

# Elektrolysörer som flexibilitetsresurs i ett framtida elnät

– Möjliggörande av nyanslutningar utan krav på  
nätförstärkning för effektivt nyttjande av regionnätets  
kapacitet

---

*Electrolysers as a Flexibility Resource in a Future  
Electricity Grid – Enabling New Connections Without  
Network Reinforcement for Efficient Utilisation of  
Regional Grid Capacity*

**Hanna Helles**  
**Yazan Jasem**

Handledare: Maria Johansson  
Examinator: Magnus Wallén

## Förord

Denna rapport är ett examensarbete genomfört av två civilingenjörsstudenter i Energi- Miljö- Management vid Linköpings universitet, med masterinriktningen Systemverktyg för hållbar utveckling. Arbetet genomfördes under våren 2026 i samarbete med Vattenfall Eldistribution AB i syfte att möjliggöra ökad integrering av elektrolysanläggningar i svenska regionnät och samtidigt erhålla flexibilitetsresurser.

Vi vill först rikta ett stort tack till vår handledare, Arne Berlin på Vattenfall Eldistribution AB, som med stor entusiasm och engagemang har väglett oss genom detta examensarbete. Din tydliga vision ledde oss snabbt på rätt väg i arbetet och din kunskap har varit värdefull för att ge oss nya insikter och perspektiv att ta med oss på vägen.

Vidare vill vi tacka Maria Johansson, vår handledare på Linköpings universitet, som genom diskussioner och uppföljningar guidat oss under hela processen och givit oss stöd i vårt arbete framåt. Vi vill även tacka Magnus Wallén, vår examinator på Linköpings universitet, för värdefull återkoppling kring arbetets omfattning och utformning. Samtidigt vill vi rikta ett tack till våra opponenter, Nicholle Atlas och Linnéa Axelsson, för konstruktiv feedback under arbetets gång.

Slutligen vill vi rikta ett stort tack till alla deltagare i intervjustudien som möjliggjorde oss att måla upp en nyanserad bild av såväl elektrolyt- som elområdet och därmed analysera viktiga aspekter kring elektrolysörer och dess flexibilitet samt identifiera de behov som finns på elnätet. Ert bidrag har varit av yttersta vikt för de resultat och slutsatser som dras i denna studie.

Slutligen vill vi lyfta det samarbete och engagemang oss emellan som möjliggjort att färdigställa detta arbete med ett resultat vi båda känner stolthet för.

*Hanna Helles & Yazan Jasem*

*Maj 2026*

# Sammanfattning

I ett energisystem med ökad elektrifiering och fler intermittenta elproducenter blir ett flexibelt elnät allt viktigare. Samtidigt förväntas antalet elektorlysanläggningar i svenska regionnät öka till följd av ökad efterfrågan på fossilfria bränslen, vilket medför nya, betydande laster. Därmed finns anledning att undersöka olika elektrolysteknikers egenskaper för flexibilitet och deras respektive möjlighet att utgöra flexibilitetsresurser i regionnätet. Detta i syfte att öka nyttjandet av nätkapaciteten samt möjliggöra integrering av fler elektrolisanläggningar och nyanslutningar utan, eller i väntan på, nätutbyggnad.

Genom en litteratur- och intervjustudie kartlades fyra huvudsakliga tekniker för vätgasframställning; AEL, PEM, AEM och SOEC, samt deras förmåga till flexibel produktion. Vidare identifierades hur de olika teknikernas vätgasproduktion och livslängd påverkas av dynamisk drift och därmed deras potential som flexibel resurs i elnätet. Slutligen utvecklades nio driftfall som undersökte olika flexibilitetsscenarier och de respektive teknikernas prestanda i dessa fall. Därmed kunde identifieras hur elektrolysörerna kan bidra till hantering av tre problemområden i elnätet: kapacitetsbrist, spänningsstabilitet och regionalt nätvärn, samt hur dess flexibilitet kan anskaffas i regionnätet och vilka aspekter som bedöms viktiga att beakta vid dynamisk drift.

Studien fastslår att AEM och PEM är de tekniker som påvisar bäst flexibla egenskaper genom snabba start- och ramptider. AEL uppvisar något sämre flexibla egenskaper och SOEC är den teknik som påvisar sämst flexibilitet. Vidare pekar studien på att dynamisk drift troligen påverkar samtliga tekniker negativt genom lägre effektivitet och livslängd. Däremot framstår AEL och PEM som mest känsliga, medan AEM uppvisar lägst känslighet. För SOEC framstår påverkan främst bero på stora temperaturvariationer vid avstängning och uppstart, snarare än dynamisk drift i sig. Däremot understryks att SOEC och AEM fortfarande är nya tekniker och forskning kring dess flexibilitet är begränsad.

Vidare påvisas även att teknikerna kan bidra till hantering av de tre identifierade problemområdena, i varierande grad beroende på teknik, där AEM och PEM återigen innehar störst möjligheter att bidra till samtliga tre problemområden. För AEL, och främst SOEC, finns fler osäkerheter. Anskaffning av elektrolysörernas flexibilitet kan ske på olika sätt där samtliga tekniker kan anskaffas på lokala flexibilitetsmarknader eller genom villkorade avtal, då hänsyn kan tas till teknikernas respektive förutsättningar för flexibilitet. För kapacitetsåtgärd bedöms PEM och AEM vara mest lämpade. Slutligen fastslås att driftstrategier såsom hybridlösningar och minimering av antalet start- och stoppcykler kan bidra till minskad degradering samtidigt som flexibilitet möjliggörs.

# Abstract

In an energy system characterized by increasing electrification and a growing share of intermittent power generation, grid flexibility is becoming increasingly important. Meanwhile, the number of electrolyser installations in Swedish regional grids is expected to increase following the rising demand for fossil-free fuels, introducing new and substantial loads. This emphasises the need to investigate flexibility characteristics of different electrolysis technologies and their potential to serve as flexibility resources in regional grids. The objective being increased utilization of existing grid capacity and enabling the integration of new electrolysis installations and grid connections without, or while awaiting, grid reinforcement.

Through a literature review and an interview study, four main electrolysis technologies were identified and analysed: AEL, PEM, AEM och SOEC, and their capacity for flexible production. The study further examined how hydrogen production performance and lifetime of these technologies are affected by dynamic operation and consequently, their potential as flexible resources in the power system. Additionally, nine use cases were developed to investigate different flexibility scenarios and the corresponding performance of each technology. Based on this analysis, the potential contribution of electrolysers to address three identified challenges in the power system; capacity constraints, voltage stability, and regional grid protection, was evaluated, as well as how flexibility can be procured in regional grids and which aspects are considered important when operating electrolysers dynamically.

The study finds that AEM and PEM exhibit the most favourable flexibility characteristics, primarily due to fast start-up and ramp-times. AEL demonstrates somewhat lower flexibility, while SOEC is identified as the least flexible technology. Furthermore, the results indicate that dynamic operation likely affect all technologies negatively through reduced efficiency and lifetime. AEL and PEM appear to be the most sensitive, whereas AEM shows the lowest sensitivity. For SOEC, the impact is found to be primarily associated with large temperature variations during start-up and shutdown rather than dynamic operation per se. However, it is emphasized that both SOEC and AEM are still emerging technologies, and research on their flexibility characteristics remains limited.

The study also concludes that all four technologies can contribute to mitigating the three identified power system challenges, to varying degrees depending on the technology. AEM and PEM show the greatest potential to address all three challenges, while greater uncertainties are associated with AEL and particularly SOEC. Flexibility from electrolysers can be procured through various methods, including local flexibility markets and conditional agreements, allowing consideration of the specific flexibility characteristics of each technology. For capacity-related measures (sv. *kapacitetsåtgärd*), PEM and AEM are assessed as the most suitable technologies. Finally, the study concludes that operational strategies such as hybrid solutions and minimizing the number of start-up and shutdown cycles can reduce degradation while enabling flexibility.

# Innehållsförteckning

1	Inledning .....	1
1.1	Syfte och frågeställningar .....	4
1.2	Avgränsningar.....	4
2	Teoretisk bakgrund .....	6
2.1	Elektrolys .....	6
2.2	Sveriges elnät .....	7
2.2.1	Regionnät .....	9
2.3	Sveriges elmarknad.....	11
2.4	Problemområden i elnätet .....	13
2.4.1	Kapacitetsbrist.....	13
2.4.2	Spänningsstabilitet .....	13
2.4.3	Regionalt nätvärn .....	14
2.5	Flexibilitet.....	15
2.5.1	Metoder för att anskaffa flexibilitet i regionnätet .....	16
3	Metod.....	22
3.1	Litteraturstudie.....	23
3.2	Intervjuer.....	27
3.3	Tematisk analys av intervjuer och litteratur.....	30
3.4	Driftfall .....	32
3.4.1	Antaganden .....	33
3.4.2	Framtagning av driftfall .....	35
3.4.3	Beskrivning av driftfall .....	37
3.4.4	Känslighetsanalys .....	38
3.5	Triangulering.....	39
4	Resultat .....	42
4.1	Kartläggning av elektrolystekniker och dess flexibilitet .....	42
4.1.1	Beskrivning av elektrolystekniker .....	42
4.1.2	Elektrolysteknikernas förmåga till flexibilitet .....	49
4.2	Inverkan av dynamisk drift .....	54
4.2.1	Teknikspecifik inverkan av dynamisk drift .....	55
4.3	Driftfall .....	59
4.3.1	Driftfall 1 .....	60

4.3.2	Driftfall 2 .....	62
4.3.3	Driftfall 3 .....	64
4.3.4	Driftfall 4 .....	66
4.3.5	Driftfall 5 .....	68
4.3.6	Driftfall 6 .....	70
4.3.7	Driftfall 7 .....	72
4.3.8	Driftfall 8 .....	74
4.3.9	Driftfall 9 .....	75
4.3.10	Analys .....	76
4.4	Känslighetsanalys .....	79
4.4.1	Kallstartstider .....	79
4.4.2	Varmstartstider .....	80
4.4.3	Upprampningstider .....	81
4.4.4	Nedrampningstider .....	82
4.5	Elektrolysörernas bidrag till hantering av de tre identifierade problemområdena. .	83
4.5.1	Avhjälpling för de tre identifierade problemområdena .....	83
4.5.2	Metoder för anskaffning .....	84
4.5.3	Aspekter att beakta vid styrning .....	87
5	Diskussion .....	89
5.1	Studiens bidrag till att besvara dess forskningsgap .....	89
5.2	Aspekter utanför studiens omfattning .....	91
5.2.1	Nedströms processer .....	91
5.2.2	Ekonomiska aspekter .....	93
5.2.3	Utnyttjande av reservkapacitet .....	95
5.2.4	Ökade incitament att agera som flexibilitetsresurs .....	95
5.2.5	Konsekvenser av ökad anslutning till elnätet .....	97
5.3	Metoddiskussion .....	98
5.4	Framtida forskning .....	100
6	Slutsatser .....	102
	Referenser .....	104
	Appendix .....	119
	Appendix I – Intervjumall .....	119
	Appendix II - Produktdatablad .....	122

# 1 Inledning

Den Europeiska unionen har satt upp mål om att minska sina växthusgasutsläpp med 55% till 2030 jämfört med 1990 års nivåer och uppnå klimatneutralitet till 2050 (Europeiska kommissionen, 2020b). Samtidigt ska Sverige vara klimat neutralt senast 2045 och Energimyndigheten (2024b) menar att vätgas producerad genom elektrolys med fossilfri el spelar en viktig roll i den omställningen, genom att tillgodose fossilfritt bränsle till de sektorer som är svåra att elektrifiera. Energimyndigheten lyfter även att antalet vätgasprojekt i Sverige baserade på elektrolys som produktionsmetod ökar, vilket medför ett växande elbehov kopplat till vätgasproduktion.

I ett energisystem med en ökad elektrifiering och fler intermittenta elproducenter blir ett flexibelt elnät allt viktigare för att hantera variationer i produktion och efterfrågan samt ta hänsyn till kapacitet i nätet och därmed minska behovet av nätutbyggnad (Edvall *m.fl.*, 2022; Energimarknadsinspektionen, 2023b). Detta blir även viktigt att betänka med en ökad tillväxt, där fler vill ansluta till elnätet (Axberg *m.fl.*, 2020). Flexibilitet lyfts vidare fram som en viktig åtgärd för ett effektivt elsystem i både elmarknadsförordningen ((EU) 2019/943) och elmarknadsdirektivet ((EU) 2019/944). Här understryks att medlemsländer skall utforma elmarknader för att underlätta handel med flexibla resurser, vilket ställer krav på bland annat elnätsoperatörer att vidare implementera detta i deras elnät.

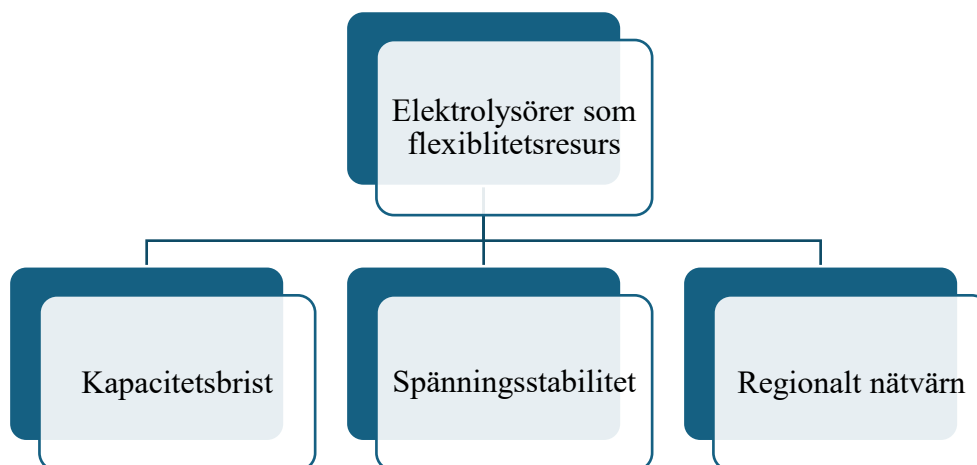
För att främja utvecklingen av flexibilitet i Sverige publicerade Energimarknadsinspektionen en nationell strategi för ett flexibelt elsystem (Grahm *m.fl.*, 2024). I strategin delas *flexibilitetsresurser*, vilka är de resurser som bidrar med flexibilitet i nätet, in i tre kategorier; flexibel elproduktion, energilagring och efterfrågefleksibilitet. *Efterfrågefleksibilitet* utgörs av användare som, vid behov, kan reglera sin elanvändning och därmed påverka efterfrågan av el i elnätet (Energimarknadsinspektionen, 2023a). Dessa flexibilitetsresurser kan exempelvis bidra till minskad risk att nätkapaciteten inte räcker för att tillgodose användarnas aktuella elbehov (Ellevio, 2024; Grahm *m.fl.*, 2024). Samtidigt kan tillhandahållare av flexibilitet få ekonomisk ersättning från nätägare, vilket resulterar i en intäcksström som ger incitament till att bidra med denna tjänst till elsystemet (Carlén *m.fl.*, 2023).

Elektrolysörer för vätgasframställning genom *vattenelektrolys*, där vatten spjälkas till vät- och syrgas med hjälp av elektricitet, kan utgöra en flexibilitetsresurs i elsystemet genom att produktionen regleras ned eller tillfälligt stoppas vid behov (Energimyndigheten, 2024b; Energy Systems Integration Group, 2024). Det finns olika typer av elektrolystekniker med olika förmåga till dynamisk produktion, vilket kan göra att de lämpar sig olika väl som flexibilitetstjänster i elnätet samt påverkas olika av dynamisk drift vad gäller vätgasproduktion och livslängd (Energy Systems Integration Group, 2024).

Då vätgasframställning förväntas öka i framtiden (Energimyndigheten, 2024b; IEA, 2025), innebär det större laster i framtida elsystem och därmed anledning att undersöka olika elektrolysörers egenskaper för flexibilitet och deras respektive möjlighet att utgöra flexibilitetsresurser i elnätet. Energimyndigheten (2024a) menar att elektrolysörernas teoretiska flexibilitetsförmåga är stor men att vikt ligger på att möjliggöra detta i tid, redan vid

investeringsbeslut för elektrolysörer. Vidare menar Grahn m.fl. (2024) att flexibilitet i elsystemet ökar effektiviteten i nätet genom att maximera användningen av dess kapacitet, och således minska behov för utbyggnad och överdimensionering. Detta sparar resurser för nätägare samt möjliggör snabbare integrering av nya kunder i nätet. Därmed finns ett värde för både kunder som nyttjar elektrolys för vätgasframställning och lokala nätägare som skall integrera dessa kunder att kunna utvärdera elektrolysörernas förmåga till flexibilitet för att vidare planera hur vätgasframställningen kan bidra till ökad efterfrågeflexibilitet på elnätet. Vidare möjliggör det även nätägare att möta EU:s och nationella krav att främja flexibilitet i elnätet.

I detta projekt kommer elektrolysörernas förmåga att hantera tre problemområden i elnätet att undersökas (se figur 1): kapacitetsbrist, spänningsstabilitet och regionalt nätvärn. Kapacitetsbrist avser begränsningar i elöverföringen, där nätets fysiska kapacitet sätter gränser för hur mycket effekt som kan överföras på ett driftsäkert sätt (Svenska Kraftnät, 2024a). Spänningsreglering handlar om att upprätthålla elnätets spänningsstabilitet och säkerställa att spänningsnivåerna hålls inom tillåtna gränser för att skydda både nätet och ansluten utrustning (Svenska Kraftnät, 2025a). Nätvärn avser skyddsfunktioner som kräver snabba åtgärder för att minimera överbelastning och upprätthålla systembalansen vid störningar eller försvagat nät (Svenska Kraftnät, 2019).



*Figur 1: de tre problemområden arbetet fokuserar kring med avseende på hantering med hjälp av efterfrågeflexibilitet från elektrolysörer.*

Vetenskaplig litteratur som behandlar hur elektrolysörer kan bidra till efterfrågeflexibilitet i elnätet är begränsad och sökningar på ämnet ger inte många träffar. Ozdemir och Pisica (2025) publicerade en studie där optimal drift av elektrolysörer undersöks för att minska belastningen på det brittiska elnätet. Artikeln diskuterar dock inte olika typer av elektrolysörer eller hur dynamisk drift påverkar elektrolysörernas livslängd och vätgasproduktion. Författarna understryker däremot att relationen mellan elektrolysörer och elnätet är utforskad i litteraturen.

Vidare har ett antal studier hittats som bygger på ett systemperspektiv, där intermittent elproduktion, vätgaslagring och -produktion sammankopplas för ökad flexibilitet i energisystemet (Grüger m.fl., 2019; Law m.fl., 2025; Zhang m.fl., 2025). I dessa studier görs

inte heller jämförelser mellan olika elektrolysörer och dess prestanda, utan modeller byggs för att kunna optimera användning av intermittent elproduktion och minska systemets totala energikostnader.

En studie som belyser elektrolysörers möjligheter till flexibilitetsleverans i det franska elnätet föreslog olika sätt för elektrolysörer att bidra till balans i elnätet (Bennoua *m.fl.*, 2015). Bland annat skapades en modell för vätgasproduktion som dynamiskt följde efterfrågan och maximal kapacitet i elnätet, där vätgasefterfrågan utgjorde skillnaden i efterfrågan och nätkapacitet. Däremot utgick studien från alkalisk elektrolys, och synliggjorde således inte skillnader i olika typer av elektrolysörer.

Vad gäller svenska publikationer publicerade Edvall och Hamon (2024) en studie där elnätsflexibilitet med hjälp av elektrolys undersöktes. Författarna belyser tekno-ekonomiska aspekter av flexibel vätgasproduktion utifrån scenarier för framtida elpris och här undersöks återbetalningstid för olika typer av flexibilitet utifrån olika, framtida elpriser. Vidare görs undersökningen för alkalisk elektrolys och inte mellan olika tekniker.

En annan studie publicerad av Edvall *m.fl.* (2022) undersöker flexibel vätgasproduktion för elnätsflexibilitet utifrån tekniska möjligheter för elektrolys där även degradering nämns och diskuteras. Här undersöks dock tidskrav på flexibilitet utifrån Svenska Kraftnäts balansmarknad samt lokala flexibilitetsmarknader och således diskuteras inte andra sätt att anskaffa flexibilitet. Vidare utgår studien, liksom övriga nämnda studier, från elsystemet i sin helhet och avgränsas inte till en specifik nivå på elnätet eller specifika problemområden. Slutligen skrevs denna rapport innan elhandeln övergick till 15-minuters handelsperiod, vilket gör att andra tidskrav nu är relevanta att undersöka för elsystemet.

Vidare publicerade Sweco (2025) en rapport som kartlade pilotprojekt för flexibilitetsmarknader i Sverige, antingen avslutade eller pågående. I dessa projekt har inte elektrolysörer deltagit som flexibilitetsresurs, vilket understryker att dess roll för flexibilitet i elnätet är outforskad i praktiken. Samtidigt kan sägas att det finns behov att utvärdera hur olika elektrolystekniker kan agera som flexibilitetsresurs i *regionnätet*, då studier hittills haft ett övergripande fokus på elsystemet i sin helhet.

Samtidigt finns endast ett begränsat antal studier som specifikt undersöker långsiktig degradering av elektrolysörer till följd av dynamisk drift (Gül och Akyüz, 2026; Nachit *m.fl.*, 2026). Gül och Akyüz (2026) påpekar i sin studie att majoriteten av befintliga studier på elektrolysörer främst analyserar prestanda vid dynamisk drift, snarare än hur denna drift påverkar degraderingsprocesser och komponenternas livslängd. Vidare framhåller Nachit *m.fl.* (2026) att många studier antar steady-state-drift och därmed inte beaktar den långsiktiga påverkan på systemet och dess komponenter vid dynamisk användning, samt att det saknas ett enhetligt jämförande ramverk som explicit kopplar dynamisk drift till degradering. Detta understryker ett behov av att undersöka hur elektrolysörer påverkas av dynamisk drift för att analysera hur flexibilitet kan skada vätgasproduktion och teknikens livslängd.

Denna studie syftar således till att fylla det kunskapsgap som identifieras i litteraturen, där olika tekniker för elektrolys ska jämföras utifrån flexibilitetskaraktistik samt påverkan av dynamisk

drift på elektrolysörernas vätgasproduktion och livstid. Detta för att sedan dra slutsatser kring hur olika elektrolysörer kan bidra till efterfrågefleksibilitet i regionnätet för hantering av de tre identifierade problemområdena i figur 1. Slutligen ämnar arbetet bidra till beslutsunderlag för vätgasproducenter och regionnätsägare då nya vätgasanläggningar skall integreras i ett redan belastat elnät samt möjliggöra fler nyanslutningar utan krav på att, och medan, nätutbyggnad sker.

## 1.1 Syfte och frågeställningar

Examensarbetet skall kartlägga olika tekniker för vätgasframställning genom vattenelektrolys och deras tekniska karakteristik i syfte att skapa förståelse för dess förmåga till flexibel produktion. Detta för att kunna bedöma deras potential att agera som flexibilitetsresurs och därigenom bidra till hanteringen av de undersökta problemområdena i elnätet. Vidare skall arbetet undersöka hur vätgasproduktion och elektrolysörernas livslängd påverkas vid dynamisk drift i syfte att skapa förståelse för hur vätgasproducenter kan påverkas av en roll som flexibilitetsresurs. Därefter ska ett antal driftfall tas fram och undersökas för att utvärdera hur de olika teknikerna kan bidra till hantering av tre identifierade problemområden i elnätet: kapacitetsbrist, spänningsstabilitet samt regionalt nätvärn. Slutligen är målet med examensarbetet att fungera som beslutsunderlag för nätägare och vätgasproducenter då nya elektrolysörer integreras i elnätet, samt möjliggöra fler nyanslutningar i nätet utan krav på nätförstärkningar eller under tiden dessa sker.

### *Forskningsfrågor*

- FF1.* Vilka huvudsakliga kategorier av vattenelektrolys för vätgasframställning finns idag, och hur ser karakteristiken för dynamisk drift ut för de identifierade kategorierna?
- FF2.* Hur kan dynamisk drift påverka vätgasproduktion samt elektrolysörernas livslängd för de olika typerna av vattenelektrolys?
- FF3.* Hur kan de identifierade elektrolysteknikerna, genom dynamisk drift, bidra till hantering av de tre identifierade problemområdena i regionnätet och hur kan dessa flexibilitetsresurser anskaffas samt styras på systemnivå?

## 1.2 Avgränsningar

I denna studie kommer endast vätgasproduktion genom vattenelektrolys med elektricitet att undersökas. Med detta avses de huvudsakliga kategorierna och inte eventuella deltekniker under respektive kategori.

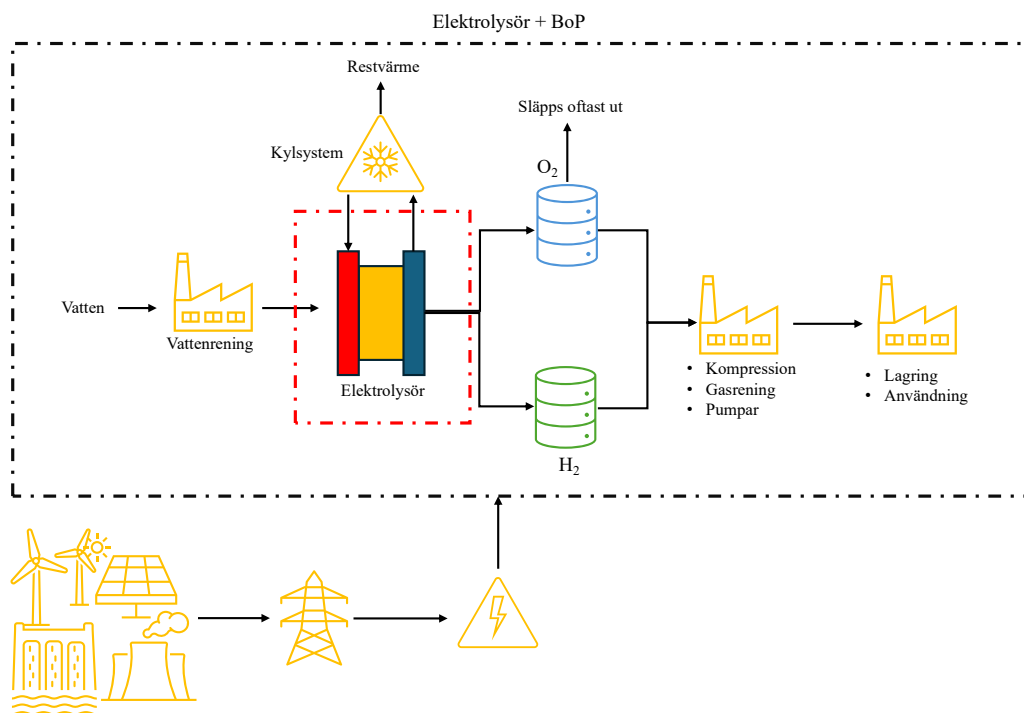
Mer specifikt avgränsas studien till att analysera teknisk påverkan av, och möjlighet till, flexibilitet i vätgasproduktionsprocessen, och omfattar därmed inte uppströms- eller nedströmsprocesser såsom lagring eller transport av vätgas. Inte heller beaktas ekonomiska aspekter av flexibilitet. Studien kommer även avgränsas till de enskilda elektrolyskategoriernas flexibilitet och inte ta hänsyn till kringssystem (eng. Balance of Plant, *BoP*) och dess

komponenter då de kan designas olika från anläggning till anläggning. Därmed kommer genomsnittliga värden från resultat av litteraturstudie och intervjuer ges för flexibilitetskaraktistiken inom varje elektrolyskategori. Systemgränsen för studien syns i figur 2 nedan.

Vidare avgränsas studien till att undersöka förutsättningar för flexibilitet i regionnät, det vill säga de elnät som ägs av regionala elnätsägare. Anledningen är att elektrolysörer som potentiella elnätskunder väntas kopplas till regionnät snarare än lokalnät på grund av dess stora effektuttag, enligt Arne Berlin<sup>1</sup>, affärsstrateg på Vattenfall Eldistribution AB. Därmed krävs förståelse för elektrolysörernas flexibilitet vid planering av nätanslutningar och -utbyggnad på kort och lång sikt för regionnätsägare.

En annan avgränsning som görs i studien är avgränsningen till explicit efterfrågeflexibilitet i form av nedreglering. Således tas inte hänsyn till energilagring, flexibel elproduktion eller ökning av elanvändning som metoder för flexibilitet.

Vidare undersöks explicit efterfrågeflexibilitet för att bidra till hantering av de tre problemområdena: kapacitetsbrist, spänningsstabilitet samt regionalt nätvärn. Därmed undersöks inte explicit efterfrågeflexibilitet för att hantera annan problematik på elnätet. Vidare undersöks endast hantering av spänningsstabilitet genom reglering av aktiv effekt och inte reaktiv effekt, vilket förklaras ytterligare under 2.4.2.



Figur 2: Översiktlig illustration av studiens systemgräns (röd, streckad linje) där fokus ligger på elektrolysören, medan uppströms- och nedströmsprocesser samt övriga systemkomponenter ligger utanför systemgränsen.

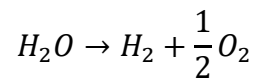
<sup>1</sup> Arne Berlin, Affärsstrateg, Vattenfall Eldistribution AB, Uppstartsmöte för examensarbete den 19 januari 2026

## 2 Teoretisk bakgrund

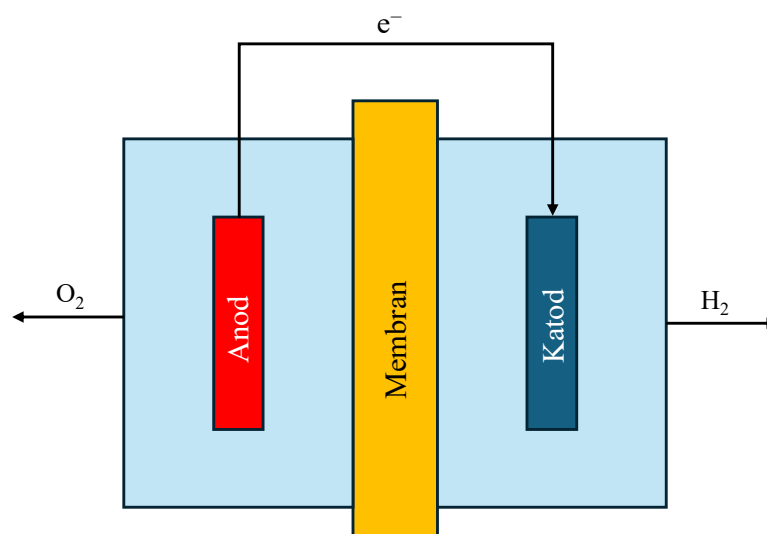
Detta kapitel presenterar teoretisk bakgrund som ligger till grund för studien. Kapitlet ger en översikt över elektrolyssystemet, Sveriges elnät och elmarknad och slutligen de identifierade problemområden som studien fokuserar kring samt en beskrivning av flexibilitet i elsystemet och olika metoder för att uppnå detta.

### 2.1 Elektrolys

(Vatten)elektrolys är en process där elektricitet används för att separera vattenmolekyler till dess beståndsdelar, väte (H) och syre (O), och således bilda vätgas ( $H_2$ ) och syrgas ( $O_2$ ) (Shiva Kumar och Lim, 2022). Det finns olika tekniker för detta men generellt är den kemiska formeln densamma (David *m.fl.*, 2019).



Elektrolys sker i en elektrolytisk cell som illustreras i figur 3 och består av en positiv och en negativ elektrod, anod respektive katod, samt en elektrolyt som leder joner men isolerar från elektricitet, (RISE, 2021). Vidare är elektroderna klädda i ett katalysatorlager av metall som möjliggör den elektrokemiska reaktionen som spjälkar vattenmolekylerna, där metaller som används varierar beroende på elektrolysteknik (David *m.fl.*, 2019). För att skapa en reaktion där vattenmolekylen delas krävs en viss spänningsskillnad, *cellspänning*, mellan elektroderna i elektrolyscellen och denna ges av den elektriska ström som tillförs elektroderna. Kravet på dess storlek varierar beroende på elektrolysteknik och komponenterna i elektrolysören (Garche och Dyer, 2009; Millet, 2022). På grund av interna resistenser i elektrolyscellen kan cellspänningen öka, vilket resulterar i att mer energi krävs för elektrolyscellen och därmed ge processen en lägre effektivitet (Speckmann *m.fl.*, 2018; Shiva Kumar och Lim, 2022).



Figur 3: översiktlig bild över ett exempel på elektrolys. Utformning av cell samt reaktioner kan se olika ut beroende på teknik.

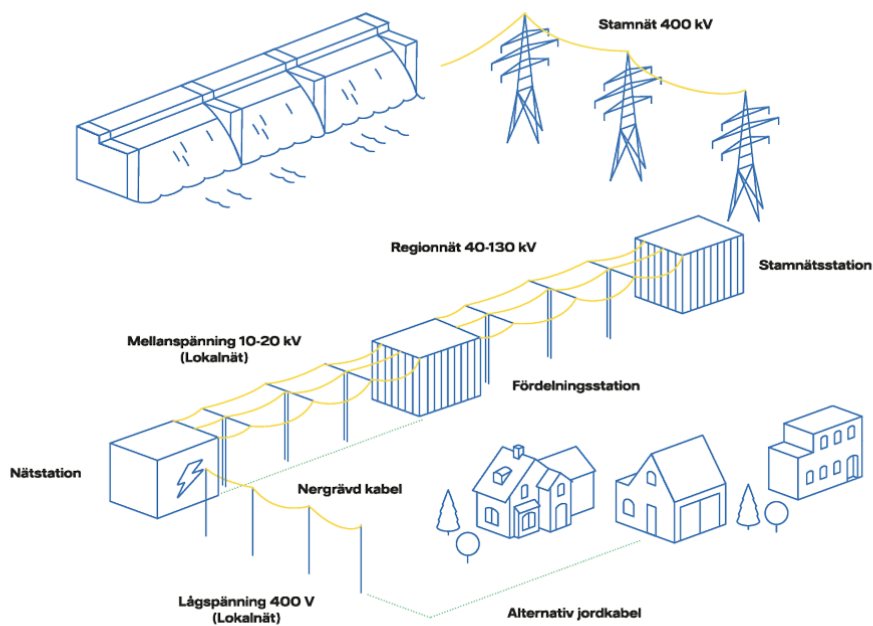
Enligt en studie av Narputro m.fl. (2025) påverkas elektrolyprocessens effektivitet till stor del av parametrarna *temperatur* och *strömtäthet*, där strömtäthet anger tillförd ström per ytenhet i elektrolyscellen, vilket linjärt påverkar vätgasproduktionen. Studien fastslår att en högre temperatur i elektrolysoren ökar reaktionshastigheten samtidigt som den elektriska potentialen mellan elektroderna minskar och därmed minskar behovet av tillförd ström, vilket även styrks av Martinez Lopez m.fl (2023). Vidare menar Narputro m.fl. (2025) att en högre strömtäthet kan öka produktionen av vätgas, samtidigt som verkningsgraden i cellen minskar på grund av högre strömtillförsel. Både höga temperaturer och hög strömtäthet kan förkorta livslängden av cellen då hög temperatur bryter ned materialet i elektrolysoren, medan en hög strömtäthet kan bryta ned elektroderna.

Flera elektrolytiska celler bildar tillsammans en så kallad *stack*, som är huvudkomponenten i ett elektrolyssystem (Al-Douri och Groth, 2024; Power to Hydrogen, 2025). Elektrolyssystemet består vidare av andra komponenter som på engelska kallas *balance of plant (BoP)*, och utgörs av bland annat vattenrening, gasrening för att rena vätgas och syrgas, pumpar, kompressorer samt kraftelektronik för att omvandla växelström från elnätet till likström av rätt ström och spänning (Al-Douri och Groth, 2024; Hassan m.fl., 2024). För illustration av elektrolyssystemet med BoP inkluderat hänvisas till figur 2 under 1.2.

BoP:s andel av den totala elanvändningen i ett elektrolyssystem varierar mellan olika anläggningar, men en tumregel är att den står för cirka 10 % av systemets totala elanvändning (Matošec, 2024). I en rapport från IRENA (2020) beskrivs dessa system, där författarna understryker att systemen ser olika ut beroende på elektrolysteknik. Vidare nämns att BoP även ser olika ut beroende på tillverkare och deltekniker inom varje teknik samt påverkar elektrolysörens respektive flexibilitetskaraktistik. Rapporten visar exempelvis att kompression kan behövas till olika tryck för transport i rörledningar eller tankar vilket ställer olika krav på kompressorer i BoP eller påverkar vid vilket tryck elektrolysoren körs. Det nämns även att kompressorernas effektivitet ökar med dess storlek vilket är fördelaktigt för större elektrolyssystem. Elektrolysörens elektriska system nämns som en kostnad som sjunker med ökad storlek på elektrolysanläggningen samtidigt som enskilda likriktare möjliggör ett mer flexibelt system än en stor likriktare för alla stackar tillsammans.

## 2.2 Sveriges elnät

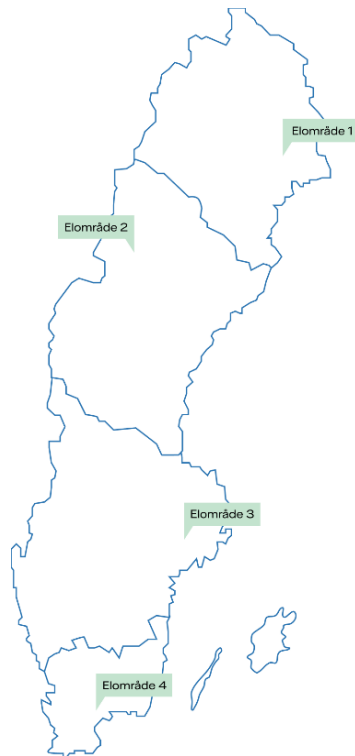
Sveriges elnät består av tre nivåer: transmissionsnät, regionnät och lokalnät, vilket syns i figur 4, vars gemensamma uppgift är att transportera el från producenter till användare på ett säkert, stabilt och effektivt sätt (Vattenfall Eldistribution AB, u.å.). Elnätet kopplar samman hela landet, där transmissionsnätet, som ägs av Svenska kraftnät, sträcker sig från norr till söder och transporterar stora mängder el från elproducenter till de regionala distributionsnäten (Svenska Kraftnät, 2024d). Transmissionsnätet använder spänningsnivåer på 220-400 kV (Svenska Kraftnät, 2024b) och har även flera utlandsförbindelser som möjliggör import och export av el och som antingen utgörs av växelströmsförbindelser eller likströmsförbindelser (Svenska Kraftnät, 2024d), Utlandsförbindelserna finns främst till de nordiska länderna samt till Baltikum, Tyskland och Polen (Vattenfall Eldistribution AB, u.å.)



Figur 4: Översikt över Sverige elnätssystem (Vattenfall Eldistribution AB, u.å.).

Distributionsnätet består av regionnät och lokalnät, där elnätsföretag har geografiska monopol på nätverksamheten (Svenska Kraftnät, 2024d). Det är främst Vattenfall, Ellevio och E.ON som äger regionnäten (Vattenfall Eldistribution AB, u.å.) och dessa distribuerar elen vidare från transmissionsnätet till stora industrier, viktiga samhällsfunktioner, lokala elnätbolag samt till lokalnäten. Lokalnäten transporterar därefter elen till hushåll, småföretag och övriga elanvändare i samhället. Elleveransen består av två huvuddelar: eldistribution och elhandel. Eldistribution avser transporten av el genom elnätet, medan elhandel handlar om försäljning av el till slutkunder (Vattenfall Eldistribution AB, u.å.).

Utöver kraftledningar består elnätet även av kablar, transformatorer, ställverk, stationer och andra tekniska komponenter som tillsammans möjliggör en tillförlitlig elförsörjning (Vattenfall Eldistribution AB, u.å.). För att elnätet ska fungera korrekt och för att undvika elavbrott samt skador på utrustning måste produktion och användning av el vara i balans (Svenska Kraftnät, 2025c). Samtidigt krävs att spänningen hålls inom tillåtna nivåer och att en frekvens på 50 Hz upprätthålls. Sverige är även indelat i fyra elområden, där elområde 1 och 2 är belägna i norra Sverige och elområde 3 och 4 i södra Sverige (se figur 5). Elområdena i Sverige infördes 2011 av Svenska kraftnät för att hantera flaskhalsar i elnätet och undvika allvarliga driftstörningar vid överföring av el från norr till söder, samt för att bättre hantera begränsningar i överföringskapaciteten både inom landet och till utlandet (Svenska Kraftnät, 2025e).



Figur 5: översikt över Sveriges fyra elområden (Vattenfall AB, 2025).

### 2.2.1 Regionnät

I denna rapport har avgränsning gjorts till regionnätet. Regionnätet avser spänningsnivåer mellan 40 kV och 130 kV (Vattenfall Eldistribution AB, 2025) och byggs oftast som luftledningar eftersom dessa generellt anses vara mer fördelaktiga ur ett systemtekniskt och effektivitetsperspektiv jämfört med markförlagda kablar (Energiföretagen, 2021).

Energiföretagen (2021) beskriver regionnätets uppbyggnad i Sverige i sin rapport om dess utformning och funktion. De menar att nätet omfattar cirka 31 500 km, varav endast omkring 5 % utgörs av mark- och sjöförlagda ledningar, medan resterande 95% består av luftledningar. Luftledningar anses vara mer flexibla eftersom kapaciteten relativt enkelt kan utökas genom att installera grövre linor vid behov. Att genomföra motsvarande kapacitetsökning i markförlagda kablar kräver betydligt mer arbete.

Samma källa menar att kvarstående fel, alltså fel som behöver fysisk reparationsinsats i luftledningar, ofta kan lokaliseras snabbt och generellt är mer lättåtkomliga vilket gör att de i många fall kan åtgärdas inom 24 timmar. Vanligare är dock så kallade övergående fel, vilka inte kräver någon fysisk reparationsinsats, där ett vanligt exempel är blixtnedslag. Dessa situationer hanteras vanligtvis genom skyddssystem som automatiskt kopplar bort belastning eller produktionsenheter från nätet, följt av återinkoppling när systemet åter stabiliserats.

