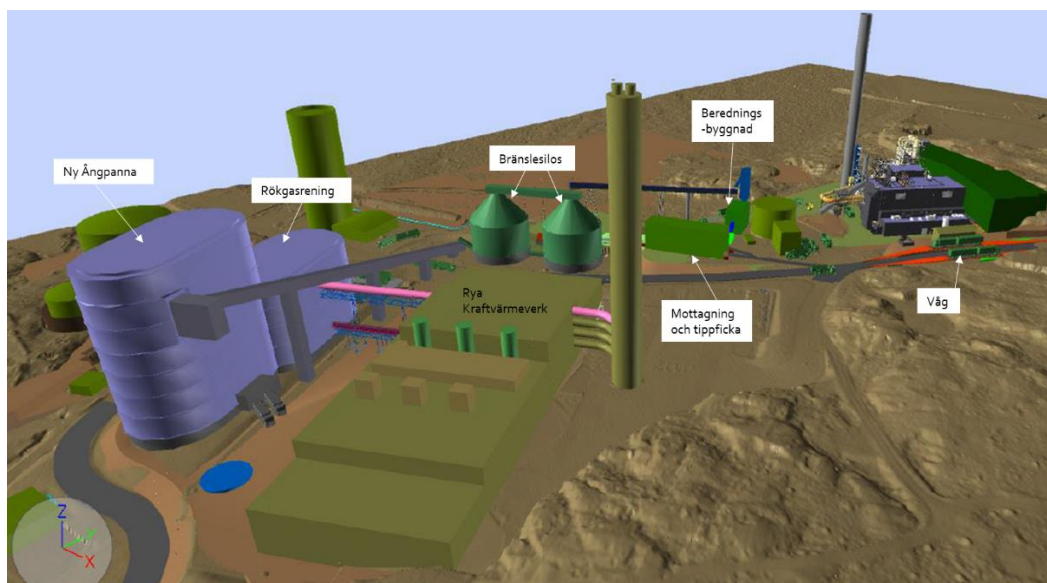
Att genomföra ett projekt av storleken kraftvärme i Rya är en tidskrävande process på flera år, med många involverade parter i tidiga skeden. Göteborg Energis styrelse fattade 2016 beslut om att påbörja en förstudie för byggnation av ett nytt biokraftvärmeverk i Göteborg. Den tilltänkta placeringen var då i Backa som senare visade sig mindre lämpad för ändamålet. 2019 beslutades, utifrån genomförd lokaliseringstudie, om byte av plats till Rya och i samband med detta skalades projektet ned från ett komplett kraftvärmeverk till en traditionell bioeldad ångpanna som integreras med befintlig kraftvärmeanläggning för möjligheten till kostnadseffektiv, förnybar elproduktion. Förstudien färdigställdes under våren 2022 varpå styrelsen beslutade om att gå vidare med planeringsfasen för upphandling och kontraktsförhandling.

Miljötillstånd för anläggningen beviljades i december 2022 och ny detaljplan som möjliggör för byggnationen förväntas bli antagen i september 2023.

Göteborg Energi håller en hög ambitionsnivå för den nya kraftvärmeanläggningen i Rya som kommer att få en påkostad och tilltalande gestaltning i Göteborgs hamninlopp. BKV Rya blir en modern och effektiv anläggning, med avancerad katalytisk reningsutrustning för att säkerställa låga utsläpp av kväveoxider och svaveloxider till luft. Tekniken för anläggningen är känd, väl beprövad, och utifrån valt bränsle och kapacitet finns det många fungerande referensanläggningar med liknande förutsättningar. Investeringen i förnybar kraftvärme ökar flexibiliteten i fjärrvärmesystemet, inte bara genom möjligheten att producera både värme och el, utan också genom möjligheten att använda returträ, olika sorters träavfall, i bränslmixen. Detta är idag inte möjligt på någon av Göteborg Energis befintliga anläggningar.

Den nya anläggningen ska producera ca 140 MW förnybar värme och 35 MW el. Den totala kapaciteten för BKV Rya och Rya KVV gemensamt blir efter investeringen 465 MW värme och 260 MW el. En stor fördel med att bygga en förnybar kraftvärmeanläggning inom Rya-området är att mycket av den befintliga infrastrukturen kan samutnyttjas.

Ångpannan och tillhörande reningsutrustning placeras på öppen yta direkt framför Rya kraftvärmeverk, se figur 8. I bilden framgår också de övriga delar, tex bränslehanteringen, som ingår i anläggningen och är en del av projektet.



Figur 8. Vy över anläggningen från Sydost (Älvsborgsbron). De större delar som omfattas av projektet är markerade. Anläggningen (panna+rökgasrening) placeras på öppen yta framför Rya Kraftvärmeverk.

Att integrera den nya anläggningen med befintliga Rya Kraftvärmeverk är naturligt då Rya KVV redan från början är anpassad för ökade produktionsmöjligheter. Rya kraftvärmeverk driftsattes 2007 och är en av Göteborg Energis nyaste anläggningar. Integreringen av en bioeldad ångpanna innebär att anläggningens fulla potential nyttjas samtidigt som drifttiden utökas på en systemmässigt strategisk plats i fjärrvärmesystemet. Fjärrvärmedistributionen ut från Rya-området är väl utbyggd

och den högtempererade värmen från BKV Rya kompletterar den mer lågtempererade värmen från raffinaderierna och värmepumparna (Gryaabs avloppsvatten).

Samlokaliseringsvinster och alternativa teknikval

Skillnaden mellan en traditionell hetvattenpanna och en kraftvärmeanläggning är förmågan att förutom värme också producera el. Flexibiliteten och den utökade affärsmöjligheten erhålls mot en högre investeringsutgift där materialval i panna, tillkommande turbinbyggnad, ångturbin, generator och elnätsanslutning är stora kostnadsdrivande delar. I gengäld erhålls en större samhällsnytta då kraftvärmen utgör en sektorkoppling mellan el- och fjärrvärmesystemet med förmågan att stötta båda systemen när behov uppstår eller är ekonomiskt motiverat.

