

Klimatledande Processindustri

Huvudförfattare

Viktor Stenberg, CIT Renenergy

Karin Eriksson, CIT Renenergy

Stefan Heyne, CIT Renenergy

Carin Eklöf-Österberg, Chalmers Industriteknik

Linnea Lindkvist, Chalmers Industriteknik

Nils Ólafur Egilsson, Chalmers Industriteknik

Projekttagare

Cecilia Hellman, Henrik Rådberg & Robert Karlsson, Preem

Ola Ritzén & Tomas Nordås, Linde Gas

Anne Gunnäs, Lysekils kommun

Mikael Niklasson, Leva i Lysekil

Datum

2024-06-28

Version

Slutrapport

Flexibel och robust vätgasproduktion och - lagring i Lysekil

Utvärdering av framtida möjligheter till elektrobränsleproduktion, vätgaslagring och industriell symbios i anslutning till Preem Lysekil

Sammanfattning

Projektet inkluderar en utvärdering av framtida scenarion för vätgastillförsel till Preems raffinaderi i Lysekil samt att presentera framtida möjligheter för Preems raffinaderi med högre grad av elektrifiering. Framtida scenarion inkluderar varierande grad av elektrifiering av bränsleproduktionsprocesserna där vätgasproduktion förutom med ångreformeringsprocesser även sker med elektrolysör. Tre olika scenarion med varierande behov av vätgas har definierats baserat på Preems långsiktiga målsättning. Scenario 1 fokuserar på den aviserade biobränsleproduktionen där befintlig kapacitet med vätgasproduktion räcker till. Scenario 2 motsvarar ett fall där elektrobränsleproduktion adderas motsvarande den mängd koldioxid som kan fångas in från ångreformeringsanläggningen (600 000 ton CO₂). Scenario 3 motsvarar ett fall där så mycket som 1 miljon kubikmeter elektrobränslen produceras. Dessa tre scenarier bedöms täcka in ett rimligt framtida spann av vätgasbehov för Preem Lysekil.

Baserat på dessa scenarion har uppskattningar gjorts av behov vad gäller vätgasleverans från elektrolysör (där elen kommer från vindkraftsproduktion ansluten till det framtida raffinaderiet) och behov av vätgaslager är dimensionerat för att kunna hantera den variabla elproduktionen (och vätgasproduktion som följd av detta). För dessa scenarion uppskattas även det överskott av värme och syrgas som väntas genereras från elektrolysören. De vätgaslagringsalternativ som inkluderats i denna studie inkluderar lagring i tankar ovan jord respektive under jord med Lined Rock Cavern (LRC)-tekniken där såväl tekniska som ekonomiska aspekter utvärderats.

Centrala slutsatser från arbetet presenteras nedan:

- För att täcka framtida behov av vätgas för elektrobränsleproduktion är det tydligt att nuvarande elanslutning och möjlig tillökning av denna är i princip försumbar i relation till den effekt som krävs för en eventuell elektrobränsleproduktionsanläggning.
- De uppskattade mängderna vätgas som behöver lagras för scenario 2 och 3 är 48 respektive 201 GWh.
- Lösningen att etablera vätgaslager i tankar ovan jord bedöms inte som rimligt både av kostnadsmissiga skäl i relation till andra alternativ och praktiskt med avseende på den yta som krävs och den komplexitet som i så fall skulle introduceras där tusentals tankar behöver nyttjas.
- Etablering av vätgaslager i berggrum bedöms mer intressant då kostnaden är lägre och tekniken lämpar sig bättre för ett storskaligt lager av detta slag och volymen som krävs för berggrummen bedöms vara rimlig. Kostnaden uppskattas till ungefär 900 och 3 800 MSEK för scenario 2 respektive 3. Det bör poängteras att LRC-tekniken hittills endast är demonstrerad i industriell skala med naturgas vilket gör att det återstår vissa tekniska utmaningar för vätgaslagring med LRC-tekniken (kopplat till förspridning av stålbeklädnaden) och skalaspekter för användning av flertalet kopplade berggrum) men tekniken bedöms passande för att utvärderas närmare för användning vid Preems raffinaderi.
- För att relatera kostnaden för vätgaslagret till en möjlig besparing gjordes en grov uppskattning av möjlig kostnadsbesparing av ett vätgaslager baserat på

förväntade elprisvariationer, elpris och möjlig dynamik med ett vätgaslager (baserat på data från HYBRITs pilotprojekt) visar på att investeringen kan betala sig tillbaka så snabbt som 1-1,6 år. Baserat på denna uppskattning bedöms ett vätgaslager vara ett kostnadseffektivt sätt att åstadkomma den flexibilitet som krävs för de presenterade scenarierna. Det bör poängteras att det kan finnas flertalet fördelar att komplettera ett vätgaslager med ett batterilager och/eller lagring av andra energibärare som exempelvis metanol eller möjliggöra en flexibel elektrobränsleproduktionsanläggning som kan köras vid dellast.

- Baserat på resultaten från denna förstudie föreslås följande kompletterande utvärderingar:
 - Genomför en mer detaljerad utvärdering av ekonomisk potential för etablering av vätgaslager inkluderande möjlig prissäkring via PPA avtal, förväntat elpris och mer detaljerad dimensionering av nyckelkomponenter och känslighetsanalys kopplat till detta.
 - Utvärdera nyttan att komplettera vätgaslagret med ett batterilager/vätgaslager ovan jord för att hantera mer kortsiktiga variationer. Bedömningen är dock att fördelarna med detta är små så länge elen köps via PPA-avtal.
 - Analysera möjligheten att köra elektrobränsleanläggningen flexibelt (och då möjliggöra mellanlagring av exempelvis metanol)
 - Granska vattenbehoven och vatteninfrastrukturen för en möjlig framtida anläggning kopplat till elektrobränsleproduktion för att få en bättre överblick över framtida behov.
 - Utvärdera en specifik plats för bergumslager (ta borrprover mm)
 - Utvärdera legala förutsättningar för etablering av bergumslager
 - Analysera val av material för tätskikt för ett bergumslager och dela om möjligt erfarenheter med HYBRIT.
- Det finns möjligheter att etablera lagring av högvärdig värme (ca 100°C) från sommarhalvåret till användning under vinterhalvåret motsvarande 14-62 GWh baserat på de säsongsvariationer som observeras i värmeproduktion i dagens anläggning och värmeleveransen till det kommunala energibolaget. Utöver en eventuell utbyggnad av fjärrvärmenätet är det dock osäkert vad denna säsongslagring skulle kunna användas till. En möjlighet skulle kunna vara att täcka det värmebehov som krävs under revisionsperioder (då LEVA annars nyttjar oljeeldning för värmeproduktion). Det bedöms emellertid svårt att motivera en investering i ett värmelager enbart av detta skäl. Detta beror huvudsakligen på att dessa perioder endast inträffar var sjätte år vilket leder till större dimension på värmelagret (18,6 GWh) samtidigt som lagret endast cyklas var sjätte år.
- Symbioskartläggningen visar flertalet möjligheter för andra etableringar vilket framför allt kan kopplas till överskottet av lågvärdig värme och syrgas men också den infrastruktur för vattenrening och hantering av vatten som kommer krävas för en möjlig ny anläggning. Överskottsvärmen kan användas inom landbaserat vattenbruk för fiskodlingar för att torka restprodukter eller för att hålla en stabil temperatur i växthus. Det har tidigare gjorts en utredning om möjligheterna för att bygga ut fjärrvärmenätet för att använda restvärme från befintlig produktion, vilket då bedömdes sakna ekonomisk lönsamhet. Med hänsyn till ändrade förutsättningar kan det vara intressant att återuppta den gamla utredningen. Det finns stor potential till att använda syrgas till vattenbruk, där det krävs cirka 0,5

ton syrgas per ton fisk som produceras (variationer kan finna för olika typer av vattenbruk). Utöver det kan det finnas möjligheter att trycksätta syrgas och transportera till andra närliggande aktörer. Det antas att förädling av syrgasen, exempelvis rening, krävs för att möjliggöra användning i olika applikationer, men detaljer har inte utretts inom projektet. Kartläggningen visade också att det fanns potential till att producera ozon (O₃) från syrgasen och nyttjas som en del av vattenreningssystemet. Det låga marknadsvärdet för syrgasen medför dock begränsningar för lämpliga applikationer. Både vattenbruk och växthus kräver en stor mängd vatten, precis som vätgasproduktionen, så alla aktörer skulle gynnas av ett vattenreningsverk och skulle skapa möjligheten till att cirkulera vattenresurser från de andras processer.

Projektet observerar att det finns flera intressanta likheter med andra vätgassatsningar i Sverige där förnybar el från vindkraft planeras användas för att producera vätgas via elektrolysör och sedan använda denna direkt i industrin eller för att producera elektrobränslen. Ett exempel är HYBRITs planer att använda just nämnda LRC-teknologin för vätgaslagring för att kunna agera på spotpriset på el och samtidigt vid behov kunna upprätthålla produktion av järnsvamp. Andra relevanta exempel inkluderar bland annat Ovakos stålproducerande anläggning där vätgasen ersätter gasol i uppvärmning av stål inför valsning. I Ovakos fall har dock inget vätgaslager inkluderats vilket delvis kan förklaras med att tillverkningsprocessen är flexibel (processen planeras köras endast sex av sju dagar i veckan och det finns en möjlighet att gå över på gasol som bränsle om elen blir för dyr). I Preem Lysekils fall bedöms inte samma möjlighet finnas på användarsidan med en eventuell elektrobränsleanläggning vilket därmed motiverar behovet av ett vätgaslager på snarligt sätt som för HYBRIT men med bedömningen att användningen är lite mindre flexibel för Preem Lysekil. För andra aktörer på västkusten som exempelvis petrokemiindustrin med ett förmodat framtida behov av grön vätgas bedöms ett vätgaslager ha en snarlik nytta för dessa aktörer.

Vad gäller möjligheter för industriell symbios noteras flera möjligheter på liknande sätt som presenteras i kapitel 1 och 4. De mest intressanta satsningarna är den planerade vätgasproduktion som RES driver i Ånge, där Big Akwa planerar att etablera sig för att ta vara på restprodukter från vätgasproduktion och Regenergy Frövi där ett 10 hektar växthus för tomatodling försörjs med tidigare outnyttjad restvärme från Billeruds massabruk.

Innehåll

Sammanfattning	2
Innehåll	5
1 Bakgrund	6
1.1 Mål	9
2 Scenarioanalys för Preem Lysekil	10
2.1 Scenarioanalys för vätgasbehov	10
2.2 Scenarioanalys för vätgaslager	14
3 Utvärdering av alternativ för vätgaslagring och värmelager	23
3.1 Trycksatt vätgaslagring i tankar ovan jord	23
3.1.1 Teknikbeskrivning	23
3.1.2 Materialval	24
3.1.3 Kostnadsuppskattning	27
3.2 Trycksatt vätgaslagring under jord (Lined Rock Cavern)	34
3.2.1 Teknikbeskrivning	34
3.2.2 Kostnadsuppskattning LRC	42
3.3 Varmvattenlager	45
3.4 Energilager jämförelse	51
4 Utvärdering av möjligheter för industriell symbios i Lysekil	56
4.1 Energi	57
4.2 Vatten	60
4.3 Syrgas	61
4.4 Kartläggning av lokala symbiosmöjligheter	62
4.5 Övriga resurser, ekonomiska och juridiskt relevanta frågor.	64
5 Jämförelse med andra vätgasnoder och industriella symbiosprojekt	67
6 Rekommendationer för framtida arbete	70
7 Tillkännagivande	71
Om CIT Renergy	71

1 Bakgrund

En av nycklarna för att åstadkomma industrins klimatomställning anses vara elektrifiering och grön vätgasproduktion. Detta inkluderar både förnybar elproduktion som ett sätt att ersätta fossilbaserade processer och att använda vätgas som en energibärare för industri- och transportsektorn. Det finns även flertalet användningsområden där vätgas väntas få en viktig roll genom att användas direkt eller indirekt för produktion av elektrobränslen som exempelvis metanol. Industriprocesser som kan inkluderas omfattar exempelvis produktion av stål, cement, jordbrukskemikalier och för transportsektorn är vägtransporter, fraktfartyg och flygtrafik särskilt relevanta.

Preem (den största bränsleproducenten i Sverige) har som mål om att vara klimatneutrala år 2035 vilket inkluderar nettonollutsläpp genom hela värdekedjan för bränsleproduktion. Strategierna för att uppnå detta inkluderar bland annat att anpassa sina raffinaderier för att ersätta fossil råolja med biogena råvaror till processen samt integrering av koldioxidfångning och lagring (CCS) på anläggningarna. En kombination av dessa två åtgärder möjliggör negativa koldioxidutsläpp från anläggningen men även möjligheten att använda koldioxid som råvara i deras process genom så kallad carbon capture and utilization (CCU) är ett alternativ. Utöver detta planeras för möjligheten att använda biogas istället för naturgas som råvara och den sistnämnda strategin inkluderar en anpassning av produkterbudandet till att producera HVO, förnybart flygbränsle och elektrobränslen.

Elektrobränsleproduktion är inte en del av dagens raffinaderi men det finns flertalet exempel på andra aktörer som tittar på etablering av elektrobränsleproduktion i Sverige. Bland annat har St1 annonserat planerad elektrobränsleproduktion på 1 miljon m³ för förnybart flygbränsle med start 2029^{1,2}. Andra exempel inkluderar Liquid Winds satsning FlagshipONE i Örnsköldsvik som ska vara i drift 2025 som då ska producera 50 000 m³ e-metanol vilket då blir Europas största site för gröna elektrobränslen³. Liquid Wind har även två andra planerade etableringar i Sundsvall (planerad driftstart 2026) och Umeå. Andra exempel inkluderar till exempel Fertiberia som planerar producera jordbrukskemikalier baserat på vätgasproduktion med elektrolysör med planerat investeringsbeslut 2025 och planerad produktionsstart 2028⁴. I februari månad

¹ Aktuell Hållbarhet. Vattenfall och St1 vill tillverka en miljon kubikmeter förnybart flygbränsle. [Hämtad 2024-03-04]

<https://www.aktuellhallbarhet.se/miljo/mobilitet/vattenfall-och-st1-vill-tillverka-en-miljon-kubikmeter-fornybart-flygbransle/>

² Vattenfall. St1 satsar på storskalig fossilfri flygbränsleproduktion på västkusten [Hämtad 2024-03-04] <https://group.vattenfall.com/se/var-verksamhet/vagen-mot-ett-fossilfritt-liv/minska-industrins-koldioxidutslapp/st1>

³ Liquid Wind – Facilities. [Hämtad 2024-03-04] <https://www.liquidwind.se/facilities>

⁴ North Sweden Business. Power2Earth to produce fossil-free mineral fertilizer [Hämtad 2024-03-04] <https://northswedenbusiness.com/news/2024/februari/power2earth-to-produce-fossil-free-mineral-fertilizer/>

kommunicerade planer av European Energy i samarbete med Svea Vind Offshore med målbild att producera 100 000 ton e-metanol utanför Söderhamn⁵.

Flera av de föreslagna strategierna bygger på användning av förnybar el där detta integreras i befintlig infrastruktur på raffinaderiet för att uppnå bästa möjliga systemnytta och ett kostnadseffektivt integrerat system. Detta inkluderar bland annat att ha ett system för att hantera variabel elproduktion vilket exempelvis kan uppnås genom vätgasproduktion via elektrolysörer som används i allt större omfattning och skala i industrier globalt idag. Vätgas produceras och används redan idag i stor omfattning på raffinaderier, bland annat för vätebehandling och hydrokrackning. Vätebehandling innebär att vätgasen används för att ta bort oönskade atomer från molekyler som exempelvis syre. Hydrokrackning inkluderar användning av väte i kombination med en katalysator där tyngre kolväten (gasoljor, kokdestillat mm) omvandlas för att producera lättare kolväten som kan användas till diesel-, flygbränsle- och bensinproduktion.

Projektet utgår framför allt från Preems hållbarhetsvision, exjobbet med titeln ”Hydrogen production for a net zero refinery” som under våren 2023 fokuserade på att modellera ett framtida kostnadsoptimerat energisystem inklusive vindkraft, batterier, vätgaslager och system för CCS (koldioxidavskiljning och lagring) samt det scenarioarbete som redan bedrivits och bedrivs inom ramen för forskningsprojektet FUTNERC (Transformative change towards net negative emissions in Swedish refinery and petrochemical industries). Det nämnda exjobbet inkluderar en utvärdering av ett möjligt raffinaderi med biodrivmedelsproduktion där vindkraftsproduktion offshore (409 MW installerad kapacitet) och en elektrolysör används i kombination med ångreformering med koldioxidinfångning (CCS) för att försörja system med vätgas (med ett kontinuerligt vätgasbehov på 377 MW) för biodrivmedelsproduktion och samtidigt nå nettonoll koldioxidutsläpp. En kostnadsoptimerad modell presenteras där vätgas som för stunden inte behövs i raffinaderiet överförs till ett vätgaslager där användningen framför allt kopplas in för att hantera de variationer som uppstår med varierad vindkraftsproduktion. En av de viktigaste slutsatserna i det arbetet var att vätgaslagret är essentiellt för att få ner totalkostnaden för systemet. Det fanns dock stora osäkerheter i kostnadsuppskattningen av vätgaslagringen i berggrum där ett kostnadsspann på 1900-11000 €/MWh inkluderats i känslighetsanalysen.

För Preems raffinaderi pekas två huvudspår ut som möjliga tekniker för lagring av vätgas: lagring av trycksatt vätgas ovan jord eller i berggrum under jord med den så kallade Lined Rock Cavern-tekniken. Tekniken för lagring av vätgas i tankar har hög mognadsgrad och finns kommersiellt på många platser i världen men tekniken används generellt endast för att lagra mindre mängder vätgas. Lined Rock Cavern-tekniken används på flera platser i

⁵ Vindkraftsnyheter. Svea Vind Offshore och European Energy i avtal om e-metanolfabrik. [Hämtad 2024-03-04] <https://www.vindkraftsnyheter.se/20240212/8151/svea-vind-offshore-och-european-energy-i-avtal-om-e-metanolfabrik>

världen för att lagra naturgas (där anläggningen i Skallen är bland de mest kända) och bedöms vara den mest kostnadseffektiva tekniken för storskalig lagring av energigas för svenska förhållanden. Även om tekniken används för HYBRITs pilotprojekt där framgångsrika resultat publicerades under hösten 2023 (vätgaslagret uppskattas leda till en kostnadsbesparing på 25-40%⁶ på de rörliga kostnaderna) och att den fullskaliga HYBRIT-anläggningen är planerad att använda denna teknik så finns det dock begränsad erfarenhet av att lagra vätgas. En allmän bild i dagsläget är att LRC-lager inte bör etableras i befintliga berggrum då det finns tydliga nackdelar då dessa berggrum inte har en optimal utformning som är svårt att brygga över (det blir för lite bergmassan ovanför lagret i förhållande till den yta som är exponerad mot taket av berggrummet). Denna fråga forskas det dock på inom ramen för forskningsprojektet H2AMN (finansierat av Nordic Energy Research) som pågår fram till 2026 där existerande berggrum i Göteborgs hamn och Piteå hamn undersöks vad gäller kvalitén på berggrunden för att utvärdera möjligheter att lagra trycksatt vätgas med LRC-tekniken. Projektet avser att ta fram riktlinjer för användning av LRC i existerande berggrum.

För att etablera ett system med grön vätgasproduktion med så hög verkningsgrad för systemet som helhet på bästa möjliga sätt är det viktigt att ta vara på restströmmar i form av syrgas och värme från processen. I detta sammanhang kan det finnas möjliga användningsområden både inom raffinaderiet och för möjliga aktörer utanför anläggningen. En viktig del av EU:s strategier för resurseffektivisering utgörs av industriell symbios vilket bidrar till ökad industriell konkurrenskraft samtidigt som mindre energi- och vattenanvändning, mindre avfall och en reducering av koldioxidutsläpp kan uppnås. I detta sammanhang finns det flertalet andra intressanta pågående vätgasprojekt som är relevanta att nämna i detta sammanhang som exempelvis industriparken i Alby⁷ med en planerad elektrolysörkapacitet på 500 MW med tydliga planer på industriell symbios. Där har bland annat vattenbruksföretaget Big Akwa planerat att anlägga sin produktion som följd av den planerade vätgasanläggningen, för att ta del av både syrgas och restvärme från vätgasproduktionen⁸. Andra exempel på projekt där restvärmen planeras användas inkluderar Arctic Food Arena där restvärme från HYBRIT och LKABs järnsvampproduktion i Gällivare kommer resultera i restvärmeströmmar som kan användas för växthusodling och landbaserad fiskodling⁹. Tanken med det projektet är att skapa en forskningsmiljö där basindustrin samverkar med livsmedelsproducenter och forskare för att uppnå cirkulär livsmedelsproduktion. Det är även intressant att nämna att i Frövi kommer en storskalig industriell symbiossatsning att

⁶ Vattenfall. 2023. HYBRIT: Hydrogen storage reduces costs by up to 40 per cent. [Hämtad 2024-05-02] <https://group.vattenfall.com/press-and-media/pressreleases/2023/hybrit-hydrogen-storage-reduces-costs-by-up-to-40-per-cent>

⁷ Alby vätgasanläggning. [Hämtad 2024-05-02] <https://vatgasalby.se/>

⁸ Big Akwa, [Hämtad 24-05-08] <https://www.bigakwa.com/about-us/>

⁹ Hållbart byggande. Mångmiljonsatsning på testbädd för livsmedelsproduktion i Gällivare. [Hämtad 2024-03-04] <https://hallbartbyggande.com/mangmiljonsatsning-pa-testbadd-for-livsmedelsproduktion-i-gallivare/>

tas i bruk när Regenergy Frövi öppnar ett 10 hektar växthus under våren 2024 där spillvärme från Billeruds massabruk kommer att användas för att producera 10% av Sveriges behov av tomater. Spillvärmens som används för att värma upp växthuset har inte nyttjats på ett effektivt sätt tidigare¹⁰.

En möjliggörare för att kunna ta vara på den överskottsvärme som genereras från raffinaderiet året runt skulle kunna vara att etablera ett termiskt lager. Dagens raffinaderi i Lysekil har signifikanta mängder överskottsvärme överlag och det finns tydliga säsongsvariationer där sommaren innebär stora mängder spillvärme som inte kan nyttjas. Ett termiskt lager genom att lagra värme från sommartid i form av att pumpa in varmvatten i bergrum under jord skulle då kunna vara en möjlighet för att öka tillgången på värme under vintertid. Användning av termiska lager i Sverige är vanligt vid kraftvärmeverk för att hantera eventuella bortfall i värmeproduktion och för att kunna dra nytta av säsongsvariationer i värmebehov. Kraftvärmeverk lagrar traditionellt sett värme i ackumulatortankar vilket bedöms vara det bästa alternativet för volymer som motsvarar 20 000 till 50 000 m³ men för större volymer är bergrumslager relevant. Ett exempel på etablering av bergrumslager med varmvatten inkluderar Mälarenergis lager som planerar driftsättas i år 2024 som rymmer 300 000 m³ och 13 GWh fjärrvärme¹¹. Utöver den överskottsvärme som levereras från Preems anläggning i Lysekil till LEVAs fjärrvärmenät bedöms en framtida elektrolysör kontinuerligt bidra med överskottsvärme som skulle kunna användas för flertalet olika användningsområden.

1.1 Mål

Målen med denna studie presenteras nedan:

- Presentera tre möjliga scenarion för med olika grad av elektrifiering för drivmedelsproduktion i Preem Lysekil
- Dimensionera vindkraftspark, elektrolysör, kompressor och vätgaslager för att tillfredsställa dessa scenarion och diskutera rimligheten av ett sådant system
- Uppskatta mängden överskott av syrgas från elektrolysör och mängden överskottsvärme från elektrolysör och befintlig anläggning.
- Uppskatta kostnader för vätgaslager, elektrolysör och kompressor för dessa scenarier
- Utvärdera två olika alternativ för vätgaslagring (ovan jord i tankar samt i bergrum under jord med LRC-tekniken)
- Genomföra en initial rimlighetsbedömning av möjlig etablering av vätgaslager vid Preems raffinaderi i Lysekil baserat på uppskattat lagringsbehov

¹⁰ WA3RM Regenergy Frövi, hämtad 24-05-08 från: <https://www.wa3rm.com/regenergy-frovi>

¹¹ Mälarenergi Bergrum – Webinarium Energiforsk 2022-05-20. Rickard Svensson, Einar Port.

- Presentera idéer för möjliga industriell symbios-koncept i Lysekil för användning av överskottsvärme och syrgas och utvärdera effekten av att nyttja dessa i industriella symbioser
- Jämför föreslaget system med andra möjliga vätgashubbar för att presentera likheter och skillnader med dessa

Ett annat mål med denna förstudie är att fungera som ett beslutsstöd för Preem att vid intresse kunna gå vidare med en fortsatt utvärdering av vätgaslager och i förlängningen en FEED (Front-End Engineering Design)-studie.

2 Scenarioanalys för Preem Lysekil

2.1 Scenarioanalys för vätgasbehov

Den scenarioanalys som bedrivs i detta projekt baseras på befintlig och planerad biodrivmedelsproduktionen på Preem Lysekil och kompletteras med antaganden för ett möjligt framtida fall där ytterligare bränsleproduktion består av exempelvis elektrobränslen.

Bränsleproduktionen kan inkludera bränsle för flertalet olika tillämpningar. Dagens produktionskapacitet av förnybara drivmedel i Lysekil uppskattas till ungefär 210 000 m³/år baserat på den befintliga Synsat-anläggningen¹². Den förnybara produktionen inleddes 2020 genom låginblandning av rapsolja och anläggningen producerar idag diesel (miljöklass 1).

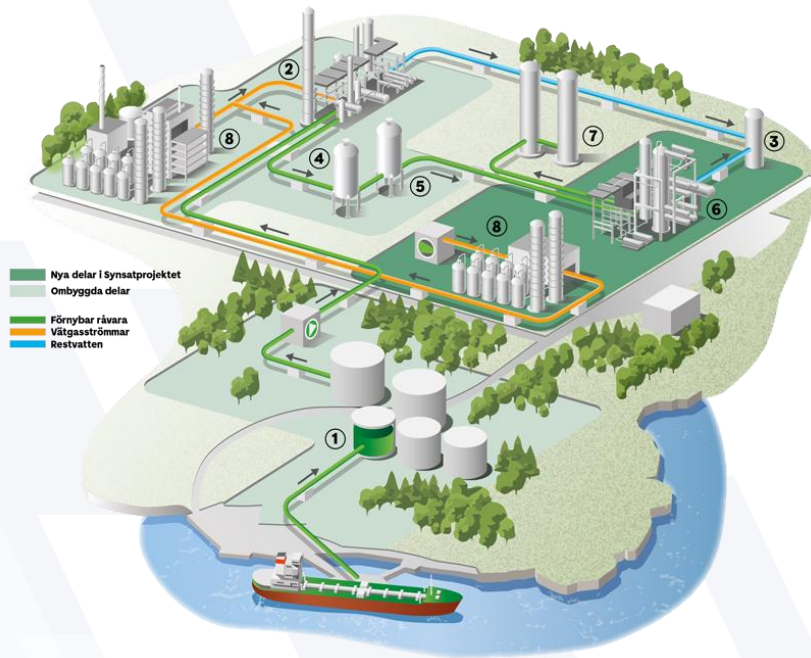
Befintlig Synsat-anläggning byggs för närvarande om till en förnybar kapacitet 950 000 m³/år¹³ och ska tas i drift i år 2024. Produktionen ska baseras på upp till 40% förnybar råvara vilket utöver rapsolja inkluderar tallolja och återvunnen frityrolja.