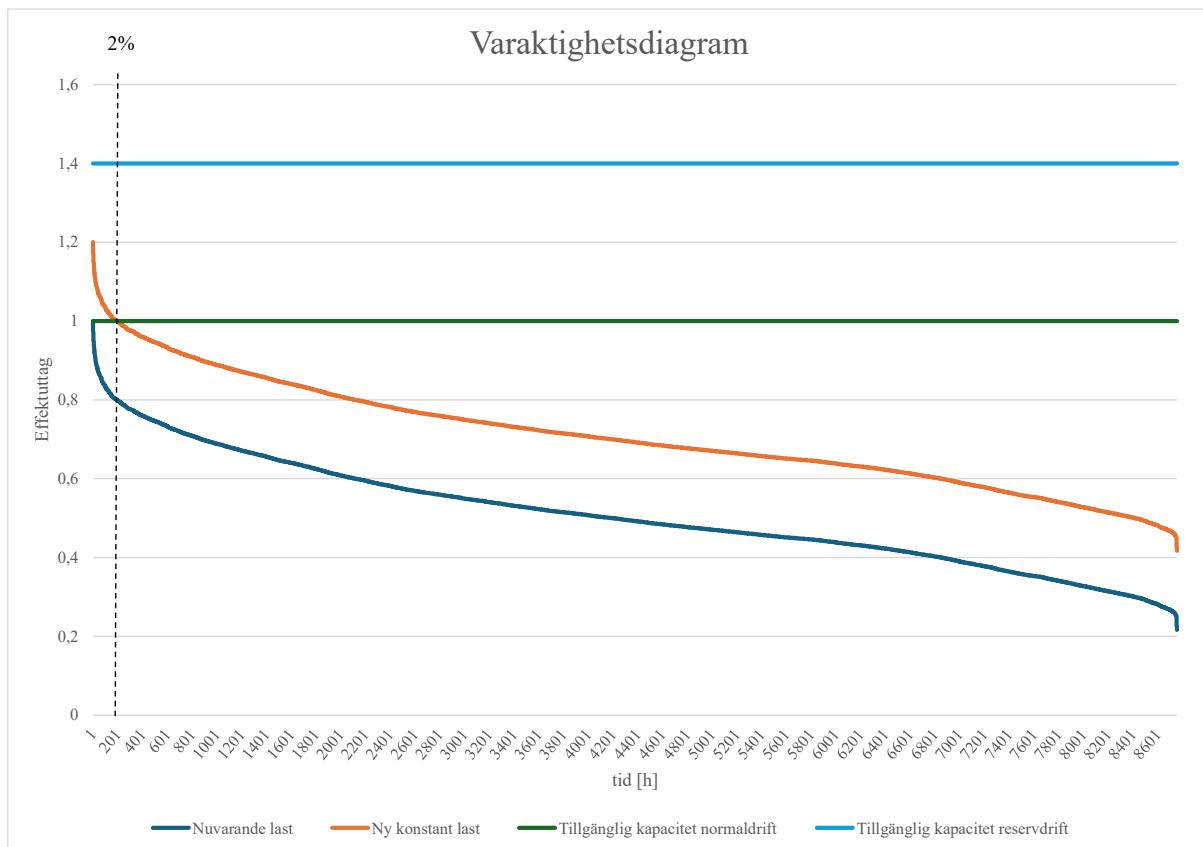
Slutligen beskriver Energiföretagen (2021) att övergående fel i princip inte förekommer i markkablar eftersom de är skyddade under marken. Där uppstår i stället endast kvarstående fel,

där de vanligaste orsakerna är grävskador, fel i kabelskarvar samt fel i kabelns ändavslut. Fel i markförlagda kablar är generellt mer tidskrävande att åtgärda än fel i luftledningar, eftersom det tar längre tid att lokalisera och reparera felet. Även relativt enkla fel kan ta upp till en vecka att åtgärda men reparationstiden kan också vara betydligt längre. Markförhållanden kan dessutom påverka reparationsarbetet, exempelvis vinterförhållanden i norra Sverige med snö och tjäle som försvårar åtkomsten. Statistik från perioden 2017–2019 visar att kvarstående fel i markförlagda kablar är cirka 10–20 gånger vanligare än kvarstående fel i luftledningar (Energiföretagen, 2021).

Överföringsförmågan mellan transmissionsnät och regionnät regleras genom effektabonnemang mellan Svenska Kraftnät och regionnätsföretagen, där en maximal uttags- eller inmatningseffekt fastställs (Svenska Kraftnät, 2025o). Detta abonnemang sätter en praktisk gräns för hur mycket effekt som får överföras i anslutningspunkten. Den faktiska överföringskapaciteten påverkas dock även av nätets tekniska och driftsmässiga förutsättningar (ENTSO-E, 2023a).

Eftersom många kunder, verksamheter och hushåll är beroende av regionnätet är driftsäkerheten av stor betydelse (Energiföretagen, 2021). Inom elsystemet tillämpas det internationella driftsäkerhetskriteriet N-1, vilket innebär att upprätthålla normal drift även om en huvudkomponent oplanerat tas ur funktion (Svenska Kraftnät, 2025c). Regionnätet är i stor utsträckning uppbyggt som ett maskat nät, vilket innebär att det finns flera alternativa matningsvägar till varje anslutningspunkt. Denna struktur möjliggör omfördelning av effektflöden vid bortfall av en komponent och bidrar därmed till att uppfylla N-1-kriteriet. I regionnäten innebär detta att en del av överföringskapaciteten i praktiken hålls i reserv för att säkerställa leveranssäkerhet, vilket skapar ett utrymme som potentiellt kan utnyttjas av flexibla laster, såsom elektrolysörer, utan att riskera systemets driftsäkerhet (Svenska Kraftnät, 2025c).

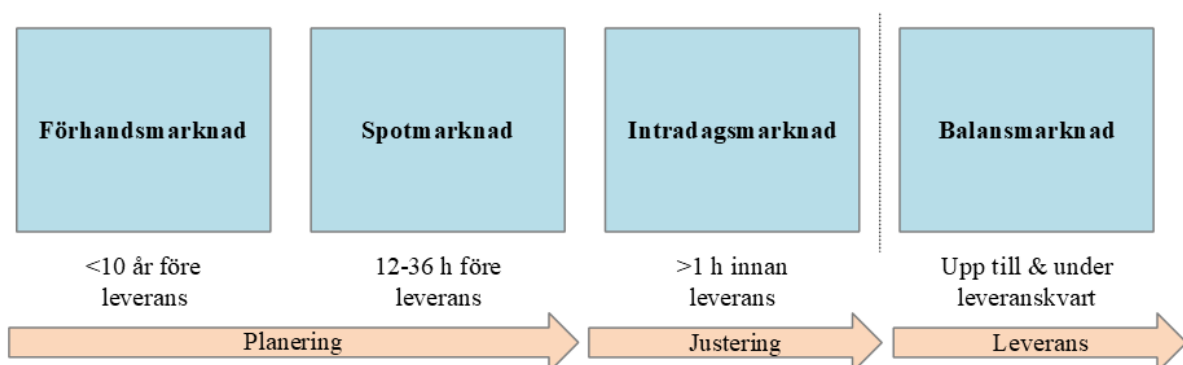
I figur 6 nedan syns ett exempel på ett varaktighetsdiagram där en ny konstant last på 20% integreras i elnätet. 2% av årets alla timmar kommer N-1-kriteriet överskridas, då lasten överstiger reservdrift. Detta innebär att N-1-kriteriet hotas vid ett fel i nätet och kunden måste antingen styra ned 2% av årets timmar eller gå med på att stänga ned sin produktion vid behov.



Figur 6: exempel på ett varaktighetsdiagram där en ny, konstant last på 20% integreras i regionnätet.

## 2.3 Sveriges elmarknad

Sverige är en del av EU:s gemensamma elmarknad, där el handlas med fri konkurrens och exporteras samt importeras över nationsgränser (Svenska Kraftnät, 2025m). Elhandeln sker i fyra delar, som visualiseras i figur 7 nedan, där en del är långsiktig och el kan handlas med flera års framförhållning, främst med kontrakt på börser (Svenska Kraftnät, 2023a, 2025m).



Figur 7: översiktsbild över dagens elmarknad, inspirerad av Svenska Kraftnät (2025m)

Nästa tidsintervall där el kan handlas är dagen före-marknaden (*spotmarknaden*) och här handlas majoriteten av all el, i volym, på marknaderna Nord Pool eller EPEX Spot (Svenska

Kraftnät, 2025b). Här anger köpare och säljare hur mycket el och till vilket pris de vill köpa respektive sälja för varje kvart nästkommande dag, innan klockan 12.00 då handeln stänger och elpriser sätts för samtliga kvartar dagen efter (Svenska Kraftnät, 2025b). Denna handel syftar både till att fastställa elpriser men också balansera utbud och efterfrågan för att det fysiska elnätet ska fungera (Svenska Kraftnät, 2025m). Prisbilden ser olika ut mellan Sveriges olika elområden (SE1-4) baserat på produktionskostnad, efterfrågan och överföringskapacitet mellan områdena.

Samma dag som leveransen av el sker kan balansen på elmarknaden åter behöva justeras i de fall det sker avvikelser mellan utbud och efterfrågan. Därmed finns även en *intradagmarknad* för elhandel som sker på samma marknader som spotmarknaden. Här sker kontinuerlig handel med el där marknaden är öppen fram till timmen före leverans (Svenska Kraftnät, 2025j).

Den fjärde och sista marknaden är den så kallade *balansmarknaden* och syftar till att upprätthålla rätt frekvens i elnätet, 50 Hz, som kan minska eller öka till följd av att produktion och efterfrågan skiljer sig i elsystemet. Detta blir allt viktigare ju fler intermittenta elproducenter som integreras i nätet (Svenska Kraftnät, 2023c, 2025m). Balansmarknaden lyfts i Svenska Kraftnäts strategi för främjande av flexibilitet (2023c) och beskrivs som resurser, upphandlade av myndigheten, som kan öka eller minska produktion och elanvändning för att åtgärda frekvensavvikelser i elnätet och bedöms viktiga för elnätets totala flexibilitet. Dessa resurser kallas *stödtjänster* samt *avhjälpande åtgärder* och kan agera olika snabbt på given signal. Dessa kategoriseras därför utifrån responshastighet samt uthållighet (Svenska Kraftnät, 2025m). Till dessa stödtjänster räknas:

*Frekvensåterställningsreserver (a-/mFRR)* som syftar till att, automatisk (a) eller manuellt (m), återställa frekvensen i elnätet till 50 Hz (Svenska Kraftnät, 2025l). aFRR ska kunna aktiveras till 100% på 5 minuter och vara aktiv i minst 1 timme medan mFRR ska kunna aktiveras till 100% inom 12,5 minuter och ha en uthållighet på 15 eller 30 minuter.

*Frekvenshållningsreserver (FCR-D upp/ned, FCR-N)* som syftar till att stabilisera frekvensen i nätet vid driftstörningar respektive små förändringar i produktion och användning. FCR-N aktiveras automatisk inom intervallet 49,9–50,1 Hz (Svenska Kraftnät, 2025f), FCR-D ned agerar i intervallet 50,1-50,5 Hz (Svenska Kraftnät, 2025g) och FCR-D upp i intervallet 49,5-49,9 Hz (Svenska Kraftnät, 2025h). Båda FCR-D-tjänsterna ska kunna aktivera 86% av sin kapacitet inom 7,5 sekunder och vara uthålliga i minst 20 min (ENTSO-E, 2023b; Svenska Kraftnät, 2025n).

*Avhjälpande åtgärder (FFR)* som syftar till att balansera snabba och djupa förändringar i frekvensen som kan ske vid låg rotationsenergi i elsystemet. Dessa behöver agera till 100% på antingen 0,7, 1,0 eller 1,3 sekunder beroende på frekvensavvikelse (Svenska Kraftnät, 2024c).

## 2.4 Problemområden i elnätet

I detta arbete kommer fokus ligga på om och hur elektrolys kan hjälpa till att hantera tre problemområden i elnätet: kapacitetsbrist, spänningsstabilitet och regionalt nätvärn.

I EU-kommissionens förordning (EU) 2016/1388 om nätföreskrifter för anslutning av förbrukare nämns att efterfrågefleksibilitet kan användas för reglering av frekvens, spänning samt överföringsbegränsningar i elnätet och presenterar olika krav på de användare som bidrar med sådana resurser. I denna studie studeras spänningsreglering samt överföringsbegränsningar som problemområden som kan regleras med hjälp av efterfrågefleksibilitet. Detta då denna reglering kan ske på regional/lokal nivå, vilket beskrivs mer utförligt i 2.5. Vidare finns ett intresse från handledare på Vattenfall Eldistribution AB att undersöka möjligheter för elektrolysörer att bidra till regionalt nätvärn. I detta kapitel beskrivs dessa problemområden mer utförligt.

### 2.4.1 Kapacitetsbrist

Överföringskapacitet avser nätets fysiska förmåga att överföra en viss mängd el i systemet på ett driftsäkert sätt (Svenska Kraftnät, 2024a). *Kapacitetsbrist* uppstår således när efterfrågan på el överstiger den mängd som kan levereras i nätet dit den behövs (Svenska Kraftnät, 2025d). En faktor som påverkar nätets överföringskapacitet är termiska begränsningar vilka utgör en gräns för hur mycket ström en ledning kan överföra innan temperaturen blir för hög (Karimi *m.fl.*, 2018). Överbelastning är resultatet av en för stor elöverföring för nätets kapacitet vilket skada dess komponenter och därmed elsystemet i stort (Karimi *m.fl.*, 2018; Svenska Kraftnät, 2024a).

I Sverige förväntas kapacitetsbristen öka på många platser till följd av tillväxt och elektrifiering, ett problem som redan idag börjar märkas (Axberg *m.fl.*, 2020; Energimarknadsinspektionen, 2023a). Svenska kraftnät planerar en utbyggnad av stamnätet mellan 2026 och 2035 (Svenska Kraftnät, 2025q), men då detta är ett arbete som ofta präglas av långa tillståndprocesser och osäkra tidplaner, samtidigt som framtida behov från elnätet är svåra att förutspå, är det viktigt att avhjälpa kapacitetsbrist genom exempelvis en mer flexibel användning av elnäten (Axberg *m.fl.*, 2020).

### 2.4.2 Spänningsstabilitet

Spänning är ett är en viktig faktor för elnätets stabilitet och överföringsförmåga där olika nät har olika intervall för vilken spänning som bör upprätthållas (Meng och Pian, 2016; Svenska Kraftnät, 2025a). Avvikelse från den spänning nätet kräver kan leda till att systemet blir instabilt, vilket kan resultera i till exempel skador på utrustning i nätet och strömavbrott (Meng och Pian, 2016). För hög spänning i systemet kan leda till skador på material och människor medan låga spänningar ger överföringsförluster och minskad överföringskapacitet (Svenska Kraftnät, 2025p).

Elektrisk effekt utgörs av två delar, där *aktiv effekt* är den delen som utför det faktiska arbetet medan *reaktiv effekt* inte bidrar med faktiskt arbete men till att upprätthålla magnetiska och

elektriska fält som vissa komponenter i elsystemet är beroende av (Wampack, 2025). Uttag och inmatning av aktiv effekt i elnätet medför förändrade effektflöden, vilket kan påverka nätets spänningsnivåer och därmed öka behovet av spänningsreglering (Svensson och Madjidian, 2022; Svenska Kraftnät, 2025a). Därmed är elektrifieringen samt ökad mängd intermittent elproduktion en bidragande faktor till att spänningsreglering blir allt viktigare i elnätet.

Hillberg m.fl. (2019) skriver i sin rapport om flexibilitet i elnätet att spänning kan regleras på flera sätt där en vanlig metod är genom elektriska komponenter som agerar genom att balansera den reaktiva effekten i elnätet. Detta styrks av Svenska Kraftnät (2025a) som menar att styrning av just reaktiv effekt är den primära metoden för spänningsreglering i det svenska elnätet, vilket handledare på Vattenfall Eldistribution AB<sup>2</sup> menar är på grund av lägre kostnader än styrning av aktiv effekt samt att det inte kräver påverkan på konsumtion eller produktion av el. I distributionsnäten sker balansering av reaktiv effekt främst med hjälp av lindningskopplare i transformatorstationer och ibland genom så kallad shuntkompensering men kan även ske med kraftelektronik hos elanvändare (Svensson och Madjidian, 2022).

Däremot menar Hillberg m.fl. (2019) att även styrning av efterfrågan kan vara en metod för att hantera förändringar i nätets spänning. I EU:s förordning (EU) 2016/1388 beskrivs att efterfrågefleksibilitet kan användas för reglering av aktiv effekt och innebär att förbrukaren modifierar sitt effektuttag. Mycket snabb reglering av aktiv effekt innebär att användaren måste reglera sitt effektuttag inom 2 sekunder medan en ordinarie reglering av aktiv effekt har ett tidsintervall som beslutas mellan förbrukaren och nätägaren.

I denna studie görs avgränsningen från hantering av spänningsstabilitet med reaktiv effekt då detta främst sker i elektriska komponenter och inte genom reglering av effektuttag hos användaren. Även om vissa studier pekar på att spänningsreglering med reaktiv effekt kan vara möjligt med elektrolysörernas kraftelektronik (ENTSO-E, 2022; Meetiyyagoda *m.fl.*, 2025), finns idag begränsad forskning kring detta, då sökningar görs i databaser såsom Scopus och Web of Science, vilket försvårar att undersöka elektrolysörernas möjligheter att bidra till denna problemhantering. Dessutom används en stor variation av omriktare i elektrolyssystem (Hassan *m.fl.*, 2024; Kattel *m.fl.*, 2024) vilket gör utvärdering av möjlighet till denna reglering svår att generalisera. Därmed kommer endast reglering av aktiv effekt undersökas vidare för elektrolysörers bidrag till hantering av spänningsstabilitet.

### 2.4.3 Regionalt nätvärn

Enligt Svenska Kraftnät (2019) är *nätvärn* ett begrepp som innefattar olika metoder att minimera överlast och balansera elnätet vid störningar eller försvagat nät. Detta något som enligt handledare på Vattenfall Eldistribution AB<sup>3</sup> sker sällan, men kräver snabba åtgärder. Nätvärn består främst av automatiska metoder som innefattar exempelvis fränkoppling av förbrukare eller produktion (RISE, utan årtal). I en rapport av Stanković m.fl (2022) beskrivs

---

<sup>2</sup> Arne Berlin, Affärsstrateg, Vattenfall Eldistribution AB, mejlkontakt, 27 april 2026

<sup>3</sup> Arne Berlin, Affärsstrateg, Vattenfall Eldistribution AB, Samtal angående examensarbete, 9 mars 2026

efterfrågestyrning som en åtgärd som kan användas för nätvärm, där en lämplig tidsram för sådana åtgärder bedöms vara 1-1.000 sekunder, det vill säga upp till cirka 16,5 min.

För regionnät finns ingen tydlig definition för nätvärm och vilka krav som ställs på dessa resurser. Enligt handledare på Vattenfall Eldistribution AB<sup>4</sup>, håller detta på att definieras i nuläget, där regionalt nätvärm skall syfta till snabb och automatisk bortkoppling eller nedstyrning av lastuttag vid kritisk situation på nätet. På regionnätet är dessa störningar framför allt spänningsobalans eller överlast och bör hanteras inom intervall på 5–15 minuter eller 1 sekund, beroende på vilka komponenter i nätet som påverkas. Kraftledningar klarar ofta av längre tidsintervall än andra komponenter, exempelvis transformatorer. Nätvärm som snabbt kan minska överlasten är ett alternativ att säkerställa N-1 och därmed undvika avbrott på regionnätet.

## 2.5 Flexibilitet

I februari 2026 fick Energimarknadsinspektionen i uppdrag av regeringen att ta fram nationella mål för icke-fossil flexibilitet samt hur detta kan uppnås med efterfrågefleksibilitet, energilagring och elproduktion (Energimarknadsinspektionen, 2026b). Detta ska presenteras i september 2026, vilket understryker ämnets aktualitet och stundande utveckling. I följande kapitel beskrivs den bakgrund som idag finns kring flexibilitet, framför allt efterfrågefleksibilitet, samt hur detta kan anskaffas på regionnätet idag.

Energimarknadsinspektionen (Energimarknadsinspektionen, 2023a) definierar flexibilitet i elsystemet som systemets ”förmåga att hantera förändringar” och Svenska Kraftnät (2023c) menar att detta innebär att produktion och användning förändras som en reaktion på en signal. Idag råder konsensus om att en större flexibilitet i elnätet behövs för att klara av de utmaningar som elektrifiering samt en ökad mängd intermittent elproduktion skapar för elsystemet, med mer variabel produktion och en högre efterfrågan från användare (Hillberg *m.fl.*, 2019; Energimarknadsinspektionen, 2023b, 2023a; Svenska Kraftnät, 2023c).

Hillberg *m.fl.* (2019) presenterar i deras rapport om flexibilitet i elnätet en kategorisering av flexibilitet för att tydliggöra hur det kan anskaffas i elsystemet. Här menar författarna att flexibilitet kan uppnås på en systemnivå, där hela Sveriges kraftsystem avses och där fokus ligger på att balansera frekvens och energiförsörjning. Flexibilitet på en mer lokal nivå handlar i stället om att bibehålla rätt spänningsnivå och tillgodose tillräcklig överföringskapacitet för efterfrågan från nätets användare. Författarna definierar fyra kategorier av flexibilitet:

- *Flexibilitet för effekt* handlar om att kortsiktigt balansera produktion och användning i elsystemet för att hålla frekvensen i nätet på en stabil nivå, det vill säga 50 Hz (Svenska Kraftnät, 2023c). Detta sker ofta med ett tidsspänn på timmar till delar av en sekund.

---

<sup>4</sup> Arne Berlin, Affärsstrateg, Vattenfall Eldistribution AB, Samtal angående examensarbete, 20 april 2026

- *Flexibilitet för energi* handlar om att långsiktigt tillgodose energi i systemet genom att balansera utbud och efterfrågan. Detta sker oftast på timbasis upp till flera års framförhållning.
- *Flexibilitet för överföringskapacitet* handlar om att kortsiktigt balansera användning och produktion av el i systemet för att möta lokala begränsningar i elnätet och större utnyttjande av nätkapacitet samtidigt som de högsta effekttopparna kan undvikas. Detta sker oftast på minutnivå till timbasis.
- *Flexibilitet för spänning* handlar i stället om att hålla spänningsnivåer i nätet på lämpliga nivåer genom exempelvis balans mellan elproduktion och -användning, för att upprätthålla nätstabilitet och elkvalitet. Detta sker oftast på sekundbasis upp till tiotals minuter.

De två första kategorierna fokuserar på elsystemets totala stabilitet medan de två sista kategorierna snarare syftar till lokala förutsättningar i elsystemet. Således brukar åtgärder för de olika kategorierna ske just på system- respektive lokal/regional nivå även om åtgärder kan göras på alla nivåer för alla kategorier. I denna rapport kommer fokus ligga på de två senare kategorierna och åtgärder kommer hanteras på regional nivå, det vill säga flexibilitetsåtgärder i regionnätet för överföringskapacitet och spänning.

Energimarknadsinspektionen (2023a) beskriver en *flexibilitetsresurs* som en resurs med förmåga att agera dynamiskt i sin efterfrågan på energi och effekt. Det är vad som skall undersökas för elektrolysörer i detta arbete, där elektrolysörernas förmåga att agera som en flexibilitetsresurs skall utvärderas. Vidare kommer fokus ligga på *efterfrågefleksibilitet*, som enligt Energimyndigheten (2024a) definieras som förmågan att anpassa last och effekttuttag jämfört med det normala användarmönstret. Detta menar myndigheten kan ske *implicit*, där användaren frivilligt anpassar efterfrågan efter exempelvis variationer i elpris, eller *explicit*, där användaren enligt avtal sänker sin elanvändning under vissa perioder. Även här görs en avgränsning i arbetet, där fokus kommer ligga på *explicit efterfrågefleksibilitet* i form av nedreglering.

### 2.5.1 Metoder för att anskaffa flexibilitet i regionnätet

Energimarknadsinspektionen (2023a) identifierar i sin delrapport i uppdraget att verka för mer flexibilitet i det svenska elsystemet att nätbolag kan få tillgång till flexibilitet i elnätet på tre huvudsakliga sätt.

- (1) *Nättariffer*, där dessa utformas så att prisbilden för el återspeglas av hög och låg efterfrågan, där priser ökar respektive minskar för de olika fallen.
- (2) *Marknadsbaserad anskaffning av flexibilitetstjänster*, där man, genom marknader för flexibilitet eller upphandling av tjänster, anskaffar sig flexibilitetsresurser i elnätet.

- (3) *Icke-marknadsbaserade metoder / villkorade avtal*, där elnätsbolag tillgodogör sig flexibilitetsresurser som inte baseras på marknadsmässiga metoder.

I detta arbete kommer fokus ligga på de två senare kategorierna, då de anses utgöra *explicit efterfrågefleksibilitet*. Nedan kommer därför dessa kategorier beskrivas närmare och en sammanfattning kan ses i tabell 1 i slutet av detta kapitel.

### ***Marknadsbaserad anskaffning av flexibilitetstjänster***

Med marknadsbaserade metoder upphandlas och anskaffas så kallade *flexibilitetstjänster* och innefattar tjänster som kan bidra till minskad överbelastning i elnätet eller att förbättra och effektivisera dess drift (Energimarknadsinspektionen, 2023a). Dessa tjänster ska i första hand anskaffas med marknadsbaserade metoder, med undantag för speciella fall där detta inte kan ske (Energimarknadsinspektionen, 2023a; Svenska Kraftnät, 2023b). Nedan beskrivs två metoder för marknadsbaserad anskaffning av flexibilitet i regionnätet.

#### 1. Flexibilitetsmarknad

En *lokal flexibilitetsmarknad* är en marknad inom ett visst geografiskt område, regionalt eller lokalt, där aktörer kan utbyta tjänster avseende el och effekt (Svenska Kraftnät, 2023c). Idag finns ingen etablerad reglering för lokala flexibilitetsmarknader, hur de ska vara utformade eller vilka roller de respektive aktörerna ska inneha (Svenska Kraftnät, 2023c). Detta menar dock flera källor är viktiga pusselbitar för att öka tillgången på flexibilitetsresurser i elnätet (Hillberg *m.fl.*, 2019; Energimarknadsinspektionen, 2023a; Sweco, 2025). Det finns idag sju pilotprojekt inom lokala flexibilitetsmarknader i Sverige som genomförts eller fortfarande testas. Dessa kartlades i en rapport av Sweco (2025) på uppdrag av Energimarknadsinspektionen som syftade till att identifiera hur marknaderna var utformade och skapa en förståelse för ur etablering kan underlättas.

I denna rapport lyfts följande fram som aktörer på en flexibilitetsmarknad (Sweco, 2025);

- *Marknadsägare*: de som initierar och utformar marknaden. Här är visionen att detta ska göras av en oberoende, tredje part, men i nuläget har ofta nätbolagen denna roll.
- *Tjänsteleverantör*: de som erbjuder resursen på marknaden, exempelvis flexibilitetsresursen i sig. Denna kan dock utgöras av en annan part, aggregator, som sammanställer en större mängd flexibilitetsresurser på marknaden.
- *Flexibilitetsköpare*: Ofta är detta nätägarna själva, men det händer även att användare och producenter själva handlar med kapacitet på en så kallad peer-to-peer-marknad.
- *Plattformsleverantör*: Den som tillhandahåller systemet där marknaden äger rum.
- *Övriga intressenter*: Dessa är aktörer som deltar på marknaden i exempelvis forskningssyfte eller offentliga finansiärer.

Vidare pekar Sweco på att marknaderna som kartlades i huvudsak kan delas upp i tre produkter, även om de skiljer sig något från fall till fall. Den första utgörs av kortsiktiga flexibilitetstjänster och handlas på en dagen-före- eller intradagmarknad. Den andra syftar till tjänster som handlas på medellång sikt, det vill säga ett par veckor, medan den sista är tjänster som handlas på lång sikt, säsongvis.

På marknaderna presenterar nätägaren en prognos för behovet av flexibilitet för en viss period framöver där olika resursägare kan kvalificera sig utefter uppsatta krav på den aktuella marknaden. Därefter kan tjänsteleverantörer buda in sina flexibilitetstjänster och antingen sluta långsiktiga avtal, eller lägga bud på marknaden som sedan avropas av marknadsägaren motsvarande behovet av flexibilitet. Avrop innebär den faktiska beställningen av flexibilitetstjänsten i fråga från nätägaren (Energiföretagen, 2025). Efter levererad flexibilitet säkerställs att leveransen har skett enligt avtal, varpå ersättning erhålls. På de flesta marknader ersätts de kortsiktiga buden med en pay-as-bid-princip, där den tjänsteleverantör som budar lägsta pris på sin resurs avropas. I de mer långsiktiga fallen ersätts man i stället för den tillgängliggjorda effekten och levererad energimängd.

På de marknader som har eller hade en intradag- och dagen-före-handel stänger dessa handelsfönster innan NordPools marknad stänger sina. Detta för att inte störa den handel som sker där. Det möjliggör även att flexibilitetsresurser, på vissa marknader, kan budas på Svenska Kraftnäts balansmarknad om de inte avropas på den lokala marknaden.

I mars 2025 lade Energiföretagen (2025) ett förslag till Energimarknadsinspektionen om en standardisering av produkter för flexibilitetsmarknader, baserat på lärdomar från de sju pilotprojekt som testats och fortfarande testas i Sverige. Förslaget godkändes av Energimarknadsinspektionen i december 2025 och i februari 2026 publicerades denna standardisering hos myndigheten. Denna avses kunna användas av elnätsoperatörer då de ansöker om att godkänna sina marknadsprodukter på sina respektive flexibilitetsmarknader (Energimarknadsinspektionen, 2026a). Enligt standarden presenteras tre olika marknadsprodukter (Energiföretagen, 2026):

- *Tillgänglighets-/Kapacitetsprodukt (LFM-h)* är tjänster som ersätts för tillgänglig kapacitet och behöver således inte leverera flexibilitet för att få ersättning. Dessa upphandlas per timme där budgivning öppnar tidigast sju dagar, och stänger senast två dagar, före leverans.
- *Tillgänglighets-/Kapacitetsprodukt (LFM-p)* är avser tjänster som ersätts för tillgänglig kapacitet och behöver således inte leverera flexibilitet för att få ersättning. LFM-p upphandlas över längre perioder där sista tid för bud sker enligt marknadens egna bestämmelser, dock senast sju dagar före leverans. Upphandling sker för enstaka timmar eller flera timmar per dygn.
- *Energiaktiveringsprodukt (LFM-e)* är tjänster som ersätts för faktiskt levererad flexibilitet och upphandlas per timme. Sista tid för bud varierar och kan utgöras av marknadens bestämmelser, två dagar innan leverans eller två timmar innan leverans.

Gemensamt för alla produkter är att minska budstorlek är 0,1 MW och att kortaste tid för avrop innan leverans av flexibilitetsresursen är två timmar vilket innebär att flexibilitetsleverantören har två timmar på sig att vara redo att ta emot en aktiveringssignal. Däremot lyfter Edvall m.fl. (2022) att nordiska marknadens övergång till 15-minuters handelsperioder på elmarknaden skulle kunna bidra till att flexibilitetsmarknaderna kortar ned sina handelsfönster. Dock ingår detta inte i standarden som godkänts av Energimarknadsinspektionen (Energiföretagen, 2026) men kan ändå tänkas vara relevant för framtida utveckling av flexibilitetsmarknader.

I en slutrapport som presenterades från ett pilotprojekt för lokala flexibilitetsmarknader i Sverige, kallat CoordiNet (2022), var en lärdom att marknader för lokal flexibilitet och stödtjänster bör utformas med samma tidsramar, vilket även stärks av den kartläggning som Sweco (2025) gjorde av pilotprojekt för flexibilitetsmarknader i Sverige. Detta för att möjliggöra standardisering av produkter på lokala flexibilitetsmarknader samt bidra till *value stacking*, som innebär att en flexibilitetsresurs kan utöka sina intäkter genom att vara verksam på flera marknader samtidigt, till exempel genom att agera på båda stödtjänst- och flexibilitetsmarknaden. Detta lyfts även i en kommande EU-lagstiftning (2025) för ökad flexibilitet i elnätet, kallad NC DR (Network Code Demand Respons), där *value stacking*, genom direktivet, ämnas förenklas för att öka värdet för flexibilitetsresurser. Därmed kan det vara intressant att beakta de krav som ställs på flexibilitetsresurser på Svenska Kraftnäts balansmarknad även för lokala flexibilitetsmarknader.

## 2. Kapacitetsåtgärd

*Kapacitetsåtgärd* är en ny lösning som har testats av Svenska Kraftnät och Vattenfall Eldistribution AB i Västra Götaland och som beskrivs i Svenska Kraftnäts rapport om projektet (2025k). Där beskrivs kapacitetsåtgärd som en tillfällig lösning för avhjälpning av fel eller överbelastning i transmissionsnätet, medan nyanslutningar till regionnäten möjliggörs. Aktörer som kan avbryta eller minska sitt effektuttag upphandlas av Svenska Kraftnät mot att regionnätägaren i området erhåller ökad kapacitet. Därav blir lösningen marknadsbaserad vilket är den preliminära metoden för att anskaffa sig flexibilitetstjänster i elnätet. I dagsläget avser kapacitetsåtgärd lösa kapacitetsproblem i transmissionsnätet med målet att på sikt även lösa kapacitetsbrist i underliggande nät, däribland regionnäten.

Vidare beskrivs att kapacitetsåtgärder kan liknas vid villkorade avtal, som beskrivs under *villkorade avtal* nedan. Däremot utmärker sig kapacitetsåtgärd genom att tillhandahålla regionnätet med prima avtal i stället för villkorade sådana. Regionnäten erhåller ett anslutningsavtal med utökad kapacitet från Svenska Kraftnät mot en anslutningskostnad. Denna kan sedan brukas av Svenska Kraftnät för att ersätta de aktörer som upphandlas som kapacitetsåtgärd. Detta innebär att regionnäten garanteras ett ökat effektuttag dygnet runt under årets alla dagar, men att kapacitetsåtgärderna tvingas styra ned eller avbryta sin produktion då Svenska Kraftnät ger signal om detta. I det fall resurserna inte kan genomföra detta begränsas i stället regionnätets abonnemang mot transmissionsnätet.

Svenska Kraftnät (2025k) beskriver också att kapacitetsåtgärd möjliggör anslutning av flera aktörer till regionnätet, tack vare ett utökad abonnemang. Alltså kan kapacitetsåtgärder

möjliggöra fler nyanslutningar till regionnätet och inte bara de som bidrar med flexibla resurser, vilket är fallet då villkorade avtal sluts.

Vad gäller krav på kapacitetsåtgärderna beskrivs att dessa ska kunna aktiveras av Svenska Kraftnät närsomhelst under dygnet. Vidare bedömer myndigheten att lämpliga krav på en sådan resurs är att kunna aktiveras till 100% på en till två sekunder, eller på 15 minuter. Hur länge aktivering sker kan skilja sig mellan områden men fyra till 12 timmar bedöms vara ett lämpligt intervall. Kapacitetsåtgärd skall sedan kunna aktiveras igen inom 24 timmar.

Därmed kan kapacitetsåtgärd vara en möjlig, framtida lösning för att hantera överbelastning i regionnätet, samtidigt som det ger regionnäten en möjlighet till större mängd prima anslutning mot transmissionsnätet och således fler nyanslutningar.

### ***Villkorade avtal***

Villkorade avtal är en icke-marknadsbaserad metod för att erhålla explicit efterfrågefleksibilitet i elnätet och innebär att en kund integreras i elnätet på villkor att de minskar eller avbryter sitt effektuttag då nätet är hårt belastat, vilket innebär ett avsteg från prima anslutning där kunden inte längre garanteras rätt till sin fulla kapacitet (Energimarknadsinspektionen, 2023a; Blomkvist *m.fl.*, 2024). Villkorade avtal kan delas in i två kategorier; *avbrytbara tariffer* och *villkorad anslutning* (Blomkvist *m.fl.*, 2024), där avbrytbara tariffer innebär att kunden erhåller ett lägre elpris mot, vid behov, tvingas styra ned eller avbryta sitt effektuttag. Villkorad anslutning innebär i stället att kunden kan få en anslutning eller öka sin maxeffekt mot samma villkor som ovan.

Villkorade avtal tecknas mellan kund och nätoperatör och är således bilaterala avtal, vilket gör att de inte räknas som en marknadsbaserad metod för anskaffning av flexibilitet. Idag finns inte heller något regelverk som anger exakt hur dessa avtal skall utformas (Blomkvist *m.fl.*, 2024). Även om marknadsbaserade metoder skall prioriteras framför villkorade avtal, kan dessa vara effektiva för att ansluta kunder tidigare till nätet, även vid brist på kapacitet, för att maximera nätets nyttjande samtidigt som man väntar på nätförstärkning eller utveckling av flexibilitetsmarknader (Energimarknadsinspektionen, 2023a; Svenska Kraftnät, 2025r).

Blomkvist *m.fl.* (2024) lyfter, i sin rapport om elnätets prismodeller, fram fyra viktiga punkter för avbrytbara tariffer som listas av Harold, Bertsch och Fell (2021). Dessa bedöms enligt de förstnämnda författarna som viktiga även när villkorade avtal utformas. De fyra punkterna listas och förklaras nedan (Harold *m.fl.*, 2021; Blomkvist *m.fl.*, 2024):

- *Prima effektmängd* är den effekt som kunden garanteras.
- *Varaktighet* (i denna rapport, *uthållighet*) är den maximala tid ett avbrott eller nedreglering får vara.
- *Frekvens* är det maximala tillfällena nedstyrning eller avbrott får ske.

- *Framförhållning* är det tid som anger hur långt i förväg kunden skall meddelas om avbrott eller nedreglering.

*Tabell 1: sammanställning av de tre metoderna för anskaffning av explicit efterfrågeflexibilitet i regionnätet.*

<b>Lokal flexibilitetsmarknad</b>	<b>Kapacitetsåtgärd</b>	<b>Villkorade avtal</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Marknadsbaserad</li> <li>• Tjänst/leverantör av flexibilitet budar själv in kapacitet, uthållighet och pris på en marknadsplats</li> <li>• Endast pilotprojekt i dagsläget</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Marknadsbaserad</li> <li>• Prima avtal</li> <li>• Regionnätet möjliggörs att utökad abonnemang och fler nyanslutningar</li> <li>• Endast pilotprojekt i dagsläget</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Icke-marknadsbaserad</li> <li>• Icke-prima avtal</li> <li>• Bilaterala avtal mellan nätägare och flexibilitetstjänst</li> </ul>

### 3 Metod

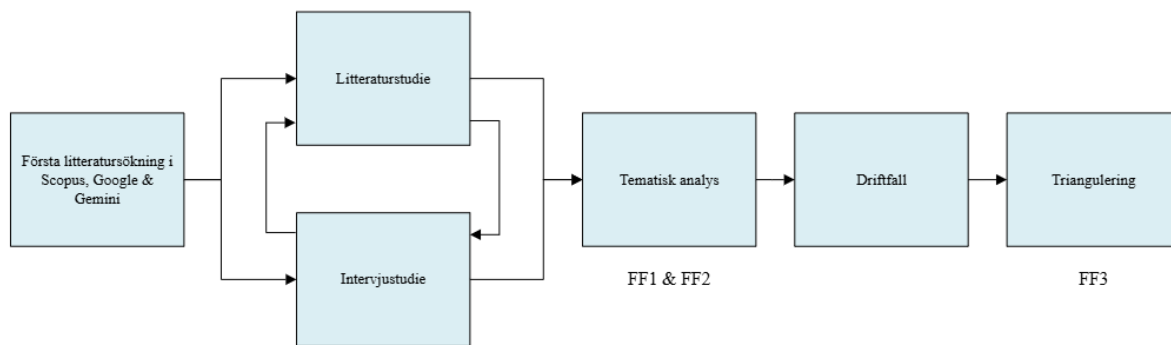
Denna studie baseras på tre metoder: en litteraturstudie, en intervjustudie och slutligen framtagning av olika driftfall för att studera elektrolysörernas prestanda i olika fall av efterfrågefleksibilitet samt dess konsekvenser på vätgasproduktionen. Litteraturstudien möjliggjorde en bred sammanställning av publicerade artiklar och dokument inom studiens omfattning. Samtidigt kompletterade intervjustudien litteraturen med praktiska perspektiv på området, vilket var betydelsefullt då forskning fortfarande är begränsad kring både flexibel drift av elektrolysörer och flexibilitet i elnätet. Slutligen kunde resultat från dessa metoder kombineras och ligga till grund för de driftfall som gav ytterligare, kvantitativa underlag för att undersöka elektrolysörernas förmåga att leverera flexibilitet på elnätet.

De två första frågeställningarna i studien, FF1 och FF2, besvarades med hjälp av litteratur- och intervjustudien. Dessa metoder tillämpades iterativt, där intervjuer gav underlag för litteraturstudien i form av litteratur samt nyckelord, medan litteraturstudien gav mer information att ställa frågor kring i intervjuerna. Vidare var metoderna iterativa i sig själva, där funnen litteratur gav underlag för ytterligare sökningar genom nyckelord och snowballing medan intervjuerna gav information som vidare kunde bekräftas och frågas efter i efterföljande intervjuer. Således utvecklades båda metoderna allt eftersom de genomfördes för att sedan resultera en tematisk analys och slutligen besvara FF1 och FF2.

Efter genomförd tematisk analys och besvarandet av FF1 och FF2 utvecklades driftfall för att undersöka elektrolysteknikernas dynamiska prestanda i olika driftfall och dess påverkan på vätgasproduktionen. Detta för att undersöka vilka typer av driftfall som är möjliga för de olika teknikerna att bidra med i elnätet, samt hur det påverkar vätgasproducenten. Resultaten från dessa driftfall analyserades sedan genom triangulering med resultat från intervju- och litteraturstudien för att besvara FF3.

Studien inleddes med ostrukturerade sökningar i databasen Scopus med sökord framtagna med hjälp av Scopus AI samt brainstorming. Dessa ord var exempelvis; "*electrolysis*", "*hydrogen production*", "*techniques*", "*flexibility*". Sökningen gjordes för att få en överblick över forskning på området och samla in fler relevanta nyckelord för fortsatta sökningar i litteratur. Detsamma gjordes i Google sökmotor där både sökresultat och Googles AI-tjänst Gemini gav ytterligare vetenskapliga artiklar och publicerade dokument att ta del. Denna första sökning möjliggjorde att fortsätta med mer specifika sökningar i litteraturstudien som följde samt för att kunna påbörja utveckling av intervjustudien.

I figur 8 nedan syns en övergripande bild över studiens metod, där respektive metod och analysmetod syns. Här illustreras även litteratur- och intervjustudiens iterativa karakteristik.

