

Energimyndighetens titel på projektet – svenska Större tankar - Det samhällsekonomiskt lönsamma i att subventionera vätgastankstationers infrastruktur	
Energimyndighetens titel på projektet – engelska Sizing up Hydrogen Storage - Quantifying the value of subsidizing hydrogen gas station infrastructure	
Universitet/högskola/företag RISE Research Institutes of Sweden	Avdelning/institution Renewable Energy
Adress Box 857	
Namn på projektledare Anna Tibbelin (RISE, Elektrifiering och pålitlighet)	
Namn på ev. övriga projektdeltagare Jenny Lindborg, RISE; Ellinor Forsström, RISE; Stefan Ivarsson, RISE; Camille Hamon, RISE; Theresa Falkendal, Nilsson Energy; Hans-Olof Nilsson, Nilsson Energy	
Nyckelord: 5–7 st. Vätgas, tankstation, energilagringsskapacitet, transmissionsnät, handelskapacitet, subventionering	

Förord

Det här projektet har genomförts av RISE – Research Institutes of Sweden, i samarbete med Nilsson Energy. I projektgruppen har Jenny Lindborg, Ellinor Forsström och projektledare Anna Tibbelin (RISE) samt Theresa Falkendal och Hans-Olof Nilsson (Nilsson Energy) arbetat. Camille Hamon och Stefan Ivarsson (RISE) har granskat delar av rapporten.

Vi vill rikta ett särskilt tack till Göran Ericsson, R&D Manager Svenska kraftnät, för en mycket god dialog.

Projektet har finansierats av Energimyndigheten, och med in-kind bidrag från Nilsson Energy.

Resultatet har delgetts intressenter på ett webinarium den 20 december 2021.

Innehållsförteckning

Beteckningar	3
Sammanfattning	4
Summary	6
1. Inledning och bakgrund	8
1.1. Syfte & Mål	10
1.2. Avgränsningar och antaganden	10
2. Genomförande – nätsimuleringar	12
2.1 Framtidsscenario	12
2.2 Scenario Elektrifiering förnybart	13
2.3 Potentiella nätnyttor från vätgastankstationer	13
2.3.1 Frekvensreglering via vätgastlager infrastruktur	14
2.3.2 Vätgas som reservkraft	15
2.3.3 Balansering av reaktiv effekt	16
2.4 Handelsflöde	16
2.5 Initiala handelskapacitet	20
2.6 Tankstationer	20
2.7 Simuleringsmetodik - Systembeskrivning	22
2.7.1 Standardsystem	22
2.7.2 System med solcellsanläggning och batteri	24
2.7.3 Dimensionering och indata	24
2.8 Solelproduktion	26
2.9 Transportbehov	26
2.10 Kostnad vätgas	26
3. Resultat	30
3.1 Vilken roll spelar storleken på lager?	34
3.2 Ekonomiskt värde av undersökt nätnytta	34
4. Diskussion och slutsatser	44
4.1 Diskussion	44
4.2 Slutsatser	51
5. Vidare studier	53
8. Referenser, källor	55
9. Bilagor	57

Beteckningar

2045 EF	Hänvisar till scenario ”Elektrifiering förnybart” år 2045, från Svenska kraftnät Långsiktig Marknadsanalys 2021.
EO	Elområden
Elområdesgräns	En specifik handelsgräns i ett elområde
FC	Bränslecell
Handelsflöde	Det aktuella energiflödet vid en elområdesgräns vid en given tidpunkt (MWh/h)
LMA	Långsiktig Marknadsanalys
Nätnytta	Har definierats i denna studie som förmågan att minska effekttoppar i importflödet på transmissions nätsnivå mellan elområden eller länder.
PEMFC	Protonledandemembranbränsleceller
SvK	Svenska kraftnät
Syst	Systemgräns

Sammanfattning

Det svenska elsystemet står inför en rad utmaningar. En ökande andel intermittent energi ställer ökade krav på balansering i våra nät, dessutom pågår en samhällsomfattande elektrifiering samtidigt som nyetablerade industrier ställer höga krav på tillgängligheten av effekt. Parallellt pågår ett omfattande arbete att minska Sveriges utsläpp av växthusgaser. Vätgas väntas anta en nyckelroll; främst inom industrin men även inom transportsektorn. Etableringen av en storskalig användning av vätgas öppnar samtidigt upp för att skapa energinyttor i andra delar av samhället, inte minst vad det gäller att stötta upp elnäten genom att erbjuda energilagringsskapacitet och flexibilitet.

I denna studie har ett framtidsscenario (år 2045) utretts. Det bygger på data från Svenska kraftnät samt på två hypotetiska utvecklingstrender;

1. Vätgas har antagit en dominerande roll inom elektrifieringen av transportsektorn. Vätgastankstationer är lika vanligt förekommande som dagens bränslestationer för vägbundna fordon.
2. Nämnda vätgastankstationer skalar upp vätgaslagringsskapaciteten för att parallellt med att tillgodose transportbehovet även skapa nätnytta på transmissionsnätets nivå och därigenom minska behovet av investeringar i nätförstärkningar.

Studiens syfte har varit att utreda den tekniska potentialen för ovanstående framtidsscenario, samt att undersöka hur en sådan utveckling av tankstationernas verksamhet skulle kunna komma att påverka priset på vätgas som bränsle. Dessutom har det i studien utretts om den ekonomiska besparing som de uteblivna nätförstärkningarna medför hade varit tillräckliga för att skapa politiska styrmedel i form av ett investeringsstöd riktat till ägare av tankstationerna för att täcka installationskostnaden för de utökade lagren.

De nättekniska analyserna har i studien begränsats till att utreda vätgasens potentiella nätnytta vid handelsgränser på stamnätets nivå mellan elområden i Sverige samt vid förbindelser till våra grannländer. Studien har också begränsats till att enbart undersöka nätnytta vid de handelsgränser som har ett förväntat behov av nätförstärkningar i framtiden.

Resultat av studien visar:

- Utökade lager vid vätgastankstationer kan skapa ett visst stöd till transmissionsnätet där handelsflödet når gränsen för den maximala handelskapaciteten. Förutsättningen är att det enbart inträffar stundtals och vid tidpunkter utspridda över året. Den totala nätnytta är således väldigt begränsad. Ett fåtal undantag för detta har noterats där nätnytta blir mer betydande. I dessa fall krävs dock en betydligt större bränslecellskapacitet vid de tänkta tankstationerna än vad som kan tänkas vara standard för en vätgastankstation för att kunna tillhandahålla tillräcklig effekt i nätet.
- Den utökade lagringsskapaciteten vid tankstationerna har stor påverkan på vätgaspriset. Två parametrar som är av stor betydelse för detta är elpris och

CAPEX (investeringskostnad). Ett investeringsstöd på minst 50% behövs för att priset på vätgas ska bli lägre för en tankstation med ett lager på 4 000 kg (utökat lager, även inkluderande en bränslecell på 300 kW), jämfört med ett lager på 100 kg (standard-lager).

- Det råder begränsade förutsättningarna för ett betydande investeringsstöd för vätgastankstationer enbart baserat på den nätnytta som vätgastankstationer kan generera på transmissionsnättnivå. Två faktorer som visats ha stor betydelse för resultatet är valet av styrstrategi för hur lagerkapaciteten ska kunna nyttjas av näten samt tillgänglig bränslecellskapacitet vid tankstationerna.
- Mer omfattande stödsystem blir möjliga först när fler ”vätgas-nyttor” vägs in. Det sakas dock idag kunskap om hur ett sådant stöd skulle utformas.

Utöver ovanstående resultat genomförs en inventering av andra ”nyttor” som tankstationerna skulle kunna bidra med, både mot nätet men andra energimarknader. Sammanfattningsvis kan det konstateras att decentraliserade vätgastankstationer utgör ett intressant inslag i den framtida energimarknaden med flera potentiella användningsområden. Det råder också goda möjligheter för att bygga mer komplexa affärsmodeller/ekonomiska styrmedel då fler nyttor tas i beaktande. Av studien framgår det tydligt att även om nyttan av tankstationernas lager är begränsad på stamnättnivå är möjligheterna betydligt större på lägre nät nivåer. I dessa sammanhang är det mer troligt att vätgasen kan komma att ta en mer betydande roll.

Summary

The Swedish electricity system faces several challenges. An increasing share of intermittent energy places increasing demands on balancing in our grids when at the same time as a universal electrification is underway and newly established industries place high demands on the availability of power. At the same time, extensive work is underway to reduce Sweden's greenhouse gas emissions, where hydrogen is expected to play a key role, mainly in industry but also in the transport sector. At the same time the establishment of using hydrogen on a large-scale opens to create energy benefits in other parts of society, not least in terms of supporting the electricity grids by offering energy storage capacity and flexibility.

In this study, a future scenario (year 2045) has been investigated, which is based data from Svenska kraftnät (transmission system operator) as well as on two hypothetical development trends;

1. Hydrogen has assumed a dominant role in the electrification of the transport sector and hydrogen filling stations are as common as today's fuel stations for road vehicles.
2. These hydrogen filling stations scale up their storage capacity to, in parallel with meeting the transport needs, also create network benefits at transmission network level and reduce the need for investment in network reinforcements.

The purpose of the study was to investigate the technical potential of the above and to investigate how such a development of the filling stations' operations could affect the price of hydrogen as a fuel. In addition, the study has investigated whether the financial savings caused by the lack of network improvements needed would have been sufficient to create political instruments in the form of investment support directed at the owners of the filling stations to cover the installation cost of the increased inventories.

In the study, the network technical analyses have been limited to investigating the potential network utility of hydrogen at trade borders at the grid network level between electricity areas in Sweden and at connections to our neighbouring countries. The study has also been limited to examining network benefits only at those trade borders if there is an expected need for network improvements in the future.

Results of the study show:

- Increased stocks at hydrogen filling stations can create some support for the transmission network where the trade flow reaches the limit of the maximum transmission capacity. However, the prerequisite is if this only happens occasionally and at times spread over the year. The total network benefit is thus very limited. A few exceptions to this have been noted where the network benefit becomes more significant. In these cases, however, a significantly larger fuel cell capacity is required at the intended filling

stations than can be thought to be standard for a hydrogen filling station to be able to provide sufficient power in the network.

- The increased storage capacity at the filling stations has a major impact on the price of hydrogen. Two parameters that are of great importance for this are the price of electricity and CAPEX (cost of investment). An investment support of at least 50% is needed to lower the price of hydrogen for a filling station with a stock of 4,000 kg H₂ (increased storage), compared to a stock of 100 kg H₂ (standard storage).
- There are limited conditions for creating significant investment support for hydrogen filling stations based solely on what network-based filling stations can create at transmission network level. Two factors that have been shown to be of great importance for the result are the choice of operation strategy for how the storage capacity can be used by the networks and the available fuel cell capacity at the filling stations.
- More comprehensive support systems will only be possible when more "hydrogen benefits" are weighed in. However, there is currently a lack of knowledge about how such support should be designed.

In addition to the above results, an inventory is made of other "benefits" that the filling stations could contribute, both regarding grid services and to other energy markets. In summary, it can be stated that decentralized hydrogen filling stations constitute an interesting element in the future energy market with several potential areas of use. There are also good opportunities for building more complex business models / economic instruments as more benefits are considered. The study clearly shows that even if the usefulness of the fuel stations' stocks are limited at the main grid level, the possibilities are significantly greater at lower grid levels. In these contexts, it is more likely that hydrogen may play a significant role.

1. Inledning och bakgrund

Sverige står inför flera nya utmaningar gällande elförsörjningen i landet. Inte bara väntas efterfrågan på effekt öka till följd av en allt högre grad av elektrifiering samt etablering av elintensiva industrier. Den ökande andelen intermittent energi ställer också krav på nätet gällande balansering av produktion och efterfrågan i elsystemet.

En möjlig lösning för att hantera denna utveckling är att i större utsträckning introducera lagringskapacitet i nätet. Dock förhindrar rådande lagstiftning att nätägare själva håller energilager på grund av de konkurrensfördelar detta skulle kunna medföra. Detta innebär att nätägare måste vända sig till externa aktörer som kan tillhandahålla energilagringstjänsten vilket öppnar upp för en helt ny flexibilitetsmarknad. Aktörer som av andra anledningar innehar energilager får på så vis möjlighet att skapa nya affärsmodeller genom att även erbjuda lagringskapacitet till nätet.

För att exemplifiera: ett alternativ som har diskuterats de senaste åren är möjligheten att nyttja batterierna i elbilar. Det vill säga att en elbilsägare upplåter sitt batteri till att även stötta nätet vid tidpunkter då bilen står still och laddar. I ”Långsiktig Marknadsanalys 2018” uppskattar Svenska kraftnät att elbilarnas energibehov är cirka 9 TWh per år i ett scenario där 60% av alla bilar i Sverige drivs av el. Detta ger även en bild av den potentiella lagringskapacitet som bilarna utgör. Dock finns en del hinder för att denna teknislösning skulle kunna implementeras i större skala. Inte minst begränsas möjligheten för uppkopplade batterifordon av det faktum att upprepade urladdningscykler förkortar batteriernas livslängd. Något som skulle kunna minska fordonsägarens vilja att upplåta batteriet till andra ändamål än det egna fordonets behov.

Ett annat sätt att bidra till att lösa utmaningarna gällande lagerhållning i näten är att använda energibäraren vätgas. Vätgas kan användas för lagring av överskottsproduktion av el - också över säsonger (till skillnad från batterier) - och utnyttjas för att kapa effekttoppar. Internationellt är intresset mycket stort för vätgas och marknadsintroduktion sker nu på många platser i världen; både när det kommer till stationära tillämpningar och till mobila lösningar så som för transportbehovet.

Bränslecellsutvecklingen drar nytta av elektrifieringen av transportsektorn då en elektrisk drivlina går att komplettera med bränsleceller för tillämpningar där batterikapaciteten inte räcker till.

Ledande i introduktionen av vätgas är Japan, Korea och den amerikanska delstaten Kalifornien, men även Tyskland och Norge satsar stort. Nytt är att Kina växer snabbt inom området och att flera nya kinesiska bilmärken med bränslecellsdrift finns på marknaden, samt att kinesiska städer beställer tusentals bränslecellsbussar. Utvecklingen i kinesiska städer drivs främst av luftkvalitetsskäl.

Inom mobilitets och arbetsmaskinområdet ser vi i Sverige ett intresse både från arbetsmaskintillverkare, entreprenad och från maritim sektor, men även ett begynnande intresse från lastbilstillverkare och tågsegmentet. Inom framför allt norrländsk tung industri görs många stora satsningar på vätgas, som kommer att påverka hela det svenska energisystemet. En del kommuner och regioner med grund

i drivkraften att bli fossilfri intresserar sig för vätgas, och vi kan se en ökning av antalet i kategorin regioner och kommuner som är intresserade. Olika typer av vätgasinitiativ finns för närvarande bland annat i Mariestad, Umeå, Skellefteå, Malmö, Stockholm, Göteborg, Sandvik och Jönköping.

Mot denna bakgrund är det av stort intresse att utreda vätgasens potential som lager mot Sveriges kraftnät i likhet med de analyser som gjorts av alternativet då elbilar används, vilket nämndes ovan. I denna studie genomförs en analys baserad på tankeexperimentet att vi i framtiden, i stället för fordon med konventionell batteridrift, ser en stor utbredning av vätgasfordon. Rapporten har inte för avsikt att ställa konventionella batterifordon mot vätgasdrivna fordon.

I projektet ”Integrering av elektrobränslekonceptet i massa- och pappersindustrin för ett framtida elnät i balans och ett hållbart energisystem med minimala klimatavtryck” som är finansierat av Energimyndigheten, Södra, BillerudKorsnäs, AkzoNobel Pulp and Performance Chemicals och leds av RISE och RISE Innventia fann deltagarna att storleken på vätgaslagret i en liknande situation var mycket känsligt för den antagna investeringskostnaden i elektrolysör och vätgastankar. Det vill säga att en lägre investeringskostnad gjorde det lönsamt att installera ett betydligt större energilager.

Utifrån detta resonemang är det tänkbart att med ett investeringsstöd till tankstationsägare, alternativt andra satsningar som syftar till att minska investeringskostnaden, skulle staten kunna påverka hur mycket energilagring som installeras. Kostnaden för detta investeringsstöd skulle helt eller delvis kunna finansieras av minskade investeringsbehov av transmissionskapacitet. Ett sådant initiativ skulle även kunna generera andra vinster. Distribuerad inhemsk energilagring gör Sverige mindre känsligt för konflikter och andra störningar i vår omedelbara omvärld, samt mindre känsligt för störningar i exempelvis stamnätet.

Viktigt att understryka är att införandet av vätgas i bred omfattning inte kommer utan utmaningar.

RISE, i samarbete med företaget Nilsson Energy AB, har genomfört ett projekt som fokuserar på att utreda vilken potential som vätgas har som energilager för att stötta upp nätet på transmissionsnivå då lagringskapaciteten vid vätgastankstationer nyttjas. Studien fokuserar på att besvara frågor så som potential och hur mycket vätgasen kan komma att påverka transmissionsbehovet både jämfört med våra grannländer och mellan våra nationella elområden? Kan den potentiella nätnyttan tankstationerna bidrar med till och med vara ett alternativ i stället för att investera i nätförstärkningar?

Nilsson Energy beskriver sig som ”systemintegratören som levererar nyckelfärdiga off-grid system, reservkraft, effekttreglering och/eller fossilfri vätgasproduktion. Genom att långtidslagra förnybar energi tills den behövs säkerställer Nilsson Energy robusta systemlösningar för sina kunder.” (Svensk info – Nilsson Energy)

RISE – Research Institutes of Sweden. RISE är ett oberoende, statligt forskningsinstitut som erbjuder unik expertis och ett 100-tal test- och demonstrationsmiljöer för framtidssäkra teknologier, produkter och tjänster.

Större tankar om vätgas fokuserar alltså på att utreda vilken nytta en storskalig utbyggnad av vätgastankstationer kan då dessa verkar som energilager för att bidra med flexibilitet samt minska behovet av nätförstärkningar av transmissionsnätet. Studien görs genom nätsimuleringar.

1.1. Syfte & Mål

Projektets har som syfte att påvisa den potentiella nytta som en utbyggnad av vätgasinfrastuktur inom transportsektorn skulle kunna bidra med till elförsörjningen i Sverige. Det vill säga hur en storskalig utbyggnad av vätgastankstationer, utöver att bidra med vätgas som bränsle, också skulle kunna användas för att minska elöverföring mellan högt belastade elområden och på så vis minska behovet att investera i ytterligare nätförstärkningar.

Projektet har följande mål:

- Att analysera hur tankstationernas energilagringsskapacitet kan förväntas bero på investeringskostnaden i energilagringssinfrastruktur
- Att undersöka hur tankstationernas energilagringsskapacitet påverkar behovet av transmissionskapacitet, mellan energiområden samt till/från våra grannländer
- Att undersöka hur en aktiv politik för att minska investeringskostnaden för tankstationer påverkar drivmedelskostnaden för ägaren av ett bränslecellsfordon
- Öka kunskapen hos viktiga samhällsaktörer för hur stor potentiell energilagringsskapacitet det finns i vätgasinfrastuktur och ge underlag för politiska beslut

Projektets effektmål beskrivs som att verka för omställningen till ett fossilfritt transport- och energisystem.

1.2 Avgränsningar och antaganden

- 1) Detta är en teoretisk studie som undersöker ifall det är teoretiskt möjligt att minska behovet av framtida handelskapacitet till/från/mellan elområden i Sverige med hjälp av extra vätgaslager i befintliga vätgastankstationer. Studien avgränsas från att studera huruvida det är praktiskt genomförbart eller ej.
- 2) Detta är en övergripande systemstudie avgränsad till elområdesgränser med fokus på energiutbytet på timbasis (MWh/h) och ackumulerad energi (MWh). Genom att studera energiutbytet på detta sätt får vi ett mått på effekttillräcklighet trots att det rent formellt visar energitillräcklighet på timbasis. Närmare detaljer för komponenter som temperaturer, tryck etcetera studeras inte i denna studie.
- 3) Studien fokuserar på elsystemet på stamnätsnivå (transmissionsnätnivå). För att genomföra simuleringarna på stamnätsnivå görs förenklingen att projektet bortser från påverkan på lägre spänningsnivåer (region- och lokalnät).

Tankstationernas förändring i elbehov och möjliggjord eltillförsel kommer därför direkt att påverka elområdesgränserna på transmissionsnätets nivå. Studien avgränsas därmed från att studera närmare på regionnät eller lokalnät.

- 4) Studien undersöker endast elområdesgränser som ligger inom landet eller har en direkt koppling till de svenska landsgränserna.
- 5) Gällande vätgastankstationen:
 - a) Studien har avgränsats med att bortse från den energi som egentligen krävs i vätgastankstationer för att komprimera gasen till tryck högre än det tryck som råder vid långtidslager (cirka 300–350 bar), vilket sker vid tankning av bränslecellsfordon. Det görs för att förenkla modellen, samt då den vätgasmängd som går till transportbehov (150 kg/dygn) är liten i förhållande till den vätgasmängd som kan lagras i det stora lagret, det vill säga 4 000 kg.
 - b) Studien har även avgränsats från att räkna med energi till vätgastankstationen för vattenåtgång, samt vattenrening i elektrolysprocessen, vilket kan sammanfattas som energi till pumpning och för vattenrening.
 - c) Notera även att den energi som i denna studie har räknats för att komprimera gasen från elektrolys (cirka 30 bar) till långtidslager (cirka 300 bar) är något överdimensionerad och då kompenserar för den energi som sedan egentligen saknas i modellen. I förhållande till energibehov i stort för hela systemet är den energimängd som möjligen saknas särskilt stor.
 - d) Notera även att energin som åtgår vid kompression är omvänt logaritmisk, vilket innebär att det går åt mycket mer energi för att höja trycket från 1 till 2 bar än 899 till 900 bar.
 - e) I verkligheten finns fyra vätgaslager vid en tankstation som beskrivs i denna studie; ett buffertlager (35 bar) mellan elektrolysör och kompressor, ett långtidslager (300–350 bar) även det största, ett lager för steg 1 i dispenser (450 bar) och ett lager för steg 2 i dispenser (950 bar).
 - f) I det fall tankstationen kompletterades med en solcellsanläggning, antas det inte uppstå några förluster för solcellen då den efter produktion i solcellsparken passerar en växelriktare (som omvandlar från likström till växelström). Denna förlust är genomsnittligen 2%.
 - g) I anläggningen behövs i verkligheten en DC/AC inverter ansluten till bränslecellen för att kunna koppla den till nätet, som har en liten förlust på omkring 2 %. Denna förlust är inte medtagen i studien. Även någon form av DC/AC inverter behövs kopplat till batteriet i de fall batteriet ska hjälpa elnätet vid senare tillfälle.

2. Genomförande – nätsimuleringar

Detta är en teoretisk studie som har delats in i följande tre arbetspaket.

1. Litteraturstudie och insamling av information
2. Analysarbete
3. Dissemination och rapportering

Projektet har letts av RISE, med en projektgrupp av experter från enheterna *Energiomvandling*, *Förnybar energi från vind och hav* och *Elkraftsystem*. Nilsson Energy har arbetat med texten om potentiella nätnyttor från tankstationer, samt har granskat de simuleringar och antaganden som har gjorts. Projektgruppen från Nilsson Energy har representerats av Theresa Falkendal, Head of Research and Development och Hans-Olof Nilsson, Technical Director.

2.1 Framtidsscenario

Arbetet introducerades med att studera Svenska kraftnäts senaste rapport om framtida scenarier för elsystemets utveckling fram till 2050, "Långsiktig marknadsanalys 2021 (LMA 2021)". Svenska kraftnät skriver i rapporten "Framtidsanalyser med hjälp av scenarier har länge legat till grund för Svenska kraftnäts planering. Eftersom omvärlden är i ständig förändring behöver scenarierna regelbundet anpassas efter den politiska, tekniska och ekonomiska utvecklingen." (Brunge, Kristin; Hellström, Erik; Jakobsson, Mari; Thornberg, Emma; Jonsson, Mattias, 2021).

Fyra scenarier presenteras i rapporten:

1. Småskaligt förnybart
2. Färdplaner mixat
3. Elektrifiering planerbart
4. Elektrifiering förnybart

För mer information om innebörden av scenarierna rekommenderas att läsa fullständiga rapporten från Svenska kraftnät på [langsiktig-marknadsanalys-2021.pdf \(svk.se\)](https://www.svk.se/medie/2021/04/2021-04-20-langsiktig-marknadsanalys-2021.pdf).

Utifrån beskrivna scenarier valdes "Elektrifiering förnybart" med data för år 2045 (2045 EF). För varje scenario finns dessutom variationer utifrån olika väderår. För detta projekt valdes senaste väderår som fanns tillgänglig, det vill säga år 2016. Data som erhöles var på timbasis och innehöll 8736 timmar.

Det värt att understryka att det inte finns något energivärde i att specifikt använda den senaste tillgängliga väderdata då den inte nödvändigtvis är mer träffsäker än tidigare år. Även om det inte ryms inom ramen för detta projekt rekommenderas att vid eventuella fortsatta studier göra mer utförliga känslighetsanalyser då flera väderår används för att fånga naturliga variationer i klimatet.

2.2 Scenario Elektrifiering förnybart

Enligt Svenska kraftnäts (SvK) beskrivning av scenario ”Elektrifiering förnybart” (EF) innefattar det en mycket kraftig ökning av elanvändningen och att förnybar produktion byggs ut i stor utsträckning, medan termisk produktion minskar. ”Sektorsintegration kombinerat med framväxten av en vätgasekonomi står i centrum.”

SvK beskriver också att el är den primära energibäraren för ett Sverige med noll nettoutsläpp av växthusgaser till 2045. Elproduktionen domineras av vindkraft, landbaserad i norr och havsbaserad längs kusterna. I städerna byggs solenergi med batterier, som anses agera lagring på kort sikt. Detta scenario bygger också på att kärnkraftsreaktorerna avvecklas allteftersom de uppnår en livslängd på 60 år. Till 2045 beskrivs elproduktionsmixen vara 100% förnybar och vätgas lyfts fram som en viktig del som ger möjlighet till flexibilitet.

SvK skriver att den kraftiga elektrifieringen av samhället i kombination med stor del förnybar produktion innebär utmaningar för kraftsystemet och transmissionsnätet. Detta scenario innebär därför ett ökat behov av flexibla lösningar, både på produktions- och användarsidan. Det för att kunna ta tillvara på den producerade elen och tillgodose elbehovet alla årets timmar.