Från och med år 2024 bygger Preem om IsoCracker-anläggningen¹⁴. Den ombyggda anläggningen har planerad produktionsstart 2027 och ska producera 1.2 Mm³/år av förnybart flygbränsle (biojet/SAF) och förnybar diesel (HVO). SAF väntas utgöra upp till hälften av den adderade produktionen, 600 000 m³/år. Anläggningen är designad för att hantera vegetabiliska och animaliska oljor och fetter vilket inkluderar exempelvis rapsolja (RSO), använd frityrolja (UCO) och utsmält fett (Tallow).

¹² Lysekilsposten. *Förnybart framtiden för Preemraff Lysekil*. [Hämtad 2024-01-10] <https://etidning.lysekilsposten.se/p/naringslivet-lysekil/2021-10-21/a/fornybart-framtiden-for-preemraff-lysekil/197/459347/23773643>

¹³ Preem. *Synsat-projektet*. [Hämtad 2024-01-10] <https://www.preem.se/om-preem/hallbarhet/synsat-projektet/>

¹⁴ Preem. *ICR-projektet*. [Hämtad 2024-01-10] <https://www.preem.se/om-preem/hallbarhet/icr-projektet/>



Figur 2-1: Illustration av ombyggnation av Synsat-anläggningen på Preem Lysekil¹⁵.

Det antas att den förnybara bränsleproduktionen inkluderar den produktmix och vätgasbehov som definieras i tabellen nedan.

Tabell 2-1 Nuvarande och planerade projekt för förnybar bränsleproduktion i Preem Lysekil

Projekt för förnybar drivmedelsproduktion	Förnybar produktion (m ³)	Produkt	Uppskattat vätgasbehov (ton/år)
Synsat (ombyggd anläggning)	950 000	HVO	42 000
IsoCracker	1 200 000	50% SAF, 50% HVO	33 250
Total förnybar bränsleproduktion	2 150 000		75 250

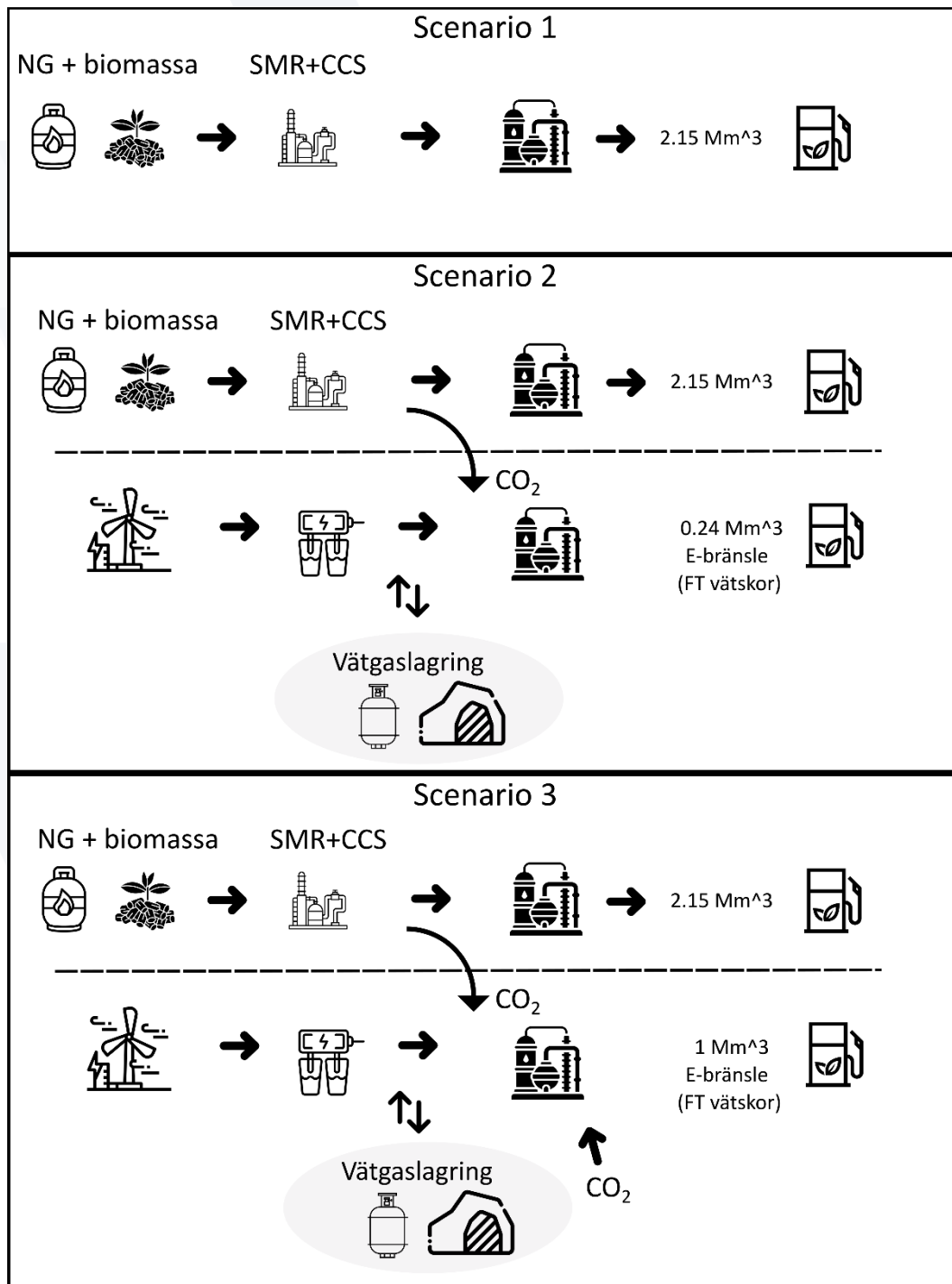
Vätgasbehovet för dessa anläggningar täcks av kapaciteten för den nuvarande ångreformeringsanläggningen. Utöver dessa projekt kan ytterligare projekt tillkomma vilket då kan inkludera en okänd mängd elektrobränsleproduktion där vätgasen produceras via elektrolys och koldioxid kan användas i drivmedelsproduktionen. Elen för elektrolysören antas produceras från vindkraft. De tre scenarier som definieras i detta projekt presenteras nedan:

Scenario 1: Motsvarar den planerade biodrivmedelsproduktionen för Preem Lysekil och vätgasbehovet täcks av befintlig kapacitet för ångreformeringsanläggningen. Med andra ord innebär detta inget behov av ny elektrolysrörkapacitet och inget behov av vätgaslager.

Scenario 2: Utöver den planerade biodrivmedelsproduktionen i Preem Lysekil adderas elektrobränsleproduktion som motsvarar användning av den koldioxid som beräknas rimligt att fånga in från ångreformeringsanläggningen via CCS (se Tabell 2-2). Detta motsvarar en koldioxidmängd på 600 000 ton per år.

¹⁵ Synsat-anläggningen. Preem. [Hämtad 2024-01-10] <https://www.preem.se/om-preem/hallbarhet/synsat-projektet/synsat-anlaggningen/>

Scenario 3: Utöver den planerade biodrivmedelsproduktionen som presenteras i Scenario 1 1 adderas ytterligare 1 miljon m³ biodrivmedelsproduktion.



Figur 2-2: Illustration av de tre scenarier som utvärderas inom ramen för projektet.

Baserat på de steg som förväntas krävas för att realisera Scenario 2 respektive 3 är en initial bedömning att dessa scenarion är möjliga att realiseras i form av en driftstart tidigast år 2030 men detta behöver utvärderas mer i detalj för att kunna ta fram en mer detaljerad tidplan.

Beräkningarna för vätagasbehov för dessa scenarion baseras sedan på följande antaganden:

- Vätgasbehov för biodrivmedelsproduktion av HVO och SAF baseras på data för produktion av HVO jet fuel¹⁶ där vätgasbehovet är 0,035 ton H₂/m³ biodrivmedel. Snarlikt vätgasbehov uppskattas för produktion av Hydrogenated Vegetable Oil/Renewable Diesel.
- Koldioxidbehov för elektrobränslebaserad biodrivmedelsproduktion: 0,28 ton CO₂/MWh biodrivmedel¹⁷. Antaget elektrobränsle: FT-liquids (syntetiskt producerade kolvätebaserade drivmedel där FT står för Fischer-Tropsch-processen)
- Omvandlingseffektivitet för produktion av elektrobränsle: 0.73 (LHV_{e-bränsle}/LHV_{H2})¹⁷. Antaget elektrobränsle: FT- liquids
- Densitet för biodrivmedel¹⁸: 744,3 kg/m³
- Värmevärde för biodrivmedel¹⁷: 43,2 MJ/kg biodrivmedel

Det bör även påpekas att FT-liquids inte bör beaktas som ett färdigt förnybart bränsle då det kräver ytterligare bearbetning men detta inkluderas inte inom ramen för denna studie.

Resultaten av scenarioanalysen kopplat till behovet av vätgas presenteras i Tabell 2-2.

Tabell 2-2 Summering av biodrivmedelsproduktion och vätgasbehov för de tre scenarier som presenteras i denna studie.

		Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Biodrivmedel (HVO)	m ³ /år	2 150 000	2 150 000	2 150 000
	MWh/år	20 233 889	20 233 889	20 233 889
E-bränsle (FT-liquids)	m ³ /år	0	239 919	1 000 000
	MWh/år	0	2 142 857	8 931 600
CO ₂	ton/år	0	600 000	2 500 848
H _{2,bio}	MWh/år	2 508 333	2 508 333	2 508 333
	ton/år	75 250	75 250	75 250
H _{2,e-bränsle}	MWh/år	0	2 935 421	12 235 068
	ton/år	0	88 063	367 052
H _{2,total}	MWh/år	2 508 333	5 443 754	14 743 402
	ton/år	75 250	163 313	442 302

¹⁶ Energistyrelsen (end.dk). Technology data for renewable fuels: HVO Jet Fuel. [Hämtad 2024-01-10] <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-renewable-fuels>

¹⁷ Brynolf, S., Taljegard, M., Grahn, M., Hansson, J., Electrofuels for the transport sector: A review of production costs, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 81, Part 2, 2018, Pages 1887-1905, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.288>.

¹⁸ Atsonios, K., Li, J. Vassilis J. Inglezakis, Process analysis and comparative assessment of advanced thermochemical pathways for e-kerosene production, Energy, Volume 278, Part A, 2023, 127868, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.127868>.

Den dimensionerande faktorn för respektive scenario är markerad i **blå fetstil**. Det kan observeras att vätgasbehovet skiljer sig markant för de olika scenarierna där det totala vätgasbehovet mer än dubbleras i scenario 2 jämfört med behovet i scenario 1 och blir mångdubbelt större för scenario 3. Det uppskattade vätgasbehovet från elektrolysören varierar mellan 0 (scenario 1) till 367 000 ton vätgas/år. För scenario 3 kan det observeras att mängden koldioxid som krävs för elektrobränsleproduktionen motsvarar nästan två gånger dagens totala utsläpp från anläggningen (1,38 miljoner ton CO₂ presenteras som rapporterade utsläpp för handel med utsläppsrätter 2022 exempelvis vilket inkluderar raffinaderiet och distribution av olja och gas¹⁹). Detta visar på att det scenariot skulle innebära behov av koldioxidimport för en framtida anläggning.

2.2 Scenarioanalys för vätgaslager

Det uppskattade vätgasbehovet för det framtida raffinaderiet kan i sin tur användas för att uppskatta behovet av vätgaslager. Dimensioneringen av ett sådant energilager kan göras på flera sätt. Denna förstudie ämnar inte föreslå en optimerad dimensionering av behovet av vätgaslagring utan snarare en rimlig storleksordning för att kunna relatera denna till den anläggning som presenteras i scenarierna. Det inkluderar heller inte någon detaljerad modellering av vätgaslagret med avseende på injektion och tömning av lagret som annars inkluderar värmebalanser för att studera värmeutbytet mellan injicerad gas och omgivande bergrum.

Den första ansatsen som görs i denna förstudie utgår ifrån hur andra vätgasindustrisatsningar som exempelvis HYBRIT tänker kring sin dimensionering. I detta fall kan data från det planerade fullskaliga vätgaslagret för HYBRIT användas som jämförelse där det fullskaliga lagret ska vara dimensionerat för att kunna försörja en fabrik i tre till fyra dagar²⁰ där vätgasbehovet baserat på data från Johansson et al.²¹ motsvarar ungefär 4,4 TWh vätgas per år. Även i HYBRITs fall är grundtanken att vindkraftsel ska fungera som input för vätgasproduktionen. Vätgaslagret fyller därmed huvudsakligen tre funktioner: Att minimera kostnaden för vätgasproduktionen baserat på elpriset, att erbjuda en tillräcklig buffert och kunna möjliggöra produktion även när det inte blåser i samma utsträckning samt minska behovet av större dimensioner på vindkraftspark och elektrolysör. Det som huvudsakligen styr risken för behovet av buffert är kapacitetsfaktorn för vindkraftsparken och hur välfördelad denna är över året. I fallet med Preems anläggning är det väldigt troligt att vindkraftsparken är havsbaserad vilka tenderar ha en högre kapacitetsfaktor än landbaserade parker (vilket skulle kunna vara fallet i HYBRITs fall då det är beläget i ett elområde där det i dagsläget finns en högre andel med landbaserad vindkraft än i SE3 där Preem är beläget).

Det bör dock sägas att det kommunicerats att stålproduktionen kan köras på dellast/stängas ner om de ekonomiska förutsättningarna inte är de rätta. I vilken utsträckning detta är möjligt i raffinaderiprocessen har inte utretts. Den möjliga

¹⁹ Naturvårdsverket. Statistik och uppföljning. Uppdaterad 2023-09-19 [Hämtad 2024-02-01] <https://www.naturvardsverket.se/vagledning-och-stod/utslappshandel/statistik-och-uppfoljning/>

²⁰ <https://www.hybritdevelopment.se/hybrit-varldsunik-bergrumslager-for-fossilfri-vatgas-invigs-i-lulea/>

²¹ Johansson, F., Spross, J., Damasceno, D., Johansson, J., Stille, H. Investigation of research needs regarding the storage of hydrogen gas in lined rock caverns. Prestudy for Work Package 2.3 in HYBRIT Research Program 1. 2018.

flexibilitet som kan åstadkommas för att öka vätgasproduktionen och på så sätt bidra till att fylla på lagret bedöms ha mer eller mindre försumbar påverkan på möjligheten att dimensionera ner behovet av ett vätgaslager. Den framtida nätanslutningen till raffinaderiet uppskattas vara i princip försumbar i förhållande till den effekt som väntas krävas från vindkraftsparken. Detta gör att möjligheten att producera extra vätgas genom elimport från nätet för att dimensionera ner vätgaslagret ser begränsad ut. Slutsatsen är därmed att ett eventuellt vätgaslager i Lysekil bör dimensioneras för en lagringskapacitet motsvarande sex dagars användning för elektrobränsleproduktion. Detta kan ses som en konservativ siffra som inte tar hänsyn till eventuella möjligheter köra elektrobränsleproduktionen vid lägre produktionskapacitet. En studie från Concawe²² visar bland annat på att vätgaslager för produktion av e-metanol i norra Europa där den minsta tillåtna produktionskapaciteten är 80% av maxkapacitet innebär ett lagringsbehov på mindre än 5 dagar men siffran är omkring 3,5 dagar för 70%. Sex dagar kan totalt sett ses som ett konservativt antagande för att inte riskera att underskatta lagringsbehovet för de presenterade scenarierna. Det bör påpekas att denna studie inte gör en mer detaljerad modellering av produktionsprofilen för vindkraft och elektrolysör. Exempelvis är det möjligt att göra en överslagsräkning att om elektrolysören producerar 0 MW så räcker inte tömningshastigheten för vätgaslagret till för att täcka vätgasbehovet för en elektrobränsleproduktion som kör på fullast utan anläggningen skulle behöva köra på dellast även med denna dimensionering. För att säkerställa att vätgasbehovet från vätgaslagret allena räcker till för att täcka behovet för elektrobränsleanläggningen skulle vätgaslagret behöva vara än större, ungefär 10 000 ton för scenario 3.

Genom att dimensionera ett framtida vätgaslager i Lysekil för Preem för att täcka sex dagars användning av vätgas blir resultatet ett behov på 48 resp. 201 GWh för scenario 2 resp. 3 det vill säga 1448 resp. 6034 ton H₂ (se Tabell 2-3). Dessa energimängder är i snarlik storleksordning som befintliga gaslager som Skallen (139 GWh med naturgas och ungefär 25,1 GWh vätgas) och planerade gaslager i form av HYBRITs fullskaliga lager (100 GWh_{el} omvandlat till vätgas (65 GWh_{vätgas} om en verkningsgrad på 65% antas för elektrolysören) samt Energy Hub-projektet i Tyskland där 700 GWh vätgas planeras lagras i saltgrottor. Dessa gaslager är emellertid relativt små i jämförelse med det största naturgaslagret i Tyskland (Gasspeicher Rehden) som lagrar så mycket som 45 TWh.

Volymen på vätgaslagret för lagring i berggrum uppskattas baserat på den energidensitet som beräknats för lagring av vätgas i Skallens berggrumslager (med ett antaget tryck på 200 bar), 1594 m³/GWh²³. I senare avsnitt (se kapitel 3) presenteras en genomgång av två alternativ för att lagra vätgasen och där rimligheten att lagra vätgasen med dessa metoder på Preems anläggning utvärderas mer i detalj.

Tabell 2-3 Resultatet av dimensionering av vätgaslagret.

²² Concawe & Aramco. Report 4/24. E-Fuels: A techno-economic assessment of European domestic production and imports towards 2050 – Update.

²³ Kruck, O., Crotogino, F., Prelicz, R. and Rudolph, T., 2013. Overview on all Known Underground Storage Technologies for Hydrogen.

Uppskattat vätgaslager		Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Vätgaslagring	GWh	0	48	201
	ton	0	1 448	6 034
	m ³	0	76 898	320 517

Det finns självfallet andra metoder som kan användas för att dimensionera vätgaslagret. Ett sådant exempel är det exjobb som genomfördes under våren 2023²⁴. Exjobbet inkluderar en kostnadsoptimerad modell för ett system med en havsbaserad vindkraftspark, elektrolysör, ångreformeringsanläggning med dagens kapacitet, vätgaslager, batterilager och elnätsanslutning med dagens kapacitet. I exjobbet resulterar den kostnadsoptimala lösningen i ett vätgaslager på motsvarande 14 GWh. Detta uppskattas för ett system med ett kontinuerligt vätgasbehov på 377 MW där ångreformeringsanläggningen har en kapacitet på 297 MW. I den modell som exjobbet tar fram blir resultatet att anläggningen dimensioneras med en vindkraftspark med en kapacitet på 469 MW som levererar el till en elektrolysör med en kapacitet på 263 MW_{vätgas}. Vätgasbehovet som då kontinuerligt behöver levereras till anläggningen från vätgaslagret eller direkt från elektrolysören/ångreformeringsanläggningen motsvarar på en årlig basis ungefär 89 000 ton/år där ungefär 36 000 ton/år uppskattas komma från elektrolysören. Med den metod som presenteras i exjobbet motsvarar den uppskattade lagringskapaciteten täcka vätgasbehovet som i genomsnitt levereras från vindkraftsel under 4,3 dagar. Det finns flertalet parametrar som påverkar det uppskattade antalet dagar med den kostnadsoptimerade modellen men det är hur som helst intressant att den ansatsen ger ett snarlikt resultat som det antagande som gör inom ramen för detta projekt.

Det finns flertalet parametrar som påverkar behovet av vätgaslager och nedan presenteras en lista på viktiga parametrar att beakta i en möjlig framtida dimensionering av vätgaslager:

- Produktionsprofil för vindkraftsparken – Om produktionen innebär långa perioder med mer eller mindre ingen produktion leder detta till en ökning av den dimensionerande storleken på vätgaslagret. I detta avseende är det relevant att nämna att kapacitetsfaktorn för vindkraftsproduktionen uppskattas variera mellan 49 och 58% för fem olika år baseras på modellen som presenteras i det nämnda exjobbet. Detta indikerar en generell stabilitet från år till år vilket även visar sig i uppskattningen av vätgaslagret som uppskattas till 13,71-16,26 GWh för dessa 5 år. Detta visar på att dessa variationer (åtminstone för denna plats) inte har en betydande påverkan på vätgaslagrets storlek.
- Kapacitet på vindkraftspark och elektrolysör – Baserat på kapaciteten på elektrolysören kommer det finnas olika många tillfällen under året som mängden el som produceras i vindkraftsparken överstiger kapaciteten för elektrolysören. Genom att dimensionera upp kapaciteten på elektrolysören (i förhållande till

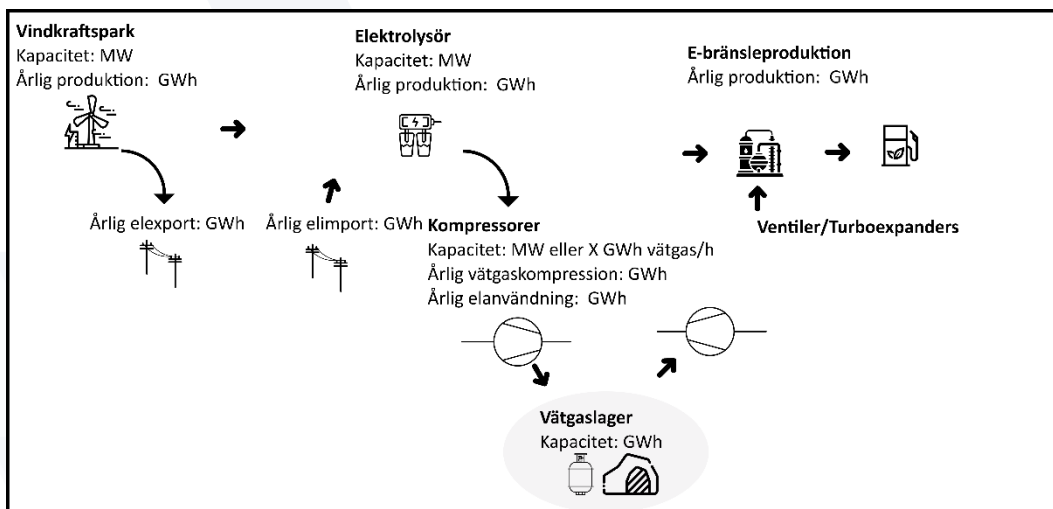
²⁴ Ahlström, E., Hult, O. Hydrogen production for a net zero refinery - Cost-optimization of the interplay between a blue and green hydrogen production system. 2023.

användningen för elektrobränsleproduktion) kan därmed behovet av vätgaslager potentiellt minskas.

- Övriga möjligheter att producera vätgas - Ångreformeringsanläggningen antas köras vid full kapacitet hela tiden och därmed finns inte någon ytterligare kapacitet som kan användas till att fylla vätgaslagret vid behov. I exjobbet utvärderades även möjligheten att köra reformeringen vid dellast vilket då ger större möjlighet att dimensionera ner storleken på vätgaslagret
- Import av el – I referensfallet i exjobbet med ett kostnadsoptimerat system blir resultatet en elimport på 10,9 GWh_{el}. Detta utgör en mycket liten mängd el i relation till den totala kapaciteten som kan uttryckas i form av att utnyttjandegraden är endast 0,06% på en årsbasis.
- Export av el – Referensfallet innebär en elexport på 20,5 GWh_{el} vilket även det är väldigt lite i förhållande till den totala kapaciteten baserat på nätanslutningen. Valet att exportera el påverkas också av spotpriset på elen som då blir en möjlig inkomst. På samma sätt som importen av el har detta väldigt begränsad påverkan på vätgaslagrets storlek.
- Möjligheter att vara flexibel i vätgasanvändningen i elektrobränsleproduktionen
- Ekonomiska parametrar kopplat till elprisvariationer (storlek och frekvens på dessa)

Baserat på de värden som presenterats ovan för vätgasbehovet för de tre scenarierna och dimensioneringen av vätgaslagret kan nu en uppskattning av behovet av kapacitet i form av elektrolysör och vindkraftspark också göras. Genom att utgå ifrån den vätgasproduktion som elektrolysören ska erbjuda kan mängden överskott av värme och syrgas från processen uppskattas. Lagringseffektiviteten för LRC antas vara omkring 97-98%²⁵ där huvuddelen av dessa förluster väntas ske i kompressorn där 2,5% förluster antas i denna studie. Utöver detta antagande behöver även mängden vätgas som passerar genom lagret uppskattas. Detta kan tas fram genom att anta hur många gånger som vätgaslagret cyklas på en årlig basis (hur många tömningar av ett helt lager som passerar igenom lagret). Detta antas motsvara 10 hela cykler vilket baseras dels på den vätgasmängd som passerar igenom lagret i exjobsberäkningarna. Detta antagande är också inom de begränsningar som finns för LRC-lager vad gäller injektion och tömning.

²⁵ Ripepi, G. Hydrogen storage for variable renewable electricity integration: Techno-economic analysis of a Lined Rock Cavern system. 2018.



Figur 2-3: Illustration av flödet av el och vätgas för den studerade drivmedelsproduktionen (elektrolysören utgör egentligen en del av elektrobränsleproduktionsanläggningen men illustreras som ovan för enkelhet).

Detta leder till att vätgasproduktionen i elektrolysören kan uppskattas (behovet från elektrobränsleproduktionen samt det som försvinner i omvandlingen för vätgaslagringen).

För att uppskatta kapaciteten som krävs för elektrolysören antas sedan en kapacitetsfaktor på 56,9% baserat på den analys som görs i exjobbets referensfall (vilket leder till en överkapacitet på 76% för elektrolysören i relation till vätgasanvändningen för elektrobränsleproduktion). För att uppskatta den mängd el som krävs som input till elektrolysören antas en effektivitet på 65% vilket antas i såväl exjobbet som i en P2X-studie²⁶. Detta bedöms kunna ökas till 80% för alkaliska elektrolysörer i framtiden.

För att uppskatta mängden överskottsvärme som genereras i elektrolysören används data från samma P2X-studie där det uppskattas att 11,6 MWh_{värme}/ton vätgas genereras. För uppskattningen av syrgasproduktionen nyttjas stökiometrin för elektrolysreaktionen som innebär att 8 ton O₂ bildas för varje ton vätgas som produceras.

För att sedan uppskatta hur mycket elproduktion som behöver ske i vindkraftsparken antas att den årliga elexporten respektive elimporten från anläggningen är försumbar. Detta är i linje med den analys som görs i exjobbet där uppskattad mängd el som importerats är 0,5% av den totala årsproduktionen från vindkraftsverket och för elexport är siffran ungefär 1%. Inskränkningen (curtailment) av vindkraftsproduktionen försummas också i denna analys vilket kan motiveras med att denna del motsvarar så lite som 0,1% av den totala elproduktionen från vindkraftsparken i den modell som presenteras i exjobbet.

Detta gör att årsproduktionen från vindkraftsparken ska motsvara elbehovet till elektrolysören och kapacitetsfaktorn för vindkraftsparken uppskattas baserat på det spann som tas fram i exjobbet på 49,1-58,0% där 50% antas i denna studie.