I Rya finns goda förutsättningar för kostnadseffektiv förnybar elproduktion. Den befintliga gasturbinanläggningen på Rya KVV är designad för ytterligare en linje (ursprungligen tänkt för en fjärde gasturbin) som idag står outnyttjad. Genom att bygga en separat ångpanna och via ”den fjärde linjens anslutningar” integrera den nya pannans ångsystem med befintligt kraftvärmeverk så kan ny elproduktion åstadkommas genom att nyttja befintlig utrustning. Turbinhall, ångturbin, generator, turbinkondensor och anslutningen till elnätets 130 kV-system finns redan på plats för befintligt kraftvärmeverk och kan samutnyttjas, se Figur 9.



Figur 9. Förutsättningarna för att ansluta och integrera nya BKV Rya med befintligt kraftvärmeverk är goda då befintlig utrustning kan samutnyttjas.

Den tillkommande investeringsutgiften, för att i samband med uppförandet av den nya bioeldade ångpannan, även erhålla möjligheten att producera 35 MW förnybar och planerbar el blir därför låg och beräknas till ca 90 mkr. Förklaringen till det låga beloppet är att stora delar av projektkostnaden, så som markarbeten, grundläggning, bränslehantering och pannhus inte påverkas av pannvalet utan blir densamma även vid uppförandet av en traditionell hetvattenpanna med samma kapacitet och bränsleval. Utgiftsökningen, om 90 mkr, kan även jämföras med

uppförande av en ny komplett kraftvärmeanläggning, där investeringsutgiften för motsvarande elproduktionsutrustning beräknas till ca 500 mkr. Förutom möjligheten att producera förnybar el innebär integrationen även andra besparingar för projektet, exempelvis kan befintlig matarvattentank, skorsten och distributionsledning samutnyttjas.

Ekonomi

Den sannolika investeringsutgiften för BKV Rya är i detta skede beräknad till 2,3 mdkr (penningvärde december 2022). Den maximala investeringsutgiften och som också utgör föreslagen investeringsram i enlighet med detta ärende är 2,65 mdkr (penningvärde december 2022). I bedömningarna ingår hela projektets omfattning från förstudie och planering till genomförande och driftsatt anläggning. Dessvärre innebär det rådande marknadsläget att kalkylen är osäker. Trots att tekniken är känd, beprövad och att många andra aktörer byggt liknande anläggningar så går det inte att förlita sig på historiska prisnivåer vid beräkningen. I projektets förstudie beräknades investeringsutgiften till drygt 1,9 mdkr, men inflation, valutakurser, konjunktur, stålpriser, tillgång på material och komponenter samt långa leveranstider är exempel på faktorer som väsentligen förändrats sedan dess och som påverkat investeringsbeloppet till det negativa. Ovisshet om framtiden och den ekonomiska utvecklingen innebär också att leverantörerna har svårt att ge tidiga prisuppgifter och de offerter som inhämtas har kort giltighetstid. Den verkliga investeringsutgiften för projektet kommer av dessa skäl inte att vara känd förrän efter sommaren 2023 när färdigförhandlade anbud från leverantörerna finns framme.

För att projektet ska kunna genomföras enligt plan och klara tidsfristerna inom upphandlingen så behöver kommunfullmäktiges godkännande av investeringen ändå inhämtas redan nu. Under förutsättning att kommunfullmäktige tillstyrker investeringsramen, och att inget förändras som väsentligen påverkar inriktningen, kommer Göteborg Energis styrelse under hösten 2023 att fatta ett slutgiltigt beslut om ett genomförande, utifrån ett exakt investeringsbelopp för projektet.

Investeringen i BKV Rya är en stor investering för Göteborg Energi och för fjärrvärmeaffären. Fjärrvärmesystemet i Göteborg är ett av de största i Sverige och nuanskaffningsvärdet (NUAK) för anläggningstillgångarna uppskattas till ca 30 mdkr. Samtidigt uppgår det bokförda värdet för anläggningstillgångarna till 5,4 mdkr (2021 års särredovisning för fjärrvärme). Den stora skillnaden mellan nuanskaffningsvärde och bokfört värde speglar tydligt det föreliggande behovet av reinvestering och sätter också storleken på investeringen i BKV Rya i ett ekonomiskt sammanhang. Investeringsutgiften kan också sättas i relation till fjärrvärmeaffärens årliga omsättning för värmeförsäljning som uppgick till 2,2 mdkr år 2022.

Antaganden för lönsamhets- och resultatberäkningar

För att ekonomiskt värdera investeringen har en lönsamhetsanalys och en simulering av investeringens resultatpåverkan genomförts. I detta avsnitt beskrivs ett antal viktiga förutsättningar och antaganden som använts i beräkningarna. En sammanställning presenteras i tabell 2. För en mer utförlig beskrivning av analys- och kalkylförutsättningar hänvisas till bilaga 2.

Investeringsutgift

Även om den sannolika investeringsutgiften idag är bedömd till 2,3 mdkr så är de beräkningar som redovisas i detta ärende baserade på investeringens framräknade högsta belopp, dvs investeringsramens 2,65 mdkr. Det medför att en lägre investeringsutgift förbättrar såväl investeringens lönsamhet som resultateffekt. För att undvika osäkerheter i valuta och inflation är investeringsutgiften beräknad med penningvärde i december 2022. Investeringsutgiften är i kalkylen fördelad på fyra år (2023-2026) och baserad på historiska betalplaner för andra projekt av motsvarande teknik och omfattning.

Referenssystem

Lönsamhetskalkylen är en differenskalkyl där den ekonomiska nyttan av investeringen utgörs av alternativkostnaden, dvs den situation och de kostnader som uppstår/kvarstår om investeringen inte genomförs. Som referens i beräkningarna används dagens fjärrvärmesystem med befintliga produktionsanläggningar och bränslen. Eftersom anläggningarna i det befintliga systemet är gamla så innebär ett bevarande av dessa, att löpande tillgänglighetshöjande reinvesteringar behöver genomföras för att upprätthålla samma systemmässiga produktionseffekt som investeringen i BKV Rya tillför. Referenssystemet belastas därför med en i sammanhanget konservativ reinvestering utgift om 440 mkr under kalkylperioden. I lönsamhetsanalysen har reinvestering utgiften för referenssystemet hanterats genom att kreditera investeringsbeloppet för BKV Rya med reinvestering utgiften för referenssystemet. Det ska poängteras att befintligt system endast används som jämförelse för den ekonomiska analysen. I praktiken är detta inget möjligt alternativ då anläggningarna är gamla och inriktningen är att fasa ut de fossila bränslena.