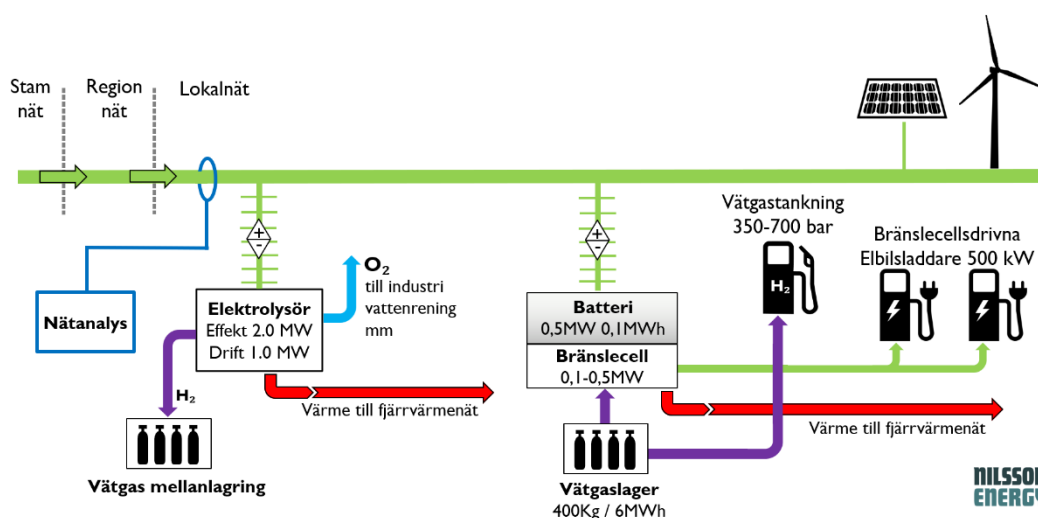
Svenska kraftnät skriver att för scenario Elektrifiering förnybart år 2045 är den totala elproduktionen 304 TWh/år och elanvändningen 286 TWh/år. Som jämförelse uppgick elproduktionen till 164,4 TWh år 2019 samt elanvändningen (inklusive förluster och överföring) till 138,3 TWh. (Energimyndigheten, 2021)

Projektet ”Större tankar om vätgas” utgår från ett framtidsscenario då flexibilitetstjänster används i stor utsträckning och elektrifiering och vätgasteknik har fått ett stort genomslag och integrerats på bred front i samhället. Detta är en samhällsutveckling som ligger väl i linje med de framtidsreder som SvK scenario ”Elektrifiering förnybart” är baserat på och motiverar således att data används för simuleringarna i projektet.

2.3 Potentiella nätnyttor från vätgastankstationer¹

Vid etablering av en ny infrastruktur av vätgastankstationer medför detta att en stor decentraliserad energilagringsskapacitet tillförs i samhället. Energilagret av vätgas vid dessa tankstationer kommer ha till huvuduppgift att förse fordon med bränsle men lagret av vätgas har även en stor potential att leverera stödtjänster från energilagret för att hjälpa till med de utmaningar som energisystemet står inför. Se figur 1.

¹ Avsnittet ”Potentiella nätnyttor från vätgastankstationer” har skrivits av Nilsson Energy.



Figur 1. Vätgasproduktion via elektrolysör, vätgaslagring, batterier och bränsleceller i samverkan med elnätet och mobilitet.

Vätgastankstationer med lokal decentraliserad vätgasproduktion kan erbjuda flexibla stödtjänster för elnätet genom att både belasta nätet (via dynamisk produktion av vätgas) och tillföra el vid behov genom batterier som laddas upp av bränslecell driven av vätgas.

Vätgasen utgör ett mångsidigt energilager som kan användas både som drivmedel och till stödtjänster. Utöver detta kan spillvärmen som produceras tas till vara på i form av varmvatten och användas för uppvärmning. Syrgas är en biprodukt som bildas genom elektrolys vilken kan samlas in och potentiellt användas inom till exempel, industri, vattenrening eller sjukvård.

2.3.1 Frekvensreglering via vätgastlager infrastruktur

När energin i elnätet till stor del består av intermittent energi kommer balansering av produktion gentemot konsumtion vara extremt viktig för att säkerställa elkvaliteten (både frekvensen och effekttillgång). Detta förväntas bli ett växande behov i framtiden med ökad andel vindkraft och kommer bli mest påtagligt på nätet där vindkraften är inkopplad. För att upprätthålla normal drift behövs energireserver som kan stabilisera frekvensen vid frekvensavvikelser. Här kan vätgastankstationer agera stödtjänst genom att belasta nätet via vätgasproduktion och även generera el till nätet. För det första kan elektrolysörer hjälpa till med frekvensen balansering genom att belasta nätet vid överproduktion i stället för att till exempel stänga av vindkraftverken. Elektrolysörens förmåga att belasta nätet beror på både dess uppstartstid och kapacitet (kW). Från stand-by-läge kommer produktionen i gång inom några sekunder och då produktionen är dynamisk går den att reglera i samverkan med elnätets behov. Om man har installerat en 2 MW elektrolysör så är ett tänkbart scenario att normal driften ligger runt 1 MW och vid behov kan elektrolysören gå upp till 2 MW för att hålla frekvensen nere. På samma sätt så kan man avvika från normal produktion genom att sänka belastningen eller helt och hållet stänga av elektrolysören för att frigöra effekt. En fördel med decentraliserad vätgasproduktion är att dessa kan placeras ut direkt i närområdet till vindkraftparker och stödja det lokala nätet där problemen uppstår. Om det är frekvensvariationer i nätet och nätfrekvensen börja sjunka så kan bränsleceller leverera el om genom att

förbruka vätgasen som finns lagrad på tankstationen. När detta behov uppstår så kommer batteriet på endast några delar av en sekund att börja skicka ut el på nätet. Efter några sekunder så kommer bränslecellen att ha startat upp och då börja producera el in i batteriet som är kopplat till elnätet. Kombinationen av batteri, bränslecell och vätgaslager möjliggör att man snabbt kan reagera på ändringar i nätet och man har ett mer uthålligt system än om man endast förlitar sig på batterier. Alla dessa funktioner gör att stationerna har möjlighet att balansera förnybar elproduktion på lokal nivå och samverka med elnätet för att bibehålla elkvaliteten och tillförlitligheten. Det kommer dock innebära att stödtjänster och användningen av vätgas som fordonsbränsle synkroniseras så att det inte uppstår begränsningar i infrastrukturen till följd av att vätgasen tar slut (vätgasen för stödtjänster kan till exempel reserveras och aldrig användas som fordonsbränsle). Trots detta finns det en stor potential att ha utspridda lager av vätgas tillgängliga för både mobilitet och stödtjänster i samverkan/komplement till större anläggningar för underhåll av elkvaliteten.

2.3.2 Vätgas som reservkraft

Utöver förmågan att balansera förnybar elproduktion kan vätgaslager tillsammans med bränsleceller och batterier agera som reservkraft och leverera el även vid störningar och strömbrott. Anläggningarna kan köra i "ö-drifts" läge. Det betyder att de inte är beroende av spänning och frekvens från nätet utan kan i stället använda vätgasen till bränslecellen och ett batteri för att skapa ett elnät. Hur länge lagret skulle kunna upprätthålla elnätet beror helt och hållet på vätgaslagrets storlek. En rimlig lager mängd på en publik vätgastankstation är omkring 400 kg vätgas. Vid fullt lager motsvarar detta cirka 6 MWh el vilken i så fall skulle finnas tillgängligt som stödtjänster och drivmedel. För att få räknas som stödtjänst behöver en anläggning minst kunna leverera 100 kW. Detta går enkelt att uppfylla genom att använda sig av en bränslecell på 100 kW vilket resulterar i en uthållighet på 60 timmar (fullt lager). Det går också enkelt att skala upp tillgänglig mängd effekt till, till exempel, 0,5 MW genom att installera fler bränsleceller. Vätgaslager tillsammans med bränsleceller kan utgöra en uthållig grön reservkraft och är en billigare investering än att endast använda sig av batterier. För att lagra 6000 kWh i batteri så innebär det en investering på cirka 24 miljoner kr vilket är cirka 4 gånger (cirka 8 gånger) mer jämfört med vätgaslager på 400 kg tillsammans med 0,5 MW (0,1 MW) bränslecell. Den stora mängden energi som går att lagra i vätgas möjliggör att man kan nyttja decentraliserade vätgas lager vid tankstationer för att agera som stödtjänster vid behov.

En ytterligare möjlighet är att man också skulle kunna prioritera vem som får tillgång till el ifall ett strömbrott uppstår. Beroende på placeringen av tankstation och vätgaslager är det möjligt att samhällskritiska funktioner (till exempel sjukhus, polis, räddningstjänsten) kan nyttja vätgaslagret som reservkraft i första hand. Detta skulle kunna hjälpa till vid större störningar för att säkerställa att de viktigaste funktionerna i samhället förblir aktiva.

2.3.3 Balansering av reaktiv effekt

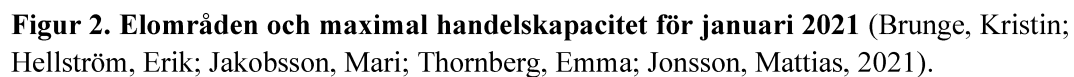
Utöver de stödtjänster som hjälper till att stabilisera frekvensen vid frekvensavvikelser och reservkraft vid störningar så finns det även en ytterligare möjlig nätnytta vilken består utav att kontrollera reaktiv effekt i elnätet. Reaktiv effekt är en biprodukt som uppstår i induktiva och kapacitet laster i växelströmssystem vilket kan bidra till försämrade elkvalitet. Den reaktiva effekten behöver elimineras för att ge plats åt den aktiva effekt som är den el som majoriteten av laster på elnätet förbrukar. Om elnätet till exempel innehåller 20% reaktiv effekt så utgör den användningsbara effekten bara 80% vilket skulle kunna leda till effektbrist beroende på efterfrågan. Förmågan att reglera reaktiv effekt är kopplad till förmågan att reglera spänningen i elnätet och behovet av reaktiv effekt beror på mängden aktiv effekt i elnätet. I södra Sverige har kärnkraftverk utgjort en stor del av den styrbara reaktiva effekten och används för att säkerställa stabiliteten i elnätet. När kärnkraften successivt avvecklas och förnybar elproduktion byggs ut kommer även mängd styrbar reaktiv effektkompensering behöva öka i dessa områden. Om man bygger in denna funktionalitet i elektroniken tillsammans med bränslecell och batterier så finns möjlighet att reglera reaktiv effekt på lokal nivå driven av vätgas. Detta har stor potential då reaktiv effekt inte kan överföras mellan större avstånd utan måste kompenseras i det regionala/lokala nätet där konsumtionen sker. Så det kommer vara en viktig del i utvecklingen av energisystemet att även ta fram lösningar för kontroll av reaktiv effekt.

Lagring av vätgas på tankstationer tillsammans med elektrolysörer och bränsleceller har potentialen att utgöra en flexibel stödtjänst till elnätet och den decentraliserade aspekten bidrar till robusthet och ett mer tillförlitligt och säkert energisystem. Denna typ av infrastruktur agerar på lokal nivå utan behov av externa tjänster och är ett komplement till de stora energianläggningarna.

2.4 Handelsflöde

I denna studie finns ett delmål som handlar om att *analysera hur tankstationers energilagringsskapacitet påverkar behovet av transmissionskapacitet, mellan energiområden inom Sverige samt till/från grannländer.*

För att beröra detta mål har data i form av "handelsflöde" från Svenska kraftnäts framtidsscenario "Elektrifiering förnybart 2045" använts. I figur 2 nedan ses dagens värden för maximal handelskapacitet mellan, samt till/från elområden i Sverige.



Dagens maximala handelskapacitet har jämförts med den prognostiserade maximala handelskapacitet som råder vid elområdesgränserna enligt scenario 2045 EF (där benämnt ”handelsflöden”). (Brunge, Kristin; Hellström, Erik; Jakobsson,

Mari; Thornberg, Emma; Jonsson, Mattias, 2021) Dessa gränser och jämförelser ses nedan i tabell 1.

Om ett framtida handelsflöde överstiger dagens värde för maximala handelskapacitet, antas det finnas ett kommande behov av utbyggnation av ledningar för att tillgodogöra det framtida elbehovet.

När dessa maximala värden uppstår innebär det inträffande av så kallade ”flaskhalsar”, det vill säga timmar då handelsflödet når gränsen för vilken handelskapacitet som antagits. Notera att handelsflödet beskrivs i MWh/h och kan tolkas som ett genomsnittligt värde för energiflöde per timme.

I tabell 1 nedan finns ett antal gränser som är färgmarkerade, dessa benämns i denna rapport som ”kritiska” och det är de färgade gränserna som har undersökts i denna studie.

Förklaring till gula och röda färger:

- De gulfärgade elområdesgränserna innebär en framtida utbyggnation/förstärkning av handelskapacitet. De behöver alltså utbyggd kapacitet till år 2045 jämfört med dagens kapacitet.
- De rödmarkerade elområdesgränserna finns inte idag, men i tabellen ses den framtida tänkta handelskapaciteten. De behövs alltså byggas för att tillgodogöra elbehovet i scenariot 2045 EF.

Förklaring till positiva och negativa värden:

- + Positiva värden innebär att handelsflödet rör sig i riktning från det vänstra till det högra elområdet, exempelvis från SE1 till FI.
- Negativa värden innebär att handelsflödet rör sig i riktning från det högra till det vänstra elområdet, exempelvis från FI till SE1.

Tabell 1. Maximala handelsgränser kopplade till svenska delområden enligt LMA 2021 för scenario 2045 EF med väderår 2016.

<i>Elområdesgränser</i>	<i>Tillåten max- och min. gräns för handelskapacitet jan 2021 enligt SvK (MW)**</i>		<i>Maxvärde handelsflöde enligt SvK 2045 EF (MWh/h)</i>	<i>Minvärde handelsflöde enligt SvK 2045 EF (MWh/h)</i>
<i>NO4-SE1</i>	700	-600	630	-540
<i>SE1-SE2</i>	3300	-3300	3300	-3300
<i>SE1-FI</i>	1500	-1100	2000	-2000
<i>NO4-SE2</i>	250	-300	225	-270
<i>NO3-SE2</i>	600	-1000	540	-900
<i>SE2-SE3***</i>	7300	-7300	9450	-5469
<i>SE2-FI</i>			720	-720
<i>NO1-SE3</i>	2145	-2095	1931	-1886
<i>SE3-DK1</i>	715	-715	644	-644
<i>SE3-SE4 (AC-ledningar)*</i>	5400*	-2000*	6000	-2160
<i>SE3-SE4 (SydVästlänken)*</i>	*	*	682	-800
<i>SE3-FI</i>	1200	-1200	720	-720
<i>SE4-DK2</i>	1300	-1700	1170	-1530
<i>SE4-DE</i>	615	-615	1184	-1184
<i>SE4-PL</i>	600	-600	600	-600
<i>SE4-LT</i>	700	-700	700	-700

* Notera att den sammanlagda maximala handelskapaciteten mellan SE3-SE4 har ändrats sedan lansering av Svenska kraftnäs långsiktiga marknadsanalys 2021, som denna tabell är baserad på. Efter bland annat driftsättning av SydVästlänken i slutet på juli 2021 finns nu handelskapaciteten 6200 MW i riktningen SE3 → SE4 och 2800 MW i riktningen SE4 → SE3 (Nord Pool, 2021).

** De värden som gäller för tillåten max- eller min. gräns för handelskapacitet jan 2021 enligt SvK baseras på figur 2 ovan.

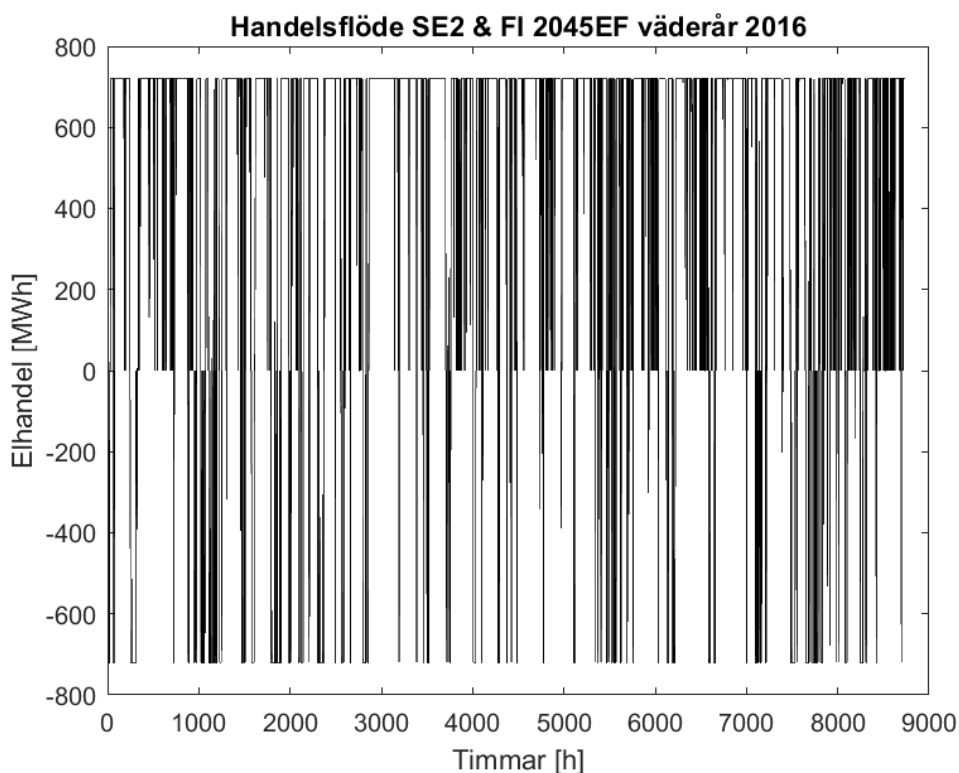
*** För elområdesgräns SE2-SE3 gäller endast positivt flöde (import till SE3) som "kritiskt", där planer finns för framtida utbyggnation.

I denna studie undersöks huruvida en befintlig infrastruktur med vätgastankstationer för fordonsdrift har kapacitet att med utökat lager även hjälpa till att minska effekttoppar i transmissionsnätet. Resultaten från det skulle då kunna leda till att resurser som frigörs från minskat investeringsbehov av utbyggnation av transmissionsnät kan läggas på att utöka lagerkapaciteten för befintliga vätgastankstationer.

2.5 Initiala handelskapacitet

Då data på timbasis erhöles från SvK över elområdesgränserna enligt scenario 2045 EF kunde dessa simuleras i Matlab©. Resultatet syns nedan i figur 3 som exemplifierar handelsflödet i elområdesgräns SE2-FI. Positiva värden innebär att elen rör sig i riktning från SE2 till FI och att negativa värden innebär att handelsflödet rör sig från FI till SE2.

För liknande illustrativa figurer över handelsflöden för resterande initiala elområdesgränser som undersökts se bilaga 1.



Figur 3. Handelsflöde mellan SE2 och FI från LMA 2021, scenario 2045 EF med väderår 2016. Positiva värden innebär att handelsflödet rör sig från SE2 till FI och för negativa värden rör sig elen från FI till SE2.

2.6 Tankstationer

Studien visar ett framtidsscenario där infrastrukturen för vätgasdrivna fordon för vägtransport är betydligt mer utbyggd än idag. För att kartlägga detta framtidsscenario har en analys av dagens tankstationer gjorts enligt nedanstående. (Drivkraft sverige, 2021)

Antal bränslestationer i Sverige (2020): 2701 st

Detta inkluderar:

- Servicestation, Större försäljningsställe för motorbränsle med butik och bilrelaterad service. (793 st)

- Bensinstation, Försäljningsställe med flera pumpar och butikslokal. Ej servicearbeten eller GDS. (58 st)
- Automatstationer, Obemannat försäljningsställe, betalning genom automat. Ej butikslokal eller i anslutning till butik, garage, motsv. (1850 st)

Utifrån ovanstående information har förenklingen gjorts att antalet tankstationer är jämnt fördelade mellan elområden, vilket då blir 675 tankstationer per område.

Elområdena innehåller olika antal elområdesgränser kopplade till sig. Därför har antalet tankstationer inom ett elområde dividerats med antalet elområdesgränser kopplade till sig, för att slutligen ta fram hur många tankstationer som är kopplade till just en specifik gräns.

$$\begin{aligned} & (\text{Antal tankstationer inom elområdet}) / (\text{antalet elområdesgränser i elområdet}) \\ & = \text{tankstationer per elområdesgräns} \end{aligned}$$

Denna förenkling har gjorts för att underlätta simuleringarna i projektet och för att kunna visa innebörden av tankstationer för enskilda elområdesgränser.

I ett verkligt scenario hade inte tankstationerna inom ett elnåtsområde varit specifikt kopplade till endast en gräns utan hade simultant påverkat samtliga elområdesgränser inom elnåtsområdet.

För att ändå ta hänsyn till detta faktum men också för att underlätta simuleringar har alltså det totala antalet tankstationer i området fördelats jämnt mellan alla elområdesgränser för att på så vis ändå kunna påvisa en genomsnittlig påverkan och ändå skapa en bild över den förväntade effekten vid implementering. Se fördelningen i tabell 2.

Tabell 2. Fördelning av antalet tankstationer kopplat till elområdesgränserna inom de fyra elområdena

Elområdesgränser kopplade till SE1:	3 st	225 tankstationer per flöde
Elområdesgränser kopplade till SE2:	5 st	135 tankstationer per flöde
Elområdesgränser kopplade till SE3:	6 st	113 tankstationer per flöde
Elområdesgränser kopplade till SE4:	6 st	113 tankstationer per flöde

2.7 Simuleringsmetodik - Systembeskrivning

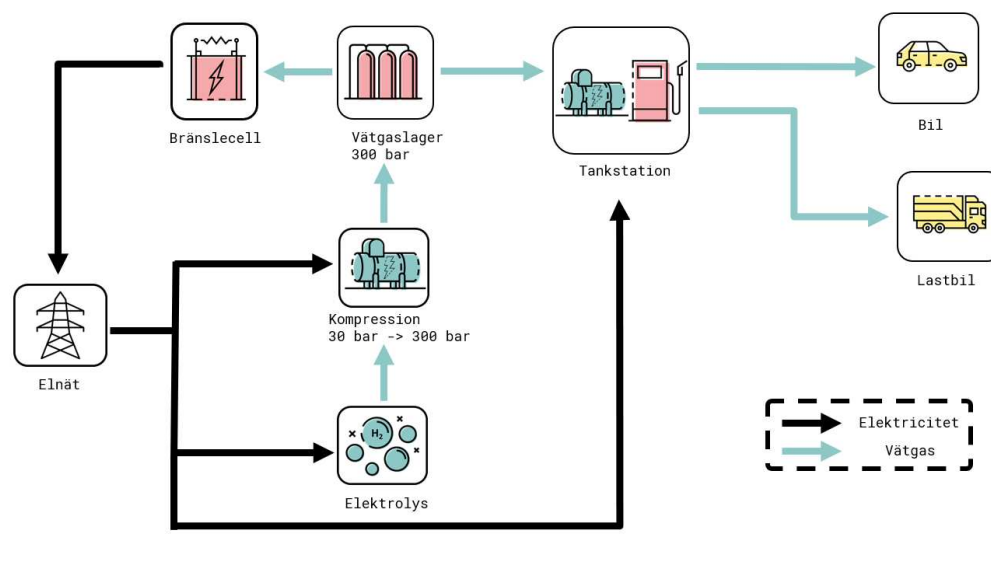
En modell byggts upp i Simulink/Matlab© i syfte att kunna analysera systemet och dess påverkan på elområdesgränserna. Metodiken för systemuppbyggnad och styrning beskrivs nedan. För urklipp ur Simulink© hänvisas till bilaga 6.

2.7.1 Standardsystem

För att studera hur vätgastankstationers energilagerkapacitet kan påverka behovet av transmissionskapacitet har en modell baserad på befintliga vätgastankstationer tagits fram. Se figur 4 nedan för illustration över systemet och dess integration mot elnätet (flöden finns utritade för elektricitet och vätgas).

Notera att bilden är en förenkling och att lager och kompression sitter ihop i en enhet, varav ett rör går till dispensererna. Det är på grund av säkerhetsskäl då risk för brinnande fordon innebär att lager måste hålla ett visst säkerhetsavstånd.

I denna studie aggregeras samtliga tankstationer och dess elektrolysörer inom ett elområde och det är elektrolysörernas samlade inverkan på transmissionsnätet som bedöms. För att ge ett exempel: ett elområde med 135 tankstationer med varsin elektrolysör på 0,5 MW, visas i den här modellen som en (1) större elektrolysör på 67,5 MW kopplad till just den elområdesgräns som undersöks.



Figur 4. Illustration (förenkling) över tankstation med vätgasproduktion utan solcellsanläggning och batteri.

Samtliga delar inom systemet är tänkta att vara placerade i närheten av en tankstation. Styrning av system och förenklingar beskrivs enligt nedanstående (mer detaljerad styrningsmetodik av flöden inom systemet finns i bilaga 7):

1. Elektrolysör förser ett lager med vätgas och styrs efter att hålla lagret så fullt som möjligt. Modellen börjar initialt med att vätgaslagret är fullt. För inköp av el från nät till elektrolys finns två olika strategier.

- a) Den första strategin benämnt **”Styrning efter export mm.”** innefattar att el till elektrolysör tillåts köpas in då det i en kritisk elområdesgräns på transmissionsnättnivå förekommer export eller import från det elområde som systemet står placerad. (Dock inte vid importpikar, det vill säga ej vid gränsen för maximala importkapacitet)

Det innebär i praktiken att flytta elförbrukning från timmar med hög belastning (høgt elpris) till timmar med låg belastning (lågt elpris).

- b) Den andra strategin benämnt **”Styrning efter övriga elområdesgränser inom samma EO (elområde)”** innebär att el till elektrolys kan köpas in från nätet med tillgodogörande från övriga gränser till samma elområde. Det innebär i praktiken att om möjligheten finns kan mer el dras från andra förbindelser till samma elområde som studeras.

Det vill säga utifrån tabell 1 kan dagens maximala handelskapacitet (MW) jämföras med de maximala värdena från scenariot 2045 EF. I de fall som den framtida elområdesgränsen ej uppnår den maximala handelskapaciteten (de elgränser med vit bakgrund i tabell 1) finns det potential att köpa in och använda outnyttjad el till som avlastning till den kritiska elområdesgränsen. Till exempel till SE1 finns 70 MWh/h i import från NO4 som inte utnyttjas i den framtida elområdesgränsen jämfört med dagens maximala handelskapacitet, vilket då i denna studie räknas kunna hjälpa den ”kritiska” gränsen mellan SE1-FI.

I båda styrstrategierna gäller att om lagret redan är fullt med vätgas körs inte elektrolysören. Elektrolysören är flexibel och kan köras på samtliga effekter mellan 10–100 % av sin maximala kapacitet.