För att göra en konservativ uppskattning av den el som krävs för vätgaskompressionen används data från HYBRITs genomförbarhetsstudie⁴⁰ som indikerar en elanvändning

²⁶ Nordic Energy Research, Nordic P2X for Sustainable Road Transport. 2020. [Hämtad 2024-01-30] <https://www.nordicenergy.org/wordpress/wp-content/uploads/2020/09/Nordic-Power-2X-for-Sustainable-Road-Transport.pdf>

kring 2 kWh_{el}/kg vätgas. Andra referenser hänvisar till lägre energiförbrukning som exempelvis Langels som presenterar elanvändning på 0,4 kWh/kg vätgas²⁷.

Resultatet av dessa beräkningar kan observeras i Tabell 2-4.

Tabell 2-4 Resultatet för scenarioanalysen av energisystemet som helhet

		Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Elektrolysör produktion	GWh vätgas/år	0	2 941	12 260
Elektrolysör elanvändning	GWh/år	0	4 535	18 901
Kapacitet elektrolysör	GW _{el}	0	0,9	3,8
Överskottsvärme elektrolysör (70°C)	GWh/år	0	1 032	4 315
Överskottssyre elektrolysör	Mton/år	0	0,7	2,9
Vindkraftspark årlig produktion	GWh _{el} /år	0	4 500	18 900
Vindkraftspark kapacitet	GW _{el}	0	1,0	4,3
Elanvändning vätgaskompressor	GWh _{el} /år	0	14	60

Det kan observeras att storleken på elektrolysöranläggningen är stor och det genereras avsevärda mängder överskottsvärme och syrgas. Dagens leverans av överskottsvärme från raffinaderiet till det kommunala energibolaget LEVA i Lysekil motsvarar ungefär 56 GWh/år vid 95-110°C (framledningstemperatur för fjärrvärme) där merparten av detta levereras under vinterhalvåret då det finns ett stort behov av fjärrvärme. Med andra ord motsvarar scenario 2 en generering av 20 gånger så mycket överskottsvärme som dagens leverans av fjärrvärme. Mängden överskottsvärme bör självfallet undvikas så mycket som möjligt men det bedöms svårt att minska dessa förluster inom närtid för elektrolysörerna och då det är fördelaktigt om denna värme kan användas på något sätt. Det bör påpekas att denna överskottsvärme kan antas levereras vid ungefär 70°C²⁸ (med en antagen drifttemperatur i elektrolysörcellen på ungefär 80°C²⁹) vilket är svårare att använda då den i nuvarande utformning på fjärrvärmenätet behövs spetsas ytterligare för att kunna användas. I dagsläget finns det ingen specifik plan för hur dessa biprodukter kan nyttjas vilket utvärderas inom ramen för den symbioskartläggning som presenteras i kapitel 4.

Den kapacitet som uppskattas i form av vindkraftsparker är i samma storleksordning som en större vindkraftspark. Det finns exempelvis inlämnade tillståndsansökningar för flertalet vindkraftsparker utanför Lysekilskusten som inkluderar Mareld och Skagerrak Offshore Gamma som vardera har en beräknad årsproduktion på 12 TWh samt Poseidon

²⁷ Langels, H., Syrjä, O. Hydrogen Production and Storage Optimization based on Technical and Financial Conditions. A study of hydrogen strategies focusing on demand and integration of wind power. 2021.

²⁸ Borglund, A-S. Så kan vätgas stärka fjärrvärmerna. 2023.

<https://www.energi.se/artiklar/2023/maj-2023/sa-kan-vatgas-starka-fjarrvarmen/>

²⁹ Zeng, K., Zhang, D. Recent progress in alkaline water electrolysis for hydrogen production and applications, Progress in Energy and Combustion Science, Volume 36, Issue 3, 2010, Pages 307-326, ISSN 0360-1285, <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2009.11.002>.

Nord (4,4 TWh) och Vidar (5,5 TWh)³⁰. Dessa planerade vindkraftsparker befinner sig i olika faser med tillståndsansökningar och baserat på publik information kring nuvarande status för projekten uppskattas en potentiell driftstart kring år 2030.

Det kan även observeras att den dimensionerade kapaciteten på vindkraftsparken bara är snäppet högre än kapaciteten på elektrolysören. Detta medför att det är väldigt få tillfällen då elproduktionen överstiger kapaciteten för elektrolysören där denna överproduktion då leder till export (alternativt till curtailment om överskottet överstiger kapaciteten på nätanslutningen). Bedömningen är att risken för curtailment är högst begränsad (se ovan kommentarer om mängden export/import som blir resultatet av analysen i exjobbet).

Utöver detta görs kompletterande beräkningar för att kunna uppskatta kostnader för viktiga komponenter i detta system. Elektrolysören är en sådan komponent vilket är tydligt i analys som gjorts i exjobbet exempelvis där elektrolysören utgör den största investeringen.

Alkaliska elektrolysörer (AE) antas användas i den framtida processen vilket bland annat motiveras av den höga verkningsgraden och skalfördelarna som finns med tekniken i jämförelse med PEM. Dessutom erbjuder AE en längre livslängd jämfört med PEM, ca 60 000-90 000 timmar jämfört med PEM med 30 000 – 90 000 timmar. En nackdel är att renheten för den producerade vätgasen är lägre men detta bedöms inte vara ett problem för denna applikation.

Kostnaden för elektrolysören uppskattas baserat på IEA som indikerar att nuvarande kostnader ligger kring 500-1400 \$/KW_e för AE³¹. Detta inkluderar systemkostnader, inklusive stackkostnader, kostnader för kraftelektronik, gasanläggning och anläggningsbalans. Driftskostnaden uppskattas vara 1,6% av investeringskostnaden³². Det bör påpekas att kostnaden för elektrolysörer väntas reduceras de närmaste tio åren. Krishnan et al.³³ Uppskattar exempelvis att kostnaden för AE på 10 år kan reduceras med 80% av dagens kostnad vilket är i linje med den långsiktiga uppskattning som IRENA (International Renewable Energy Agency) presenterar för långsiktig potential³⁴. Zyn et al.³⁵ uppskattar att kostnaden kan reduceras med 78% som ett resultat av R&D utveckling, skalekonomi och tekniskt lärande. Hur snabbt detta nås bedöms författarna som mer osäkert vilket bland annat beror på hur produktionen skalas upp storleksmässigt och hur många enheter som byggs framöver. Det bör sägas att hittills har kostnadsutvecklingen inte sett någon tydlig nedgång vilket bland annat kan kopplas till inflationspåverkan och ökningarna i kostnader för material, arbetskraft och el/vatten³⁶. I

³⁰ Vindbrukskollen. [Hämtad 2024-02-01] <https://vbk.lansstyrelsen.se/>

³¹ <https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/electrolysers>

³² IEA. International Energy Agency. "Hydrogen in North Western Europe – A vision towards 2030". 2021.

³³ Krishnan, S., Koning, V., Theodorus de Groot, M., de Groot, A., Granados Mendoza, P., Junginger, M., Kramer, G. J., Present and future cost of alkaline and PEM electrolyser stacks, International Journal of Hydrogen Energy, 48, 83, 2023, Pages 32313-32330, ISSN 0360-3199, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.05.031>.

³⁴ IRENA, 2020. International Renewable Energy Agency. "Green Hydrogen Cost Reduction. Scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C goal".

³⁵ Zun, M.T.; McLellan, B.C. Cost Projection of Global Green Hydrogen Production Scenarios. Hydrogen 2023, 4, 932-960. <https://doi.org/10.3390/hydrogen4040055>

³⁶ Hydrogen Insight. 2024. Cost of electrolyzers for green hydrogen production is rising instead of falling: BNEF [Hämtad 2024-05-01]

detta projekt utgår den ekonomiska analysen från dagens kostnadsbild. Drift och underhållskostnaden för elektrolysören antas vara ungefär 2-5% av CAPEX³⁷.

Efter elektrolysören behöver vätgasen komprimeras innan den kan injiceras till vätgaslagret. Detta antas ske med en flerstegskolvkompressor (reciprocating piston machine) med mellanstegskylning för att säkerställa låg temperatur ut från kompressorn av säkerhetsmässiga skäl samt för att undvika slitage på kompressorn. Siemens³⁸ presenterar data på att kolvkompressorer kan hantera flöden upp till 750 000 Nm³/timme eller 6,4 ton vätgas/timme vilket är betydligt högre än de flöden som observeras i denna studie.

Den komprimerade vätgasen utbyter värme med det omgivande berget samt tätskikten i metall och betong. Kostnaden för kompressorn uppskattas baserat på en aggregering av kostnader från data från industriaktörer och akademiska källor i ett spann³⁹. Data från genomförbarhetsstudien för HYBRIT-projektet⁴⁰ anger att kompression i spannet 10-200 bar har en elförbrukning på 2 kWh/kg H₂ och ett CAPEX på 1500-2000 €/kW_e (installerad effekt). Baserat på dessa värden beräknas ett CAPEX i snarlik storleksordning (10,6 resp. 44 M\$ för scenario 2 respektive 3). OPEX uppskattas utgöra en mindre andel av den totala investeringen (ca 6-8%)⁴⁰. Energiforsk⁴¹ indikerar att kostnaden för en vätgaskompressor för en genomströmningsvolym på 240 ton/dygn (strax över scenario 3) är mellan 650-1070 €/kW_e (installerad effekt) vilket genom att ta ett medelvärde av dessa siffror resulterar i en investeringskostnad på 5,2-21,6 M€. Detta resulterar med andra ord i ett kostnadsspann för investeringskostnaden för vätgaskompressor i scenario 2 till 5,2-10,6 M€ och 21,6-44 M€ för scenario 3.

Kostnader för övriga komponenter (utrustning för expanderings av vätgas, rörledningar för vätgasdistribution) inkluderas inte i denna utvärdering. Resultaten av kostnadsberäkningarna presenteras i Tabell 2-5.

Tabell 2-5 Kostnadsuppskattning för scenarionanalysen för vätgaskompressor och elektrolysör.

		Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Elektrolysör (CAPEX)	M€	0	454-1271	1892-5298
Kompressor	M€	0	5,2-10	21,6-44

<https://www.hydrogeninsight.com/electrolysers/cost-of-electrolysers-for-green-hydrogen-production-is-rising-instead-of-falling-bnef/2-1-1607220>

³⁷ Brynolf, S. Taljegard, M, Grahn, M, Hansson, J. Electrofuels for the transport sector: A review of production costs, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 81, Part 2, 2018, Pages 1887-1905, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.288>.

³⁸ Edvall, M, Eriksson, L, Harvey, S. Kjärstad, J, Larfelt, J. Vätagas på Västkusten.2022.

³⁹ Hydrogen Compressor – Hyjack: Hydrogen Online. [Hämtad 2024-01-30]

<https://hyjack.tech/components/compressor>

⁴⁰ Hybrit, 2018. Genomförbarhetsstudie. Energimyndighetens projektnr 42684-1.

⁴¹ Energiforsk, 2021, "The role of gas and gas infrastructure in Swedish decarbonisation pathways 2020-2045", Rapport 2021:788.

Det kan noteras att elektrolysörkostnaden väntas utgöra en väldigt stor del av investeringskostnaderna totalt sett. Kostnadsutvärderingen av vätagaslagringen presenteras i kapitel 3.

3 Utvärdering av alternativ för vätgaslagring och värmelager

Detta kapitel inkluderar en grundläggande utvärdering av lagring av vätgas ovan jord i tankar liksom lagring under jord med den så kallade Lined Rock Cavern-tekniken. Detta inkluderar med andra ord endast lagring av vätgas i gasform. Därefter följer ett avsnitt som inkluderar en utvärdering av ett termiskt lager i form av varmvatten under jord. Det inkluderar även en jämförelse mellan de olika energilagringsteknikerna vilket presenteras i tabellform.

3.1 Trycksatt vätgaslagring i tankar ovan jord

3.1.1 Teknikbeskrivning

Lagring av vätgas är utmanande som följd av dess låga densitet och höga reaktivitet. Vätgas har historiskt sett tillverkats av råvaror som är betydligt enklare att lagra vilket gjort att det funnits låga incitament att utveckla vätgaslagringsteknologier, särskilt för storskalig lagring. Den vanligaste kommersiella metoden för lagring av vätgas är idag trycksatt vätgas i gasform.

Trycksatt lagring av vätgas anses vara den billigaste formen av stationär lagring av vätgas för kortare tidsperioder och för mindre skala vid 30-80 bar. Gasen kan lagras i förhållandevis billiga tankar i stål som kan placeras ovan/under jord men huvuddelen av dessa finns placerade ovan jord. Det finns tankar som rymmer allt från några få kilogram till tusentals kilograms⁴².

Säkerhet vid lagring av vätgas i trycksatta tankar är av yttersta vikt för att minimera riskerna för olyckor och incidenter. När vätgas lagras under högt tryck är det viktigt att följa strikta säkerhetsprotokoll och riktlinjer. Avstånd mellan vätgastankar är en viktig säkerhetsåtgärd och genom att placera tankarna med tillräckligt avstånd mellan varandra minskar man risken för att en olycka med en tank kan påverka andra tankar i närheten. Detta kräver noggrann planering och efterlevnad av specifika avståndskrav enligt säkerhetsstandarder och regler. Enligt en referens från 2014⁴³ ska tankarna placeras med minimum 3 meters avstånd. I enlighet med det nya H2-TSA 2023 regelverket^{44,45} skall stationära ståltankar vid ≤ 1000 bar placeras med ett avstånd på 28 meter. Det är möjligt att minska avståndet till 7 meter med en brandteknisk avskiljning. Tittar man istället på

⁴² 'Hydrogen Transport and Storage Cost Report', Department of energy security and net zero, 2023. [Hämtad: 2024-06-20]. Tillgänglig: <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/659e600b915e0b00135838a6/hydrogen-transport-and-storage-cost-report.pdf>

⁴³ 'HYDROGEN PIPELINE SYSTEMS', EUROPEAN INDUSTRIAL GASES ASSOCIATION AISB, 2014. [Hämtad: 2024-05-17]. Tillgänglig: <https://www.eiga.eu/uploads/documents/DOC121.pdf>

⁴⁴ 'Anvisningar – tankstationer för vätgasdrivna fordon, H2-TSA 2023', Energigas Sverige, 2023. [Hämtad: 2024-05-17]. Tillgänglig: <https://www.energigas.se/publikationer/normer-och-anvisningar/anvisningar-tankstationer-for-vaetgasdrivna-fordon-h2-tsa-2023/>

⁴⁵ 'Motivering till avstånd i H2-TSA', DANMAT, 2032. [Hämtad: 2024-05-17]. Tillgänglig: <https://www.energigas.se/media/sq5fyoam/motivering-till-avst%C3%A5nd-i-h2tsa-20230613.pdf>

mobila ståltankar vid ≤ 500 bar rör det sig istället om 23 meter och med brandteknisk avskiljning till 5,6 meter. Om en mur används för att separera de mobila gaslagren behövs inget avstånd, förutsatt att muren är minst 1 meter högre än gaslagren. Om muren är 0,5 meter högre än gaslagren och kompletteras med lämplig plåt för ytterligare 0,5 meters höjd, uppfylls kravet på totalt 1 meters höjd över gaslagren. Detta regelverk är så klart anpassat för vätgastankstationer, nya standarder och regelverk skulle behövas som istället är direkt applicerade på industriell vätgaslagring. Det pågår förtillfället diskussioner och samtal kring detta men det ligger antagligen flera år fram innan det blir realiserat i ett konkret regelverk.

Andra viktiga säkerhetsaspekter inkluderar regelbunden inspektion och underhåll av tankarna för att upptäcka eventuella skador eller tecken på slitage i tid. Dessutom är det viktigt med utbildning och träning för personalen som arbetar med hantering och underhåll av vätgastankar för att säkerställa korrekt procedur och att de kan agera snabbt och effektivt vid eventuella nödsituationer. Genom att vidta dessa åtgärder kan man säkerställa säker lagring och hantering av vätgas i trycksatta tankar.

3.1.2 Materialval

En av de viktigaste säkerhetsåtgärderna är att säkerställa att tankarna är tillverkade i material som är robusta nog att motstå det inre trycket och att de är konstruerade för att förhindra läckage eller bristningar. Det finns olika typer av vätgastankar som används för lagring och transport av vätgas. Dessa tankar varierar i design och material beroende på användningsområdet och kraven på tryck och volym. Varje typ har sina egna egenskaper och användningsområden baserat på säkerhetskrav, lagringskapacitet och effektivitet vid hantering av vätgas. Att välja rätt typ av vätgastank är avgörande för att säkerställa säkerhet och effektivitet vid lagring och användning av vätgas. Här följer de fyra primära typerna av vätgastankar:

Typ I: Rostfritt stål eller aluminium. Tunga och generellt inte i drift vid tryck över 200 bar men tillgängliga vid nominella tryck upp till 300 bar. Dessa är lämpliga för industriell användning där det finns tillgängligt lagerutrymme, och kostnaden för mer sofistikerat tankmaterial och komprimering av vätgas skulle överstiga kostnaden för lagerhållning.

Typ II: I tillämpningar där behovet av ökad volymetrisk kapacitet är det primära och kostnadsövervägandena är det sekundära, passar Typ II bäst med tankar fodrade med ett tjockt aluminium- eller stålfoder lindat med ett fiberhartskompositnät. Dessa metallkompositfoder förbättrar tankarnas hållfastighet, vilket möjliggör högre tryck och samtidigt mindre volym. Kostnaden är 1,5 gånger högre än Typ-I-tankar men ger en viktminskning på upp till 40 % med ett lagringstryck på upp till 300 bar.

Typ III: Till skillnad från typ II-tankar, där tankkroppen är gjord av metall, är tankkroppen i typ III-tankar gjord av komposit och har ett tillåtet tryck på 350-700 bar. Fodret fungerar huvudsakligen som tätningsmedel och bidrar endast med 5 % mot den mekaniska belastningen, resten bärs av det yttre skalet av komposit. Denna typ av lagringstank används ofta i bränslecellsfordon.

Typ IV: Kolfiber-baserade men med en syntetisk liner. Den dyraste lösningen för lagring i tankar och kan användas för tryck på 350-1000 bar. Kan användas i 30 år utan att behöva bytas vilket är dubbla livstiden i relation till Typ I/II-cylindrar. Dessa tankar består av kompositmaterial och är lätta och därför idealiska för mobila applikationer.

Vätgastanken som används i Toyota Mirai har en gravimetrisk kapacitet på 5,7 viktprocent, vilket är mer än fem gånger så mycket som för typ I-tankar. Denna typ används framför allt i bränslecellapplikationer^{46,47,48}.

Tabell 3.1 Jämförelse av olika vätgastankar^{48,49}.

Typ av tank	Generell konstruktion	Gravimetrisk kapacitet (vikt-%)	Max lagrings tryck (bar)	Ca kostnad (€/kg tank)	Ca kostnad (€/kg lagrad vätgas)
I	Metall	1,1	200	75	500
II	Metall lindad med komposit	2,1	300	80	900
III	Komposit fodrat med metall	4,21	700	620	1100
IV	Komposit fodrad med polymer	5,7	1000	560	1200

För vätgaslager finns det utmaningar kopplat till fyllning och tömning av vätgas för hållbarheten av tankarna. Under laddning gör trycksättning att temperaturen i tanken stiger upp till 80°C vid 700 bar, medan temperaturen under tömning kan sjunka till 0°C. Dessa ständiga temperaturvariationer sliter på materialet av tanken och kan på längre sikt leda till utmattning. Detta gör att Typ I tankar generellt har en livslängd på ca 15 år och efter 10 år behöver man genomföra en omfattande inspektion för att avgöra kvaliteten hos lagringskärlet. Utöver detta genomförs årliga kontroller av vätgaslagret. Dock kan tankarna fyllas och tömmas flera gånger per dag där det generellt gäller att en 60 bars vätgastank kan vanligtvis fyllas snabbare jämfört med tankar med högre tryck så som 200 bar. Påfyllningstiden kan variera från flera minuter till cirka en halvtimme (oftast med ca 1-2 kg vätgas per minut), beroende på tankstorlek och påfyllningsutrustning. Gällande utsläppshastighet för vätgas från en 200 bars tank kan det också variera, men i allmänhet

⁴⁶ Lixin Fan, Zhengkai Tu, Siew Hwa Chan, Recent development of hydrogen and fuel cell technologies: A review, Energy Reports, Volume 7, 2021, Pages 8421-8446, ISSN 2352-4847, <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.08.003>.

⁴⁷ Muhammad R. Usman, 'Hydrogen storage methods: Review and current status', Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 167, 2022, 112743, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112743>.

⁴⁸ P. Muthukumar, Alok Kumar, Mahvash Afzal, Satyasekhar Bhogilla, Pratibha Sharma, Abhishek Parida, Sayantan Jana, E Anil Kumar, Ranjith Krishna Pai, I.P. Jain, Review on large-scale hydrogen storage systems for better sustainability, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 48, Issue 85, 2023, Pages 33223-33259,

⁴⁹ Danish Energy Agency. Energy storage – Technology data. Technology descriptions and projections for long-term energy system planning. [Hämtad 2024-04-01]. Tillgänglig: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_energy_storage.pdf

tar det längre tid vid höga tryck jämfört med vid låga tryck som exempelvis 60 bar. Tömningshastigheten kontrolleras vanligtvis för att säkerställa säker drift och kan variera från några kilogram per minut till högre kapaciteter^{49,50,51}.

Vätgas kan även lagras i vätskeform för att uppnå en högre densitet. Detta kräver dock en temperatur på -253°C (kokpunkten för vätgas) vilket innebär en väldigt energiintensiv process där vätgasen är lagrad i dubbelmantlade tuber och ett vakuumlager för att undvika avkokning (boil-off). Boil-off från ett flytande vätgaslager avser den process där en liten mängd flytande väte övergår till gasform på grund av värme som läcker in i lagertanken. Detta är en naturlig följd av att försöka upprätthålla extremt låga temperaturer som krävs för att hålla vätet i flytande form. Möjligheten att ha ett vätgaslager baserat på vätskeformig vätgas bedöms vara begränsat till lager i storleksordningen några hundra ton vilket står i kontrast till de mängder som uppskattas behövas i scenarion som presenteras i detta projekt. Detta kan till stor del kopplas till kostnaden för förvätskningsanläggningen vilket bedöms bli väldigt stor för större lagringsvolymer.

Långtidslagring i vätgastankar görs generellt vid omgivningstemperatur.

För att summera möjligheten till att använda vätgaslager i tankar ovan jord jämförs detta med möjligheten att använda vätgaslagring under jord i berggrum nedan.

Fördelar med vätgaslager ovan jord

- Enklare tillgång till vätgaslagret (för underhåll exempelvis)
- Installation kan ske oberoende av plats (och berggrund exempelvis)
- Vätgaslagret kan cyklas snabbare, flera gånger per dag då det kan fyllas och tömmas inom loppet av några timmar) vilket inte är fallet med lagring i berggrum där detta snarare kan göras några gånger per år. Detta ger en lägre kostnad per vätgas som passerar genom lagret.

Nackdelar med vätgaslager ovan jord

- Stor yta ovan jord krävs
- Stor kostnad
- Stort antal tankar vilket förväntas leda till omfattande leveranstid
- Komplex sammankoppling med alla tankar och kostnaden för rördragning, ventiler mm
- Dyrt och komplext att underhålla så många enheter vilket skulle leda till ökade kostnader
- Säkerhetsutmaningar kopplat till att ha så många tuber placerade tillsammans där eventuella problem skulle kunna sprida sig till närliggande tuber

⁵⁰ N. de Miguel, et. al., "The effect of defueling rate on the temperature evolution of on-board hydrogen tanks", International Journal of Hydrogen Energy, Volume 40, Issue 42, 2015, Pages 14768-14774

⁵¹ 'Hydrogen Station Compression, Storage, and Dispensing Technical Status and Costs', National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2014. [Hämtad 2024-05-17]. Tillgänglig: <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/58564.pdf>

- Utöver den faktiska ytan som krävs tillkommer även extra säkerhetsavstånd och eventuella avgränsningar som behöver konstrueras mellan lagren (brandteknisk avskiljning eller betongmur exempelvis).

3.1.3 Kostnadsuppskattning

En beräkning har utförts baserat på parametrar från vätgaslagerproducenten Vako. Fakta om lagret vid 60 bar har hämtats från publicerade data för dimensioner, val av tryck, avstånd mellan tuber mm^{52,53,54}, medan dimensionerna för lagret vid 200 bar har uppskattats med hjälp av tillgänglig information från tillverkarens hemsida och bilder⁵⁵.

⁵² 'Iberdrola commissions the largest green hydrogen plant for industrial use in Europe', Iberdrola, 2024. [Hämtad 2024-05-17]. Tillgänglig: <https://www.iberdrola.com/about-us/what-we-do/green-hydrogen/puertollano-green-hydrogen-plant>

⁵³ 'Hier geht die größte Produktion Europas für grünen Wasserstoff in Betrieb', Sandra Louven, 2022. [Hämtad 2024-05-17]. Tillgänglig: <https://www.handelsblatt.com/politik/erneuerbare-energien-hier-geht-die-groesste-produktion-europas-fuer-gruenen-wasserstoff-in-betrieb/28367634.html>

⁵⁴ '20 Megawatt...', VAKO, 2022. [Hämtad 2024-05-17]. Tillgänglig: <https://www.vako.net/en/blog/aktuelles/20-megawatt-are-just-the-start/>

⁵⁵ 'HYDROGEN STORAGE FROM VAKO', VAKO, 2024. [Hämtad 2024-05-17]. Tillgänglig: <https://www.vako.net/en/hydrogen-storage/>

Tabell 3.2 En sammanfattning av de beräknade parametrarna för båda lagren, 60 och 200 bar.

Tryck	60 bar	200 bar
Material	Stål (typ I)	Stål (typ I)
Diameter	2,8 m	2,5 m
Höjd	23,5 m	11 m
Avstånd mellan tuber	5,7 & 7,1 m	5,7 & 7,1 m
Volym per tub	133 m ³	54 m ³
Massa vätgas per tub	545 kg	738 kg
Markarea som krävs per tub	26 m ²	24 m ²
CAPEX (SEK/kg lagrad vätgas)	2 600 ⁵⁶	3 500 ^{57,58} -10 000 ⁴⁹
OPEX (% av CAPEX)	2-4 ⁵⁹	2-4 ⁵⁹

Dessa beräkningar ger en uppskattning av de relativa kostnaderna och kraven för lagren vid olika trycknivåer, vilket kan vara användbart för planering och beslutsfattande i projekt relaterade till vätgaslagring. Observera att dessa uppgifter endast är beräknade värden och kan variera beroende på specifika krav och förutsättningar för varje projekt. Avstånden mellan tuberna är tagna från kraven från H2 TSA 2023⁴⁴, där ett avstånd representerar det stationära lagret och ett avstånd representerar de mobila lagret. Detta för att få ett medelvärde av de två avstånden, vilket sedan resulterar i en grov uppskattning gällande ytan som lagret kommer uppta. Detta avstånd förutsätter att brandteknisk avskiljning byggs mellan tankarna. Avståndet som uppskattades är även jämförbart med

⁵⁶ 'Addendum to the Multi - Annual Work Plan 2014 - 2020', FUEL CELLS and HYDROGEN 2 JOINT UNDERTAKING (FCH 2 JU), 2018. [Hämtad 2024-05-17]. Tillgänglig: https://www.clean-hydrogen.europa.eu/knowledge-management/strategy-map-and-key-performance-indicators/fch-2-ju-mawp-key-performance-indicators-kpis_en

⁵⁷ Ahmed M. Elberry, et. Al., Large-scale compressed hydrogen storage as part of renewable electricity storage systems, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 46, Issue 29, 2021, Pages 15671-15690, ISSN 0360-3199, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.02.080>.