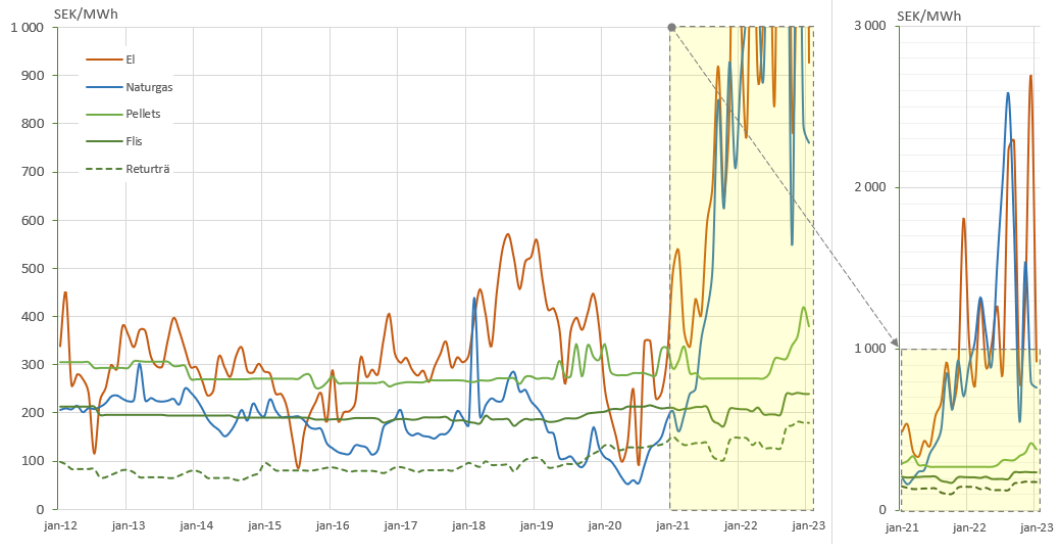
Väderlek

Väder (utomhustemperatur och kalla perioders varaktighet) avgör drifttider för olika produktionsanläggningar i fjärrvärmesystemet och har därigenom stor påverkan på investeringens lönsamhet. Eftersom väderförutsättningarna inte är statiska utan varierar mellan olika år baseras lönsamhetsberäkningarna på den genomsnittliga driftnyttan av den faktiska väderleken för de senaste 20 åren. På detta sätt fångas både den genomsnittliga väderleken samt eventuella stegeffekter i produktionskostnader för de olika anläggningarna upp i beräkningarna.

Bränslepriser

Bränslepriserna är den mest osäkra parametern i lönsamhetsanalysen och har därför ansatts utifrån fem olika prisscenarier med bred spännvidd. Ur ett historiskt perspektiv har priserna för returträ, flis och pellets varit mycket stabila och därmed ekonomiskt fördelaktiga. Även gas- och elpriset har historiskt sett varit lågt, om än mer volatila, vilket under lång tid gynnat fjärrvärmeaffären. Energikrisen som började under 2021 och fortfarande pågår, har dock skakat om den bränslemarknad som tidigare var stabil och förhållandevis förutsägbar. Det finns ingen som idag med säkerhet kan säga hur framtidens priser kommer att se ut men generellt högre energipriser än tidigare är sannolikt att vänta. I dagsläget råder en extraordinär situation med höga och volatila bränslepriser som en direkt avspegling av osäkerheten i omvärlden. El- och gaspriserna som är centrala i krisen har periodvis varit tio gånger högre än normalt. I Figur 10 presenteras prisutvecklingen för fjärrvärmesystemets viktigaste bränslen de senaste tio åren.

Fossila bränslen som olja och naturgas belastas också med energi- och koldioxidskatt samt kostnader för utsläppsrätter. Dessa har också stigit explosionsartat under energikrisen och är kostnader som tillkommer utöver de priser som presenteras i diagrammet.



Figur 10. Göteborg Energis historiska prisutveckling för de viktigaste bränslena i fjärrvärmeproduktionen. Notera också att de två senaste åren med energikris har presenterats med annan skala längst till höger.

Principerna för de bränsleprisscenarier som använts i lönsamhetsanalysen framgår i tabell 1. Huvudscenariot "Troligt basfall" utgör det prisscenario som Göteborg Energi bedömer som det mest sannolika. Samtliga bränslepriser är i detta scenario högre än de historiska priserna men samtidigt betydligt lägre än dagens energikrisnivåer. I scenarierna "Frid och fröjd" respektive "Allt blir dyrt" testas investeringens lönsamhet mot en potentiell spridning för framtida el- och bränslepriser. I lönsamhetsanalysen finns också två extremare scenarion, "Fossil comeback" och "Energikris 2022". Dessa utgör ytterligheter som är mindre sannolika över tid, men ger scenarioanalysen en nödvändig spännvidd för den osäkerhet som råder på marknaden.

Fossil comeback	Frid och Fröjd	Troligt basfall	Allt blir dyrt	Energikris 2022
Fossila bränslen och utsläppsrätter håller historiskt låga prisnivåer. Biobränslen är dyra.	Alla bränslen inkl utsläppsrätter är billiga (Historiskt låga prisnivåer).	En avmattning av energikrisens priser, men generellt högre bränsleprisnivå för samtliga bränslen och för utsläppsrätter än historiskt.	Alla bränslepriser, även utsläppsrätter, är dyrare än historiskt. En större pris-höjning för biobränslen än för fossila bränslen.	Aktuella energikrispriser. Extremt höga priser för fossila bränslen och för utsläppsrätter. Marginellt högre biobränslepriser.

Tabell 1: Bränsleprisscenarier som använts i lönsamhetsanalysen. Ju längre till höger i tabellen desto gynnsammare förhållanden för investeringen i BKV Rya. Exakta bränslepriser framgår i bilaga 2.