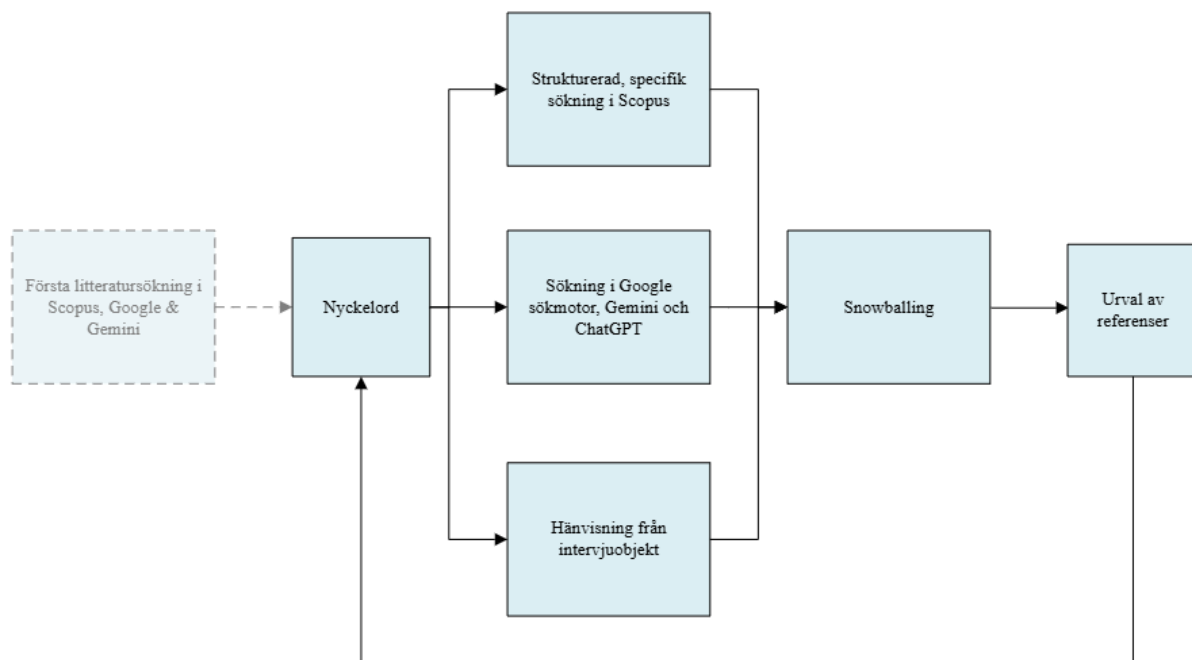


Figur 8: överblick över studiens huvudsakliga metod. Figuren visar även när under metodens gång som de respektive forskningsfrågorna, FF1, FF2 och FF3 besvarades.

### 3.1 Litteraturstudie

För att besvara studiens två första frågeställningar beslutades att genomföra en litteraturstudie för att sammanställa forskning inom de undersökta områdena och relatera det till arbetets syfte. Enligt Snyder (2019) kan en litteraturstudie sammanställa och kombinera kunskap och perspektiv från en mängd olika källor vilket ger en god bas för att besvara forskningsfrågor. Således valdes denna metod för att kartlägga olika metoder för elektrolys och deras relevanta karakteristik för flexibilitet samt hur de påverkas av dynamisk drift.

Eftersom litteraturstudien krävde ett stort urval av källor för att kartlägga forskning på olika typer av elektrolysörer och deras tekniska prestanda valdes att genomföra en semi-strukturerad studie. Detta möjliggör enligt Snyder (2019) insamling av information för att täcka flera, eller ett bredare område och samtidigt ge forskaren en större frihet i hur detta utförs. I figur 9 nedan visualiseras litteraturstudiens olika steg.



Figur 9: översikt över litteraturstudiens genomförande. Den första, transparenta rutan avser samma litteratursökning som genomfördes i början av studiens övergripande metod och kan ses i figur 8.

Litteraturstudien påbörjades med hjälp av de nyckelord som tagits fram i studiens inledande, ostrukturerade litteratursökning, som syns i figur 8 och 9. Dessa nyckelord sammanställdes och kunde användas i mer strukturerade sökningar i Scopus och på Google. Efter denna inledande sökning, tydliggjordes även att tre eller fyra huvudsakliga kategorier av elektrolystemer finns etablerade idag, där två är mer mogna och kommersialiserade, en är inte lika etablerad på marknaden och en fortfarande befinner sig i utvecklingsfas. Därav valdes att utgå från dessa fyra kategorier i det fortsatta arbetet då data kunde säkerställas för dessa tekniker. Kategorierna listas nedan där de svenska begreppen är tagna från en artikel skriven av RISE (2021).

- AEL – Alkalisk vatten-elektrolys
- PEM – Protonledandemembran-elektrolys
- SOEC – Fastoxids-elektrolys
- AEM – Anjonbytesmembran-elektrolys

Vidare identifierades fyra viktiga parametrar att beakta för flexibilitet. Dessa var begrepp som återkom i artiklar och dokument där flexibilitet hos elektrolysörer diskuterades. De återkom även, och bekräftades i, intervjustudien. Nedan listas och förklaras parametrarna:

- *Kallstart* – innebär att elektrolysprocessen startas utan förbehandling på något sätt, till exempel genom förvärmning, vilket gör att processen går från att vara avstängd eller i viloläge, där cellerna är kalla och varit avstängda en längre tid, till full produktion i uppvärmt tillstånd (Dong *m.fl.*, 2024; K. Wang *m.fl.*, 2024; Jacob *m.fl.*, 2025).

- *Varmstart* – innebär istället att elektrolysören startar sin process då den redan är varm, antingen vid sin drifttemperatur eller relativt nära den (K. Wang *m.fl.*, 2024). Ofta sker detta när elektrolysören bara varit avstängd en kortare period, eller hålls varm med tillförd uppvärmning, utan att processen är igång (Lange *m.fl.*, 2023; Dong *m.fl.*, 2024).
- *Dellast (eng. load range)* – innebär det intervall där drift av en elektrolysör kan ske på ett stabilt och säkert sätt och anges ofta i procent av installerad kapacitet, där ett stort intervall pekar på en större flexibilitet (Ding *m.fl.*, 2024; Energy Systems Integration Group, 2024; Hu *m.fl.*, 2024). Ofta benämns denna parameter på engelska men svensk översättning är tagen från en rapport av RISE (2021).
- *Ramp-tid* – anger den hastighet dellasten kan ändras i elektrolysören och anges ofta i procent per tidsenhet. Denna anges i upprampningstid eller nedrampningstid och visar hur snabbt elektrolysören kan reagera på ökning eller minskning i tillförd elektricitet (Taranin *m.fl.*, 2025). Hur snabbt vätgasproduktionen kan ändras i elektrolysören ges också av andra faktorer, exempelvis påverkas AEL:s ramp-tid av dess flytande membran medan SOEC reagerar långsammare som en följd av komplexa system vid höga temperaturer (Energy Systems Integration Group, 2024)

För att söka information om de fyra specifika elektrolysteknikerna, deras karakteristik och hur de påverkas av dynamisk drift, gjordes sökningar i Scopus samt Google där sökorden som användes för respektive område återfinns i tabell 2 nedan. Artiklar från sökningarna valdes sedan utefter rubriker och sedan, i de fall rubrikerna bedömdes relevanta för studien, utifrån abstracts.

Tabell 2: sökord som användes för specifika sökningar i litteraturstudien.

Område	Sökord	Publikationer
<i>AEL</i>	Electrolyzer, electrolysis, hydrogen production, AEL, alkaline, AWE	Artiklar, dokument, Bokkapitel
<i>AEM</i>	Electrolyzer, electrolysis, hydrogen production, AEM, anion exchange membrane	Artiklar, dokument, Bokkapitel
<i>PEM</i>	Electrolyzer, electrolysis, hydrogen production, proton exchange membrane, PEM	Artiklar, dokument, Bokkapitel
<i>SOEC</i>	Electrolyzer, electrolysis, hydrogen production, solid oxidiser electrolysis cell, SOEC	Artiklar, dokument, Bokkapitel
<i>Flexibilitet</i>	Electrolyzer, electrolysis, flexible, dynamic, hydrogen, start-up, load range, load variability, load flexibility, ramp-up, ramp-down, ramp time, ramp rate	Artiklar, dokument, Bokkapitel, produktblad
<i>Påverkan av dynamisk drift</i>	Electrolyzer, electrolysis, flexible, dynamic, hydrogen, degradation, shunt currents, reversible current, lifetime	Artiklar, dokument, Bokkapitel, produktblad

Utöver sökningen i Scopus och Google genomfördes även så kallad *snowballing*, där referenser i litteratur användes för att ge ytterligare vetenskapligt underlag till att besvara FF1 och FF2. Vidare användes även grå litteratur såsom dokument och publikationer från institutioner och organisationer med trovärdig status. Dessa dokument hittades genom *snowballing* och sökningar med sökord i Google sökmotor.

Även Gemini och Chat GPT användes för att komplettera litteraturstudien, där källornas trovärdighet noggrant kontrollerades genom att fastställa att de var vetenskapliga publikationer eller dokument från etablerade organisationer. Vidare hänvisade några av intervjupersonerna i intervjustudien till ytterligare referenser och litteratur som användes i studien. Slutligen hittades vissa referenser via hemsidor till större vätgasbolag och deras vätgasprojekt utifrån sökningar efter dessa på nätet. Sökningar i de olika sökmotorerna och via AI gav upphov till enbart engelskspråkiga källor. Svenska källor i litteraturstudien tillkom genom referenser från intervjupersoner.

Litteraturstudien utvidgades till att även undersöka datablad för elektrolysörer hos olika producenter för att ta fram ytterligare data på vilka elektrolysörer som finns på marknaden och deras respektive flexibilitet. Dessa producenter hittades i den litteratur som studien behandlade samt med sökningar på Google och med hjälp av AI-verktygen ovan. Produktdatabladerna gav

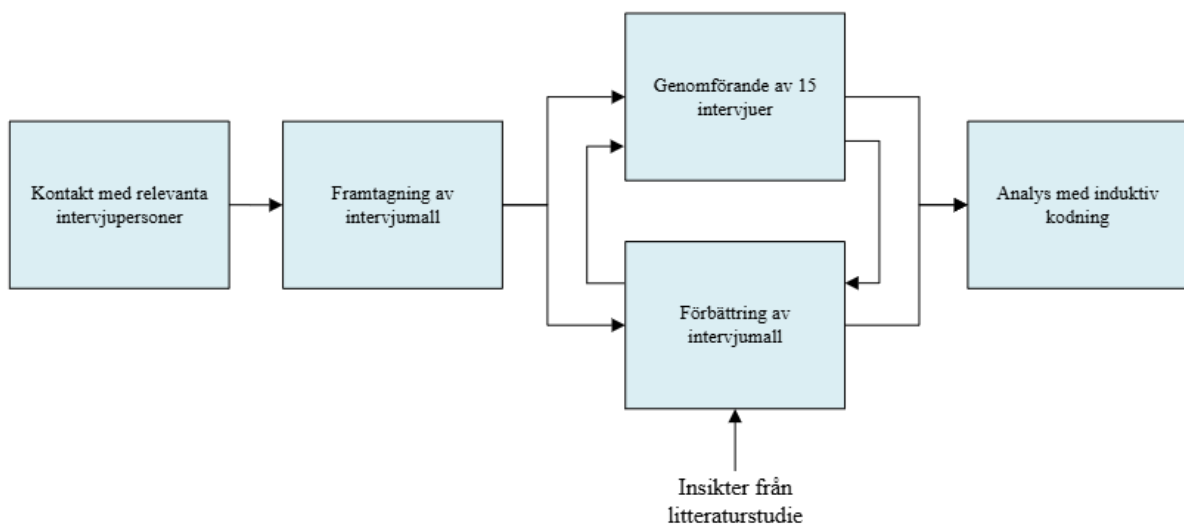
framför allt data på *dellast* för olika elektrolystekniker då annan data ofta är omgiven av sekretess.

## 3.2 Intervjuer

I detta arbete genomfördes en semistrukturerad och kvalitativ intervjustudie. Eftersom studien är utforskande och behandlar ett område där forskningsläget fortfarande är begränsat, har intervjuer med personer verksamma inom relevanta praktiska och forskningsmässiga områden varit centrala för att skapa en fördjupad förståelse för områdena, möjliggöra jämförelser med befintlig litteratur och således kunna besvara forskningsfrågorna.

Enligt Brinkmann och Kvale (2018) syftar både den semistrukturerade och kvalitativa intervjun till att fånga respondentens egna perspektiv genom att förstå den levda vardagsvärlden såsom den upplevs av individen själv genom utforskning av deras aktiviteter, erfarenheter och uppfattningar. Genom att låta respondenter beskriva sina erfarenheter och tolkningar med egna ord kan intervjuaren få insikt i hur processer förstås i praktiken. Den kvalitativa intervjun strävar därmed inte efter kvantifiering, utan efter att generera kvalitativ kunskap som uttrycks och tolkas genom språk och mening.

I figur 10 nedan syns den övergripande metodiken för genomförandet av intervjustudien. Här syns den iterativa processen av att förbättra intervjumallar baserat på insikter från litteraturstudie och genomförda intervjuer.



Figur 10: översikt över intervjustudiens genomförande.

Intervjustudien inleddes med att relevanta aktörer inom elektrolyt och elnät kartlade. Fokus var på experter och forskare inom respektive område, svenska nätägare samt aktörer verksamma inom vätgasframställning, både nationellt och internationellt. Detta för att möjliggöra en bred undersökning där flera perspektiv beaktades. I vissa fall hänvisade kontaktade personer vidare till andra relevanta aktörer, vilket bidrog till att successivt utöka urvalet. Forskare och experter intervjuades i syfte att bidra med teoretiska och framtidsinriktade perspektiv samt för att identifiera möjligheter och begränsningar inom områdena. Övriga aktörer bidrog främst med

praktiska erfarenheter från sina respektive verksamheter. Därutöver kontaktades aktörer verksamma på olika flexibilitetsmarknader för att samla in erfarenheter från projekt och tillämpningar inom efterfrågefleksibilitet.

En intervjumall utformades och började, efter de inledande intervjuerna, att distribueras till respondenterna, vanligtvis cirka en vecka före intervjutillfället. Guiden var uppdelad i två delar, där den första riktade sig till respondenter med fokus på elektrolysörer och den andra till respondenter verksamma inom elbranschen. Båda delarna inkluderades i samma intervjumall, dels då vissa respondenter var verksamma inom båda områdena, dels för att respondenter med expertis inom endast ett område skulle ges möjlighet att ta del av den andra delen för att skapa en övergripande förståelse för studiens omfattning. Arbetet med intervjumallen var iterativt och utvecklades kontinuerligt i takt med att studiens kunskapsunderlag fördjupades och förståelsen för studiens fokus och frågeställningar successivt förtydligades. Den slutliga intervjumallen kan ses under Appendix I.

Inledningsvis genomfördes en strukturerad idéprocess, delvis med stöd av AI, där intervjufrågor formulerades och slipades utifrån studiens frågeställningar. I takt med att litteraturstudien fortskred tillkom ytterligare frågor, samtidigt som vissa utgick eller omformulerades. Flera av intervjuerna gav även upphov till följdfrågor som integrerades i den fortsatta datainsamlingen. Intervjuerna anpassades dessutom efter respektive respondents expertområde, exempelvis genom att mer tekniskt orienterade frågor ställdes till tillverkare och användare av elektrolysörer. Detta då vissa respondenter hade specialistkompetens inom elnät, andra inom elektrolysörer och några inom båda områdena.

Inför intervjuerna säkerställdes respondenternas godkännande av transkribering samt vilken data som fick publiceras. Vidare eftersträvades en intervjumiljö där respondenterna kunde känna sig trygga och fria att dela erfarenheter och perspektiv som potentiellt skulle komma att användas i publicerat material. I enlighet med Brinkmann och Kvale (2018) beaktades vikten av att balansera forskningsprocessens kunskapsmål med ett etiskt ansvar gentemot deltagarnas integritet. Detta innebar att intervjuerna genomfördes med respekt för respondenternas autonomi, konfidentialitet och rätt att själva avgöra vilken information som kunde delas.

Intervjuerna baserades på öppna frågor, vilket enligt Brinkmann och Kvale (2018) möjliggör att respondenten kan utveckla sina resonemang fritt och introducera nya perspektiv och dimensioner som de själva anser relevanta för ämnet. På så sätt vägleds intervjun mot vissa tematiska områden, utan att styra respondenten mot specifika uppfattningar eller ställningstaganden inom dessa teman. Syftet var att undvika att låsa fast respondenterna vid förutbestämda svarsalternativ och i stället ge utrymme för spontana och oväntade insikter. Under intervjuerna tillämpades även förhållningssättet *qualified naivete* (Brinkmann och Kvale, 2018). Detta innebär att intervjuaren, trots viss förförståelse inom området, aktivt intar en öppen och undersökande hållning genom att efterfråga förklaringar och fördjupningar i respondenternas resonemang. När nya eller särskilt relevanta aspekter framkom följdes dessa upp med fördjupande följdfrågor, eller vid behov vägledande frågor för att återföra samtalet till studiens fokus.

Intervjutekniken med öppna frågor tillämpades både på intervjuer med fokus på elektrolys och på elnätet. Intervjuer med elektrolysaktörer och -experter gav kunskap om elektrolysörer, deras flexibilitetsegenskaper samt hur de kan fungera som efterfrågefleksibilitetsresurser i elsystemet. Vidare gav intervjuer med elnätsexperter och -aktörer insikter om de flexibilitetsbehov som finns på elnätet idag i syfte att utveckla driftfall relevanta för studiens syfte och mål.

Alla intervjuerna genomfördes online via Teams samt spelades in för transkribering med Teams AI-verktyg. Detta gjordes för att dels anteckna de viktigaste punkterna som framkom i intervjuer, dels för att ha hela intervjuerna transkriberade och kunna gå tillbaka och kontrollera information i efterhand. Intervjuerna resulterade i kvalitativa data som hjälpte att besvara forskningsfrågorna.

Totalt genomfördes 15 intervjuer (se tabell 3) med olika aktörer inom studiens områden. Majoriteten av intervjuerna genomfördes på svenska, medan fyra genomfördes på engelska. Urvalet omfattade fyra experter och forskare inom elektrolysteknik, två forskare inom elkraftsbranschen samt en respondent som genomförde sin doktorandforskning med fokus på elektrolysörer och stödtjänster. Vidare inkluderades en intervju med två gemensamt deltagande respondenter verksamma inom elnätsdrift. Därutöver intervjuades två producenter av elektrolysörer samt två med praktisk erfarenhet av flexibel drift av elektrolysörer. Slutligen deltog tre respondenter från R&D på Vattenfall AB, verksamma inom elkraft, varav en med erfarenhet från flexibilitetsmarknader.

Tabell 3: namn, roll samt företagstillhörighet för de intervjuande personerna i studien.

Respondent nr.	Namn	Roll	Företag
1	Anders Wickström	Senior Projektledare,	RISE
2	Anders Lundblad	Forskare,	RISE
3	Manuel Agregado Torres	Doktorand,	KTH
4	Gunilla Brännman & Johan Britte	Nätanalytiker & Driftingenjör	Vattenfall Eldistribution AB
5	Alexandra Dilja Gardarsdottir	R&D-Ingenjör	Vattenfall AB
6	Fredrik Carlsson	R&D Portfolio Manager	Vattenfall AB
7	Emil Hillberg	Seniorforskare	RISE
8	Juan Manuel López Gallego	Director of European Sales & Operations	Power to Hydrogen
9	Ebba von Wachenfeldt	Teknisk Konsult på R&D	Vattenfall AB
10	Fredrik Starfelt	R&D Manager	Vattenfall AB
11	Anders Lugnet	Teknisk Specialist	OVAKO
12	Maris Daija	Business Development Manager	BOSCH
13	Maria Edvall	Enhetschef	RISE
14	Niklas Lindahl	Forskare	RISE
15	Annica Carlson	Senior Ingenjör	LKAB

Efter att intervjuerna genomförts upprättades två separata dokument för varje respondent: ett anteckningsdokument, där anteckningar gjordes under intervjun, och ett transkriberingsdokument, skapat av Teams AI-verktyg. Dessa användes för att analysera varje intervju enligt avsnitt 3.3. Resultaten från intervjuerna verifierades sedan av de respondenter som önskade granska hur deras påståenden använts. Respondenterna hade således en möjlighet att återkomma med synpunkter eller förtydliganden på deras påståenden, varpå detta kunde åtgärdas i rapporten och bidra till korrekt tolkning av studiens resultat.

### 3.3 Tematisk analys av intervjuer och litteratur

I detta avsnitt presenteras hur resultat från intervjuer och litteratur analyserades. Det gjordes genom tematisk analys, som enligt Ahmed m.fl (2025) är en vanlig analysmetod för kvalitativa data och möjliggör att förstå och tolka samband i insamlad data. Informationen struktureras efter specifika teman och områden som möjliggör för forskaren att identifiera viktiga resultat för att besvara sina forskningsfrågor. I denna studie analyserades först intervjuresultat och sedan litteratur- och intervjuresultat tillsammans för att besvara FF1 och FF2 samt ge underlag för att utveckla driftfall och besvara FF3.

Ahmed m.fl (2025) beskriver att tematisk analys inleds med att orientera sig i insamlad data och gå igenom materialet varpå mönster och teman kan definieras. Vidare genomförs en kodning av materialet, exempelvis genom identifiering av nyckelord som ofta relaterar till specifika kännetecken i resultaten som kan kopplas till studiens forskningsfrågor. Kodning beskrivs, av samma författare, även som en iterativ process där material ses över igen för att systematiskt kategorisera resultat och möjliggöra att teman i resultaten kan identifieras och definieras tydligare för att slutligen kunna sammanställas i rapporten.

Kodning av resultat från intervjustudien var av både induktiv och deduktiv karaktär och dessa analystekniker beskrivs av Brinkmann och Kvale (2018). Till en början tillämpades induktiv kodning, vilket innebär att intervjuaren inte testat specifika hypoteser under intervjun eller har en uppfattning sedan innan som skall prövas. Snarare skapas en bild av området utifrån de resultat som intervjun ger upphov till, för att sedan kunna utföra kodningen. När intervjuerna färdigställts och studiens område klarnat tillämpades i stället kodning av deduktiv karaktär, där sökning efter specifika nyckelord kunde genomföras. Resultaten strukturerades då i en tabell utifrån nyckelord kopplade till studiens forskningsfrågor, vilket presenteras i tabell 4. För FF1 användes nyckelord som ”responstid”, ”kallstarttid”, ”ramptid” och andra ord relaterade till flexibilitetsparametrarna under 3.1. För FF2 användes i stället ord som ”degradering”, ”förslitning” och ”livslängd”.

Kombinationen av induktiv och deduktiv kodning ledde till att tematiska områden, med avstamp i forskningsfrågorna, utvecklades och förtydligades under intervjustudiens gång. Kategorisering av intervjuresultat blev således enklare i slutet av studien, när tydliga teman och dess respektive nyckelord tydligt vuxit fram. Därmed reviderades arbetsdokumentet i efterhand, där tidigare intervjumaterial återigen kartlades och kategoriserades för att tillse att ingen information missats, likt den iterativa processen för kodning beskriven av Ahmed m.fl. (2025).

För framtagning av resultat till FF3 samt de punkter som diskuteras i avsnitt 5.2, analyserades intervjutranskriberingar och anteckningar genom tolkande läsning av materialet, snarare än genom användning av en strikt analysteknik eller fördefinierade kodord. Innehållet behandlades därmed som vetenskaplig text. Detta tillvägagångssätt saknar en fast metodstruktur och beskrivs av Brinkmann och Kvale (2018) som en analysform som fått ökad etablering inom forskningen under de senaste decennierna. Däremot kombinerades denna metod delvis med kodning, då innehåll som behandlade hur elektrolysörer kan driftas, vilka responstider som krävs på elnätet och hur elektrolysörernas flexibilitet skulle kunna anskaffas kategoriserades till FF3. Övriga relevanta insikter som låg utanför studiens omfattning sammanställdes istället för att utgöra grunden till avsnitt 5.2.

Tabell 4: visar de exempel på de nyckelord som användes i intervjuanalyser och hur resultaten strukturerades i en tabell

Forskningsfråga	1	2	3
Exempel på nyckelord	”responstid”, ”kallstarttid”, ”ramp-tid”, ”upprampningstid”, ”nedrampningstid”, ”varmstartstid”	”degradering”, ”livslängd”, ”vätgasproduktion”, ”minskad effektivitet”, ”förslitning”	Läsning av material som vetenskaplig text

När alla intervjuresultat tematiserats genomfördes en tematisk analys med resultat från litteraturstudien. Här genomfördes kodning likt processen beskriven ovan, där intervju- och litteraturresultat kombinerat strukturerades utifrån de kodord som syns i tabell 4, med undantaget att dessa även översattes till engelska då majoriteten av insamlad litteratur var engelskspråkig. Efter att resultaten strukturerats kunde de analyseras tillsammans för att besvara studiens FF1 och FF2. Likt intervjuresultaten sammanställdes även information från den gemensamma, tematiska analysen som bedömdes relevant för FF3 och diskussion. Detta gav vidare underlag för utveckling av driftfall och trianguleringen som besvarade FF3, samt innehåll till studiens diskussionskapitel.

### 3.4 Driftfall

I denna studie användes driftfall för att analysera och förstå hur elektrolysörer kan bete sig i olika scenarier för flexibilitetsleverans. Enligt Cockburn (2000) används driftfall för att beskriva hur olika aktörer interagerar med ett system för att uppnå specifika mål. Metoden fokuserar på att identifiera scenarier där en aktör initierar en handling som leder till ett visst resultat i systemet. Genom att strukturera dessa scenarier kan systemets funktionalitet och möjliga användningssituationer analyseras på ett systematiskt sätt.

Driftfall används ofta eftersom de beskriver sammanhängande scenarier för hur ett system fungerar i praktiken. Genom att presentera systemets funktioner i form av berättande scenarier blir det lättare för användare och andra aktörer att förstå hur systemet är tänkt att användas. Detta gör det även möjligt att utvärdera och justera scenarier i ett tidigt skede av analysen (Cockburn, 2000). Med utgångspunkt i detta användes driftfall i denna studie för att representera olika tänkbara situationer i elsystemet där elektrolysörer kan bidra med flexibilitet.

### 3.4.1 Antaganden

För utvecklingen av driftfallen krävdes att ett antal antaganden gjordes för att ta fram kvantitativa data i form av tabeller och diagram. Antaganden för dessa beskrivs i detta avsnitt.

#### *Allmänna antaganden*

- Driftfallen utgår från anslutning på 30 MW, icke-prima effekt för samtliga fyra elektrolystekniker, det vill säga att kunden inte alltid garanteras sin anslutning.
- Elektrolysörerna antas, innan nedstyrning, köra på 100% av installerad kapacitet för att förenkla jämförelse mellan de olika teknikerna.
- För driftfallen antas linjär produktion av vätgas utifrån elanvändning med 100% elektrisk verkningsgrad för att möjliggöra jämförelse i förlorad produktionsmöjlighet mellan teknikerna. Detta då teknikerna har olika verkningsgrad samt påvisar olika effektivitet vid olika lastnivåer. Vidare anger litteratur ofta effektivitet och verkningsgrad på olika sätt, som exempelvis stack-effektivitet, systemeffektivitet och elektrisk effektivitet. Därför antas teoretisk verkningsgrad på 100% för att tydliggöra mönster i produktionsbortfall mellan teknikerna och samtidigt bidra med färre variabler i modellen som kan generera osäkerheter i resultaten. En ytterligare motivering för detta antagande är att flexibilitetsresurser i elnätet ersätts utifrån den energimängd som inte används vid reducerat effektuttag. Antagandet möjliggör därmed en mer direkt analys av behov av ersättning från elnätsbolag, då resultaten speglar den faktiska energimängd som elektrolysörerna avstår från att använda vid nedreglering.
- Effekten på 30 MW avser stack-effekt och bortser således från effekttillförsel på kringliggande system såsom pumpar, kompressorer och gasrening. Detta för att möjliggöra rättvis jämförelse mellan teknikerna då dess olika system kan se olika ut.
- Utetemperatur tas inte hänsyn till i driftfallen.
- För de driftfall där vissa elektrolystekniker inte klarar av den efterfrågade lasten antas dessa reglera ned produktion till 0% och sedan genomföra varmstart. Detta för att skapa en rättvis jämförelse mellan teknikerna vid upprampning.
- Driftfallen tar endast hänsyn till elektrolystacken och avgränsas från nedströms processer såsom lagring och transport undersöks inte.
- Elpris tas inte hänsyn till i driftfallen, nedtrappningar avser explicit efterfrågestyrning där elektrolysörerna tvingas reglera ned eller stoppa produktion utifrån fysiska begränsningar i elnätet.

## *Parametervärden*

De parametervärden som antogs i driftfallen utgick främst från produktdatablad som hittades för de olika elektrolysteknikerna och eventuell mejlkontakt med tillverkare av elektrolysörer. Därefter togs ett genomsnitt fram för varje parameter. Detta för att spegla elektrolysegenskaper som finns på marknaden idag och inte enbart teoretiska värden. När produktdatablad för en specifik teknik saknade vissa parametervärden, valdes i stället att använda information från intervjuer för att komplettera dessa. Detta för att återigen spegla mer praktiskt genomförbara egenskaper. I sista hand valdes att utgå från data givna av vetenskapliga artiklar och rapporter.

Dellastintervall för samtliga tekniker valdes genom produktdatablad där åtta stycken användes för AEL, sju för PEM, fem för AEM och ett datablad samt information från mejlkontakt med en producent av SOEC. Denna information gick att utläsa från nästan samtliga inhämtade produktdatablad och efter att ett genomsnitt beräknats avrundades siffran till närmsta 5- eller 10-tal. Gemensamt för alla tekniker var även att anta en varmstarttid som följde upprampningstid motsvarande 100% av lasten. Detta utifrån information från intervjuer där flera respondenter menade att varmstarttid efter stand-by motsvarar upprampningstid till 100%. Vidare antogs att systemet behöver återställas efter ett nödstopp, vilket en intervjuerson beskrev som en process på cirka 2 timmar. Därmed antogs även att kallstart krävs efter nödstopp.

Vad gäller ramptider valdes detta för AEL till 20%/min för upp- och nedrampning. Detta då ett produktdatablad angav ramp-tid på 37%/min över 50% dellast, vilket antydde att en genomsnittlig ramptid bör vara lite lägre utifrån att intervjupersoner uppgivit att AEL har snabbare ramp-tider vid högre dellaster. Vidare angavs varmstarttider för AEL i majoriteten av litteraturen vara 1–5 minuter och därmed ansågs den högre siffran i intervallet säkrare prognos för att start på 5 minuter är genomförbar för tekniken. Dessutom motsvarar en varmstart på 5 minuter en ramp-tid på 20%/min, vilket var ytterligare ett argument till att välja denna siffra.

Nedrampningstider för PEM och AEM valdes till 5%/s respektive 10%/s genom information från datablad, intervjuer samt ramptider från litteraturen. För PEM valdes ett genomsnitt från datablad medan endast två källor (ett datablad och en vetenskaplig artikel) hittades för AEM som båda angav en nedrampningstid på 10%/s. För upprampningstid valdes samma siffra för AEM och PEM, där genomsnitt från produktdatablad återigen användes för PEM. För AEM motsvarade 5% snarare ett genomsnitt mellan litteratur och datablad, där återigen endast två källor hittades.

Kallstarttid för AEM togs fram som ett genomsnitt från datablad. För både SOEC och PEM valdes kallstarttid utifrån den tid flest källor i litteraturen angav då information från datablad saknades och mejlkontakt med ett företag inte gav ett tydligt intervall. För PEM valdes den högre siffran i intervallet 5–10 minuter med samma resonemang som det för varmstarttider för AEL. Vad gäller SOEC valdes att anta ramptider från produktdatablad och mejlkontakt med tillverkare av en SOEC. Upprampningstiden blev således 5%/min medan nedrampningstiden tiden blev 10%/minut.

I tabell 5 nedan syns de parametrar som antogs för driftfallen.

Tabell 5: Valda flexibilitetskaraktäristik av de olika elektrolysörer i de olika driftfall.

Parameter	AEL	PEM	SOEC	AEM
Kallstart	2 h	10 min	10 h	20 min
Varmstart	5 min	20 s	20 min	20 s
Minsta dellast	25%	20%	30%	5%
Upprampningstid	20%/min	5%/s	5%/min	5%/s
Nedrampningstid	-20%/min	-5%/s	-10%/min	-10%/s

### 3.4.2 Framtagning av driftfall

Driftfallen togs fram i samråd med handledare på Vattenfall Eldistribution AB samt baserat på insikter från de genomförda intervjuerna. Driftfallen utgår på krav på *responstid* efter en *aktiveringssignal* samt *efterfrågad dellast*. Val av responstider och efterfrågad dellast beskrivs mer utförlig nedan, medan aktiveringssignal inte behöver vidare introduktion.

- *Aktiveringssignal* – signal vid tiden,  $t$ , som anger att nätägaren vill aktivera den flexibla resursen.
- *Responstid* – den tid vid vilken flexibilitetsresursen skall vara fullt aktiverad efter aktiveringssignal.
- *Efterfrågad dellast* – effektuttag i procent av installerad kapacitet som elektrolysören skall styra ned produktion till.

#### **Responstid**

Med hänsyn till vikten av flexibla resurser att kunna agera inom uppsatta tidskrav på elnätet, valdes responstid som ett krav i de olika driftfallen. Detta för att utvärdera hur snabbt olika tekniker kan agera på elnätet och således bidra till olika typer av problemlösning. Eftersom det ännu inte finns en etablerad marknad för flexibilitet på regional nivå fanns inga tydliga indikationer på responstider som behövde undersökas i de olika driftfallen. Dessa togs därför fram med hjälp av insikter från intervjuer samt teori på elområdet, som exempelvis tidskraven på Svenska Kraftnäts balansmarknad.

Eftersom dagens elmarknad bygger på 15-minuters handelsfönster bedömdes detta vara en relevant tid att studera i driftfallen för att utvärdera möjligheten till balans varje kvart med hjälp av elektrolysörer. Vidare uppgav flera respondenter under intervjustudien att just 15 minuter kan vara en relevant tidsgräns för kapacitetsbrist på elnätet. Samtidigt kan 15 minuter vara ett relevant tidskrav på regionalt nätvärn enligt definition under 2.4.3. Även 12,5 minuter bedömdes som ett intressant tidskrav då balansmarknadens mFRR-tjänster har detta som krav

på responstid och att en harmonisering mellan flexibilitets- och balansmarknader bedöms fördelaktigt.

Vidare uppgav en respondent att responstider likt mFRR och aFRR troligen är de mest kritiska att möta på elnätet. Därmed bedömdes även 5 minuter vara en relevant responstid att undersöka, utifrån krav på a-FRR. Dessutom uppgav flera respondenter att responstider på ”några minuter” kan räcka för att hantera kapacitetsbrist och i vissa fall spänningsstabilitet på regionnätet. Vidare bedöms 5 minuter som ett relevant tidskrav för regionalt nätvärn på regionnätet enligt definitionen under 2.4.3.

Ett annat tidskrav som bedömdes intressant att beakta var 1 minut. Detta då en av respondenterna uppgav att responstid på 1 minut kan vara positivt för att hantera spänningsproblem på elnätet. Vidare uppgav handledare på Vattenfall Eldistribution AB<sup>5</sup> att detta kan vara intressant att undersöka för flexibilitetstjänster i regionnätet.

Slutligen gjordes även ett driftfall för nödstopp av elektrolysörerna då tidskrav för regionalt nätvärn kan vara så korta som 1 sekund. Då denna responstid är för kort för samtliga tekniker att svara mot med en kontrollerad nedrampling till 0% produktion bedömdes att endast nödstopp var aktuellt för att elektrolysörerna skulle kunna agera inom det kortaste tidskravet för regionalt nätvärn.

Då värden för de olika flexibilitetsparametrarna hade tagits fram för driftfallen enligt 3.4.1, fastställdes att alla tekniker klarade en responstid på 10 minuter. Därmed valdes att inte studera driftfall med responstiderna 12,5 respektive 15 minuter. Detta då samtliga tekniker skulle klara av responstiden och resultaten hade blivit lika. I stället utvecklades driftfall 1 och 2, där nedrampling genomförs så snabbt som möjligt i båda driftfallen. Därefter genomförs varmstart i driftfall 1 och kallstart i driftfall 2. Detta gav en möjlighet att jämföra teoretiskt utebliven vätgasproduktion för de olika teknikerna då de rampar ned så snabbt de kan följt av varm- respektive kallstart.

Därmed blev fem minuter, en minut samt en sekund (nödstopp) de kvarvarande tidstegen att undersöka som responstider i driftfallen för att tydliggöra skillnader mellan teknikernas olika prestanda för flexibilitet.

### ***Efterfrågad dellast***

Dellast valdes som en intressant faktor att undersöka i de olika driftfallen då detta svarar på hur stor kapacitet som kan frigöras i nätet inom responstiden. För att tydliggöra skillnader mellan teknikerna valdes först att undersöka efterfrågad dellast på 10%, vilken endast kan nås av AEM. Därmed ansågs det som en relevant dellast att undersöka för att se hur de andra teknikerna kunde svara på ett sådant krav.

Vidare valdes 50% utifrån den lägsta dellast som den tekniken med långsammast ramp-tid kunde nå inom responstiden på 5 minuter. Detta gav således ett scenario som alla tekniker skulle klara av. Sedan valdes en dellast mellan 50% och 10% som den sista att undersöka, för att

---

<sup>5</sup> Arne Berlin, Affärsstrateg, Vattenfall Eldistribution AB, Samtal angående examensarbete, 9 mars 2026

tydliggöra ytterligare skillnader mellan teknikerna och deras prestanda i olika fall av flexibilitet. En dellast över 50% valdes att inte undersökas då det hade genererat snarlika resultat som för driftfallet med dellast på 50%.

När driftfallen utvecklats stämde de av med handledare på Vattenfall Eldistribution AB, där de bedömdes vara relevanta för fortsatta studier.

För att ta fram resultaten för de olika driftfallen användes excel för beräkningar samt framtagning av diagram. Tabeller skapades för den tiden de olika teknikerna behövde initiera nedrampling för att nå den givna dellasten inom responstiden. För de fall där förvarning krävdes för att teknikerna skulle klara av responstiden sattes,  $t-x$ , till den tid vid vilken elektrolysören bör ligga på en sådan dellast att nedrampling till efterfrågad dellast kan ske inom responstiden.  $x$  motsvarar således den tid i minuter som elektrolysören körs på den lägre dellasten.

Vad gäller utebliven vätgasproduktion beräknades dessa genom ekvation (1) nedan.

$$(1) \text{ Utebliven vätgasproduktion [MWh]} = \text{Minskad produktioneffekt[MW]} * \text{tid [h]}$$

Detta gjordes för att kvantifiera de teoretiska produktionsförluster som flexibiliteten kan innebära för vätgasproducenten, givet en elektrisk verkningsgrad på 100%. Detta för att ge en bild av hur mycket produktionsbortfall som kan genereras av de olika driftfallen samt se mönster mellan respektive teknik och mellan driftfall. För driftfallen tas inte hänsyn till uthållighetstid då produktionsförluster blir desamma för alla teknikerna under tiden som flexibilitetsresursen är aktiverad. I de driftfall där endast en av teknikerna klarar den efterfrågade dellasten, diskuteras skillnader i produktionsförlust i dessa specifika fall.

### 3.4.3 Beskrivning av driftfall

I detta kapitel presenteras de driftfall som togs fram för studien och syftade till att undersöka och jämföra hur de fyra respektive elektrolysteknikerna kan prestera för olika leverans av flexibilitet.

För vissa driftfall beräknades resultat utifrån att *förvarning* givits för nedregleringen. Förvarning innebär att vätgastillverkaren får information från elnätsoperatören om att, mellan specifika klockslag, vara redo att styra ned till en viss dellast inom en viss responstid vid aktiveringssignal. Detta sker genom att vätgasproducenten avropas på en lokal flexibilitetsmarknad, eller genom krav på framförhållning i ett villkorat avtal. Således möjliggörs de elektrolystekniker som annars inte hunnit styra ned produktion från 100% till den efterfrågade dellasten inom responstiden att förbereda sig. De kan då producera på en lägre dellast under det tidsintervall de väntar sig en aktiveringssignal, vilket möjliggör nedstyrning till den angivna dellasten inom responstiden. Starten på det tidsintervall inom vilket aktiveringssignal kan ges anges i driftfallen som,  $t-x$ .

Förvarning användes i driftfallen för att tydliggöra skillnader mellan de respektive teknikernas möjligheter att bidra till flexibilitet av en viss storlek inom en viss responstid. Vidare möjliggjordes jämförelse mellan lönsamheten i flexibilitetsleverans för de olika teknikerna genom att studera teoretiskt utebliven produktion av vätgas. Detta gav också en indikation på hur ersättning för tillgänglig flexibilitet kan skilja sig mellan olika tekniker.

Figurer som presenteras för utebliven vätgasproduktion i driftfall 4–8 utgår från att förvarning givits av elnätsoperatören. Detta då minst en teknik i respektive driftfall inte kan klara kravet på angiven dellast inom responstiden, utan att producera på lägre last sedan innan. Om förvarning inte givits antogs i stället att nödstopp av anläggningen krävdes, vilket resulterar i en kallstart efter att systemet är återställt. För detta förlopp hänvisas i stället till driftfall 2 och 9 för figurer på teoretiskt utebliven produktion.

I tabell 6 nedan syns de driftfall som undersöktes i studien.

*Tabell 6: de undersökta driftfallen i examensarbetet, streck i en ruta innebär att inget krav ställdes på parametern i driftfallet.*

<i>Driftfall</i>	<i>Initial dellast</i>	<i>Efterfrågad dellast</i>	<i>Responstid</i>	<i>Därefter ...</i>	<i>Förvarning</i>
1	100%	0%	-	Varmstart till 100%	Nej
2	100%	0%	-	Kallstart till 100%	Nej
3	100%	50%	5 min	Rampa upp till 100%	Nej
4	100%	30%	5 min	Rampa upp till 100%	Ja
5	100%	10%	5 min	Rampa upp till 100%	Ja
6	100%	50%	1 min	Rampa upp till 100%	Ja
7	100%	30%	1 min	Rampa upp till 100%	Ja
8	100%	10%	1 min	Rampa upp till 100%	Ja
9	100%	0%	Omedelbart (nödstopp)	Kallstart till 100%	Nej

### 3.4.4 Känslighetsanalys

För att analysera driftfallens resultat utifrån olika källors angivna flexibilitetskaraktistik för elektrolysteknikerna valdes att göra en känslighetsanalys. Enligt Saltelli m.fl. (2008) syftar känslighetsanalysen till att avgöra hur olika osäkerheter i en modell kan påverka dess resultat.

Författarna menar således att känslighetsanalysen kan ge en uppfattning om de ingående variabelernas påverkan på de slutliga resultaten som modellen ger upphov till. För denna studie byggde känslighetsanalysen på de flexibilitetsparametrar som antogs för respektive elektrolysteknik. Detta för att ge en bild av hur de antagna värdena för dessa parametrar kunde påverka utfallet för analys kring hur olika elektrolystekniker kan bidra med flexibilitet.

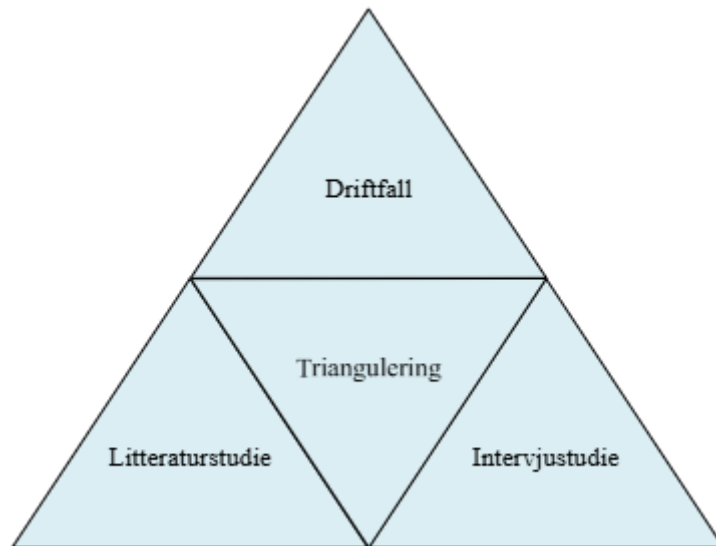
Saltelli m.fl. (2008) menar däremot att risken med en känslighetsanalys är att inverkan av de variabler som hålls fixta inte kommer studeras och således kan detta påverka analys senare i arbetet. Detta var dock något som bedömdes som en låg risk i detta examensarbete eftersom de olika ingående variablerna i driftfallen var få och endast utgjordes av flexibilitetsparametrarna i sig.