⁵⁸ 'Global Hydrogen Review 2023', International Energy Agency, 2023. [Hämtad 2024-05-28]. Tillgänglig: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>

⁵⁹ Cian Moran, et. Al., The hydrogen storage challenge: Does storage method and size affect the cost and operational flexibility of hydrogen supply chains?. International Journal of Hydrogen Energy, Volume 52, Part A, 2024, Pages 1090-1100, ISSN 0360-3199, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.06.269>.

det avstånd som uppskattas utifrån bilderna från Vakos vätgaslager i Figur 3-3. Det bör sägas att H2 TSA inte är anpassat för industrianläggningar (där endast kvalificerad personal vistas inom ett inhägnat område till skillnad från publika tankstationer). Det pågår för närvarande ett arbete som leds av Energigas Sverige med att ta fram förslag på kravspec som är anpassat för industrianläggningar.



Figur 3-1: Bilder på de vätgaslager som är utgångspunkten för kostnadsuppskattningen, där 60 bars lagret visas till vänster och 200 bars lagret visas till höger.

För att beräkna CAPEX-uppskattningar för vätgaslager vid 60 och 200 bar användes extrapolering från tidigare kända värden. För 60 bar har vi utgått från CAPEX-kostnaden för 30 bar och linjärt extrapolerat detta till en uppskattning för 60 bar. På samma sätt har vi för 200 bar använt CAPEX-kostnaden för en ståltank vid 160 bar och linjärt extrapolerat detta till 200 bar. När det gäller CAPEX-uppskattningar för vätgaslager baseras siffrorna för 160 bar-lagret på data från 2021, medan 30 bar-lagret baseras på data från 2017. Det finns osäkerheter vad gäller lämplig skalfaktor för skillnaden i tryck och tidpunkten för dessa kostnadsuppgifter men detta bedöms ge en rimlig uppskattning som grund för denna analys. För CAPEX värdet vid 200 bar är ett intervall angivet, detta då det fanns ytterligare en referens från 2015 som dock visade högre värden för CAPEX. Då vi anser att denna referens också är tillförlitlig anges ett intervall för CAPEX kostnaden vid 200 bars tryck.

Dessutom bör dessa värden betraktas med viss försiktighet eftersom de endast avser kostnaden för själva lagret och inte inkluderar kostnaden för hela systemet. Vidare antas ett linjärt förhållande mellan lagrets storlek och kostnaden (en skalfaktor på 1 antas). Om ett större lager med flera enheter installeras kan man förvänta sig att priset per vätgastank minskar. Samtidigt bör det sägas att komplexiteten som tillkommer med att ha flertalet sammankopplade tankar bör inte underskattas (både i form av alla rörledningar och ventiler som krävs men också ur underhållssynpunkt) vilket gör att det bedöms rimligt att i detta fall anta ett linjärt förhållande mellan lagerstorlek och kostnad.

Vidare representerar dessa kostnader endast själva lagret och inkluderar inte kostnader för att implementera ett komplett system med nödvändiga kopplingar, kompressorer och rör mellan de olika vätgastankarna. I en referens från 2014⁶⁰ kan man läsa att själva kostnaden för lagret ligger på ca 12 % av totalkostnaden för en vätgastankstation. Detta var dock ett system med 500 bar vilket då skulle öka kostnaderna för till exempel

⁶⁰ 'Hydrogen Station Compression, Storage, and Dispensing Technical Status and Costs', National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2014. [Hämtad 2024-05-17]. Tillgänglig: <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/58564.pdf>

kompression relativt ett 200 bar system eller till och med ett 60 bar system, men det ger en fingervisning. Det bör även sägas att dimensioneringen av kompressor för ett system på en tankstation kan skilja sig betydligt från det system som avses i detta projekt. Dessutom finns möjligheter att kostnader för produktion av vätgassystem kan sjunka som följd av ökad produktion.

Tabell 3.2 visar hur de tre olika scenarierna för Preems vätgasanvändning påverkar kostnader och storleken på lagring ovan av vätgas vid 60 bars tryck. Scenarierna varierar avsevärt i den markyta som krävs, antal lagringstuber som nyttjas samt relaterade investeringskostnader (CAPEX) och driftskostnader (OPEX), inklusive kostnader för kompressorer. För OPEX har 4% av CAEPX antagits för beräkningen (konservativ uppskattning med det högsta värdet).

Tabell 3.2 Hur de tre senariorna for Preems vätgasanvändning skalar med ovan jordlagring av vätgas vid 60 bar.

Scenario	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
GWh vätgas	0	48	201
Ton vätgas	0	1 448	6 034
Markyta	0	67 000 m ² (13 fotbollsplaner)	283 000 m ² (52 fotbollsplaner)
Antal tuber	0	2654	11062
CAPEX	0	3 800 MSEK	16 000 MSEK
OPEX	0	150 MSEK	360 MSEK
CAPEX kompressor	0	49 MSEK	117 MSEK

Figur 3-4 visar också en översiktskarta över Preems anläggning med en kvadrat inritad som skulle motsvara den yta som scenario 3 skulle resultera i om vätgaslagringen skett vid 60 bar vilket motsvarar det fall som kräver den största ytan (lägst tryck och störst mängd vätgas som ska lagras). Genom att titta på denna bild dras slutsatsen att ytan som krävs för detta fall är orimligt stor.



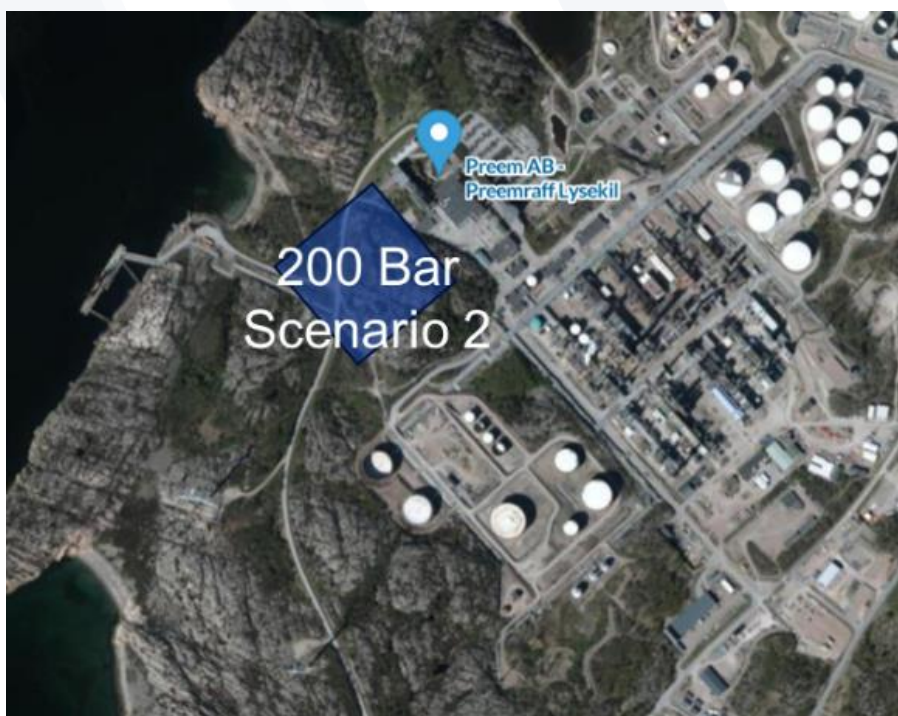
Figur 3-4: Översiktskarta över Preems anläggning i Lysekil med en kvadrat inritad som skulle motsvara den yta som skulle krävas för vätgaslagret vid lagring vid 60 bar i scenario 3.

Tabell 3.3 visar motsvarande data för lagring vid 200 bar med kostnader och storleken på lagring ovan jord. Det kan observeras även vid 200 bar krävs en avsevärd markyta och tusentals lagringstuber. I Figur 3-5 presenteras en översiktskarta över Preems anläggning med en kvadrat inritad som skulle motsvara den yta som scenario 2 skulle resultera i vid 200 bar vilken tar i anspråk en betydande del av anläggningen men vid en första anblick ser själva ytan inte orimligt stor ut.

Tabell 3.3 Hur de tre scenarierna för Preems vätgasanvändning skalar med ovan jordlagring av vätgas vid 200 bar.

Scenario	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
GWh vätgas	0	48	201
Ton vätgas	0	1 448	6 034
Markyta	0	48 000 m ² 9 fotbollsplaner	198 000 m ² 37 fotbollsplaner
Antal tuber	0	1962	8179
CAPEX		5 100 – 14 570 MSEK	21 000 - 60 000 MSEK
OPEX	0	200 - 571 MSEK	840 – 2 400 MSEK
CAPEX kompressor	0	79 MSEK	328 MSEK

Som följd av det stora spann som definieras för lagringskostnaden vid 200 bar per kg vätgas blir också kostnadsspännat för lagret som helhet stort men även för det minsta värdet i intervallet blir investeringen omfattande.



Figur 3-5: Översiktskarta över Preems anläggning med en kvadrat inritad som skulle motsvara den yta som scenario 2 skulle resultera i om vätgaslagringen skett vid 200 bar.

Kostnadsuppskattningen för kompressor som komprimerar den mängd vätgas som behöver lagras vid 200 bar uppskattades i ett tidigare avsnitt. För att uppskatta kostnaden för en vätgaskompressor som istället komprimerar vätgasen till 60 bar används kostnadsdata från HyJack som aggregerar kostnader från data från industriaktörer och akademiska källor i ett spann där kostnaden uppskattas vara 38% lägre för scenario 2 och 64% lägre för scenario 3⁶¹. Detta indikerar att den uppskattade kostnaden för vätgaskompressorn blir 3,2-6,5 MSEK för scenario 2 och 7,7-15,7 M€ för scenario 3 för kompression till 60 bar.

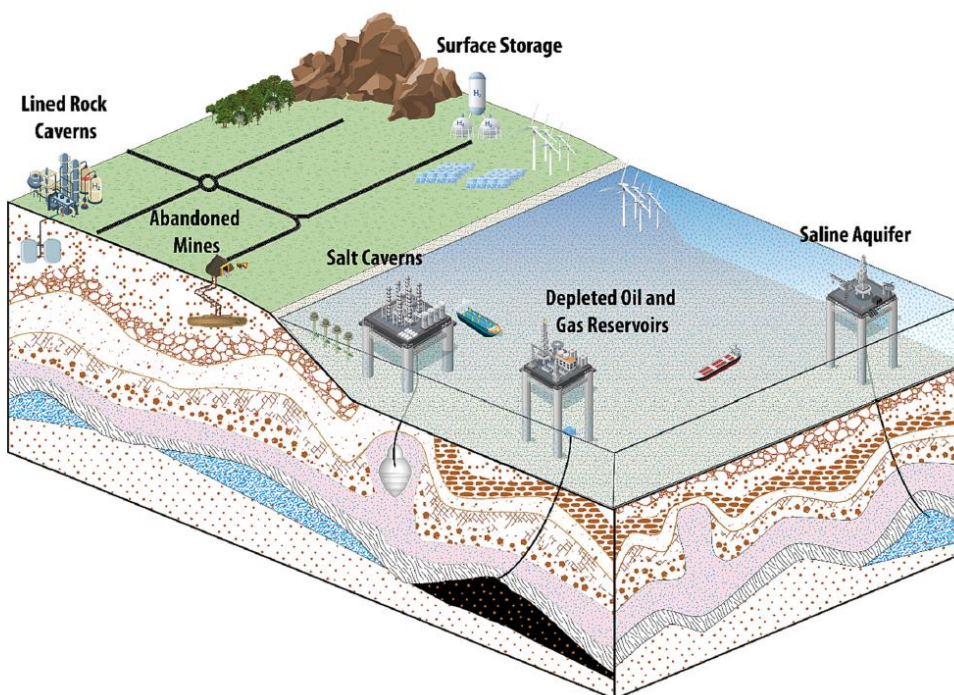
Det är tydligt att kostnaden för vätgaskompressorn i sig är liten i relation till kostnaden för vätgaslagret vilket också gör att skillnaden i kostnad när ett högre tryck nyttjas (200 bar istället för 60 bar) inte har en betydande påverkan på kostnaden totalt sett och därmed kan mer eller mindre försummas.

⁶¹ Hydrogen Compressor – Hyjack: Hydrogen Online. [Hämtad 2024-01-30]
<https://hyjack.tech/components/compressor>

3.2 Trycksatt vätgaslagring under jord (Lined Rock Cavern)

3.2.1 Teknikbeskrivning

Det finns ett flertal olika möjligheter att lagra vätgas under jord (se visualisering av sådana i Figur 3-6) vilket inkluderar naturliga geologiska formationer som saltgrottor (vilket exempelvis finns i USA^{62, 63}), tömda gas/oljefyndigheter eller akviferer men också utgrävda berggrum. I Norden saknas passande naturliga geologiska formationer vilket begränsar urvalet till just utsprängda berggrum⁶⁴. Större delen av Sverige utgörs dock av kristallin berggrund⁶⁵ som lämpar sig för Lined Rock Cavern (LRC) -tekniken vilken då kan användas för att lagra vätgas i berggrum. De studier som gjorts hittills indikerar att inklädda berggrum utgör rimliga alternativ för lagring av vätgas²¹ där vätgas kan lagras kostnadseffektivt nära jordytan. För berggrum generellt kan tätning av dessa göras antingen med kontroll av grundvatten eller permeabilitetskontroll med en beklädnad, murbruk etc.



Figur 3-6 Visualisering av olika möjliga lagringslösningar för vätgas.

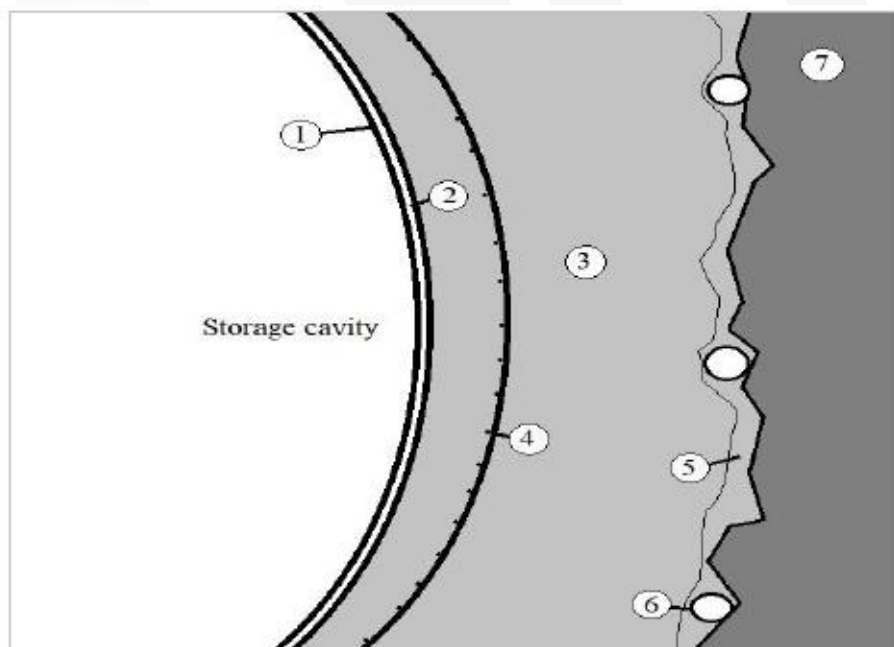
⁶² Nohrstedt, L. Vätagaslagring blir "pusselbiten mellan industri och vindkraft". 2021. [Hämtad 2024-01-11] <https://www.nyteknik.se/nyheter/vatgaslagring-bli-pusselbiten-mellan-industri-och-vindkraft/447284>

⁶³ Hydrogen Council – Pioneering the Underground Storage Scene. [Hämtad 2024-06-24] <https://hydrogencouncil.com/en/pioneering-the-underground-hydrogen-scene/>

⁶⁴ Zivar, D. Kumar, S. Foroozesh, J. Underground hydrogen storage: A comprehensive review, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 46, Issue 45, 2021, Pages 23436-23462, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.08.138>

⁶⁵ J. Andersson, 'Application of Liquid Hydrogen Carriers in Hydrogen Steelmaking', Energies, vol. 14, no. 5, p. 1392, Mar. 2021, doi: 10.3390/en14051392

Tekniken innebär att väggarna i bergrummet bekläds med ett tätskikt som stänger vätsgasen inne. Det interna trycket i vätsgasbehållaren är större än trycket i formationen vilket gör att berget i sig eller grundvattnet inte kan hindra gasen från att sippra ut vid läckage. Detta gör att det även behövs en beläggning med stål (vanligtvis med en tjocklek på ungefär 13-15 mm²⁵) som inte är genomtränglig för vätsgasen kombinerat med betong. Exempel på passande stål inkluderar bland annat austenitiskt stål baserat på Cr-Ni-Mo. Betonglagret (0,7-1 m tjockt⁶⁶) används för att överföra vätsgastrycket från ställagret till det omgivande berget och på så vis säkerställa att belastningen på berget blir jämn. Detta minskar risken för lokaliserad stress på berget och risken för frakturer. Mellan stål och betong använder exempelvis gaslagret i Skallen (Sveriges mest kända exempel på ett inklätt bergrum för kommersiell lagring av naturgas) ett glidskikt (se Figur 3-7) som minskar skjuvspänningar i gränsytan mellan stål och betong. Detta lager består av en 6 mm tjock polymermodifierad bitumen med textil förstärkning däremellan. Glidskiktet skyddar även till viss del mot korrosion. Ovanpå bergrummet finns ett lock av bergmassa över öppningen till bergrummet som ska kunna stå emot trycket från vätsgasen och förhindra läckage (trycket från bergmassan ovan överstiger gastrycket i bergrummet).



Figur 3-7 Beskrivning av olika delar av LRC-lagret: 1. Stålbeklädnings. 2. Glidskikt 3. Betong 4. Svetsat nät 5. Sprutbetong 6. Dräningssystem 7. Omgivande bergmassa. Anpassad från Johansson²¹Fell! Bokmärket är inte definierat.

Det svetsade nätet används för att stärka betongen och fördela belastningen på betongen och minskar risken för sprickor och storleken på dessa. Sprutbetongen ger strukturellt stöd och tillåter dränering av vatten till dräneringssystemet. Dräneringssystemet (med perforerade PVC-rör generellt) detekterar eventuellt gasläckage, skyddar från att vatten ska flöda in vid betongplaceringen och vid eventuellt läckage ventileras gasen ut till ytan via rör.

⁶⁶ Masoudi, M, Hassanpouryouzband, A. Hellevang, H., Haszeldine, R.S. Lined rock caverns: A hydrogen storage solution, Journal of Energy Storage, Volume 84, Part B, 2024.

LRC-lagring kräver att ungefär 10% av gasvolymen utgörs av ”cushion gas” (vilket även det är vätgas) vilket behövs för att bibehålla en miniminivå för trycket (vilket i sin tur krävs för att upprätthålla stabiliteten för bergrummet). LRC-tekniken är väl beprövad (framför allt vad gäller utgrävning av bergrum) och har bland annat använts i Skallenberget utanför Halmstad i 20 år för att lagra naturgas/biogas (40 000 m³). Detta är det gaslager i Sverige som också varit en inspiration till HYBRIT. Vätgasen medför dock ett flertal ytterligare utmaningar jämfört med naturgas vilket inkluderar:

- Molekylen är mycket mindre vilket kräver tätare skikt för att gasen inte ska läcka ut
- Väte är explosivt och lättantändligt (brandfarlig vid en koncentration på 4-75% jämfört med metan där 5-15% gäller)
- Lägre energiinnehåll per volymsenhet (kräver därmed högre tryck för att lagra samma energimängd och mer krävande gaskomprimering)
- Annat beteende med vätgas vid tryckminskning där temperaturen ökar dvs en positiv Joule-Thomson koefficient (i motsats till de flesta andra gaser inklusive metan)
- Vätgasen orsakar väteförspredning i kontakt med stål (särskilt under längre kontakttid och högre tryck) vilket försämrar dess hållfasthet

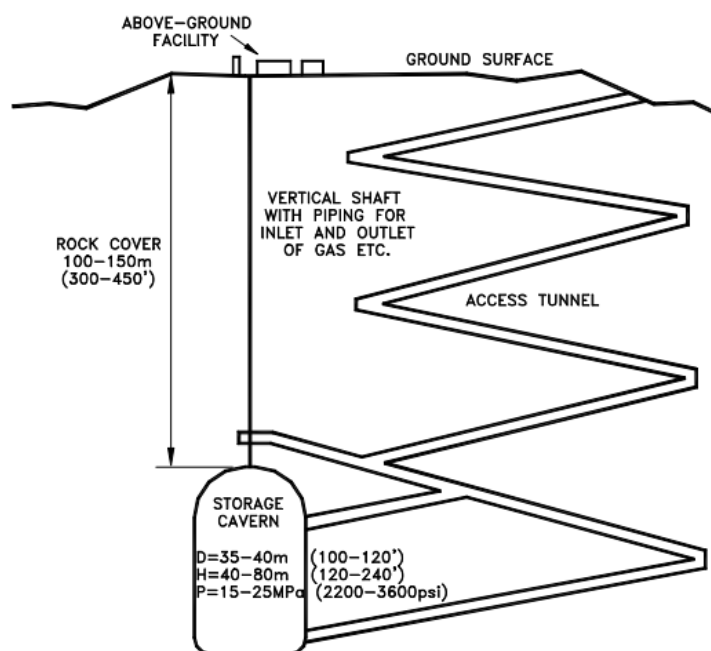
De förstudier som gjorts för att jämföra användning av LRC-tekniken med vätgas istället för naturgas indikerar att det inte finns några kritiska frågeställningar vad gäller bergmekanik utan snarare risken för vätgasförspredning av stålbeklädnaden som bör studeras ytterligare i pilotprojekt (vilket görs inom ramen för HYBRITs pilot exempelvis). Detta inkluderar också test av olika stålsvetsningar. Exempel på lösningar för att hantera risken för väteförspredning inkluderar minskning av tryck, användning av korrosionsresistenta legeringar och ytbehandlingar som kan förhindra diffusion av vätgas⁶⁶. Några av de viktigaste utmaningarna som finns idag för vätgaslagring med LRC-tekniken inkluderar följande aspekter:

- Effekter av vätgasförspredning på stålbeklädnaden vilket kopplar till konstruktionsval specifikt kopplat till vätgas som energibärare. Än så länge är emellertid bilden att skillnaderna i relation till naturgas är små vad gäller risk för läckage från ett bergrumslager av detta slag.
- Effekter av storskaliga LRC lager: Det krävs ytterligare utvärderingar av hur konfigurationer med fler än ett bergrum (kopplade) bör se ut.
- Termodynamiska variationer vid hastiga tryckförändringar (tester av det dynamiska beteendet vid tömning/injektion och hur snabbt detta kan göras på ett säkert sätt).
- Legala förutsättningar för lagring av vätgas under jord (det är inte tydligt definierat ännu)

En generell lista på fördelar och nackdelar/utmaningar med LRC-tekniken presenteras nedan:

- + Hög gaslagringstäthet
- + Minimal kontaminering (jämfört med kemisk lagring där dehydrering krävs exempelvis och lagring under jord i akvifärer/uttjänta gasfyndigheter där vätgasen kan komma i kontakt med andra ämnen)
- + God konstruktionsintegritet (robust gaslagring där problem med en komponent inte nödvändigtvis betyder att det blir gasläckage). Risken för läckage är mindre med LRC jämfört med saltgrottor exempelvis då berget endast måste bidra med stabilitet för LRC-lagret och inte täthet.
- + Enkel övervakning av eventuella läckage i relation till andra underjordiska alternativ
- + Liten landyta krävs och generell högre social acceptans att distansera lagret från ytor där människor vistas
- + I relation till lagringsalternativ ovan jord är sannolikheten mindre för påverkan på lagret i form av naturkatastrofer, översvämningar, bränder etc. men också för påverkan för sabotage eller militära aktioner
- Relativt hög investeringskostnad (i relation till andra underjordiska alternativ som finns i andra länder)
- Generellt anpassat för mindre lagringsvolymmer jämfört med andra underjordiska alternativ
- LRC är än så länge inte demonstrerad för vätgas (utöver i HYBRITs pilotskala)

För att etablera en LRC krävs sprängning/utgrävning som görs i fyra steg vilket inkluderar en tunnel, själva lagringsbergrummet, schakt för gasrör samt putsnings- och injektionsoperation. Tunneln grävs ut i ett hästsko-mönster med borrhållning för att minimera mängden utgrävt berg (25 m² tvärsnitt). Varje bergrum behöver utgrävning av två schakt, ett för injektion och ett för tömning. Toppen av bergrummet grävs ut för att få en hemisfärisk form ovan det cylinderformade bergrummet där typiska dimensioner är 35-40 m diameter och en höjd på 40-100 m. Det finns även ett dräneringssystem för bergrummet för att minska vattentrycket mot stålbeklädnaden när gastrycket är lågt. Ovan jord finns en kompressorstation, värmeväxlingsutrustning, rörledningar, ventiler, mätutrustning och kontrollsystem.



Figur 3-8 Schematisk illustration av LRC⁶⁷.

LRC-tekniken lämpar sig särskilt väl för att lagra stora mängder vätgas där en energidensitet kring 500 kWh per m³ kan nås vid 200 bar och 20°C⁶⁸. Enligt Kruck et al.²³ kan enskilda berggrum utformas upp till 120 000 m³ och för större volymer kan flera enskilda berggrum kombineras.

Det finns begränsningar för hur snabbt vätgas kan fyllas samt tömmas från ett LRC-lager och även hur många cykler som kan genomgå på en årlig basis. Detta innebär en ny utmaning för LRC-tekniken (som traditionellt inte utmärkt sig som särskilt dynamiskt). Just den dynamiska aspekten att fylla på och tömma ut vätgas i takt med en varierande elproduktion till en elektrolysör har hur som helst testats i HYBRITs pilotprojekt med framgångsrikt resultat. I det fallet är slutsatsen så här långt att vätgaslagret har minskat elkostnaden (likt energi-arbitragehandel) med ungefär 40%⁶⁹ genom att producera vätgas när elen var billigare på spotmarknaden och att använda vätgas från vätgaslagret när elen var dyrare.

För att LRC-tekniken ska fungera bra är det väldigt viktigt att berget som används håller god kvalitet på stenmassan vilket påverkar geologiska stressförhållanden. I Svartöberget, där pilotanläggningen för HYBRIT är lokaliserad har man exempelvis en berggrund med amfibolit med inslag av pegmatit och röd granit vilket lämpar sig väl för LRC-tekniken⁷⁰. Större delen av den skandinaviska berggrunden består av granit eller gnejs med undantag

⁶⁷ Sofregaz, LRC. Commercial Potential of Natural Gas Storage in Lined Rock Caverns (LRC). Topical Report SZUS-0005 DE-AC26-97FT34348-01. Prepared for the U.S. Department of Energy; 1999.