I "Energikris 2022" används prisnivåer som i det stora hela speglar dagens pågående energikris. Priserna på utsläppsrätter, olja, gas och el är höga medan biobränslepriserna är fortsatt låga. Scenariot är mycket fördelaktigt för BKV Rya-investeringen som gynnas av en hög alternativkostnad och en hög elintäkt. I

scenariot "Fossil comeback" råder motsatta förhållanden. Här är priserna på utsläppsrätter och fossila bränslen satta till historiskt låga nivåer medan bibränslepriserna justerats upp till en betydligt högre nivå. Exempelvis är kostnaden för returträ fördubblad i detta scenario. Scenariot "Fossil comeback" tillför bredd i den ekonomiska analysen av investeringens lönsamhet men är i verkligheten inte ett realistiskt alternativ. Även om de fossila bränslepriserna blir billiga är en fossil framtid inte förenlig med fjärrvärmekundernas förväntningar och de målsättningar som finns för stadens klimatomställning. För mer information om bränslepriser se bilaga 2.

Sammanställning av beräkningsförutsättningar

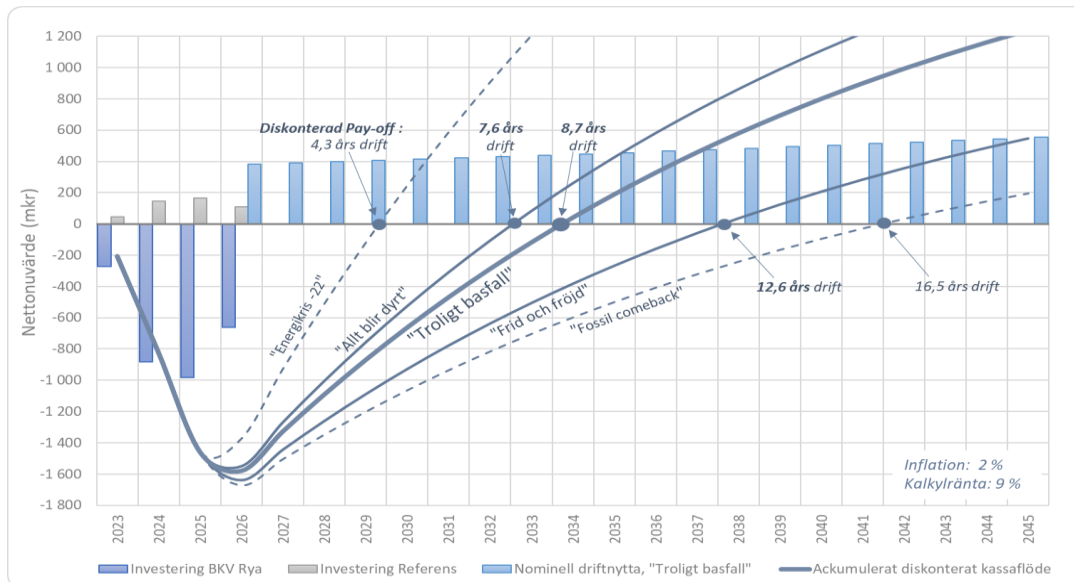
Parameter	Använt värde
Kalkylmetod för ekonomisk driftnytta	Differenskalkyl, där skillnader i bränsle- och skattekostnad, elintäkt, gastransport, otillgänglighet samt drift och underhåll är värderade.
Kalkylperiod	23 år (3 byggår och 20 års drift)
Investeringsutgift	Högsta investeringsramen 2,65 mdkr (i penningvärde dec 2022). Betalplanen för entreprenaderna är fördelad över åren 2023-2026.
Investerings avskrivningstid	25 år beräknat på investeringsramens belopp från första driftåret 2026.
Referenssystem	Befintligt fjärrvärmesystem kompletterat med redan beslutade investeringar. Referenssystemet belastas i beräkningarna av en livstidsförlängning av befintliga pannor. Reinvesteringen uppgår till 440 mkr.
Väderlek	20 års faktiska väderleksutfall (dygnsmedeltemperaturer år 2003-2022).
Kalkylränta	9%
Inflation	2% (Riksbankens inflationsmål).
Bränslepriser	Beräknat för fem scenarier, där "troligt basfall" utgör det mest sannolika.
Skatter	Enligt gällande nivåer i december 2022. Tillfälligt undantag av Kraftvärme-skatten (i jan -23) har inte beaktats.
Räntor som belastar FV-resultatet	100% belåning av investeringsramens belopp. Genomsnittlig upplåningsränta på 2,4%, där hela kostnaden belastar fjärrvärmeaffärens resultat.
Prisjusteringar för fjärrvärme (för beräkning av framtida resultat)	+4,7% år 2024 och 2025. Därefter är inga prisjusteringar inkluderade.

Tabell 2. Förutsättningar för lönsamhets- och resultatberäkning

Lönsamhets- och resultatanalys

I figur 11 presenteras investeringens lönsamhetsanalys utifrån redovisade antaganden och de fem olika bränsleprisscenarierna. "Troligt basfall" utgör tjock heldragen linje i mitten, omringad av en sannolik utfallskorridor för scenarierna

”Frid och fröjd” och ”Allt blir dyrt” (tunna heldragna linjer). ”Fossil comeback” respektive Energikris 2022 (streckade linjer) utgör ett väl tilltaget utfallsrum för extrema bränsleprisvariationer.



Figur 11. Lönsamhetsanalys för nya BKV Rya, där återbetalningstiden för ”Troligt basfall” (8,7 års drift) samt spridningen för fyra alternativa scenarier med bättre respektive sämre förutsättningar framgår.