2. Efter elektrolysören ansamlas vätgasen i ett ”buffertlager” på maximalt 35 bar. Därefter leds vätgasen till en kompressor som komprimerar gasen från cirka 30–35 bar upp till omkring 300–350 bar (vid högre tryck blir priset väldigt høgt). Detta leds sedan till ett långtidslager (även kallat mellanlager/huvudlager), med syfte att vid behov hjälpa elnätet. I systemet finns en viss kontinuerlig avsättning på vätgasen som går till tankstationen med uttag som bränsle för vägbundna bränslecellsfordon. Denna mängd anges nedan i avsnitt ”Transportbehov”. Vid tankning kommer gasen från långtidslagret att komprimeras i två steg för dispensern, där den först komprimeras till 450 bar och sedan 950 bar. Tankning sker utifrån dessa tre tryck på vätgasen (300–350 bar, 450 bar och 950 bar) tills det att bilen har 700 bar. Det för att tryckutjämningen annars skulle behövas bara från det högsta trycket och kräva att all gas komprimerats till 950 bar. Beskriven process kallas för ”kaskadfyllning”.

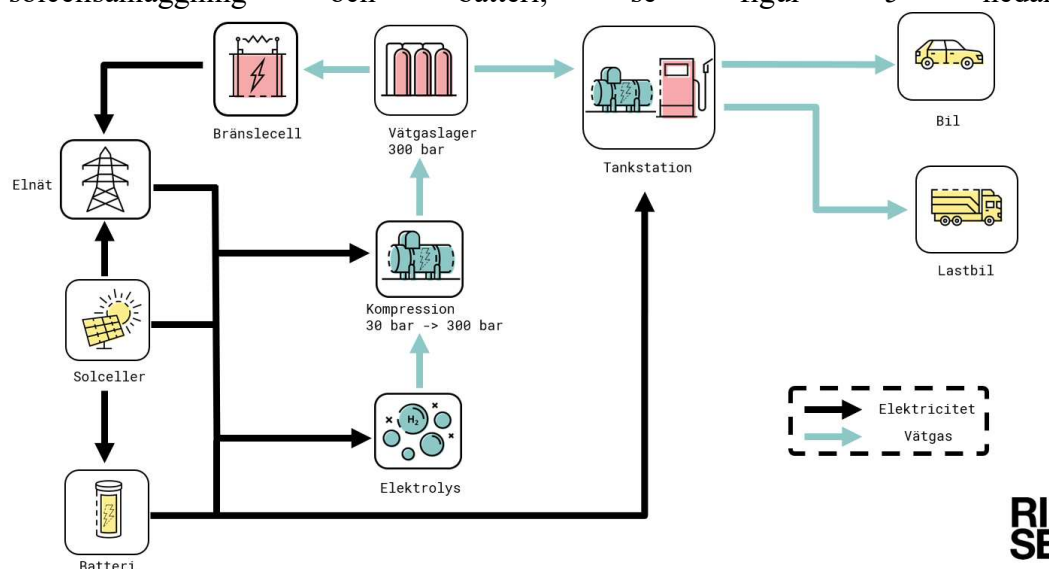
För att dessutom undvika temperaturökning i fordonstanken vid denna tryckökning behövs ett visst kylbehov tillföras vätgasen innan den hamnar i fordonstanken. Vätgasen behöver kylas till -40°C, vilket görs i ett kylaggregat. Vid en tankstation finns 2 st likadana munstycken att tanka ur

samtidigt. (Det kan uppstå problem med att inte få taken full om temperaturen är högre än -40°C eller om trycket i dispensern är för låg.) Notera att ingen vätgas lagras nedkyld, kylbehov behövs endast vid tankning.

3. Vid behov av att sänka effekttoppar vid import på transmissionsnätet (och därmed kunna minska transmissionskapaciteten) aktiveras en bränslecell, som tar vätgas från lagret och omvandlar till el som leds till nätet. Bränslecellen kan köras på effekter mellan 10–100% av sin maximala kapacitet.

2.7.2 System med solcellsanläggning och batteri

Denna studie har även kompletterat tidigare system med lokal elproduktion via en solcellsanläggning och batteri, se figur 5 nedan.



Figur 5. Illustration över tankstation med vätgasproduktion, här även innehållande solcellsanläggning och batteri för möjlighet till lokal elproduktion

Detta system styrs på liknande sätt som det system som beskrevs i figur 4. Skillnaden mellan systemen är att inköpt el minskas vid tillfällen då det finns tillgång på lokal solelproduktion. Om solelproduktionen skulle överstiga elbehovet i systemet (elektrolys, kompressor, kylning) laddas ett batteri med solelöverskottet. Notera att batteriet enbart laddas med solel och inte köpt el från nätet. Batteriet i sin tur hjälper vid behov (och i den mån det finns tillräckligt med uppladdad energi) elektrolysör, kompressor och kylning. Gällande batteriet görs förenklingen att det kan laddas i och ur energi mellan 10–100% av maximal kapacitet.

2.7.3 Dimensionering och indata

Dimensioner på ingående komponenter i systemet ses i nedanstående tabell 3. Dimensioner är antagna utifrån rimliga värden för en vätgastankstation med storskalig lagerkapacitet med möjlighet till nätnytta.

Tabell 3. Storheter på viktiga komponenter i ett standardsystem

Komponent	Storlek
<i>Elektrolysör (alkalisk)</i>	500 kW
<i>Lagerkapacitet (trycksatta tuber)</i>	4 000 kg H ₂
<i>Bränslecell (PEMFC)</i>	Varierande storlek*
<i>Kompressor (30 bar -> 300 bar)</i>	27 kW
<i>Kylaggregat tankstation</i>	32,6 kW
<i>Dispenser</i>	2 st (0,72 kW, 1,5 g H ₂ /s) ¹
<i>Solcellsanläggning**</i>	250 kWp
<i>Batteri**</i>	300 kWh

*Storlek på bränslecell varierar efter behov av nätnytta (minskad överföringskapacitet) för de undersökta fallen. Lägsta krav är 100 kW enligt SvK för att leverera stödtjänster (Svenska kraftnät, 2021).

** Detta gäller det system som innefattar solesystem

Annan viktiga indata som har använts i modellen listas i tabell 4.

Tabell 4. Betydande indata gällande energiåtgång för olika delar i systemet

Typ av indata	Värde och enhet
<i>Nominellt elbehov elektrolys (system)</i>	55 kWh _{el} /kg H ₂ ^{1,2*}
<i>Vattenåtgång elektrolys</i>	11,2 liter H ₂ O/kg H ₂ ⁶
<i>El som kan utvinnas från vätgas (lägre energiinnehåll LHV 33,3 kWh energi/kg H₂ & elektrisk verkningsgrad bränslecell 50%)</i>	16,5 kWh _{el} /kg H ₂ ^{3**}
<i>Elbehov kompressor för långtidslager. Vätgas 30–35 bar => 300–350 bar (2,23–3 kWh_{el}/kg H₂)</i>	3 kWh _{el} /kg H ₂ ⁴
<i>Kylning av vätgas till tankning</i>	0,18 kWh _{el} /kg H ₂ ⁵

*Notera att denna siffra är något högre än vad som anges i refererade källor

**Notera att denna siffra är något högre än vad som råder vid optimal prestanda (14,8 kWh/kg H₂)

1. (Wolf, Axelsson, & Edvall, 2021)
2. (Yodwong, o.a., 2020)
3. (U.S. Department of Energy, Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office, 2014)
4. (Gardiner, 2009)
5. (Gökçek & Kale, 2018)
6. (Minutillo, Perna, Forcina, Di Micco, & Jannelli, 2021)

2.8 Solelproduktion

För att ta fram realistisk solelproduktion i respektive elområden har vi valt att hämta data med lokalisering Luleå (SE1), Sundsvall (SE2), Stockholm (SE3) och Malmö (SE4). Solcellsanläggningen på 250 kW antas ha en panellutning på 30° och riktning helt mot syd. Produktion och prestanda ses i nedanstående tabell 5. Data till detta är hämtat från Europakommissionens verktyg för Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) (European Commission, 2021).

Tabell 5. Elproduktion och prestanda för solcellsanläggning i olika elområden.

<i>Stad (elområde)</i>	<i>Luleå (SE1)</i>	<i>Sundsvall (SE2)</i>	<i>Stockholm (SE3)</i>	<i>Malmö (SE4)</i>
<i>Solelproduktion år 2016 (MWh)</i>	261	230	271	267
<i>Solelprestanda år 2016 (MWh/MWp)</i>	1 044	920	1 084	1 068

2.9 Transportbehov

Uttag ur vätgaslagret till vägbunden transport beskrivs i nedanstående tabell 6.

Tabell 6. Transportbehov vätgas

Transportbehov H₂ (uttag från vätgaslager)	3,7 kg H ₂ /bil. 5 bilar/h. 150 kg H ₂ /dygn tot. => cirka 55 ton H ₂ /år per station
--	--

Utifrån denna information antas transportuttaget vara konstant per tankstation på 18,5 kg H₂/h mellan kl. 8.00 ~ 16.00. Utöver tidsintervallet förekommer ingen tankning av vätgas.

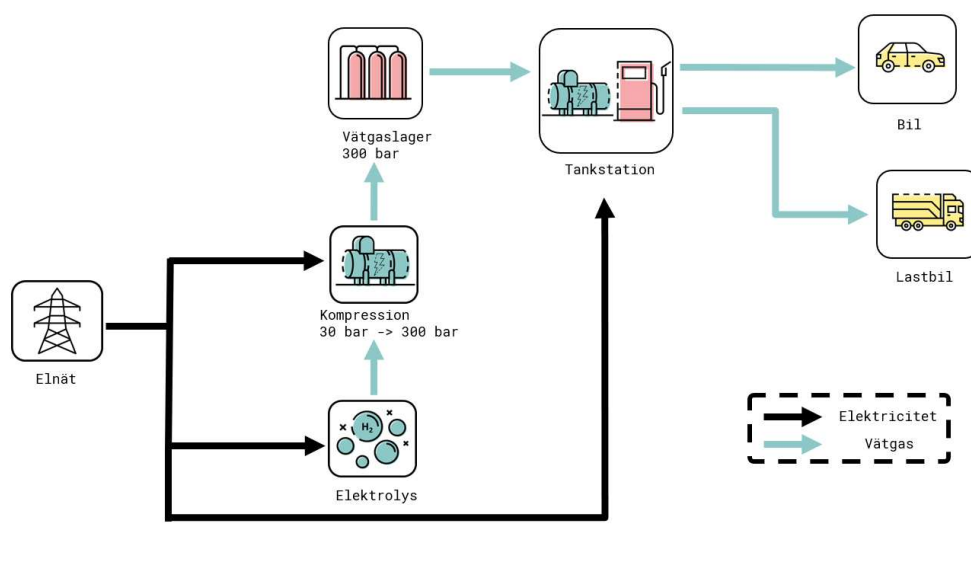
2.10 Kostnad vätgas

I studien finns ett delmål som handlar om att *undersöka hur tankstationernas energilagringsskapacitet förväntas bero på investeringskostnad i energilagringssinfrastruktur.*

För att utreda detta behöver kostnader för tankstationer upprättas. Till detta jämförs kostnader för en tankstation med enda syfte att tillgodose transportbehov med bränsle (innehåller ett H₂-lager på 100 kg vid 950 bar) med kostnader för en tankstation med ett större vätgaslager som dessutom kan utgöra nätnytta (innehåller en bränslecell på 300 kW och ett lager på 4 000 kg H₂, där 100 kg av vätgasen är i tryck av 950 bar och resterande del 3 900 kg H₂ har ett tryck på cirka 300 bar).

Tankstationen med det större lagret är enligt figur 4 och elektrolysen styrs enligt styrstrategi ”**Styrning efter övriga elområdesgränser inom samma EO (elområde)**”. Dimensioner på resterande ingående komponenter (elektrolys, kompressor) i dessa fall är enligt tabell 3 för en standardtankstation, dock i detta fall utan solceller och batteri. Valet av att ha en bränslecell på 300 kW gjordes utifrån uppskalningsplaner hos redan idag etablerade tankstationer och motsvarar på så sätt ett rimligt framtidsscenario.

I systemet för när tankstationens lager enbart dimensioneras efter att förse transportbehovet med vätgas, styrs elektrolysen efter att hålla ett så fullt lager som möjligt. Det vill säga så som fallet skulle vara idag då en tankstation upprättas. Illustration av detta system ses nedan i figur 6.



Figur 6. System för tankstation och vätgasproduktion med syfte att förse vägtransportfordon med vätgas.

Till målet att *undersöka hur investeringskostnad för tankstationer påverkar drivmedelskostnaden för ägaren av ett bränslecellsfordon*, har beräkning för vätgasen gjorts enligt ekvation 1 och 2 nedan vilket till viss del är hämtat från (Minutillo, Perna, Forcina, Di Micco, & Jannelli, 2021).

LCOH (Levelized Cost of Hydrogen), beskrivs som det minsta priset på den energi som krävs för att nå en viss återbetalningstid över systemets livslängd, med hänsyn till nuvärdesmetoden. Med andra ord, det minsta priset på vätgas för att gå jämnt ut med kostnaden för system under dess livstid med hänsyn till ränta. Ytterligare analyser har även gjorts för att se hur LCOH förändras med ett investeringsstöd för en tankstation med nätnytta.

$$LCOH \left[\frac{SEK}{kg} \right] = \frac{I_t + OM + E - Rev_{el}}{H} \quad (1)$$

$$I_t = \frac{r \cdot (1+r)^n}{(1+r)^n - 1} * I \quad (2)$$

I_t [SEK/år] = Årlig återbetalning av investerat kapital

OM [SEK/år]

= Årliga kostnader för garanti av normal drift och underhåll (OPEX)

E [SEK/år] = Årliga bränslekostnader (vatten, inköp el spotpris)

Rev_{el} [SEK/år] = Årlig inkomst för såld energi (el spotpris från vätgas)

*Notera att denna post inte ingår i fallet för en tankstation med ett litet lager på 100 kg (vars enda uppgift är att förse transportbehov med bränsle och att det inte finns någon nätnytta).

H [kg/år] = Årlig vätgasproduktion

I [SEK] = Investeringskostnad (CAPEX) för samtliga komponenter

r [%] = Nominell ränta

n [år] = Livslängd på anläggning

Avgränsningar och förklaringar LCOH

- Den årliga kostnaden för byte av material och komponenter i anläggningen är inte medräknad.
- Ingen hänsyn tas till installation- eller anslutningskostnader.
- Beräkningarna har avgränsats från att räkna med degradering med tiden av energiförbrukning på ingående komponenter.
- Intäkt för vätgas ingår inte i ekvation 1 och 2 ovan, då begreppet LCOH innebär genomsnittliga nuvarande kostnaden för vätgas för en produktionsanläggning under dess livslängd. Även beskrivet som den genomsnittliga intäkt per kg vätgas som krävs för att täcka kostnader för att investera i och driva produktionsanläggningen under en antagen livslängd.

Vid beräkning av LCOH utförs känslighetsanalyser genom att variera olika års spotpriser. De år som studeras är 2017, 2018, 2019, 2020, 2025 och 2045 EF. Timdata för åren 2017–2020 har hämtats från (Nord Pool, 2021) och timdata för åren 2025 och 2045 EF har tilldelats från Svenska kraftnät och bygger på Långsiktig marknadsanalys 2021 (Brunge, Kristin; Hellström, Erik; Jakobsson, Mari; Thornberg, Emma; Jonsson, Mattias, 2021). Dessutom kommer LCOH att beräknas där vätgasproduktionen sker i olika elområden.

Indata till kostnader på systemets komponenter ses i nedanstående tabell 7. Notera att LCOH i denna studie innefattar kostnader för en vätgastankstation som även äger elektrolysanläggning och lager.

Tabell 7. Ekonomiska förutsättningar och indata.

Observera att detta är nuvarande priser på ingående komponenter i systemet. Inga kostnader för installation och anslutning ingår i denna studie.

	CAPEX	Enhet	O&M (årlig)
<i>Livslängd för anläggning</i>	20 ¹	år	
<i>Nominell ränta</i>	4*	%	
<i>Kompressor¹</i>	447 494 *p ^{0.5861}	kr	8%
<i>Elektrolysör</i>	10 000 ²	kr/kW	2% ¹
<i>Vätgaslager (högtryck 950 bar)</i>	16 769 ¹	kr/kg H ₂	2%*
<i>Vätgaslager (lågtryck 300 bar)</i>	4 998 ³	kr/kg H ₂	2%*
<i>Kylning¹</i>	54 815 0,18	kr/kW kWh/kg H ₂	3%
<i>Dispenser¹</i>	663 000	kr/st	3%
<i>Vattenkostnad (rörlig avgift)</i>	7,50 ⁴	kr/m ³	
<i>Bränslecell</i>	8 000 ²	kr/kW	0,12 kSEK/kW ⁵

* Egna antaganden

1. (Minutillo, Perna, Forcina, Di Micco, & Jannelli, 2021)
Siffror från denna källa har omvandlats från EUR till SEK enligt en faktor på 10,2 SEK/EUR.
2. (Falkendal & Nilsson, 2021)
3. (Gorre, Ruoss, Karjunen, Schaffert, & Tynjälä, 2020)
Siffror från denna källa har omvandlats från EUR till SEK enligt en faktor på 10,2 SEK/EUR.
4. (Karlstads kommun, 2021)
5. (Battelle Memorial Institute, 2016)

I det årliga priset för drift och underhåll (O&M) för elektrolys antas energiåtgång ingå för pumpning av vatten, samt rening ingå. Gällande vätgaslagret har det i modelleringen för kostnadsberäkningen antagits att det finns två lager. I verkligheten finns ofta flera tankar med olika trycknivåer, se avsnitt "Avgränsningar och antaganden".

Modellen antar: Vid system med lager på 100 kg som endast ska gå till att förse transportbehov, antas kostnaderna för lagret gälla för ett högtryckslager (950 bar) enligt tabell 7 ovan. För system med nätnytta antas precis som ovan att det finns ett högtryckslager (950 bar) på 100 kg H₂ och resterande 3900 kg H₂ kostar enligt lågtryckslager (300 bar). För system med större lager och möjlighet till nätnytta tillkommer även kostnad för en bränslecell på 300 kW.

3. Resultat

Resultat från samtliga undersökta nätförbindelser

Nedan följer en sammanställning gällande nätnyttan (minskat importbehov) för samtliga "kritiska" nätförbindelser som undersökts i studien, det vill säga tänka särskilt stora vätgaslager i redan befintliga vätgastankstationer enligt SvK scenario från Långsiktigt Marknadsanalys 2021 "2045 EF".

Samtliga värden på minskat importbehov i tabell 8 är aggregerade för samtliga tankstationer i elområdet per den tänka elområdesgränsen. Till exempel:

- För elområdesgränsen SE1-FI (SE1) där nätnyttan är 4 MWh/h innebär det att samtliga 225 tankstationer står i SE1 och hjälper just den geografiska förbindelsen, samt att varje bränslecell per tankstation inom SE1 behöver vara 20 kW.
- För elområdesgränsen "SE3-SE4 AC (SE4)" menas att samtliga 113 tankstationer står i SE4 och hjälper just den geografiska förbindelsen.

Resultaten i tabell 8 nedan gäller för anläggningsdimensioner på samtliga tankstationer enligt standarddimensioner som presenterats i tidigare avsnitt i tabell 3.

- Det som varierar är storleken på bränslecell som avgörs efter behov av nätnyttan, det vill säga om exempelvis importen kan minska med 10 MWh/h behövs det 10 MW från samtliga tankstationer.
- Om det då finns 135 tankstationer som är kopplade till just den kritiska elområdesgräns som undersökt innebär det att varje tankstation ska ha en bränslecell på minst 74 kW.
- Resultaten nedan blir samma för system med och utan solceller och batterier. Dock blir den inköpta årliga elenergin olika, vilket tas upp senare i resultaten.

Två olika styrstrategier har undersökts, vilket genererar två olika resultat:

* *Styrstrategi: "Styrning efter export mm."*

** *Styrstrategi: "Styrning efter övriga elområdesgränser inom samma EO"*

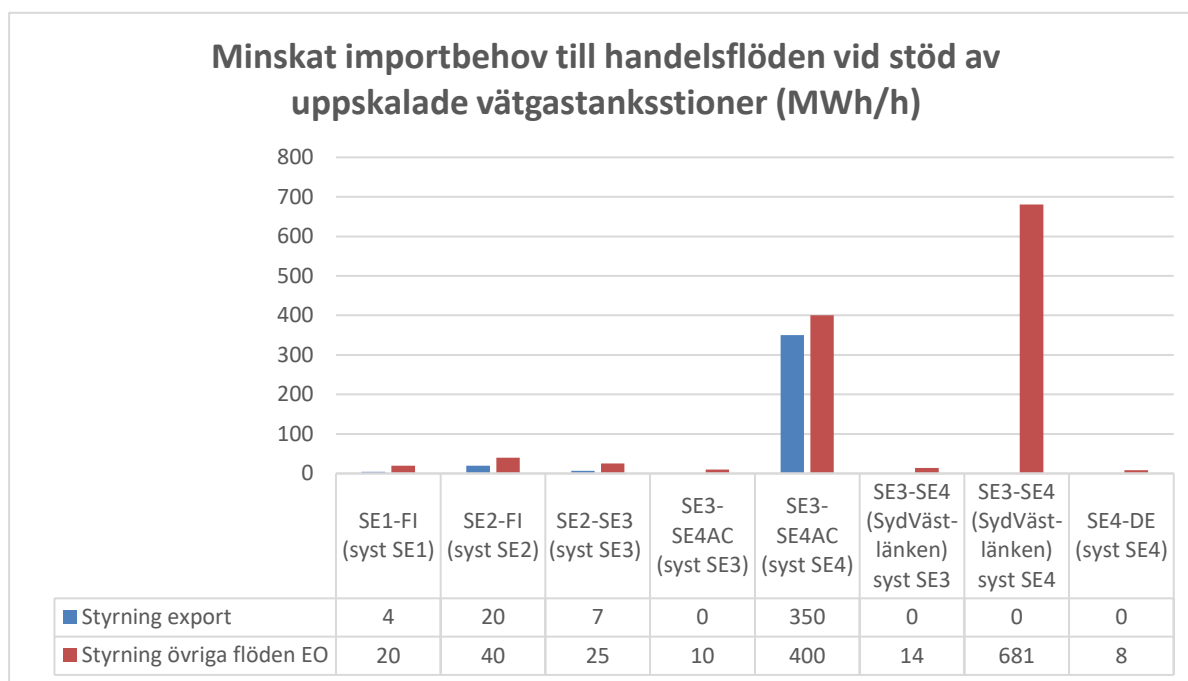
*** *Kolumnen kopplar till nätnyttan med "Styrning efter övriga elområdesgränser inom samma EO"*

Tabell 8. Nätnytta i form av minskat importbehov för undersökta ”kritiska” handelsgränser.
Det avgör även storleken på det totala behovet av bränslecell.

Elområdesgränser	Minskat importbehov*	Minskat importbehov**	Effektbehov för att driva samtliga tankstationer***
<i>SE1-FI</i> <i>(systemgräns SE1)</i>	4 MWh/h	20MWh/h*	*Nätnyttan blir då antalet tankstationer är 130 (elbehov blir då 70 MW, vilket exakt kan tillgodoses från övriga förbindelser till SE1). För 225 tankstationer blir elbehovet 119 MW och därför för stort för att fås tillgodo från övriga förbindelser till SE1.
<i>SE2-FI</i> <i>(systemgräns SE2)</i>	20 MWh/h	40 MWh/h	Elbehov 73 MW för 135 tankstationer (finns tillgodo 1916 MW från andra förbindelser till SE2)
<i>SE2-SE3</i> <i>(systemgräns SE3)</i>	7 MWh/h	25 MWh/h	Elbehov 61 MW för 113 tankstationer (finns 765 MW tillgodo från andra förbindelser till SE3)
<i>SE3-SE4AC</i> <i>(systemgräns SE3)</i>	Går ej att styra systemet. täcker inte transport-behovet	10 MWh/h	Elbehov 61 MW för 113 tankstationer (finns 765 MW tillgodo från andra förbindelser till SE3)
<i>SE3-SE4AC</i> <i>(systemgräns SE4)</i>	350 MWh/h	400 MWh/h	Elbehov 61 MW för 113 tankstationer (finns 170 MW tillgodo från andra förbindelser till SE4)
<i>SE3-SE4 (SydVäst länken)</i> <i>systemgräns SE3</i>	Går ej att styra systemet så, det täcker inte transportbehovet	14 MWh/h	Elbehov 61 MW för 113 tankstationer (finns 765 MW tillgodo från andra förbindelser till SE3)
<i>SE3-SE4 (SydVäst länken)</i> <i>systemgräns SE4</i>	Går ej att styra systemet så, det täcker inte transportbehovet	682 MWh/h (utbyggnationen mellan SE3 och SE4)	Elbehov 61 MW för 113 tankstationer (finns 170 MW tillgodo från andra förbindelser till SE4)
<i>SE4-DE</i> <i>(systemgräns SE4)</i>	Går ej att styra systemet så, det täcker inte transportbehovet	8 MWh/h MW	Elbehov 61 MW för 113 tankstationer (finns 170 MW tillgodo från andra förbindelser till SE4)

För ”styrning efter export mm” finns tillfällen då även export minskades. Dock kvarstod tidpunkter då exporten slog i taket för den maximala handelskapaciteten, vilket innebär att dagens maximala handelskapacitet för export inte kan minskas totalt sett över året.

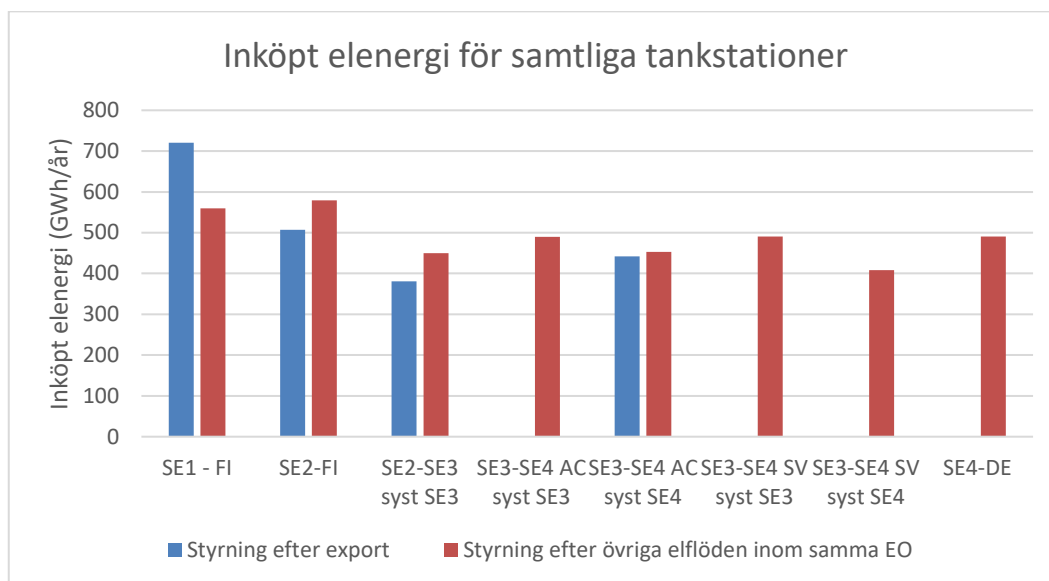
I figur 7 visas en sammanställning av resultaten. Ytterligare illustrativa grafer över resultaten enligt båda styrstrategier (likt grafen som visas i figur 3) finns i bilaga 2 och 4.