För att genomföra känslighetsanalysen skapades diagram i excel för varje elektrolysteknik och flexibilitetsparameter. Ett område ritades upp i grafen som visade den spridning som olika källor i intervju- och litteraturstudien givit som värden på dessa parametrar. Sedan skapades en kurva som visade det antagna värdet på parametern i driftfallen vilket möjliggjorde att ställa detta värde i relation till det källmaterial som studien baserades på. Dessa diagram kunde sedan användas för att analysera eventuella osäkerheter i driftfallens resultat och dess implikationer för elektrolysteknikernas möjlighet till leverans av flexibilitet.

### 3.5 Triangulering

För att möjliggöra analys av resultat av flera olika metoder; litteraturstudie, intervjuer och driftfall, för att sedan besvara FF3 valdes att använda *triangulering*. Enligt Denzin och Lincoln (2018) möjliggör triangulering att angripa ett problem, i detta fall en forskningsfråga, från flera olika synvinklar. Vidare menar författarna att syftet med triangulering även är att skapa ett ”överskott” av kunskap, det vill säga att möjliggöra generering av mer kunskap än de individuella metoderna givit enskilt.

Den triangulering som tillämpades i arbetet var, *metodtriangulering*, där kvantitativa och kvalitativa metoder används för att slutligen belysa frågeställningar från flera perspektiv (Denzin och Lincoln, 2018; Fusch m.fl., 2018). Genom trianguleringen möjliggjordes därmed att analys kunde genomföras av kvalitativa och kvantitativa data från litteratur och intervjuer i kombination med de resultat som givits genom studiens utvecklade driftfall, vilket Fusch m.fl. (2018) menar möjliggör att validering och trovärdighet av resultaten i studien säkerställs.



*Figur 11: visar metodiken för triangulering, där analys genomfördes av resultat från litteraturstudie, intervjustudie och driftfall.*

Studien inleddes med en bred, första litteratursökning som gav en riktning för de fortsatta studierna, för att vidare genomföra en litteratur och en intervjustudie, som gav både kvalitativa och kvantitativa data. Slutligen utvecklades de driftfall som gav kvantitativa data för hur olika elektrolystekniker presterar för olika driftfall (se figur 11). Enligt Fusch m.fl. (2018) inleds ofta metodtriangulering med just en kvalitativ fas, där problemet identifieras och avgränsas för att sedan belysas mer kvantitativt.

Efter att studiens driftfall utvecklats kunde analys av de tre metodernas resultat jämföras och diskuteras inom ramen för FF3. Kombinationen av de tre metoderna möjliggjorde att ta hänsyn till publicerad forskning och datablad av elektrolysörer och jämföra detta med vad intervjupersoner uppgav möjligt för drift av de olika teknikerna samt vilka behov som finns för flexibel drift mot elnätet. De utvecklade driftfallen gav sedan mätbara och jämförbara kvantitativa data såsom start- och stopptider, vätgasproduktionsförluster och ramp-tider, vilket möjliggjorde en fördjupad förståelse för elektrolysörernas möjlighet till flexibel drift och hur detta påverkar den vätgasproduktionen. Därmed kunde FF3 besvaras och analyseras ur flera perspektiv, som Fusch m.fl. (2018) menar mynnar ut i ett resultat som är bredare och mer omfattande än det som givits av de enskilda metoderna.

Först analyserades om och hur de olika elektrolysteknikerna kan avhjälpa de tre identifierade problemområdena i elnätet, där driftfallen gav en indikation på hastighet av respons-, start- och stopptider. Dessa kunde jämföras med elnätets krav på responstider för de olika problemområdena, baserat på de intervjuer som genomförts med elnätsaktörer. Slutligen kunde dessa resultat diskuteras utifrån information från litteratur- och intervjustudien, där problematisering gjordes utefter källornas olika data för teknikernas flexibilitet. Vidare besvarades hur elektrolysörernas flexibilitet kan anskaffas på regionnätet. Även för denna del var resultat från driftfall och intervjuer från elnätsaktörer de primära källorna för analys. Här jämfördes de behov från elnätet och de marknader där flexibilitet anskaffas, som uttryckts från elnätsaktörer samt den teori som presenteras i bakgrunden, med elektrolysörernas praktiska

förmågor och behov vid flexibel drift. Vidare användes resultat från driftfall för att beakta förluster i vätgasproduktion för olika fall av flexibel drift, vilket kunde användas för att diskutera lönsamhet och lämplighet för de olika teknikernas användning som flexibla resurser i elsystemet. Slutligen användes litteratur- och intervjuresultat för att diskutera hur elektrolysörerna kan styras för att möjliggöra dynamisk drift.

## 4 Resultat

I detta kapitel redogörs för studiens resultat. Först presenteras de fyra kartlagda elektrolysteknikerna och deras flexibilitet. Sedan beskrivs hur dynamisk drift kan påverka degradering av de olika teknikerna i form av livslängd och vätgasproduktion. Därefter redogörs resultat och känslighetsanalys för det utvecklade driftfallen. Slutligen besvaras hur de olika elektrolysteknikerna kan agera som flexibilitetsresurs för att hantera de tre identifierade problemområdena i elnätet, hur dessa kan anskaffas samt aspekter att beakta vid flexibel drift.

### 4.1 Kartläggning av elektrolystekniker och dess flexibilitet

I detta avsnitt beskrivs de elektrolystekniker som studerats i examensarbetet och dess flexibilitetskaraktistik utifrån litteratur och intervjuer.

#### 4.1.1 Beskrivning av elektrolystekniker

Litteraturstudien påvisar att det finns olika etablerade tekniker för elektrolys där litteraturen inte är helt ense om vilka de huvudsakliga teknikerna är. Många pekar på tre stycken huvudsakliga tekniker; *alkalisk vatten-elektrolys* (AEL), *protonledandemembran-elektrolys* (PEM) och *fastoxids-elektrolys* (SOEC) (Dincer och Acar, 2015; Ansar *m.fl.*, 2022; Badgett *m.fl.*, 2022). Däremot menar flera källor att *anjonbytesmembran-elektrolys* (AEM), utgör en viktig kategori, även om den fortfarande befinner sig i en utvecklingsfas, och har stor potential för framtida storskalig etablering (Chi och Yu, 2018; David *m.fl.*, 2019; Li *m.fl.*, 2023; Huang *m.fl.*, 2025).

I denna studie valdes därför att jämföra fyra kategorier för elektrolys, då användning av AEM väntas öka i framtiden. Detta stöds av IEAs Global Hydrogen Review (2021), som pekar på de fyra kategorierna, AEL, PEM, SOEC och AEM som de huvudsakliga för vätgasframställning. Ofta benämns dessa fyra tekniker på engelska men svenska begrepp är tagna från en rapport publicerad av RISE (2021) där olika elektrolystekniker beskrivs. Det bör även noteras att det finns flera underkategorier inom respektive teknik, exempelvis *trycksatt alkalisk vattenelektrolys* inom AEL (Lira Garcia Barros *m.fl.*, 2026). I denna studie avgränsas dock analysen till de övergripande huvudkategorierna.

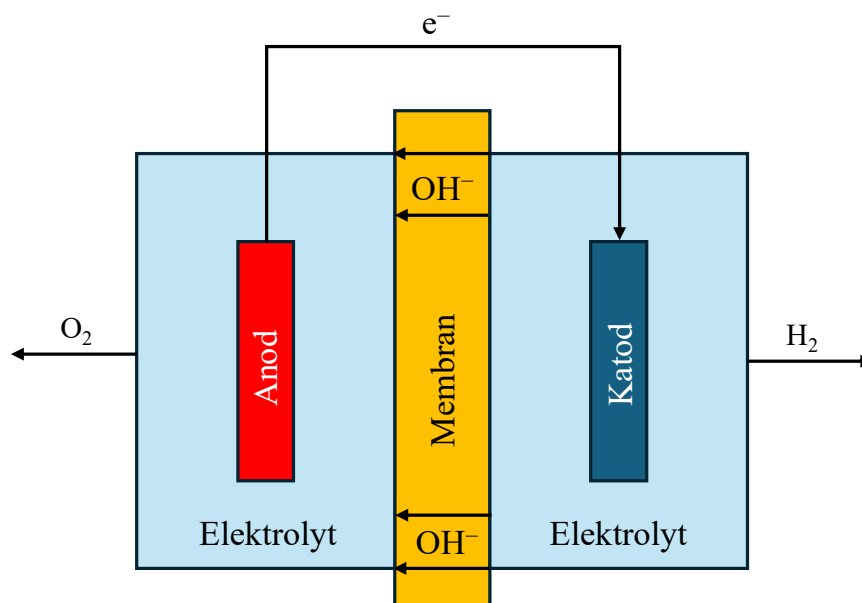
#### ***AEL***

AEL är den mest utvecklade och kommersialiserade elektrolystekniken som används idag (Shiva Kumar och Lim, 2022). Tekniken tillämpas bland annat i flera svenska satsningar på fossilfritt stål, däribland HYBRITs pilotanläggning för vätgastillverkning, Ovakos industri i Hofors samt den elektrolysanläggning som Stegra påbörjade etablering av under 2025 (Vattenfall AB, 2019; OVAKO, 2024; Stegra, 2025).

I AEL består den elektrolytiska cellen av; elektroder (anod och katod), ett membran som skiljer elektroderna åt samt en alkalisk, flytande elektrolyt som fyller utrymmena på var sida membranet, där anod respektive katod är placerade (RISE, 2021; Ansar *m.fl.*, 2022; Huang *m.fl.*,

2025). Den alkali som ofta används i elektrolyten är 25-40 w% kaliumhydroxid (KOH) eller 25% natriumhydroxid (NaOH) medan elektroderna ofta är nickel- eller koboltbaserade oxider, vilka är relativt lättillgängliga material och gör AEL till en av de billigare metoderna för vätgasframställning (Vincent och Bessarabov, 2018; David *m.fl.*, 2019; RISE, 2021).

Vattnet i AEL spjälkas då likström appliceras på elektrolyscellen och får elektroner att vandra från anoden till katoden där de reagerar med vätejoner ( $H^+$ ) (Huang *m.fl.*, 2025). Hydroxyljonerna ( $OH^-$ ), som skiljs från vätejonerna vandrar genom membranet, släpper ifrån sig elektroner och bildar syrgas, medan de frisläppta elektronerna tar sig tillbaka till anoden och sluter kretsloppet (Huang *m.fl.*, 2025). Membranet släpper alltså igenom hydroxyljonerna men inte vätgas eller syrgas vilket gör att gaserna kan separeras (Vincent och Bessarabov, 2018).



Figur 12: översikt över AEL.

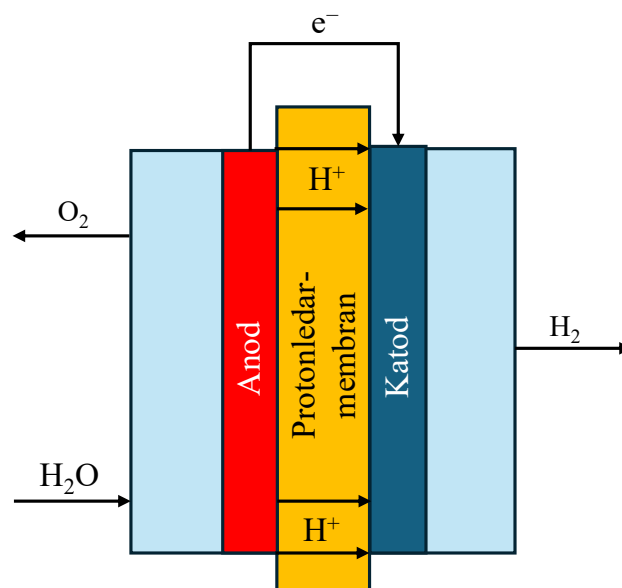
En fördel med AEL är att den är kommersiell och välbeprövad, samt medför låga materialkostnader, i relation till exempelvis PEM (Chi och Yu, 2018; Vincent och Bessarabov, 2018; RISE, 2021). Däremot krävs mer tid att starta upp AEL i relation till PEM och AEM, vilket gör denna teknik mindre användbar för att balansera förnybar elproduktion (Chi och Yu, 2018). AEL är även mindre effektiv än andra tekniker, speciellt i förhållande till anläggningsstorlek, där AEL ofta kräver stora utrymmen och således har ett högt fotavtryck (RISE, 2021; Singha Roy *m.fl.*, 2026). Andra faktorer som påverkar dess effektivitet diskuteras av Martinho och Berning (2025) som menar att det finns risk för gasbildning av syr- och vätgas i elektrolyten, som minskar de ledande egenskaperna, och att denna risk ökar vid ökad strömtäthet. Vidare pekar författarna på risk för gasövergång genom membranet, vilket minskar renheten i produktion av väte- och syrgas. Denna risk uppstår i stället vid låg strömtäthet och kan resultera i bildning av explosiva gaser om 4vol% vätgas uppnås i syrgasen (Lira Garcia Barros *m.fl.*, 2024).

Slutligen har tekniken en högre benägenhet till korrosion på grund av dess basiska miljö, vilket gör AEL speciellt känslig för drift vid högre temperaturer, (RISE, 2021; Singha Roy *m.fl.*, 2026).

Här menar Marquez m.fl (2024) att temperaturer över 80°C bidrar till ökad förslitning och korrosion i elektrolysören. Däremot krävs relativt låga temperaturer för processen i AEL, och i litteraturen kan ett spann mellan 50-90°C urskiljas som vanligt förekommande (Chi och Yu, 2018; Vincent och Bessarabov, 2018; Ansar *m.fl.*, 2022; Huang *m.fl.*, 2025).

### **PEM**

För att övervinna vissa begränsningar hos AEL utvecklades PEM för flera decennier sedan, där ett membran bestående av en särskild solid polymer används som elektrolyt (Shiva Kumar och Himabindu, 2019). PEM betraktas idag som en högpresterande metod för produktion av vätgas via elektrolys (Power To Hydrogen, 2025) och klassas som en central byggsten i utvecklingen av framtidens energiförsörjning med låga klimatutsläpp (Bosch, 2025).



Figur 13: översikt över PEM.

Vätgasframställningen i PEM sker genom att högre vatten tillförs på anodens sida av membranet (RISE, 2021; Bosch, 2025; Power To Hydrogen, 2025). När elektrisk energi tillförs systemet sker en oxidation av vatten vid anoden, där vattenmolekyler spjälkas till syrgas, vätejoner och elektroner. Protonerna transporteras genom protonledarmembranet, som förhindrar passage av andra gaser och elektroner, till katoden (RISE, 2021; Bosch, 2025; Power To Hydrogen, 2025). Detta bidrar till att vätgas med hög renhet bildas (Power To Hydrogen, 2025) upp till 99,99% (Ahmad Kamaroddin *m.fl.*, 2021). Elektronerna leds samtidigt till katoden. Syrgas bildas vid anoden, medan protonerna reduceras vid katoden och bildar vätgas. PEM drivs vanligtvis vid temperaturer upp till cirka 80 °C (RISE, 2021) och för att upprätthålla stabil och optimal drift krävs kylning, där luft- eller vätskekylning används.

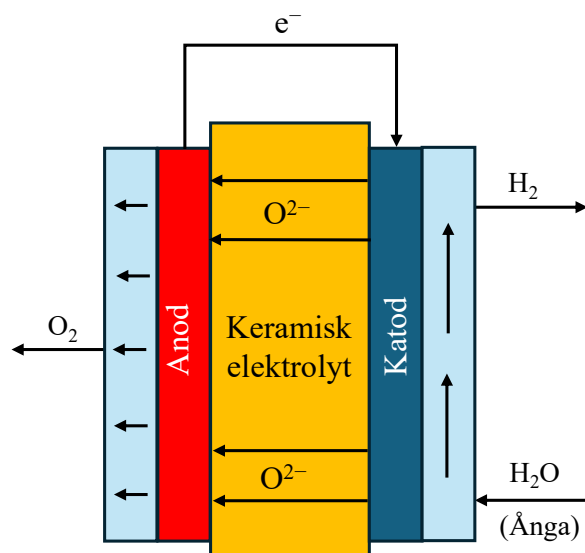
PEM kännetecknas av flera positiva egenskaper, där flertalet studier bland annat lyfter fram den höga effektdensiteten som tekniken uppvisar (Shiva Kumar och Himabindu, 2019; Ahmad Kamaroddin *m.fl.*, 2021; RISE, 2021; Bosch, 2025; Power To Hydrogen, 2025; Xu *m.fl.*, 2026). Vidare framhålls även den mycket goda flexibiliteten och snabba lastregleringen som centrala kännetecken, vilket gör tekniken särskilt attraktiv för hantering av ojämn belastning i elnätet.

Därtill beskrivs PEM ha en kompakt design och ett relativt litet utrymmesbehov (RISE, 2021; Bosch, 2025; Power To Hydrogen, 2025). Slutligen anges att tekniken uppvisar hög energieffektivitet, samt att den opererar vid låga temperaturer (Shiva Kumar och Himabindu, 2019; Power To Hydrogen, 2025)

Trots dessa fördelar, finns det ett flertal utmaningar med PEM. En central nackdel är de höga kostnaderna, vilka främst är kopplade till behovet av ädelmetallbaserade katalysatorer samt dyra polymermembran med begränsad livslängd (Ahmad Kamaroddin *m.fl.*, 2021; RISE, 2021). En annan utmaning utgörs av tryckfall i flödeskanalerna, vilka uppstår när stora mängder gasbubblor bildas i flödet och kan leda till försämrade elektrolyseffektivitet (Xu *m.fl.*, 2026). Samtidigt påpekar RISE (2021) att ett högre tryck i teorin skulle kunna ge en mer effektiv process, men vid förhöjt tryck ökar dock risken för gasgenomsläpp genom membranet, vilket kan orsaka större förluster och försämrade vätgasrenhet. Slutligen framhåller Ahmad Kamaroddin *m.fl.* (2021) att protonledningsförmågan hos membranet försämras vid högre driftstemperaturer, vilket begränsar teknikens prestanda.

### SOEC

SOEC är en elektrolysteknik som använder mycket höga driftstemperaturer, upp till cirka 1000 °C (RISE, 2021; Brisse *m.fl.*, 2022; Power To Hydrogen, 2025). Tekniken har en mycket hög elektrisk verkningsgrad, cirka 80%-90% (Energy Systems Integration Group, 2022), vilket innebär att mindre elektrisk energi krävs jämfört med andra elektrolystekniker (Brisse *m.fl.*, 2022). Tack vare SOEC-processens elektrokemiska egenskaper är tekniken reversibel, vilket innebär att den både kan producera vätgas genom elektrolys och generera el genom att drivas i bränslecellsläge (Badgett *m.fl.*, 2022). Tekniken är fortfarande relativt ny och har endast funnits kommersiellt tillgänglig under ett begränsat antal år (RISE, 2021)



Figur 14: översikt över SOEC.

Vätgasframställning i SOEC sker genom att vattenånga tillförs till katoden där den, med hjälp av tillförd elektricitet, reduceras och spjälkas till vätgas och oxidjoner ( $O^{2-}$ ) (RISE, 2021; Stargate Hydrogen, 2025). Oxidjonerna transporteras sedan genom den keramiska elektrolyten

vid de höga driftstemperaturerna till anoden, där de oxideras och bildar syrgas samt avger elektroner. Elektronerna leds tillbaka till katoden och sluter kretsen (RISE, 2021). De höga temperaturerna medför snabbare jontransport och förbättrad reaktionskinetik, vilket bidrar till den höga verkningsgraden (Stargate Hydrogen, 2025). Samtidigt möjliggörs användning av överskottsvärme från industriella processer (Stargate Hydrogen, 2025) eller kärnkraft (Badgett m.fl., 2022), vilket ytterligare kan minska det totala elbehovet för vätgasproduktionen.

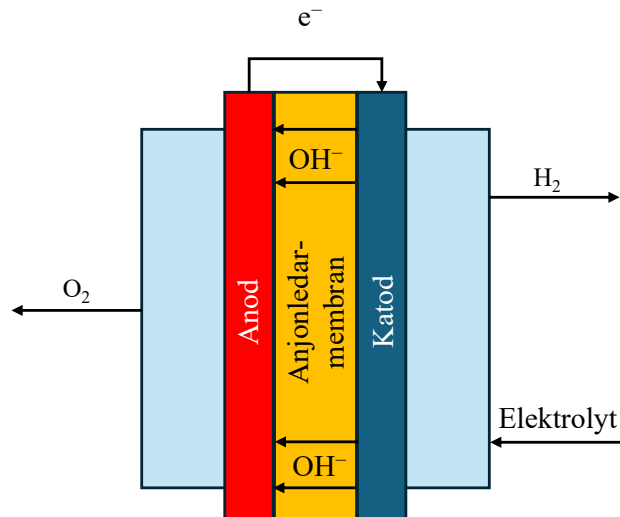
SOEC är fortfarande relativt ny och karakteriseras av flera utmaningar (Nnabuife *m.fl.*, 2024). De höga driftstemperaturerna medför betydande termisk och mekanisk belastning på systemets komponenter, vilket ger upphov till hållbarhetsutmaningar och accelererad degradering (Shiva Kumar och Himabindu, 2019; Brisse *m.fl.*, 2022; Nnabuife *m.fl.*, 2024). Detta resulterar i förkortad livslängd för systemkomponenter (Energy Systems Integration Group, 2024). Vidare kräver SOEC ett komplext system med välutvecklad och sofistikerad ångproduktion samt avancerad termisk hantering för att säkerställa stabil drift (Brisse *m.fl.*, 2022; Energy Systems Integration Group, 2024). Den höga drifttemperaturen och behovet av uppvärmd ånga bidrar även till begränsad ramp-tid vid lastförändringar (Energy Systems Integration Group, 2024). Dessutom påpekar Nnabuife m.fl. (2024) att SOEC har en av de längsta kallstartstiderna bland elektrolysteknikerna.

Slutligen utgör de höga kostnaderna för SOEC en av de centrala utmaningarna, där materialkostnaderna är betydande (Brisse *m.fl.*, 2022). Eftersom tekniken befinner sig i ett tidigt utvecklingsstadium råder dessutom stor osäkerhet kring framtida kostnadsnivåer, vilka kan förbli höga under överskådlig tid (Energy Systems Integration Group, 2024). Samtidigt påpekar Nnabuife m.fl. (2024) att SOEC i dagsläget uppvisar den högsta kapitalinvesteringen bland elektrolysteknikerna.

## ***AEM***

AEM är en teknik som ännu inte nått kommersiell skala, men som kombinerar fördelarna med AEL och PEM, där kostnader för material hålls lägre samtidigt som prestandan är hög och designen kompakt (RISE, 2021; Li *m.fl.*, 2023). AEM-tekniken är rent strukturellt likt den för PEM, där anod och katod ligger på var sida ett membran, ofta uppbyggt av en polymer (David *m.fl.*, 2019; Singha Roy *m.fl.*, 2026).

I AEM reduceras vanligen elektrolyten till vätgas samt hydroxyljoner i katoden, där hydroxyljonerna ( $\text{OH}^-$ ) sedan vandrar genom membranet och oxiderar till syrgas i anoden men beroende på olika tekniker inom AEM kan detta variera (Vincent och Bessarabov, 2018; Singha Roy *m.fl.*, 2026). Här skiljer sig således AEM från PEM, där elektrolyten tillsätts anoden och vätejoner i stället vandrar genom membranet för att reduceras till vätgas i katoden. Vidare skiljer sig tekniken genom att membranet som används i AEM möjliggör en basisk miljö och därmed inte kräver katalysatorer av ädelmetall, vilket möjliggör användning av övergångsmetaller i anod och katod och sänker kostnaderna för AEM (Vincent och Bessarabov, 2018; Al Dhahri *m.fl.*, 2026; Rodríguez *m.fl.*, 2026; Singha Roy *m.fl.*, 2026).



Figur 15: översiktlig bild av AEM.

Membranet i AEM är även det som skiljer denna teknik från AEL, där låga halter av KOH eller till och med rent vatten kan användas som elektrolyt, samtidigt som designen där membran och elektroder placeras intill varandra, hindrar gasövergång, vilket ökar prestandan i AEM jämfört med AEL (Singha Roy *m.fl.*, 2026). Således kan AEM utgöra en elektrolysteknik som möjliggör billigare material samtidigt som prestanda uppehålls, vilket Li *m.fl.* (2023) ser som möjligheter för att AEM ska bli en storskalig teknik. Vidare menar författarna att tekniken, trots att den inte nått kommersiell skala, ökat i prestanda de senaste åren vilket även stöds av en studie av RISE (2021), som menar att denna teknik är under aktiv utveckling och mycket forsknings bedrivs på området runtom i världen.

## Sammanfattning av elektrolystekniker

Tabell 7 nedan sammanfattar fördelar och utmaningar för de fyra elektrolysteknikerna (AEL, PEM, SOEC och AEM) som har identifierats och beskrivits i detta avsnitt.

Tabell 7: Översikt av elektrolystekniker och dess respektive fördelar och utmaningar.

Teknik	Fördelar	Utmaningar
<i>AEL</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Teknologiskt mogen och kommersialiserad</li> <li>• Relativt låg kostnad</li> <li>• Använder lättillgängliga material</li> <li>• Drift vid låga temperaturer</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Långsammare dynamik än PEM och AEM</li> <li>• Lägre verkningsgrad jämfört med andra tekniker</li> <li>• Stort utrymmesbehov (högt fotavtryck)</li> </ul>
<i>PEM</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hög vätgasrenhet</li> <li>• Hög effektdensitet</li> <li>• Hög energieffektivitet</li> <li>• Snabb lastreglering och god flexibilitet</li> <li>• Kompakt design (lågt utrymmesbehov)</li> <li>• Drift vid låga temperaturer</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Höga investeringskostnader</li> <li>• Behov av ädelmetallkatalysatorer</li> </ul>
<i>SOEC</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mycket hög verkningsgrad</li> <li>• Lägre elbehov (del av energin tillförs som värme)</li> <li>• Möjlig reversibel drift</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mycket höga driftstemperaturer</li> <li>• Termisk och mekanisk belastning på komponenter</li> <li>• Teknologiskt mindre mogen</li> <li>• Komplex systemdesign</li> <li>• Långsam dynamik</li> <li>• Höga kostnader</li> </ul>
<i>AEM</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hög vätgasrenhet</li> <li>• Kompakt design</li> <li>• Hög effektdensitet</li> <li>• Hög energieffektivitet</li> <li>• Relativt låg kostnad</li> <li>• Snabb lastreglering och god flexibilitet</li> <li>• Drift vid låga temperaturer</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fortfarande under utveckling</li> <li>• Begränsad kommersiell mognad</li> </ul>

## 4.1.2 Elektrolysteknikernas förmåga till flexibilitet

I detta avsnitt beskrivs de fyra respektive elektrolysteknikernas förmåga till flexibel drift. Tabell 8 visar en sammanställning av den flexibilitetsdata som litteraturstudien resulterade i.

Tabell 8: sammanställning av flexibilitetsdata från litteraturstudien för olika elektrolystekniker

	Kallstarts- tid	Varmstarts- tid	Dellast	Upprampnings- tid	Nedrampnings- tid
AEL	30–60 min <sup>1</sup>				0,17–0,33%/s <sup>6,3</sup>
	1 h <sup>2</sup>	1 min <sup>2</sup>	>10% <sup>3, 4</sup>	0,17–0,33%/s <sup>6,1</sup>	-10%/s <sup>8</sup>
	1–2 h <sup>3, 4</sup>	1–5 min <sup>1, 3, 4</sup>	>15% <sup>1, 5</sup>	0,30–17%/s <sup>7</sup>	
	1–3 h <sup>5</sup>			6,7%/s <sup>8</sup>	-25%/s <sup>7</sup>
PEM	30 s <sup>2</sup>			10–80%/s <sup>7</sup>	>10%/s <sup>1</sup>
	<5 min <sup>1</sup>	2 s <sup>2</sup>	>0% <sup>3, 4</sup>	>10%/s <sup>1</sup>	-40%/s <sup>7,9</sup>
	5–10 min <sup>3, 4</sup>	<10 s <sup>1, 4</sup>	>5% <sup>1, 5</sup>	40,6%/s <sup>8</sup>	40,6%/s <sup>8</sup>
			50%/s <sup>9</sup>		
SOEC	7–8 h <sup>3</sup>	10 min <sup>2</sup>	>20% <sup>3</sup>		
	>10 h <sup>1, 5</sup>	10–15 min <sup>1</sup>	>30% <sup>1, 5</sup>	0,083%/s <sup>1</sup>	0,083%/s <sup>1</sup>
	12 h <sup>2</sup>	15 min <sup>4</sup>	(-100 % teoretiskt) <sup>4</sup>	0,1%/s <sup>8</sup>	3%/s <sup>8</sup>
AEM	5–10 min <sup>4</sup>	<10 s <sup>4</sup>	>0% <sup>4</sup>		
	<20 min <sup>5</sup>	30 s <sup>2</sup>	>5% <sup>5</sup>	0,47%/s <sup>10*</sup>	-10%/s <sup>10*</sup>
	30 min <sup>2</sup>				

<sup>1</sup> J. Wang m.fl (2024)

<sup>2</sup> Clean Hydrogen Joint Undertaking (2022)

<sup>3</sup> Flexibility Resources Task Force (2022)

<sup>4</sup> Maoulida m.fl.(2026)

<sup>5</sup> Ding m.fl. (2024)

<sup>6</sup> Jacob m.fl (2025)

<sup>7</sup> Cozzolino och Bella (2024)

<sup>8</sup> Mbatha m.fl. (2021)

<sup>9</sup> Tuinema m.fl. (2020)

<sup>10</sup> Lopez m.fl. (2023) \*hänvisar till produktdatablad

Som syns i tabell 8, skiljer sig flexibilitetsdata för de olika huvudtyperna av elektrolys i litteraturen. Detta kan bero på skillnader mellan olika tekniker inom varje huvudtyp, olika leverantörer samt storlek på anläggningarna. Däremot kan mönster urskiljas i tabellen, där PEM kan ses vara den mest flexibla tekniken, både vad gäller ramp-tider, start-tider och dellast. Här syns liknande resultat (bortsett från ramp-tider) för AEM men där finns inte lika mycket data att utgå ifrån, vilket antas vara på grund av teknikens omognad. SOEC kan identifieras som den minst flexibla tekniken med det minsta intervallet för dellast samt längst start- och ramptider.

Vad gäller AEL kan en lägre förmåga till drift på låg last urskiljas jämfört med PEM och AEM. Vidare är start-tider längre för AEL än de två ovan nämnda två teknikerna.

I litteraturen har endast två källor hittats med ramp-tider för SOEC och Zhu m.fl. (2025) understryker att testmetoder för SOEC:s dynamiska egenskaper idag saknas, vilket understryker avsaknad på information om detta. Vad gäller AEM har endast en källa identifierats som ger ramp-tider för tekniken. Även detta tyder på brist på information om denna teknik. Dessutom syns en ramp-tid som innebär att AEM når 100% på 212 sekunder är betydligt längre än tiden för varmstart, där varmstart uppges ske på under 30 sekunder. Därför kan en ramp-tid på 0,47%/s ifrågasättas då det skulle tyda på att tekniken rampar upp sin produktion långsammare än vad den varmstartar.

I tabell 9 nedan syns en sammanställning av ett antal datablad som anger flexibilitetsdata för olika tekniker och tillverkare av elektrolysörer. Detta ger en bild av vad som idag finns på marknaden för olika elektrolystekniker och deras möjlighet till flexibilitet. För referenser till de olika databladen hänvisas till Appendix II.

*Tabell 9: sammanställning av flexibilitetsdata från produktblad för olika elektrolysertillverkare och -tekniker. N/D innebär att data saknas för tekniken.*

	<b>Företag</b>	<b>Modell</b>	<b>Kallstartstid</b>	<b>Varmstartstid</b>	<b>Minsta dellast</b>	<b>Upprampningstid</b>	<b>Nedrampningstid</b>
<b>AEL</b>	NEL Hydrogen	Atmospheric Alkaline Electrolyser	N/D	N/D	15%	>10%/min	>10%/min
	Stargate Hydrogen	Stellar Edge 0.5 MW	N/D	N/D	40%	N/D	N/D
		Starbase 5 MW	N/D	N/D	20%	N/D	N/D
		Aurora 10 MW	N/D	N/D	20%	N/D	N/D
		Gateway	N/D	N/D	20%	N/D	N/D
	Thyssenkrupp	scalum® 20 MW Unit	N/D	N/D	10%	N/D	N/D
	Sunfire	Sunfire-HyLink Alkaline	N/D	N/D	25%	37%/min (>50%)	37%/min (>50%)
	Hydrogen Pro	High-pressure alkaline electrolyzers	N/D	N/D	40%	N/D	N/D

PEM	NEL Hydrogen	PEM Electrolyser – PSM Series	N/D	N/D	10%	≤10%/s	≤10%/s
		PEM Electrolyser – MC Series	N/D	N/D	10%	≤7,4%/s	≤7,4%/s
		PEM Electrolyser – C/H/S Series	N/D	N/D	>0%	N/D	N/D
	Siemens Energy	Elyzer P-300	<1 minut (inte specificerat om kall- /varmstart)		40%	10%/s	-10%/s
	Quest One	MHP	N/D	N/D	10%	3,33%/s	3,33%/s
		ME450	N/D	N/D	20%	3,33%/s	3,33%/s
	The Plug	GenEco 10MW	60 s (inte specificerat om kall-/varmstart)		<10%	1,66%/s	1,66%/s
SOEC	Sunfire	HyLink SOEC 10 MW	N/D	N/D	>50%	10%/min	-10%/min
	Bloom Energy	BLOOM ELECTROL YZER™	N/D	~10 min	N/D	N/D	N/D
	Oxeon Energy	rSOC 20kW	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
	Anonym	-	>5 h	1 h	>0%	1,7%/min	N/D (mycket snabbare)
AEM	Power to Hydrogen	M - Class Electrolyzer 1MW, 2,5MW, 10MW	<5 min	<10 s	>10%	10%/s	-10%/s
	Enapter	AEM Flex 120 (upp till 0,48 MW)	25 min (Antar 15° C omgivning stemp.)	135 s (Elektrolyt minst 35° C)	>12%	N/D	N/D

	AEM Nexus 500 (upp till 0,5 MW)	20 min (Antar 15° C omgivning stemp.)	100 s (Elektrolyt minst 35° C)	>3%	N/D	N/D
	AEM Nexus 1000 (upp till 1 MW)	25 min (Antar 15° C omgivning stemp.)	135 s (Elektrolyt minst 35° C)	>1%	N/D	N/D
	AEM Nexus 2500 (upp till 2,5 MW)	25 min (Antar 15° C omgivning stemp.)	135 s (Elektrolyt minst 35° C)	>0%	N/D	N/D

Litteraturstudiens resultat stämmer delvis överens med de resultat som angivits i intervjustudien. Däremot har de flesta intervjupersonerna haft mer kunskap om PEM och AEL och mindre om AEM och SOEC, vilket har givit lägre antal data för dessa tekniker. Tider för de olika parametrar som anges i tabell 8 och 9 gavs inte specifikt från intervjuerna. Däremot angavs ungefärliga värden som kunnat analyseras i förhållande till litteraturen.

Respondenterna 8, 11 och 12 uppger att kallstart och upprampning generellt är det som går långsammast för de olika teknikerna, medan nedrampning går fortare. Samtidigt framhåller respondent 10 att upp- och nedrampning kan ta ungefär lika lång tid, eftersom det ofta är kringutrustningen snarare än själva elektrolysören som utgör den begränsande faktorn. Nödstopp menar Respondent 11 kan ske på 1 sekund men då kvävefylls hela systemet av säkerhetsskäl och processen tar ett par timmar att återställa och starta upp igen. Detta styrks av Respondent 8 som menar att elektrolyssystemet måste tömmas på vätgas när det stängs ned helt av säkerhetsskäl. Detta menar dock Respondent 15 kan skilja sig från fall till fall och mellan tillverkare av elektrolysörer, där vätgasen inte alltid måste tömmas utan det snarare beror på vad som orsakade nödstoppet.

Vad gäller ramp-tid lyfter Respondent 15 att olika ramp-tider ges av olika leverantörer och att det är svårt att fastställa ett visst intervall för respektive teknik. Många intervjupersoner uppger dock intervall för AEL:s ramp-tid, där den beskrivs i minuter från full till minimal last och vice versa (Respondent 10, 12 och 14) eller inom en minut (Respondent 1 och 11). Här menar litteraturen snarare att detta kan ske på några sekunder. Vad gäller PEM och AEM uppger Respondent 3, 8, 12 och 14 att de kan vara flexibla på sekundbasis, där Respondent 8 och 15 uppger att teknikernas flexibla egenskaper liknar varandra.

Respondent 15 menar samtidigt att PEM och AEL har liknande ramp-tider på laster över 50% och från intervjustudien kan också sägas att de som har praktisk erfarenhet av flexibel drift av AEL mot elnätet (Respondent 10, 11) understryker att denna teknik fungerar bra som flexibel

resurs trots långsammare ramp-tider än exempelvis PEM och AEM. Det förklaras genom att tidskrav på elnätet ofta inte är så kritiska att AEL:s lite långsammare ramp-tid inte ska klara av att agera inom dessa tider. Detta trots att Respondent 8 och 14 menar att AEL utvecklades för att gå på kontinuerlig drift vid full last.

Vidare menar Respondent 11 att AEL tar cirka 30 minuter att varmstarta, vilket är något längre än de tider som anges i litteraturen. Detta skulle kunna dock kunna bero på tröghet i övriga komponenter i systemet, skillnad mellan olika AEL och dess tillverkare eller att det inte finns behov av att starta upp snabbare.

Vad gäller dellast för de olika teknikerna uppger de datablad som hittats på företagshemsidor lägre spann än vad litteratur uppger. Detta kan bero på skillnader i olika tekniker, skillnader mellan experimentella försök och storskaliga elektrolytsdata, samt att tillverkare anger säkrare intervall för att inte behöva betala ut garantier ifall elektrolysörerna skulle ta skada av drift vid låg effekt, något som lyfts av Respondent 3. Här menar Respondent 2 och 13 exempelvis att livslängd troligen kan bibehållas på en relativt god nivå så länge drift sker vid en belastning på cirka 50 % eller högre, något som kanske motiverar tillverkare att sätta högre minsta nivå för dellast.

Vad dock många är enade om (Respondent 2, 3, 13, 15) är att AEL inte ska köras på låg effekt då detta kan leda till att vätgas diffunderar genom membranet och blandas med syrgasen som produceras vid anoden. Detta kan leda till försämrade vätgaskvalitet, vilket beskrivs närmare i 4.2. Dessutom hävdar Respondent 10 och 11 att drift vid lägre nivå än 15–20% är olönsamt med hänsyn till elpris samt drift av övriga systemkomponenter. Då menar Respondent 11 att man hellre stänger av systemet.

Många respondenter nämner även vikten av att ta hänsyn till hela elektrolyssystemet då man analyserar dess karakteristik för flexibilitet. Detta understryks särskilt av Respondent 15, som menar att olika leverantörer konstruerar system på olika sätt, vilket ger systemen olika egenskaper för flexibilitet trots samma typ av teknik. Respondenten menar vidare att det idag inte finns standardiserade system i drift utan att de flesta är skräddarsydda för just deras kontext, vilket gör generaliseringar av karakteristik svårt. Respondent 10 menar att fördröjningar vid nedstängning av elektrolyssystem, främst AEL, kan utgöras av att bland annat pumpar och kompressorer skall stängas ned och att det även är dessa komponenter förhindrar drift på låg effekt. Detta styrker Respondent 11, som menar att systemkomponenter, men även tryckskillnader över membranet i AEL gör att uppstart går långsammare. Vidare svarar Respondent 12 att även PEM är beroende av sitt kringliggande system som påverkar hur dynamiskt det kan vara. Respondent 8, som representerar en tillverkare av AEM pekar i stället på att det som begränsar uppstartstid för deras teknik är att vattnet skall nå upp i temperatur. Detta är en process som helst värms av den elektrokemiska processen i elektrolysören och kan skilja beroende på utetemperatur då den avgör hur kallt vattnet är vid uppstart.

## 4.2 Inverkan av dynamisk drift

I detta kapitel beskrivs hur dynamisk drift kan påverka elektrolysörer utifrån litteratur- och intervjustudie. Först ges allmänna insikter gemensamma för samtliga tekniker. Senare presenteras resultat för respektive teknik.

Dynamisk drift av elektrolysörer kan påverka elektrolysprocessen, systemet och dess komponenter samt medföra tekniska konsekvenser. Detta kan påverka vätgasproducenters vilja att delta och agera som flexibilitetsresurs, eftersom det kan innebära ökade kostnader och potentiella ekonomiska förluster (Energy Systems Integration Group, 2024).

Även om forskningen kring sambandet mellan degradering och dynamisk drift fortfarande är begränsad, vilket också styrks av Respondent 3, har flera relevanta studier identifierats. En studie genomförd av Nachit *m.fl.* (2026) visar att dynamisk användning av elektrolysörer leder till högre degradering jämfört med ett idealiserat fall utan degradering. Resultaten indikerar att PEM uppvisar störst påverkan, med cirka 10,3 % minskad vätgasproduktion, medan AEL uppvisar omkring 4,2 % minskning under samma period. Resultaten grundar sig på 180 dagars drift med variabel elmatning från solceller. Vidare visar Lopez *m.fl.* (2023), genom en övergripande genomgång av dynamisk drift av AEL, PEM och AEM, att intermittens i elförsörjningen är en av de största utmaningarna för både drift och degradering. Författarna framhåller dock att dynamisk drift i vissa fall kan bidra till förlängd livslängd genom minskad total drifttid, samtidigt som vissa degraderingsmekanismer kan accelereras.

Sammantaget indikerar dessa studier att dynamisk elanvändning kan bidra till degradering samt andra långsiktiga tekniska konsekvenser i samtliga elektrolystekniker. Detta understryker vikten av att inkludera åldrings- och stabilitetseffekter i både prestanda- och teknoekonomiska analyser (Nachit *m.fl.*, 2026). Slutligen anges att minskat antal avstängningar och upprätthållning av lämpliga driftförhållanden kan bidra till att begränsa degraderingsmekanismer i elektrolysmembran (Elizetxea-Navarro *m.fl.*, 2026).

Utifrån intervjuerna framgår det att majoriteten av respondenterna upplever att dynamisk drift påverkar elektrolysörer negativt på olika sätt. Respondent 2 menar exempelvis att elektrolysörer generellt inte är särskilt väl lämpade för dynamisk drift. Flera respondenter (1, 2, 6, 13, 14 och 15) lyfter särskilt att fullständig nedstängning är problematisk, där Respondent 12, 13 och 14 framhåller start- och stoppcykler som den mest slitsamma driftformen för elektrolysörer.