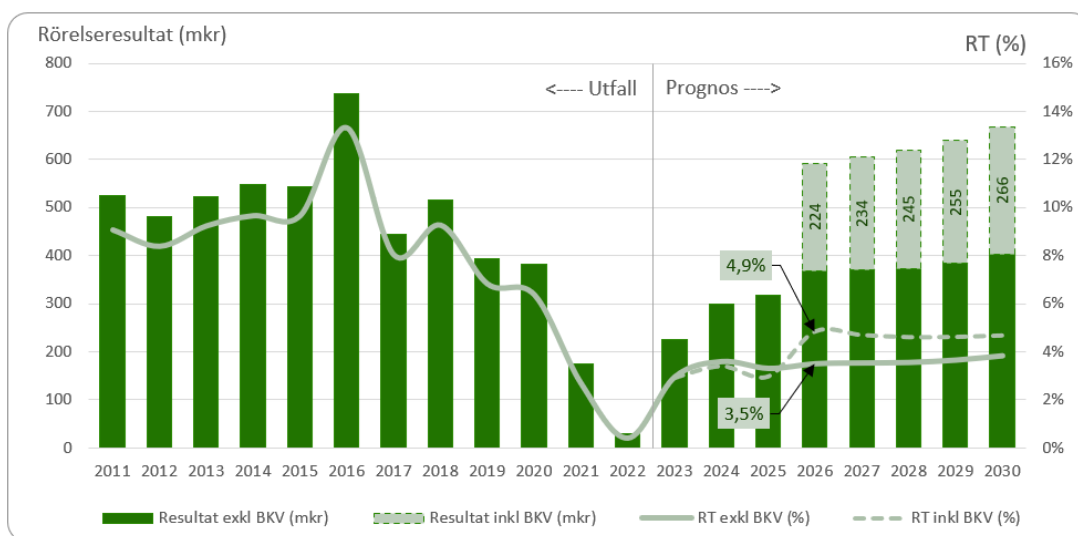
Beräkningarna visar att investeringen i BKV Rya ger en god ekonomisk nytta för samtliga fem scenarier. Bakgrunden till detta är givetvis det dåliga utgångsläge som fjärrvärmesystemet befinner sig i med beroende till dyrare fossila bränslen. Återbetalningstiden varierar i beräkningarna mellan ca 4 och 17 år, där sannolik återbetalning (”Troligt basfall”) uppnås ca 9 år efter driftsatt anläggning. Den årliga driftnyttan, dvs värdet av sänkta bränslekostnader och ökad elintäkt, beräknas i basfallet till 389 mkr med ett potentiellt spann mellan 257 mkr om förutsättningarna för investeringen är mycket dåliga (Fossil comeback) och 685 mkr om förutsättningarna är väldigt bra (Energikris 2022). Efter tillkommande avskrivnings- och räntekostnad erhålls en sannolik resultatförbättring för fjärrvärmeaffären på omkring 234 mkr/år. Slutsatsen är att investeringen, oavsett prisscenario, är lönsam och kommer att bidra till ett förbättrat resultat för fjärrvärmeaffären.

I figur 12 har fjärrvärmeaffärens historiska resultat och räntabilitet kompletterats med en framåtblickande prognos för ”Troligt basfall”. Balansräkning, räntekostnader och avskrivningar har justerats i enlighet med investeringsramens belopp.

Framtidsprognosen utgår från principen ”allt annat lika” vilket innebär att exempelvis nyttan av kostnadseffektiviseringar och framtida, ej beslutade investeringar inte har beaktats. Fjärrvärmepriset har justerats enligt affärsplan fram till 2025 och har därefter lämnats ojusterat. Prognosen utgår från gällande affärsplans normalår.

Av framtidsprognosen framgår en ekonomiskt ansträngd situation för fjärrvärmeaffären de närmsta tre åren med historiskt låga rörelseresultat och en oförmåga att av egen kraft uppnå avkastningskraven, $RT > 8\%$. När BKV Rya

driftsätts förbättras det beräknade rörelseresultatet med drygt 200 mkr och det totala resultatet för fjärrvärmeaffären uppgår då till ca 600 mkr. Trots detta och trots att avkastningen samtidigt förbättras (+1,4 procentenheter), kommer fjärrvärmeaffären ändå inte att nå upp till avkastningskravet. Investeringen i BKV Rya bidrar alltså till både resultat och avkastning, men utgör långtifrån hela lösningen för fjärrvärmeaffären. Här krävs fler åtgärder som inbegriper investeringar, prissättning och intern effektivisering. Det ska alltjämt poängteras att fjärrvärmesystemets stora reinvesteringsbehov och fortsatta förflyttning mot fossilfrihet kommer att öka belastningen på balansräkningen, vilket i de flesta fall kommer att ske utan tillkommande ekonomisk nytta. Situationen kommer att bli utmanande för fjärrvärmeaffären och dess konkurrenskraft om avkastningskravet samtidigt ska uppnås.



Figur 12. Framtidsprognos för hur investeringen i nya BKV Rya påverkar fjärrvärmeaffärens rörelseresultat och räntabilitet. Prognosen bygger på principen "allt annat lika" och tar inte hänsyn till andra åtgärder som förväntas ge ökad avkastning framöver.

Lokalisering

I projektets uppstartsfas genomfördes en lokaliseringsutredning för att hitta den mest lämpliga platsen för en ny kraftvärmeanläggning. Utredningen genomfördes i tre steg: en grov GIS-utsökning av möjliga områden, en detaljerad granskning av områdena och en urvalsprocess. I urvalsprocessen beaktades parametrar som störningsrisk för boende, störningsrisk för natur och rekreation, markfrågor och tillgänglighet för transporter, rimlighet i genomförande samt miljöbalkens krav på lämplig plats. Ryahamnen föll bäst ut i utvärderingen med slutsatsen att samlokalisering med befintlig verksamhet medför stora fördelar ur ett resurs- och systemperspektiv. Området i Ryahamnen är dessutom redan i anspråkstaget för liknande verksamheter och håller ett bra avstånd till övrig bebyggelse. Det anslutande området Rya skog kommer ej påverkas av den nya anläggningen. Ingen mark kommer tas i anspråk, buller kommer att regleras och belysning anpassas för djurliv i närområdet.

Energisystemplaneringen i Göteborgs stora fjärrvärmesystem är komplex. I enlighet med lokaliseringsstudien behöver nya produktionsanläggningar placeras på ett

sådant sätt att störningar för omgivningen i möjligaste mån förebyggs. Generellt gör det urvalet av platser begränsat och i praktiken behöver anläggningarna placeras utanför stadskärnan, långt ifrån den största kundlasten. I Göteborg är huvuddelen av produktionskapaciteten förlagd i Ryaområdet i väst samt i Sävenäsområdet i öst. Rosenlundsverket, som är en spets- och reservanläggning stöttar systemet vid kall väderlek och störningar.