⁶⁸ Liquid Hydrogen Online. [Hämtad 2024-08-28]
https://www.idealhy.eu/index.php?page=lh2_outline

⁶⁹ HYBRIT: Hydrogen Storage reduces costs by up to 40 per cent. [Hämtad 2024-01-11]
<https://group.vattenfall.com/press-and-media/pressreleases/2023/hybrit-hydrogen-storage-reduces-costs-by-up-to-40-per-cent>

⁷⁰ Vätgaslagring. Hybrit development. [Hämtad 2024-01-11]
<https://www.hybritdevelopment.se/en-fossilfri-utveckling/vatgaslagring/>

för sedimentära bergarter i Skåne, Öland och Gotland samt bergskedjorna där berggrunden tenderar vara mjukare vilket är sämre lämpat för LRC-teknologin. Kartläggningen av Engvik et al.⁷¹ indikerar att berggrunden är huvudsakligen baserad på gnejs i Lysekilsområdet men detta måste verifieras och det borde finnas information kopplat till etablering av de berggrum som använts/används för oljelager idag. Om egenskaper för stenmassan saknas kan borrprov behöva tas för att analyseras i laboratorium. En annan viktig faktor är geometrin av nuvarande berggrum (exempelvis vill man idealiskt ha så lite öppen yta mot överdelen som möjligt då det finns större risk för läckage. Hur mycket berg som finns lokaliserad ovanför det öppna berggrummet påverkar också. Ett djup på 150 m anses med en berggrund av hög kvalitet vara tillräckligt för att hålla för ett tryck på 300 bar och hindra risk för att bergmassan ovanför berggrummet ska lyfta⁶⁷.

Det kan även ske förluster av vätgas via diffusion av vätgas genom stålbeklädnaden och betonglager följt av spridning via befintliga frakturer i berget. Risker för vätgasläckage påverkas av tjockleken på den betong- och stålklädnad som planeras för vätgaslagret. För att optimera tjockleken på sprutbetong, betong- och stålklädnaden kan modeller tas fram som tar hänsyn till naturliga diskontinuiteter och varierande egenskaper hos bergmassan⁷². Detta är ett område som det bedrivs forskning kring bland annat på Luleå Tekniska Universitet.

Samtliga av de nämnda faktorerna påverkar sedan vilket tryck som är rimligt för det specifika berggrummet i fråga. För högt tryck innebär risker för deformation av berggrummet och frakturer i tätskiktet eller i berget.

I HYBRITs vätgaslager sprängs exempelvis ett cylinderformat berggrum ut för att klä detta med ett ställager medan mellanrummet fylls med betong. HYBRITs pilotlager är beläget 30 m under jord vid 250 bar i en volym som motsvarar 100 m³. Det storskaliga vätgaslagret som planeras inom ramen för HYBRIT i anslutning till den planerade anläggningen i Gällivare på omkring 100 000 – 120 000 m³ är lokaliserat på 100-150 meters djup och energilagret ska motsvara 100 GWh_{el}⁷⁰. I HYBRITs fall lagras vätgas producerad i en elektrolysör som använder fossilfri el som input.

För vätgaslagring med LRC-tekniken (och i saltgrottor) finns mekaniska begränsningar för hur stort uttag av vätgas som är möjligt vilket ligger kring 6-15%⁶⁵ av maxkapaciteten för lagret vilket då motsvarar att ett fullt lager kan tömmas på 7-17 dagar. Denna siffra är också i linje med de siffror som presenteras i projektet HyUnder där en möjlig vätgaslagring i Skallen utvärderas och uppskattas kunna tömmas på 8 dagar²³ där hänsyn till skillnader som finns mellan naturgas och vätgas har tagits hänsyn till.

Fyllnadshastigheten till ett LRC-lager är långsammare (för skallen uppskattas detta till ungefär 21,5 dagar²³ så mer än dubbelt så längre som för tömning). Orsaken till begränsningen i injektionshastighet och tömningshastighet kopplas till tryckförändringar och de förändringar i temperaturen som detta ger upphov till²³. Kruck et al.²³ menar att högre injektions- och tömningshastigheter bör kunna uppnås för större lager och att

⁷¹ Engvik, A.K., Tuabald, H, Solli, A., Austrheim, H. Dynamic Metasomatism: Stable Isotopes, Fluid Evolution, and Deformation of Albitite and Scapolite Metagabbro (Bamble Lithotectonic Domain, South Norway). 2018. Geofluids. 1-22. 10.1155/2018/9325809.

⁷² Vätgaslager i inklädda berggrum. 2022. [Hämtad 2024-01-11]

<https://www.ltu.se/centres/CH2ESS/Forskning/Distribution-lagring/Vatgaslager-i-inkladda-berggrum-1.220296>

hastigheten bör kunna multipliceras med antalet cylindriska berggrum som används i LRC-lagret. Detta projekt inkluderar inte någon detaljerad modellering av injektion och tömning av vätslagret vilket annars skulle kunna inkludera energibalanser för värmeutbytet mellan injicerad gas och det omgivande berget.

Ett annat sätt att komma runt eventuella begränsningar i lokal geologi och tömningshastigheter för lagring under jord finns även möjligheter att lagra vätsgasen i annan form, exempelvis som flytande organiska vätsgebärare (Liquid Organic Hydrogen Carriers, LOHC). Detta utvärderas dock inte inom ramen för detta projekt.

Utöver möjligheten att etablera ett dedikerat vätsgelager vid Preem Lysekil finns också möjligheten att lagra vätsgas i pipelines genom att justera trycknivån. Möjligheten till detta utvärderas inte inom ramen för denna studie men bedömningen är hur som helst att detta skulle röra sig om mindre volymer än de som utvärderas för de presenterade scenarierna.

För att etablera vätsgelager med LRC-tekniken kan de legala kraven delas upp i framför allt två kategorier: konstruktion av berggrum och hantering av explosiva gaser. Berggrumskonstruktionen måste följa lagar som beskriver tillåtna anläggningskonstruktioner vilket inkluderar en miljödom från miljödomstolen gällande potentiella effekter på miljön, bygglov och design som uppfyller krav från Plan- och byggförordningen. En koncession kan krävas enligt lagen om vissa rörledningar (1978:160) också. Relevanta lagar för hantering av explosiva gaser inkluderar lagen om brandfarliga och explosiva ämnen (lag 2010:1011) och förordning 2010:1075 som handlar om införsel och hantering av brandfarliga och explosiva ämnen. MSB har en föreskrift (2000:4) som beskriver allmänna råd om cisterner, gasklockor, berggrum och rörledningar för brandfarlig gas som är relevant för LRC men det finns än så länge inga specificerade regler. Det bör nämnas att LRC genom användning av stålbeklädnad påminner om mer traditionella alternativ till lagring ovan jord i tankar vilket bör påverka positivt för att efterfölja befintligt regelverk.

MSB utvecklar för tillfället den befintliga hanteringsföreskriften för brandfarlig gas (MSBFS 2020:1⁷³) för att kunna hantera särskilda risker för vätsgasanvändning i samhället.

För att utvärdera möjligheter att söka tillstånd för ett eventuellt vätsgelager i berggrum vid Preem Lysekil är det intressant att jämföra med pågående process för HYBRIT. I detta avseende så pågår det för närvarande ett ansökningsmål/tillståndsärende i mark- och miljödomstolen gällande LKAB Malmberget inbegripande Hybrits planerade demonstrationsanläggning i Malmberget. Det blir intressant att följa detta ärende vidare då det berör en fullskalig anläggning.

Det bör påpekas att existerande pilotanläggning för lagring av vätsgas i Svartöberget inte går under samma krav för tillståndsansökan som en eventuell storskalig anläggning. Detta framgår av i mailsvar från Mikael Larsson med insikt i HYBRITs egna beskrivning av anläggningens behov av tillstånd: "Den aktuella verksamheten är inte av en sådan omfattning att det föreligger anmälnings- eller tillståndsplikt enligt

⁷³ MSBFS 2020:1 föreskrifter om hantering av brandfarlig gas och brandfarliga aerosoler. [Hämtad 2024-04-28] MSBFS 2020:1 föreskrifter om hantering av brandfarlig gas och brandfarliga aerosoler: <https://www.msb.se/sv/regler/gallande-regler/brandfarliga-och-explosiva-varor/msbfs-202012/>

miljöprövningsförordningen (2013:251) eller förordningen (1998:899) om miljöfarlig verksamhet och hälsoskydd. [...] I övrigt krävs bygglov enligt plan- och bygglagen (2010:900), tillstånd för anläggande av rör över allmän väg enligt väglagen (1971:948), samt tillstånd för brandfarlig/explosiv vara enligt lag (2010:1011) om brandfarliga och explosiva varor. Dessa kommer att hanteras av Luleå kommun. Dispens från terrängkörningslagen för berg- och geotekniska undersökningar som genomförts under hösten 2019 har erhållits av länsstyrelsen. [...] " Det bör också påpekas att pilotlagret var planerat att avvecklas efter testerna som var planerade att genomföras under 2-4 års tid vilket gör det svårt att jämföra detta fall med en eventuell etablering av ett permanent storskaligt vätgaslager. Det bör påpekas att i maj 2024 kom besked att pilotprojektet förlängs till 2026⁷⁴.

Detta är inte en fullständig lista av relevanta lagar för etablering av LRC-lager men det presenterar en grund. Det finns en mer detaljerad lista dels i en rapport från energimyndigheten för hantering av vätgas⁷⁵ samt i en förstudie för att utvärdera vätgasinfrastruktur i Norra Skandinavien och Finland⁷⁶. Det är hur som helst tydligt att det saknas vissa lagar för att reglera användning av LRC-lager i Sverige. Detta kan självfallet vara en utmaning för etablering av denna typ av energilager på en site i Lysekil.

LRC tekniken är utöver HYBRITs pilotprojekt inte beprövad för just vätgas och delar av det som genomförs inom ramen för studierna där inkluderar utvärdering av val av material för tätskikt, förmågan att förutse responsen från bergmassan, deformationsupptag, säkerhets- och övervakningssystem samt temperaturförändringen som uppstår vid tömning och fyllning. Utöver detta kan pilotprojekt av det slag som tagits fram av HYBRIT hjälpa till att reda ut tillståndsfrågor för lagring och åstadkomma långsiktig acceptans för denna teknisklösning för vätgaslagring.

En positiv faktor för eventuell etablering av ett bergrumslager vid Preems raffinaderi i Lysekil är att Preem själva äger marken.

⁷⁴ NSD. Vätgaslagret i Svartöberget får förlängd livstid. [Hämtad 2024-05-30]: <https://nsd.se/framtidsfabriken/nyheter/lulea/artikel/vatgaslagret-i-svartoberget-far-forlangd-livstid/jd02qy4/>

⁷⁵ Energimyndigheten. 2024. Vätgas och vätgasinfrastruktur i det svenska energisystemet. Delrapport inom uppdraget att samordna arbetet med vätgas i Sverige. ER 2024:07.

⁷⁶ Vendt, M, Wallmark, C. Prestudy 2022. H2ESIN: Hydrogen, energy system and infrastructure in Northern Scandinavia and Finland. RISE rapport 2022:120

3.2.2 Kostnadsuppskattning LRC

Baserat på avsaknaden av befintliga LRC-lager för vätgas finns det osäkerheter i bedömningen av kostnaden för ett möjligt lager. Kostnaden påverkas även på ett signifikant sett av lokala förutsättningar som exempelvis personalkostnader för att utföra arbetet, kännedom om geologiska förutsättningar och typ av bergmassa samt prisbild på stål och bränslen.

För kostnadsuppskattningen av vätgaslagret presenteras ett brett spann i det tidigare nämnda exjobbet på 1,9-11 M€/GWh. Den lägsta siffran i spannet är baserad på kostnadsuppskattning för lagring av 500 ton vätgas vid 200 bar med LRC-teknik i en studie av U.S DOE (63\$/kg vätgas antaget 1 € = 1 \$)⁷⁷. Denna berggrumslagring är då baserad på lagring i ett enskilt bergrum med dimensionerna 62 m diameter och 71 m hög⁷⁸. Kruck et al.²³ presenterar emellertid en uppskattning på 1,1 M€/GWh vid lagring av vätgas i Skallen (CAPEX-kostnaden för vätgaslagring i Skallen uppskattas till 27 M€). och Andersson⁷⁹ indikerar kostnader på 42-56 €/kg H₂ vilka då är än lägre. Papadias & Ahluwalia⁷⁸ presenterar ett förhållande mellan CAPEX och lagerstorlek där ett LRC-lager på 3000 ton innebär en kostnad på 34 €/kg_{H₂} (1,02 M€/GWh) vilket alltså är nästan hälften av den siffra som presenteras för lagring av 500 ton.

Studien som uppskattar en kostnad på 1,89 M€/GWh vätgas (500 ton lager) är anpassad för vätgas och inkluderar rörledningar anpassade för standarder för vätgas och anses vara mer rimlig än Kruck et al. som presenteras direkt baserat på Skallens kostnader vilka då inte tar hänsyn till specifika skillnader i materialval exempelvis för lagret. Baserat på storleken på de lager som uppskattas för scenario 2 och 3 skulle siffror från Papadias & Ahluwalia⁷⁸ för ännu större lager kunna användas (se ovan) men för att göra en mer konservativ uppskattning används CAPEX-kostnaden för ett 500 ton vätgaslager. Det är självfallet svårt att göra en detaljerad uppskattning av kostnaden för ett eventuellt berggrumslager i Lysekil men baserat på den analys som gjorts inom ramen för detta projekt uppskattas kostnaden för vätgaslagret vara ungefär 900 MSEK för scenario 2 och 3 800 MSEK för scenario 3. Det bör påpekas att kostnadsuppskattningen i detta fall inte tar hänsyn till skalfördelar som uppstår (se exempelvis Papadias & Ahluwalia⁷⁸ beskrivning av detta förhållande) vilka borde vara betydande då själva utgrävningen utgör en så stor del av totalkostnaden. En faktor som minskar den förväntade skalfördelen med scenario 3 är att det behöver konstrueras flera kopplade bergrum (3 enligt denna uppskattning). Masoudi et al.⁶⁶ presenterar en kostnadsjämförelse mellan ett fall med ett enskilt respektive fyra bergrum som visar på en marginell kostnadsreduktion på 6% per bergrum vilket indikerar en begränsad skalfördel när storleken överstiger ett enskilt bergrum.

Denna kostnadsuppskattning baseras på nuvarande tekniker för etablering av LRC lager och den faktiska kostnaden kan bli både högre och lägre beroende på de utmaningar som

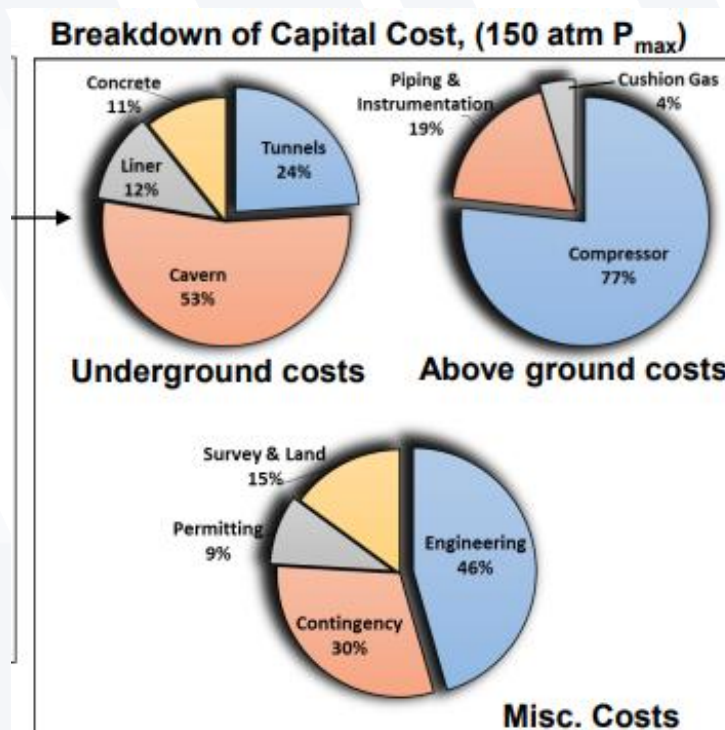
⁷⁷ Ahluwalia, R.K, Papadias, D.D. Peng J-K & Roh, H.S. System Level Analysis of Hydrogen Storage Options. U.S Department of Energy. U.S. DOE Hydrogen and Fuel Cells Program, 2019 Annual Merit Review and Peer Evaluation Meeting, Washington, D.C. 29 April – 1 May, 2019

⁷⁸ Papadias, D. D. and Ahluwalia, R. K., 2021. Bulk storage of hydrogen. International Journal of Hydrogen Energy, 46 (70), 34527–34541.

⁷⁹ Andersson, J. Non-geological hydrogen storage for fossil-free steelmaking. Doctoral thesis. 2022.

finns kopplat till materialfrågor framför allt men på sikt skulle även kostnadsbilden kunna bli bättre om tekniken används på flera platser vilket bör generera bättre know-how och potentiellt också konkurrens (med möjlig prispress) bland de aktörer som kan etablera denna typ av bergrum.

Kostnaden för etablering av den delen av lagringssystemet som är under jord motsvarar 66% av totalkostnaden, utrustningen ovan jord 14% och övriga kostnader 21% av totala investeringskostnaden²³. En stor del av förklaringen till att den största delen av kostnaden för LRC-lagret är under jord är att arbetet med att etablera lagret är intensivt arbetskraftsmässigt, framför allt utgrävningen av bergrum och tunneln. Baserat på denna insikt är det även möjligt att hävda att kostnaden för ett LRC-lager med vätgas i relation till naturgas borde vara snarlik då själva utgrävningen utgör en så pass stor del av totalkostnaden. Figur 3-9 visar en kostnadsuppdelning för etablering av vätgaslager i bergrum vid 150 bar uppdelat för kostnader ovan/under jord samt övriga kostnader.



Figur 3-9 Uppdelning av kostnader för ett LRC lager för 500 ton vätgas ovan och under jord samt övriga kostnader (antaget ett lagringstryck på 150 bar)⁷⁷.

Drift – och underhållskostnader (OPEX) kan uppskattas motsvara ungefär 2% av CAPEX⁸⁰. OPEX för drift av LRC anläggningen består av fixa kostnader för personal, underhållsarbete för kompressorer, försäkringar och allmänt underhåll⁶⁷. Utöver detta tillkommer en variabel kostnad för injektion och kylning av gasen som ökar baserat på hur många injektionscykler som genomförs. I den tekno-ekonomiska studie som Ripepi²⁵ presenterar utgör elkostnaden för kompressorn 75-77% av den totala OPEX-kostnaden vilket också visar på nyttan av att jobba med elprisarbitrage för att få ner dessa kostnader.

⁸⁰ Reuß, M., Grube, T., Robinius, M., Preuster, P., Wasserscheid, P., & Stolten, D. (2017). Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model. *Applied Energy*, 200, 290–302. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.05.050>

Detta projekt inkluderar ingen mer detaljerad tekno-ekonomisk modell för att bedöma kostnadsbesparingen av en möjlig investering. En grov uppskattning kan göras baserat på den ekonomiska analys som gjorts för HYBRITs pilotlager (25-40% kostnadsreduktion i relation till medelpriset) och detta kan kompletteras med antaganden för förväntade långsiktiga elpriser. SvKs långsiktiga marknadsanalys⁸¹ är ett exempel på en modell som uppskattar att elpriset i SE3 i genomsnitt är 44,7-58,7 €/MWh år 2035 och genom att då anta att det genomsnittliga spotpriset ligger kring 50 €/MWh kan besparingen för scenario 2 uppskattas till 567-907 MSEK. Detta resulterar alltså i en uppskattad återbetalningstid på 1-1,6 år (och resultaten blir desamma för scenario 3 eftersom investeringskostnaden antas skala linjärt) vilket indikerar en väl värd investering. Det bör observeras att detta endast inkluderar möjliga kostnadsbesparingar som resultat av elprisvariationer och det kan finnas fler möjliga värden. Detta visar samtidigt på att alternativet att investera i ett vätgaslager bör utvärderas ytterligare med särskilt fokus på att presentera mer detaljerade ekonomiska beräkningar för möjliga fördelar med vätgaslagret och hur detta lager skulle kunna nyttjas.

En nyligen slutförd studie av Energiforsk visar på hur den uppskattade återbetalningstiden för ett enskilt vätgaslager kan se ut för olika elområden och veckoeleprisskillnader med en vätgasanläggning med 25% överkapacitet och lager som täcker vätgasbehovet i 4 dagar⁸². Den studien indikerar att återbetalningstiderna blir i bästa fall strax över 2 år för stora prisskillnader (ca 40 EUR/MWh) och uppemot 7 år för skillnader kring 10 EUR/MWh. I den enkla modell som presenteras inom ramen för detta projekt med fokus på Preem Lysekil är överkapaciteten för elektrolysören uppskattad till 76%. I Energiforskrapporten poängteras även vikten av att dimensionera systemet efter "rätt" elpris och elprisvariationer då detta kan ha stor påverkan på kalkylen totalt sett vilket borde vara en del av kompletterande studier efter denna förstudie.

Kostnaden för HYBRITs pilotlager uppskattas till ungefär 200 MSEK. Pilotlagret rapporteras kunna lagra vätgas tillverkat från 100 MWh el⁸³ och genom att anta 65% verkningsgrad för elektrolys uppskattas energidensiteten för lagret till 0,65 MWh/m³ vilket är i princip identiskt med de uppskattningar som görs av Kruck et al. för vätgaslagring i Skallen²³. För pilotlagret resulterar detta i en uppskattad investeringskostnad på så mycket som 307 M€/GWh men detta är naturligtvis inte relevant att använda för att uppskatta kostnaden för ett fullskaligt lager och kostnaden inkluderar även teoretiska studier och laborieförsök.

⁸¹ Svenska Kraftnät. Långsiktig marknadsanalys. 2024. https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2024/lma_2024.pdf

⁸² Energiforsk. 2024. Vätgas för ett balanserat elsystem.

⁸³ <https://www.nyteknik.se/nyheter/nya-lagret-i-lulea-ar-i-gang-vatgasen-trycksatt-och-nedpumpad/1629918>

3.3 Varmvattenlager

Lagring av värme kan delas upp i fem olika lagerformer: bergrumslager, ackumulatortankar, groplager, borrhålslager och akviferlager⁸⁴.

Varmvattenlager är vanligt att använda i kraftvärmeverk för att hantera eventuella bortfall i värmeproduktion och för att kunna hantera risken för detta samt kunna dra nytta av säsongsvariationer i värmebehov. Detta medför exempelvis att värme som annars skulle riskera att kylas bort under sommaren istället kan lagras och användas under vintern när behovet är större. Traditionellt sett har enbart ackumulatortankar använts för värmelager vilket bedöms vara det bästa alternativet för volymer som motsvarar 20 000 till 50 000 m³. För volymer mellan 50 000 och 100 000 m³ bedöms sammankopplade ackumulatortankar eller bergrumslager mest intressant och för volymer som överstiger 100 000 m³ är bergrumslager mest relevant. Varmvattenlager i berg behöver byggas stora för att begränsa energiförlusterna i lagret vilket beror på att berg har relativt högt värmeledningstal och bergrummen tenderar inte att vara isolerade.

Ett exempel på ett storskaligt varmvattenlager som planeras tas i drift under 2024 är Mälarenergis varmvattenlager i bergrum (som tidigare använts för olja) med en volym på 300 000 m³ som ska motsvara 10-13 GWh fjärrvärme och därmed en energidensitet på 100-130 kWh/m³. Andra exempel på bergrum som konverteras till värmelager inkluderar Hudiksvall, Oxelösund och Oulo⁸⁵. Det finns även bergrum byggda för värmelager i Storvreta och i Avesta.

Tre huvudsakliga principer finns för lagring av värme:

1. Sensibel (specifik värmelagring) – Lagring av värme genom att höja temperaturen på lagringsmediet
2. Latent värmelagring – Lagring av värme genom fasövergång för ett lagringsmedium
3. Termokemisk värmelagring – Lagring av värme genom att använda olika materials kemiska egenskaper

Värmelagring kan genomföras under tidsperioder som sträcker sig från en kortare tidshorisont (över några timmar) till långtidslagring över månader/år. Längre lagringstid innebär större värmeförluster överlag. Långtidslager och stora dimensioner innebär generellt att det sker endast en fyllning och tömning per år.

I detta projekt är fokuset på sensibel värmelagring. Temperaturskillnaden mellan lagret och den processpunkt som ska ta emot värmen kan användas för att uppskatta den lagrade värmemängden. Vatten har en hög värmekapacitet vilket innebär att varje grad i temperaturökning/-sänkning innebär en ansevärd skillnad i värmeinhåll. Detta möjliggör också att effektuttaget från ett varmvattenlager är snabbt (särskilt i relation till andra värmelager som exempelvis värme i berg med borrhålslager).

För värmelagret i Mälarenergis regi uppskattas att ett totalt effektuttag på 90 MW (30 MW per bergrum)¹¹. Detta innebär att hela lagret potentiellt skulle kunna tömmas på ungefär 4,6 dagar. Samma effekt gäller för inlagring av värme till bergrummet.

⁸⁴ Sandborg, D. Inventering av värmelager för kraftvärmesystem. 2006.

⁸⁵ <https://energiforsk.se/media/31318/ma-larenergi-anla-gger-europas-sto-rsta-hetvattenlager-i-bergrum-einar-port-ricard-svensson.pdf>

Grundtanken för detta värmelager är att genomföra i storleksordningen 10 i- och urladdningscykler för värmelagret.

För en möjlig projektetablering skulle arbetet innefatta tre fysiskt avgränsade steg: Anslutning till befintligt raffinaderi, etablering av fjärrvärmeledning mellan anläggningen och bergrummet (och annan site om inte befintligt fjärrvärmenät kan utnyttjas för distributionen) och själva konverteringen av bergrummen. Vid etableringen av ett varmvattenlager inkluderar detta installation av dysor, rör, pumpar, ventiler, instrument, kraftmatning, styrsystem mm.

Preem Lysekil har precis som Mälarenergis kraftvärmeanläggning (och flera andra snarlika anläggningar i Sverige) en ansenlig mängd värme som genereras från produktionen under sommaren som idag kyls bort och därmed utgör en outnyttjad resurs. I fallet med Mälarenergi sker en stor förändring av produktionsprofilen där endast en avfallsbränsleeldad anläggning (Block 6) används under sommaren på reducerad last som då skulle kunna köras vid högre last under den perioden för att användas under revisionsstoppet under tidig höst. I Preems fall sker en mer kontinuerlig produktion där lasten i princip är konstant hög året runt och det sker idag inte någon justering av produktionen på säsongsbasis.

För Mälarenergis ekonomiska analys för etablering av ett värmelager har följande faktorer noterats som särskilt viktiga för att få ihop kalkylen:

- Tillgången till ett befintligt bergrum som använts för olja. Detta reduceras investeringskostnaden signifikant. En etablering av ett nytt bergrum av snarlikt storlek hade krävt en investering i storleksordningen 1 000 MSEK⁸⁶ enligt Per Tunberg, som varit ansvarig för förstudien för Mälarenergis bergrumslager. Detta kan då ställas i relation till de 150 MSEK som etableringen uppskattas kosta för detta värmelager. Kostnaden för saneringsarbetet har blivit minst 35 MSEK vilket är en betydande kostnadspost för detta och en stor skillnad mot andra bergrum där det inte finns olja som stått under längre tid. Klimatklivet har bidragit med 15 MSEK i investeringsstöd för detta projekt⁸⁷.
- Stort värmebehov och väl utbyggt fjärrvärmenät (stor användning för värmen på årsbasis). Leveransen från värmelagret uppskattas baserat på tidigare data (elpriser, produktionsprofil, uppvärmningsbehov baserat på utomhustemperatur etc.) på en årsbasis motsvara ungefär 10 cykler och därmed ungefär 100 GWh. Leveransen ser olika ut på årsbasis där denna kan vara ungefär 10 GWh under vintertid men snarare kring 13 GWh under sommartid vilket baseras på retur- och framledningstemperaturer i fjärrvärmenätet.
- Kort avstånd från lagret till befintliga fjärrvärmerör och kraftvärmeanläggning (ca 1000 meter rördragning). I deras fall krävdes en investering på ungefär 35 MSEK för rördragning på ungefär 1000 m (dvs ca 35 000 SEK/meter) som baseras på traditionell fjärrvärmekulvert. Rickard Svensson, projektledare för konverteringen av oljelagret till ett termiskt lager på Mälarenergi poängterar att en av de dyraste faktorerna handlar om att sanera bort gamla miljöavfall som uppdragas vid grävarbetet.