Respondent 2 förklarar vidare att nedstängningar påverkar elektroderna negativt, särskilt anoden, men även membranet. Enligt respondenten kan detta påverka livslängden på elektroderna och i vissa fall leda till skador i membranet, exempelvis hålbildning. Liknande resonemang återfinns hos Respondent 6, som uppger att elektrolysörer är känsliga för start- och stoppcykler, med särskild påverkan på katod och anod. Respondent 12 bedömer att nedstängningar sannolikt påverkar systemets livslängd negativt, och menar mer generellt att elektriska system normalt inte mår bra av att stängas av och startas upp upprepade gånger, även om respondenten uttrycker osäkerhet kring de specifika mekanismerna i elektrolysörer.

Respondent 15 förklarar vidare att nedstängning kan orsaka reaktioner till följd av förändringar i temperatur, spänning och kemiska förhållanden. När spänningen i systemet försvinner medan syrgas och vätgas fortfarande finns kvar kan reversibla reaktioner uppstå och detta fenomen beskrivs närmare under 4.2.1. Flera respondenter lyfter även fenomen kopplade till gasövergång i membranet. Respondent 2 menar att dynamisk drift kan orsaka gasgenomsläpp, vilket kan påverka vätgasproduktionen och att det finns gränser för hur mycket gasövergång som kan tolereras. Respondenten nämner även att, för membranet skadliga väteperoxider kan bildas vid gasgenomträngningen. Även Respondent 3 framhåller att för låg ström kan leda till gasövergång, där vätgas och syrgas blandas, vilket kan skapa explosiva blandningar.

Samtidigt framhåller Respondent 15 att degradering vid start- och stoppcykler inte enbart är teknikrelaterat utan även leverantörsberoende. Olika leverantörer konstruerar systemen på olika sätt och med olika materialval, vilket påverkar hur känsliga de är för dynamisk drift. Utformningen av kringssystemen har därmed betydelse för degraderingsnivån. Detta bekräftas även av Respondent 10, som påpekar att leverantörer av elektrolysörer ger olika styrningar vad gäller dynamisk drift, där vissa menar att dynamisk drift är skadlig för systemet, medan andra hävdar att den i vissa fall kan vara fördelaktig, exempelvis om den leder till färre drifttimmar eller minskad total belastning på systemet. I linje med detta nämner Respondent 3 att vissa producenter uppger att fullständig nedstängning inte nödvändigtvis utgör något problem, men att den ändå bör begränsas till nödsituationer.

#### 4.2.1 Tekniskspecifik inverkan av dynamisk drift

Nedan redovisas en sammanställning från litteraturen och intervjuerna avseende hur dynamisk drift påverkar driftsrelaterade påverkansmekanismer och livslängd hos de fyra elektrolysteknikerna AEL, PEM, AEM respektive SOEC.

##### ***AEL***

Dynamisk användning av AEL kan medföra flera tekniska konsekvenser. Membranet som skiljer anod och katod i AEL kan få försämrad förmåga att hindra gaser från att passera mellan elektroderna vid partiell last och skiftande elmatning, vilket leder till försämrad systemeffektivitet (Li *m.fl.*, 2023). Vidare kan långvarig drift vid låga lastnivåer leda till gasgenomträngning, vilket försämrar gasrenheten, en aspekt som får allt större global uppmärksamhet i takt med ökade krav på vätgaskvalitet (Hu *m.fl.*, 2022). Gasgenomträngning kan även medföra säkerhetsrisker, exempelvis i form av vätgasexplosioner.

Enligt Lopez *m.fl.* (2023) kan AEL dessutom uppvisa reversibla strömmar vid avstängning, det vill säga att cellen tillfälligt arbetar i motsatt riktning när strömmen bryts, vilket i vissa fall kan pågå i upp till 100 minuter. Wang *m.fl.* (2025) visar vidare att reverserade strömmar även kan uppstå som en följd av dynamisk drift, särskilt vid frekventa start- och stoppcykler, vilket ger upphov till betydande elektrodrelaterade förändringar. Studien visar att medan anodens prestanda i vissa fall kan förbättras temporärt, leder dessa driftsförhållanden till irreversibla materialomvandlingar i katoden. Detta resulterar i kraftigt försämrad elektrisk ledningsförmåga och mekanisk degradering. Resultaten styrks även i en studie av Guruprasad *m.fl.* (2024) som

påvisar att anoden är oförändrad vid reversibla strömmar medan katoden märkbart degraderas. Slutligen innebär dynamisk drift att steady-state-drift inte alltid uppnås, vilket kan ge upphov till temperaturvariationer i elektrolytören, där förhöjda temperaturer kan i sin tur bidra till minskad livslängd hos membranet (Hu *m.fl.*, 2022).

Intervjumaterialet stödjer flera av de tekniska aspekter av dynamisk drift som beskrivs i litteraturen. Respondent 14 och 15 lyfter att AEL kan få problem med gasgenomträngning vid dynamisk drift, där Respondent 15 menar att risken ökar särskilt vid låga belastningsnivåer då syre och vätgas kan blandas. Respondent 14 har även en generell uppfattning om att AEL slits mer vid dynamisk drift. Vidare framhåller Respondent 15 att högre risk för degradering uppstår när belastningen sjunker under cirka 50 %, medan lastförändringar inom högre driftområden utgör lägre risk för degradering, eftersom systemet då arbetar inom ett mindre slitsamt driftintervall. Snabba eller okontrollerade förändringar i last kan dock påverka systemet negativt.

Respondent 14 nämner även att så kallade shuntströmmar kan uppstå när ett AEL stängs av, något som bekräftas av Respondent 15 som även framhåller att vissa leverantörer har utvecklat lösningar för att minimera problemet. Enligt Respondent 14 beror fenomenet på att elektrolyten i AEL är elektriskt ledande, vilket kan ge upphov till strömmar mellan cellerna i stacken. I PEM och AEM är vattnet däremot så rent att det i praktiken inte leder någon ström alls, vilket minskar risken för denna typ av effekt. Detta fenomen beskrivs av Guruprasad *m.fl.* (2024) som menar att shuntströmmar leder till korrosion av elektroderna i cellen, men att de även kan uppstå i AEM.

Samtidigt rapporterar Respondent 11 att degradering inte tydligt kan kopplas till dynamisk drift i sin AEL-anläggning. Respondent 10, som talar om en annan elektrolysanläggning, menar att deras drifttid varit begränsad, vilket gör det svårt att dra långsiktiga slutsatser. Respondent 11 framhåller däremot att noggrann styrning och kontroll av systemet kan vara en bidragande faktor till att problem inte har uppstått. Respondenten betonar även att anläggningen är konstruerad för att hantera avbrott genom att automatiskt gå in i ett säkerhetsläge där systemet fylls med kväve, varefter återstart kan ta flera timmar.

## ***PEM***

Flera studier pekar på att dynamisk elanvändning och frekventa start- och stoppcykler kan bidra till ökad åldring och negativ påverkan på PEM:s prestanda. Dong *m.fl.* (2024) visar att långvarig drift vid låga lastnivåer kan leda till gasgenomträngning i PEM vilket, i likhet med AEL, kan medföra säkerhetsrisker. Författarna framhåller vidare att vätgasens renhetsnivå under kall- och varmstartsfasen kan falla under gällande kvalitetskrav till följd av gasgenomträngning, vilket i sin tur leder till betydande effektivitetsförluster under uppstartsprocessen.

Sayed-Ahmed *m.fl.* (2024) visar att frekvent start- och stoppcykler bidrar till ökad degradering samt att varierande effektuttag ger upphov till gasbubbelackumulering, lokala temperaturoppar och ökad mekanisk belastning i katalysatorlager, porösa transportlager och membran. Dessa fenomen accelererar elektriska, kemiska och mekaniska degraderingsprocesser, vilket innebär

att dynamisk drift inte enbart påverkar systemets effektivitet, utan även elektrolysörens tekniska livslängd. Liknande slutsatser dras av Maoulida m.fl. (2026) som menar att frekventa effektfluktuationer utsätter systemet för betydande stress, vilket ökar degraderingen av kritiska komponenter och kan bidra till systeminstabilitet. Författarna pekar även på att dynamisk drift, inklusive snabba lastvariationer och upprepade start- och stoppcykler, leder till ökad degradering av elektroder samt membranskador.

Vidare rapporterar Lopez m.fl. (2023) att kortvarig reverserad drift vid avstängning kan orsaka katalysatorskador i PEM. Även Endrödi m.fl. (2025) visar att dynamiskt elanvändning har en påtaglig inverkan på degraderingsmekanismer inom PEM. Last- och temperaturvariationer samt återkommande start- och stoppcykler kan leda till korrosion och degradering av elektroder, gasbubbelackumulering samt lokala temperaturtoppar, vilket sammantaget resulterar i högre degraderingshastigheter. Slutligen framhåller Power to Hydrogen (2025) att flexibilitetsdrift innebär ökad belastning på membran och katalysatorlager, vilket accelererar degraderingsprocesser och bidrar till reducerad teknisk livslängd.

Från intervjuer uppger Respondent 8 att fastmembran är mer uthålliga mot drift vid låg last, något som delvis motsäger det som hittats i litteraturen. Detta styrks av Respondent 12 som menar låg dellast snarare påverkar lönsamheten av att driva elektrolysören än vad det tekniskt påverkar systemet. Däremot uppger samma respondent att ökande last vid upprampning utsätter systemkomponenter för mer stress än att vid nedrampning. Vidare understryker respondenten även att start- och stoppcykler är det som sliter mest på elektrolysörerna.

## **SOEC**

I en experimentell studie utförd av Rao m.fl. (2020) studerades en SOEC-stack under dynamisk drift baserad på en vindkraftsprofil. Resultaten visade att endast mindre degradering kunde observeras, huvudsakligen kopplad till katoden. Författarna drar slutsatsen att det är den maximala strömtätheten, det vill säga lastnivå, snarare än själva lastvariationerna som är den avgörande faktorn för degradering, vilket indikerar att SOEC kan opereras med dynamisk elanvändning utan kraftigt förkortad livslängd om driften hålls inom lämpliga gränser.

En annan experimentell studie av Liu m.fl. (2024) genomförde ett 2.104 timmar långt test där en SOEC drevs under realistiska, dynamiska vindkraftsprofiler. Resultaten visade att dynamisk drift inte gav upphov till någon ytterligare degradering jämfört med kontinuerlig drift. Den observerade degraderingen kunde i stället huvudsakligen kopplas till initiala material- och resistansrelaterade mekanismer snarare än till den dynamiska driften i sig. Studien indikerar därmed att SOEC-stacks kan vara tillräckligt robusta för dynamisk drift, förutsatt att temperaturskillnader inom stacken samt systemets värmeflöden kontrolleras (Liu *m.fl.*, 2024). Detta är av central betydelse eftersom temperaturvariationer i SOEC kan generera betydande termiska spänningar, vilket kan leda till sprickbildning och i värsta fall strukturell skada (Sun *m.fl.*, 2022). Sådana fenomen utgör en av de huvudsakliga livslängdsbegränsande faktorerna vid dynamisk drift av SOEC.

Då intervju inte genomfördes med någon verksam inom denna teknik gavs inte mycket information om degradering för SOEC. Däremot angav Respondent 15 att SOEC kan köras med

laster inom ett stort intervall, vilken kan tyda på att systemet klarar av låga effekter utan att vätgaskvalitet eller systemet påverkas i för hög utsträckning. Dock styrker samma respondent det som hittats i litteratur, att nedstängning av SOEC resulterar i en temperaturförändring på många hundra grader, vilket kan leda till att materialet i SOEC rör sig och att tätheten mellan membran och elektroder förändras, vilket påverkar elektrolysörens prestanda. Således kan tänkas att regelbunden start- och stoppcykler av SOEC inte är fördelaktigt ur livslängdsperspektiv.

### ***AEM***

AEM betraktas som en flexibel teknik med hög responshastighet som är väl anpassad för dynamisk drift (Energy Systems Integration Group, 2024; Gladik *m.fl.*, 2025). Vidare bedöms tekniken vara särskilt kompatibel med regelbundna avbrott och varierande elanvändning (Gladik *m.fl.*, 2025). Samtidigt finns det flera centrala driftparametrar som påverkar AEM:s prestanda och stabilitet, däribland strömtäthet och cell voltage, driftstemperatur och -tryck samt elektrolytens egenskaper (Vincent och Bessarabov, 2018). Dessa parametrar behandlas dock inte explicit i relation till dynamiska driftförhållanden i de funna studierna. I intervjuer svarar Respondent 8 att AEM, utan konsekvenser på livslängd eller kvalitet på vätgas, kan köras på 10% under längre perioder på grund av dess fasta membran. Detta stöds delvis av Respondent 14 som menar att varken AEM eller PEM är lika känsliga för gasgenomträngning vid låg last som AEL är. Däremot menar Respondent 15 att AEM, likt AEL, kan vara känsligt mot gasgenomträngning vid låga laster.

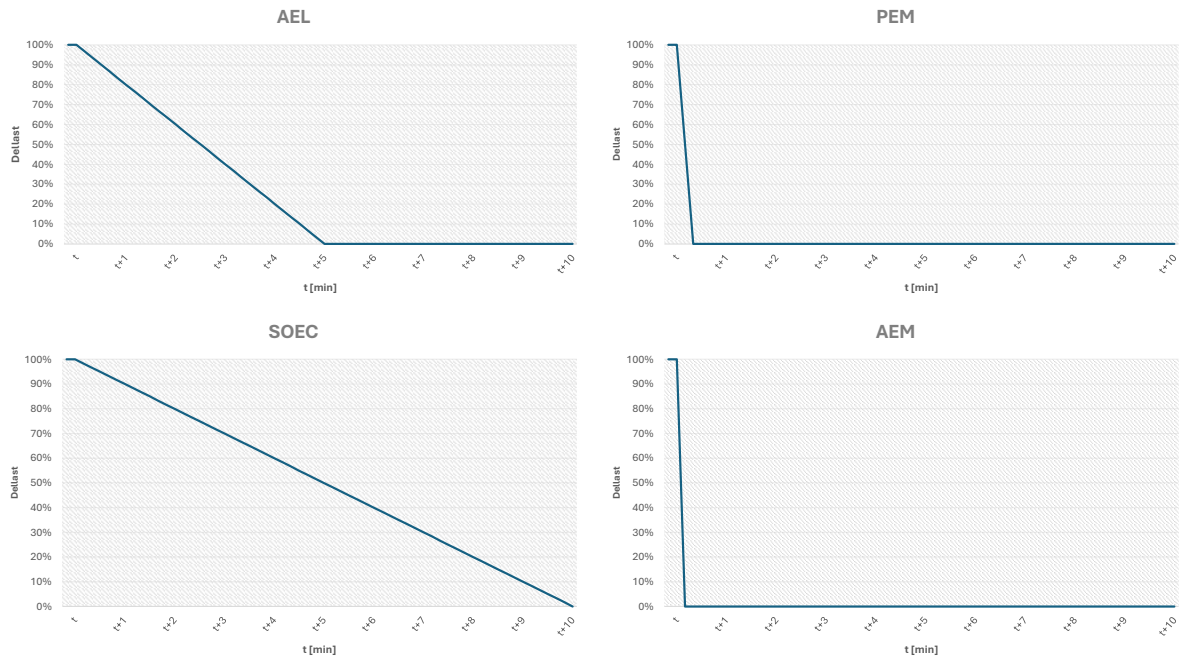
Enligt Gladik *m.fl.* (2025) leder upprepade start- och stoppcykler till mätbar degradering, men degraderingsnivåerna är låga och inga allvarliga effekter på systemets livslängd observerades under mer än 1 200 timmars dynamisk drift. Ett potentiellt problem vid dynamisk drift av AEM är degradering av elektroderna samt förekomst av betydande reversibla strömmar vid snabba upprampningar (Lopez *m.fl.*, 2023). Vidare framhåller också Gladik *m.fl.* (2025) att på grund av högre cell-spänning förväntas snabba spänningsökningar och upprampningar resultera i ökad degradering av systemet. Detta bekräftas i intervjun med Respondent 8, som menar att AEM kan vara känslig mot att regelbundet, helt stänga ned processen om man inte gör detta kontrollerat, dock är det inte skadligt att stänga ned några gånger om året. Däremot menar samma respondent att så länge elektrolysören hålls varm, och endast försätts i viloläge påverkas inte tekniken av degradering vid dynamisk drift.

### ***Sammanfattning av tekniskspecifik inverkan***

Sammanfattningsvis visar litteratur och intervjuer att dynamisk drift påverkar elektrolysteknikerna på olika sätt. AEL och PEM uppvisar tydligare degraderingsmekanismer, särskilt vid låga laster och frekventa start- och stoppcykler, medan SOEC i större utsträckning påverkas av termiska variationer snarare än lastvariationer i sig. AEM framstår som en lovande teknik med god flexibilitet och relativt begränsad degradering, men är fortfarande under utveckling och kunskapsläget är mer osäkert.

### 4.3 Driftfall

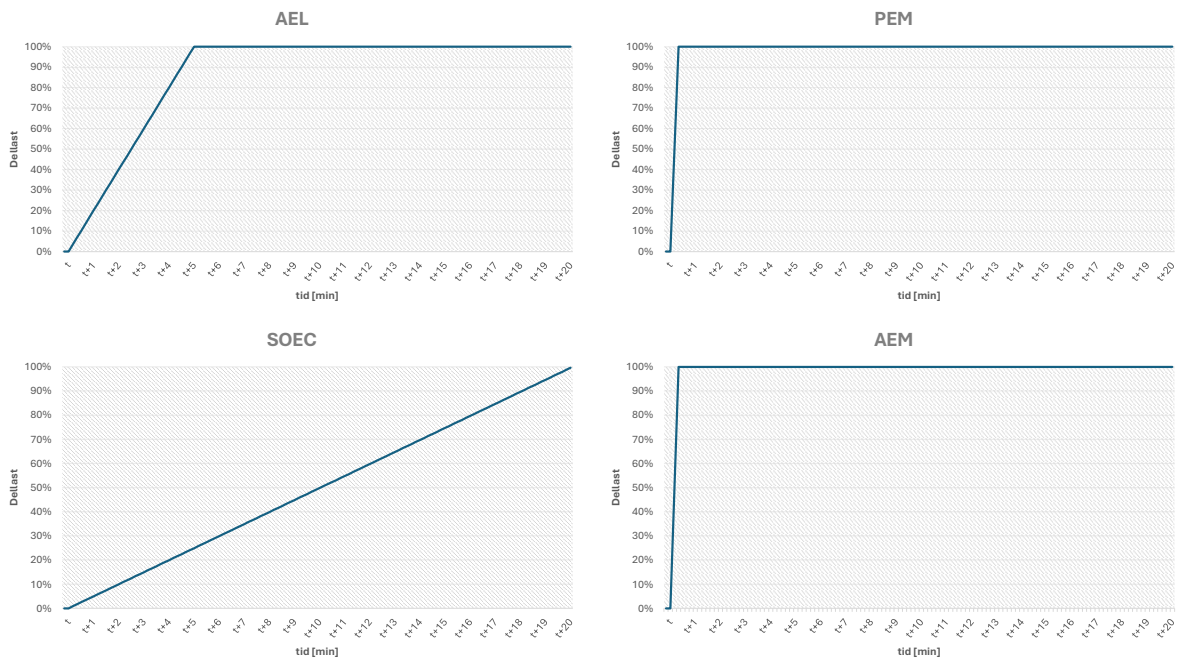
I detta avsnitt presenteras resultaten av de driftfall som togs fram i arbetet och beskrivs under 3.4.3. I tabell 5 under 3.4.1 ges de parametervärden som antagits för de olika teknikerna för driftfallen. I följande diagram i detta avsnitt visualiseras respektive parameter i diagram för samtliga tekniker.



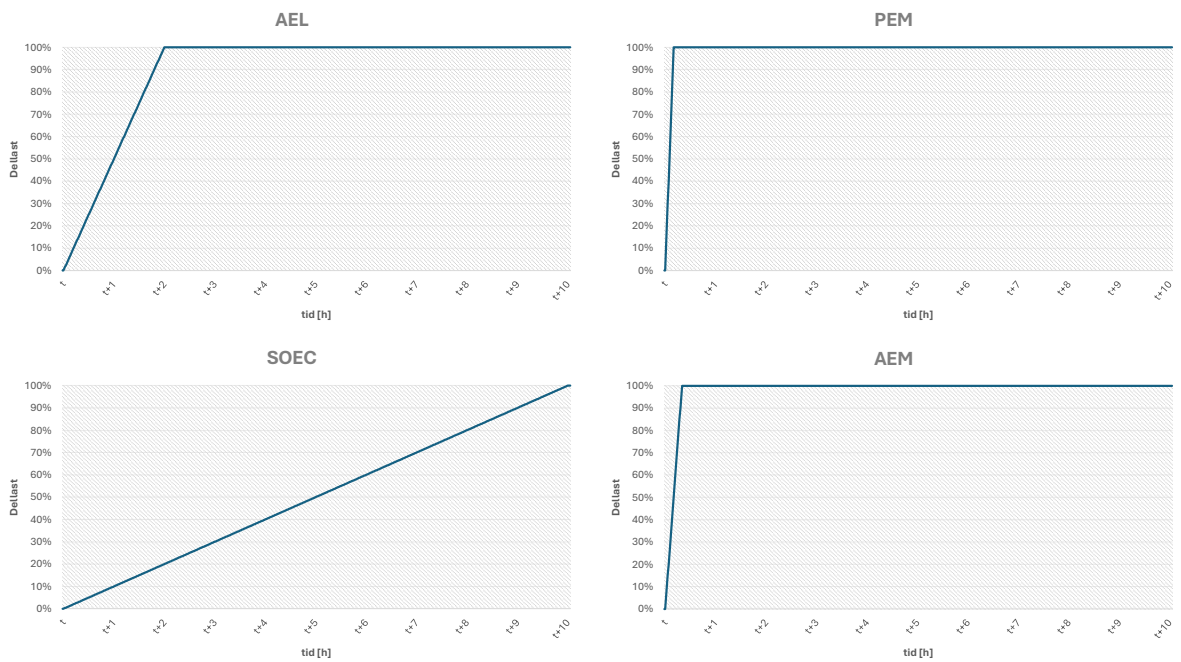
Figur 16: diagram som visar nedstängning så fort som möjligt för alla elektrolystekniker efter en aktiveringssignal vid tiden,  $t$ .

Figur 16 visar nedstängning så snabbt som möjligt för varje elektrolysteknik. Detta för att jämföra de fyra olika teknikerna och skapa en bild av hur snabb respons de kan ge på en aktiveringssignal. Till exempel syns att AEL når 50% på 2,5 minuter medan samma dellast SOEC nås efter 5 minuter. Både AEM och PEM är klart snabbare och når 0% dellast under en halv minut, där AEM är snabbare än PEM. Figuren ger således även en bild av om förvarning krävs innan aktiveringssignal för att tekniken ska kunna leverera den efterfrågade flexibiliteten.

Figurerna 17 och 18 visar tider för varmstart respektive kallstart och anger den tiden det tar för teknikerna att starta upp till olika dellaster efter en avstängning eller nedreglering. Dessa används i de olika driftfallen för att bedöma hur snabbt återhämtning kan ske efter avstängning och nedreglering.



Figur 17: diagram som visar varmstart för alla elektrolystekniker med uppstart initierad vid tiden,  $t$ .



Figur 18: diagram som visar kallstart för alla elektrolystekniker med uppstart initierad vid tiden,  $t$ .

### 4.3.1 Driftfall 1

I detta driftfall uppvisar PEM och AEM bäst dynamisk prestanda (se figur 16 och 17). PEM kan rampa ned från 100 % till 0 % på 20 sekunder och AEM kan rampa ned inom samma intervall på 10 sekunder. Både PEM och AEM har samma varmstartstider och kan nå 100 % på 20 sekunder. AEL uppvisar långsammare dynamik och kräver 5 minuter för att rampa ned till 0 % samt ytterligare 5 minuter för att nå 100 % effekt. SOEC har den längsta nedrampningstiden

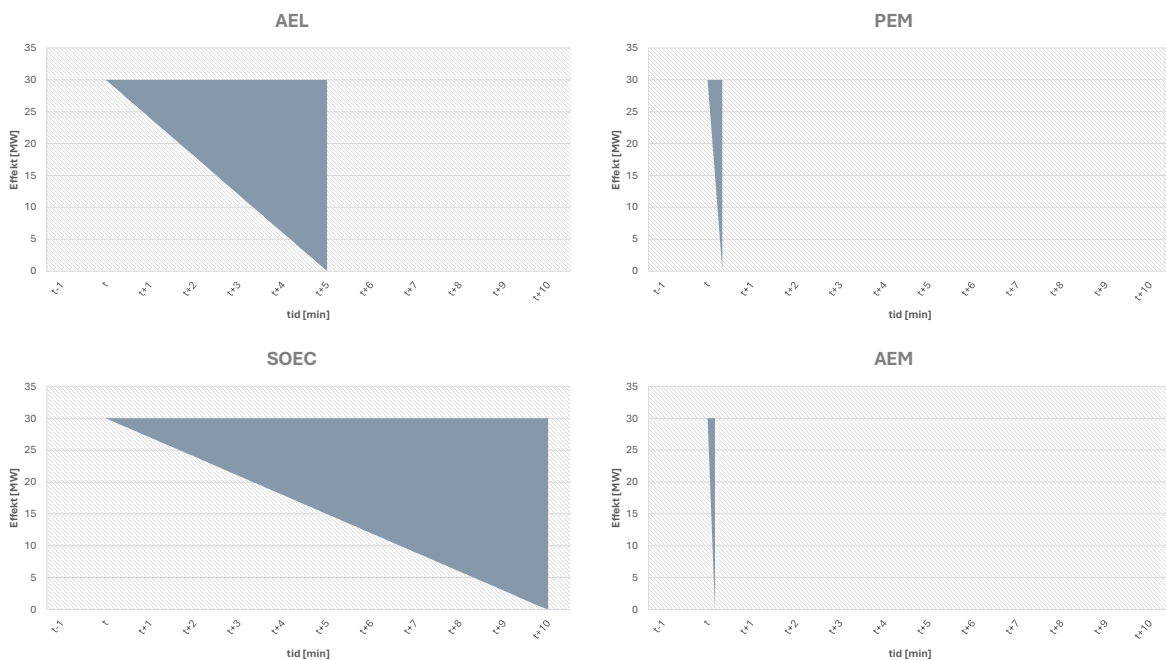
på 10 minuter och en långsammare varmstarttid, där tekniken kräver 20 minuter för att nå 100 % effekt igen. I tabell 10 nedan syns hur snabbt de respektive teknikerna når en delast på 0% samt den tid det tar att åter nå 100% med varmstart.

Tabell 10: Sammanställning av nedrampnings- och varmstarttider i driftfall 1

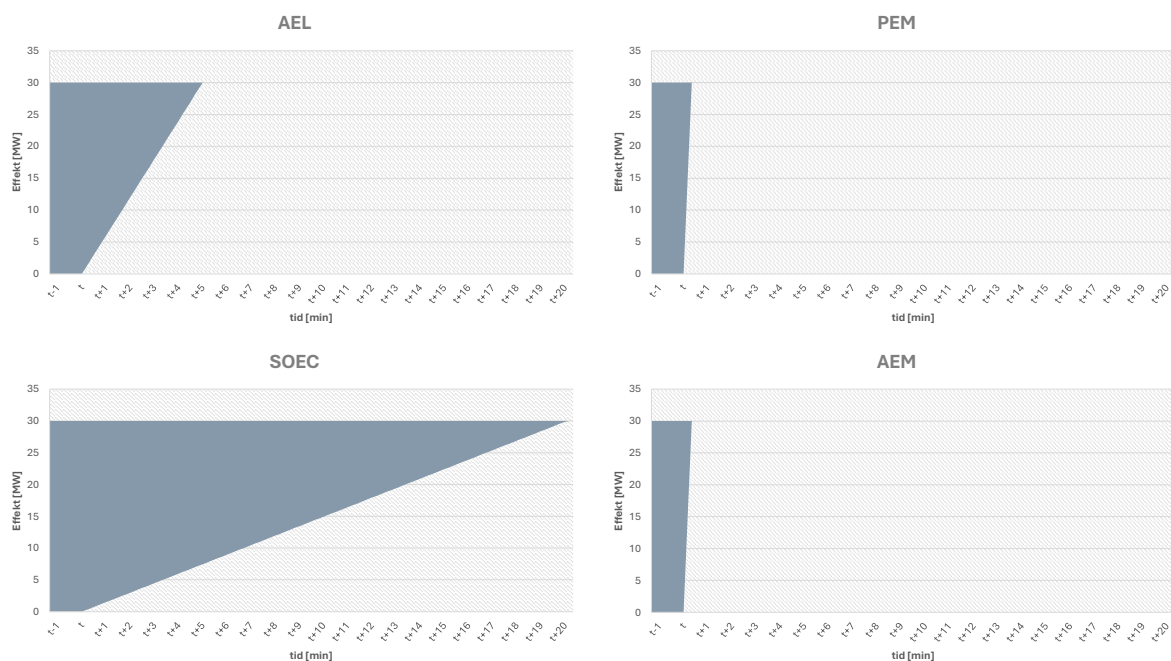
Elektrolysteknik	Nedrampning till 0%	Varmstart till 100%
AEL	5 minuter	5 minuter
PEM	20 sekunder	20 sekunder
SOEC	10 minuter	20 minuter
AEM	10 sekunder	20 sekunder

Figur 19 nedan visar den teoretiska uteblivna vätgasproduktion (den grå ytan) som driftfallet ger upphov till under nedrampning, utifrån en teoretisk elektrisk verkningsgrad på 100%. I figuren kan även ses hur långt efter aktiveringssignalen som teknikerna har nått full aktivering av sin flexibilitet. För samtliga tekniker gäller sedan en total förlust av produktion under hela tiden flexibilitetsresursen är aktiverad. I figur 20 syns sedan utebliven produktion för varmstart.

Båda figurerna visar att SOEC ger störst produktionsbortfall givet sin långsamma tid för att rampa ned och starta upp, följt av AEL, som har en längre nedrampningstid och varmstarttid än PEM och AEM. De sistnämnda teknikerna påvisar relativt lika produktionsbortfall, där AEM har en något snabbare nedrampning och således lägre produktionsbortfall under denna process.



Figur 19: visar en jämförelse mellan teoretiskt utebliven vätgasproduktion givet 100% elektrisk verkningsgrad för nedrampning i driftfall 1 för respektive teknik.



Figur 20: visar en jämförelse mellan teoretiskt utebliven vätgasproduktion givet 100% elektrisk verkningsgrad för upprampning i driftfall 1 för respektive teknik.

I tabell 11 nedan syns en kvantifiering av teoretiskt utebliven vätgasproduktion.

Tabell 11: visar teoretiskt utebliven vätgasproduktion givet 100% elektrisk verkningsgrad för driftfall 1.

	Teoretiskt utebliven vätgasproduktion [MWh]			
	AEL	PEM	SOEC	AEM
Nedrampning	1,25	0,08	2,50	0,04
Varmstart	1,25	0,08	5,00	0,08
<b>Summa</b>	<b>2,50</b>	<b>0,17</b>	<b>7,50</b>	<b>0,13</b>

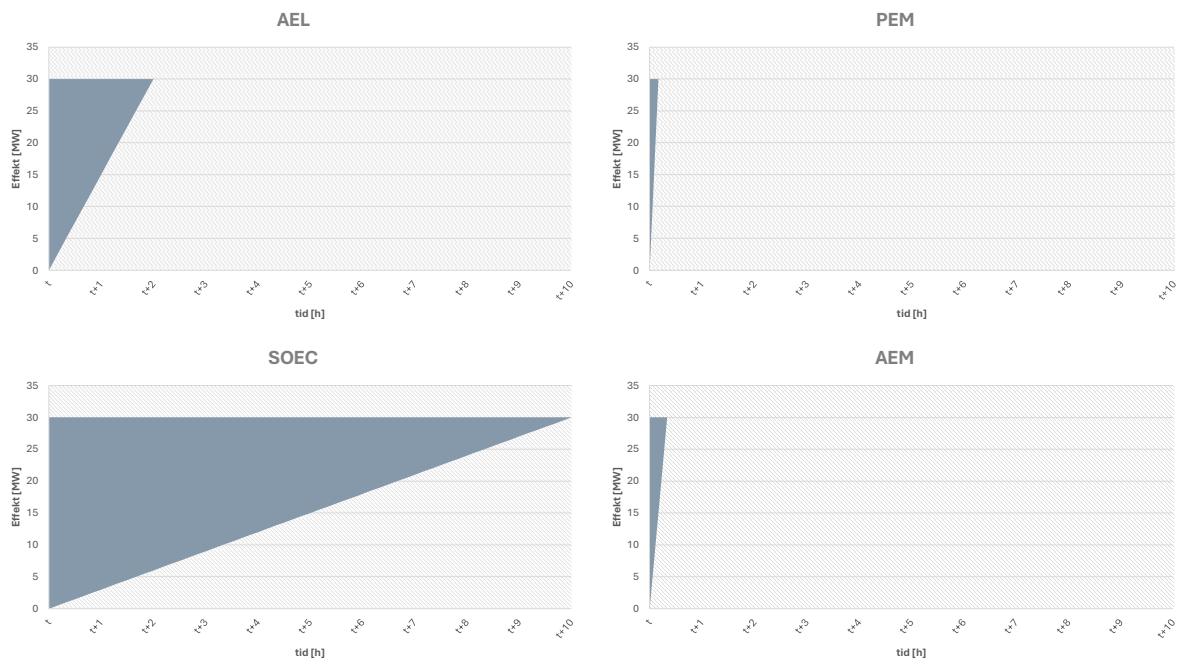
### 4.3.2 Driftfall 2

I detta driftfall ges samma resultat för nedrampning som i driftfall 1, där PEM och AEM uppvisar bäst dynamisk prestanda, där AEM är något snabbare, vilket syns i figur 16 under 4.3 Skillnaden mellan driftfall 1 och 2 baseras således på teknikernas tider för kallstart, där PEM kan kallstarta till 100 % effekt på 10 minuter, medan AEM når full last på 20 minuter (se figur 18). AEL uppvisar en betydligt långsammare kallstart och kräver 2 timmar för att nå 100 % effekt. SOEC har den klart längsta uppstartstiden och kräver 10 timmar för kallstart till full effekt. I tabell 12 nedan syns hur snabbt de respektive teknikerna når en delast på 0% samt den tid det tar att åter nå 100% med kallstart.

Tabell 12: Sammanställning av nedrampnings- och kallstarttider i driftfall 2

Elektrolysteknik	Nedrampning till 0%	Kallstart till 100%
AEL	5 minuter	120 minuter
PEM	20 sekunder	10 minuter
SOEC	10 minuter	10 timmar
AEM	10 sekunder	20 minuter

Likt driftfall 1 gäller en total förlust av produktion under hela tiden flexibilitetsresursen är aktiverad för samtliga tekniker. För att illustrera skillnader i kallstart och dess inverkan på produktionsbortfall av vätgas presenteras detta i figur 21 nedan. Figuren visar tydligt att SOEC, med längst kallstarttid, leder till störst utebliven produktion. AEL är den teknik som genererar näst mest produktionsbortfall följt av AEM och sedan PEM, med kortast kallstarttid.



Figur 21: visar teoretiskt utebliven vätgasproduktion givet 100% elektrisk verkningsgrad för kallstart för alla fyra elektrolystekniker.

I tabell 13 kvantifieras produktionsbortfall och visar att kallstart av SOEC leder till 5 gånger större vätgasförluster än AEL, 30 gånger större än AEM och hela 60 gånger större förluster än för PEM. Tabellen visar även de produktionsförluster som uppstår under nedrampningen, likt driftfall 1.

Tabell 13: visar teoretiskt utebliven vätgasproduktion givet 100% elektrisk verkningsgrad för driftfall 2.

<i>Teoretiskt utebliven vätgasproduktion [MWh]</i>				
	<b>AEL</b>	<b>PEM</b>	<b>SOEC</b>	<b>AEM</b>
<i>Nedrampning</i>	1,25	0,08	2,50	0,04
<i>Kallstart</i>	30,00	2,50	150,00	5,00
<b>Summa</b>	<b>31,25</b>	<b>2,58</b>	<b>152,50</b>	<b>5,04</b>

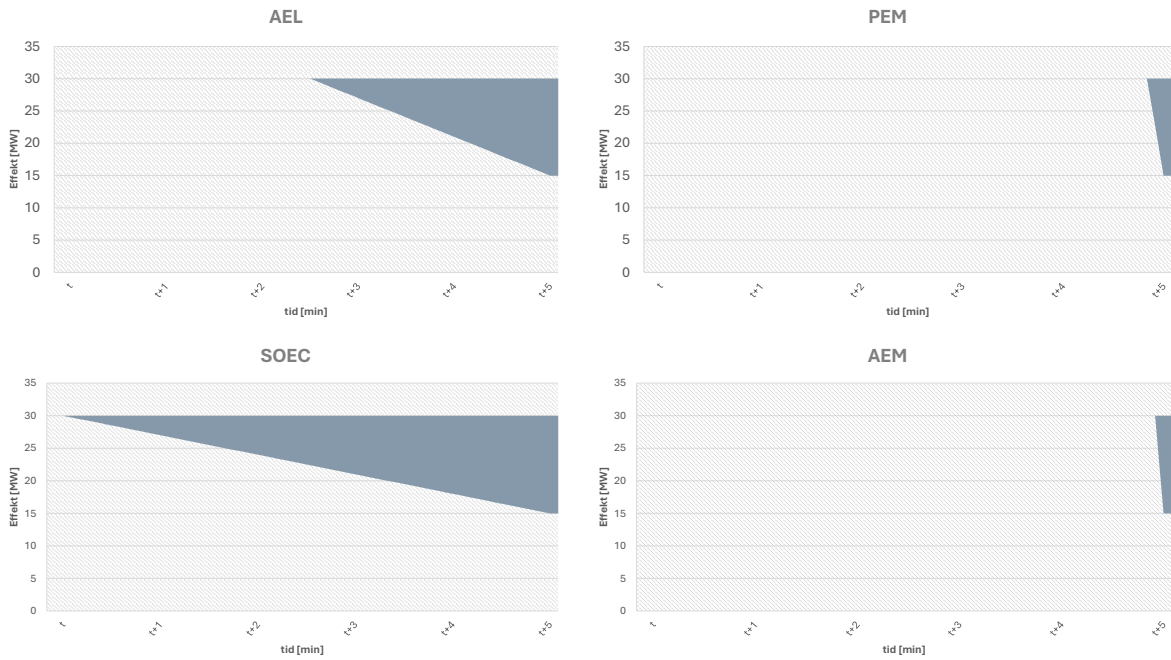
### 4.3.3 Driftfall 3

Samtliga undersökta elektrolystekniker klarar driftfall 3 utan förvarning, där skillnaden ligger i när nedrampningen måste initieras för att uppfylla kravet på responstid. SOEC har längst nedrampningstid och behöver 5 minuter för att reducera sin last till 50%. AEL uppvisar snabbare dynamik och behöver 2,5 minuter för att nå samma dellast. PEM och AEM har kortast nedrampningstid och behöver endast 10 respektive 5 sekunder för att reducera lasten till 50%. I tabell 14 nedan visas tiden för initiering av nedrampning för respektive teknik för att uppfylla kravet på 5 minuters responstid.

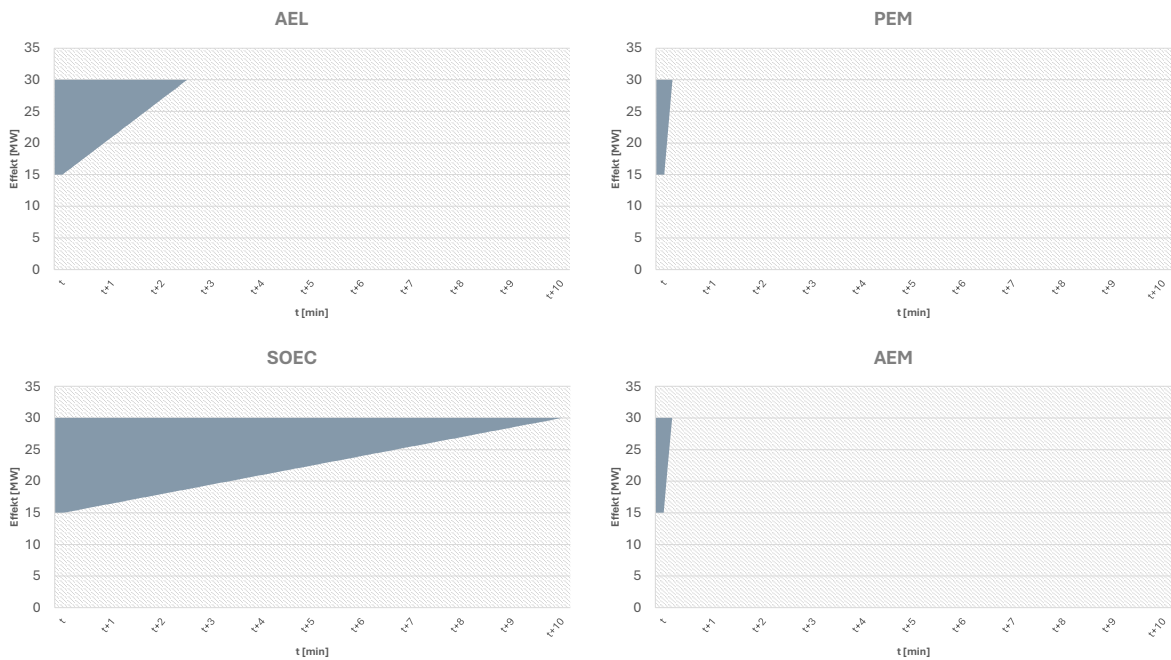
Tabell 14: Senaste tillåtna tidpunkt för initiering av nedrampning vid 5 minuters responstid i driftfall 3

<i>Elektrolysteknik</i>	<i>Tidpunkt för initiering av nedrampning (senast)</i>
<i>AEL</i>	2 minuter & 30 sekunder
<i>PEM</i>	4 minuter & 50 sekunder
<i>SOEC</i>	Direkt
<i>AEM</i>	4 minuter & 55 sekunder

I figur 22 och 23 syns hur driftfall 3 påverkar vätgasproduktionen för de olika elektrolysteknikerna, där SOEC genererar störst vätgasförluster under driftfallets förlopp.



Figur 22: visar teoretiskt utebliven vätgasproduktion givet 100% elektrisk verkningsgrad för nedrampning i driftfall 3 för respektive elektrolysteknik.



Figur 23: visar teoretiskt utebliven vätgasproduktion givet 100% elektrisk verkningsgrad för uppampning i driftfall 3 för respektive elektrolysteknik.

I tabell 15 syns de kvantifierade bortfallen för ned- respektive uppampning. Där syns att SOEC påvisar tre gånger så stort produktionsbortfall som AEL på grund av sin långa ned- och uppampningstid. Detta bortfall är minst för AEM följt av PEM.