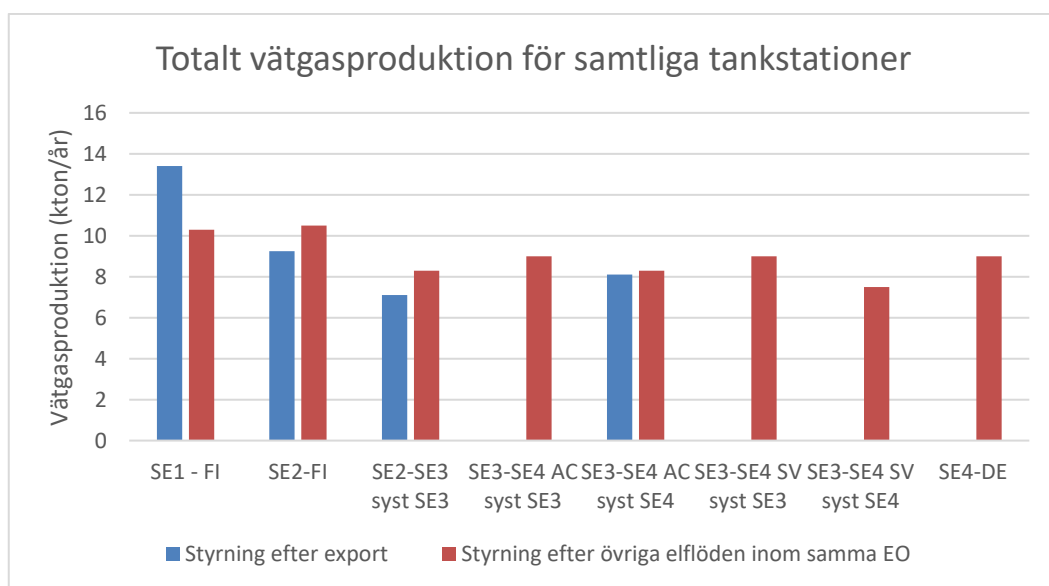
Figur 7. Visar en sammanställning av det minskade importbehovet till samtliga undersökte elområdesgränser då vätgastankstationer används för att stötta transmissionsnätet (MWh/h)

I de fall systemen innehåller solcellsanläggning och batteri, står solelproduktionen för mellan 5–8% av det årliga elenergiebehovet till systemet (elektrolys, kompressor, kylning vid tankstation), batteri utgör upp till maximalt 1%. I inget av fallen med solceller blir det inte något solelöverskott som säljs, det vill säga all solel nyttjas internt. I bilaga 3 finns figurer över hur lagernivån varierar i vätgaslagret under året, lagret börjar initialt som fullt vid årets start.

Behov av total mängd inköpt elenergi samt mängd vätgasproduktion till systemen för respektive undersökt fall ses i figur 8–9. Totalt inköpt elenergi för system utan solceller och batteri blir omkring 30–45 MWh/år mer än för system som inkluderar solceller och batterier. Sammanlagd årlig vätgasproduktion är lika i fallen för system med eller utan solceller och batteri. Elektrolysören hos samtliga tankstationer går mellan 75–100 % av årets timmar för undersökta fall.



Figur 8. Inköpt elenergi (GWh/år) sammanlagt för samtliga tankstationer inom undersökt elområde, systemen i denna figur inkluderar solceller och batterier. Till exempel för elområdesgräns SE1-FI innebär det att samtliga 225 tankstationer står i SE1 och hjälper just den geografiska förbindelsen. För elområdesgräns "SE3-SE4 AC syst SE4" menas att samtliga 113 tankstationer står i SE4 och hjälper just den geografiska förbindelsen.



Figur 9. Vätgasproduktion (kton/år) sammanlagt för samtliga tankstationer inom undersökt elområde. Till exempel för SE1-FI innebär det att samtliga 225 tankstationer står i SE1 och hjälper just den geografiska förbindelsen. För "SE3-SE4 AC syst SE4" menas att samtliga 113 tankstationer står i SE4 och hjälper just den geografiska förbindelsen.

3.1 Vilken roll spelar storleken på lager?

Det är tydligt att vätgaslagrets storlek spelar roll för att kunna påverka transmissionskapaciteten mellan elområden. Vid ett halverat vätgaslager (2000 kg) klarar inte systemet av att leverera tillräckligt med energi till elnätet för att kunna minska effekttopparna under den tid som krävs för att det ska bli märkbart. Notera dock att det är storlek på bränslecell med tillhörande inverter som avgör vilken effekt som systemet kan leverera till nätet. Vid denna lagerkapacitet klarar systemet att tillgodogöra transportbehovet, men inte att leverera till elnätet.

Utifrån givna förutsättningar på systemkomponenter behöver vätgaslagret vara på minimalt 100 kg för att tillgodogöra transportbehovet.

3.2 Ekonomiskt värde av undersökt nätnytta

Utifrån resultatet som presenterades i föregående stycke över det minskade importbehovet från samtliga av de kritiska elområdesgränserna har det ekonomiska värdet av nätnyttan uppskattats.

Då uppgifter om kostnaderna för de planerade nätförstärkningarna idag saknas enligt SvK har beräkningarna baserats på erfarenheter från projekten SydVästlänken och NordBalt. Uppgifterna baseras på 400kV ledningar och inkluderar kabelledningar samt stationsåtgärder. I tabell 9 redovisas de totala kostnaderna för de historiska nätförstärkningar fördelat på den effekt som projektet omfattade. I tabellen redovisas både kostnader för nätförstärkningar genom luftledningar med växelströmsteknik och markkablar med likström. (Svenska kraftnät, 2016)

Tabell 9. Historiska kostnader för tidigare genomförda nätförstärkningar

Kostnad nätförstärkning	
<i>Historiska nätförstärkningar</i>	Kostnad Mkr/MW
<i>AC luftledning</i>	0,26
<i>DC Markkabel</i>	3,18

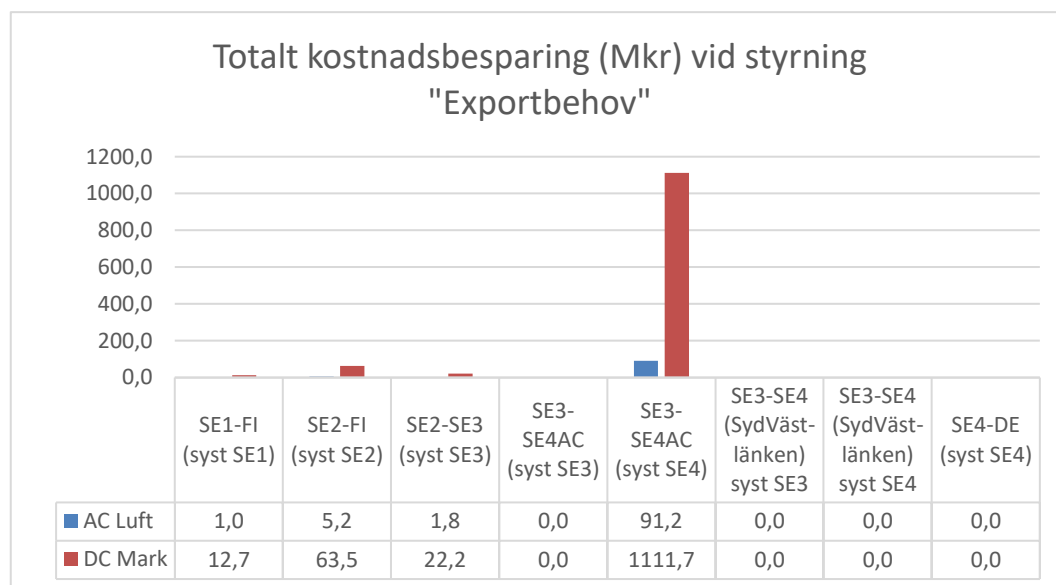
I dag är det svenska transmissionsnätet baserat på växelströmsteknik. Detta är också är den dominerande tekniken i elförsörjningens på de lägre nätnivåerna. Enligt SvK sker nätförstärkningar av transmissionsnätet i regel 400 kV växelströms luftledningar. Detta motiveras med att tekniken är kostnadseffektiv, driftsäker och miljöanpassad då ingreppen på omgivningen minimeras.

Angående alternativet att använda likströmskablar finns det flera fördelar om kabeln ska placeras i marken. Dock anser SvK att tekniken snarare ska anses vara ett undantag som skulle kunna komplettera det svenska luftburna växelströmsnätet snarare än att ersätta det. Detta innebär att i majoriteten av de nätförstärkningar som

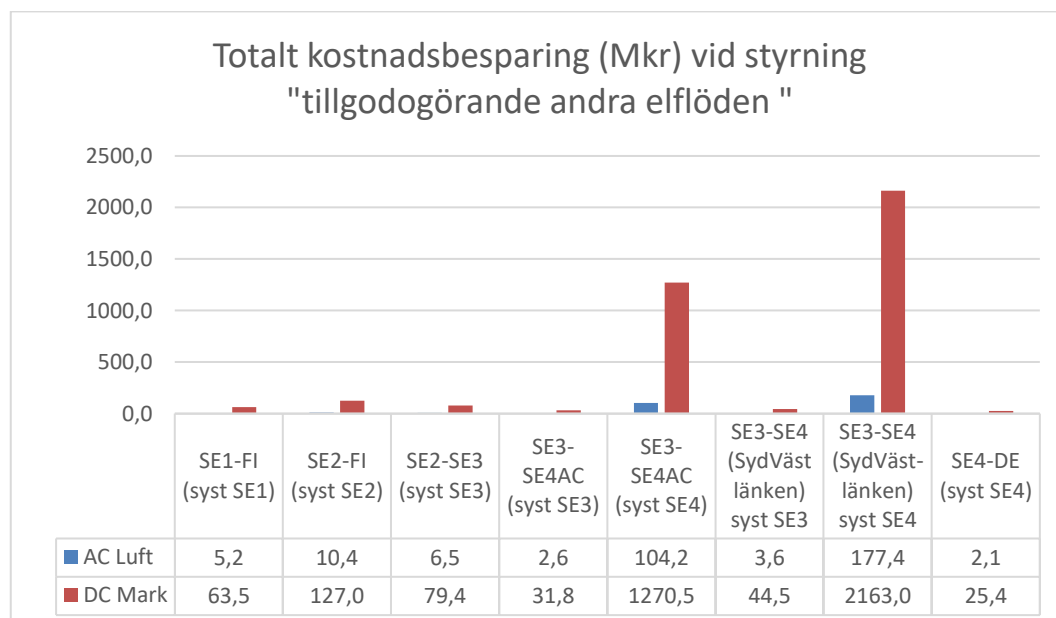
görs är 400 kV växelströms luftledningarna även om det finns exempel på då DC markkablar använts.

Mot den bakgrunden redovisas den ekonomiska besparingen nätnyttan från de uppskalade tankstationerna både utifrån fallet AC luftkabel samt DC markkabel, även om den förstnämnda är mest trolig.

I figur 10–11 visas den totala kostnadsbesparingen (Mkr) tankstationerna ger upphov till vid de två styrscenarion som genomförts.

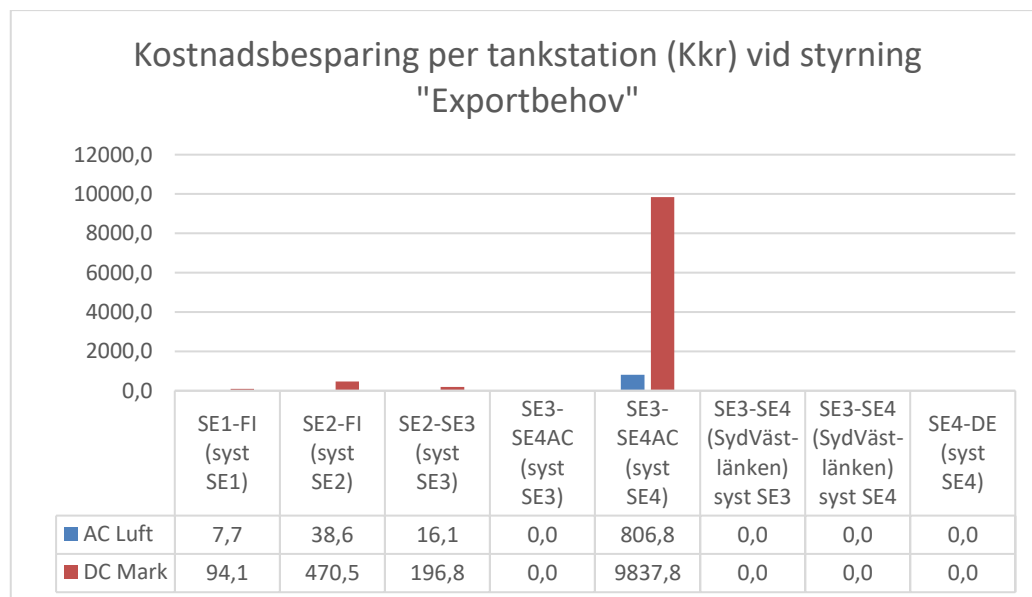


Figur 10. Totalt kostnadsbesparing (Mkr) vid styrning "Exportbehov"

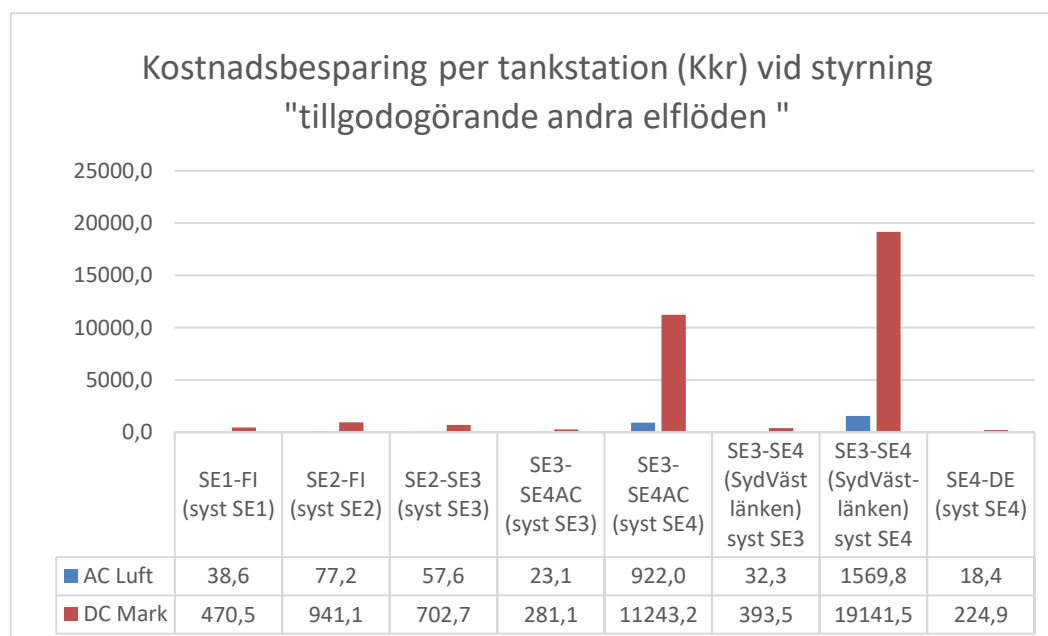


Figur 11. Totalt kostnadsbesparing (Mkr) vid styrning "tillgodogörande andra elområdesgränser "

I figur 12–13 visas hur mycket den totala kostnadsbesparingen (Kkr) motsvarar per tankstation. Detta påvisar hur stort ett potentiellt investeringsstöd som nätnyttan skulle kunna generera för investeringen i utbyggnationen av tankstationernas lagerkapacitet. Förutsättning är att verkningsgraden på ett sådant styrmedel är 100% och att det enbart finansieras av de lättnader i nätförstärkningar stationerna skulle kunna bidra med på transmissionsnättnivå. Även i detta fall redovisas resultatet utifrån de båda typerna av styrning av nätnyttan.



Figur 12. Kostnadsbesparing per tankstation (Kkr) vid styrning "Exportbehov"



Figur 13. Kostnadsbesparing per tankstation (Kkr) vid styrning "tillgodogörande andra elområdesgränser "

3.3 Vätgaskostnad

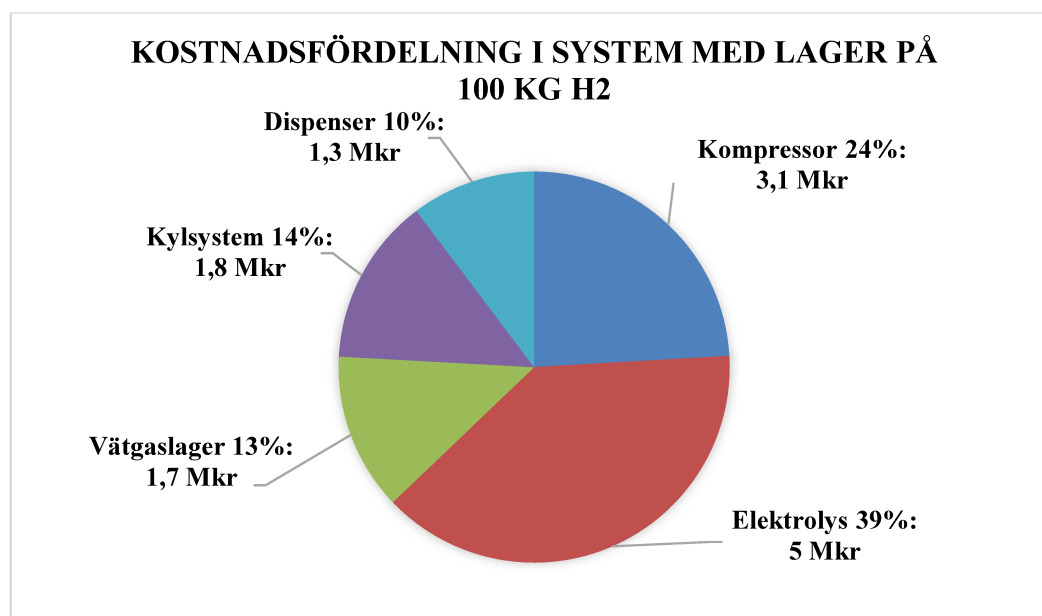
I studien har investeringskostnad (CAPEX) för tankstation beräknats, vilket presenteras i tabell 10. Även kostnadsfördelning av CAPEX för ingående komponenter i systemen ses i figur 14–15. Detta redovisas för en tankstation med

- enbart syfte att tillgodose transportbehov med bränsle (innehåller ett H₂-lager på 100 kg vid 950 bar, se figur 6) och
- för en tankstation med ett större vätgaslager som dessutom kan utgöra nätnytta (innehåller en bränslecell på 300 kW och ett lager på 4 000 kg H₂, där 100 kg av vätgasen är i tryck av 950 bar och resterande del 3 900 kg H₂ har tryck på cirka 300 bar, se figur 4).

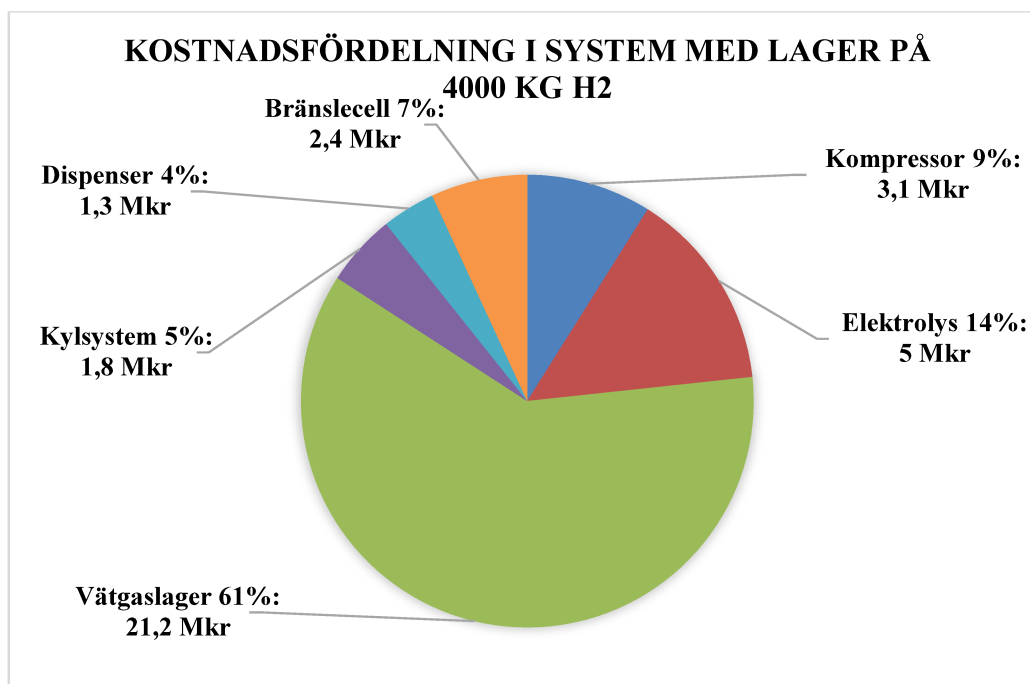
Dimensioner på resterande ingående komponenter (elektrolys, kompressor) i dessa fall är enligt tabell 3 för en standardtankstation, dock i detta fall utan solceller och batteri.

Tabell 10. Investeringskostnad (CAPEX) för tankstationer med eller utan uppskalade lagerkapacitet

	<i>Tankstation Lager 100 kg H₂ (950 bar). Obs <u>ingen</u> bränslecell!</i>	<i>Tankstation Lager 4000 kg H₂ (100 kg vid 950 bar och 3900 kg vid 300 bar). Bränslecell 300 kW</i>
<i>CAPEX</i>	12,9 Mkr	34,8 Mkr



Figur 14. Fördelning av investeringskostnader i system med lager på 100 kg H₂ och 950 bar (för att enbart förse transportbehov med bränsle). Kostnaderna är netto vid inköp.



Figur 15. Fördelning av investeringskostnader i system med lager på 4 000 kg H₂ (100 kg är 950 bar och 3 900 kg är 300 bar) och bränslecell (för att förse transportbehov med bränsle och nätnytta med en bränslecell på 300 kW). Kostnaderna är netto vid inköp.

I tabell 11 visas hur stor andel av den utökade kostnaden för lagringskapacitet som ett potentiellt styrmedel i form av ett investeringsstöd skulle kunna täcka. Detta under förutsättningar att det utformas enligt tidigare beskrivning, det vill säga genom de minskade kostnaderna i nätutbyggnad som tankstationerna möjliggör.

I samtliga fall (med undantag för de två fetmarkerade elområdesgränserna) är kostnaden för tankstationernas utökade lagringskapacitet satt till 21,9 Mkr baserat på tidigare redovisad CAPEX. Denna kostnad är baserad på att tankstationerna är utrustade med en bränslecell på 300kW.

I de två fetmarkerade elområdesgränserna är kostnaden för tankstationernas utbyggnad högre på grund av att den framräknade nätnyttan kräver en avsevärt högre bränslecellskapacitet. För dessa gränser gäller;

- SE3-SE4AC systemgräns SE4: 3,1–3,5 MW bränslecell (Beroende på styrstrategi)
- SE3-SE4 SydVäst länken systemgräns SE4: 6,0 MW bränslecell (Styrstrategi: tillgodogörande från andra elområdesgränserna till samma område)

Även om kostnaden för övriga komponenter är densamma för tankstationerna i dessa områden som i de andra fallen ökas kostnaden för bränslecellen med 8000 kr/kW.

Detta under förutsättningar att det utformas enligt tidigare beskrivning, det vill säga genom de minskade investeringskostnaderna i nätutbyggnad som tankstationerna möjliggör.

Tabell 11. Täckning investeringsstöd till utökade lagringskapacitet

	<i>Styrning "Exportbehov"</i>		<i>Styrning "tillgodogörande andra elområdesgränser "</i>	
<i>Elområdesgränserna</i>	AC Luft	DC Mark	AC Luft	DC Mark
<i>SE1-FI</i> <i>(systemgräns SE1)</i>	0,0%	0,4%	0,2%	2,1%
<i>SE2-FI</i> <i>(systemgräns SE2)</i>	0,2%	2,1%	0,4%	4,3%
<i>SE2-SE3</i> <i>(systemgräns SE3)</i>	0,1%	0,9%	0,3%	3,2%
<i>SE3-SE4AC</i> <i>(systemgräns SE3)</i>	0,0%	0,0%	0,1%	1,3%
<i>SE3-SE4AC</i> <i>(systemgräns SE4)</i>	1,8%	22,2%	1,9%	23,5%
<i>SE3-SE4</i> <i>(SydVästlänken)</i> <i>systemgräns SE3</i>	0,0%	0,0%	0,1%	1,8%
<i>SE3-SE4</i> <i>(SydVästlänken)</i> <i>systemgräns SE4</i>	0,0%	0,0%	2,3%	28,3%
<i>SE4-DE (systemgräns SE4)</i>	0,0%	0,0%	0,1%	1,0%

3.3.1 LCOH (Levelized Cost of Hydrogen)

I studien har priser på vätgas beräknats enligt metoden för LCOH (Levelized Cost of Hydrogen), för närmare detaljer kring beräkning och indata se avsnitt "Genomförande – Kostnad vätgas".