⁸⁶ Muntliga diskussioner den 22 januari med Per Tunberg och Rickard Svensson.

⁸⁷ Energilager. Mälarenergi.se [Hämtad 2024-01-23] <https://www.malarenergi.se/om-malarenergi/framtidens-samhalle/vara-anlaggningar/energilager/>

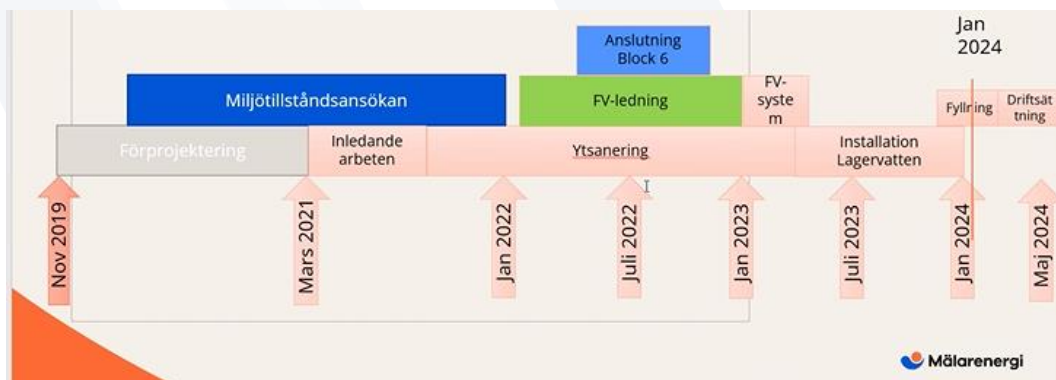
Andra intressanta data som Mälarenergi presenterar inkluderar en uppskattning av värmeförlusterna som uppskattas uppstå under drift. De bedömer att den initiala fyllningen av bergrummet kommer resultera i en större energiförlust det första året för att värma upp det omgivande berget vilket sedan följs av gradvis lägre förluster. Den simulerade förlusten under de första fyra åren är 35 GWh⁸⁸ vilket då motsvarar ungefär 9% av den beräknade värmeleveransen. Därefter uppskattas värmeförlusterna plana ut för att motsvara 10 GWh under de kommande 10 åren. När värmeförlusterna uppskattas ha planat ut indikeras att lagringseffektiviteten (för hela cykeln) är omkring 91% vilket förutom värmeförluster till berget kan kopplas till förluster i värmeväxlaren (motsvarande ungefär 4 grader) då denna kräver en viss temperaturskillnad för att kunna köras som planerat.

I övrigt nämner även Mälarenergi att det mesta kunnat göras med standardkomponenter för värmelagret. En annan fördel i deras fall jämfört med andra tänkbara bergrum som de nämner är att de har kvar en nedfartsort vilket gör att man kan åka ner med bil för att göra installationer på ett smidigt sätt. För andra bergrum kan det bara finnas ett trappschakt kvar.

OPEX-kostnaden för bergrummet är inte särskilt hög. Effektuttaget för att driva pumparna mm under fullast för värmelagret uppskattas till 1 MW (att ställas i relation till den energimängd på 90 MW som kan matas ut) vilket därmed är en liten energikostnad.

En av de största osäkerhetsfaktorerna har varit saneringsbehovet som varit mer krävande än det bedömdes från början. Detta steg tog ungefär 1 år längre än planerat (klart under våren 2023 istället för våren 2022).

Nuvarande tidplan för Mälarenergi illustreras i Figur 3-10.

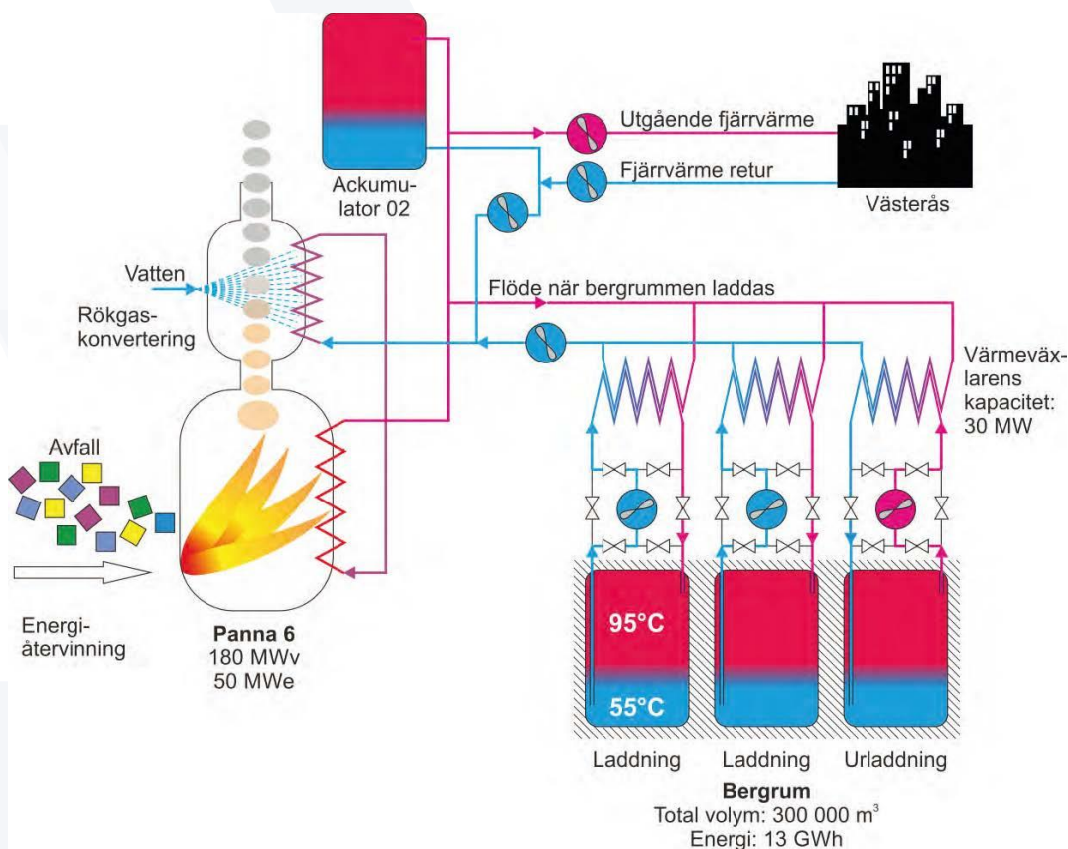


Figur 3-10 Mälarenergis tidplan för etablering av värmelager i Västerås¹¹.

Tidplanen visar på att tiden från förprojektering till driftsättning uppskattas till nästan 5 år. Detta inkluderar dock inte det interna arbete som gjorts innan dess med förstudier för att studera möjlig lönsamhet för användning av energilager. Per Tunberg och Rickard Svensson menar att 3-5 år är att räkna med för att etablera ett värmelager. Ett ytterligare tillägg är att de bedömer att etablering av ett nytt bergrum av denna storlek hade tagit minst 2,5 år. Detta är den tid som det tog att gräva ut bergrummet 1969-1971 men detta var en tid när miljölagstiftningen inte ser ut som den gör idag. Som illustration av detta kan nämnas att det tog Mälarenergi 1,5 år att få ett miljötillstånd för befintligt bergrum

⁸⁸ Energinyheter. Västerås får underjordisk värme. 2023. [Hämtad 2024-05-02] <https://www.energinyheter.se/20230616/29491/vasteras-far-underjordisk-varme>

och för att etablera ett nytt bergrum bedöms detta ta ännu längre tid. En illustration av Mälarenergis värmelager och kopplingen till fjärrvärmenät och kraftvärmeanläggningen syns i Figur 3-11.



Figur 3-11 Illustration av Mälarenergis planerade termiska lager i Västerås inklusive bergrum, kraftvärmeanläggning och koppling till fjärrvärmenätet⁸⁹.

Bergrumslaget i Hudiksvall som drivs av Värmevärden inkluderar även det lagring av varmvatten i ett gammalt oljebergum vilket är kopplat till kraftvärmeverket i Djuped⁸⁹. Lagret har en lagringskapacitet på 4,1 GWh med kort avstånd på 400 m från värmeverket⁹⁰. Lagret har en kapacitet på 20 MW (dvs 205 timmar vid fullt uttag) och en volym på bergummet på 180 000 m³. Förlusterna i bergummet motsvarar ungefär 6 GWh per år. Under en period mellan januari till september 2019 laddades lagret med 26 GWh och 19 GWh laddades ur vilket då motsvarade en verkningsgrad på 73% under den tidsperioden. Investeringen ligger på ungefär 20 MSEK⁹⁰ vilket då motsvarar ungefär 4900 SEK/MWh. En faktor som gör att denna kostnad är lägre än för Mälarenergi exempelvis bedöms vara ett betydligt mindre saneringsbehov.

Ett annat bergumslager är det som etablerats i Lyckebo med en kapacitet på 100 000 m³ som kan lagra 5 GWh där kostnaden uppskattas till runt 50 MSEK baserat på ett antaget byggprisindex på 3,5 i relation till 1981⁸⁴. Detta indikerar en kostnad per m³ som ligger väldigt snarligt kring den nivå som uppskattas för Mälarenergi. Vid etablering av ett nytt

⁸⁹ Bergumslager Hudiksvall. Energiforsk – Termiska Energilager.

⁹⁰ Här samlas fjärrvärme under berget. Energi.se. 2020. [Hämtad 2024-01-25] <https://www.energi.se/artiklar/har-samlas-fjarrvarme-under-berget/>

bergrum sprängs en tillfartstunnel ut som används under byggtiden för uttransport av bergmassorna⁸⁴. Tunnelkostnaden är dyr i förhållande till bergrumsutsprängningen.

Ett annat bergrumslager i Sverige inkluderar bergrummet i Avesta med en storlek på 15 000 m³ och ett värmeinnehåll på 0,75 GWh⁹¹. Detta lager har en lägre lagringseffektivitet än de andra (65%).

I en nordisk kontext är det relevant att nämna att världens största värmelager är på väg att byggas i finska Vaanta^{92,93} för säsongslagring vilken ska lagra så mycket som 90 GWh och lagringsvolymen är på ungefär 1 miljon m³.

Det bör sägas att lokala förutsättningar har stor påverkan på de nyckeltal som används för att beskriva värmelagren vilket gör det svårt att jämföra olika lager med varandra. Det finns även stora osäkerheter kopplat till de kostnadsuppskattningar som presenteras i denna förstudie som kan kopplas till bristfälligt underlag.

För eventuell etablering av bergrumslager i anslutning till Preem Lysekil är det därför viktigt att utvärdera följande frågor:

- Hur stora volymer skulle kunna lagras?
- Hur mycket rörledningen behöver dras till och från bergrummet i så fall?
- Hur mycket saneringsarbete kan krävas om ett befintligt bergrum för kolvätelagring skulle konverteras till varmvattenlager?
- Vilka geometrier finns för dessa lager (dålig stratifiering dvs dålig differentiering där varmt vatten ligger ovanpå kallt vatten vilket ger stora värmeförluster⁹⁴)? Just stratifieringen verkar vara ett problem i flera svenska bergrumslager med okänd termisk profil och underhållsarbete är svårt att genomföra i lagren. Utvärdering och underhåll försvåras generellt av att dessa lager är svårtillgängliga under jord men kan göras med dykare i svala vatten alternativt med undervattensrobotar.

För att kunna besvara dessa frågor behöver det göras en inventering av befintliga bergrum vilket inte inkluderats inom ramen för detta projekt.

Vad gäller säkerhetsaspekten för varmvattenlager är en viktig aspekt risken av läckage av varmt vatten till omgivningen. Detta behöver undvikas så gott det bara går och effekterna vid en eventuell olycka ska begränsas. Det finns vissa osäkerheter för tillfället hur bergrumslager påverkar marken med avseende grundvattennivåer exempelvis.

Driftproblem kan huvudsakligen kopplas till läckage, korrosion och materialdegradering och värmeväxlare som sätter igen⁹⁴. De miljö- och säkerhetsaspekter som behöver tas

91 Räftegård, O. Teknoekonomisk jämförelse för termiska lager. Work package 2.1: Jämförelse av termiska energilager. Presentation under konferensen Termiska Energilager. <https://energiforsk.se/konferenser/genomforda/termiska-energilager-nya-resultat/>

92 Ridden, P. 90-GWh thermal energy storage facility could heat a city for a year. New Atlas. 2024-04-09. [Hämtad 2024-01-11] <https://newatlas.com/energy/varanto-seasonal-thermal-energy-storage/>

93 Vanta Energia. Varanto - The World's Largest Cavern Thermal Energy Storage. [Hämtad 2024-05-01] <https://www.vantaanenergia.fi/en/projects/heatstorage/>

94 Holgersson, J., Räftegård, O. Gunasekara, S. N, Scharff, R. Teknoekonomisk jämförelse av olika tekniker för termiska lager i fjärrvärmesät. Rapport 2019:598.

hänsyn till för termiska energilager bedöms jämförbara med de krav som ställs kopplat till fjärrvärmebranschen.

Avståndet mellan energilager och platsen som värmen ska genereras/transporteras till är väldigt viktigt för systemets totalkostnad. För ett eventuellt termiskt lager i anslutning till Preem Lysekil antas att ett centraliserat värmelager i berggrum är det mest relevanta alternativet. Det bör sägas att det kan finnas andra alternativ också inklusive värmelager i andra former (ackumulatortankar exempelvis) och placering av värmelager närmare användaren av värmen.

För att värdera lönsamheten av ett värmelager kan detta exempelvis kopplas till möjlig urladdningseffekt, vilket värde som tillmätts undvikna investeringar i annan värmeproduktion och möjligheter att använda lagret för kortare tidsperioder.

För Preem Lysekil bedöms användning av befintliga berggrum vara det bästa alternativet för möjlig etablering av ett berggrumslager för lagring av varmvatten.

Det är mer oklart vilket syfte dessa värmelager ska ha idag eftersom det inte finns en uppenbar mottagare och intressent för värmen under vintertid specifikt. Den tydligaste användningen som identifierats så här långt handlar om att nyttja ett värmelager för att hantera perioder när Preem Lysekil genomför driftstopp vilket innebär en period när LEVA (lokala energibolaget) har ett värmebehov som uppfylls via eldning i en oljepanna. Det är hur som helst tydligt att det baserat på de presenterade scenarierna för anläggningen i Lysekil finns goda möjligheter för andra aktörer med ett värmebehov att nyttja den befintliga högvärdiga värmen och framtida lågvärdig överskottsvärme. baseras på dessa scenarier (se ytterligare diskussion under kapitel 4 kring industriell symbios). Det mest intressanta användningsområdet för ett värmelager i Preem Lysekil på lite längre sikt kan handla om att hantera variationen i värmeproduktion från elektrolysören. Detta kan vara en möjliggörare för att säkerställa tillräcklig värmeleverans till mottagaren av överskottsvärmen.

3.4 Energilager jämförelse

I detta avsnitt presenteras en sammanfattning i Tabell 3-1 av de energilagringmetoder som utvärderas inom ramen för detta projekt. Tabellen kan användas som stöd för att avgöra lämpliga användarfall för dessa lagringslösningar.

Tabell 3-1 Sammanfattning av tre energilagringlösningar (trycksatta vätgastankar ovan jord, vätgaslagring i inklädda berggrum (LRC) & värmelager)

Parameter	Trycksatt vätgas ovan jord	LRC lagring av vätgas	Värmelager i berggrum
Tryck och temperatur	60 och 200 bar, 20°C (≤1000 bar)	20-200 bar ⁹⁵ & 20°C 150-300 bar ⁹⁶ Djup optimalt ca 100-200 m och tre gånger berggrummets diameter ⁶⁶ . Min och maxtemp definierad för att undvika frysning av vatten som omgiver berggrummet och för hög temperatur medför dålig lagringseffektivitet. Trycket definieras av flertalet faktorer (se ovan text).	Runt 100 grader (85-115°C ⁹¹) och atmosfärstryck. 95°C ⁸⁶ används i Mälarenergis berggrumslager
Livstid för anläggningen	15 år ^{97,98,99}	30-35 år ²¹	30 år ¹⁰⁰ Detta baseras på den tekniska utrustningen snarare än själva berggrummet
TRL-nivå	9 ¹⁰¹	5 ¹⁰²	9
Lagringslösning	Olika typer av gasbehållare i stål (typ I), fiber-förstärkt metall (typ II and III),	Berggrummet kan skapas genom sprängning alternativt utnyttja befintligt berggrum. Tätskikt med stål och betong adderas.	Befintliga berggrum som tidigare använts för lagring av olja kan användas. Rening av berggrum

⁹⁵ Hematpur, H., Abdollahi, R., Rostami, S., Haghghi, M., Blunt, M. J. Review of underground hydrogen storage: Concepts and challenges. *Advances in Geo-Energy Research*, 2023, 7(2): 111-131. <https://doi.org/10.46690/ager.2023.02.05>

⁹⁶ Tengborg, P., Johansson, J. and Durup, G., 2014. Storage of highly compressed gases in underground lined rock caverns - more than 10 years of experience. In: *Proceedings of the world tunnel congress 2014 - tunnels for a better life*. Foz do Iguaçu, Brazil.

⁹⁷ 'HYDROGEN STORAGE IN VEHICLES', RISE, 2019. [Hämtad 2024-05-28] Tillgänglig: <https://energiforsk.se/media/26373/6-hydrogen-storage-in-vehicles-hans-pohl-bengt-ridell.pdf>

⁹⁸ 'Advanced materials for hydrogen storage tanks', HORIZON JU Research and Innovation Actions, 2023. [Hämtad 2024-05-28] Tillgänglig: <https://www.horizon-europe.gouv.fr/advanced-materials-hydrogen-storage-tanks-34822>

⁹⁹ 'Hydrogen Cylinder General Specifications', Quantum fuel systems, 2019. [Hämtad 2024-05-28] Tillgänglig: <https://www.qwww.com/wp-content/uploads/2019/06/H2-Tank-Specifications-June-2019-All-Tanks-1.pdf>

¹⁰⁰ Sköldberg, H. Värdet av säsongslager i regionala energisystem. Resultatkonferens 2019-10-23.

¹⁰¹ Caineng Zou, et., al. 'Industrial status, technological progress, challenges, and prospects of hydrogen energy', *Natural Gas Industry B*, Volume 9, Issue 5, 2022, Pages 427-447, ISSN 2352-8540, <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2022.04.006>.

¹⁰² Hydrogen TCP-Task 42, "Underground Hydrogen Storage: Technology Monitor Report," 2023. [Online]. Tillgänglig: <https://www.ieahydrogen.org/task/task-42-underground-hydrogen-storage/>.

	kolfiberförstärkta polymerer (typ IV) ⁴⁸		och installation av framför allt pumpar och värmexlare.
Typisk storlek på lager	Vätgastankstationer: ungefär 2 000 till 11 000 m ³ . ¹⁰³ Industriell vätgaslagring: ungefär 55 000 till 111 000 m ³ . ¹⁰⁴	>40 000 m ³ (25 GWh _{H2}) ²³	>100 000 m ³ : Bergrumslager 20 000 – 50 000 m ³ : Ackumulatortank 50 000 – 100 000 m ³ : Kopplade ackumulatortankar
Användningsområden	Industrier med behov av gaslager. Även vätgastankstationer.	Stora industrisiter med stora behov av gaslager Tillgängliga gamla gaslager	Större anläggningar med säsongvariationer i produktion & omvänt förhållande för värmebehov
Energidensitet	2,7 MJ/L vid 350 bar för gasen omkring 1,95 MJ/L litet system 4,7 MJ/L vid 700 bar men 3,4 MJ/L för systemet som helhet 120 MJ/kg	1,8 MJ/L kan nås vid 200 bar och 20°C	Baserat på tre bergrumslager i Sverige: 0,14 ¹⁰⁵ -0,18 ⁹¹ MJ/L
Lagringseffektivitet (förluster i konvertering/lagring?)	94% ¹⁰⁶	97-98% ²⁵	50-90% ⁹⁴ 90% ¹⁰⁰ för säsongslager Ca 91% ⁸⁶ på längre sikt (lägre effektivitet initialt pga större värmeförluster till berget)
Behov av yta	Stor yta, speciellt av lager vid lägre tryck.	Liten yta ovan jord (Kompressorstationen med kringutrustning vid HYBRITs pilotlager i Svartöberget upptar endast 50-60 m ²) ¹⁰⁷	Kan vara en icke försumbar del beroende på närheten till värmekällan och användaren av värmen påverkar signifikant kostnadsbilden med tanke på behov av fjärrvärmeledning.
Möjlig lokalisering i förhållande till raffinaderiet	Inom några hundra meter.	På eller i anslutning till industriområdet via pipeline	På industriområdet
Elanvändning för kompression/pumpning	Elanvändning för kompression från 30 bar (från elektrolysör) till 200 bar: 2 kWh _{el} /kg H ₂	Elanvändning för kompression från 30 bar (från elektrolysör) till 200 bar: 2 kWh _{el} /kg H ₂	Liten i relation till nyttig värme ut ⁹⁴ . Exempel: Vid maxflöde ca 1 MW av totala värmeflödet på 90 MW ⁸⁶ .

¹⁰³ 'Hydrogen Station Permitting', California Governor's Office of Business and Economic Development, 2020. [Hämtad 2024-05-28] Tillgänglig: https://business.ca.gov/wp-content/uploads/2019/12/GO-Biz_Hydrogen-Station-Permitting-Guidebook_Sept-2020.pdf

¹⁰⁴ 'Hydrogen (H₂)', Air Products and Chemicals, 2024. Inc [Hämtad 2024-05-28] Tillgänglig: <https://www.airproducts.com/gases/hydrogen>

¹⁰⁵ Bergrummet som ska värma Västerås och frigöra mer el. Energi. 2022. [Hämtad 2024-01-19] <https://www.energi.se/artiklar/2022/december-2022/bergrummet-som-ska-varma-vasteras-och-frigora-mer-el/>

¹⁰⁶ 'Hydrogen Storage: State-of-the-Art and Future Perspective', TZIMAS Evangelos; FILIOU C.; PETEVES Stathis Dimitris; VEYRET Jean-Bernard, 2003. [Hämtad 2024-05-28] Tillgänglig: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC26493>

¹⁰⁷ Länsstyrelsen Norrbotten. 2020. Samråd enligt miljöbalken för anläggning av temporärt pilotlager för vätgas i Svartöberget, Luleå kommun. Diarienummer 525-16490-2019.

CAPEX & OPEX för kompression/pumpning	CAPEX: 650-1070 ⁴⁰⁻⁴¹ €/kW _e	CAPEX: 650-1070 ⁴⁰⁻⁴¹ €/kW _e OPEX: Gaskompression utgör den huvudsakliga kostnaden (6-8% av investeringskostnaden för kompressorn ³⁸).	Liten. Det som krävs är cirkulationspumpar och standardkomponenter för trycksättning av varmvattnet.
Flexibilitet för tekniken	Kan fyllas och tömmas inom loppet av några timmar (dvs flera gånger per dag)	Upp till 12 lagringscykler möjliga per år (ungefär 20 dagar för att fylla och 10 dagar för att tömma) Temperaturförändring i bergrummet begränsar flexibiliteten.	God flexibilitet. 90 MW för ett energilager på 10-13 GWh ger 4,6 dagar för att tömma/fylla lagret ⁸⁶
Lagringsformens påverkan på levererad energibärare (vätgas/varmvatten)	Väldigt god kvalitet	Väldigt god kvalitet (jämförbar med trycksatta tankar)	Ingen förväntad försämring så länge antaget väl genomförd sanering från eventuell tidigare oljereserv etc.
Osäkerheter	Generellt få. Kunskap kring hantering av vätgas finns på raffinaderiet	Effekter av vätgasförspridning på stålbeklädnaden. Storskaleffekter med LRC lager: hur konfigurationer med fler än ett bergrum (kopplade) bör se ut. Termodynamiska variationer vid hastiga tryckförändringar (dynamiskt beteendet vid tömning/injektion) Legala förutsättningar för lagring av vätgas under jord Kvalité berggrund för lagring (vilket tryck är rimligt?)	Behov av sanering både tids- och kostnadmässigt (vid nyttjande av bergrum som tidigare använts för olja exempelvis)
Relevanta regelverk	H2 TSA 2023 ⁴⁴ . Dock för tankstationer men är de nyaste riktlinjerna för vätgaslagring.	Miljötillståndsansökan krävs för ändring av befintligt bergrum eller tillstånd för etablering av nytt bergrum. För LRC handlar det framför allt baserat på geologi och säkerhet kopplat till att undvika för hög/låga temperaturer i förhållande till omgivningen vilket bland annat kan påverka grundvatten mm	Miljötillståndsansökan krävs för ändring av befintligt bergrum eller tillstånd för etablering av nytt bergrum. Precis som för LRC är energibalansen med berget relevant.
Skalmöjligheter/hur väl skalar tekniken?	Begränsade skalfördelar	Tydliga skalfördelar	Skalar väl (ackumulatortankar lämpar sig dock bättre för mindre volymer)
Tid för etablering av lager	Planering och tillståndsgivning (6-12 månader), Design och ingenjörskonstruktion (6-12 månader), Konstruktion (12-36 månader). Totalt ca 2-5 år.	Konstruktionen av Skallens gaslager tog ungefär 4 år men det antas att framtida etableringar bör gå snabbare baserat på lärdomar från detta och andra projekt. Tiden beror dock exempelvis på utgrävningsmetod och bergmassan.	Förprojektering 1,5 år vilket kan ske parallellt med miljötillståndsansökan (≥1,5 år rimligt att anta för ändringstillstånd) följt av arbete med sanering, installationer i bergrummet och för att koppla till annan infrastruktur.