Tabell 15: visar teoretiskt utebliven vätgasproduktion givet 100% elektrisk verkningsgrad för driftfall 3.

<i>Teoretiskt utebliven vätgasproduktion [MWh]</i>				
	<b>AEL</b>	<b>PEM</b>	<b>SOEC</b>	<b>AEM</b>
<i>Nedrampning</i>	0,31	0,02	0,63	0,01
<i>Upprampning</i>	0,31	0,02	1,25	0,02
<b>Summa</b>	<b>0,63</b>	<b>0,04</b>	<b>1,88</b>	<b>0,03</b>

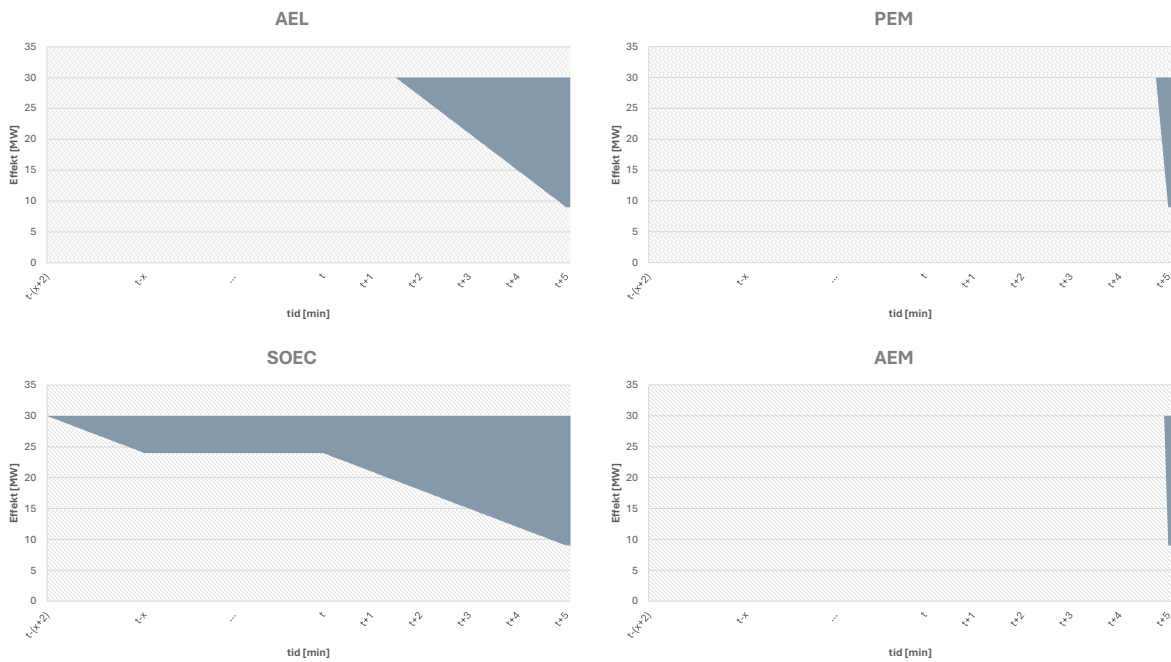
#### 4.3.4 Driftfall 4

Samtliga undersökta tekniker förutom SOEC klarar driftfall 4 utan förvarning. I detta fall behöver SOEC befinna sig på dellast 80% vid aktiveringstiden,  $t$ , för att klara av att rampa ned till 30% inom responstiden. Annars kommer nödstopp krävas enligt 4.3.9. AEL uppvisar näst längst nedrampningstid och behöver 3,5 minuter för att reducera lasten till 30 %. PEM och AEM uppvisar även i detta driftfall snabbast dynamik och behöver endast 14 respektive 7 sekunder för att reducera lasten till 30 %. De tider vid vilken nedrampning måste påbörjas presenteras i tabell 16 nedan.

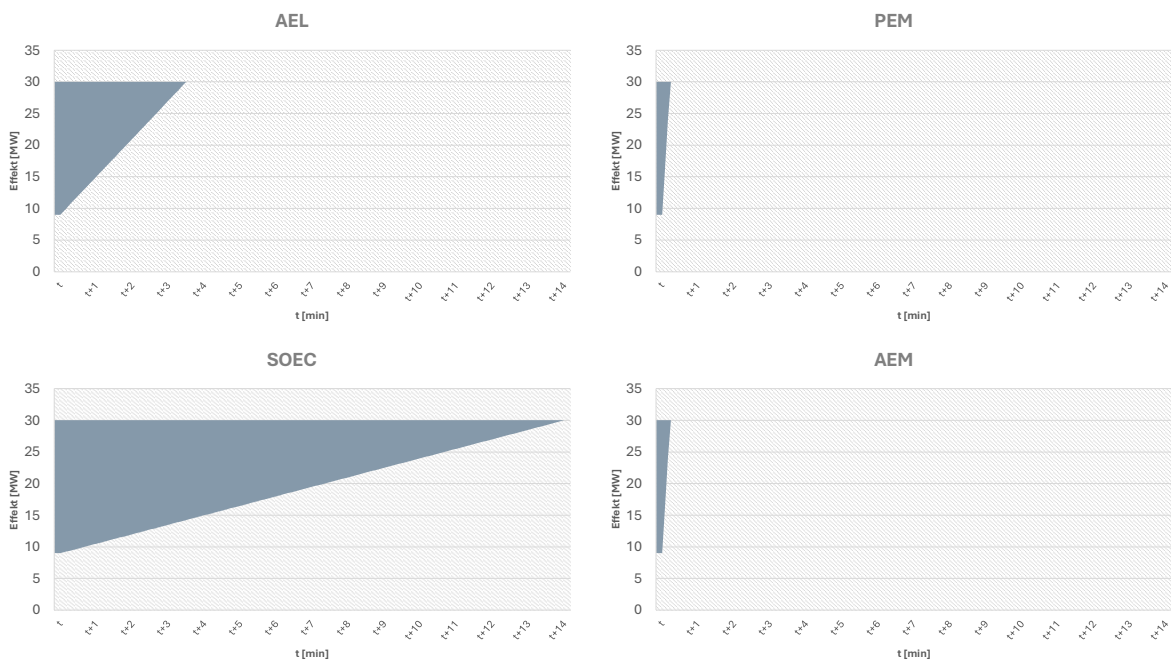
Tabell 16: Senaste tillåtna tidpunkt för initiering av nedrampning vid 5 minuters responstid i driftfall 4

<i>Elektrolysteknik</i>	<i>Tidpunkt för initiering av nedrampning (senast)</i>
<i>AEL</i>	1 minut & 30 sekunder efter $t$
<i>PEM</i>	4 minuter & 46 sekunder efter $t$
<i>SOEC</i>	2 minuter innan $t-x$
<i>AEM</i>	4 minuter & 53 sekunder efter $t$

Figureerna 24 och 25 illustrerar det bortfall i vätgasproduktion som ges av driftfall 4, vid förvarning om aktiveringssignal. Där syns att SOEC genererar störst produktionsbortfall på grund av sin långa ned- och upprampningstid samt den lägre dellast som krävs vid tiden,  $t-x$ .



Figur 24: visar teoretiskt utebliven vätgasproduktion givet 100% elektrisk verkningsgrad för neddrampning i driftfall 4 för respektive elektrolysteknik.



Figur 25: visar teoretiskt utebliven vätgasproduktion givet 100% elektrisk verkningsgrad för uppdrampning i driftfall 4 för respektive elektrolysteknik.

I tabell 16 nedan syns kvantifierade data för produktionsbortfall av vätgas för driftfall 4. Där syns att SOEC har klart störst produktionsbortfall, som är ännu större om nödstopp krävs i det fall förvarning inte kan ges och syns i figur 31 under 4.3.9. För att förlusterna av lägre dellast ska överstiga förlusterna för ett kallstartförlopp måste denna dellast köras under minst 24 timmar.

Tabell 16: visar teoretiskt utebliven vätgasproduktion givet 100% elektrisk verkningsgrad för driftfall 4.

<i>Teoretiskt utebliven vätgasproduktion [MWh]</i>				
Vid förvarning om aktivering				
	<b>AEL</b>	<b>PEM</b>	<b>SOEC</b>	<b>AEM</b>
<i>Nedrampning</i>	0,61	0,04	1,23	0,02
<i>Upprampning</i>	0,61	0,04	2,45	0,04
<b>Summa</b>	<b>1,23</b>	<b>0,08</b>	<b>3,68*</b>	<b>0,06</b>
Utan förvarning om aktivering				
	AEL	PEM	SOEC	AEM
<i>Nedrampning</i>	0,61	0,04	nödstopp	0,02
<i>Upprampning</i>	0,61	0,04	150,00	0,04
<b>Summa</b>	<b>1,23</b>	<b>0,08</b>	<b>150,00</b>	<b>0,06</b>

\*Siffran är för endast nedrampning och upprampning. En förlust på **0,10 MWh** i minuten sker då SOEC ligger på en last på 80%

#### 4.3.5 Driftfall 5

I detta scenario är det endast AEM som tekniskt kan nå den efterfrågade dellasten på 10 %. Övriga tekniker begränsas av sina respektive dellastintervall: AEL 25 %, PEM 20 % och SOEC 30 % (se tabell 5 under 3.4.1). Detta innebär att dessa tekniker inte kan reglera ned till 10 % drift utan måste i stället reglera ner till 0%.

För dessa tekniker blir därmed nedrampningstiden från 100 % till 0 % avgörande för att uppfylla responstidskravet. Den tid vid vilken teknikerna måste påbörja nedrampning syns i tabell 17, där AEL behöver 5 minuter för att genomföra en full nedrampning till 0 %, vilket innebär att nedrampningen måste initieras omedelbart vid aktiveringssignalen för att kravet ska uppfyllas. SOEC behöver 10 minuter för att rampa ned till 0 %, vilket innebär att förvarning krävs för att tekniken skall kunna göra en kontrollerad nedrampning utan att genomföra nödstopp. Vid förvarning behöver tekniken vara på en dellast på 50% för att hinna med responstiden på 5 minuter till dellast 0%.

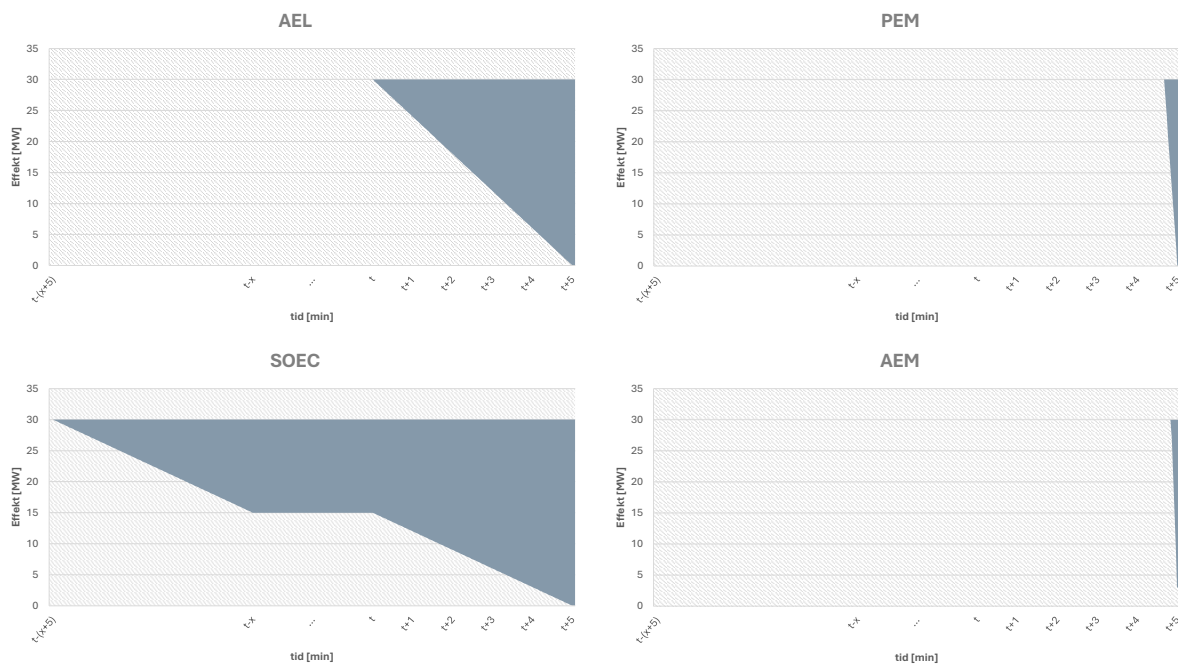
PEM behöver endast 20 sekunder för att nå 0 %. AEM, som faktiskt kan reglera ned till 10 % utan att stängas av, behöver 9 sekunder för att nå denna dellast och uppvisar därmed bäst dynamisk prestanda i detta driftfall.

Tabell 17: Senaste tillåtna tidpunkt för initiering av nedrampning vid 5 minuters responstid i driftfall 5

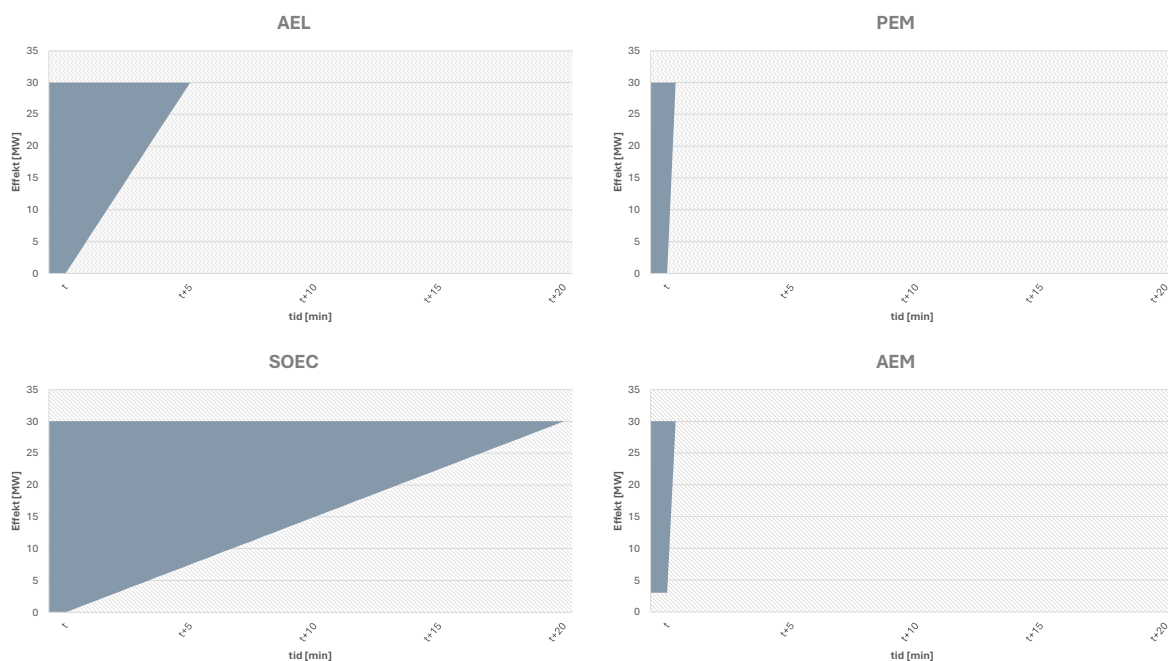
<i>Elektrolysteknik</i>	<i>Tidpunkt för initiering av nedrampning (senast)</i>
<i>AEL</i>	Direkt efter t
<i>PEM</i>	4 minuter & 40 sekunder efter t
<i>SOEC</i>	5 minuter innan t-x
<i>AEM</i>	4 minuter & 51 sekunder efter t

Vad gäller utebliven vätgasproduktion kommer tre av teknikerna i driftfall 5 behöva rampa ned till 0%. Detta innebär att deras vätgasproduktion kommer utebli helt under tiden för avstängning. AEM kommer dock fortsätta producera på 3 MW och inte erhålla lika mycket produktionsförluster som resterande tre tekniker. Därtill har SOEC ett bortfall på grund av den lägre dellast som krävs vid tiden t-x, till följd dess behov av förvarning.

Detta bör därför beaktas vid analys av det produktionsbortfall av driftfall 5, för korrekt jämförelse mellan AEM och de tre övriga teknikerna. I figur 26 och 27 syns produktionsbortfallet för alla fyra tekniker under ned- och upprampning, vid förvarning om nedreglering.



Figur 26: visar teoretiskt utebliven vätgasproduktion givet 100% elektrisk verkningsgrad för nedrampning i driftfall 5 för respektive elektrolysteknik.



Figur 27: visar vätgasproduktionsbortfall för upprampning i driftfall 5 för respektive elektrolysteknik.

I tabell 18 kvantifieras produktionsbortfallet, dock inte medräknat utebliven produktion under tiden resursen är fullt aktiverad. Däremot syns att SOEC behöver ligga på lägre dellast under 9,5 timmar för att ha ett produktionsbortfall likt det för nödstoppsförlopp.

Tabell 18: visar teoretiskt utebliven vätgasproduktion givet 100% elektrisk verkningsgrad för driftfall 5.

Teoretiskt utebliven vätgasproduktion [MWh]				
Vid förvarning om aktivering				
	AEL	PEM	SOEC	AEM
Nedrampning	1,25	0,08	2,50	0,03
Upprampning	1,25	0,08	5,00	0,07
<b>Summa</b>	<b>2,50</b>	<b>0,17</b>	<b>7,50*</b>	<b>0,10</b>
Utan förvarning om aktivering				
	AEL	PEM	SOEC	AEM
Nedrampning	1,25	0,08	nödstopp	0,03
Upprampning	1,25	0,08	150,00	0,07
<b>Summa</b>	<b>2,50</b>	<b>0,17</b>	<b>150,00</b>	<b>0,10</b>

\*Siffran är för endast nedrampning och upprampning. En förlust på **0,25 MWh** i minuten sker då SOEC ligger på en last på 50%.

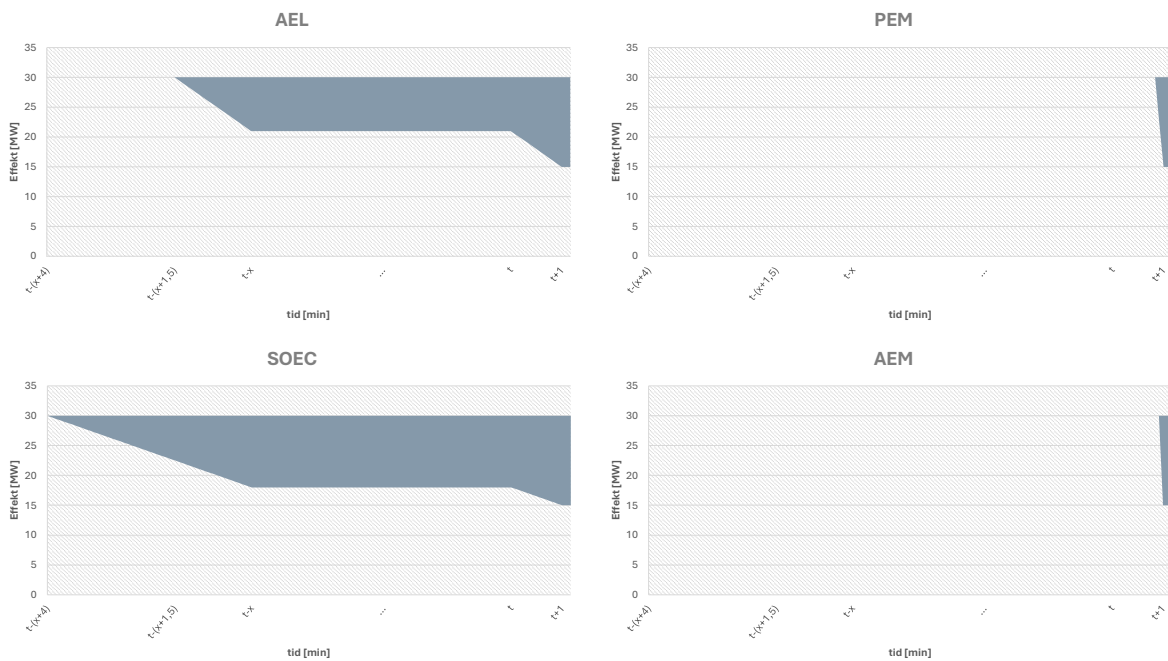
#### 4.3.6 Driftfall 6

Detta driftfall klarar varken SOEC eller AEL utan förvarning på grund av sina nedrampningstider. Vid förvarning om aktivering behöver SOEC och AEL befinna sig på dellasterna 60% respektive 70%. PEM och AEM uppvisar snabbare respons och behöver endast 10 respektive 5 sekunder för att nå efterfrågad lastnivå. Detta presenteras i tabell 19 nedan.

Tabell 19: Senaste tillåtna tidpunkt för initiering av nedrampning vid 1 minuts responstid i driftfall 6

Elektrolysteknik	Tidpunkt för initiering av nedrampning (senast)
AEL	1 minut & 30 sekunder innan t-x
PEM	50 sekunder efter t
SOEC	4 minuter innan t-x
AEM	55 sekunder efter t

För att jämföra teoretiskt utebliven vätgasproduktion syns i figur 28 den nedrampning som sker ifall elektrolysörerna har en förvarning om aktivering och kan förbereda sig på en aktiveringssignal med responstid på 1 minut. Här syns tydligt att SOEC påvisar störst utebliven produktion av vätgas, följt av AEL. För upprampning hänvisas till figur 23 under driftfall 3.



Figur 28: visar teoretiskt utebliven vätgasproduktion givet 100% elektrisk verkningsgrad i driftfall 6 vid förvarning om en aktiveringssignal.

I tabell 20 jämförs teoretiskt utebliven vätgasproduktion i det fall förvarning ges eller ej. Återigen syns en klart större utebliven produktion då förvarning inte ges för AEL och SOEC. I de fall förvarning ges krävs en lägre drift på 3,3 respektive 12,3 timmar för AEL och SOEC innan aktiveringssignal ges, för att nå samma produktionsförluster som ett nödstopp.

Tabell 20: kvantifiering av teoretiskt utebliven vätgasproduktion givet 100% elektrisk verkningsgrad för driftfall 6 där jämförelse görs mellan förvarning om aktivering och driftfall utan förvarning.

<i>Teoretiskt utebliven vätgasproduktion [MWh]</i>				
Vid förvarning om aktivering				
	<b>AEL</b>	<b>PEM</b>	<b>SOEC</b>	<b>AEM</b>
<i>Nedrampning</i>	0,31	0,02	0,63	0,01
<i>Upprampning</i>	0,31	0,02	1,25	0,02
<b>Summa</b>	<b>0,63*</b>	<b>0,04</b>	<b>1,88*</b>	<b>0,03</b>
Utan förvarning om aktivering				
	<b>AEL</b>	<b>PEM</b>	<b>SOEC</b>	<b>AEM</b>
<i>Nedrampning</i>	nödstopp	0,02	nödstopp	0,01
<i>Upprampning</i>	30,00	0,02	150,00	0,02
<b>Summa</b>	<b>30,00</b>	<b>0,04</b>	<b>150,00</b>	<b>0,03</b>

\*Siffran är för endast nedrampning och upprampning. En förlust på **0,15 MWh** i minuten tillkommer då AEL ligger på en last på 70% och en förlust på **0,20 MWh** i minuten sker då SOEC ligger på en last på 60%.

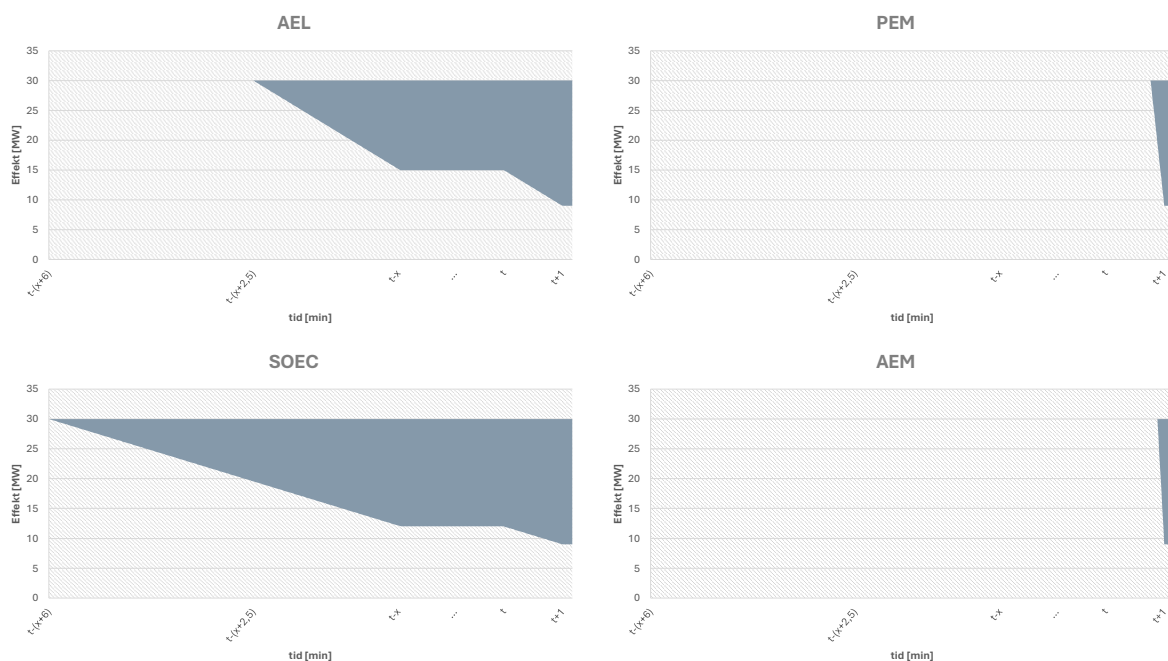
#### 4.3.7 Driftfall 7

I driftfall 7 krävs att SOEC och AEL redan befinner sig på 40% respektive 50% dellast för att möta kravet på 30% dellast inom responstiden. Således krävs förvarning för att teknikerna ska kunna leverera den efterfrågade flexibiliteten och inte genomföra ett nödstopp. PEM och AEM klarar däremot kravet då dessa tekniker endast behöver 14 respektive 7 sekunder för att reducera lasten till 30 %. Detta presenteras i tabell 21 nedan.

Tabell 21: Senaste tillåtna tidpunkt för initiering av nedrampning vid 1 minuts responstid i driftfall 7

<i>Elektrolysteknik</i>	<i>Tidpunkt för initiering av nedrampning (senast)</i>
<i>AEL</i>	2 minuter & 30 sekunder innan t-x
<i>PEM</i>	46 sekunder efter t
<i>SOEC</i>	6 minuter innan t-x
<i>AEM</i>	53 sekunder efter t

Likt driftfall 6 görs i figur 29 nedan en jämförelse av teoretiskt utebliven vätgasproduktion under nedrampning, vid förvarning om aktiveringssignal med responstid på 1 minut. Där syns återigen att både SOEC och AEL kommer generera större produktionsbortfall än PEM och AEM. För upprampning hänvisas till figur 25 under driftfall 4.



Figur 29: visar teoretiskt utebliven vätgasproduktion givet 100% elektrisk verkningsgrad i driftfall 7 vid förvarning om en aktiveringssignal.

I tabell 22 kvantifieras vätgasproduktionsförluster för driftfall 7 där jämförelse görs mellan det fall då förvarning ges eller ej. Återigen syns en stor skillnad mellan fallen för AEL och SOEC, där nödstopp genererar klart större produktionsförluster. Vidare måste tiden för lägre last uppgå till 8 timmar för SOEC och 2 timmar för AEL för att vara i nivå med produktionsförluster från kallstart.

Tabell 22: kvantifiering av teoretiskt utebliven vätgasproduktion givet 100% elektrisk verkningsgrad för driftfall 7 där jämförelse görs mellan förvarning om aktivering och driftfall utan förvarning.

#### Teoretiskt utebliven vätgasproduktion [MWh]

	Vid förvarning om aktivering			
	AEL	PEM	SOEC	AEM
Nedrampning	0,61	0,04	1,23	0,02
Upprampning	0,61	0,04	2,45	0,04
<b>Summa</b>	<b>1,23*</b>	<b>0,08</b>	<b>3,68*</b>	<b>0,06</b>
	Utan förvarning om aktivering			
	AEL	PEM	SOEC	AEM
Nedrampning	nödstopp	0,04	nödstopp	0,02
Upprampning	30,00	0,04	150,00	0,04
<b>Summa</b>	<b>30,00</b>	<b>0,08</b>	<b>150,00</b>	<b>0,06</b>

\*Siffran är för endast nedrampning och upprampning. En förlust på **0,25 MWh** i minuten tillkommer då AEL ligger på en last på 50% och en förlust på **0,30 MWh** i minuten sker då SOEC ligger på en last på 40%.

### 4.3.8 Driftfall 8

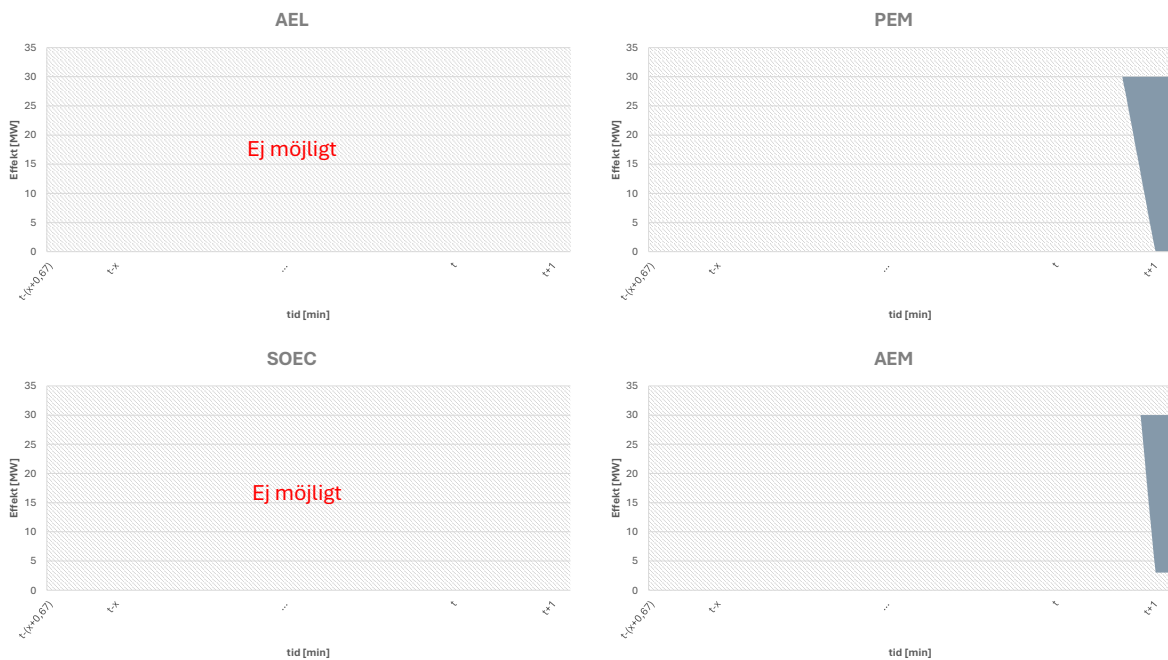
I driftfall 8 uppvisar AEL och SOEC att de inte hinner nå den efterfrågade dellasten inom responstiden på 1 minut. De kan inte heller producera på denna lastnivå givet deras lägsta tillåtna dellast. Vidare kan de inte vara förberedda på aktiveringssignalen och sedan styra ned till 0% inom responstiden då detta kräver en dellast lägre än den för teknikerna tillåtna dellasten vid tiden  $t_x$ , som i detta fall skulle vara 10% för SOEC och 20% för AEL.

PEM klarar däremot kravet på responstid, men inte kravet på minsta dellast, eftersom tekniken inte kan reducera lasten till 10 % enligt minsta tillåtna dellast. Som syns i tabell 23 innebär detta att PEM i stället måste styra ned till 0 %, vilket tar 20 sekunder. AEM klarar däremot både kravet på responstid och dellast och kan styra ned till 10 % på 9 sekunder.

Tabell 23: Senaste tillåtna tidpunkt för initiering av nedrampning vid 1 minuts responstid i driftfall 8

Elektrolysteknik	Tidpunkt för initiering av nedrampning (senast)
AEL	Ej möjligt
PEM	40 sekunder efter $t$
SOEC	Ej möjligt
AEM	51 sekunder efter $t$

Likt driftfall 6 och 7 görs i figur 30 nedan en jämförelse av teoretiskt utebliven vätgasproduktion under nedrampning vid förvarning om aktiveringssignal med responstid på 1 minut. För AEL och SOEC görs inget diagram då teknikerna inte alls kan genomföra driftfallet utan ett nödstopp. För upprampning hänvisas till figur 27 under driftfall 5.



Figur 30: visar teoretiskt utebliven vätgasproduktion givet 100% elektrisk verkningsgrad i driftfall 8 vid förvarning om en aktiveringssignal.

I tabell 24 nedan kvantifieras vätgasproduktionsförluster för driftfall 8 med jämförelse mellan förvarning ges och ifall förvarning uteblir. För AEL och SOEC kommer ett nödstopp krävas för att leverera den efterfrågade flexibiliteten. För PEM kommer produktion helt utebli under tiden resursen är fullt aktiverad och för AEM kommer en produktion ske på 3 MW, likt driftfall 5. Detta bör därför beaktas vid analys av de respektive teknikernas produktionsförluster i driftfall 8.

Tabell 24: kvantifiering av teoretiskt utebliven vätgasproduktion givet 100% elektrisk verkningsgrad för driftfall 8 där jämförelse görs mellan förvarning om aktivering och driftfall utan förvarning.

<i>Teoretiskt utebliven vätgasproduktion [MWh]</i>				
Vid förvarning om aktivering				
	<b>AEL</b>	<b>PEM</b>	<b>SOEC</b>	<b>AEM</b>
<i>Nedrampning</i>	-	0,08	-	0,03
<i>Upprampning</i>	-	0,08	-	0,07
<b>Summa</b>	-	<b>0,17</b>	-	<b>0,10</b>
Utan förvarning om aktivering				
	<b>AEL</b>	<b>PEM</b>	<b>SOEC</b>	<b>AEM</b>
<i>Nedrampning</i>	nödstopp	0,08	nödstopp	0,03
<i>Upprampning</i>	30,00	0,08	150,00	0,07
<b>Summa</b>	<b>30,00</b>	<b>0,17</b>	<b>150,00</b>	<b>0,10</b>

#### 4.3.9 Driftfall 9

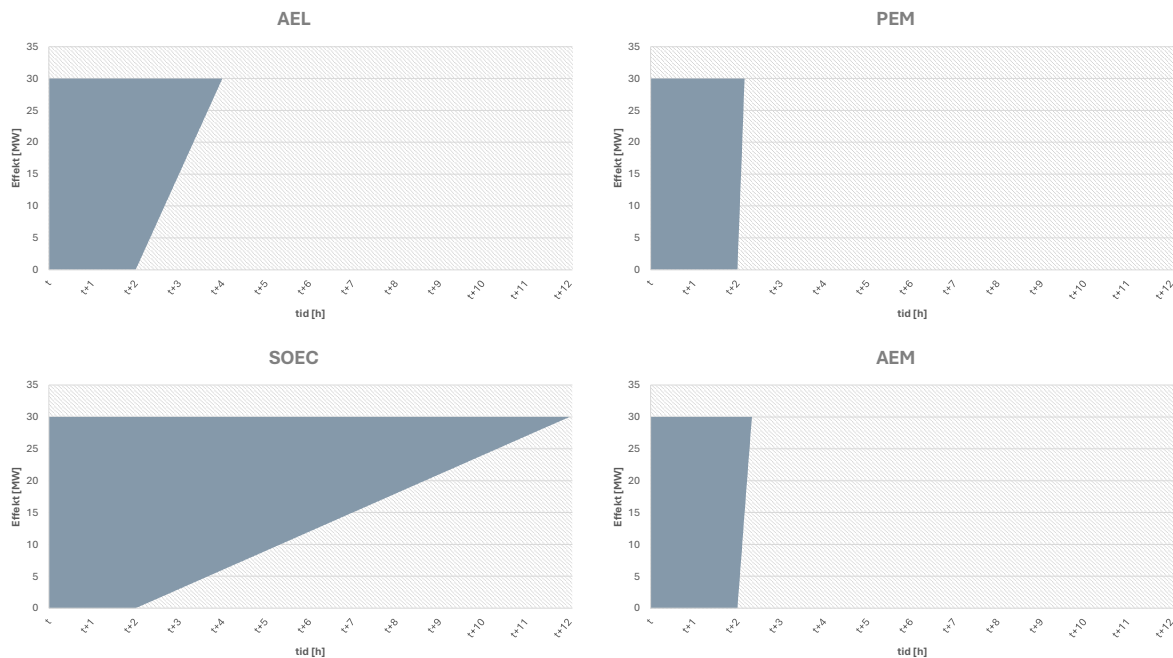
I driftfall 9 genomförs, som beskrivet under 3.4.2, ett nödstopp för att elektrolysörerna ska agera som snabbt regionalt nätvarm med respons på sekundnivå. Här skiljer sig prestandan för de olika teknikerna i deras tid för kallstart eftersom ett omedelbart avbrott i produktion antas för nödstopp. För SOEC uppgår kallstarten till tio timmar, för AEL två timmar, för PEM tio minuter, och för AEM 20 minuter.

I tabell 25 syns den totala tiden från nödstopp till att åter producera på 100% för respektive teknik, där antagandet görs att teknikernas system behöver 2 timmar för återställning efter genomfört nödstopp. Här syns exempelvis att denna tid blir betydligt längre för SOEC jämfört med PEM och AEM, vilket har tydliga implikationer för respektive tekniks lämplighet i situationer där snabb bortkoppling är av betydelse för elsystemets flexibilitet.

Tabell 25: Total tid från nödstopp till återgång till 100 % effekt för respektive elektrolysteknik.

<i>Elektrolysteknik</i>	<i>Total återstarttid (inkl. återställning och kallstart)</i>
<i>AEL</i>	4 timmar
<i>PEM</i>	2 timmar och 10 minuter
<i>SOEC</i>	12 timmar
<i>AEM</i>	2 timmar och 20 minuter

I figur 31 nedan syns produktionsbortfall för driftfallet för respektive teknik, givet momentan avstängning av systemen och en återhämtning på 2 timmar innan uppstart kan ske igen. Detta bortfall kvantifieras sedan i tabell 26. Observera att produktionsbortfall under avstängning kan variera beroende på hur länge elektrolysörerna är avstängda.



Figur 31: visar teoretiskt utebliven vätgasproduktion givet 100% elektrisk verkningsgrad i driftfall 9.

Tabell 26: kvantifiering av teoretiskt utebliven vätgasproduktion givet 100% elektrisk verkningsgrad för driftfall 9.

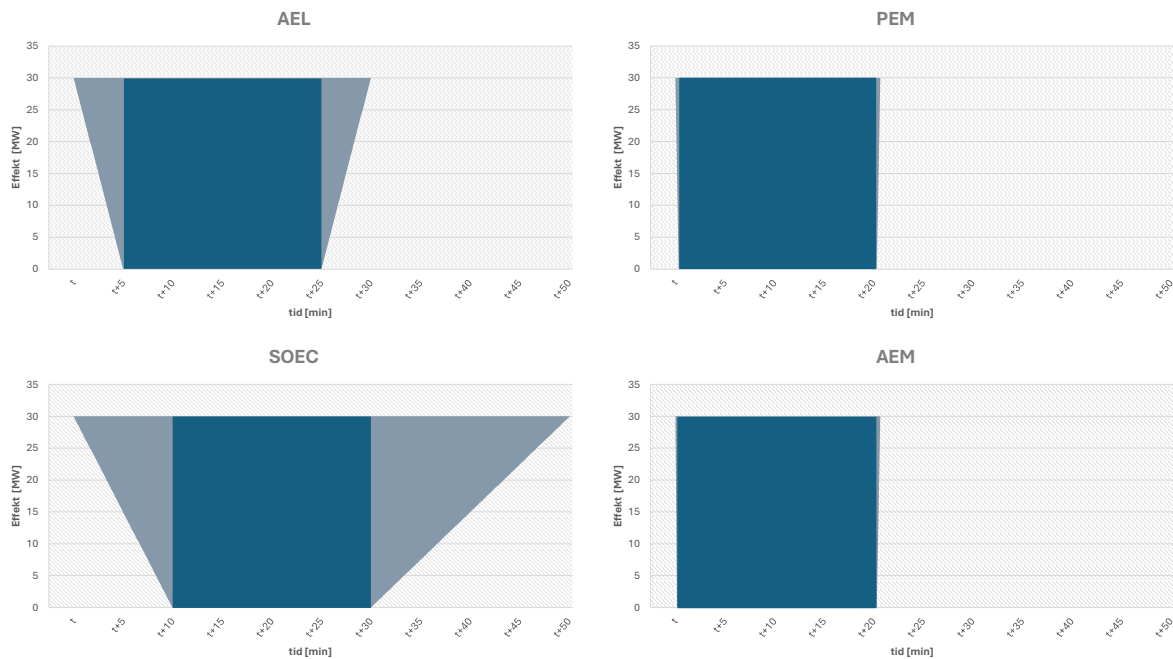
<i>Teoretiskt utebliven vätgasproduktion [MWh]</i>				
	<b>AEL</b>	<b>PEM</b>	<b>SOEC</b>	<b>AEM</b>
<i>Nedstängning</i>	-	-	-	-
<i>Avstängning</i>	60,00	60,00	60,00	60,00
<i>Kallstart</i>	30,00	2,50	150,00	5,00
<b><i>Summa</i></b>	<b>90,00</b>	<b>62,50</b>	<b>210,00</b>	<b>65,00</b>

#### 4.3.10 Analys

Från resultat av driftfallen syns tydliga mönster mellan de olika teknikerna och dess flexibla förmåga, där AEM och PEM har snabbast respons följt av AEL och sedan SOEC. Detta är tydligt i samtliga driftfall och indikerar, likt intervjuer och litteraturstudie, att AEM och PEM möjliggör snabbast flexibilitet på elnätet. AEL uppvisar en relativt god flexibilitet, dock långsammare än de två tidigare nämnda teknikerna, medan SOEC påvisar de långsammaste ramp-tiderna.

Även om produktionsförluster i driftfallen beräknades utefter en teoretisk elektrisk verkningsgrad på 100% kan tydliga mönster identifieras även här för de respektive teknikerna för varje driftfall. Här syns tydligt att SOEC i samtliga driftfall påvisar störst produktionsbortfall på grund av sina långa ramp-tider medan de för AEM är lägst, givet teknikens snabba ned- och upprampningstid. Således kan slutsatsen från driftfallen dras att flexibilitetsleverans från AEM kommer vara minst kostsam vad gäller utebliven produktion, följt av PEM och sedan AEL. SOEC kommer generera störst kostnader för produktionsbortfall. Detta ger vidare indikationer på att krav för ersättning från flexibel drift troligtvis kommer vara högst för SOEC, följt av AEL.