BKV Rya kommer att starta först i körordningen, när den återvunna värmen inte längre räcker till. Det innebär att värmen behöver distribueras från Rya och långt ut i systemet för att få avsättning och nå alla kunder i de centrala delarna av staden. När vädret blir kallare, ökar kundlasten i hela Göteborg och så även i Ryas närområde. Värmen behöver då inte transporteras lika långt för att få avsättning vilket kompenseras med att ytterligare en panna startas tex i Sävenäs för att värmeförsörja de kunder som nu inte längre nås av värmen från Rya. Placeringen av nya anläggningar är således en balansövning och ett komplext samspel mellan olika delar av systemet där distributionskapaciteten i rörledningarna är en begränsande faktor. En baslastanläggning som BKV Rya kräver således god distributionskapacitet eftersom värmen behöver nå långt ut i systemet när kundlasten är låg. En spetslastanläggning ställer däremot inte lika stora krav på distributionskapacitet eftersom den startas först vid kallare väderlek när värmeavsättningen är stor i närområdet. En stor fördel med Ryaområdet är att distributionskapaciteten redan nu är väl utbyggd. Det innebär att uppförandet av anläggningen inte villkoras av några kostsamma eller tidskrävande distributionsförstärkningar. Motsatta förutsättningar råder i Sävenäs, där det redan idag är ansträngt att få ut den baslast som finns i området.

Miljötilstånd

Miljötilståndsförfarandet är en av de mest omfattande och tidskrävande delarna när en ny produktionsanläggning ska byggas. Processen beräknas ta ca 4 år med framtagning av handling till inlämnad ansökan, samråd, beredning och beslut. Göteborg Energi meddelades 20 december 2022 tillstånd av mark och miljödomstolen i Vänersborgs Tingsrätt om att utöka verksamheten vid Rya kraftvärmeverk med en ny bioångpanna för fasta biobränslen med en maximal tillförd effekt om 170MW. Tillståndet gäller under förutsättning att ny detaljplan vunnit lagakraft och att verksamheten inte står i strid med planen. Tillståndet reglerar bullernivåer och belysning som skydd för människor och djur i närområdet. I tillståndet beviljas vidare provisoriska villkor för utsläpp till luft under en provotid och där bolaget inom en 4 års period ska utreda och återkomma med förslag på åtgärder och slutliga villkor för utsläpp till luft. Inriktningen från mark och miljödomstolen är att verksamheten ska eftersträva att uppnå de nedre intervallen av gällande BAT-slutsatser (EUs villkor avseende utsläpp till luft för stora förbränningsanläggningar) vilket ställer hårda krav på reningen från anläggningen. Göteborg Energi har redan höga ambitioner för anläggningen och planerar för en avancerad reningsutrustning. Miljödomstolens villkor är med anledning av detta inte omöjliga att uppnå men kan bli utmanande i vissa driftsfall och kan möjligen påverka kostnad och garantivillkor för anläggningen. Att tillståndet är belagt med provisoriska emissionsvillkor är inte optimalt för projektet då upphandling behöver ske på villkor som potentiellt kan ändras efter tagen investering. Göteborg Energi har valt att överklaga delar av domen som även omfattade driften av befintlig kraftvärmeanläggning Rya KVV. En överprövning av domen förväntas

pågå upp till ca 1 år, om provningstillstånd beviljas. Ingen annan part har valt att överklaga domen vilket innebär att det inte föreligger någon risk för försämrade villkor i tillståndet vid ett nytt domslut. Eftersom domen innehåller ett verkställighetsförordnande kan tillståndet tas i anspråk även fast domen överklagats. Projektets tidplan kommer därför inte att påverkas.

Bränslen

Anläggningen kommer att öka flexibiliteten i fjärrvärmesystemet, eftersom BKV Rya kan använda flera typer av biobränslen jämfört med dagens pannor. Huvudsakligen kommer skogsflis (GROT) samt återvunnet returträ (RT-flis) från regionen att användas.

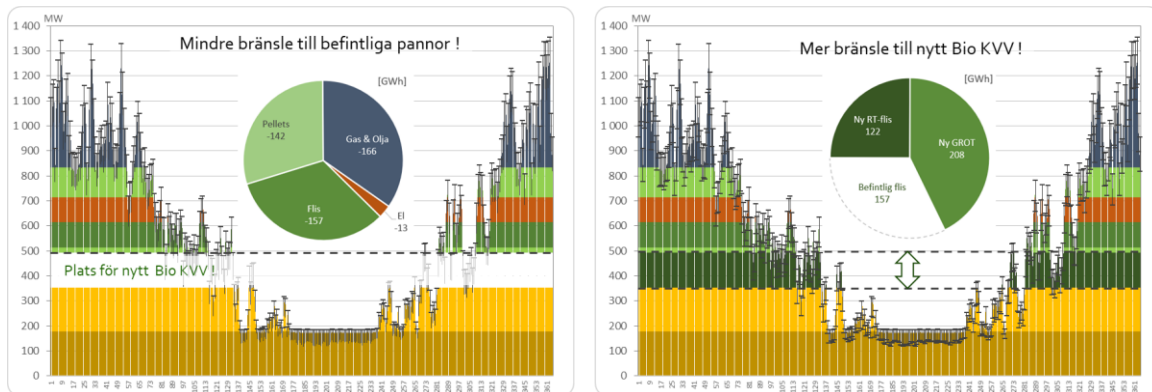
RT-flis har inte använts av Göteborg Energi tidigare, men blir allt vanligare i fjärrvärmebranschen. Bränslet, som består av återvunnet trä från rivning av byggnader, träpallar, byggvirke med mera, är tekniskt mer utmanande att elda, eftersom de ofta innehåller orenheter, som färgrester, spikar, murbruksrester och annat. Detta ställer större krav på både pannan och på reningsutrustning, men å andra sidan är bränslet oftast betydligt billigare än GROT. Regionens eget avfallsbolag Renova är exempel på en viktig leverantör av RT-flis. Tillgången på RT-flis kan variera, beroende på konjunktur och andra parametrar som påverkar hur mycket som byggs och rivs i regionen. Därför kommer anläggningen också att använda GROT och till exempel bark från massaindustrin. Tillgången på skogsflis är mer långsiktigt stabil, och är därmed ett utmärkt komplement till RT-flisen. Kostnadsmässigt är det, utöver just RT-flis, den billigaste typen av biobränslen, och lämpar sig därför väl för anläggningar som ska köras relativt mycket.