			Totalt 3-5 år för processen som helhet att räkna med. Addera minst ytterligare 2,5 år vid ev. utgrävning av nytt bergum.
Enkelhet med installation och drift	Komplicerad rördragning och behöver en stor yta för att tillgodosebehovet. Dessutom behövs det konstrueras skiljeväggar om fler än en stationärt lager ska befinna sig på samma yta.	Utgrävningen är den mest betydande delen kostnadsintensiv och är arbetsintensiv. Driftkostnaderna är låga däremot då det inte krävs så mycket personal.	Utgrävningen är den mest betydande delen kostnadsintensiv och är arbetsintensiv. Driftkostnaderna är låga däremot då det inte krävs så mycket personal (än lägre än för LRC då elanvändningen är mindre).
Generella fördelar	Hög TRL-nivå för tekniken. Låg komplexitet generellt	Inga geologiska begränsningar (i relation till användning av uttjänta gaslager, saltgrottor. Det finns möjlighet att även etablera nya bergum för dedikerad vätgaslagring. Mer storskalig lagring är möjlig.	Systemet kan köras med standardkomponenter och vid atmosfärstryck vilket medför mindre risker och osäkerheter. Mycket kunskap finns kopplat till utveckling av fjärrvärmät.
Generella utmaningar/nackdelar	Det krävs stor yta ovan jord och höga kostnader för många tankar, vilket medför lång tillverkningstid, dyrt underhåll och säkerhetsutmaningar. Den komplexa sammankopplingen ökar kostnaderna ytterligare. Extra säkerhetsavstånd och avgränsningar krävs också.	Lämpar sig väldigt väl för storskaliga vätgaslager kostnadsintensiv Tekniker för utgrävning av bergum är väl etablerad Kunskaper från andra siter i Sverige som exempelvis Skallen och planerade anläggningar i form av vätgaslager för HYBRIT exempelvis kan nyttjas.	Låg energidensitet i relation till andra energilagringstekniker. Initiala värmeförluster till berget. Det kan vara utmanande att få till optimal siktning av vattnet i bassänglika förutsättningar som råder i bergum (mer idealiskt med vertikal ackumulatortank exempelvis). Att ha flera magasin kan vara en lösning på detta dock.
CAPEX (SEK/MWh)	57 000 EUR/ MWh för hela systemet inklusive kompressor vid 200 bar ⁴⁹	Ca 1900 EUR/MWh (se ytterligare diskussion i kapitel 3)	1 153 - 1 500 EUR/MWh ¹⁰⁸ vid användning av befintligt bergum och behov av sanering från olja. Billigare utan detta behov. 1000-2000 EUR/MWh indikeras av Profu ¹⁰⁰ . För utgrävning av nytt bergum tillkommer en kostnad på ca 10 000 EUR/MWh ⁸⁶ . Kostnaden uppskattas inkludera utgrävning, sanering, instrument, pumpar med mera.
OPEX (SEK/MWh)	2-4% av CAPEX ⁵⁹	Drift och underhållskostnader: 2% av CAPEX ⁸⁰	Bedöms vara små då det finns få rörliga delar som kräver service. Eventuella problem med stratifiering i bergummet kan däremot öka dessa kostnader

¹⁰⁸ Västerås får underjordisk värme. Energinyheter.se
<https://www.energinyheter.se/20230616/29491/vasteras-far-underjordisk-varme>

Det kan observeras i Tabell 3-1 att exempelvis livslängd, behov av yta och CAPEX skiljer sig för de olika energilagerlösningarna.

4 Utvärdering av möjligheter för industriell symbios i Lysekil

Baserat på den scenarioanalys som presenteras i kapitel 1 uppskattas mängden syrgas och överskottsvärme som genereras från framtida elektrolysörproduktion (Scenario 2 och 3). Utöver dessa två nämnda flöden identifierades även att vatten av olika kvalitet, inklusive nödvändig infrastruktur för distribution och rening, och koldioxid är potentiella resurser för symbios. En summering av resurser som skulle kunna nyttjas av andra aktörer summeras i Tabell 4-1 nedan:

Tabell 4-1 Mängd resurser som uppstår enligt de olika scenarierna

	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Värme (70°C) [GWh/år]	0	1032	4315
Värme ca 100°C (under vintertid)[GWh/år]	14-62	14-62	14-62
Syrgas [Mton]	0	0,7	2,9
Koldioxid [ton]	600 000	0	0
Vatten		Vatteninfrastruktur	Vatteninfrastruktur

För att utreda och diskutera symbiosmöjligheterna utfördes en workshop med experter inom området, där experter från Preem, Chalmers Industriteknik, LEVA, Linde gas och Lysekil kommun var närvarande. Syftet med workshoppen var att tydliggöra flöden och eventuella andra resurser med potential för symbios. Diskussionen fördes både utifrån behov till Preems anläggning och uppkomna restflöden från produktionen. Fokus för workshoppen var Scenario 2, där vätgasproduktion sker dimensionerat efter den mängd koldioxid som bedöms kunna fångas in från ångreformeringsanläggningen. I det scenariot finns alltså varken ett överflöd eller ett behov av ytterligare tillförsel av koldioxid. Diskussionerna under workshoppen kretsade därmed kring de tre nyckelresurserna energi, vatten och syrgas.

RES etablering i Ånge kommun med en vätgasanläggning med elektrolysör, där stort fokus har varit på symbiosmöjligheter från första början kan ses som en inspiration för detta arbete i Preem Lysekil. I Ånge kommer Big Akwa etablera sin verksamhet för att både ta tillvara på syrgasen som uppstår som restprodukt men även för att nyttja restvärmen för att torka slam och andra restprodukter⁸. Ånge kommun har även varit aktiva i att underlätta för etablering eftersom de ser att deras roll för etablering av symbios är stor. Ånge kommun har varit aktiva i att attrahera nya boenden, etablera

infrastruktur som kommer att krävas för de nya invånarna för vätgasfabriken. Det lokala tillverkningsföretaget Permascand kommer att utveckla en gemensam FoU anläggning med RES för att vara förberedda inför den stora tillväxten inom vätgasproduktion som är planerad. Det finns även intresse från andra företag om att etablera tankstationer för vätgas och testanläggningar för tunga fordon och även utbildningar för vätgastekniker i kommunens regi¹⁰⁹.

En mer ovanlig symbios utvärderas på Mittuniversitetet som forskar om spillvärmens från vätgasanläggningen kan användas för att rädda den rödlistade flodkräftan, genom att hindra spridningen av signalkräfta och kräftpest¹¹⁰.

4.1 Energi

I dagens raffinaderi levereras ungefär 56 GWh överskottsvärme/år till det lokala energibolaget (LEVA i Lysekil). Detta är till stor del fokuserat till vinterhalvåret när det finns ett stort fjärrvärmebehov. Under denna period levereras varmvatten vid 95-110°C från raffinaderiet. Under sommarhalvåret när returtemperaturen från fjärrvärmenätet som når raffinaderiet ökar, behöver denna ström kylas ytterligare för att nå fullgod kylning i Preems anläggning vilket gör att värme kyls bort vid luftfläktar till omgivningen.

Värmeleveransen från Preems anläggning kan komma att förändras i framtiden som en följd av omställningen till en klimatneutral värdekedja 2035. Preem planerar att fortsätta leverera överskottsvärme i samma storlek som idag till LEVA och det finns idag inga uttalade planer på att bygga ut fjärrvärmenätet även om detta varit uppe för diskussion tidigare. Den framtida Preem-anläggningen (inklusive Isocracker-, Synsat-, SMR- och den framtida CCS-anläggningen och resten av elektrobränsleproduktionen (elektrolysör inte inräknad) antas i denna analys ha samma värmeöverskott som dagens anläggning. Den samlade analysen är därför att den tillgängliga överskottsvärmen från det framtida raffinaderiet för andra möjliga aktörer styrs direkt av den överskottsvärme som genereras från elektrolysören.

Det bör sägas att den teoretiska kapaciteten som finns för leverans av överskottsvärme från nuvarande raffinaderi är väldigt stor i relation till den värmemängd som bedöms som rimlig att plocka ut. Diskussioner inom projektgruppen indikerar att det handlar om 10-20% av den teoretiska potentialen. Detta härrör framför allt till att det finns ett stort antal utspridda värmeresurser som skulle vara orimligt dyrt att koppla samman för att nyttja denna värme. Genom att utvärdera profilen på värmeleveransen från Preem Lysekil till LEVA kan mängden som skulle kunna användas till ett värmelager uppskattas. En förenkling av lastprofilen är att Preem Lysekil levererar ungefär 6,5 MW under 7 månader och 2,5 MW under 5 månader. Genom att anta att Preem kan leverera konstant 6,5 MW skulle då ett värmelager kunna etableras på ungefär 14 GWh. Detta inkluderar dock inte eventuell kapacitet utöver de 6,5 MW som levereras idag och LEVAs bedömning indikerar att värmeleveransen snarare är begränsad till 12 MW som mest (med andra ord finns en omfattande överkapacitet). Genom att anta en konstant leverans av 12 MW skulle ett värmelager då i stället kunna lagra så mycket som 62 GWh värme.

¹⁰⁹ Vindkraftcentrum. Vätagas Ånge 2023 | RES Nordics | Vindkraft | Vindkraftcentrum | Elintensiv Cirkulär Industri <https://www.youtube.com/watch?v=em1HWFcPvh0&t=2s>

¹¹⁰ Vätagas och kräftor (VOK). Mittuniversitetet. [Hämtad 2024 05 29] från <https://www.miun.se/Forskning/forskningsprojekt/pagaende-forskningsprojekt/vatgas-och-kraftor-vok/>

Storleksordningen för mängden högvärdig värme (ca 100 grader) som skulle kunna överföras till ett värmelager är alltså 14–62 GWh.

För att utvärdera eventuella möjligheter att använda överskottsvärme från Preem Lysekil till andra närliggande områden bör det vara möjligt att anta ett snarlikt förbrukningsmönster som det som observeras för LEVAs fjärrvärme.

Det bör sägas att det finns perioder när det finns ett behov av fjärrvärme från LEVAs sida då Preem inte levererar någon värme alls vilket exempelvis inkluderar revisionsperioder. Under denna period behöver LEVA spetsa med oljeeldning (E01) för att nå tillräcklig värmeleverans och den energimängd som krävs för denna tidsperiod motsvarar ungefär 3,4 GWh E01/år vilket motsvarar koldioxidutsläpp på ungefär 1 ton CO₂/år. Genom att anta en pannverkningsgrad på 90% uppskattas ett genomsnittligt värmebehov under driftstopp till 3,1 GWh_{värme}/år. För att täcka detta behov och undvika användning av olja skulle ett värmelager med denna storlek kunna täcka upp för detta behov och undvika onödiga koldioxidutsläpp. Problemet med detta antagande är att revisionsstopp inte sker årligen utan snarare var sjätte år vilket gör att värmelagret behöver dimensioneras till att vara 6 gånger större (och investeringen 6 gånger större än siffran ovan) samtidigt som antalet cykler som energilagret kan genomgå blir väldigt begränsat och därmed likaså den möjliga besparingen. Kostnaden för att etablera ett sådant värmelager på 18,6 GWh skulle hur som helst uppskattas till ungefär 184-367 MSEK. Det bör samtidigt sägas att det förekommer dagliga variationer i behovet av fjärrvärme som skulle kunna jämnas ut genom användning av ett värmelager men detta handlar om lager på en betydligt mindre skala vilket inte motiverar användning av ett berggrumslager.

Det finns innovativa lösningar på marknaden som förvandlar lågvärdig värmeenergi till elektricitet. Med hänsyn till mängd spillvärme som uppstår kan det vara ett intressant att utveckla vidare. I Sverige finns det några bolag som utvecklar så kallade energiväxlare, där en av dem (Zigrid) har uppskattat att varje kWh kommer att kosta 50 – 70 öre¹¹¹. Den teknik som aktörer likt Zigrid använder baseras på volymetrisk linjär expansion vilket lämpar sig väldigt bra för applikationer med restvärmeströmmar med en temperatur kring 70-90°C. Detta kan ställas i relation till turbinlösningar som snarare lämpar sig för lite större temperaturnivåer på överskottsvärmen (mer än 80°C). En fördel som aktörer som Zigrid beskriver är att deras lösning (förutom att producera el från värmen) även fungerar som en kylmaskin och sänker temperaturen på varmvattnet från elektrolysören till nivåer kring 45°C innan det släpps ut. Genom att anta en verkningsgrad på 5-10% i konverteringen från varmvatten till el skulle med andra ord överskottsvärmen från elektrolysörerna från Preem Lysekil i scenario 2 respektive 3 kunna producera el i storleksordningen 52-103 GWh_{el} respektive 215-430 GWh_{el}. Baserat på data från Zigrid uppskattas utrustning för detta kräva en yta på 1000 m²/MW i kapacitet vilket då motsvarar en yta på 118 000 m² för att ta hand om all överskottsvärme i scenario 2 för elproduktion.

Efter workshopen kontaktades företag som är engagerade i industriell symbios, där värme är en av de restprodukter som återanvänds. Företagen intervjuades för att dela med sig av sina erfarenheter av hur de hanterar och använder värme i symbios med andra aktörer. Aktörerna kan både sälja spillvärmen som uppstår, eller så tar de inte betalt för restvärmen för att undvika att behöva fläkta bort resurser. De aktörer som säljer

¹¹¹ Ny Teknik. "Ny kraftmodul pressar el ur restvärme i låga temperaturer." [2024 01 30]. von Schultz, Charlotte.

restvärmen kan sälja den till marknadspris när det finns ett behov, medan andra aktörer ser det mer som en del av deras hållbarhetsarbete att tillåta andra aktörer att nyttja deras spillvärme. De aktörer som redan är aktiva i symbioser har beskrivit att fördelen med att använda restvärme i symbioser med andra är att det är en relativt enkel resurs att hantera i symbiosförhållanden. Värmen kräver generellt mindre förädling innan den kan användas av andra aktörer i jämförelse med andra resurser, exempelvis vatten om det används som insatsvara.

Det finns flera möjligheter för att nyttja spillvärme från en framtida elektrolysör för produktion av vätgas i symbios med andra verksamheter. Verksamheter som kan vara intresserade av att nyttja lågvärdig restvärme är vattenbruksanläggningar och växthus. Det finns även flera industrier som skulle kunna vara intresserade.

Landbaserat vattenbruk som odlar fisk är en snabbt växande industri i Sverige som kan gynnas av att verka i symbios med andra industriaktörer. Vid Preems raffinaderi kan det skapas intressanta förutsättningar för vattenbruk med potential för saltvattenarter som kräver varma miljöer. En av de stora fördelarna med det är att vissa av arterna kan födas på växtbaserat foder, istället för fiskmjöl¹¹², som är en omdebatterad foderkälla. För vattenbruksanläggningar är det även intressant att använda sig av värme för att torka slam och slaktprodukter som uppstår vid odling och slakt av fisken. Det kan även finnas aktörer intresserade av restvärme för att torka produkter, till exempel företag som odlar alger som behöver torkas.

För växthus är det intressant att använda restvärmen för att värma växthuset för att möjliggöra grönsaksodling året runt. Ett exempel på det är satsningen Regenergy Frövi, där spillvärme från Billeruds pappersbruk ska användas i symbios för att värma en tomatodling. Där används 35 GWh/år av 45 gradig restvärme för att odla 8000 ton tomater per år^{10,113}. Om det vore möjligt att samla all spillvärme som uppstår från elektrolysören enligt scenario två, 1032 GWh/år, skulle värmen teoretiskt räcka till att producera 236 000 ton tomater, vilket kan sättas i jämförelse med Sverige årliga konsumtion på cirka 96 000 ton tomater¹¹⁴. Det visar att det finns stor potential med att använda all spillvärme som kommer uppstå vid vätgasproduktionen och även om det inte är enbart intressant att nyttja spillvärmen för att producera tomater sätter det mängden värme i ett intressant sammanhang. Det bör även sägas att ovan uppskattningar baseras på en kontinuerlig tillgång till värme men tillgången kommer faktiskt variera baserat på elektrolysörens last. Den faktiska produktionskapaciteten för en möjlig anläggning väntas vara lägre än det uppskattade värdet då en aktör som tar emot värme vill säkerställa att de kontinuerligt kan ta emot den värme de behöver (från elektrolysör eller via ett eventuellt värmelager).

Med hänsyn till restvärmen finns det inte lika många möjligheter för att nyttja den i symbios med befintliga industrier (exempelvis i Stenungsund etc.) på grund av begränsningar när det kommer till transport av värme. Det skulle kräva utbyggnad av

¹¹² Helena Eriksson och Pernilla Thorell. Sveriges lantbruksuniversitet. 2020. *Skillnader i odling av kall- respektive varmvattenfisk i RAS. – En jämförande studie.*

¹¹³ Energi & Miljö. "Snart odlingsstart i spillvärmdda växthuset" Larsson, Ann-Lousie, [Hämtad 24-05-10]: <https://www.energi-miljo.se/snart-odlingsstart-i-spillvarmda-vaxthuset/>

¹¹⁴ Jordbruksverket. Jordbruket i Siffror. "Tomatspecial". Persson, Jörgen. [Hämtad 24-05-10]: <https://jordbruketisiffror.wordpress.com/2023/05/05/tomatspecial/>

fjärrvärmenätet så att kringliggande industrier och befolkning kan nyttja restvärmen som uppstår. Enligt det som nämndes ovan har tidigare utredning visat att det inte var lönsamt att utveckla fjärrvärmenätet, men förutsättningarna kan ha ändrats och kan vara intressant att göra en liknande utredning igen.

4.2 Vatten

En etablering av elektrobränsleproduktion skulle kräva en signifikant ökning av vattenbehovet till anläggningen. Då detta vatten potentiellt kan komma från andra aktörer kan det finnas stora värden med att utvärdera möjliga symbioser kopplat till vatteninfrastruktur och nyttjande av de vattenströmmar som finns till hands. Ett intressant exempel på industriell symbios där flertal olika typer vattenresurser flödar mellan flera aktörer är Kalundborg Symbios i Danmark. Där är det elva olika typer av vatten som flödar mellan aktörerna involverade i symbiosen¹¹⁵. Så det är relevant att utreda möjligheterna om olika typer av vattenflöden både internt inom Preems anläggningar eller från externa aktörer går att nyttja i den planlagda vätgasanläggningen.

Elektrolysören är en stor vattenkonsument där ungefär 9 kg vatten går åt för att producera 1 kg vätgas men genom att ta hänsyn till förluster och effektivitetsbortfall är detta snarare 10-13 kg vatten per kg vätgas. Detta motsvarar därmed minst ungefär 800 000 ton vatten/år för scenario 2, och 3,3 miljoner ton vatten/år för scenario 3. Utöver detta behövs även kylvatten vilket uppskattas till 264 000 ton/år för scenario 2 och 1 100 000 ton/år för scenario 3). Detta kylvatten antas kyla elektrolytlösningen i en extern slinga och därmed inte röra sig i själva cellen (som är fallet med PEM exempelvis).

Både PEM och alkalisk elektrolys kräver vattenbehandling och PEM kräver kontinuerlig polering av vattnet när det nått elektrolyscellen. Den konduktivitet som accepteras är i storleksordningen 0,056-5 $\mu\text{S}/\text{cm}$ ¹¹⁶. Det vatten som ska användas i elektrolysören behöver genomgå följande steg¹¹⁶:

- Vattenrening av råvatten för att nå dricksvattenkvalité
- Konditionering för att undvika kalkavlagringar
- RO (omvänd osmos) process vilket används för att få bort joner, organiska ämnen och kolloider
- Oftast inkluderar även en process för att avlägsna gaser lösta i vattnet
- Poleringssteg beroende på elektrolysörens specifika krav

Det bör sägas att både havsvatten och behandlat avloppsvatten kan nyttjas som matarvatten till en elektrolysör. För att använda havsvatten krävs framför allt särskilt fokus på retention av joner och för avloppsvatten blir kraven särskilt höga att kunna hantera näringsämnen och mikroorganismer som kan orsaka biofouling (ansamlingar av mikroorganismer som fäster på en yta). Med andra ord skulle ett restvattenflöde från en annan process kunna användas som input till en elektrolysör så länge vattenreningprocessen klarar av detta.

¹¹⁵ Nordregio News 1 2016 Industriell Symiosis. ” *Industriell Symbiosis in Kalundborg*”, 2016. Olsen, Smed Lise.

¹¹⁶ Eurowater.com. Vätgasproduktion. [Hämtad 2024-04-15]
<https://www.eurowater.com/se/vatgasproduktion>

Baserat på det framtida vattenbehovet till en eventuell anläggning är vattenfrågan en väldigt intressant resurs att utvärdera ytterligare för att se hur olika strömmar kan kopplas samman och hur gemensam infrastruktur för distribution och rening kan nyttjas. Under workshopen identifierades följande aspekter som behöver förtydligas angående vattenfrågan innan investeringsbeslut är utförda; kvantifiering av vattenbehovet, krav på vattenkvalitet, kvalitet på utflöden, vilka lösningar finns för vattenförsörjning, möjligheter till avsaltning av havsvatten och möjlighet till att använda syrgas för rening av vatten.

Det är avgörande att kvantifiera det stora behovet av vatten för olika användningsområden och olika delar av processen. Detta inkluderar att specificera både inflöden och utflöden, samt bedöma kvaliteten på dessa vattenströmmar, även med tanke på framtida integrering av en elektrobränsleanläggning baserat på de scenarier som presenteras. För att uppfylla olika användningsområden måste kraven på vattenrenhet klarläggas. Särskilt för elektrolysören, som är central för vätgasproduktionen, behöver vattnet vara av mycket hög renhet. Det är viktigt att definiera vad detta innebär för krav på vattenreningssystemet. Utflöden från olika delar av processen måste också analyseras. Det är nödvändigt att fastställa den kvalitet som utflödet håller för att säkerställa överensstämmelse med relevanta miljöregler och för att minimera påverkan på omgivningen. För att tillgodose det stora vattenbehovet måste olika källor övervägas. Externa källor såsom havsvatten, dagvatten och kommunala reningsverk kan vara alternativ, men även interna källor bör undersökas. Det är viktigt att notera att olika källor kan kräva olika reningstekniker, vilket leder till behovet av en skräddarsydd strategi för vattenhantering, enligt det som nämns ovan.

4.3 Syrgas

Vid vätgasproduktion via elektrolysör bildas åtta ton syrgas per ton vätgas som produceras, enligt stökiometrin, vilket leder till att det kommer att finnas stora mängder syrgas att använda till andra processer. Enligt de olika scenarier som presenteras i Tabell 4-1 kan det uppstå upp till 2,9 miljoner ton syrgas från vätgasproduktionen.

I workshopen identifierades möjligheten till att använda syrgas för att producera ozon för användning i vattenreningsprocesser och för rening av avgaser. Det skulle kunna vara ett intressant användningsområde internt på Preem och i symbios med andra aktörer med intresse av ett vattenreningsverk om det skulle etableras. Ett exempel på hur syrgasen kan användas inom Preems egna processer är att använda det för NO_x rening av rökgaser där syrgas kan användas i denna process (se tex LOTOX¹¹⁷). Det skulle möjliggöra en kostnadsbesparing då syrgasen annars behöver köpas in. En annan möjlighet är att använda syrgasen för förgasning av biomassa eller avfall för att i sin tur producera flygbränsle (se SkyFuelH2¹¹⁸ som exempel på denna process).

Under workshopen utforskades även andra potentiella användningsområden för syrgas. Det nämndes att syrgas även kan förbättra förbränningseffektiviteten, öka kapaciteten och

¹¹⁷ Linde Gas. NO_x removal with LOTOX. [Hämtad 2024-04-26] <https://www.linde-gas.com/industries/chemical/emission-abatement-and-control/nox-abatement>

¹¹⁸ Uniper. Uniper and Sasol ecoFT continue to develop SkyFuelH2. [Hämtad 2024-04-26] <https://www.uniper.energy/news/uniper-and-sasol-ecoft-continue-to-develop-skyfuelh2>

effektivisera koldioxidinfångning samt minska bränsleförbrukningen genom ökad effektivitet.

Inom vattenbruk behöver syrgas tillföras i stora volymer för syresättning av vattnet. Det krävs omkring ett halvt ton syrgas för att producera ett ton lax. Ett exempel där ett restflöde av syrgas ska nyttjas är Big Akwas planerade anläggning i Ånge kommun, där RES Nordics utvecklar en storskalig vätgasanläggning¹¹⁹. Om scenario 2 skulle realiserats skulle vätgasen som uppstår teoretiskt kunna räcka till att producera 1,4 miljoner ton fisk, vilket motsvarar 11 gånger Sveriges årliga konsumtion av fisk år 2017¹²⁰. Precis som växthusexemplet är det inte aktuellt att använda hela syrgasöverskottet till att producera fisk, men visar på mängden som uppstår.

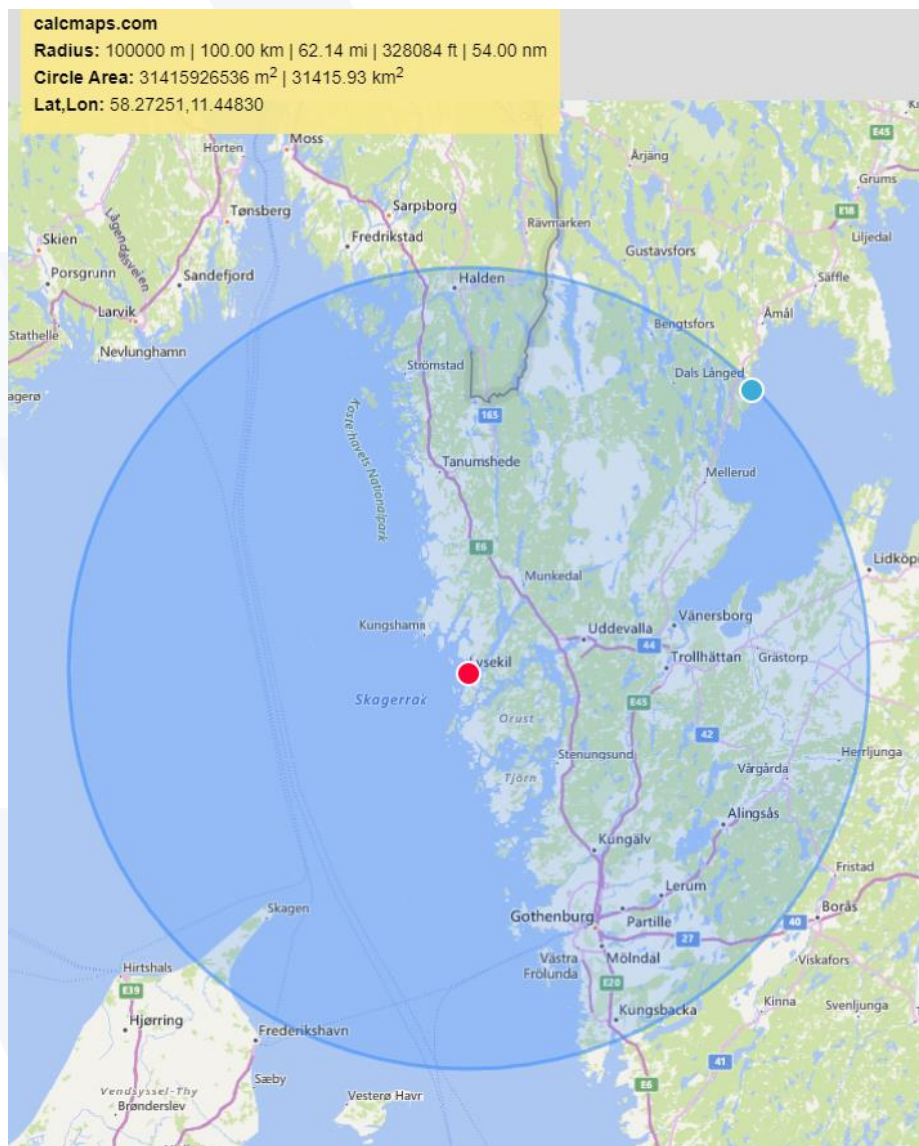
För att möjliggöra användning av syrgasen där aktören inte befinner sig i geografisk närhet med Preem, krävs att syrgasen torkas, renas, trycksätts eller görs flytande för att kunna transporteras. Behovet av rening för att använda syrgasen för ovan presenterade applikationer inkluderas inte inom ramen av detta arbete. Marknadspriiset för syrgasen är dock lågt och med hänsyn till kostnader för förbehandling och transportkostnader är intern användning och applikationer där syrgasen transporteras via rör mest intressanta. Möjligheterna att skapa intäkter från syrgasen bedöms dock vara begränsade och vad gäller symbiosutveckling finns en utmaning i att matcha en ny aktör med Preems industriella skala.