I driftfallen tar resultat inte hänsyn till uthållighetstid för de flexibla resurserna. I stället nämns detta i de specifika fall där AEM är den enda tekniken som kan rampa ned till den efterfrågade dellasten. Figur 32 nedan visar ett exempel där uthållighetstiden är 20 minuter för en nedrampning till 0%. Här syns att produktionsförlusten (det blå området) är densamma för samtliga tekniker under tiden deras flexibilitet är fullt aktiverad, vilket motiverar valet att inte se till uthållighet för de olika driftfallen.



*Figur 32: total teoretiskt utebliven vätgasproduktion i driftfall 1, givet en uthållighetstid på 20 minuter, de grå områdena visar produktionsbortfall under ned- respektive upprampning, det blå området visar produktionsbortfall under uthållighetstiden.*

Från resultaten av driftfallen kan även konstateras att SOEC i många fall kräver en förvarning för att kunna agera inom responstider på 1–5 minuter. För AEL gäller detta snarare responstider på 1 minut. Nedstyrning i produktion innebär dock att kostnader för produktionsförluster uppstår under den tid elektrolysörerna producerar på lägre last, vilka skulle kunna överskrida intäkterna från den efterfrågade flexibiliteten. Att få tillräcklig ersättning från elnätsoperatören för sin tillgänglighet blir i dessa fall av vikt för vätgastillverkaren. Däremot kan denna ersättning bli stor om fönstret för avrop är långt eller om dellasten på vilken vätgasproducenten

producerar på är låg, vilket syns i resultat från driftfall 4–8 och kan troligen hindra elnätsoperatörer från att använda SOEC och AEL för snabb flexibilitet.

Ju närmare leveranstimmen, desto säkrare blir prognoser för kapacitetsbrist i elnätet<sup>6</sup>. Således kan tänkas positivt att vätgasproducenter får förvarning så nära inpå nedreglering som möjligt för att undvika onödiga nedregleringar under lång tid och därmed minska förlorad vätgasproduktion. I resultat syns att den längsta tiden en teknik behöver för att förbereda sig att producera på en lägre dellast är 6 minuter och gäller för SOEC i driftfall 7. För att helt styra ned sin produktion kräver SOEC däremot 10 minuter, vilket indikerar att detta är den längsta tid någon av teknikerna kräver för förvarning om aktivering, då SOEC innehar längst ramp-tid. Att få en förvarning så tätt inpå leverans skulle därmed kunna stärka SOEC:s och AEL:s möjlighet att bidra med snabb flexibilitet då detta genererar lägre produktionsförluster för dessa tekniker.

Däremot kan en längre förvarningstid, exempelvis redan dagen innan, enligt intervjuer möjliggöra produktionsplanering för vätgasproducenterna och medföra möjligheter att lagra vätgas inför kommande nedstyrning, planera hur stackar skall styras eller genomföra andra åtgärder för att minimera påverkan på vätgasproduktion eller nedströms aktörer vid en nedstängning. Alltså kan förvarning vara fördelaktigt för samtliga elektrolystekniker, även om de kan leverera den efterfrågade flexibiliteten inom responstiden, för att möjliggöra planering kring denna flexibilitetsleverans.

Alternativet för de fall där förvarning inte ges är i driftfallen 4–8 att nödstopp genomförs, vilket resulterar i betydande produktionsförluster. Däremot är dessa lägre för AEL, där resultat av utebliven produktion indikerar att tekniken endast behöver producera på en lägre dellast i 2–3 timmar för att vara jämförbart med ett nödstopp. Därmed bör beaktas hur långa uthållighetstider som upphandlas för flexibilitet på lokala flexibilitetsmarknader, där längre tidsfönster skulle kunna generera produktionsförluster i linje med de för nödstopp. Detta skulle därmed kunna tolkas som att nödstopp i vissa fall är att föredra framför att styra ned under en längre tid, ifall stora förluster genereras av en lägre dellast. Dock pekar Swecos kartläggning över svenska pilotprojekt för lokala flexibilitetsmarknader (Sweco, 2025) på uthållighetstider på en timme för varje produkt som upphandlas på marknaderna, vilket indikerar att nödstopp inte troligt skulle generera lägre förluster än nedreglering innan tiden  $t-x$ .

Vidare pekar resultat på att regelbundna start- och stoppcykler kan resultera i degradering på elektrolysanläggningen, vilket kan minska elektrolysörernas effektivitet samt öka kostnader för reparation och nya investeringar. Således bör nödstopp undvikas för flexibilitetsleverans och i de fall förvarning inte kan ges eller bedöms olönsamt, bör i stället andra metoder för flexibilitet anskaffas.

Alltså kan sägas att de driftfall där SOEC och AEL behöver styra ned produktion för att leverera flexibilitet troligtvis kommer bedömas olönsamma av både elnätsoperatör och vätgasproducent. Detta gäller under förutsättning att förvarning inte kan ske tätt inpå leveranstimme och därmed minimera produktionsförluster till följd av produktion på lägre dellast. Dock uteblir då chansen

---

<sup>6</sup> Arne Berlin, Affärsstrateg, Vattenfall Eldistribution AB, Samtal angående examensarbete, 30 mars 2026

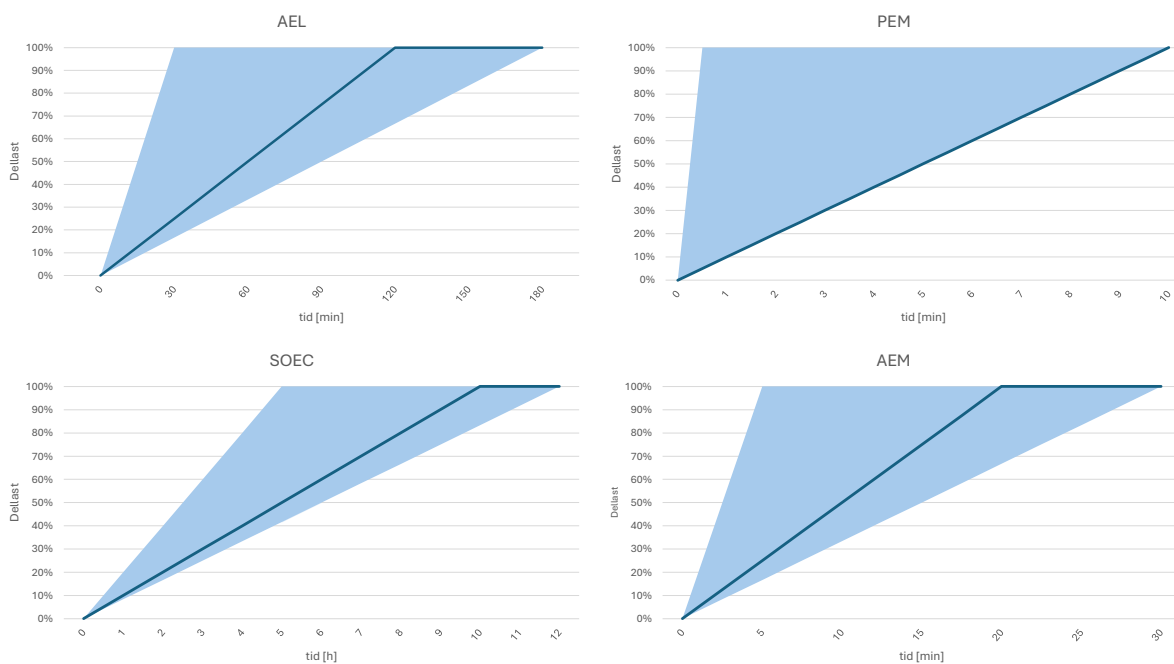
för vätgasproducenten att planera sin produktion, vilket kan tänkas utgöra ett hinder för deras vilja att agera flexibelt. Slutligen kan därför sägas att driftfallen pekar på att AEM och PEM bör väljas för flexibilitet med responstid under en minut. AEL kan däremot agera flexibelt på cirka 5 minuter medan SOEC snarare är lämpligt för flexibilitet på cirka 10 minuter.

## 4.4 Känslighetsanalys

I detta avsnitt diskuteras resultaten av den känslighetsanalys som presenteras i 3.4.4, där driftfallens resultat analyseras utifrån inverkan av de olika flexibilitetsparametrarna.

Gemensamt för alla parametrar är att AEM hade minst antal källor att utgå ifrån vid antaganden, vilket kan tänkas resultera störst osäkerheter för denna teknik. Detta tros vara en följd av teknikens relativa omognad jämfört resterande tekniker. Vidare syns inte heller i diagrammen hur många källor som uppgivit vissa data, vilket kan resultera i att somliga antaganden för driftfallen kan se mer osäkra ut än vad källor faktiskt uppger. Dessa källor och deras data kan dock ses i tabell 8 och 9 under 4.1.2 och diskuteras även nedan för respektive parameter.

### 4.4.1 Kallstartstider



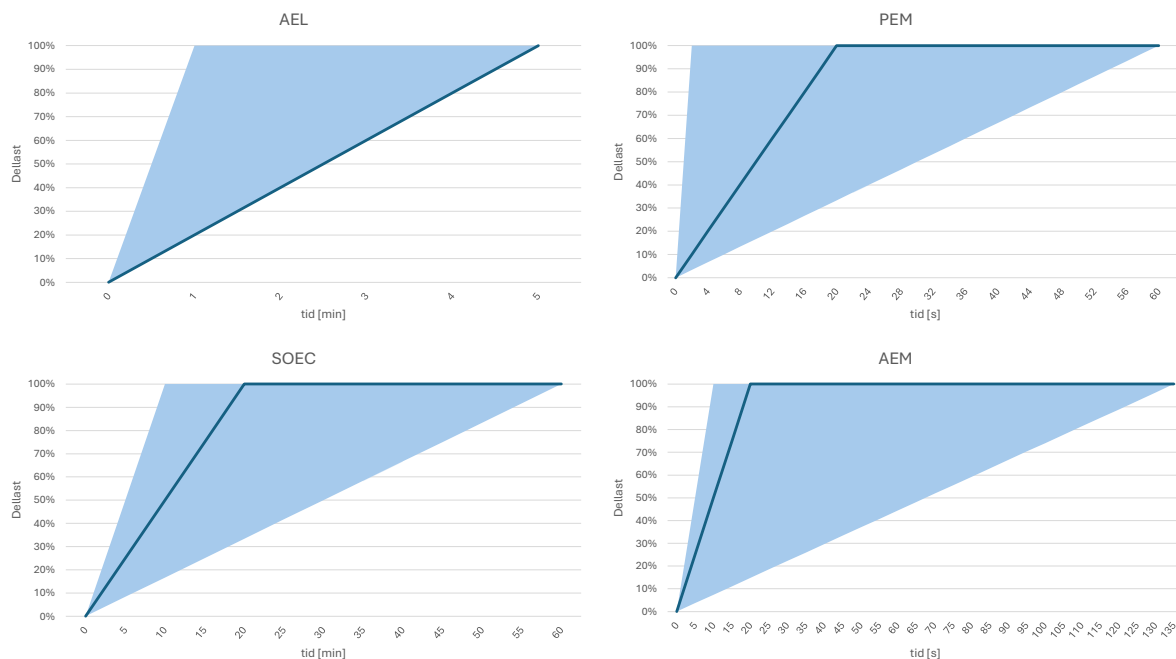
Figur 33: visar det osäkerhetsintervall (ljusblått) samt antagande (mörkblått) för driftfallen för kallstartstider.

I figur 33 syns att antagandet för kallstartstid för de studerade driftfallen befinner sig i den högra delen av osäkerhetsområdet, vilket tyder på att antaganden för denna parameter kan vara lite längre än vad genomsnitt från källornas intervall uppger. Detta skulle kunna indikera kortare tider för uppstart av systemen än vad resultaten i driftfallen anger. Återigen hänvisas dock till tabell 8 och 9 under 4.1.2, där det tydliggörs att en majoritet av källorna uppgivit kallstartstider likt antaganden för driftfallen, vilket styrker dess trovärdighet.

För SOEC exempelvis, uppger alla källor, förutom en, kallstarttid mellan 7 och 12 timmar. Resterande källa uppger kallstarttid på över 5 timmar, vilket skulle kunna innebära en mycket längre kallstarttid än så. Därmed anses antagandet som gjordes för kallstart för SOEC vara rimligt. Detsamma gäller för AEL, där de flesta källorna angav kallstartstider mellan 1 och 3 timmar, medan endast en angav 30 minuter. Således ser antagandet här pessimistiskt ut, men stämmer bättre överens med källorna än vad som syns i figuren.

Trots att antaganden kan generera osäkerheter i resultaten finns ändå tydliga mönster att peka på mellan de olika teknikerna. Exempelvis syns att både PEM och AEM startar på under 10 respektive 30 minuter, oavsett källa. AEL behöver längre tid, snarare en eller ett par timmar, medan SOEC har betydligt längre uppstarter på över 5 timmar, förmodligen mer. Dessa resultat styrker att de generella slutsatser som dragits från de driftfall där kallstarttid genomförs är rättvisande för jämförelse mellan teknikerna.

#### 4.4.2 Varmstartstider



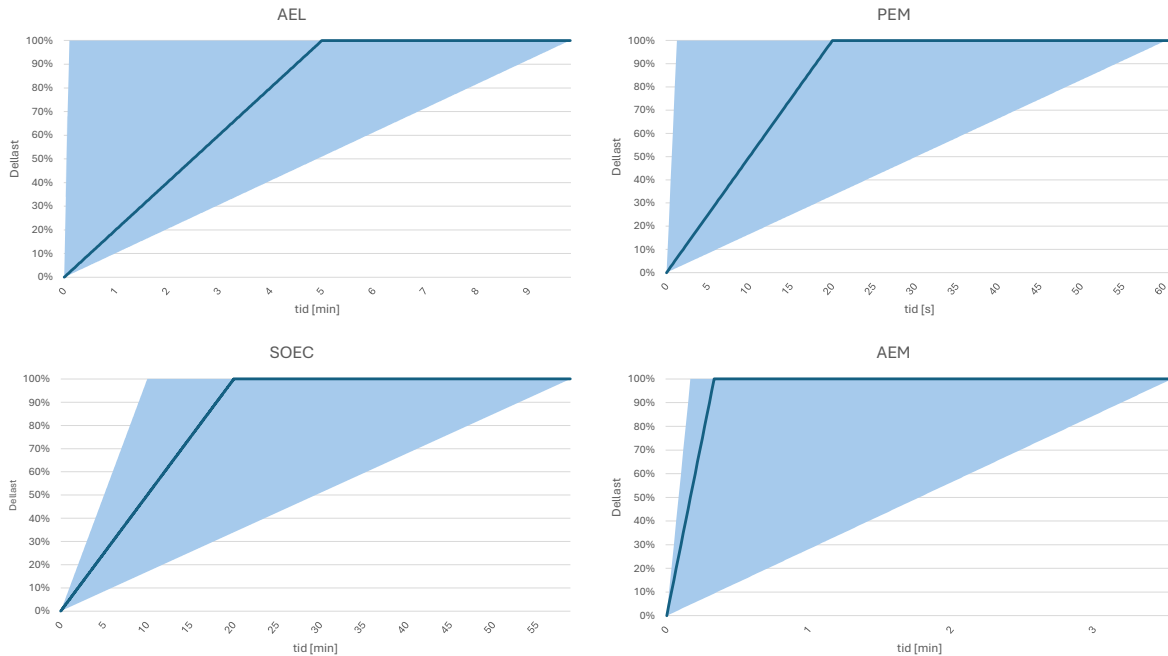
Figur 34: visar osäkerhetsintervall (ljusblått) samt antagande (mörkblått) för driftfallen för varmstartstider.

Figur 34 visar det antagande som gjordes för varmstartstider för de olika teknikerna och deras respektive osäkerhetsintervall. För varmstart valdes, som anges i 3.4.1, att anta tider likt de upprampningstider som främst olika datablad angivit. Detta då vissa intervjupersoner indikerade dessa flexibilitetsparametrars korrelation i sina svar.

Här kan sägas att ett optimistiskt antagande har gjort för AEM och ett pessimistiskt för AEL, vilket skulle kunna tyda på att förluster under varmstart för AEL är lägre än vad driftfallen anger, medan de för AEM är högre. Dock kan även i denna figur utläsas tydliga mönster, där AEM och PEM har uppstartstider under en eller ett par minuter, medan AEL behöver flera

minuter att starta upp. SOEC, å andra sidan, kräver stundtals uppåt en timme för varmstart och påvisar även störst spridning i sitt intervall, vilket kan indikera störst osäkerheter i resultaten för denna teknik.

### 4.4.3 Upprampningstider

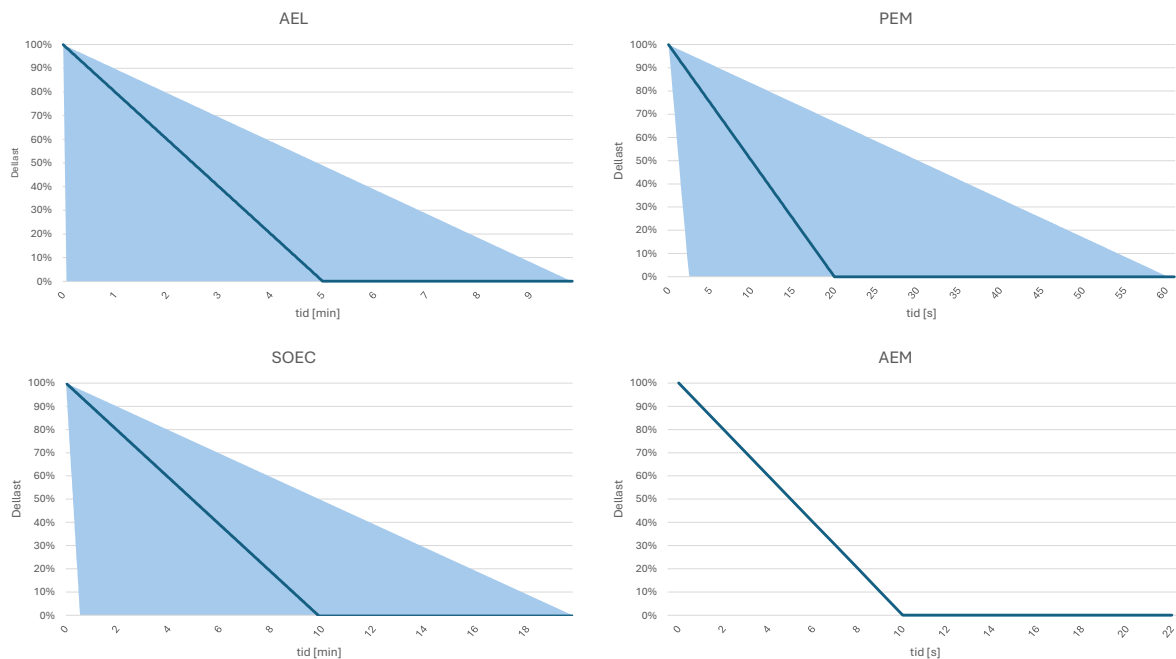


Figur 35: visar osäkerhetsintervall (ljusblått) samt antagande (mörkblått) för driftfallen för upprampningstider.

Av figur 35 att döma syns att ett optimistiskt antagande kan ha gjorts för AEM vad gäller upprampningstid. Däremot fanns endast två datapunkter att utgå ifrån, ett datablad och en vetenskaplig källa, där datablad valdes som primär källa att utgå ifrån. Upprampningstiden minskades dock ändå något, både på grund av källan från litteraturen, och för att bättre matcha upprampningstid för PEM. Denna valdes att ta hänsyn till på grund av de fåtal datapunkter som fanns för AEM och att intervjuresultat påvisade liknande egenskaper för flexibilitet hos PEM och AEM. Detsamma kan sägas om upprampningstid för SOEC. Även här resulterade val av datablad framför litteratur i att upprampningstiden som antogs uppfattas som ett optimistiskt antagande. Detta är dock på grund av långa upprampningstider från litteratur. Däremot skulle känslighetsanalysen för denna parameter kunna indikera att förluster under upprampning i driftfallen är lägre än vad som givits i ett verkligt scenario.

Även för denna parameter syns störst spridning för SOEC mellan olika källor och återigen indikerar detta att större osäkerheter kan finnas i resultat för den tekniken.

#### 4.4.4 Nedrampningstider



Figur 36: visar osäkerhetsintervall (ljusblått) samt antagande (mörkblått) för driftfallen för nedrampningstider.

I figur 36 syns osäkerhetsområde samt det antagande som gjorts för nedrampningstider i de studerade driftfallen. Här syns att antagandet för AEM helt går i linje med vad alla källor uppgav som nedrampningstid för AEM. Däremot var detta endast två, vilket är färre än de andra teknikernas olika källor och skulle kunna ge upphov till osäkra resultat.

Vidare kan ses i figur 36 att PEM skulle kunna vara något långsammare i sin respons än vad driftfallen uppger och därmed inte kunna avlasta elnätet i med den hastighet som resultat uppger. Däremot kan sägas att samtliga källor för PEM angav nedrampning inom en minut, vilket styrker resultat från driftfallen, där PEM kan agera inom hela sitt lastfönster på en responstid på 1 minut. Detta anses styrka möjligheten för PEM att agera som en snabb, flexibel resurs på elnätet.

Vad gäller AEL visar intervallet att risk finns att tekniken inte klarar av driftfall med full responstid på under 5 minuter. Detta kan därför behöva beaktas vid implementering av denna teknik som flexibilitet i elnätet, där varje enskilt fall bör utvärderas. Däremot är samtliga källor eniga om att tekniken kan rampa ned till 0% inom 10 minuter.

Vad gäller SOEC syns, likt övriga flexibilitetsparametrar, en betydligt större spridning på nedrampningstider från det källmaterial som hittats. Även om valet av att utgå från datablad anses styrka trovärdigheten i resultaten, och att detta antagande ger ett genomsnittligt värde av nedrampningstid från de olika källorna, gör oenigheten mellan dessa att resultat från driftfallen kan vara osäkra. Av somliga källor att döma kan SOEC inte rampa ned inom 15 minuter, vilket kan vara problematiskt för tekniken att delta som flexibilitetsresurs i elnätet. Å andra sidan

pekar vissa källor på att SOEC kan nå 0% last på en knapp minut. Detta tyder på att SOEC troligen bör utvärderas från fall till fall om den är lämplig för flexibel drift eller ej.

## 4.5 Elektrolysörernas bidrag till hantering av de tre identifierade problemområdena.

I detta avsnitt besvaras FF3 utifrån litteraturstudie, intervjuer och driftfall genom triangulering. Först besvaras om och hur de olika elektrolysteknikerna kan bidra till att hantera de identifierade problemområdena. Vidare beskrivs hur de respektive teknikerna skulle kunna anskaffas i elnätet. Slutligen diskuteras hur dynamisk drift av elektrolysörerna skulle kunna styras på systemnivå för att hantera degradering.

### 4.5.1 Avhjälpning för de tre identifierade problemområdena

Från resultaten kan konstateras att de olika elektrolysteknikerna, genom flexibel drift, på olika sätt kan bidra till hantering av de identifierade problemområdena i elnätet. PEM och AEM kan rampa ner på sekundnivå, medan AEL kan göra det på minutnivå. SOEC framstår som den långsammaste tekniken i detta avseende, där nedrampning enligt många källor kräver längre tidsförlopp. Vidare kan ett omedelbart avbrott genomföras vid behov för samtliga tekniker genom ett nödstoppförlopp.

Flera respondenter har nämnt att elnätet i många fall kan hantera överbelastning i upp till cirka 15 minuter. Respondent 5 påpekar även att vissa typer av nätproblem, såsom kapacitetsbrist, ofta kan förutses och därmed hanteras genom planerad flexibilitet. I dessa fall krävs sällan responstider på sekundnivå, och minutnivå kan i många fall vara tillräckligt. Respondent 7 styrker detta påstående och framhåller att kapacitetsbrist i form av termisk överlast inte behöver hanteras omedelbart, utan att ett tidsintervall på 15 minuter är tillräckligt, något som även styrks av Respondent 4. Därmed kan sägas att samtliga elektrolystekniker kan bidra till att avlasta elnätet vid kapacitetsbrist, då alla har en ramp-tid inom detta intervall. Det råder dock osäkerhet kring huruvida SOEC uppfyller detta krav, eftersom vissa källor indikerar att så är fallet, medan andra pekar på motsatsen.

Vidare påpekar Respondent 7 att det för spänningsstabilitet är mer lämpligt att kunna rampa ner snabbare, från omkring en sekund till en minut, där respons sker direkt och full effekt ges efter ungefär en minut. Vissa respondenter uppger dock att "några minuter" kan vara rimliga responstider för spänningsstabilitet. Här kan sägas att SOEC troligen är för långsam för sådana tidskrav medan AEL kan uppfylla kraven på några minuter, givet sin nedrampning till 0% på 5 minuter. AEM och PEM kan troligen bidra till hantering av spänningsstabilitet eftersom de kan rampa ned inom en minut. Däremot bestäms tidsintervall för ordinarie spänningsreglering med aktiv effekt i de avtal som sluts mellan förbrukare och nätoperatör, enligt (EU) 2016/1388, vilket skulle kunna indikera att även SOEC kan bidra till denna problemhantering, givet att nätoperatören godtar de lite längre responstiderna.

Vad gäller nätvärn kan samtliga tekniker agera inom 15 minuter, i de fall detta är godtagbart på regionnätet. Vidare kan alla tekniker förutom SOEC rampa ned till 0% inom 5 minuter, vilket

ger ytterligare möjligheter för elektrolysörer att bidra till regionalt nätvärm. SOEC kan rampa ned till 50% inom 5 minuter, vilket kan vara av värde i de fall nätvärm inte kräver att stora laster kopplas bort. Samtidigt framhåller Respondent 7 att mer akuta händelser, såsom nätavbrott, kan kräva betydligt kortare responstider, särskilt eftersom dessa situationer ofta är svårare att förutse. Vidare lyfts även att kortare responstider på 1 sekund ibland är lämpliga krav på regionalt nätvärm, enligt dialog med handledare på Vattenfall Eldistribution AB<sup>7</sup>. Här kan tänkas att nödstopp av systemen blir det mest tänkbara scenariot för samtliga tekniker för att avhjälpa vid sådana tillfällen. Ett sådant stopp är dock inte optimalt för elektrolyssystemet och dess vätgasproduktion, eftersom det ofta genomgår en kvävgasspolning där vätgasen töms ur systemet innan det åter kan tas i drift.

Sammantaget innebär detta att elektrolysteknikerna har potential att bidra till hantering av kapacitetsbrist, spänningsstabilitet och i vissa fall regionalt nätvärm, genom att reglera sin elanvändning till den nivå som krävs. Vid mer akuta situationer kan anläggningarna även stängas av omedelbart genom nödstopp. Det har även framkommit i intervjuer att det inte alltid krävs fullständig nedreglering för att hantera problemområden i elnätet, särskilt inte i större elektrolysanläggningar där effektuttaget är stort. I många fall kan en mindre nedreglering vara tillräcklig för att avlasta elnätet. Detta beror på att även små procentuella förändringar i stora elektrolysanläggningar kan motsvara tiotals megawatt i minskad elanvändning. Därtill kan delvis nedrampning ske snabbare än fullständig nedrampning. Detta styrker elektrolysörernas möjlighet att bidra till flexibilitet i elnätet, då det möjliggör även de långsammare teknikerna att bidra med flexibilitet.

En begränsning för flexibilitetsleverans är dock att de olika elektrolysteknikerna har olika start- och upprampningstider och därmed olika förmåga att snabbt återgå till full produktion. PEM och AEM kan startas upp relativt snabbt, där varmstart och upprampning kan ske på sekundnivå medan kallstart sker på minutnivå. AEL är långsammare, där varmstart och upprampning sker på minutnivå och kallstart kan ta upp till tre timmar. Däremot har AEL generellt bättre förutsättningar att återgå till full drift snabbare än SOEC och därmed erhålla lägre produktionsförluster. För SOEC är återstarten betydligt långsammare, eftersom upprampningstider och framförallt kallstartstider är längre. I de fall nödstopp sker kan detta alltså resultera i återstartstider på många timmar, givet att systemet måste återställas.

#### 4.5.2 Metoder för anskaffning

I detta avsnitt presenteras hur elektrolysteknikernas flexibilitet kan anskaffas baserat på de metoder som presenterades under 2.5.1.

##### *Lokala flexibilitetsmarknader*

Av resultat från intervjuer, litteratur och driftfall kan sägas att elektrolysörer är en tänkbar teknik att agera som flexibilitetsresurs på lokala flexibilitetsmarknader. Eftersom de olika leverantörerna av flexibilitet själva kan buda in aktiveringstid, budstorlek och uthållighet kan

---

<sup>7</sup> Arne Berlin, Affärsstrateg, Vattenfall Eldistribution AB, Samtal angående examensarbete, 23 februari 2026

vätgasproducenterna anpassa dessa parametrar till sin teknik och dess möjligheter till flexibel drift. Vidare kan de vara förberedda på en aktiveringssignal under de tider de budat in och avropats, vilket möjliggör produktionsplanering. Detta är något som flera respondenter (1, 3, 14, 15) uppger är fördelaktigt. Resultat från studiens driftfall visar även att förvarning är fördelaktigt då elektrolysörerna har större möjligheter att bidra med flexibla tjänster genom att producera på en lägre dellast innan tidsfönstret för eventuell aktiveringssignal öppnar. Detta behöver dock ställas mot den mängd produktion som uteblir i ett sådant scenario, där ersättning för utebliven produktion kan bli för stor för att elnätsbolagen skall bedöma det lönsamt att avropa elektrolystekniken för flexibilitet. Dessutom kommer vätgasproducenterna troligtvis inte buda in en flexibilitetstjänst de inte kan genomföra på ett lönsamt sätt.

För att anskaffa flexibilitet på en lokal flexibilitetsmarknad krävs att sådana finns på plats och är etablerade. Detta lyfts av Respondent 10, som menar att en tydlig marknadsplats för elektrolysörer att buda in sina flexibla resurser på är av stor vikt för dess möjlighet att bidra med flexibilitet på elnätet. Givet de initiativ som finns i EU och Sverige för att utveckla standardiserade flexibilitetsmarknader, såsom implementeringen av EU-direktivet NC DC, kan detta snart vara realitet. Koordineringen mellan olika marknader som lyfts i NC DC skulle även kunna leda till att de tekniska krav på responstid som finns på Svenska Kraftnäts stödtjänstmarknad blir aktuella även för de lokala flexibilitetsmarknaderna.

Av driftfall att döma kan sägas att alla tekniker kan bidra med tjänster motsvarande mFRR på Svenska Kraftnäts stödtjänstmarknad på en framtida flexibilitetsmarknad. Detta då samtliga tekniker av driftfallen att döma kan rampa ned till 0% inom mFRR-krav på 12,5 minuter. Dock menar vissa källor att SOEC snarare stänger ned på 20 minuter, vilket i så fall hindrar tekniken att utgöra en sådan tjänst. För flexibilitetstjänster motsvarande aFRR kan resterande tre tekniker vara potentiella resurser enligt de utvecklade driftfallen. Vissa källor pekar dock på att AEL inte klarar av tidskravet på 5 minuter och därmed kan detta vara ett hinder för AEL att leverera flexibilitetstjänster motsvarande aFRR. Vidare gäller för FCR-D, där 86% av reglerbar kapacitet ska styras ned på 7,5 sekunder, att AEM och PEM skulle kunna agera som möjlighet resurser motsvarande denna, om anläggningens och budets storlek möjliggör nedrampling inom tidsfönstret.

Därmed kan detta indikera en möjlighet för elektrolysörer att agera på både flexibilitetsmarknader och den svenska stödtjänstmarknaden. Att medverka på en lokal flexibilitetsmarknad och Svenska Kraftnäts stödtjänstmarknad samtidigt för att möjliggöra value stacking, enligt NC DC, är något Respondent 5, 6 och 13 menar är viktigt för att utnyttja sin flexibilitet till full potential. Här syns i driftfallen att tre av teknikerna kan agera enligt aFRR och alla fyra enligt mFRR, även om hänsyn bör tas till motstridiga resultat från vissa källor. Respondent 13 lyfter fram responstider enligt mFRR och aFRR som de mest kritiska att möta på regionnätet, vilket pekar på en potential för elektrolysörer att bidra till både lokala flexibilitetsmarknader och stödtjänstmarknaden samtidigt.

Vad gäller de olika teknikernas uteblivna vätgasproduktion bör detta ställas mot de intäkter som genereras på marknaden. Detta lyfts särskilt av Respondent 2, som menar att kostnaderna för att vara flexibel måste jämföras med de intäkter flexibiliteten genererar. Om

vätgasproducenterna själva kan buda in storlek och pris på en lokal flexibilitetsmarknad kan detta göras för att matcha eventuella produktionsbortfall av nedregleringen. Vätgasproducenten kan också ta hänsyn till degradering av elektrolysörerna då bud läggs på marknaden och därmed upprätthålla livslängd på sin teknik, möjlighet att planera drift av sina elektrolysörer eller att säkerställa ersättning för kostnader till följd av degradering.

Fördelaktigt för vätgasproducenter kan vidare vara att agera som *Tillgänglighets- eller Kapacitetsprodukt* på marknaden och inte enbart *Energiaktiveringsprodukt*. Detta för att generera intäktsströmmar även i de fall en aktiveringssignal inte ges inom det budade tidsfönstret. Detta säkerställer inkomst för elektrolysörernas flexibilitet trots att vätgasproduktion inte uteblir, vilket således endast genererar intäkter för vätgasproducenten. Detta blir särskilt viktigt ifall teknikerna förbereder sig på aktivering genom att producera på en lägre delast, då ersättning för utebliven produktion behövs för att göra flexibilitetsleveransen lönsam.

### ***Kapacitetsåtgärd***

Idag avser kapacitetsåtgärd avhjälpa kapacitetsbrist i transmissionsnätet, som beskrivs under 2.5.1. Däremot är målsättningen att avhjälpning för problem i underliggande nät också skall kunna erhållas med kapacitetsåtgärd, vilket gör detta till en tänkbar anskaffning av regional efterfrågefleksibilitet från elektrolysörer givet att de kan leverera flexibilitet inom de krav som sätts upp.

Svenska Kraftnäts rekommendationer för responstid på 1–2 sekunder för kapacitetsåtgärd gör det svårt för elektrolysörer att utgöra en sådan resurs i elsystemet utan att genomföra nödstopp. Detta på grund av att tiden förmodligen kommer vara för kort för teknikerna att stänga ned kontrollerat. Däremot klarar samtliga tekniker av en respons på 15 minuter, vilket möjliggör att agera som kapacitetsåtgärd givet denna utformning på avtalet. Detta kan dock ge avstängningstider på fyra till 12 timmar, vilket resulterar i en stor mängd utebliven produktion. Vidare ska resursen kunna aktiveras igen inom 24 timmar, vilket ger risk för ytterligare avsevärda produktionsbortfall.

SOEC är troligen en icke-lönsam teknik att anskaffa som kapacitetsåtgärd i elnätet då en avstängning på fyra till 12 timmar följs av en kallstart på 10 timmar. Detta skulle då betyda ett bortfall på upp till 22 timmars full produktion, för att sedan riskera liknande bortfall igen inom 24 timmar. Vad gäller övriga tekniker skulle AEM och PEM, givet deras korta uppstartstid, vara möjliga alternativ att agera kapacitetsåtgärd. För AEL ger den längre kallstarten ett större produktionsbortfall under uppstart vilket kan göra tekniken sämre lämpad att agera som kapacitetsåtgärd.

För kapacitetsåtgärd bör även degradering av elektrolysörer lyftas då regelbunden avstängning, från litteratur och intervjuer att döma, inte är fördelaktigt för elektrolysörernas livslängd. Kanske särskilt för SOEC som då kommer pendla mellan stora temperaturintervall vilket kan resultera i betydande påverkan på material i elektrolysören. Samtidigt understryker Svenska Kraftnät (2025k) att händelser som kräver aktivering av kapacitetsåtgärder sker sällan, vilket

kan tänkas öka viljan att delta som elektrolysanläggning då det genererar intäkter för tillgänglig flexibilitet.

### ***Villkorade avtal***

Villkorade avtal är också ett tänkbart sätt att anskaffa flexibilitet från elektrolysörer i regionnätet. Ett exempel på detta är Respondent 11, som har ett villkorat avtal för sin vätgasanläggning idag. De villkorade avtalen kan utformas utifrån respektive elektrolysteknik och dess flexibilitetskaraktär. Till exempel kan krav på responstid och ersättning regleras utifrån teknikens förmåga till att styra ned olika snabbt samt utifrån den vätgasproduktion som förväntas utebli. Detta kan även tänkas eliminera behovet av förvarning, då responstider kan anpassas utefter den elektrolysteknik som anskaffas för flexibilitet, vilket i sin tur kan minska onödig utebliven vätgasproduktion.

Däremot kommer troligen vätgasproducenter som använder AEL och SOEC vilja ha en större ersättning på grund av den produktion som uteblir av längre start- och ramp-tider, vilket kan resultera i betydande kostnader för nätägaren att anskaffa deras flexibilitet. Likt lokala flexibilitetsmarknader kan detta resultera i att dessa tekniker, kanske främst allt SOEC, i lägre grad anskaffas som flexibel resurs, medan AEM och PEM är att föredra för elnätsägaren då de troligen blir billigare att nyttja på grund av lägre ersättning för flexibilitet.

Respondent 14 uppger att det är särskilt viktigt att beakta skillnader från fall till fall när möjlighet till flexibilitet undersöks, då olika elektrolystekniker i olika kontexter ger olika möjlighet till flexibilitet. Villkorade avtal skulle således kunna vara en möjlig lösning, där avtalet utformas för den specifika kontexten. Däremot menar Respondent 13 att det då är viktigt för vätgasproducenten att få en prognos från elnätsbolaget för hur ofta och mycket man kommer tvingas reglera sin produktion för att kunna fatta beslut för investeringar. Respondent 11 uppger i sin intervju att det bör bli enklare att få villkorade avtal idag och även Respondent 6 och 7 uppger att dessa kan vara bra alternativ för effektivt nätutnyttjande medan elnätet byggs ut. Det kan även tänkas ett bra alternativ för att anskaffa flexibilitet medan lokala flexibilitetsmarknader utvecklas och etableras.

### **4.5.3 Aspekter att beakta vid styrning**

Det finns flera aspekter att beakta när det gäller hur elektrolysörer, genom dynamisk drift, kan bidra till flexibilitet i elsystemet. Exempelvis bör start- och stoppecykler minimeras, eftersom dessa enligt både litteraturen och intervjustudien orsakar mest degradering. Fullständig nedstängning eller nödstopp bör därför främst användas vid regionalt nätvärn eller andra nödsituationer, snarare än som en rutinmässig strategi för flexibilitet.

En aspekt som flera respondenter lyfter fram vid styrning av elektrolysanläggningar är möjligheten att arbeta med flexibilitet på systemnivå snarare än att reglera samtliga stackar på likadant. I stället för att reducera lasten parallellt i alla stackar kan vissa stängas av eller köras dynamiskt, medan andra fortsätter att köras vid mer konstant drift. En sådan strategi möjliggör en viss delast på systemnivå samtidigt som alla stackar inte behöver utsättas för dynamisk drift, vilket kan bidra till att begränsa degradering i systemet som helhet.

Respondent 2 framhåller exempelvis att en kontrollerad nedstängning och uppstart av endast några stackar kan vara en mer lämplig strategi än att sänka effekten i alla. I stället för att rampa ner samtliga stackar till exempelvis 25 % kan hälften stängas av medan den andra hälften fortsätter att köras vid 50 % last. Samma koncept lyfts av Respondent 13 och 14, att stackar kan styras olika för att optimera livslängden men samtidigt uppnå en lägre dellast på systemnivå. Liknande resonemang lyfts av Respondent 3, som menar att vissa stackar i ett system kan användas mer dynamiskt medan andra kan köras mer kontinuerligt. På så sätt kan vissa stackar drivas vid sin mest effektiva dellast medan andra används för att hantera variationer och flexibilitetsbehov. Respondent 11 beskriver även en strategi som används i deras system, där elektrolysören körs på exempelvis 20 % under halva uthållighetstiden, i stället för att köras på 10 % dellast under hela uthållighetstiden. Därmed kan drift vid för låga dellaster undvikas. Sammantaget pekar dessa resonemang på att styrning på systemnivå kan vara en viktig strategi för att kombinera flexibilitet i elsystemet med hänsyn till elektrolysörernas effektivitet och livslängd.

En annan aspekt som lyfts av flera respondenter är möjligheten att kombinera olika elektrolystekniker i ett hybridsystem för att utnyttja deras olika driftsegenskaper. Genom att integrera tekniker med olika dynamiska egenskaper kan systemet både upprätthålla en stabil basproduktion och samtidigt erbjuda flexibilitet för att hantera variationer i elsystemet. Respondent 3 beskriver exempelvis ett hybridkoncept där PEM och AEL kombineras i samma system. I en sådan lösning kan PEM hantera snabba förändringar i effekt genom att rampa upp och ner snabbt, medan AEL kan stå för en mer stabil och kontinuerlig produktion. Vid nedrampling kan PEM därmed minska sin produktion snabbare medan AEL rampa ner långsammare, vilket gör att systemen kan mötas vid en gemensam driftpunkt. Även Respondent 12 lyfter möjligheten att använda ett hybridsystem där AEL fungerar som basproduktion medan PEM används som ett mer flexibelt komplement för att hantera variationer i effektuttaget. En sådan kombination kan potentiellt möjliggöra både hög produktionseffektivitet och god flexibilitet i relation till elsystemets behov.

## 5 Diskussion

I detta avsnitt diskuteras studien och dess resultat utifrån olika aspekter. Först presenteras hur studien har bidragit till att fylla det identifierade forskningsgapet och resultat diskuteras även utifrån andra studier. Vidare lyfts andra aspekter som är viktiga att beakta för elektrolysörernas möjlighet till att utgöra flexibilitetsresurser i elsystemet, men som är utanför studiens omfattning. Senare diskuteras studiens metod samt dess osäkerheter och slutligen presenteras aspekter att undersöka i framtida forskning på områdena elektrolys och elnätsflexibilitet.

### 5.1 Studiens bidrag till att besvara dess forskningsgap

Denna studie har bidragit till att fylla det forskningsgap som presenterades i avsnitt 1. Genom kartläggning av etablerade vattenelektrolystekniker och dess flexibilitetskaraktistik samt hur dynamisk drift kan påverka elektrolysörer i allmänhet samt de respektive teknikerna, har analys kring hur elektrolysörer kan nyttjas som flexibilitetsresurs kunnat göras. Vidare har studien utvecklat ett antal driftfall som kvantitativt undersöker de respektive teknikernas prestanda i olika fall av flexibilitetsleverans. I dessa driftfall har även elektrolysteknikernas flexibilitetskaraktistik primärt bottnat i datablad och insikter från intervjuer, vilket styrker dess tekniska och marknadsmässiga relevans.