För att se hur olika elpriser påverkar LCOH har känslighetsanalyser gjorts där spotpris per timme har använts med data från 2017, 2018, 2019, 2020, 2025 och 2045 EF. Timdata för åren 2017-2020 har hämtats från (Nord Pool, 2021) och timdata för åren 2025 och 2045 EF har tilldelats från Svenska kraftnät och bygger på Långsiktig marknadsanalys 2021 (Brunge, Kristin; Hellström, Erik; Jakobsson, Mari; Thornberg, Emma; Jonsson, Mattias, 2021). För att dessutom få en bild av

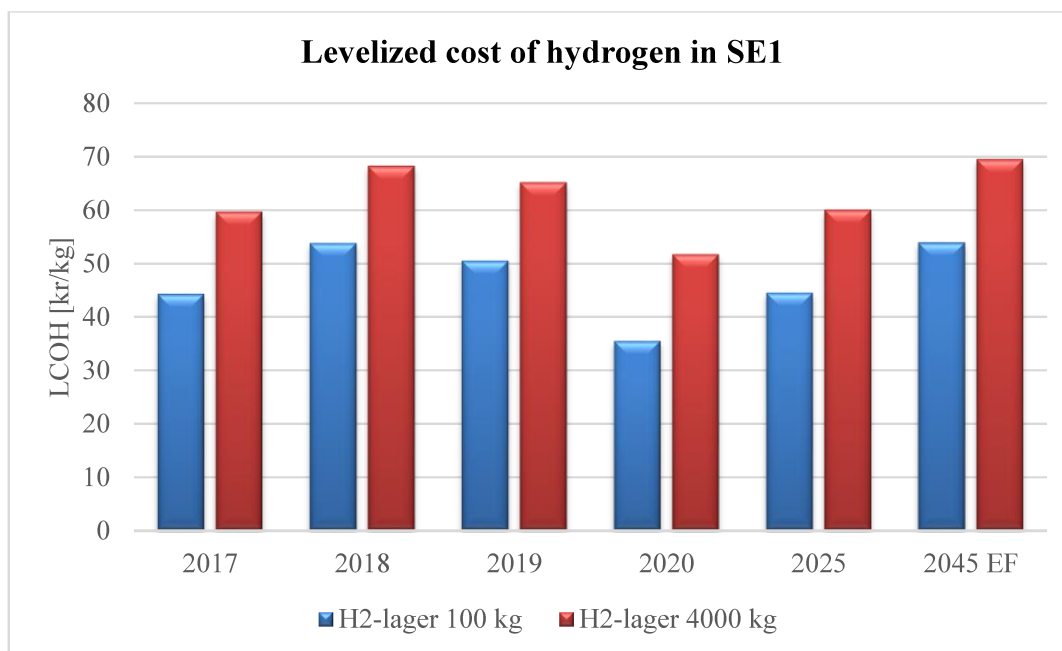
hur det varierar för olika elpriser, har LCOH beräknats för några av de simulerade ”kritiska” elområdesgränserna i olika elområden. Resultat av utförda beräkning för LCOH ses nedan i figur 16–19.

LCOH redovisas för en tankstation med enda syfte att tillgodose transportbehov med bränsle (innehåller ett H₂-lager på 100 kg vid 950 bar, se figur 6) och för en tankstation med ett större vätgaslager som dessutom kan utgöra nätnytta (innehåller en bränslecell på 300 kW och ett lager på 4 000 kg H₂, där 100 kg av vätgasen är i tryck på 950 bar och resterande del 3 900 kg har tryck på cirka 300 bar).

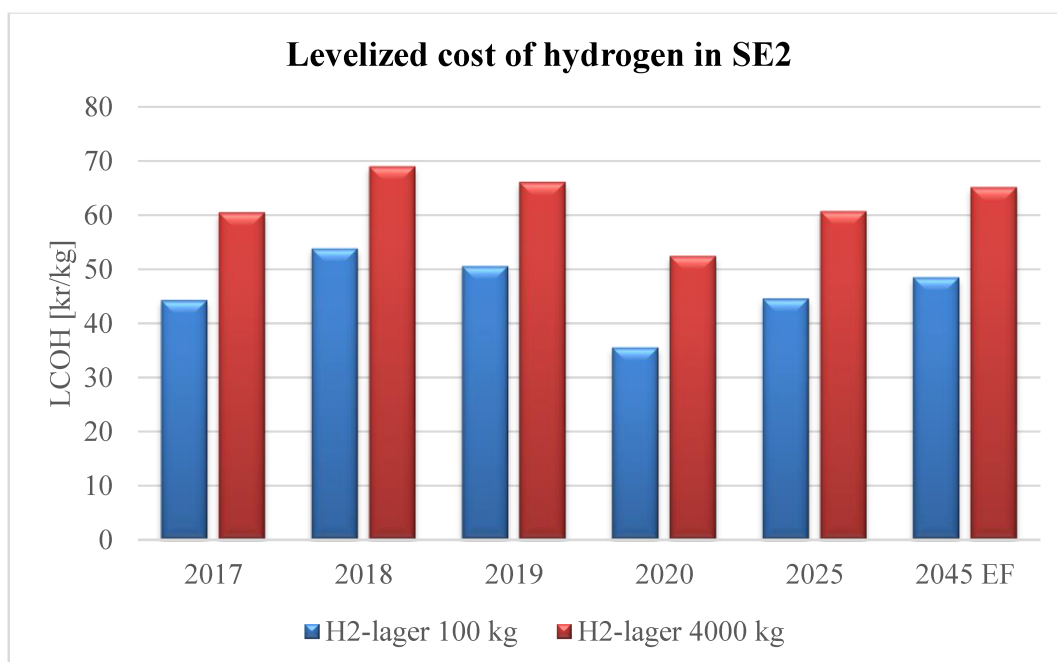
Notera att ett högtryckslager är mycket dyrare än ett lager med lägre tryck, vilket gör att LCOH blir dyrare för det större lagret. Dessutom innehåller det större lagret en bränslecell.

Tankstationen med det större lagret är enligt figur 4 och elektrolysen styrs enligt styrstrategi ”**Styrning efter övriga elområdesgränser inom samma EO (elområde)**”. Dimensioner på resterande ingående komponenter (elektrolys, kompressor) i dessa fall är enligt tabell 3 för en standardtankstation, dock i detta fall utan solceller och batteri.

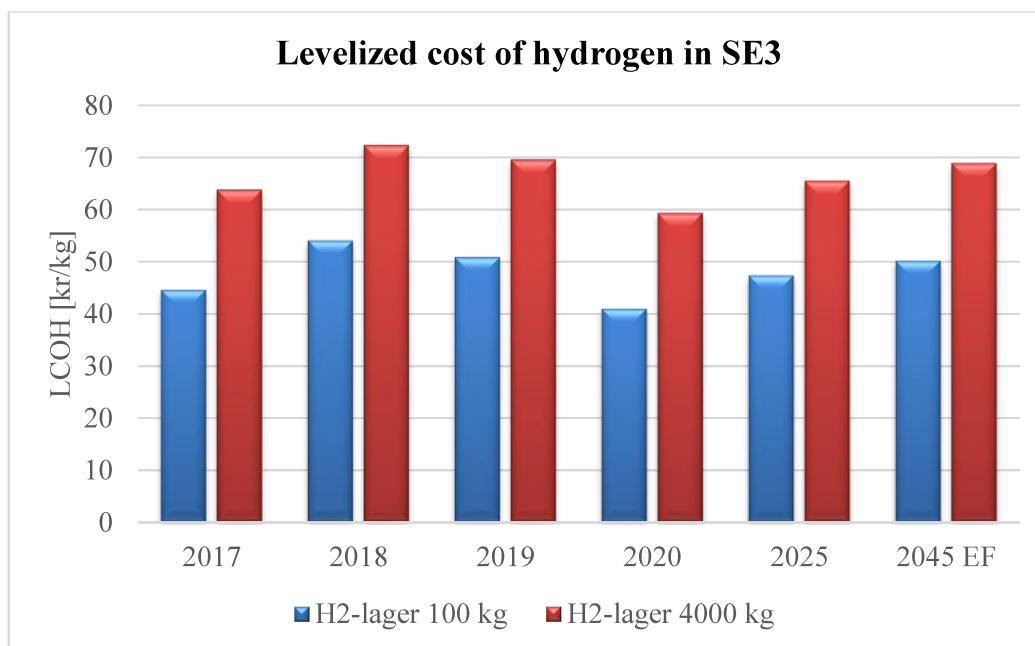
För att jämföra LCOH för olika elområden, vilket har inverkan på elpris, så valdes de ”kritiska” elområdesgränserna i olika elområden där det räcker med en 300 kW-bränslecell per tankstation. För en del gränser blev den bränslecellen överdimensionerad, men storleken valdes utifrån rimlighet i en uppskalad tankstation. För elområdesgränser där vätgaslager ansågs kunna minska importbehovet mycket (handelskapaciteten), krävs bränsleceller på flera MW per tankstation och därför ansågs de orimliga att gå vidare med för beräkning av LCOH.



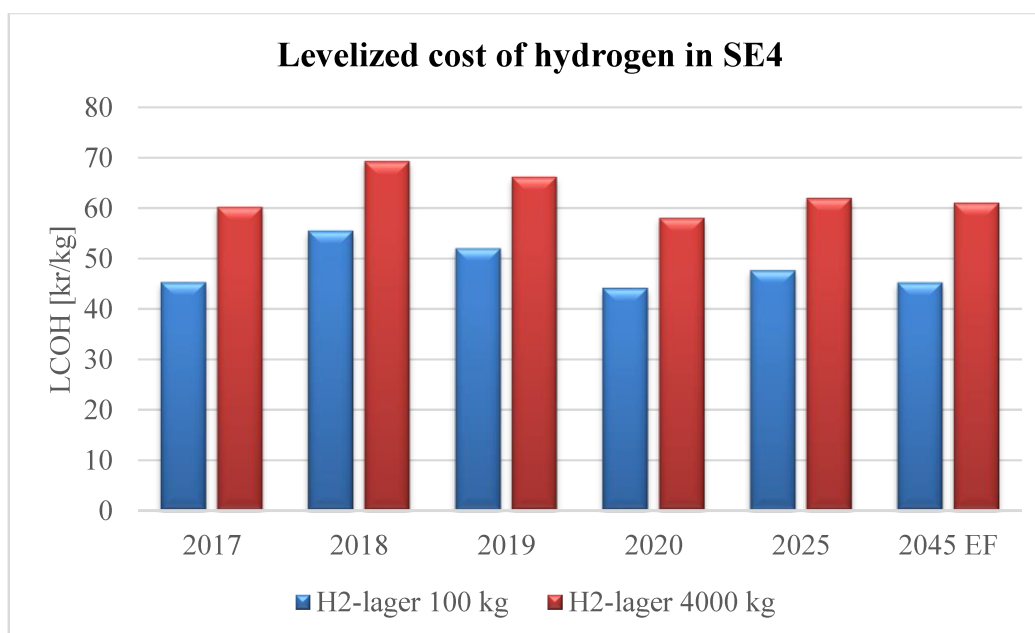
Figur 16. Jämförelse LCOH för tankstation med lager på 100 kg H₂ (endast förse transportbehov), respektive 4000 kg H₂ (transportbehov och nätnytta). Detta är beräknat för SE1-FI.



Figur 17. Jämförelse LCOH för tankstation med lager på 100 kg H₂ (endast förse transportbehov), respektive 4000 kg H₂ (transportbehov och nätnytta). Detta är beräknat för SE2-FI.



Figur 18. Jämförelse LCOH för tankstation med lager på 100 kg H₂ (endast förse transportbehov), respektive 4000 kg H₂ (transportbehov och nätnyttä). Detta är beräknat för SE2-SE3 systemgräns SE3.



Figur 19. Jämförelse LCOH för tankstation med lager på 100 kg H₂ (endast förse transportbehov), respektive 4000 kg H₂ (transportbehov och nätnyttä). Detta är beräknat för SE4-DE.

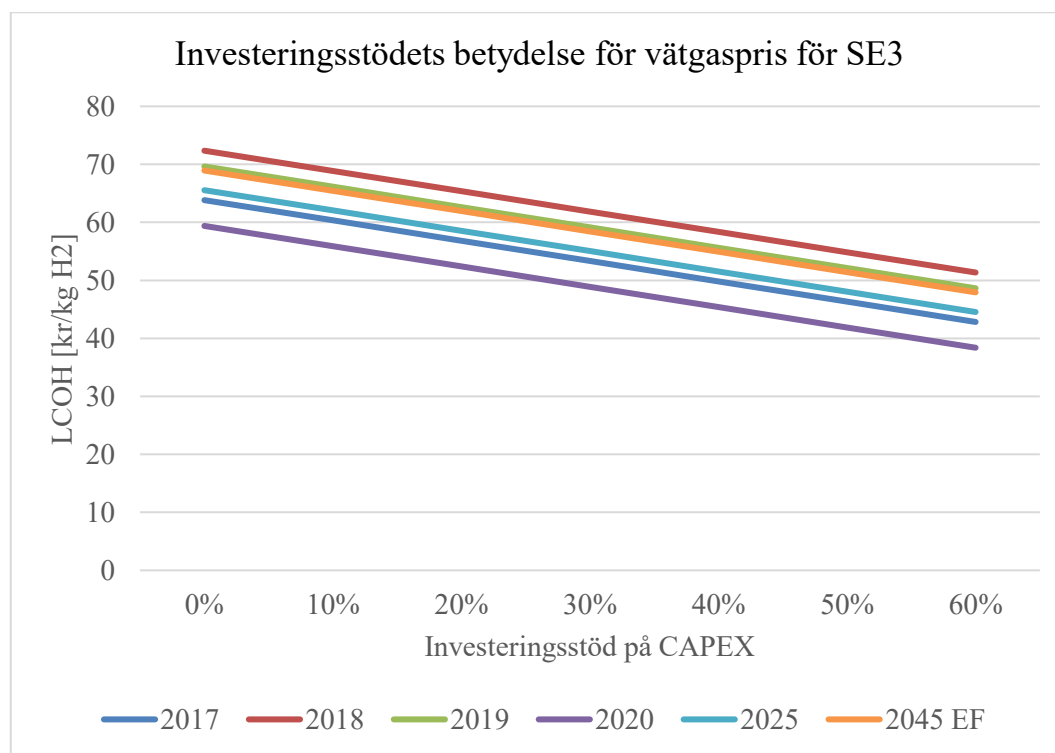
I beräkningen för LCOH finns en term med för inköp av el till systemet (elektrolys, kompressor, kylaggregat vid tankning) vilket görs efter spotpris, även värden på såld el i form av vätgas som omvandlats till el i bränslecell och sedan säljs till nät

för spotpris. Värden för inköpt el och inkomst för såld el från vätgas för olika år gällande spotpris och för ovan ”kritiska” elområdesgränser kan hittas i bilaga 5.

Notera att för tankstationen med ett lager på 100 kg H₂ antogs hela lagret bestå av högtryck (över 950 bar) och får därför ett högre pris. För tankstationen med ett vätgaslager på 4000 kg antas också 100 kg av detta bestå av högtryck (högt pris) och resterande mängd (3 900 kg) finnas i ett långtidslager med lägre tryck (cirka 300–350 bar) och får då ett billigare pris.

Vad som ytterligare skiljer de två fallen åt är att då lagret är på 100 kg finns ingen bränslecell, då det inte är nätnyttä som den jobbar för. Det finns inte heller inkomst för såld elenergi till elnätet.

I figur 20 nedan ses vilken påverkan ett investeringsstöd för en tankstation enligt föreskrivna dimensioner kan få.



Figur 20. Förändring av vätgaspris (LCOH) utifrån investeringsstöd. Detta gäller för en tankstation utifrån dimensioner på en standardtankstation enligt tabell 3 tidigare i rapporten, med en lagerstorlek på 4 000 kg (dock utan solceller och batteri). Detta gäller för SE2-SE3 med systemgräns SE3.

Liknande figur 20 ovan är trenderna för respektive elområden enligt figur 16–19 ovan för undersökta ”kritiska” elområdesgränser där LCOH har beräknats. Ett investeringsstöd på minst 50% på CAPEX för en tankstation med vätgasproduktion och lager på 4000 kg (inkluderande bränslecell på 300 kW) gör att vätgaspriset för slutkund (LCOH) ska bli lägre än för en vätgastankstation med 100 kg i lager och som endast syftar till att förse transportbehov med vätgas. Detta beräknat utifrån dagens investeringskostnader på ingående komponenter, vilket ses ovan i tabell 7.

4. Diskussion och slutsatser

4.1 Diskussion

I detta avsnitt följer en diskussion samt reflektioner från de resultat som presenterats i tidigare delar av rapporten. För att underlätta för läsaren har avsnittet delats upp och kategoriserats efter projektets fyra delmål.

4.1.1 Tankstationernas energilagringsskapacitet och hur de påverkas av investeringskostnaden i energilagringssinfrastruktur

Denna studie jämför kostnader för en tankstation med ett vätgaslager på 100 kg, stort nog för att enbart kunna förse föreskrivet uttag till transportbehov (150 kg H₂/dag) med ett vätgaslager på 4 000 kg för att även kunna hjälpa till att sänka effektoppar i transmissionsnätet. Skillnaden i kostnad blev cirka 22 Mkr (för utökat lager, samt en 300 kW-bränslecell).

För tankstationen med ett vätgaslager på 100 kg H₂ stod elektrolysen för den största kostnaden i investering (39%), medan lagret stod för 13% av den totala investeringskostnaden.

För tankstationen med ett vätgaslager på 4000 kg H₂ stod elektrolysen för 14% och lagret för 61% av kostnaderna.

Det innebär att storlek på vätgaslagret har stor inverkan på det slutliga priset för hela tankstationen. Det är rimligt att anta att tankstationsägaren idag vill hålla lagret litet på grund av dagens elpriser men att det i framtiden snarare blir ett resultat av en dimensionering som tar hänsyn till externa kostnader samt intäkter från stödtjänster (utöver att dimensioneras efter transportbehovet). Kostnaden för elektrolysören har också viss betydelse, speciellt för mindre tankstationer, där kostnaderna för lagret står för en mindre andel av totalkostnaden. I dag kostar elektrolysörer omkring 1 miljon EUR per MW och om 2–3 år förväntas priset ha sjunkit till 60% av dagens pris.

Resultatet av studien visar också att det råder stora variationer över hur stor avlastning som tankstationerna kan ge de olika elområdesgränserna. Detta innebär i sin tur att samma variationer gäller omfattningen på den finansiella lättnad som en etablering av uppskalade tankstationer skulle kunna ge nätägaren genom minskat nätförstärkningsbehov. Då studien fokuserar på att utreda om de minskade nätinvesteringarna skulle kunna användas som grund för ett politiskt styrmedel för investeringen i tankstationerna, går det från resultatet att utläsa att förutsättningarna för den typen av stöd är relativt små. Resultatet av de ekonomiska beräkningarna visar att i majoriteten av de undersökta elområdesgränserna täcker ett sådant styrmedel enbart 0–4% av den ökade kostnaden som en utökning av tankstationernas lagringsskapacitet skulle innebära.

Resultaten visar samtidigt att stödets omfattning är kraftigt beroende av två faktorer.

1. Dels vilken typ av nätförstärkning som tankstationerna ersätter; AC luftledning eller DC markledningar.

2. Dels hur stor nätnyttan tankstationerna ger.

Det är tydligt att DC markledningar innebär störst kostnader för nätägaren. Med andra ord ger detta alternativ störst besparing vid ett minskat förstärkningsbehov och ger störst incitament för att ta fram ett investeringsstöd. Dock är det viktigt att påpeka att markinstallerade likströmskablar även i framtiden kommer vara undantaget och växelströms-luftledningar regeln då nätförstärkningar görs. För att ge en realistisk bild över investeringsstödet föreslagna omfattning är det därför rimligare att se till resultatet som ges i scenario AC markledning med de lägre stödnivåerna.

Nätnyttan påverkas kraftigt av valet av styrstrategi, varvid styrning "Export" i vissa fall inte ens tillåter att transportbehovet tillgodoses, vilket i sin tur helt utelämnar nätnyttan och då även finansiella medel för investeringsstöd. Det vill säga den styrstrategi som innebär att el till elektrolysör endast tillåts köpas in då det i en kritisk elområdesgräns på transmissionsnätnivå förekommer export eller import från det elområde som systemet står placerad. (Dock inte vid importpikar, det vill säga ej vid gränsen för maximala importkapacitet).

Angående den låga täckningsgraden för investeringsstödet finns det två tydliga undantag för detta i resultaten;

- SE3-SE4AC (systemgräns SE4)
- SE3-SE4 (SydVäst-länken systemgräns SE4)

I dessa scenarion visar resultaten att nätnyttan kan omvandlas till ett finansiellt investeringsstöd på cirka 20–30% beroende på val av typ av nätförstärkning samt styrstrategi. Detta beror på att den potentiella nätnyttan i dessa områden är relativt hög jämfört med den som uppstår vid de övriga elområdesgränserna. Vilket i sin tur troligen beror på att tillfällena när importbehovet slår i taket för gränsen på handelskapacitet ("flaskhalsar") är utspridda över året. Om dessa tillfällen inträffar för ofta hinner inte elektrolysören producera tillräcklig mängd vätgas som kontinuerligt krävs för att i bränslecellen, konvertera vätgas till el och hjälpa elnätet.

Detta visar att tekniken rent tekniskt har potential att i vissa fall bidra med stor nytta och ekonomiska lättnader. Dock är det viktigt att poängtera att en förutsättning för att uppnå den beräknade nätnyttan i dessa två fall är att bränslecellen vid tankstationerna kan ha en tillräckligt hög kapacitet för att leverera de effektnivåer som krävs då handelskapaciteten övertrasseras. Även om det ekonomiska investeringsstödet blir högre än i de övriga fallen (trots att investeringen ökar med bränslecellskostnaden) går det att skarpt ifrågasätta rimligheten i att varje enskild tankstation ska ha en utökad bränslecellskapacitet i storleksordning 1–9 MW jämfört med de 300kW annars kan väntas användas för att tillgodogöra transportbehovet.

4.1.2 Tankstationernas energilagringsskapacitet och dess påverkan på behovet av transmissionskapacitet mellan elområden samt till/från våra grannländer

Denna studie har gjort många avgränsningar i metoden för att komma fram till hur tankstationers lagringsskapacitet kan påverka transmissionskapaciteten

(handelskapaciteten) mellan elområden samt till/från våra grannländer. Studien har fokuserat på teoretiska möjligheter för att sänka överföringskapacitet genom minskad import i elområdesgränserna.

Studien har jämfört dagens överföringskapacitet mellan elområden som berör Sverige med en framtida utbyggnation/förstärkning. De framtida siffrorna är baserade på SvK scenario "Elektrifiering Förnybart år 2045" med väderår 2016. Det innebär det maximala värdet på överföring för just scenariot 2045 EF med väderår 2016. För att få en mer rättvis bild av den planerade utbyggnationen skulle man behöva jämföra för fler väderår, samt för de övriga scenarierna från SvK år 2045.

En annan aspekt att diskutera utifrån de avgränsningarna som gjorts i denna studie är vad det i praktiken kan innebära att minska överföringskapacitet. Att ersätta ett handelsflöde med ett från ett annat håll har en kostnad som motsvarar prisskillnaden mellan de två områdena (den man tidigare importerade från och den nya som man importerar från i stället). Det är inte helt självklart i praktiken att det är tillåtet att marginalen kan tas bort och ersättas av vätgaslager. Exempelvis, ena styrstrategin i denna studie bygger på att den maximala handelskapaciteten ett år är 900 MWh/h i en förbindelse, medan den maximala tekniska handelskapaciteten i samma förbindelse är 1000 MW, vilket då innebär att det finns en marginal på 100 MWh/h som reserveras för "driften" ifall det skulle uppstå ett behov att utbyta mer el vid vissa tidpunkter. Detta innebär exempelvis att i planeringen (inklusive elhandel) mellan NO3-SE2 att en maximal handelskapaciteten på högst 900 MWh/h får förekomma om man följer framtidsscenariot 2045 EF (Brunge, Kristin; Hellström, Erik; Jakobsson, Mari; Thornberg, Emma; Jonsson, Mattias, 2021). Finns det ett plötsligt behov av kraft i NO3 som kan importeras från SE2 under drifttimmen kan man använda dessa extra 100 MW (då kapaciteten är upp till 1000 MW).

En slutsats som kan dras från detta är att när effekttopparna minskas i en riktning innebär det inte enbart att produktionen i importområdet måste öka, utan även att överskottet som finns i det andra i exportområdet måste minska. En förändring av handelskapaciteten skulle även behöva innebära att se över hur väl det överensstämmer med avtal gällande import/export mellan elområden och våra grannländer.

De siffror som redovisades i tabell 8 vad gäller minskad överföringskapacitet (importbehov) för gränser som berör svenska elområden är teoretiskt framtagna av en simuleringsmodell. En del siffror är väldigt små, endast några MW. Ett minskat behov av överföringskapacitet i den storleken kan diskuteras huruvida det är praktiskt rimligt att genomföra i verkligheten. Troligen är det mer praktiskt rimligt att en minskad överföringskapacitet kan innebära minskad kabelkapacitet när det handlar om större siffror, över 100 MW. Resultaten pekade på att det finns två gränser som påvisade minskat importbehov över 100 MW, där det troligen är mer rimligt att i verkligheten prata om vätgaslagrens nytta för transmissionsnätet. De elområdesgränser där vätgaslagren kunde påvisa stor skillnad i minskad import var där maxgränsen för handelskapacitet nåddes endast vid ett fåtal tillfällen utspridda över året. Troligen fanns då tid för elektrolysen att producera mer vätgas och fylla

lagret, till dess att bränslecellen sattes i gång för konvertering av vätgas tillbaka till el för att hjälpa elnätet.

För en del system kopplade till vissa elområdesgränser kunde elinköp till elektrolys inte styras enligt styrstrategin ”Styrning efter export mm.”, vilket ses i tabell 8. Det innebär att inte tillräckligt mycket vätgas kunde produceras utifrån begränsningar för inköp av el till elektrolys, i takt med uttag till transportbehovet och inte heller kunde systemet hjälpa till att minska importbehovet. En orsak till att resultatet visade detta för vissa elområdesgränser kan vara att uppkomst av export/tillräckligt lite import inte inträffade tillräckligt ofta eller i den storleksordning som det hade behövts för att tillgodose transportbehovet. En större elektrolys skulle troligen kunna hjälpa till viss del, men styrning när elektrolys kan vara i gång har större betydelse utifrån den lagerstorlek som användes i denna studie.

Ytterligare en punkt som bör tas upp för diskussion är hur stor sannolikhet bränsleceller har att få genomslag jämfört med utbyggnation av andra produktionsslag. Vilka produktionsresurser som kommer användas beror på om de får tillslag på elmarknaden, vilket i sin tur beror på vad de har för produktionskostnad, även kallat ”merit order” eller ”marginalel”. Det innebär att bränslecellernas produktionskostnader (kostnader för att producera och lagra vätgas, samt alternativkostnader i form av förlorade inkomster från transportsidan) måste vara billigare än de produktionsresurser de ersätter. Utifrån den ökade uppmärksamheten som grön vätgas fått på sistone och med alla projekt som planeras, som ett komplement till den alltmer volatila elproduktionen som byggs ut, kan vätgas förväntas kosta omkring 2–3 EUR inom 5–7 år. Ytterligare en spekulation är att priset på bränsleceller troligen kommer att sjunka mycket i en snar framtid i takt med ökade installationer, vilket spelar roll för lönsamheten vid investering.