GROT, som i praktiken är avverkningsrester från skogsbruket dvs grenar och toppar, utgör en mycket liten andel av den totala volymen skogsråvara som tas ut vid avverkning och har ett obetydligt ekonomiskt värde för skogsindustrin. Inte sällan, främst i de norra delarna av landet, lämnas GROT kvar på hyggena eftersom lönsamheten är så låg. Av samma anledning har användningen av GROT ingen som helst påverkan på den totala avverkningsnivån i skogsbruket vilken snarare drivs av efterfrågan på massaved och timmer. Konsekvensen av ökad efterfrågan och konkurrens om GROT skulle därför sannolikt inte innebära en bristsituation utan mer sannolikt ha en prispåverkan.

Skogsflis används redan idag inom Göteborgs fjärrvärmesystem bland annat i hetvattenpanna 3 (HP3) i Sävenäs och i Mölndals panna1, från vilken Göteborg Energi köper värme.

BKV Rya kommer att påverka den totala bränslemixen i systemet och bidra till utfasningen av fossila bränslen. Anläggningen har den lägsta bränslekostnaden och blir därför den första pannan att starta när den återvunna värmen inte längre räcker till. Det innebär att befintliga produktionsanläggningar skjuts uppåt i körordningen och får mindre driftstid. Vid måttligare temperaturer (vår och höst) ersätter driften av BKV Rya, flispannor som HP3 i Sävenäs och Panna 1 i Mölndal samt pellets i HP8 i Rya. Det innebär att den totala bränslevolymen till dessa pannor minskar i motsvarande omfattning. Vid lite kallare temperaturer (vinter) behöver alla biobränslepannor vara i drift och värmetillskottet från BKV Rya ersätter då i stället fossila bränslen som gas och olja. Beräknat över ett helår kommer BKV Rya att i scenarioanalysens basfall att ersätta ca 166 GWh fossila bränslen, 142 GWh pellets och 157 GWh flis i det befintliga systemet.

Samtidigt tillkommer det bränsle som behövs för driften av BKV Rya. Returflys som inte används i systemet alls idag ökar med 122 GWh och blandas med 365 GWh flis. Nettoökningen av flis i systemet som helhet blir 208 GWh.



Figur 13. Till vänster: BKV Rya flyttar upp befintliga pannor i körordningen och ersätter bränslevolymer av flis, pellets och fossila bränslen. Till höger: Driften av BKV Rya tillför RT-flis till bränslemixen och ökar systemets totala behov av flis med ca 208 GWh.

Transporter och logistik

Anläggningen kommer normalt att köras kontinuerligt från slutet av september till mitten på maj, ca 4000 timmar per år. Transporterna till anläggningen kommer att ske med lastbil och beräknas vid full drift uppgå till ca 2 bilar/h under dagtid, vardagar. För anläggningen planeras ett relativt stort bränslelager (72h vid full drift), vilket ger en flexibilitet i logistiken och anpassningsmöjligheter för tex rusningstrafik.

BKV Rya kommer att vara den anläggning i systemet som bränsleförsörjs först, vilket då företrädesvis sker med bränsle från regionens närliggande upptagningsområde (10 mils radie). För transport med tåg eller båt krävs minst en omlastning av bränslet vilket för korta transportavstånd är varken praktiskt eller ekonomiskt försvarbart. Genomförda beräkningar av luftföroreningar visar att det ökade antalet lastbilstransporter inte medför att miljö kvalitetsnormen överskrids. Samtidigt kommer driften av BKV Rya innebära en total omfördelning av biobränslen i fjärrvärmesystemet (i enlighet med tidigare resonemang). Det årliga pelletsbehovet kommer att minska vilket också minskar antalet pelletstransporter med ca 1 bil/timme under vår och höst. Eftersom systemets enda pelletspanna, HP8, även den ligger i Rya så kommer ett minskat behov av pelletstransporter delvis att kompensera för det ökade antalet flistransporter som den nya anläggningen tillför området.

För systemets övriga flispannor, HP3 i Sävenäs och P1, i Mölndal blir dock bränslelogistiken mer utmanande framöver. Den kontinuerliga driftstiden minskar och bränslebehovet blir mer varierat och väderberoende. För att hantera utmaningen krävs samarbete mellan Göteborg Energi och Mölndal Energi för lösningar att hantera ett mer fluktuerande behov och med ett potentiellt större upptagningsområde. Som exempel kan lagring på nya terminaltytor, just in time-flisning vid kallt väder, en centraliserad bränsleberedning och kanske även en ny tåglossning på bränsleplanen vid Sävenäs vara möjliga alternativ.

Möjlighet till framtida tåg- och båttransporter i Rya har ändå bevarats genom planering och överenskommelser med andra aktörer i området, för det fall att förutsättningarna väsentligen skulle förändras.

Gestaltning

BKV Rya kommer att få en framträdande roll i Göteborgs hamninlopp. Utformningen av byggnaden har arbetats fram tillsammans med staden genom en gestaltningstävling. Intresset var stort och över 20 arkitektbyråer deltog i tävlingen där Göteborg Energi, branschorganisationen Sveriges Arkitekter och Stadsbyggnadskontoret fanns representerade i juryn. Vinnande anbud blev Gottlieb Paludans vars gestaltungsförslag "Kakelugnen" återges i Figur 1 och figur 14



Figur 14. Vinnande gestaltning av anläggningen "Kakelugnen", vy från Röda Sten.

Risker och händelser

Risker att beakta är dels de risker som finns i projektet och riskerar projektets genomförbarhet, tidplan eller ekonomiska förutsättningar och dels de affärsmässiga risker som avser investeringens lönsamhet eller kan påverka bolagets vilja att genomföra investeringen.

Projektrisker och planerad åtgärd

Nedan följer de största projektrisker som projektet identifierat samt hur projektet jobbar förebyggande med risken.

- **Försening av Laga kraft vunnen detaljplan** – Tät kommunikation med stadsbyggnadskontoret och noggrant arbete för att bemöta granskningskommentarer.

- **Försening p.g.a. överklagande av upphandling** – Noggrant arbete för att utforma anbudshandlingar inkl. utvärderingskriterier tydligt. Inplanerade marknadsdialoger med möjliga anbudsgivare.
- **Nyckelpersoner lämnar beställarorganisationen** – Tillfälligt utpekade ersättare för respektive nyckelperson. Kontinuerligt samtal om arbetssituation inom projektgruppen.
- **Begränsat utrymme under byggfas** – Dialog med Göteborgs Hamn för att tillsammans hitta lämpliga arbetsytor.
- **Osäkra markförhållanden** – Markprover är tagna. Förtida sanering planeras för att minimera ekonomisk risk då slutligt investeringsbeslut fattas.