4.4 Kartläggning av lokala symbiosmöjligheter

En kartläggning av industrier i närområdet, i en radie av 100 km från Preems befintliga raffinaderi, visar att det finns en begränsad möjlighet för befintliga verksamheter att använda restprodukterna som uppstår. Figur 4-1 visar det geografiska närområdet.

¹¹⁹ Samrådsunderlag. Big Akwa – landbaserad fiskodling på Alby Östra i Ånge Kommun. (230220)

¹²⁰ Louise Borthwick, Kristina Bergman och Firederike Ziegler. RISE. Svensk konsumtion av sjömat. 2019.



Figur 4-1 Bilden visar 100km radius från Preems befintliga anläggning och är framtagen med calcmaps.com verktyg.

Den restprodukt som lättast kan transporteras är syrgas, vilket leder till att flesta av de identifierade symbiosmöjligheterna som finns relaterar till användning av syrgas.

Smögenlax och Swedish Algae Factory i Sotenäs kan vara intressanta aktörer att ta emot syrgas, och har relativt nära till Lysekil, där flytande syrgas borde vara mest intressant. Syrgas kan även användas inom massaindustrin där det finns flertal företag som kan vara i behov av syrgas, bland annat RexCell Tissue & Airlaid och Ahlströms Billingsfors Bruk i Bengtsfors, Arctic Paper Munkedal och Essity Hygiene and Health i Lilla Edet¹²¹. I pappers- och massa industrin används syrgas bland annat för blekning. Nackdelen är att pappers- och massa industrier brukar ha så stora behov av syrgas att det kan vara lönsamt

¹²¹ Linde-gas, Massa och papper. [Hämtad 24-05-10]: https://www.linde-gas.se/sv/industries_ren/pulp_paper/index.html

för dem att ha syrgasproduktion på plats, därför vore det bäst för Preem om ett pappersbruk skulle vara tillräckligt nära för att kunna leda syrgasen dit via rör.

Syrgas används även inom läkemedelsindustrin, både för tillverkning av läkemedel och direkt för patienter. Med hänsyn till Västra Götalands stora befolkning kan det vara intressant att använda det inom den lokala vården och inom Astra Zenecas läkemedelsutveckling i Mölndal Göteborg¹²². Där finns det dock ett problem med priset, att trycksatt och förvätskad syrgas kan vara för dyrt i produktion från en vätgasanläggning för att det ska bli lönsamt.

I workshopen påpekades också att syrgas kan används för att förbättra förbränningsprocesser och bidra med ökad kapacitet, det ger bättre möjligheter till koldioxidinfångning (tack vare högre CO₂ koncentration vid inblandning med luft då syrgasen inte bär med sig kvävgas) och minskad bränsleförbrukning (mindre värmeförluster med rökgaserna). Med hänsyn till att det finns ett flertal förbränningsanläggningar inom Västra Götalandsregionen finns det potential att använda syrgasen lokalt även där¹²³. Det vore dock bäst att använda det i processer med högre förbränningstemperaturer, eftersom syrgasen har bäst möjlighet till minskade avgasförluster i processer med höga avgastemperaturer, vilket det finns flera av i ett raffinaderi.

Många förgasningsprocesser kräver syrgas, vilket kan vara intressant för kemiindustrin i Västra Götaland, främst Borealis i Stenungssund. I dagsläget finns det inte ett stort behov av syrgas för förgasningsprocesser i Stenungssund. Men utifrån ett symbiosperspektiv och den relativa geografiska närheten är det intressant att utforska vilka framtida möjligheter det finns i Stenungssund för att nyttja de stora volymer syrgas som kan komma att uppstå i Lysekil.

4.5 Övriga resurser, ekonomiska och juridiskt relevanta frågor.

Utöver värme, syrgas och vatten bör även koldioxid beaktas som en möjlig resurs. I scenario 2 och 3 antas all koldioxid som fångas in från ångreformeringsanläggningen användas för elektrobränsleproduktion men för scenario 1 bedöms det finnas en möjlighet att använda denna koldioxid som en möjlig resurs för andra aktörer. Koldioxid är en viktig insatsvara för växthus för ökad skörd, det är därför intressant med både värme och koldioxid för drift av växthus i symbios med vätgasanläggningen. En överslagsräkning baserad på behovet av tillförsel av koldioxid till tomatodlingar enligt Lantz et.al¹²⁴ ger att

¹²² Karolinska Institutet, Syrgasbehandling (Oxygenbehandling). [Hämtad 240208]. Lennström, Ingela och Bergqvist, Monica.

¹²³ Länsstyrelsen Västra Götaland. Befintliga medelstora förbränningsanläggningar i Västra Götalands län. [Hämtad 24-05-10]: <https://www.lansstyrelsen.se/vastra-gotaland/miljo-och-vatten/miljofarlig-verksamhet/tillsyn-av-miljofarlig-verksamhet/>.

¹²⁴ Lantz, M., Larsson, G., & Hansson, T. (2006). *Förutsättningar för förnybar energi i svensk växthusodling*. (Report No. 57). Environmental and Energy Systems Studies, Lund university.

växthuset i Frövi (10 ha) har ett behov av 3000 ton koldioxid per år. Det motsvarar endast 0,5% av koldioxiden som uppstår enligt scenario 1. Baserat på att det inte finns några större CCS/CCU-anläggningar i drift än så länge i drift i Sverige (bortom pilot/demonstrationsskalan) är det svårt att avgöra hur den koldioxid som fångas in kan komma att användas och om detta blir fördelat på enskilda användare eller uppdelat på flera. Det är hur som helst inte så troligt att ett växthus kan fungera som en enskild mottagare för större förbränningsprocesser med koldioxidinfångning utan det krävs ytterligare mottagare.

Koldioxid är också även en resurs som Preem kommer behöva i sin elektrobränsleproduktion. Enligt scenario 3 i Tabell 4-1 ovan kommer Preem att behöva tillföra koldioxid till sin verksamhet, då koldioxiden som uppstår på plats inte skulle räcka till. Av det skälet skulle det vara intressant att koppla samman Preem Lysekil med verksamheter som har överskott på koldioxid, framför allt biogen sådan, exempelvis pappers- och massa.

En annan råvara som Preem kommer att behöva i stora mängder är bioråvara för produktion av biobränsle. Det skulle därför kunna vara intressant från Preems sida att aktörer som har bioråvara som restprodukt etablerar sig i deras närområde för att kunna nyttja dessa restprodukter, där akvakultur och odlingar kan vara av intresse.

Vidare är yta och infrastruktur begränsade resurser och måste nyttjas på så effektivt sätt som möjligt. Det kommer att kräva en stor markyta för de planerade anläggningarna för Preems utbyggnad där bland annat elektrolysör och infrastruktur för el/rörledningar kommer att vara väsentliga. Verksamheter som växthus och landbaserade vattenbruk tar också stor yta i anspråk och det behöver utredas vidare vilken yta som kan komma att finnas tillgänglig för symbiosetablering. Det är dock fördelaktigt att inkludera symbiosmöjligheter i tidig planering då det kan förenkla utredningar och tillståndsansökningar, som kan göras gemensamt snarare än drivas separat. Samordning i planering och utförande skapar också möjligheter till minskade kostnader för etablering av ny infrastruktur för distribution av värme, syrgas, el och fiber, då exempelvis grävarbeten utförs för att dra flertalet olika rörledningar.

En viktig fråga i samband med samarbetsprojekt av detta slag inkluderar hur affärsupplägg ska se ut där det finns gemensamt behov av infrastruktur, exempelvis rördragning för värmedistribution. Generellt investerar Preem själva i det som finns på deras anläggning och ansvarar för underhåll av denna. Bedömningen är att detta även gäller en framtida värmeleverans från elektrobränsleproduktionen. Frågan återstår dock om vem som kommer att betala för infrastrukturen mellan aktörerna som arbetar i symbios med varandra. Där kommer industrierna behöva hitta en lösning som alla involverade kommer att vara nöjda med.

För att optimera användning av material- och energiströmmar från Preems anläggning i Lysekil finns betydande fördelar att placera mottagaren av dessa så nära anläggningen som möjligt. Detta begränsas dock av flertalet olika naturskyddslagor som exempelvis strandskyddet som generellt begränsar möjligheterna till nya anläggningar nära kusten. Området runt Preems raffinaderi är dock undantagit från strandskyddet, vilket underlättar för etablering av nya aktörer inom det undantagna området. För att få etablera nya industrier eller anläggningar måste relevanta tillstånd införskaffas och erfarenheter visar att tillståndprocessen kan vara tidskrävande. Exempelvis Smögen Lax i Lysekil har väntat i flera år på att få de tillstånd som krävs för dem att få etablera sin verksamhet.

Miljötilståndet kommer bland annat lägga krav på vattenkvalitet till recipient vilket kommer påverkas av vilka industrier som etableras i symbios med vätgasanläggningen och vilka möjligheter de har till att ta vara på de olika vattenströmmarna som uppstår. Med hänsyn till de stora mängder vatten som krävs för de planerade etableringarna är det även viktigt med prövning av vattenförsörjning, speciellt med hänsyn till att området har identifierats med stor risk för vattenbrist ^{125,126}.

I samtal med andra aktörer som etablerat symbioser i sina verksamheter, eller planerar att göra det, framstår det att det kan vara svårt att skapa en tydlig tidsaxel för utvecklingen av deras verksamhet och framför allt sett till symbiosen i sin helhet. Tillståndprocessen har stor påverkan på tidsplanen, då det ofta är oklart hur lång processen kommer att vara och myndigheterna kan vara långsamma i sina svar. De olika verksamheterna inom symbiosen måste äga sina egna processer och tillståndsansökningar, vilket kan leda till problem om resurserna som verksamheterna kräver för sin drift inte kan levereras i tid. Andra avgörande aktiviteter är planarbete, projektering, byggnation och driftsättning, där tiderna kommer att se helt olika ut beroende på lokala förutsättningar samt typer och omfattning av verksamheten. Symbiosutvecklingen gynnas av ett nära samarbete mellan industri och kommun. En utmaning med att koppla ihop en aktör som Preem med en annan aktör är att dessa kan ha väldigt olika avskrivningstider för investeringar, vilket gör att det kan finnas olika syn på hur lång tid som kan passera innan affären ska bli lönsam eller färdigställd. Det är viktigt att tänka på att industriell symbios är en affärsmodell byggt på samverkan med ett långsiktigt perspektiv, där parterna har stort förtroende för varandra och gemensamt fördelar både nyttor och risker med affären.

¹²⁵ Boverket. Prövning av vattenförsörjning. (230414). [Hämtad 24-05-10]: https://www.boverket.se/sv/PBL-kunskapsbanken/lov--byggande/provning_lov_fb/utanfor_dp_ob/lokaliseringsprovning/vattenforsorjning/

¹²⁶ Livsmedelsverket. Vattenbrist. (231107). [Hämtad 24-05-10]: <https://www.livsmedelsverket.se/livsmedel-och-innehall/dricksvatten/egen-brunn2/vattenbrist>

5 Jämförelse med andra vätgasnoder och industriella symbiosprojekt

I skrivande stund finns ett flertal vätgasprojekt under utveckling i Sverige, i Norden och i resten av världen. Sweco presenterade nyligen en överblick över planerade vätgasprojekt¹²⁷ och CIT Renergy genomför för tillfället en kartläggning av nordiska vätgasprojekt¹²⁸ i samarbete med ett flertal nordiska samarbetspartners. Dessa projekt ger en god bild över andra vätgasnoder.

I jämförelsen med andra potentiella vätgasnoder som exempelvis Stenungsundsklustret och Göteborgsområdet så finns det en tydlig gemensam nämnare att det finns stora utmaningar kopplat till elektrifieringen av dessa industriprocesser där mängden el som krävs är väldigt stor i relation till de anslutningar som finns och även den anslutningskapacitet som kan tillkomma på kort och medellång sikt. Flertalet av dessa satsningar ser ut att basera sin framtida produktion på användning av förnybar el som genereras lokalt eller via utbyggt transmissionsnät. Baserat på det projekt som är i uppstartsfas i Stenungsund inom ramen för klimatledande processindustri (om det blir finansierat) kring vätgasproduktion med SOEC-elektrolysör¹²⁹ finns även möjligheter till utbyte av erfarenheter.

Då basen för elektrifieringen de närmaste 10 åren väntas vara variabel elproduktion (baserad på sol- och vindkraft) väntas det finnas behov att tillföra flexibilitet antingen på användarsidan eller genom investeringar i energilager. För processer som kan köras mer flexibelt bör finnas än bättre möjligheter att kunna hålla nere storleken på vätgaslager som exempel för de aktörer som använder vätgas i sina industrier. En utmaning för andra vätgasnoder där vätgasen används mer flexibelt kopplar bland annat till den infrastruktur som behöver tas fram (exempelvis pipelines för distribution av vätgasen) där kostnadsbildningen tydligt gynnas av storskalighet och kontinuerligt hög utnyttjandegrad. En skillnad med denna vätgasnod och andra möjliga noder längs västkusten är att storleken på vätgasproduktionen, användningen och lagret är väldigt stort (och Preem kan ensamt nå denna storskalighet) vilket i Preems fall utgör en kostnadsfördel tack vare skalfördelarna.

I det projekt som RISE genomfört kopplat till regional samverkan kring vätgas på västkusten¹³⁰ framkommer att just vätgaslagring är en av de mest frekvent förekommande frågeställningarna att samverka kring bland de aktörer som var inblandade i det projektet. Detta visar på att det finns ett tydligt intresse för att utvärdera vätgaslager på fler platser och för olika syften bland dessa aktörer. Exempel på frågeställningar som presenteras i den studien inkluderar behov av lager, hur många lager som bör etableras och vilken

¹²⁷ Sweco (2024). Kartläggning av nuläget och framtiden avseende tillförsel, omvandling och användning av vätgas

¹²⁸ Nordic Energy Research. New report to Map Nordic Hydrogen valleys. [Hämtad 2024-05-02]: <https://www.nordicenergy.org/article/new-report-to-map-nordic-hydrogen-valleys/>

¹²⁹ Klimatledande Processindustri. Förstudie om möjlig pilotanläggning för högttemperaturelektrolys (SOEC) i Stenungsund [Hämtad 2024-05-30] <https://klimatledande.lindholmen.se/sv/projekt/forstudie-om-mojlig-pilotanlaggning-hogtemperaturelektrolys-soec-i-stenungsund>

¹³⁰ Edvall, M., Eriksson, L., Skärhem, S. Handlingsplan – Regional samverkan kring vätgas. 2023. ISBN 978-91-89896-15-4

lagringskapacitet ett regionalt vätgasnät skulle kunna få för att nämna några exempel. En tydlig input från detta projekt är hur som helst att fokus bör än så länge vara på möjligheten att etablera nya berggrum som kan dedikeras för vätgaslager snarare än att försöka utnyttja befintliga berggrum. Med det sagt finns en möjlig fördel om det redan finns god kunskap om berggrundens egenskaper och även om det finns byggda tunnlar som eventuellt skulle kunna nyttjas som transportväg till/från ett nytt berggrum för vätgaslagring. På västkusten finns framför allt erfarenhet från lagring av olja i berggrum och även exempel på andra studier där lagring av koldioxid i berggrum utvärderats (intern förstudie av Preem) respektive lagring av metanol/etanol i berggrum i Stenungsund (intern förstudie av Borealis). Vad gäller möjligheter att etablera ett eventuellt berggrumslager för vätgas med LRC-tekniker på platser som exempelvis Göteborgs hamn eller i Stenungsundsområdet bör det sägas att berggrunden generellt bör vara av snarlik kvalitet eller bättre på dessa platser i relation till Lysekil (se exempelvis kartläggningen av Engvik et al.⁷¹). Detta grundar sig på att bergmassan (huvudsakligen ”medium-to high grade gneiss”-komplex) bildats tidigare. En annan viktig fråga när dessa platser utvärderas bör snarare vara kopplade till möjligheter att faktiska gräva ut nya berggrum och baserat på muntliga diskussioner med aktörer kopplade till Göteborgs hamn bedöms möjligheterna att etablera nya berggrum för vätgaslagring vara ytterst begränsade. Hur dessa möjligheter ser ut i andra områden som exempelvis i Stenungsund utvärderas inte inom ramen för detta projekt.

En stor skillnad i detta fall vid en jämförelse med denna vätgasnod med andra potentiella noder i en svensk kontext är att det finns mindre möjlig flexibilitet i användningen av vätgasen i raffinaderiet. Utnyttjandegraden för ett raffinaderi är väldigt hög och har inte samma möjlighet till flexibel användning av vätgasen som andra processer (exempelvis framtida ståltillverkning inom ramen för HYBRIT) eller Ovakos ståluppvärmningsprocess. I Ovakos fall finns det exempelvis möjlighet till både att stänga ner anläggningen och att gå över på gasol som finns tillgängligt på anläggningen vilket då ger en väldigt stor flexibilitet. För DRI-processen som HYBRIT är baserad på så finns en betydande flexibilitet (ungefär 70% last bör vara möjligt men mycket lägre än så borde inte vara möjligt). Det är mer oklart hur flexibel en elektrobränsleanläggning kan vara som i de scenarion som presenteras i detta projekt utöver de siffror som nämndes tidigare för e-metanolproduktion där Concawe indikerade att 70-80% kan vara möjligt som minlast för dessa produktionsanläggningar.

Vad gäller möjlig dimensionering av vätgaslager på andra platser på västkusten eller i Sverige så bör det sägas att lagret generellt kan dimensioneras mindre om:

- Elproduktionen baseras på havsbaserad vindkraft snarare än landbaserad (havsbaserad vindkraft kan antas ha högre kapacitetsfaktor)
- Elen som används som input till vätgasproduktionen produceras från flera olika anslutningspunkter i form av vindkraftsparker exempelvis (ökar chansen att effektbortfallet inte sammanfaller i tid på flera platser)
- Elen som används som input till vätgasproduktionen även inkluderar el från solceller vilket bör minska risken för perioder med dålig elproduktion då dessa produktionsslag kan komplettera varandra till viss del tack vare att soligt väder kan sammanfalla med perioder med dålig vind.

För de kommunicerade anläggningarna för elektrobränslen planerade av Liquid Wind, European Energy och St1 exempelvis finns hittills inga kommunicerade planer kring

vätgaslagring. Det återstår att se om detta kan tillkomma framöver. Intressant att nämna kopplat till energilager är dock det koldioxidbatteri som utvärderas i en ny förstudie för Flagship ONE-projektet i Örnsköldsvik¹³¹. Detta batteri baseras på ett slutet system där koldioxid lagras i gasform i en dom och komprimeras av el till flytande form. El kan sedan plockas ut från lagret genom att expandera flytande koldioxid genom en turbin. Tanken är att denna testbädd ska lagra 200 MWh el och byggnationen planeras inledas under 2024. Detta kan därmed ses som ett alternativt sätt att hantera fluktuerande elproduktion från vindkraft exempelvis.

En viktig aspekt för att jämföra möjliga vätgasnoder och nyttan av ett vätgaslager är även i vilket elområde dessa är belägna. Det är uppenbart att eventuella prisskillnader i medeltal (bland annat SvK förutser mindre skillnader i sin långtidsprognos⁸¹) samt hur variationen för dessa ser ut över tid har en påverkan på besparingen som kan nås med ett vätgaslager. Energiforsk presenterar i syntesrapporten ”Vätgas för ett balanserat elsystem”⁸¹ en figur med varierande återbetalningstider baserat på veckoprisskillnader där det går att se vissa skillnader mellan olika elområden i återbetalningstiden. Det bör sägas att var landets tillkommande vätgasproduktion placeras kan få stor betydelse. Ett scenario där vätgasproduktion lokaliseras nära förutsedd framtida vätgasefterfrågan visar på att dagens elpriskarta (med lägre priser i norra delen med SE1) kan vändas upp och ner⁸². Därmed är det svårt att säga var prisbilden hamnar i SE3 i relation till de andra områdena. Analysen Energiforsk gör är hur som helst att elpriserna tros minska till viss del även med ökande efterfrågan vilket kan kopplas till bättre möjligheter att nyttja elöverföringen mellan elområdena bland annat.

I ett europeiskt perspektiv är det intressant att nämna Unipers projekt Energy Hub i Wilhelmshaven som väntas fungera som en vätgashub med storskalig vätgasproduktionskapacitet motsvarande 300 000 ton vätgas per år. Vätgasen planeras där produceras från elektrolys av havsvindkraftsproducerad el och genom krackning av ammoniak. Detta projekt inkluderar sedan distribution av vätgas via pipeline och ett mellanlager i form av saltgrottor där storskalig vätgaslagring (0,7 TWh) kan användas^{132,133}. Dimensionen på det planerade vätgaslagret är klart större än det behov av vätgaslager som uppskattas vid Preem Lysekil. Uppskattningen är att vätgashubben ska kunna försörja 40-61% av Tysklands vätgasbehov 2031.

¹³¹ Ny Teknik. *Vindjätten Ørsted satsar på italienskt CO2-batteri* [Hämtad 2024-01-10] <https://www.nyteknik.se/nyheter/vindjatten-orsted-satsar-pa-italienskt-co2-batteri/257477>

¹³² Uniper Energy. *Energy transformation Hub Northwest* [Hämtad 2024-03-04] <https://www.uniper.energy/solutions/energy-transformation-hubs/energy-transformation-hub-northwest/green-wilhelmshaven>

¹³³ Energy Hub Wilhelmshaven. [Hämtad 2024-03-04] <https://www.energyhub-wilhelmshaven.de/en>

6 Rekommendationer för framtida arbete

Baserat på resultaten från denna förstudie föreslås följande kompletterande utvärderingar:

- Genomförande av förstudie som utvärderar ekonomisk potential för etablering av vätgaslager. Modellen bör inkludera möjlig prissäkring med PPA avtal, förväntat elpris, elprisvariationer, mer detaljerad dimensionering av komponenter i form av elektrolysör (och överkapacitet av denna i förhållande till elektrobränsleproduktionen), vätgaslager och vindkraftspark. Vindkraftsproduktionsprofil och produktionsprofilen för elektrolysören bör studeras mer i detalj liksom påverkan som framtida anläggning kan ha på elpriset. För att kunna göra en mer detaljerad analys bör ungefärliga kostnadsuppskattningar tas fram baserat på input från möjliga leverantörer.
- Utvärdering av möjligheter att ersätta/komplettera ett vätgaslager under jord med ett vätgaslager ovan jord alternativt ett batterilager. Detta kan bland annat användas för att hantera de tillfällen (förmodat få sådana på en årsbasis) när elektrolysörproduktionen är väldigt låg och tömningshastigheten för LRC-lagret riskerar att inte räcka till för att täcka behovet för elektrobränsleanläggningen. Det bör påpekas att batterilager inkluderas inom det exjobb som nämnts i denna förstudie och i det arbetet drogs slutsatsen att nyttan med lagret var begränsat. Batterier kan cyklas betydligt snabbare än ett bergrumslager men det är tydligt de möjliga fördelarna med detta är väldigt små. En möjlig förklaring till detta kan vara att Preem antas köpa in elen via PPA-avtal. En annan förklaring kan vara att begränsningen i injektion/tömning av vätgas från bergrumslagret inte leder till särskilt stora missade möjligheter att fylla på mer vätgas/tömna mer vätgas ur lagret. Möjligheten att lagra in energi snabbare än med LRC-tekniken via vätgaslager/batterilager bör hur som helst vara en del av den framtida utvärderingen. Det bör även påpekas att det kan finnas möjligheter att nyttja batterier för andra tjänster som exempelvis Svenska Kraftnäts stödtjänstmarknad. Ovan punkter visar på den komplexitet som ett framtida raffinaderi står inför vad gäller att värdera dessa möjliga produkter som anläggningen kan erbjuda i framtiden.
- Analys av möjlig elektrobränsleproduktionsanläggning med avseende på dimensionering och kostnader. Detta bör även inkludera en utvärdering av möjligheten till flexibel produktion (drift vid lägre produktionskapacitet) och möjlighet att mellanlagra exempelvis metanol som är ett möjligt elektrobränsle.
- Utvärdering av vattenbehoven och vatteninfrastrukturen för möjlig framtida anläggning och behov kopplat till elektrobränsleproduktion mm. Baserat på det arbete som gjorts inom ramen för industriell symbios-kartläggningen är det tydligt att just vattenaspekten kan vara särskilt motiverad att titta närmare på för att få till en smart lösning för systemet som helhet.
- Utvärdering av specifik plats för bergrumslager (ta borrprover, definiera egenskaper för stenmassan, definiera möjligt djup och uppskatta maxtryck). Detta påverkar kostnadsbilden för vätgaslagring i bergrum (inkl. hur mycket stålbeklädnad som krävs med mera) och hur stor volym som krävs.

- Sammanställ legala förutsättningar för etablering av bergrumslager på siten.
- Utvärdera val av material för tätskikt framför allt (om möjligt dela erfarenheter med HYBRIT). Detta inkluderar även testning av respons från deformationsupptag, effekter som uppstår vid tömning/fyllning av vätgaslagret.
- Etablera kontakt med ansvariga för LRC-lagret i Skallen (Swedegas) för att möjliggöra möjligt kunskapsutbyte kring vätgaslagring med LRC-tekniken.
- Sammanställa legala förutsättningar för etablering av andra industrier på siten eller i anslutning till denna.
- Utvärdera vilka möjligheter det finns för att etablera rörledningar från vätgasanläggningen till storskaliga användare av syrgas, där kemiindustrin och pappers- och massa industrin kan vara intressanta aktörer.
- Utvärdering av vilka företag kan tänka sig etablera en verksamhet på området baserat på de restflöden och de mängder som uppstår från Preems verksamhet.
- Utföra en ny utredning angående möjligheterna för att bygga ut fjärrvärmenätet för att kunna nyttja de mängder spillvärme som uppstår. Förutsättningarna kommer ha ändrats sedan senaste utredning, med hänsyn till det stora mängder överskottsvärme som kan uppstå vid framtida vätgasproduktion, liksom framtida energipriser.

7 Tillkännagivande

Detta projekt har finansierats av Klimatledande processindustri. Rapportförfattarna vill rikta ett stort tack till samtliga aktörer som varit delaktiga i denna studie vilket inkluderar följande organisationer:

- CIT Renergy (dotterbolag till Chalmers Industriteknik)
- Chalmers Industriteknik
- Preem
- Linde Gas
- Leva i Lysekil
- Lysekils kommun

Om CIT Renergy

CIT Renergy AB är ett helägt dotterbolag till Stiftelsen Chalmers Industriteknik. Bolaget bildades vid årsskiftet 2022/2023 genom en sammanslagning av CIT Energy Management och CIT Industriell Energi AB.

Vår unika kompetens består av att kombinera detaljerad teknisk kunskap med ett övergripande energisystemperspektiv. Vi är specialiserade på analyser och utredningar av energisystem och energitekniker samt energieffektivisering. Vi har lång erfarenhet av att arbeta med den energiintensiva industrin såväl som med bebyggelsens energibehov. Vi har också stor vana vid att arbeta med uppdrag från olika myndigheter samt offentligfinansierade projekt. En stor andel av våra medarbetare har disputerat. Vi är certifierade enligt ISO 9001 för kvalitet och ISO 14001 för miljö