Ytterligare en aspekt att diskutera vad gäller bränslecellers förmåga att bidra till denna typ av nätnyttä är responstiden för bränsleceller. Dagens bränsleceller har en uppstartstid från sekunder till några minuter beroende på om det är kallstart eller om bränslecellen redan körs på någon baslast, samt vilken effekt den ska upp till och stabilisera sig. Detta bör dock inte vara någon begränsning för denna typ av nätnyttä som har undersökts i denna studie, då överföringstoppar är toppar i handelsflöden som räknas fram dagen innan själva leveranstimmarna. Detta innebär alltså att man har en dag på sig att planera sin produktion. Det kan dock vara bra med batterier som komplement till systemen som kan hjälpa till med extra effekt, samt om systemet ska leverera andra typer av stödtjänster. Ytterligare diskussionspunkt är rimlighet för de fall i studien där storleken på bränslecell blev flera MW per tankstation. Då kan det bli en stor fråga om kostnad, även om det är fysiskt möjligt. En bränslecell på upp emot 1 MW skulle kunna levereras i stackar om 6st x 150 kW.

En annan punkt som kan diskuteras är den teoretiska begränsningen i de system där solceller fanns med. I denna studie antogs att all solel som producerades direkt användes till systemet, om energibehov förelåg. Vid beräkning av produktionskostnader för solel $\rightarrow$ $H_2 \rightarrow$ lagring $\rightarrow$ el måste detta jämföras med alternativkostnader. Exempelvis skulle solelen direkt kunna säljas till nätet i stället

för att producera vätgas och el från lagrad vätgas hade kunnat produceras senare om förväntningar är att elpriserna kommer bli högre om några timmar. Det är dessa två priskomponenter som kommer bestämma produktionskostnaden. Den andra komponenten är också med när man köper in el i stället för att använda el från solparken. Detta gör att prisbilden blir komplex och ingick inte att modellera i denna studie.

I denna studie gav de fall där systemen innehöll solcellsanläggning och batteri att den inköpta årliga elenergin från nätet kunde minska med omkring 8%, dock påverkade inte soletproduktionen minskat behov av överföringskapacitet. I denna fall var solcellsanläggningen på 250 kW och batterikapaciteten 300 kWh, elektrolysen hade en storlek på 500 kW. Större dimensioner på solceller och batteri skulle säkerligen kunna hjälpa systemet ännu mer och minska den inköpta elen. Dock kan för stora dimensioner innebära att det blir ett betydande soletöverskott som säljs vidare. Det kan även inträffa enstaka tillfällen då man vid en given tidpunkt redan producerar el till nätet från vätgas, att elhandeln är på gränsen för handelskapaciteten (typisk situation av flaskhalsar) och lagret är fullt med vätgas, då även solen lyser. Det innebär även då att överskottselen inte kan tillgodogöras, varken i systemet eller i nätet. För att inte producera för mycket soletöverskott bör man se över dimensionering av sitt system för vätgasproduktion, efter dimensioner på övriga ingående komponenter, samt hur systemet ska styras.

Värt att understryka då soletberäkningarna diskuteras är att det soletöverskott som produceras och inte används vid tankstationen, antas användas direkt i lokal eller regionnätet. I denna studie antas det inte ha någon påverkan på rådande handelsflöde vid elområdesgränserna på transmissionsnätetsnivå.

Avslutningsvis finns det ytterligare en avgränsning som är värd att belysa i denna del av diskussionen, nämligen antagandet om antalet tankstationer i varje nätområde samt fördelningen av dessa. Studien baseras på en grov generalisering om att vätgastankstationer i framtiden är jämförbart med dagens fossilbaserade tankstationer. Dessutom att den geografiska placeringen av dessa skulle vara jämnt fördelad geografisk över landet samt jämnt fördelade mellan alla elområdesgränser inom ett elområde. Detta är en förenkling som gjorts för att underlätta simuleringarna i projektet och möjliggöra en redovisning av innebörden av tankstationer för enskilda gränser. I ett verkligt scenario hade inte tankstationerna inom ett elnätsområde varit specifikt kopplade till endast en elområdesgräns utan hade simultant påverkat samtliga gränser inom elnätsområdet. För att ändå ta hänsyn till detta faktum men också underlätta simuleringar har alltså det totala antalet tankstationer i området fördelats jämnt mellan alla gränser för att på så vis ändå påvisa en genomsnittlig påverkan och ändå skapa en bild över den effekt man kunde förväntat sig vid en verklig implementering.

Gällande antagandet om den geografiska fördelningen av tankstationerna nationellt finns det såklart mycket som talar för att fördelningen i framtiden i stället skulle vara baserad på befolkningstäthet. Det vill säga fler stationer i elområden 3 och 4 än i 1 och 2. Framför allt för personbilstransporter. Dock finns det mycket som talar för en ökad industri i norra delarna av Sverige som skulle innebära ett ökat transportbehov, speciellt tung transport, i dessa regioner. Detta skulle kunna

motivera att inte helt basera fördelningen på befolkningstäthet. Valet att anta en helt jämn fördelning över landet är dock antaget, dels för att även här underlätta beräkningarna, dels för att inte överskatta teknikens påverkan i landets södra delar. För att även om det i sig är rimligt att anta att antalet vätgastankstationer kan väntas öka till år 2045 är det dock inte sannolikt att antalet går att helt jämföra med dagens tankstationer med fossila drivmedel. Dessutom är det i dag svårt att avgöra hur fördelningen mellan batteri- och vätgasdrift av fordon kommer se ut, både vad det gäller personbilar och tung transport. Det är således svårt att göra en mer detaljerad prognos över dels antalet tankstationer, dels dess placering. Detta skapar givetvis osäkerheter i simuleringarna vilket är värt att poängtera när resultaten betraktas. Med dagens kunskapsläge är det dock svårt att ge precisa analyser och studien ska ses som en potentialstudie för tekniken snarare än framtidsprognos över dess utbredning.

4.1.3 Politiska incitaments betydelse på investeringskostnaden för tankstationer samt drivmedelskostnaden för ägaren av ett bränslecellsfordon

Utifrån resultaten kan konstateras att priset på vätgas (Levelized Cost of hydrogen "LCOH") skiljer sig mellan elområden. Vätgaspriset kan skilja sig åt med några kronor för produktion i SE1 och SE2 jämfört med SE3 och SE4. Det som påverkar mest är dock vilket år som simuleras, eftersom det har den största inverkan på elpriser och därmed priset på vätgas.

Priset på vätgas för en tankstation med ett vätgaslager på 100 kg i SE1 kostade år 54 kr/kg H₂ år 2018, medan priset var endast 36 kr/kg H₂ under 2020.

För en tankstation med ett vätgaslager på 4 000 kg var priset i SE1 68 kr/kg H₂ år 2018 och 52 kr/kg H₂ under 2020.

Det innebär dessutom att det finns en stor skillnad på pris för vätgas beroende på systemutformning. Det system med det större vätgaslagret, inkluderade även en bränslecell på 300 kW. För att komma ned i samma pris på vätgas för det system med större lager som det för ett 100 kg-lager med syfte att endast förse transportbehov, behövs ett investeringsstöd på minst 50% på CAPEX. Idag finns ett stöd att söka (Klimatklivet) för tankstationer som kan ge upp till 70% i stöd på investeringskostnader. Det skulle innebära att vätgasen i denna studie skulle kunna säljas för ned emot 30 kr/kg H₂ (även för lager större än 100 kg) och därmed bli konkurrenskraftig fossila bränslen.

För att kunna realisera satsningar på vätgasinфраstruktur i större utsträckning kommer det initialt att behövas någon typ av ekonomiskt stöd innan dess att tekniken nått en högre teknisk mognad och priserna sjunkit. Kostnaden för installation av just vätgastankstationer kommer potentiellt sätt också sjunka i än lägre hastighet än andra tillämnningar. Detta på grund av att kraven på tankstationernas kapacitet ökar då behovet på transportsidan ökar. Idag kan man vid konventionella tankstationer tanka 1 kg/min, vilket för en personbil tar 4–5 min. En personbil rymmer omkring 5 kg per tank. Det planeras under de närmsta åren nyare tankstationer med önskemål om att kunna tanka 3 kg/min som även är anpassade för tunga fordon, vilket kräver tankning av 60–80 kg per gång vid 700 bar. Med

kommande utveckling forskas det även i att kunna komma upp i en tankningshastighet av 10 kg/min. Dessa finns dock inte på marknaden ännu.

En tanke för att kunna producera billig vätgas är att köpa el direkt av vindkraftverk innan den når lokalnätet för att slippa en del avgifter. Det är något som inte tagits med i denna studie.

4.1.4 Öka kunskapen hos viktiga samhällsaktörer om hur stor potentiell energilagringsskapacitet det finns i vätgasinfrastruktur och ge underlag för politiska beslut

Denna studie har fokuserat på en specifik form av nätnytta; den om vätgastanksstationers möjlighet att minska behovet av nätförstärkningar på stamnätsnivå. Som resultaten visade är potentialen för detta varierande över landet och starkt beroende av en storskalig utbyggnad och användning av vätgasdrivna fordon. Det är dock viktigt att poängtera att detta enbart är ett av många användningsområden för vätgas och dess verkliga potential blir tydlig först då flera nyttor betraktas simultant. Vätgasen har en hel del unika egenskaper som gör att den till skillnad från de flesta andra energibärare fyller funktioner inom samtliga energimarknader; transport, värme och elförsörjning.

I rapportens inledande delar ges flera exempel på övriga nyttor som vätgasen kan medföra på elmarknaden.

- Bland annat beskrivs hur vätgasen kan används för frekvensreglering, reservkraft och balansering av reaktiv effekt.
- Utöver detta kan införandet av decentraliserade vätgaslager generera samhällsekonomiska värden ur krisberedskapssynpunkt samt som långtidslager som del av lokala energisystemlösningar.
- En annan möjlighet är att skapa mobila vätgaslagercontainer-baserade system för att stödja näten där nyttan är som störst.
- Ytterligare möjligheter som skulle kunna undersökas är överdimensionering av elektrolyser och vätgaslager, för att skapa större möjligheter till att köpa in mer el när det finns stort överskott och täcka upp när importbehovet är på maxvärdet för handelskapaciteten.

Sammantaget visar detta på att det finns ett betydligt bredare spektrum av nyttor som vätgas kan medföra energisystemet än vad som behandlats i denna studie. Skulle även användningsområden så som bränsle inom transportsektorn, spillvärme till värmeförsörjning eller produktionen av syrgas (restprodukt vid elektrolys) betraktas blir det tydligt vilken samhällsnytta vätgasen kan komma att få i framtiden.

Detta innebär att även om möjligheten att finansiera politiska styrmedel, enbart genom vinsten av ett enskilt användningsområde är små, är bilden annorlunda, om än mer komplex, om vinsten från flera nyttor räknas in. Detta är något som verkligen belyser vikten av en ökad kunskapsspridning hos samtliga

samhällsaktörer som på något sätt verkar inom energiområdet och också ett område där vidare forskning behövs.

Rapportens resultat, diskussion och slutsatser, samt rekommendationer för vidare studier har delgetts en bred publik, med bland annat närvaro från Svenska kraftnät, den 20 december 2021. Se redovisning av registrerade organisationer i bilaga 8.

4.2 Slutsatser

Analysera hur tankstationernas energilagringskapacitet kan förväntas bero på investeringskostnaden i energilagringsinfrastruktur

Av resultatet går det att konstatera att förutsättningarna för att skapa ett betydande investeringsstöd enbart baserat på de finansiella lättnader tankstationerna erbjuder på transmissionsnätnivå är små. Däremot så visar studien att det i vissa områden råder förutsättningar att ge en mer betydande del i stöd. Det är därför ett tänkbart scenario att kostandslättningen som de uppskalade tankstationerna skulle kunna bidra med i nätet skulle kunna utgöra en del av ett stöd, alternativt att lokala initiativ skapades. För att bygga upp ett mer omfattande stödsystem krävs dock att andra nyttor som tankstationerna skulle kunna bidra med vägs in för att skapa tillräckliga incitament för investerare i tankstationer.

Undersöka hur tankstationernas energilagringskapacitet påverkar behovet av transmissionskapacitet, mellan energiområden samt till/från våra grannländer

Utifrån denna studie kan slutsatsen dras att utökade lager i befintliga vätgastankstationer kan hjälpa transmissionsnätet där handelsflödet, stundtals och då vid tidpunkter utspridda över året, når gränsen för den maximala handelskapaciteten. Om handelsflödet ofta befinner sig på gränsen (så kallade "flaskhalsar") hinner inte elektrolysören producera den mängd vätgas som kontinuerligt krävs för att i bränslecellen, konvertera vätgas till el och hjälpa elnätet.

Undersöka hur en aktiv politik för att minska investeringskostnaden för tankstationer påverkar drivmedelskostnaden för ägaren av ett bränslecellsfordon

Resultatet visar att priset på vätgas (Levelized Cost of hydrogen "LCOH") skiljer sig mycket beroende på elpriser samt CAPEX för anläggningen. Priset på vätgas för en tankstation med ett vätgaslager på 100 kg i SE1 kostade 54 kr/kg H₂ år 2018, medan priset var 36 kr/kg H₂ år 2020.

För en tankstation med ett vätgaslager på 4 000 kg var priset i SE1 68 kr/kg H₂ år 2018 och 52 kr/kg H₂ under 2020. För att komma ned i samma pris på vätgas för det system med större lager som det för ett 100 kg-lager med syfte att endast förse transportbehov, behövs ett investeringsstöd på minst 50% av CAPEX.

Öka kunskapen hos viktiga samhällsaktörer om hur stor potentiell energilagringskapacitet det finns i vätgasinфраstruktur och ge underlag för politiska beslut

Resultatet visar att möjligheten att finansiera politiska styrmedel genom vinsten av endast en specifik nätnytta som vätgasen medför är små. Dock har vätgasen stor potential att skapa flera tjänster inom olika sektorer; så som inom el-, transport och värmemarknaderna. Det blir således tydligt att vätgasens ekonomiska gångbarhet är hårt knuten till hur väl integrerad den är i samhället. Förutsättningen för ekonomiska styrmedel som stöd till vätgasutvecklingen blir på sätt större om fler nyttor hade betraktats än vad som görs inom ramen för denna studie. Detta i sin tur belyser vikten av fortsatt kunskapsspridning och fördjupning av teknikens potential för samtliga samhällsaktörer, inte minst de som agerar på elmarknaden.

5. Vidare studier

Denna studie har analyserat hur vätgaslager kan bidra till att minska utbyggnation av befintligt transmissionsnät till/från elområden i Sverige samt angränsande länder. Sju förslag på vidare studier presenteras nedan.

1. Utvidga denna analys till att även försöka minska tillfällena då ”flaskhalsar” uppstår. Det vill säga timmar då handelsflödet kommer upp i maximal handelskapacitet. Det innebär att inte enbart fokusera på hur en förstärkning på elnätskabel i MW kan påverkas, utan också fokusera på enskilda tillfällen då elnätet är överbelastat och dessa ”flaskhalsar” uppstår.
2. En liknande studie är att för varje kritisk elområdesgräns från början välja ut en nätnytta (värde för minskad handelskapacitet eller framtida förstärkning på elnätet) som ska uppnås och sedan räkna baklänges vad det skulle innebära i storlek på ingående komponenter, där storlek på elektrolys och vätgaslager troligen har störst betydelse.
3. Simulera ett liknande system för vätgasproduktion där elen till elektrolys, kompressor och tankstation enbart kommer från direktanslutna lokala förnybara kraftslag som till exempel sol och vind. Detta både vad gäller att minska effekttoppar, och för att tillgodose ett visst transportbehov. En rekommendation är då att begränsa sig till att studera elnät lokalt eller möjligen regionalt. Även att jämföra slutpriset för elen från bränsleceller med andra produktionsslag och dagens priser på elmarknaden.
4. Utöver den nätnytta som räknats med i denna studie finns även andra tjänster som elektrolysörer kan bidra med till elnätet, vilket beskrivs i inledningen under avsnittet ”Potentiella nätnyttor från vätgastankstationer” i denna rapport. De kan också köras för att hålla frekvensen nere i nätet vid överproduktion för att bibehålla nätkvaliteten, utöver att köras för att producera vätgas.
5. En avgränsning som troligen har stor betydelse för resultaten är att denna studie har studerat enskilda elområdesgränser i taget, detta på grund av projektets budget och tidsplan. Det innebär att samtliga analyser och resultat bygger på enskilda förändringar i handelskapaciteten (i denna rapport även begränsat till import) och oberoende av övriga händelser i andra elområdesgränser. En möjlig vidare studie är att utöka analysen och studera förändring av fler eller samtliga elområdesgränser på samma gång både för nationella elområden och för våra grannländer, för att få en större och mer sammanhängande bild. Då kan det även konstateras om handelsflöden i både import och export kan minskas på samma gång. Detta innefattar alltså en styrning av tankstationer på båda sidor av flera elområden på samma gång. Exempelvis för att sänka handelsflöde SE2 → SE3, kan man då styra tankstationerna med vätgasproduktion så att förbrukningen ökar i SE2 vid perioder med stort överskott, samtidigt som produktionen i SE3 ökar genom driftsättning av bränsleceller.

6. I denna studie finns två styrstrategier för inköp av el till elektrolys, "Styrning efter export mm." och "Styrning efter övriga elområdesgränser inom samma EO". Som vidare studie kan dessa två styrstrategier kombineras för utökade möjligheter att minska behovet av utbyggnation av handelskapacitet i transmissionsnätet.
7. Något som inte alls har tagits upp i denna studie är säkerhetsaspekt och social acceptans. Inte heller någon form av miljöstudier eller LCA har genomförts. Dessa är viktiga delar som behöver studeras vidare om fler vätgastankstationer med utökad lagerkapacitet skulle byggas.

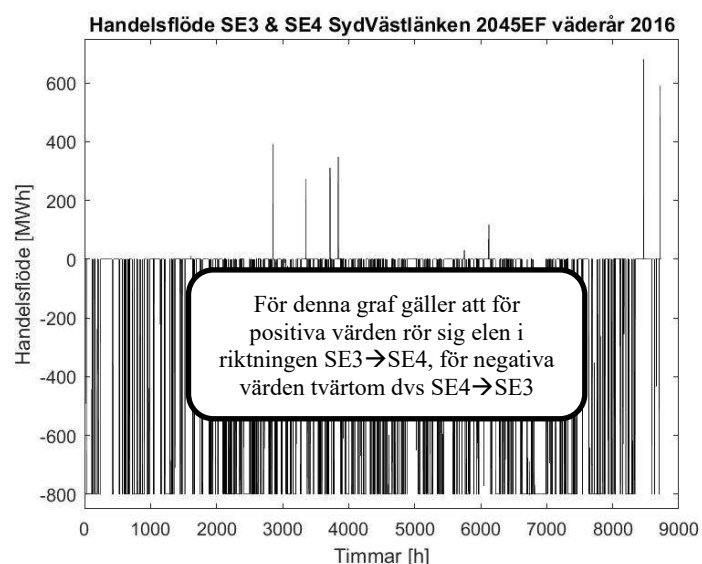
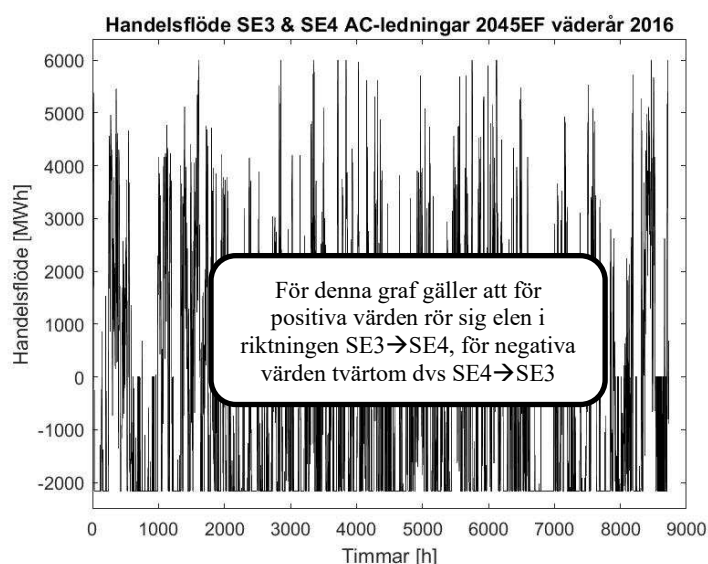
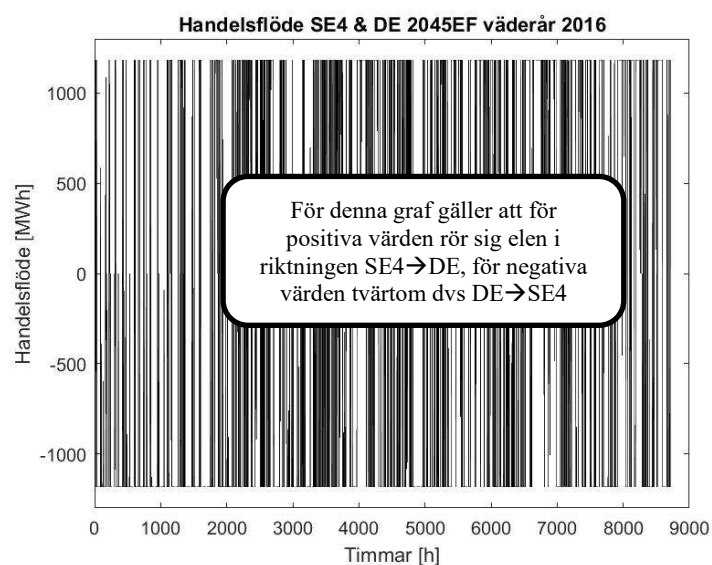
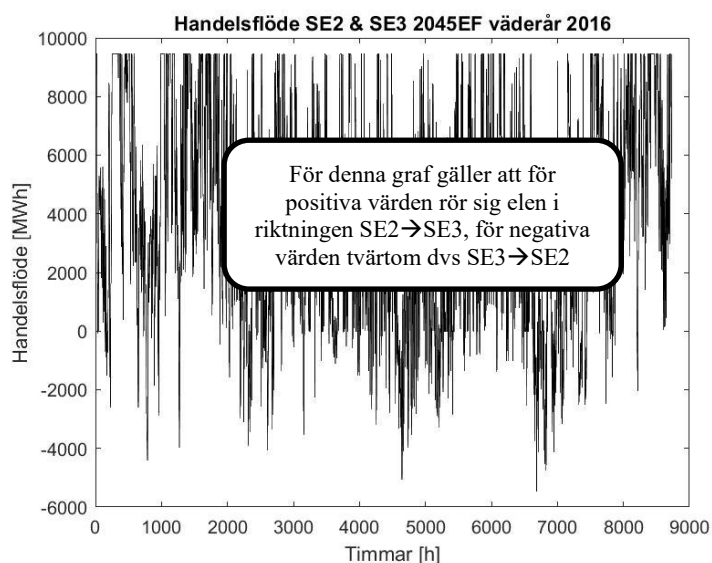
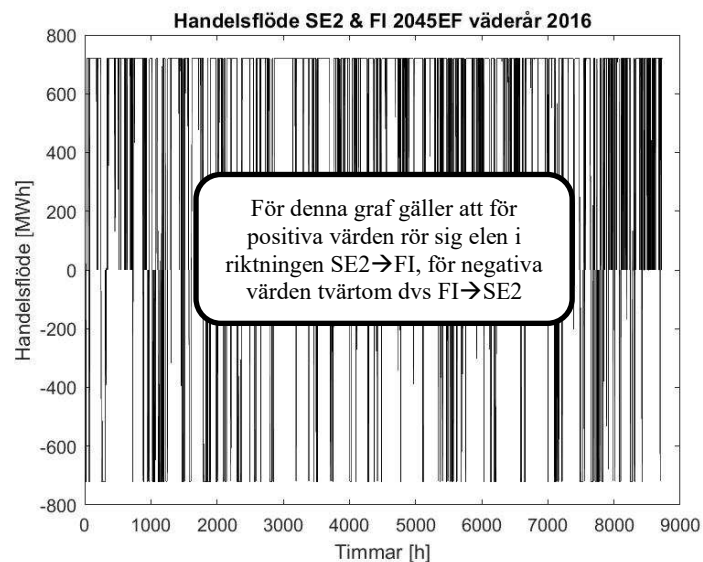
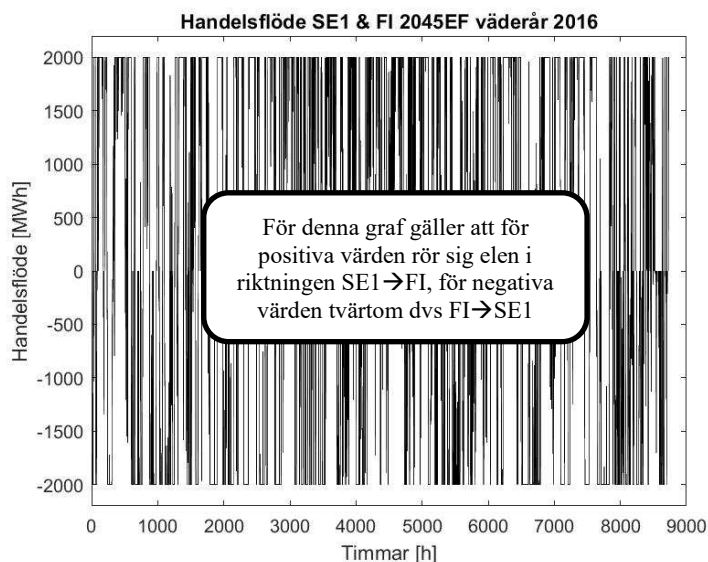
8. Referenser, källor

- Battelle Memorial Institute. (2016). *Manufacturing Cost Analysis of 100 and 250 kW Fuel Cell Systems for Primary Power and Combined Heat and Power Applications*. Battelle Memorial Institute.
- Brunge, Kristin; Hellström, Erik; Jakobsson, Mari; Thornberg, Emma; Jonsson, Mattias. (2021). *Långsiktig marknadsanalys 2021; Scenarier för elsystemets utveckling fram till 2050*. Sundbyberg: Svenska kraftnät.
- Drivkraft sverige. (2021, Juli 10). *Drivkraft sverige*. Retrieved from Försäljningsställen: <https://drivkraftsverige.se/statistik/forsaljningsstallen/>
- Energimyndigheten. (2021, November 25). *Energimyndigheten.se*. Retrieved from <https://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/>
<https://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2020/2019-rekordar-for-svensk-elproduktion/>
- European Commission. (2021, Mars 24). *PV Performance tool*. Retrieved from Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS): <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>
- Falkendal, T., & Nilsson, H.-O. (2021, November 26). Möte med Nilsson Energy. (J. Lindborg, & E. T. Forsström, Interviewers)
- Gardiner, M. (2009, Oktober 26). *Energy requirements for hydrogen gas compression and liquefaction as related to vehicle storage needs*. Retrieved from DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record: https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/9013_energy_requirements_for_hydrogen_gas_compression.pdf
- Gorre, J., Ruoss, F., Karjunen, H., Schaffert, J., & Tynjälä, T. (2020). Cost benefits of optimizing hydrogen storage and methanation capacities for Power-to-Gas plants in dynamic operation. *Applied Energy*, 257, 113967.
- Gökçek, M., & Kale, C. (2018, April). Optimal design of a Hydrogen Refuelling Station (HRFS) powered by Hybrid Power System. *Energy Conversion and Management*, 161, 215-224.
- Karlstads kommun. (2021, Januari 27). *Taxor och avgifter*. Retrieved from <https://karlstad.se/Bygga-och-bo/Vatten-och-avlopp/Taxor-och-avgifter/>
- Minutillo, M., Perna, A., Forcina, A., Di Micco, S., & Jannelli, E. (2021). Analyzing the levelized cost of hydrogen in refueling stations with on-site hydrogen production via water electrolysis in the Italian scenario. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(26), 13667-13677.
- Nord Pool. (2021, December). *Day-ahead capacities*. Retrieved from <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Dayahead/Capacities1/Capacities/KEY/Norway/?view=table>
- Nord Pool. (2021). *Day-ahead prices*. Retrieved from <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/SE/Hourly/?view=table>
- Svenska kraftnät. (2016). *En teknisk och ekonomisk jämförelse - Analys av olika tekniska utformningar för förbindelsen mellan Skogssäter - Stenkullen*. Stockholm: Svenska kraftnät.
- Svenska kraftnät. (2021, Februari 16). *Översiktlig kravbild för stödtjänster*. Retrieved from Marknader för stödtjänster:

- <https://www.svk.se/siteassets/4.aktorsportalen/systemdrift-o-elmarknad/information-om-stodtjanster/marknader-for-stodtjanster.pdf>
- U.S. Department of Energy, Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office. (2014, Mars 7). *Fuel Cells Fact Sheet*. Retrieved from Energy Efficiency & Renewable Energy:
<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/downloads/fuel-cells-fact-sheet>
- Wolf, J., Axelsson, L., & Edvall, M. (2021, Mars 31). *Detaljerad analys state-of-the-art industriell elektrolys - fallstudie*. Retrieved from
<https://www.ri.se/sv/vad-vi-gor/projekt/detaljerad-analys-state-of-the-art-industriell-elektrolys-fallstudie>
- Yodwong, B., Guilbert, D., Phattanasak, M., Kaewmanee, W., Hinaje, M., & Vitale, G. (2020). AC-DC Converters for Electrolyzer Applications: State of the Art and Future Challenges. *Electronics*, 9(6), 912.