Affärsrisker

Förnybar kraftvärme i Rya är en stor investering för Göteborg Energi och behöver genomföras i en tid av lågkonjunktur och med osäkerhet kring valutakurser, stålpriser och material och komponenttillgång. I bilaga 3 listas elva aktuella händelser/risker som kan inträffa och hur de kan påverka investeringen och dess förutsättningar. Den sammanfattande bedömningen är att trots osäkerhet om framtiden så är investeringen robust och står sig bra i de flesta händelser. Inga röda risker som väsentligen ifrågasätter investeringen har identifierats.

Störst osäkerhet råder avseende;

- **Regelverket för biobränslen** – vilket skulle kunna innebära att tex flis beläggs med extra avgifter/skatter. Risken hanteras genom bränsleflexibilitet på anläggningen och påverkansarbete.
- **Prisutvecklingen på bränslemarknaden** - vilket generellt utmanar fjärrvärmens lönsamhet och konkurrenskraft. Risken hanteras genom bränsleflexibilitet på anläggningen och påverkansarbete.
- **Investeringsutgiften** – vilken i rådande marknadsläge är svårbedömd och därigenom kräver en generös investeringsram. Risken hanteras genom upphandling och kontraktsförhandling och att Göteborg Energis styrelse fattar ett slutgiltigt investeringsbeslut utifrån dessa underlag.

Tidplan

Aktuell tidplan för projektet presenteras i Figur 15. Med anledningen av anläggningens betydelse för klimatomställningen, för försörjningstryggheten och för bolagets ekonomi har stor ansträngning skett för att korta ned tiden mellan milstolparna. Under förutsättning att inga förseningar uppstår finns möjlighet till driftsatt anläggning under driftsäsongen 2025/26.

Aktivitet	2022				2023								2024								2025																					
	Q4				Q1		Q2		Q3		Q4		Q1		Q2		Q3		Q4		Q1		Q2		Q3		Q4															
	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D			
GE beslut inför KF																																										
KF-beslut																																										
Styrelsebeslut genomförande																																										
Miljötilstånd																																										
Detaljplan																																										
Godkännande KS																																										
Antagande KF																																										
Upphandling (inkl förhandling)																																										
Tilldelning panna och yttre bränsle																																										
Tilldelning mark och bygg																																										
Projektering																																										
Uppförande																																										
Driftsättning																																										

Figur 15. Tidplan för projekt BKV Rya

Kundperspektiv

Investeringen innebär att fjärrvärmeleveransen under normala förhållanden blir helt återvunnen och förnybar. Omställningen efterfrågas av kunderna och påverkar deras klimatprofil. Investeringen bidrar vidare till sänkta produktionskostnader genom mer prisvärda bränsleval vilket möjliggör för en hållbar och konkurrenskraftig prissättning av värme över tid. Anläggningen bidrar till upprätthållandet av en trygg värmeförsörjning i Göteborg och även till den lokala elförsörjningen vilket är en förutsättning för framtida tillväxt, nya industrietableringar och nya jobbtillfällen.

Konsekvens vid beslut

Ett beslut innebär att projektet fortskrider och investeringen genomförs med driftsättning av anläggningen i slutet av 2025. Detta gäller under förutsättning att detaljplanen godkänns, att acceptabla anbud inkommer i upphandlingen och att Göteborg Energis styrelse fattar ett slutgiltigt investeringsbeslut om genomförande. Investeringen är ett viktigt steg i riktningen mot en klimatneutral stad och för att fjärrvärmens i Göteborg ska bli helt återvunnen och förnybar. Investeringen bidrar vidare till att riskexponeringen mot gasmarknaden minskar och en väsentlig förbättring av fjärrvärmeaffärens resultat. Anläggningen motsvarar en betydande andel av den produktionskapacitet som behöver ersättas de kommande åren.

Konsekvens om ej beslut

Ett försenat eller uteblivet beslut innebär att projektet avstannar eller inte utförs alls. Göteborg Energi och fjärrvärmeverksamheten hamnar i en utmanande situation där gamla anläggningar behöver hållas vid liv medan alternativa lösningar arbetas fram. Under tiden kvarstår en ekonomiskt ansträngd situation och ett beroende till gasmarknaden. Beroende på bakgrunden till avslaget behöver en omstrukturering av projektet genomföras samtidigt som tidplan och omställningsplan uppdateras utifrån nya förutsättningar. Eftersom planen utgör ett komplext samspel mellan olika typer av produktionsanläggningar på strategiskt valda platser i systemet behöver andra planerade projekt, framför allt kommande pelletsprojekt, ses över och anpassas utifrån ny situation. Det kan handla om prioriteringsordning, bränsleval och storlek på anläggningarna. Eftersom ett avslag av BKV Rya oavsett alternativ innebär en förflyttning av ny produktionskapacitet framåt i tid, så behöver reinvesteringsplaner för upprätthållande av befintliga anläggningar ses över för att säkerställa en god försörjningstrygghet under tiden.

Om investering i BKV Rya inte genomförs kommer Göteborg Energis mål om förnybar och återvunnen värme försenas vilket i sin tur kan påverka stadens möjligheter att nå miljö- och klimatprogrammets uppsatta klimatmål i tid.

Kommunikationsplan

En kommunikationsplan tas fram i projektet i samråd med koncernen Göteborg Energi.

Göteborg Energis bedömning

Göteborg Energis bedömning är att investering i förnybar kraftvärme i Rya, BKV Rya, är den mest resurseffektiva och bästa satsningen i förnyelsen och omställningen av fjärrvärmesystemet mot förnybara bränslen. Investeringen är av betydelse för fjärrvärmens framtida konkurrenskraft och för uppfyllandet av Göteborg Energis ekonomiska och miljömässiga mål.

Bedömningen är vidare att beslutet inte bör försenas då anläggningen har betydande påverkan på Göteborg Energis framtida ekonomiska resultat och för försörjningstryggheten av värme i staden.

Göteborg som ovan

Per-Anders Gustafsson