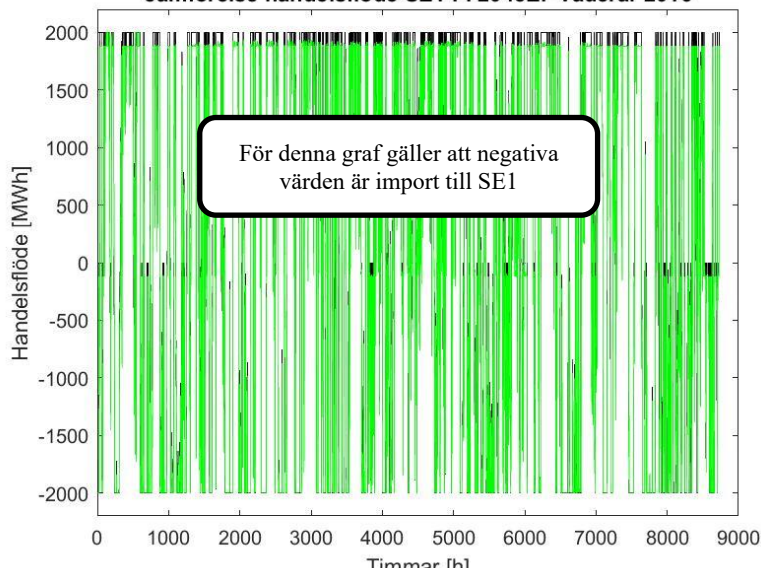
9. Bilagor

Bilaga 1. Initiala elområdesgränser för "kritiska" förbindelser enligt scenario 2045 EF med väderår 2016

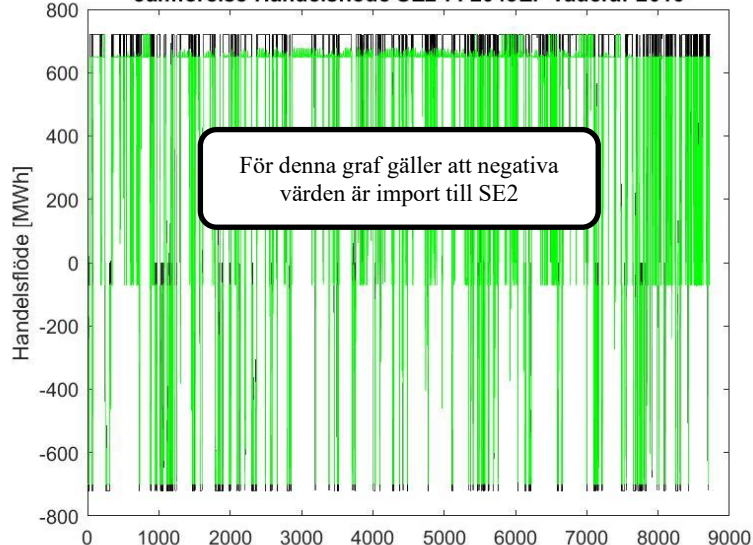


Bilaga 2. Jämförelser av elområdesgränser för ”kritiska” förbindelser enligt scenario 2045 EF med väderår 2016 enligt styrstrategi A (export mm.)

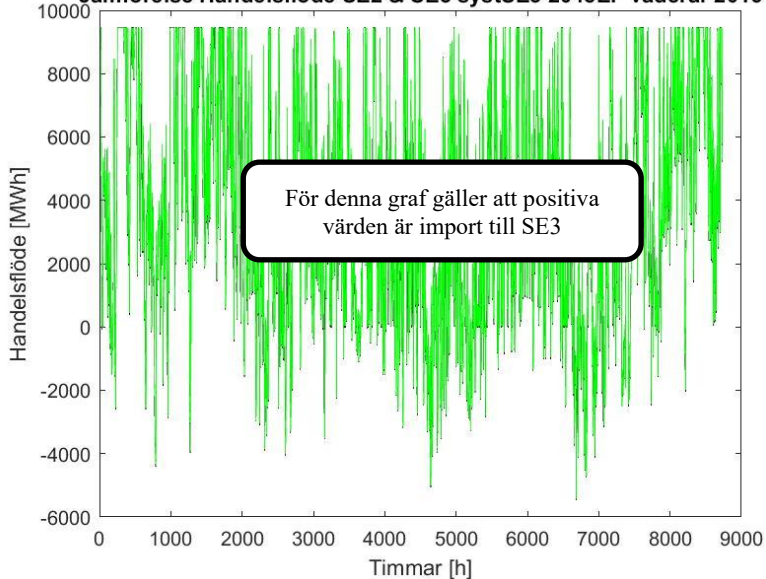
Jämförelse handelsflöde SE1-FI 2045EF väderår 2016



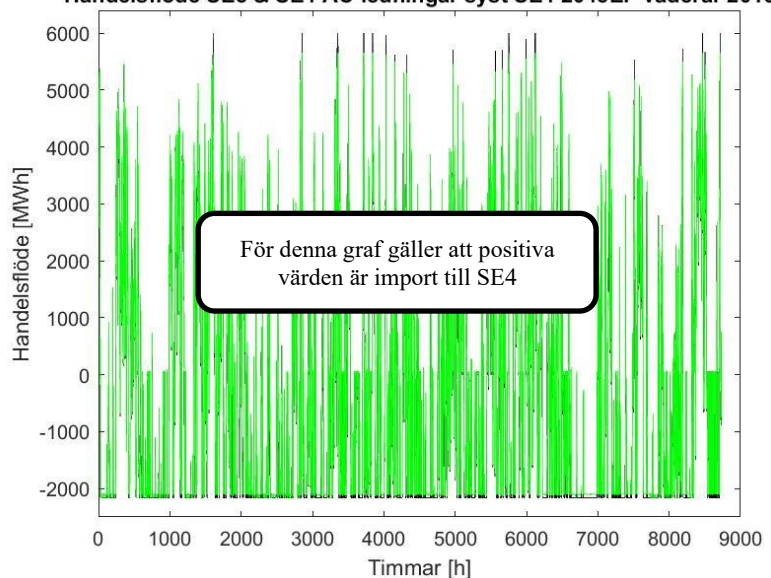
Jämförelse Handelsflöde SE2-FI 2045EF väderår 2016



Jämförelse Handelsflöde SE2 & SE3 systSE3 2045EF väderår 2016

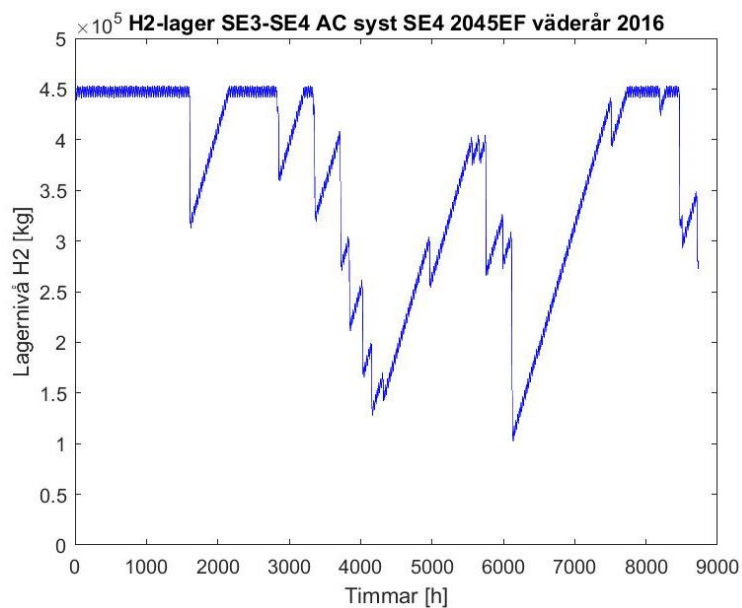
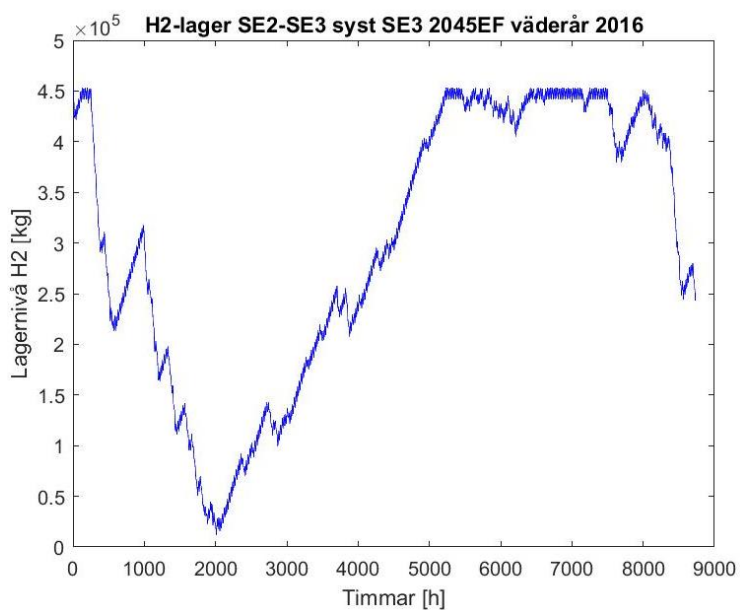
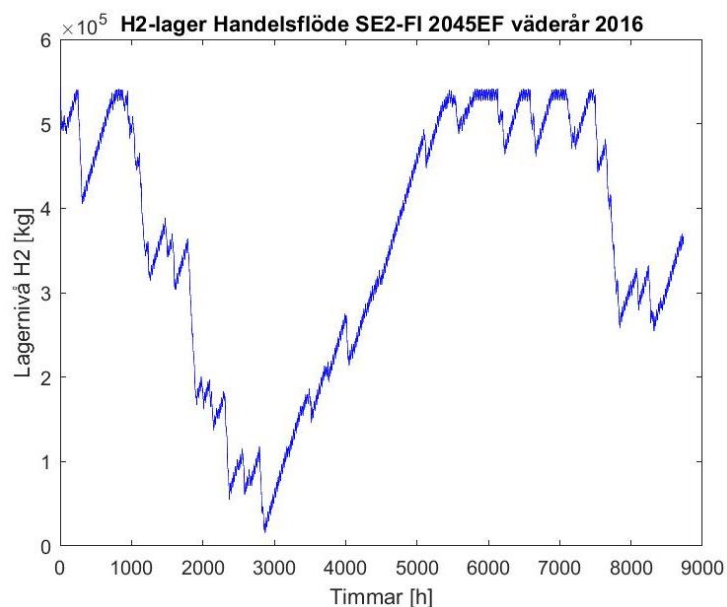
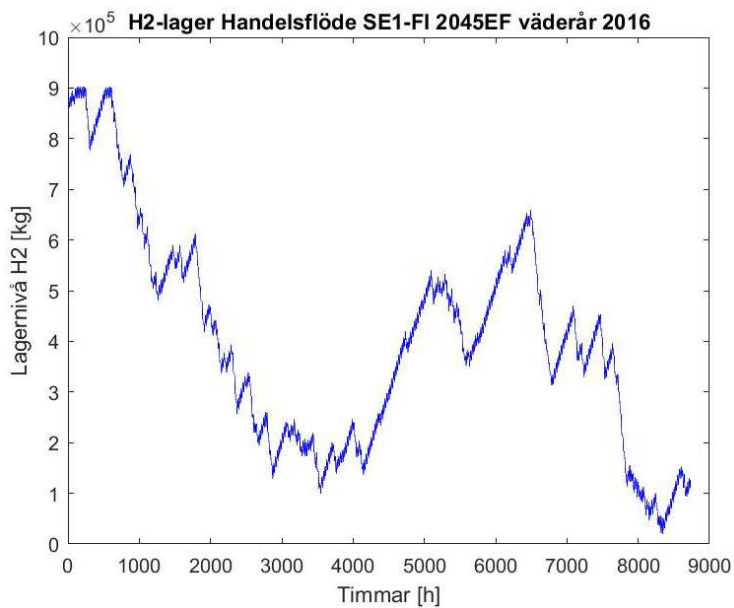


Handelsflöde SE3 & SE4 AC-ledningar syst SE4 2045EF väderår 2016



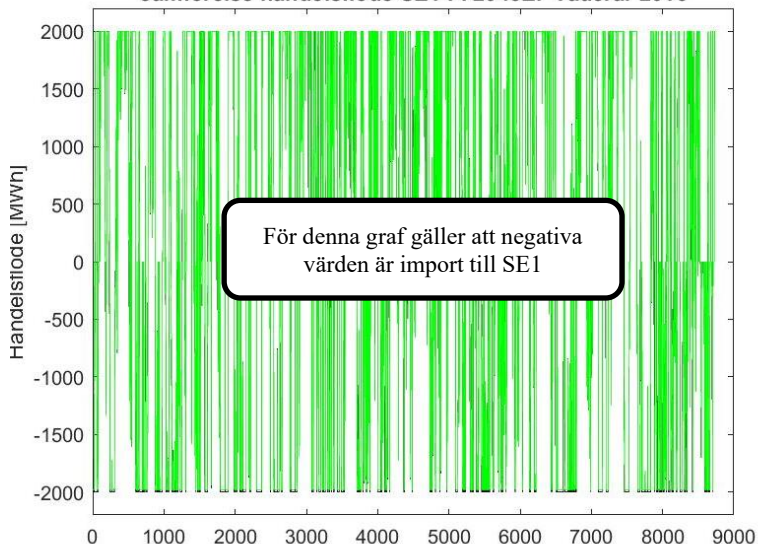
Samtliga grafer är system med solceller och batteri.
Grön innebär det nya elflödet och svart innebär det gamla elflödet.

**Bilaga 3. Status H₂-lager för "kritiska" elområdesgränser enligt scenario 2045
EF med väderår 2016 enligt styrstrategi A (export mm.)**

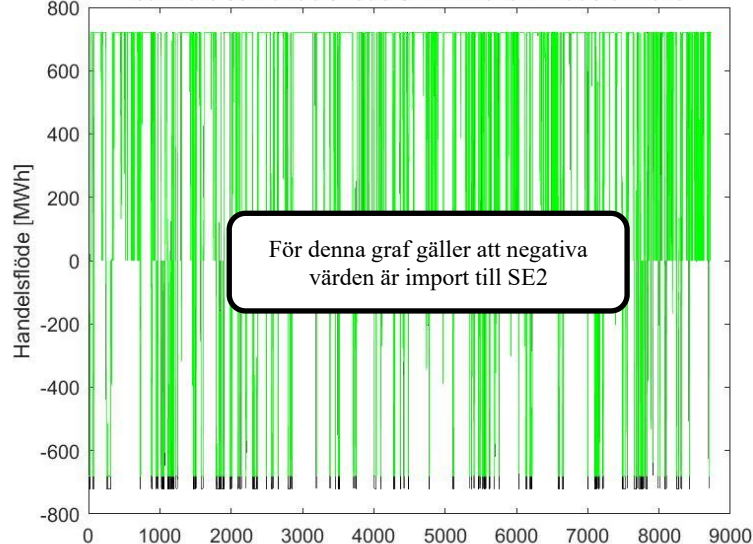


Bilaga 4. Jämförelser av handelsgränser för ”kritiska” elområdesgränser enligt scenario 2045 EF med väderår 2016 enligt styrstrategi B (övriga elgränser inom samma EO mm.)

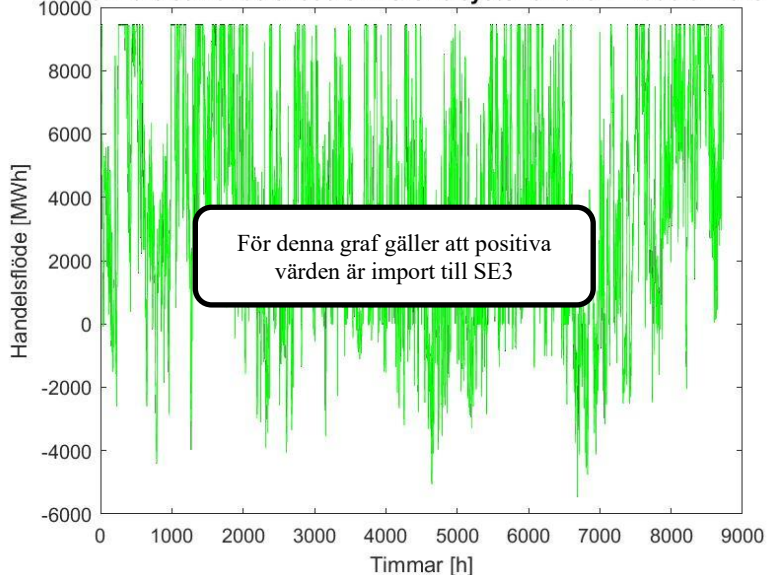
Jämförelse handelsflöde SE1-FI 2045EF väderår 2016



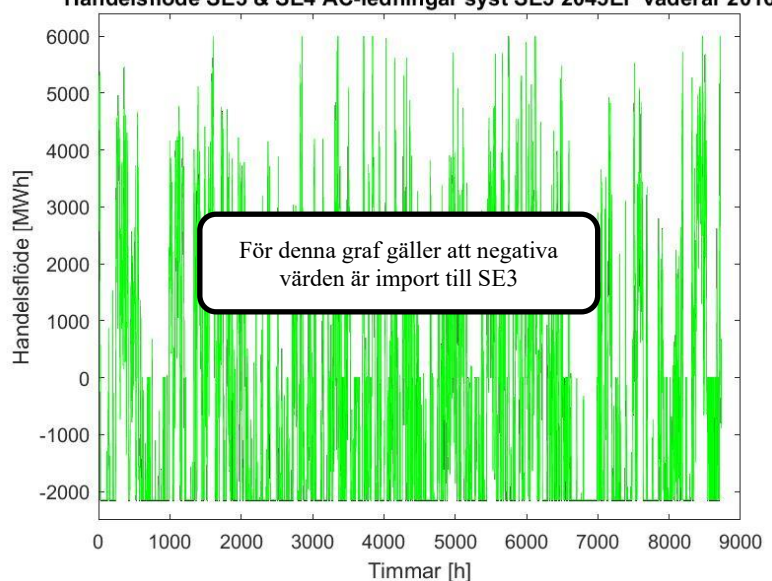
Jämförelse Handelsflöde SE2-FI 2045EF väderår 2016



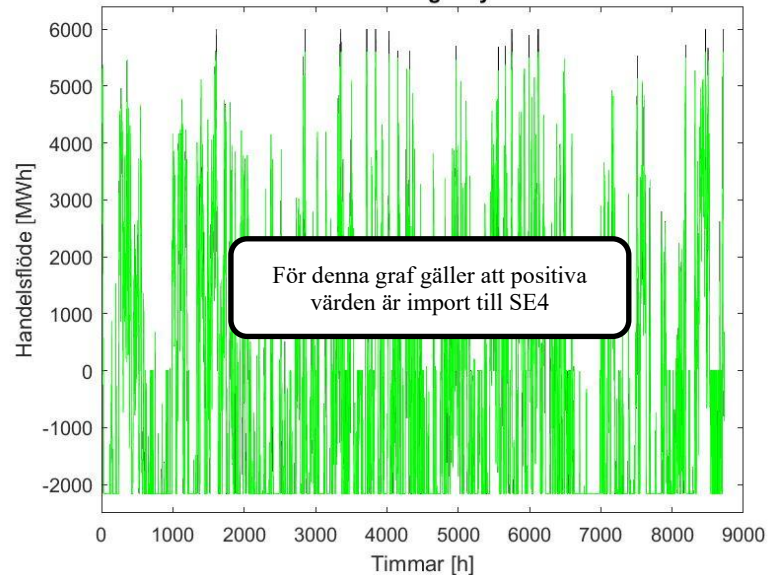
Jämförelse Handelsflöde SE2 & SE3 syst SE3 2045EF väderår 2016



Handelsflöde SE3 & SE4 AC-ledningar syst SE3 2045EF väderår 2016



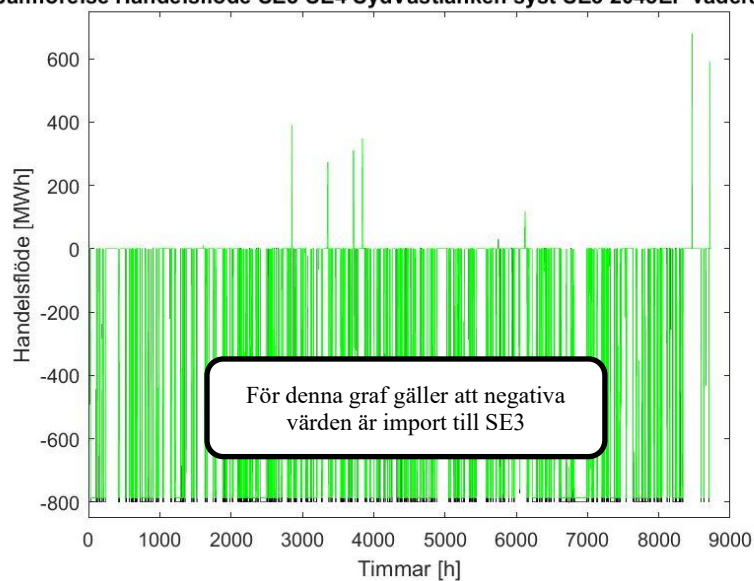
Handelsflöde SE3 & SE4 AC-ledningar syst SE4 2045EF väderår 2016



Samtliga av grafer i bilaga 4 är system med solceller och batteri.

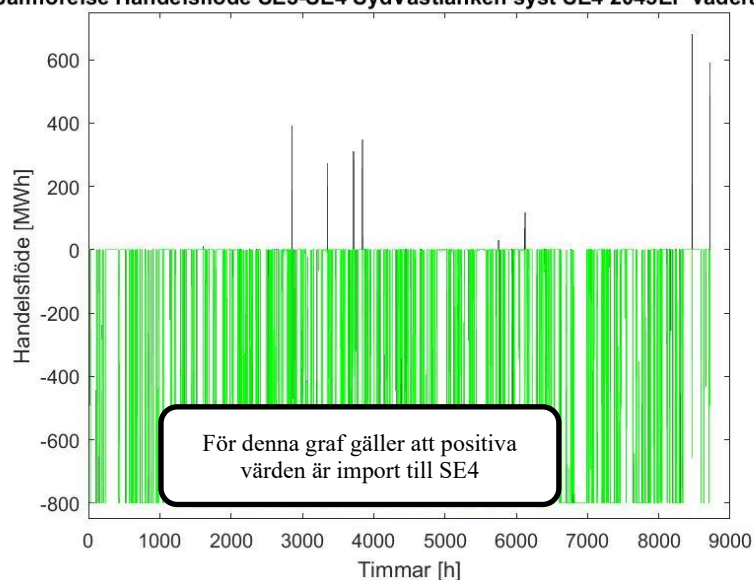
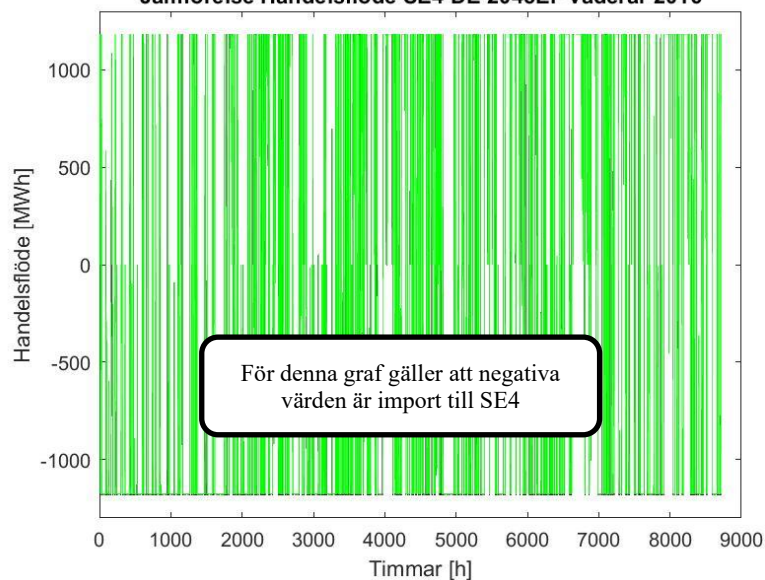
Grön är det nya elflödet och svart är det gamla elflödet.

Bilaga 4. forts.

Jämförelse Handelsflöde SE3-SE4 SydVästlänken syst SE3 2045EF väderår 201


Samtliga grafer i bilaga 4 är system med solceller.

Grön är det nya elflödet och svart är det gamla elflödet.

Jämförelse Handelsflöde SE3-SE4 SydVästlänken syst SE4 2045EF väderår 201

Jämförelse Handelsflöde SE4-DE 2045EF väderår 2016


Bilaga 5. Beräkning av LCOH

Indata för tankstation med H₂-lager 100 kg utan solceller och batteri. Endast förse transportbehov med vätgas, ingen nätnytta.

Indata giltig för alla fall	
I (CAPEX)	12,9 Mkr
I_t	0,95 Mkr
OM (OPEX)	0,48 Mkr
Energibehov per år	3 179 MWh/år
Årlig vätgasproduktion	54 640 kg/år
Årligt vatteninköp	4 590 kr/år

Elinköp årligt (10 ⁵ kr/år)		2017	2018	2019	2020	2025	2045 EF
	SE1	9,9	15,1	13,3	5,1	10,0	15,2
	SE2	9,9	15,1	13,3	5,1	10,1	12,2
	SE3	10,1	15,3	13,5	8,1	11,6	13,1
	SE4	10,5	16,1	14,2	9,9	11,7	10,4

LCOH (kr/kg)	SE1	44	54	51	36	45	54
	SE2	44	54	51	36	45	48
	SE3	45	54	51	41	47	50
	SE4	45	56	52	44	48	45

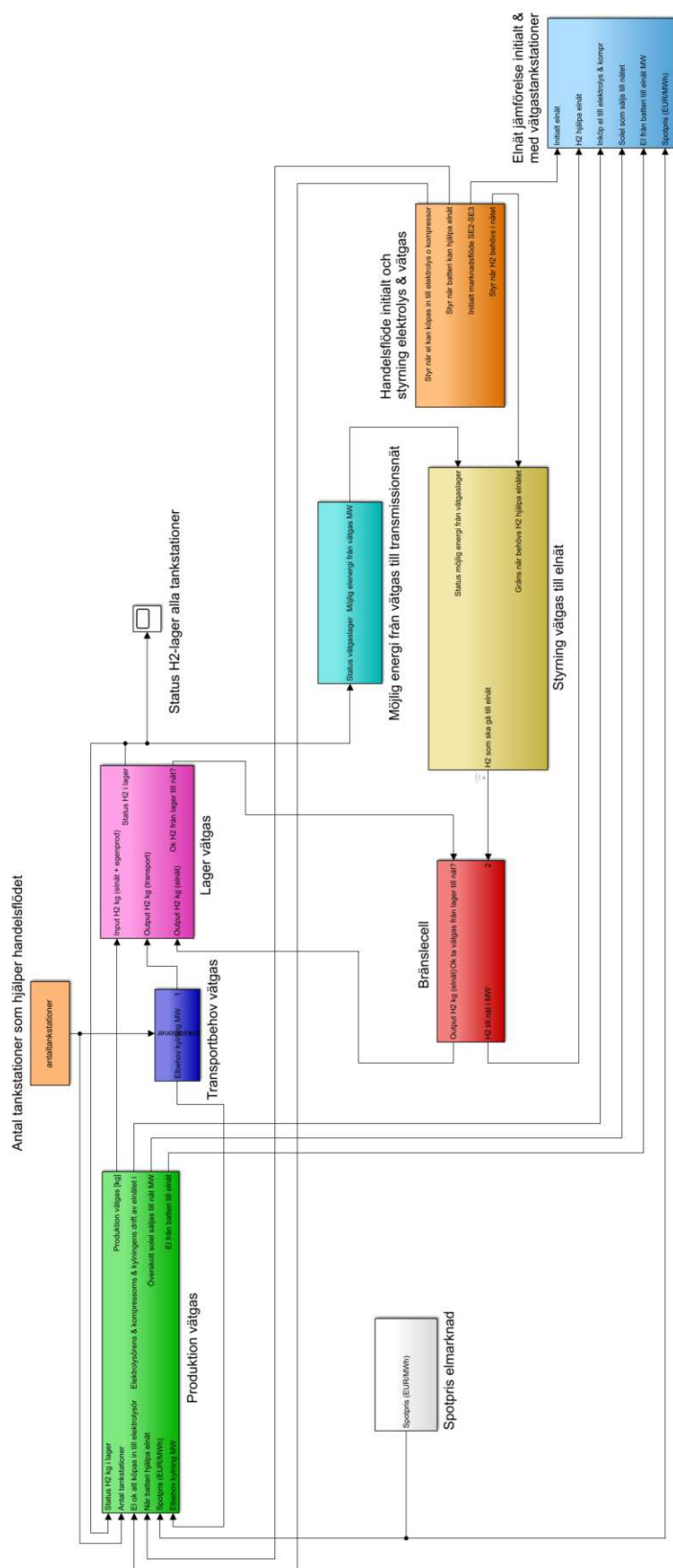
**Indata för tankstation med H₂-lager 4000 kg utan solceller och batteri.
”Styrning efter övriga elområdesgränser inom samma EO.”**

Indata giltig för alla fall	
I (CAPEX)	34,79 Mkr
I_t	2,56 Mkr
OM	0,88 Mkr

Elområdesgräns SE1-FI	Alla fall	2017	2018	2019	2020	2025	2045 EF
Elinköp årligt (kr/år)		1 364 000	2 090 000	1 837 000	685 400	1 384 140	2 174 640
Behov inköpt elenergi årligt (MWh/år)	4 587						
Vätgasproduktion årligt (kg/år)	78 920						
Vattenåtgång kostnad per år (kr/år)	6 629						
Såld energi per år (kr/år)		103 000	150 700	140 000	50 010	94 166	139 026
Såld energi per år (MWh/år)	345						
LCOH (kr/kg)		60	68	65	52	60	70
Elområdesgräns SE2-FI	Alla fall	2017	2018	2019	2020	2025	2045 EF
Elinköp årligt (kr/år)		1 344 000	2 053 000	1 815 000	667 800	1 360 680	1 724 820
Behov inköpt elenergi årligt (MWh/år)	4 522						
Vätgasproduktion årligt (kg/år)	77 790						
Vattenåtgång kostnad per år (kr/år)	6 534						
Såld energi per år (kr/år)		90 980	134 400	122 300	40 000	88 271	105 774
Såld energi per år (MWh/år)	305						
LCOH (kr/kg)		60	69	66	52	61	65

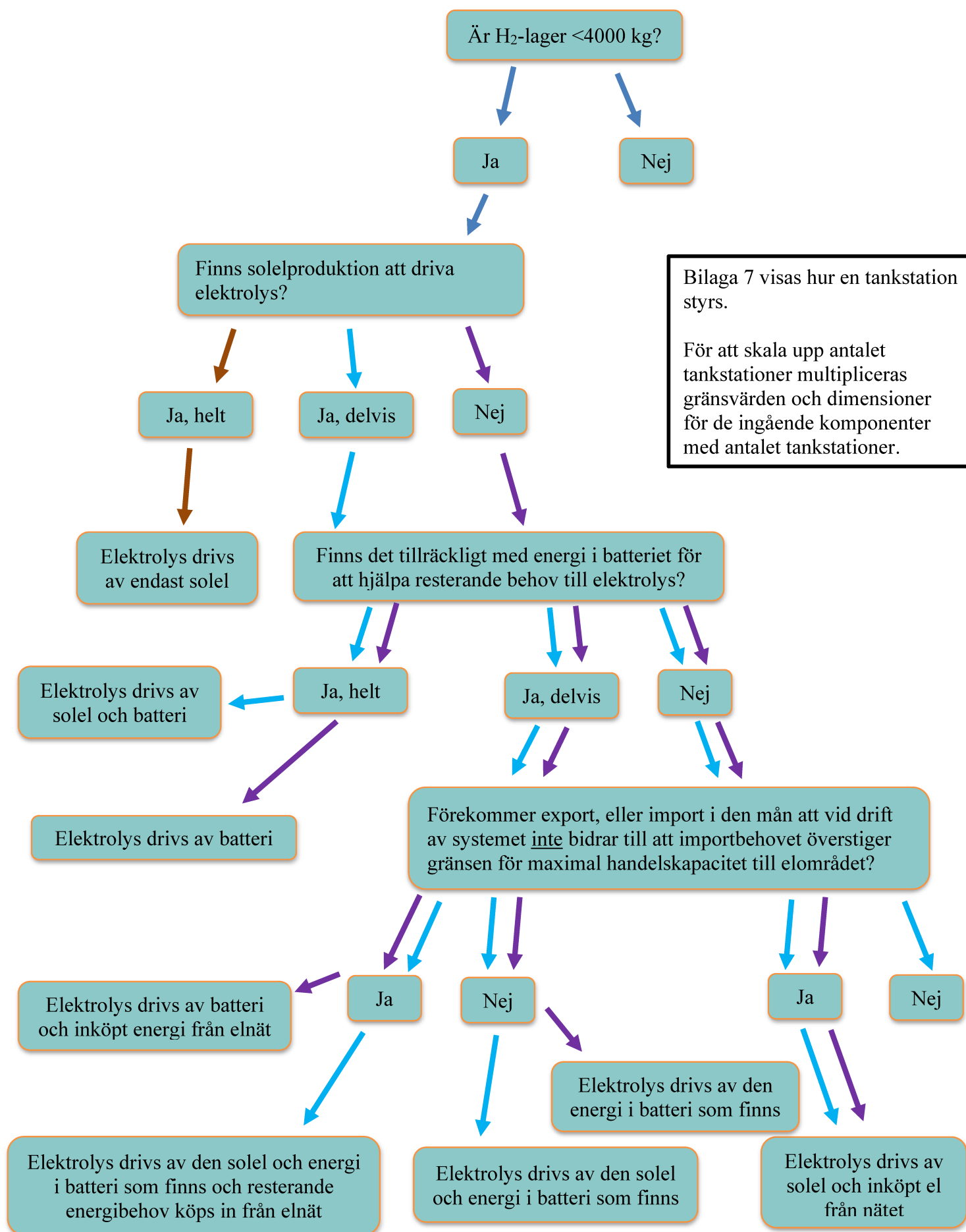
Elområdesgräns SE2-SE3 systemgräns SE3	Alla fall	2017	2018	2019	2020	2025	2045 EF
Elinköp årligt (kr/år)		1 285 000	1 942 000	1 734 000	947 700	1 433 100	1 736 040
Behov inköpt elenergi årligt (MWh/år)	4 251						
Vätgasproduktion årligt (kg/år)	73 120						
Vattenåtgång kostnad per år (kr/år)	6 142						
Såld energi per år (kr/år)		67 760	101 200	92 000	55 490	90 454	145 350
Såld energi per år (MWh/år)	226						
LCOH (kr/kg)		64	72	70	59	66	69
Elområdesgräns SE4-DE	Alla fall	2017	2018	2019	2020	2025	2045 EF
Elinköp årligt (kr/år)		1 430 000	2 199 000	1 943 000	1 239 000	1 584 060	1 534 080
Behov inköpt elenergi årligt (MWh/år)	4 610						
Vätgasproduktion årligt (kg/år)	79 310						
Vattenåtgång kostnad per år (kr/år)	6 662						
Såld energi per år (kr/år)		101 600	149 600	141 600	81 390	113 220	142 494
Såld energi per år (MWh/år)	323						
LCOH (kr/kg)		60	69	66	58	62	61

Antal tankstationer som hjälper handelsflödet

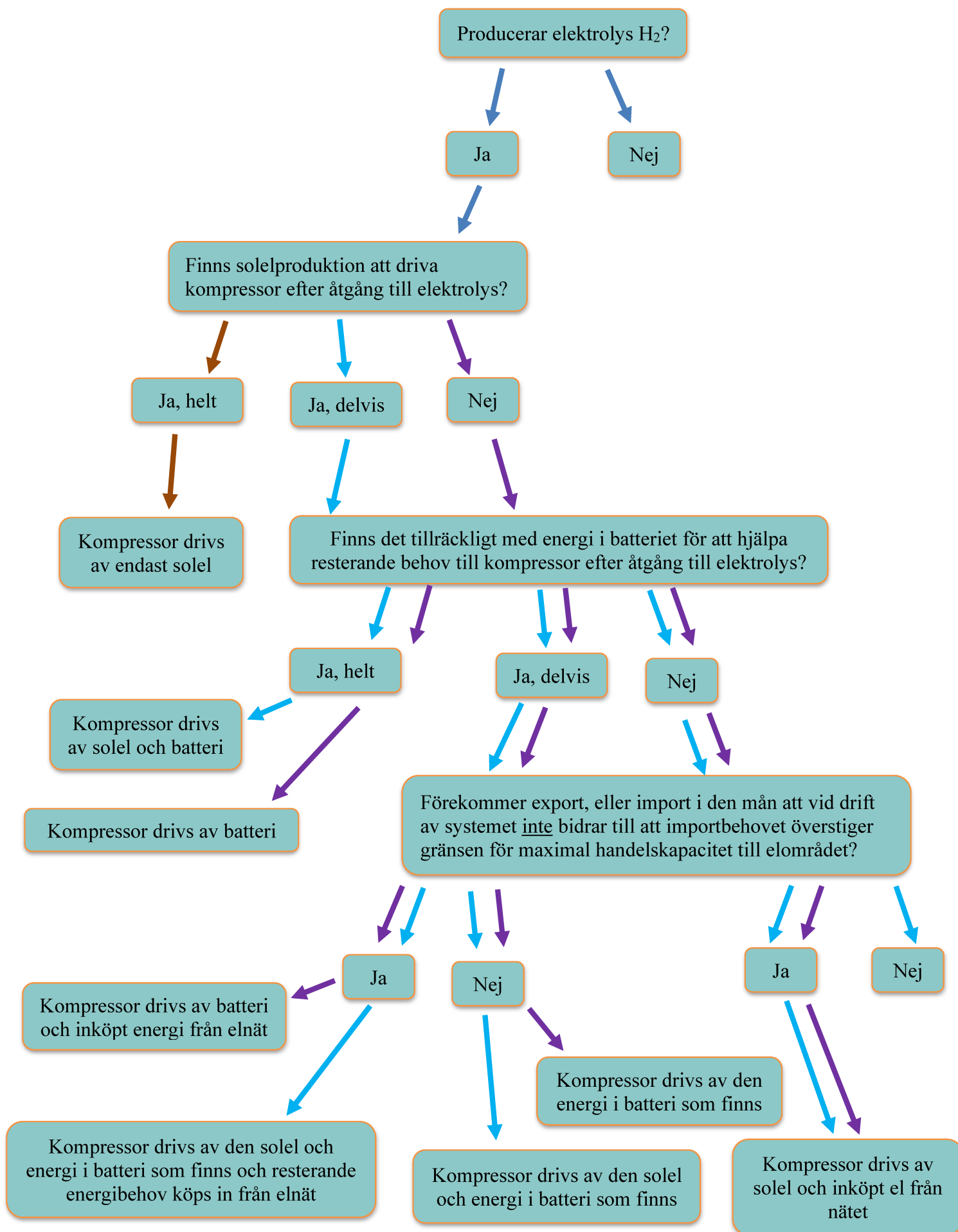


Bilaga 7. Styrningsmetodik i simuleringsmodell

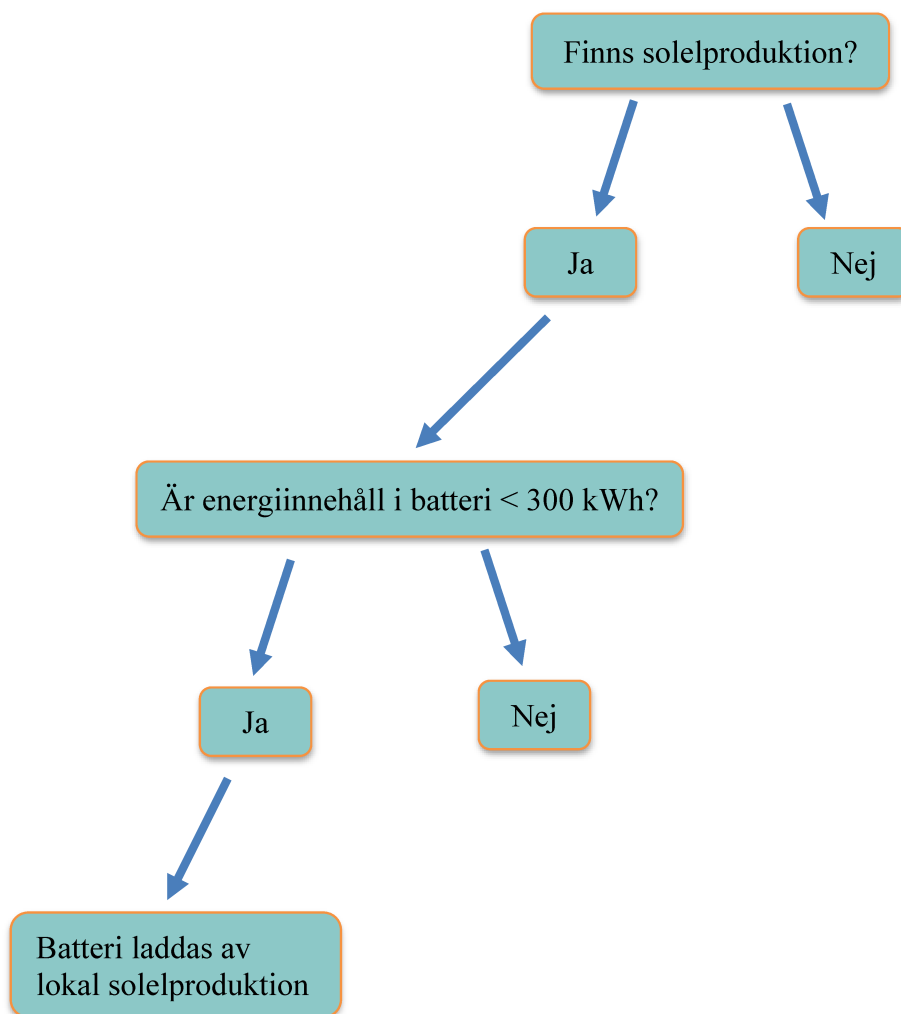
1. Styrning av elektrolys



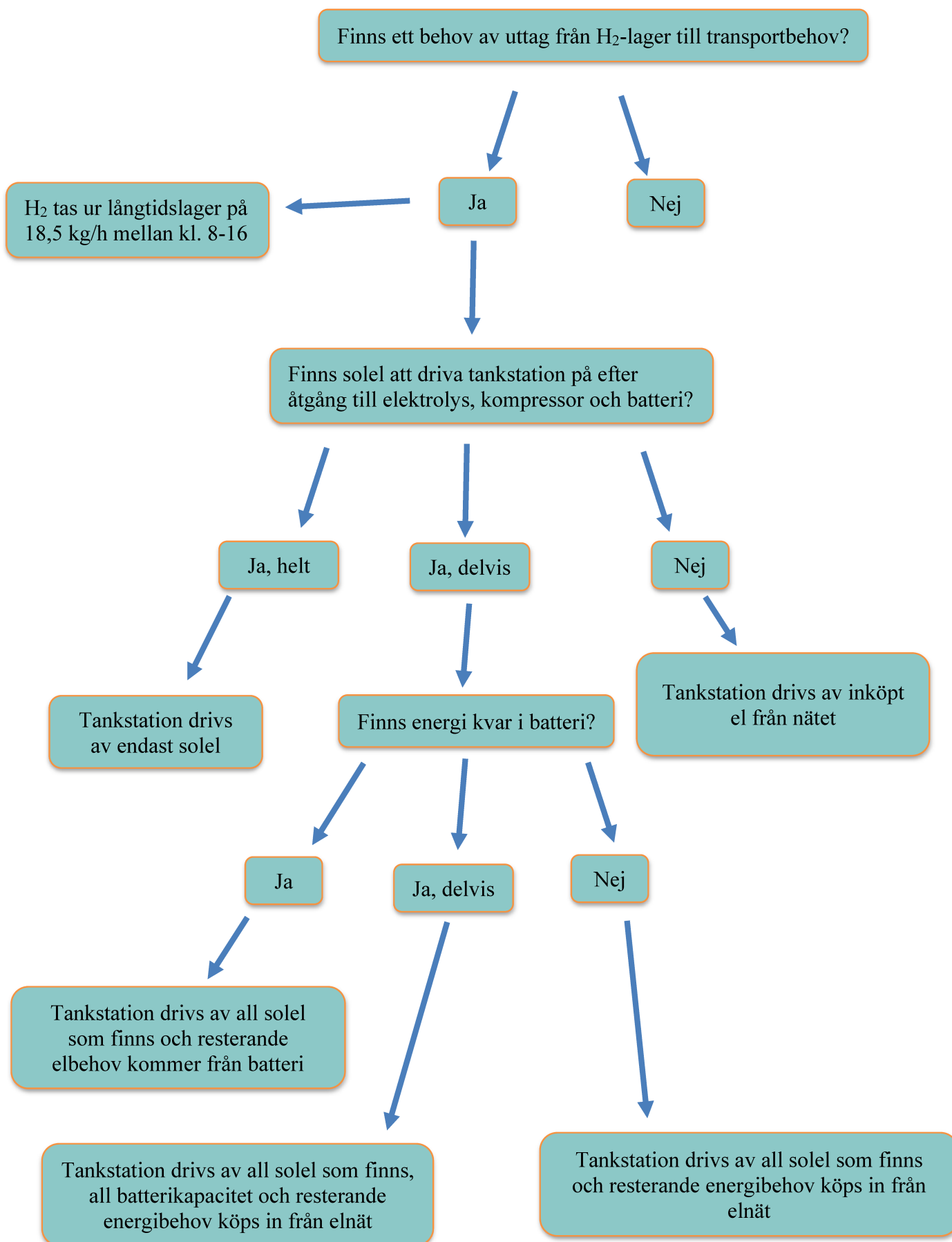
2. Styrning av kompressor för långtidslager



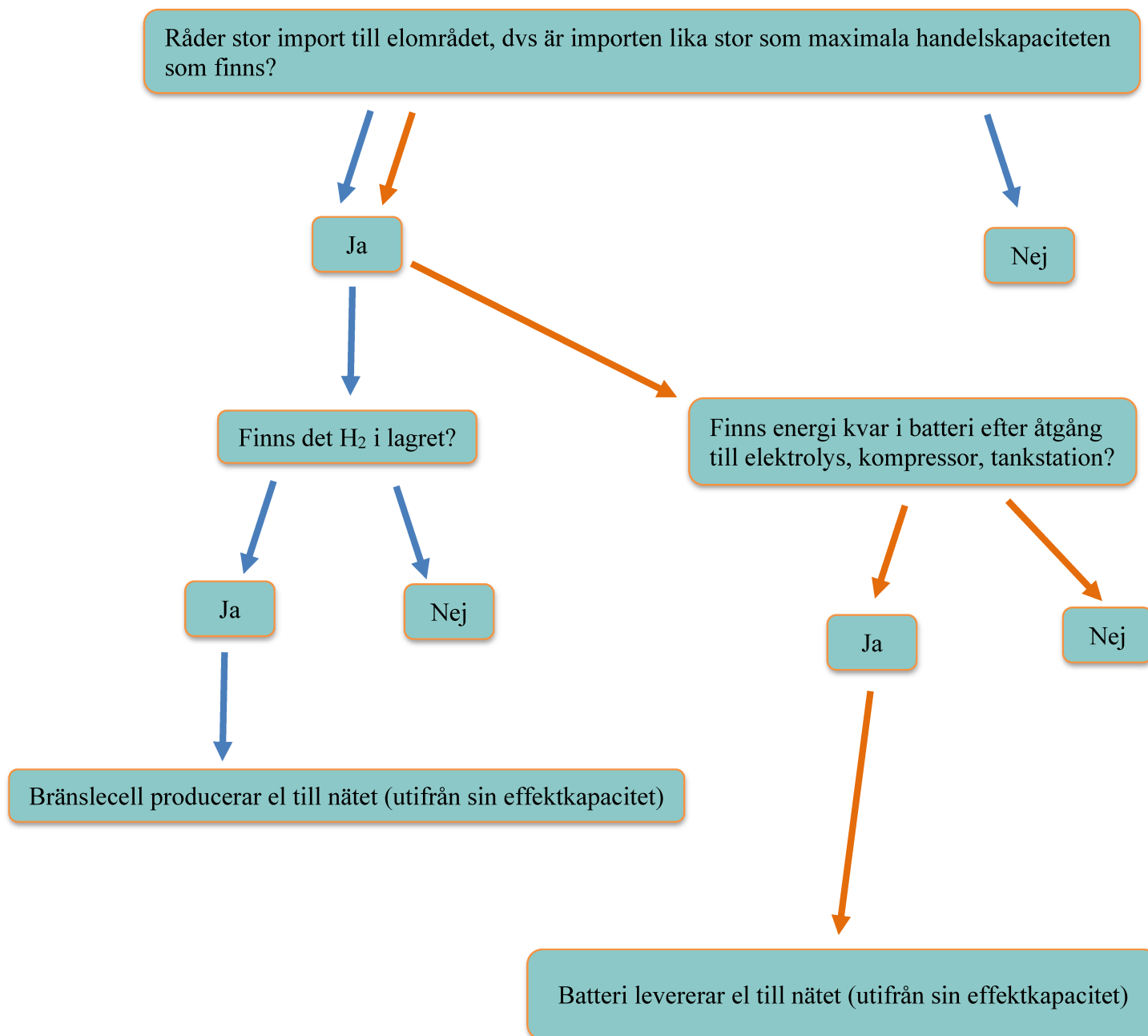
3. Styrning av batteri



4. Styrning av tankstation



5. Styrning av nätnytta



Bilaga 8. Registrerade organisationer vid resultatpresentation den 20 december 2021

Observera att det kan finnas en differens mellan registrerade och närvarande organisationer.

Nevel AB	Oazer AB
4C Strategies	OX2
Arvika Näringslivscenter ekfö	PEA LTD
Blås Energy AB	Powercell
Business Sweden	Profu
Chalmers tekniska högskola	Rabbalshede Kraft
DalaVind	Ramboll Denmark A/S
Ellevio	Ramboll Sweden AB
Energiföretagen	Regeringskansliet
Energikontor Sydost AB	Region Skåne
Energikontor Örebro	Rickard Nilsson
Erner Consulting AB	RISE Research Institutes of Sweden AB
Greengoat Hållbarhetsbyrå	Sandbacka Science Park
Göteborg Energi	Scania cv ab
H20	Semcon
H2Flowcell	Seniorit AB
HETES Energy AB	Stockholm Exergi
Hitachi energy	Svenska kraftnät
HSB Värmland	Svevia AB
Hydragonix	Sweco
Johanneberg Science Park	Uddevalla kommun
Karlstad Modern Energy AB	Utilifeed
Karlstads Universitet	Vattenfall Eldistribution
Knil AB	VIADDEV AB
Lhyfe Sweden AB	Vindkraft Värmland
Lindholmen Science Park	VTI
LTU	VänerEnergi AB
Länsstyrelsen Skåne	WasaGroup Oy
Metacon AB	Wind Sweden
MyNavix OÜ	WSP Sverige
Nevel AB	ÅF-Industry AB
Nilsson Energy AB	
NordNest AB	