Resultaten från studien har mynnat ut i att besvara hur de respektive teknikerna kan bidra till hantering av tre identifierade problemområden i elnätet, hur dess flexibilitet kan anskaffas i regionnätet samt vilka aspekter som finns att beakta vid dynamisk drift. Därmed kan denna studie användas av elnätsoperatörer på regionnätet, som genom studiens resultat kan utvärdera hur en nyetablering av vätgasproduktion kan generera elnätsflexibilitet och bidra till hantering av problem i elnätet. Dessutom indikerar resultaten hur flexibilitet från elektrolysörerna kan anskaffas samt vilka metoder för anskaffning; lokal flexibilitetsmarknad, kapacitetsåtgärd eller villkorade avtal, som är lämplig för respektive teknik. Därmed ges underlag för hur elnätsoperatörer och vätgasproducenter kan sluta avtal och interagera på en lokal flexibilitetsmarknad. Alltså kan sägas att regionnätsägare, med resultaten från detta arbete, har ett underlag för att utvärdera hur storskalig elektrolys kan integreras i ett belastat elnät för att utnyttja nätets fulla potential samt möjliggöra fler kunder att ansluta inom kortare tidsfönster, medan nätutbyggnad sker eller utan att detta krävs.

För vätgasproducenter kan denna studie ge underlag för att utvärdera hur bidrag till flexibilitet kan ske, samt hur denna eventuella flexibilitet kan påverka elektrolysörernas livslängd samt vätgasproduktion. Resultaten kan även belysa vätgasproducenternas möjlighet till nya intäktsströmmar och snabbare anslutning till följd av flexibilitetsleverans samtidigt som dessa fördelar kan ställas mot förlusten av vätgasproduktion, vilket möjliggör investeringskalkyler och bedömning huruvida flexibel produktion är lönsam eller ej.

Däremot är det relevant att, för varje nyanslutning, utvärdera hur den specifika anläggningen presterar i en specifik kontext. Detta då resultat påvisar att flexibilitetskaraktistik och möjligheter till flexibilitet kan skilja sig beroende på leverantör av tekniken, dess kringssystem, upp- och nedströms processer samt ekonomiska aspekter. Utvärdering av varje specifikt fall är

relevant att genomföra både från nätägarens perspektiv och vätgasproducenten, för att bedöma lönsamhet för just denna etablering. Detta är även något som understryks av respondenter i studiens intervjuer samt i en rapport av Edvall och Hamon (2024) som belyser tekno-ekonomiska aspekter av elektrolysörer som flexibilitetsresurs.

Däremot kan generella slutsatser dras från studiens resultat, där tydliga skillnader kan identifieras mellan olika tekniker och dess flexibla förmåga vilket ger en indikation på hur de respektive teknikerna kan agera flexibelt på regionnätet. Resultaten från denna studie pekar, liksom Edvall m.fl (2022), på att AEL, AEM och PEM kan agera flexibelt inom ramen för mFRR och aFRR. Skillnaden är dock att, medan tidigare nämnd studie menar att AEL är tillräckligt snabb för respons motsvarande aFRR, lyfter denna studie att AEL kan vara för långsam för denna tidsram, beroende på vad olika källor uppgår samt storlek på nedregleringen. Vidare påvisar denna studie att SOEC skulle kunna vara flexibel inom 12,5 minuter och således bidra till mFRR, något som inte anges av Edvall m.fl (2022). Däremot pekar denna studie i samma riktning som de angivna författarna, där resultaten understryker stora möjligheter för elektrolysörer att bidra till flexibilitet i elnätet, vilket möjliggör fler anslutningar till regionnätet samt möjliggör större nyttjande av nätets kapacitet.

En annan studie av Roupe m.fl. (2024) undersöker flexibel produktion av vätgas genom vattenelektrolys för att bidra till stödtjänstmarknaden. Här studeras dock inte AEM, utan endast AEL PEM och SOEC. Författarna anger ramptider för AEL och PEM som är snabbare än de som antagits för driftfallen i denna studie och dessa svarar snarare mot de snabbaste tiderna som hittats i litteraturstudien. Vad gäller SOEC anges en total upprampning på 1 minut, vilket inte stämmer med de källor i denna studie uppgår. Däremot uppges kallstarttider för teknikerna motsvarande de som anges i denna studie. Slutligen pekar författarna på, liksom antaganden som gjordes i driftfallen i detta arbete, att ramp-tider för elektrolysteknikerna motsvarar dess varmstarttider, vilket styrker antaganden som gjordes i utvecklingen av examensarbetets driftfall.

Roupe m.fl. drar vidare slutsatsen att PEM bedöms mest lämplig för flexibilitet givet korta ramp- och starttider, vilket styrker resultat i denna studie. Däremot lyfts att AEL och SOEC bör kombineras med andra tekniska system som kan möjliggöra snabbare responstider för dessa tekniker i de fall de ska leverera flexibilitet mot stödtjänstmarknaden, något som resultaten i denna studie delvis motsäger. Resultat från litteratur, intervjuer och driftfall pekar på goda möjligheter för AEL att bidra med flexibilitet där responstider liknar mFRR och kanske även aFRR. SOEC kan troligen bidra med mFRR, dock bör hänsyn tas till att dess kringssystem troligtvis minskar incitament att göra detta. Alltså kan sägas att Roupe m.fl. (2024) pekar på samma mönster hos elektrolysteknikerna som resultat i denna studie påvisar, däremot finns skillnader i specifika data samt de slutsatser som dras.

I en studie publicerad av ENTSO-E (2022) studeras också AEL, PEM och SOEC. Där undersöks hur de kan agera flexibelt i elnätet genom att agera på stödtjänstmarknaden samt bidra till hantering av kapacitetsbrist. Likt denna studie lyfts PEM och AEL som de tekniker med störst möjlighet att bidra som flexibla resurser, där båda tekniker kan svara mot mFRR-tjänster samt hantera kapacitetsbrist. Vidare är framstår det mer osäkert om AEL kan agera

inom ramen för aFRR, vilket även fastslås i denna studie. SOEC bedöms däremot inte lämplig för någon av tjänsterna på stödtjänstmarknaden, eller för hantering av kapacitetsbrist. Detta är slutsatser som inte stämmer överens med de dragna i denna studie, där bedömning görs att SOEC troligtvis kan agera inom ramen för mFRR och kapacitetsbrist, då tekniken enligt flera källor kan reglera ned fullständigt inom 15 minuter. Likt denna studie pekar dock författarna på brist på information om SOEC vad gäller flexibilitet, vilket försvårar bedömning av dess möjligheter till dynamisk drift mot elnätet. Slutligen understryker författarna vikten av att utveckla marknader med tydliga incitament och signaler som underlättar och gör det mer attraktivt för elektrolysörer att bidra med flexibla resurser på elmarknaden. Detta är även något resultat i denna rapport pekar på, vilket kan styrka slutsatser som dras i detta arbete.

Som diskuteras i avsnitt 1 belyser många studier att vätgasproduktion kan kombineras med förnybar elproduktion för att öka elsystemets flexibilitet (Grüger *m.fl.*, 2019; Law *m.fl.*, 2025; Zhang *m.fl.*, 2025). Däremot pekar denna studies resultat på att dynamisk drift över tid skulle kunna leda till negativa effekter på elektrolysörernas livslängd. Således kan tänkas att de driftfall som undersöks i detta examensarbete, där elektrolysörer körs på konstant drift och endast ibland rampar ned för att minska belastning på regionnätet, kan vara ett alternativ till att koppla samman förnybar elproduktion och vätgasframställning. Genom denna metod kan flexibilitet uppnås och problem på elnätet kan avhjälpas, med tänkbart resultat att lägre förslitning sker i elektrolysörerna. Kanske kan även denna aspekt vara användbar som beslutsunderlag för vätgasproducenter, som kan utvärdera vilken typ av flexibilitet som ger den bäst avkastning på dess investeringar i en elektrolysanläggning.

## 5.2 Aspekter utanför studiens omfattning

I detta kapitel diskuteras aspekter kring elektrolysörer som flexibilitetsresurs som ligger utanför studiens omfattning men som ändå är relevanta att beakta.

### 5.2.1 Nedströms processer

En aspekt som ligger utanför studiens avgränsning, men som är central i relation till resultaten, är vad som sker nedströms vätgasproduktionen, det vill säga hur vätgasen används och levereras till slutkund (Energy Systems Integration Group, 2024). Huruvida produktionen riktas mot lagring eller direktleverans påverkar i hög grad möjligheterna att förverkliga flexibilitet i elektrolyssystem. Detta eftersom en minskning eller ett avbrott i vätgasproduktion kan ge konsekvenser för användaren i det fall denna kräver en kontinuerlig tillförsel av vätgas och lagring inte finns på plats.

Flera respondenter i studiens intervjuer betonar vikten av att beakta nedströms processer i analys av flexibilitetsleverans från elektrolysörer där en respondent även menar att förutsättningar för flexibel drift varierar mellan olika användningsområden. Ett exempel som ges av en respondent i intervjustudien för en kontext där flexibel vätgasproduktion kan vara enklare att implementera, är tankstationer. Där är efterfrågan av vätgas ofta förutsägbar och lagring utgör redan en integrerad del av värdekedjan vilket generellt ger goda möjligheter att implementera flexibel drift i detta fall. Lagringen kan dimensioneras för att hantera variationer

i produktionen, vilket minskar behovet av överkapacitet av produktion i elektrolyssystemet. Detta skulle även kunna resultera i lägre investeringskostnader kopplat till lagring, då denna infrastruktur redan finns på plats.

Vidare lyfts i intervjuer och litteratur att somliga industrier, som kräver kontinuerlig leverans av vätgas, är mer känsliga för variation i vätgasproduktion vilket ställer högra krav på att lagring finns på plats. Detta belyses exempelvis i en studie av Weiss och Ikäheimo (2024) som modellerar ett system där vätgas produceras med el från vindkraft och sedan försörjer en järnindustri. Resultaten pekar på stark korrelation mellan ökad flexibel produktion av vätgas och behovet av att lagra vätgasen. Vikten av att beakta nedströms vätgasanvändning är även något som lyfts av Edvall m.fl. (2022) i deras rapport om flexibel vätgasproduktion, där lagring ses som en förutsättning för flexibel vätgasproduktion och kontinuerlig leverans av gasen till industrin som använder den. I intervjuer framhålls att tillgången till vätgaslagring i stor utsträckning avgör hur mycket och hur länge en aktör kan vara flexibel. Med tillräcklig lagringskapacitet möjliggör att elektrolysörer kan rampa ned eller stängas av under vissa perioder utan att leveranser till kund påverkas.

Ytterligare en strategi som lyfts i intervjuerna är användningen av kompletterande system som kan bidra till hantering av snabba variationer i effektbehovet. Genom att kombinera elektrolysanläggningen med exempelvis batterilager eller reservsystem såsom dieselgeneratorer, kan kortvariga och snabba förändringar i elsystemet hanteras utan att elektrolysörerna behöver regleras lika abrupt. Detta styrks även av Sun m.fl. (2025), som framhåller att energilager kan spela en viktig roll för att hantera frekventa start- och stoppcykler hos PEM. Även om studien fokuserar på PEM, kan liknande resonemang antas vara relevanta för de andra elektrolysteknikerna. Det skapar även en buffert som säkerställer eltillförsel till elektrolysören när eluttaget från nätet reduceras eller tillfälligt upphör. Vidare menar många respondenter att energilagring genom exempelvis batterisystem kan öka möjligheten till flexibilitet. Detta minskar behovet av frekventa avstängningar och kan därmed bidra till att begränsa degradering av systemet samt uppehålla konstant vätgasproduktion. Flera respondenter menar även att elektrolysörer i sig ofta har tillräckligt snabb ramp-tid för att hantera kortvariga avbrott, men att kompletterande energilager, såsom batterisystem, kan stärka systemets robusthet och flexibilitet ytterligare. För större elektrolysanläggningar kan detta däremot vara mer utmanande, eftersom batterisystem kan ha begränsningar i att leverera tillräcklig effekt.

Sammantaget indikerar resultaten att elektrolysörers faktiska flexibilitetsbidrag inte enbart bestäms av den tekniska kapaciteten, utan i hög grad även av krav och begränsningar i efterföljande led. Vidare pekar resultat på att vätgaslagring utgör en nyckelkomponent för flexibilitet: aktörer med tillgång till lagring kan anpassa sin produktion i större utsträckning, medan aktörer utan lagring i högre grad blir beroende av alternativa lösningar, såsom batterisystem, för att säkerställa kontinuerlig energitillförsel, särskilt i fall där vätgasleverans är kritisk för de industriella processerna.

## 5.2.2 Ekonomiska aspekter

En annan central aspekt att beakta för möjlighet till flexibilitet är det ekonomiska perspektivet, det vill säga hur flexibilitetsleverans och dynamisk drift påverkar kostnader och intäkter för vätgastillverkare. Även om studien är avgränsad från ekonomisk analys, är denna dimension viktig, då den i hög grad påverkar möjligheterna att implementera flexibilitet i praktiken. Exempelvis visar Sayed-Ahmed m.fl. (2024) i en studie på PEM, att teknikens leverans av elnätsflexibilitet potentiellt kan sänka driftskostnader genom dynamisk produktion. Samtidigt kan denna drift innebära ökade investeringskostnader till följd av förkortad stacklivslängd och behov av ytterligare komponenter, stödsystem och en mer komplex systemdesign för att möjliggöra flexibiliteten.

Vidare belyses detta i en rapport av Edvall och Hamon (2024), där författarna menar att flexibel drift av elektrolysörer kan innebära ökade investeringskostnader, då systemet behöver dimensioneras för att hantera dynamiska driftsmönster. Samtidigt möjliggör denna flexibilitet en reduktion av driftkostnader genom att produktionen kan anpassas till perioder med låga elpriser. Detta menar författarna understryker behovet av att göra en avvägning mellan investerings- och driftkostnader vid beslut om flexibilitetsleverans genom elektrolys.

Dessa parametrar belyses även i en artikel av Zhang m.fl (2020), där en vätgasanläggning modelleras med olika grad av flexibel drift för att jämföra hur kostnaden för vätgasproduktion varierar i de olika fallen, baserat på investeringskostnader och driftkostnader. Resultaten visar att en flexibilitet där vätgasanläggningen drivs på 80–90% av sin kapacitet ger de lägsta totala vätgaskostnaderna, där minskade driftkostnader till följd av exempelvis billigare el överstiger ökade investeringskostnader. Däremot understryker författarna att deras antagande av investeringskostnad är lågt räknat, vilket de uppger som en känslighet för deras resultat. Dock belyser resultatet från artikeln ytterligare att flexibilitetsintäkter och kostnadsbesparingar behöver vägas mot investeringskostnader och driftkostnader när flexibilitetsleverans från vätgasproduktion utvärderas. Det har även lyfts av flera respondenter i intervjustudien som menar att dessa är viktiga parametrar att beakta.

Lagring belyses också som en central ekonomisk aspekt att beakta vid analys av flexibilitetsleverans från elektrolysörer. Det betonades i intervjuer att kostnaden för lagringslösningar är en avgörande faktor för vätgasproducenter och -användare, och kan begränsa implementeringen av flexibilitet i praktiken. Detta styrks också av en studie av Pekkinen m.fl. (2026) där författarna fastslår att, för att möjliggöra variabel produktion av vätgas och samtidigt tillse leverans till industrier med ett konstant behov, kommer betydande lagerkapacitet för vätgasen krävas vilket också resulterar i stora investeringskostnader. Vidare beskrivs i samma studie också att anskaffning av vätgaslager kan innebära överdimensionering av elektrolysanläggningen, där produktionen periodvis överstiger det direkta behovet för att möjliggöra lagring av överskott. Detta fastslås även av Weiss och Ikäheimo (2024), som i sin studie påvisar en stark koppling mellan flexibel vätgasproduktion från varierande, förnybar elproduktion och överdimensionering av elektrolysanläggning. Detta styrks vidare av Edvall och Hamon (2024) i deras rapport om tekno-ekonomiska aspekter av flexibel vätgasproduktion.

Det kan även diskuteras att behovet av flexibilitet i elsystemet sannolikt inte är konstant över tid, utan snarare varierar med säsong och belastningsnivå. Efterfrågan på flexibilitet kan vara särskilt framträdande under vinterhalvåret, då effektbehovet generellt är högre (Rehnberg, 2025). Samtidigt indikerar flera aktörer att flexibel drift av elektrolysörer i praktiken kan komma att optimeras utifrån elpris snarare än elsystemets behov. Detta kan leda till att produktionen stoppas eller regleras ned naturligt av anläggningsägaren vid höga elpriser. Eftersom höga elpriser ofta sammanfaller med perioder av hög belastning i elsystemet (Fortum, utan årtal) kan en sådan styrning bidra till att reducera hög belastning i elsystemet och därmed minska behovet av flexibilitet. Detta kan vara positivt för vätgasproducenter då nedstyrning kan tänkas ske mer sällan vilket leder till lägre förluster i produktion samt minskad degradering av systemet. Samtidigt kan det leda till att eventuella investeringar som görs för att kunna leverera flexibilitet inte utnyttjas, vilket leder till lägre avkastning på investeringar för flexibilitet då vätgasproducenten inte erhåller ersättning för denna. Återigen understryks därför behovet av prognoser från elnätsoperatörer för att möjliggöra investeringskalkyler för vätgasproducenter.

En annan viktig aspekt att beakta för elektrolysteknikerna är kostnader relaterade till material i PEM. Dessa är dyra att anskaffa då tekniken kräver användning av ädelmetaller, vilka är sällsynta, utvinns av ett fåtal länder i världen samt omges av geopolitiska aspekter såsom krig och konflikter (IVA, 2024; SGU, 2025), vilket driver upp priserna på PEM:s material. Denna aspekt kan tänkas begränsa utvecklingen av PEM i de fall geopolitik driver upp priser och minskar tillgången på ädelmetaller, vilket gör att de inte kan produceras i samma utsträckning utan för stora investeringskostnader.

Dock är ädelmetaller viktiga även i den övriga omställningen av fossilfri energiförsörjning (IVA, 2024) och hanteringen av dessa är sedan 2024 en del av EU:s Critical Raw Materials Act, (EU) 2024/1252. Denna förordning avser säkerställa en trygg försörjning av kritiska råmaterial i Europa, vilket skulle kunna verka positivt för utveckling av PEM i unionen. Samtidigt menar många att AEM kan vara ett bra alternativ till PEM på grund av att denna teknik inte kräver de ädelmetaller som krävs för PEM (RISE, 2021; Li *m.fl.*, 2023; Singha Roy *m.fl.*, 2026). Således kan tänkas att stundande EU-lagstiftning kan möjliggöra PEM som en växande elektrolysteknik på marknaden samtidigt som dagens ökade geopolitiska osäkerheter kan minska utvecklingen och implementeringen av PEM men stärka incitament att utveckla och implementera AEM.

Vidare kan diskuteras att även de höga kostnaderna för SOEC hindrar dess användning som flexibel resurs i elnätet. Dess komplexa systemdesign och relaterade kostnader, som beskrivs närmare under 4.1.1, kan minska motivationen att driva anläggningen flexibelt. Om kostnader för drift och investeringar blir stora kan tänkas att vätgasproducenter vill nå så hög effektivitet i sina anläggningar som möjligt, för att få avkastning på kapital. Alternativt att de kommer kräva hög ersättning från elnätsoperatörer för dess flexibilitetsleverans. Således kan tänkas att SOEC, bortsett endast långsammare dynamiska egenskaper, har andra utmaningar som kan hindra dess användning som flexibel resurs i elnätet.

### 5.2.3 Utnyttjande av reservkapacitet

Som tidigare nämnts i rapporten är elnätet dimensionerat enligt N-1-kriteriet, vilket innebär att det finns reservkapacitet för att hantera bortfall av en enskild komponent i elsystemet utan att leveransen av el påverkas. Enligt flera respondenter utnyttjas denna reservkapacitet relativt sällan i praktiken och ur ett ekonomiskt perspektiv innebär det en potential att nyttja befintliga resurser mer effektivt. En flexibel last, såsom elektrolysörer, kan bidra till ett mer effektivt utnyttjande av elnätets reservkapacitet. Genom att använda denna kapacitet under normala driftförhållanden men samtidigt kunna reducera sin last vid behov, kan elektrolysörer frigöra utrymme när reservkapaciteten krävs för sitt ursprungliga syfte, samtidigt som nyttjandet av elnätets kapacitet ökar. Detta stöds av Grahn m.fl. (2024) som framhåller att ökad flexibilitet i elsystemet möjliggör ett mer effektivt utnyttjande av befintlig nätkapacitet. Även om detta inte explicit avser reservkapacitet, indikerar det att ett effektivare utnyttjande av elnätets totala kapacitet kan uppnås genom att i högre grad nyttja den kapacitet som annars hålls i reserv.

I en artikel av Birgitta Forsberg, publicerad i SvD Näringsliv (2025), menar även VD:n för Energiforsk, Magnus Wråke, att ett större utnyttjande av reservkapaciteten i svenska elnät skulle leda till ökad effektivitet i dess användning, minskade kostnader för nätutbyggnad samt lägre klimatutsläpp genom att fler kan ansluta till elnätet. Vidare pekar han på att detta kan möjliggöras med villkorade avtal, där kunder ansluter genom att acceptera att de stundtals inte garanteras all dess installerade kapacitet. Detta styrker även slutsatser som dras i denna studie.

En respondent i intervjustudien betonade även att reservmatning används under en begränsad del av året, samtidigt som den medför höga investerings- och underhållskostnader. Detta leder till en hög kostnad per faktisk användning, vilket stärker argumentet för att i större utsträckning utnyttja den befintliga kapaciteten i stället för att investera i ny nätutbyggnad. En annan respondent lyfte även ett samhällsekonomiskt perspektiv, där ett ökat utnyttjande av reservkapacitet kan möjliggöra tidigare och fler anslutningar av kunder. Detta kan bidra till en mer kostnadseffektiv systemutveckling, då behovet av ny nätutbyggnad minskar. Därmed kan även anslutningskostnaderna reduceras, eftersom investeringar i ny infrastruktur i vissa fall kan undvikas eller skjutas upp.

### 5.2.4 Ökade incitament att agera som flexibilitetsresurs

En annan viktig aspekt som bör undersökas vid utveckling av elektrolysörer som flexibilitetsresurser är vilka lösningar som kan öka aktörers incitament att agera flexibelt. Incitamentsstrukturer kan ses som en kritisk utmaning för att möjliggöra flexibilitet då kostnader relaterade till investering, drift, kringutrustning och installation lyfts som avgörande utgifter av flera respondenter. I en studie av Otsuki (2025) framhålls att vätgasproduktionskostnader i hög grad påverkas av elektrolysörens nyttjandegrad. Mot denna bakgrund kan det argumenteras att det finns starka ekonomiska incitament att driva kapitalintensiva anläggningar med hög utnyttjandegrad för att uppnå kostnadseffektivitet. Detta kan innebära att dyrare anläggningar i högre grad drivs kontinuerligt för att motivera investeringen, vilket kan minska incitamenten för flexibel drift. Således understryks behovet av att identifiera en optimal driftpunkt där både ekonomisk lönsamhet och systemnytta beaktas.

Behovet av långsiktiga incitamentsstrukturer och samordnad systemutveckling lyfts även av ENTSO-E (2022), där det framhålls att en storskalig etablering av elektrolysörer kräver samordnad nätutveckling, strategisk lokalisering och långsiktiga marknadssignaler för att främja investeringar.

Flera respondenter diskuterade även behovet av ekonomiska ersättningsmodeller för flexibilitet, exempelvis genom villkorade avtal. För att aktörer ska vara villiga att bidra med flexibilitet krävs att intäkterna från denna, tillsammans med intäkter från vätgasproduktion, överstiger de kostnader och produktionsförluster som uppstår. Detta lyfts även i Energimarknadsinspektionens rapport om främjande för ett mer flexibelt elsystem (2023b), där åtgärder föreslås för hur incitament kan öka genom prissignaler och korrekt ersättning för deltagande (Energimarknadsinspektionen, 2023b). Nivån på dessa ersättningar skulle kunna utformas efter hur ofta nedreglering sker, hur stor effektminskning som krävs samt vilka produktionsförluster flexibiliteten medför. Sammanfattningsvis indikerar detta att ekonomiska avvägningar mellan investering, drift, flexibilitetsintäkter och produktionsförluster är avgörande för i vilken utsträckning elektrolysörer kan fungera som en flexibilitetsresurs i elsystemet.

Vidare menar respondenter i intervjustudien att det finns andra möjligheter än ekonomisk ersättning för ökade incitament att delta som flexibel resurs i elnätet. Det lyfts exempelvis att det kan handla om åtgärder där elnätsföretag aktivt stödjer kunder i deras omställning, exempelvis genom att möjliggöra eller medfinansiera investeringar i kompletterande tekniker som möjliggör flexibilitetsleverans från vätgasproduktion. Sådana lösningar kan inkludera reservkraft, bränsleceller eller batterilager, vilka kan bidra till att minska de negativa konsekvenserna av nedreglering såsom degradering eller avbrott i produktion. En respondent lyfte särskilt möjligheten att elnätsbolag kan stödja investeringar i batterilager, exempelvis genom samägande av lagringslösningar. Detta skulle kunna sänka trösklarna för aktörer att delta i flexibilitetsåtgärder, samtidigt som det skapar incitament för mer systemnyttig drift då kostnaderna för flexibilitetsresurser minskar för de involverade aktörerna.

Vidare framhöll en respondent vikten av att utveckla en gemensam infrastruktur för storskalig vätgashantering, där möjligheter till flexibilitet integreras som en central funktion. Flera respondenter menade att produktion av vätgas i nuläget ofta sker nära användningspunkten, vilket kan kopplas till att transport av vätgas är förenat med betydande kostnader och styrks i EU:s strategi vätgasstrategi (2020a). Detta kan dock tänkas resultera i att varje industri som använder vätgas är beroende av sin egen, eller en angränsande, vätgasproduktion vilket skapar drift- och investeringskostnader för vätgasanläggningar i anslutning till varje enskild industri samtidigt som möjligheter till flexibilitet kan minska i de fall lagring inte finns.

Ur ett systemperspektiv kan därför gemensam infrastruktur vara mer kostnadseffektiv, då resurser och investeringar delas mellan, och används av, flera aktörer. Exempelvis kan gemensamma rörsystem utnyttjas mer effektivt om flera vätgasproducenter bidrar till ett kontinuerligt flöde, vilket minskar risken för underutnyttjad kapacitet samt sänker den enskilda producentens investeringar i ett eget lager. Samtidigt blir vätgasanvändare mindre beroende av anslutande produktionen då de kan nyttja vätgas som produceras på flera olika platser men

levereras i samma rörsystem. Detta möjliggör även större flexibilitet hos vätgasproducenter då de längre är ensamma leverantörer av en kritisk resurs för intilliggande industri.

Svenska Kraftnät publicerade år 2025 ett förslag hur vätgas- och elinfrastruktur kan samplaneras i Norrbottens och Västerbottens län (2025i). I rapporten bekräftas det som framkommer i intervjuer, att denna gemensamma infrastruktur möjliggör större samhällsekonomisk effektivitet genom att säkerställa leverans av el och vätgas till en lägre systemkostnad. Detta blir särskilt viktigt då en stor omställning av industrin väntas i detta område, där fossil energi ska fasas ut och ersättas av el och vätgas. Även EU lyfter vikten av gemensam vätgasinfrastruktur i sin vätgasstrategi för ett klimatneutralt Europa (2020a) och i förordning (EU) 2024/1789 fastställs att operatörer av gasöverföringsnät skall sträva efter samarbete på europeisk nivå för större möjligheter till handel inom unionen. Även detta styrker påståenden i intervjuer, där gemensam infrastruktur ses som en viktig pusselbit till att öka incitamenten för flexibel drift av elektrolysörer.

Att identifiera och utveckla systemlösningar, såsom samägda batterilager och gemensam infrastruktur för vätgashantering, kan även tänkas påverka teknikval. Flera respondenter indikerade att val av elektrolysteknik i dagsläget ofta styrs av teknisk mognad och kostnad, vilket ofta leder till att AEL väljs. Om tydligare incitament och stödstrukturer för flexibilitet etableras kan detta dock tänkas bidra till att aktörer i större utsträckning väljer tekniker som är bättre anpassade för dynamisk drift, trots eventuellt högre initiala kostnader eller materialkrav, såsom beroende av ädelmetaller. Detta kan då ytterligare bidra till utveckling av de mer flexibla teknikerna och möjliggöra att de sjunker i pris, ökar i prestanda samt bidrar ytterligare till ett flexibelt elsystem.

### 5.2.5 Konsekvenser av ökad anslutning till elnätet

En ökad anslutning av stora elanvändare, såsom elektrolysanläggningar, kan dock innebära nya utmaningar för elsystemet. En högre integration av stora laster leder till en ökad total belastning och minskade marginaler i nätet, vilket kan öka risken för störningar och avbrott samt göra elsystemet mer känsligt och i sin tur ge större konsekvenser för anslutna kunder (U.S. Department of Energy, 2025). Vidare framhåller Svenska kraftnät att anslutning av nya stora kunder kan innebära nya typer av felfall i elsystemet (Svenska Kraftnät, 2025c). I ett sådant system kan det argumenteras att elektrolysörer i högre utsträckning kan behöva agera flexibelt och dynamiskt, exempelvis genom nedreglering eller tillfälliga avstängningar, vilket påverkar drift, produktion och tillhörande kostnader.

När stora elektrolysörer kopplas till elnätet är det samtidigt viktigt att beakta hur omfattande och snabba lastförändringar kan påverka elsystemet, även om de bidrar till att frigöra kapacitet. Flera respondenter påpekar exempelvis att problem kan uppstå om en mycket stor last kopplas bort plötsligt. Om en betydande effekt försvinner omedelbart kan detta skapa obalanser i nätet, vilket innebär att även nedreglering av elektrolysanläggningar behöver ske på ett kontrollerat sätt ur ett systemperspektiv. Samtidigt behöver elektrolysörerna inte nödvändigtvis nedregleras helt, då det i många fall kan vara tillräckligt med en partiell nedreglering för att minska belastningen på nätet. Att undvika total nedreglering eller nödstopp och i stället endast delvis

reglera ned större elektrolysanläggningar skulle således kunna vara en metod för att erhålla flexibilitet och samtidigt säkerställa balans i elnätet.

Elektrolysörer kan alltså bidra till ett mer effektivt utnyttjande av nätets kapacitet, men även öka kraven på styrning, tillförlitlighet och samordning. I och med att stora, flexibla laster såsom elektrolysörer integreras, kan elsystemet bli mer beroende av att flexibilitet aktiveras kontrollerat och i rätt tid, både i form av upp- och nedrampning, vilket i sin tur kan öka känsligheten vid störningar. Samtidigt blir det viktigt att göra detta kontrollerat för att undvika stora, snabba, effektbortfall i systemet. Sammantaget tyder detta på att elektrolysörers roll som flexibilitetsresurs blir allt viktigare i takt med att systemet belastas mer, samtidigt som de, som stora elintensiva laster, även kan bidra till att förstärka denna systembelastning.

### 5.3 Metoddiskussion

Under studiens genomförande framkom att det fanns mer tillgängliga data för AEL och PEM vad gäller dess flexibilitetskaraktistik, jämfört med SOEC och AEM, vilket kan indikera en högre tillförlitlighet i resultaten för de två tidigare teknikerna. Detta är dock inte oväntat, då AEL och PEM är mer etablerade och därmed mer studerade. Den stora datatillgången kan även ses som en styrka, då dessa tekniker i större utsträckning är kommersiellt etablerade och därmed mer sannolika att implementeras i närtid. Detta innebär att analysen av deras flexibilitetsegenskaper är särskilt relevant ur ett kortsiktigt elsystemperspektiv.

I litteraturstudien gjordes inget specifikt urval av litteratur som återfanns avseende elektrolysörernas flexibilitetsparametrar, utan all identifierad litteratur på området inkluderades. Det finns dock en risk att ytterligare relevanta källor inte identifierades till följd av de valda sökorden vilket kan ha påverkat det urval som användes för att besvara FF1. Samtidigt pekade den litteratur som återfanns på tydliga och återkommande mönster vilket styrker resultatens tillförlitlighet. Vad gäller degradering till följd av dynamisk drift finns även här en risk att viss litteratur på området utelämnades. Detta återigen på grund av de sökord som användes för att hitta vetenskaplig litteratur och andra publikationer. Vidare finns genomgående en databrist på området då forskning kring degradering i dagsläget är begränsad. Det kan också ha lett till osäkerheter i de slutsatser som dras för FF2. Däremot pekar resultat från litteraturstudien i samma riktning som vad intervjupersoner uppgav kring elektrolysörernas degradering vid dynamisk drift, vilket styrker studiens pålitlighet. Vidare gjorde användningen av AI-verktygen ChatGPT samt Gemini att fler källor hittades, både för FF1 och FF2, utöver de källor som återfanns via sökningar med sökorden. Således möjliggjordes ett större urval av litteratur, vilket ytterligare styrker resultatens tillförlitlighet.

En del av den insamlade datan i studien baseras på information från företag samt aktörer inom branschen. Detta innebär en potentiell risk för vinklad information då dessa aktörer kan ha incitament att få den egna tekniken att framstå som bättre än vad den egentligen är. Samtidigt kan andra tekniker bedömas mer kritiskt. I intervjustudien nyanserades dock svaren från dessa aktörer med vad andra respondenter och litteratur uppgivit, vilket bidrar till högre trovärdighet i studiens resultat. Dessutom användes i de flesta fall, förutom ett, datablad som grund för

antaganden i de utformade driftfallen och inte muntlig kommunikation, vilket ytterligare styrker resultatens tillförlitlighet.

En annan utmaning under studiens genomförande var begränsad tillgång till vissa specifika data från produktdatablad beträffande de olika elektrolysteknikerna och deras flexibilitetskaraktistik. Till exempel saknades ofta ramptider samt kall- och varmstartstider, vilket sannolikt kan förklaras av att sådan information ofta omfattas av affärshemligheter. Samtidigt har det funnits praktiska svårigheter kopplade till att etablera kontakt och erhålla svar från relevanta företag kring deras elektrolysörer. Därmed kan tänkas att mer korrekta resultat kunnat erhållas ifall större tillgång funnits till marknadsmässiga data för de undersökta elektrolysteknikerna. Vidare hade det varit fördelaktigt att intervjua fler elektrolysörproducenter under intervjustudien, särskilt producenter av de nyare teknikerna, AEM och SOEC. Detta för att erhålla fler praktiska erfarenheter inom ett relativt outforskat område. Däremot kontaktades fler producenter än de som deltog i intervjustudien men utan att återkoppling erhöles.

Fokus i denna studie har legat på elektrolysörernas stackar, medan kringutrustning inte inkluderats i analysen. Samtidigt har elverkningsgraden antagits vara 100 %, vilket innebär en förenkling av verkliga driftförhållanden. Dessa generaliserade antaganden kan bidra till osäkerheter i resultaten och för mer detaljerade beräkningar bör således hänsyn tas till kringssystem och verkliga verkningsgrader för elektrolysörerna. Däremot synliggör studiens resultat tydliga mönster mellan elektrolysteknikernas respektive flexibilitet samt utebliven produktion, vilket styrker resultatens användbarhet för att utvärdera olika elektrolystekniker och deras roll som flexibla resurser i elnätet. Vidare ersätts flexibla resurser utifrån den mängd el de avstår från att använda vid nedreglering, vilket beskrivs i avsnitt 3.4.1. Antagandet om 100 % elektrisk verkningsgrad innebär därmed att utebliven vätgasproduktion motsvarar den mängd elektricitet som inte används, vilket gör att resultaten tydligare indikerar vilken ersättning vätgasproducenter skulle kunna erhålla från elnätsoperatören vid flexibilitetsleverans. Därmed understryks studiens användbarhet som beslutsunderlag för nätägare och vätgasproducenter.

Under driftfallen antogs även en installerad effekt på 30 MW för elektrolysanläggningen i de nio scenarierna, baserat på rimliga effektuttag för en industri på regionnätet. Detta antagande påverkar dock inte studiens resultat då ramptider ges i procent av installerad kapacitet per tidsenhet. Detta innebär att antaganden för högre eller lägre kapacitet skulle generera samma resultat och därmed kan studien även vara värdefull för utvärdering av flexibilitet hos större eller mindre elektrolysanläggningar, vilket styrker examensarbetets användbarhet. Däremot bortsågs från utetemperaturens inverkan på elektrolysisprocessen i de utvecklade driftfallen. Resultaten skulle därför kunna variera för elektrolysanläggningar placerade i olika geografiska områden eller mellan olika årstider, då en kallare utetemperatur förlänga tiden för kallstart. Samtidigt understryks återigen studiens bidrag till att peka på tydliga mönster mellan teknikerna och antagandet avseende utetemperatur bedöms därför inte minska resultatens tillförlitlighet.

Slutligen pågår just nu omfattande forskning inom såväl flexibilitetsområdet i elsystemet som utvecklingen av elektrolysörer, vilket innebär att kunskapsläget är i snabb förändring. Detta

styrks även i en rapport av ENTSO-E (2022), som beskriver både flexibilitet i elnätet och elektrolysörer som områden under fortsatt och snabb utveckling. Detta medför en risk att delar av den data som används i studien kan bli inaktuell över tid. Därmed kan en liknande studie generera andra resultat i framtiden, då mer forskning tillkommer och flexibilitetsområdet utvecklas vidare i Sverige och Europa.

## 5.4 Framtida forskning

Framtida forskning bör i större utsträckning undersöka hur elektrolysörer kan bidra till flexibilitet genom fler mekanismer än enbart nedreglering av produktion, det vill säga utöver att endast reducera lasten genom nedrampning. Det kan även vara relevant att analysera alternativa strategier som i vissa fall kan komplettera eller ersätta nedrampning, beroende på vad som är mest systemeffektivt. En särskilt intressant aspekt är möjligheten att integrera den producerade vätgasen i industriella energisystem. Till exempel kan vätgasen från elektrolysörerna tillfälligt ersätta annan elanvändning i industrin vid hög belastning i elnätet, i stället för att elektrolysören behöver reglera ned sin produktion. Detta kan i sin tur skapa förutsättningar för mer kontinuerlig drift. I de fall där elektrolysörer samtidigt genomför nedreglering och vätgas används inom industrin för att ersätta elanvändning, skulle detta kunna möjliggöra ytterligare minskningar i effektuttaget under perioder av hög belastning i elsystemet. Därmed skulle elektrolysörers potential som flexibilitetsresurs kunna stärkas ytterligare.

Vidare bör framtida studier analysera tekniska och systemmässiga lösningar som kan förbättra elektrolysörers dynamiska egenskaper. Detta innefattar exempelvis möjligheter att uppnå snabbare upp- och nedreglering än vad teknikerna i dagsläget tillåter, exempelvis genom optimering av kringutrustning, styrsystem eller integration med kompletterande teknologier. Ytterligare studier kan även fokusera kring att skapa mer komplexa modeller av elektrolyssystemen där BoP, verkningsgrader vid olika delaster samt eventuell degradering inkluderas. Detta kan möjliggöra att dra slutsatser om hur olika elektrolyssystem kan byggas upp och drifas för optimal leverans av flexibilitet.

Dessutom skulle framtida studier kunna utvärdera hur elektrolysörer kan bidra till reglering av reaktiv effekt på regionnätet. Vid sökningar i databaser såsom Scopus och Web of Science genereras inte många resultat då sökningar görs på detta område. Således kan tänkas att det finns ett värde i att undersöka detta för olika elektrolystekniker och deras kraftelektrolik, för att erhålla nätägare med information kring hur integrerade elektrolysanläggningar kan bidra till regional spänningsreglering genom reaktiv effekt.

En central aspekt för framtida forskning är utvecklingen av ett ramverk och standarder för flexibilitetsmarknaden, med inspiration från befintliga balansmarknader. I dagsläget saknas i stor utsträckning tydliga strukturer för hur flexibilitet från exempelvis elektrolysörer ska värderas, upphandlas och integreras i elsystemet, då flexibilitetsmarknaden ännu inte är fullt etablerad. Samtidigt pågår en utveckling av regelverk och marknadsdesign inom området, vilket successivt bidrar till att tydliggöra dessa strukturer. Exempelvis publicerade Energimarknadsinspektionen en standardisering av marknadsprodukter för

flexibilitetsmarknader i februari 2026, vilka bidrar till att harmonisera svenska lokala flexibilitetsmarknader och bidra till ökad tydlighet kring marknadernas utformning (Energimarknadsinspektionen, 2026a). Vidare har samma myndighet under 2026 erhållit ett regeringsuppdrag att bedriva dialog kring elmarknadens regelverk som bland annat skall underlätta flexibilitet, vilket kan tänkas leda till enklare anskaffning och leverans av flexibla resurser (Regeringen, 2025). Att vidareutveckla och etablera flexibilitet som en fungerande marknad med tydliga regelverk kan tänkas skapa tydligare incitament för investeringar samt möjliggöra en mer effektiv resursallokering inom energisystemet.

Medan denna rapport har kartlagt flexibilitetsprestanda för de respektive elektrolysteknikerna och deras förmåga till flexibel produktion på elnätet bör framtida studier fokusera på en mer omfattande kartläggning av behov och krav från elnätsoperatörer respektive nedströms användare av vätgas i de fall elektrolysörer agerar flexibelt i elnätet. Detta skulle kunna möjliggöra en bredare kartläggning över möjligheter och hinder att integrera elektrolysörer som flexibilitetstjänster i elnätet. Dessa aktörer är centrala i systemet och påverkas direkt av hur flexibilitet implementeras, vilket gör det viktigt att deras perspektiv integreras i utformningen av framtida lösningar.

Slutligen pågår idag en betydande utveckling på EU-nivå avseende regelverk och krav kopplade till produktion av förnybara bränslen, däribland RFNBO-regelverket (förnybara bränslen av icke-biologiskt ursprung), som successivt implementeras och skärps fram till 2030 (Fortum, 2025). Detta regelverk är specifikt kopplat till vätgas och vätgasbaserade bränslen som ska klassificeras som förnybara. Inom detta regelverk ställs bland annat krav på tidskorrelation, vilket innebär att vätgasproduktion som ska klassas som förnybar från och med 2030 måste ske under samma timme som den förnybara elen produceras. Framtida forskning bör undersöka hur RFNBO-regelverket påverkar elektrolysörers roll som flexibilitetsresurs i elsystemet. Kraven på temporal korrelation innebär att vätgasproduktion behöver anpassas till tillgången på förnybar el, vilket kan öka behovet av dynamisk drift. Detta kan stärka elektrolysörers potential att bidra till flexibilitet genom att möjliggöra ökad elanvändning vid hög förnybar produktion och minskad last vid höglasttimmar. Samtidigt kan regelverket begränsa flexibiliteten genom att begränsa möjligheten till drift oberoende av förnybar elproduktion, vilket kan påverka både produktion och ekonomiska incitament.

## 6 Slutsatser

### *Vilka huvudtyper av vattenelektrolys för vätgasframställning finns idag, och hur ser karaktäristiken för dynamisk drift ut för de identifierade typerna?*

Enligt resultaten finns det fyra huvudtyper av elektrolystekniker; AEL, PEM, SOEC och AEM varav AEL och PEM är etablerade och kommersialiserade. Studien visar att det finns tydliga skillnader mellan de analyserade teknikerna vad gäller deras flexibilitetskaraktäristik. PEM och AEM uppvisar hög flexibilitet med snabba ramp-tider, låg minsta dellast och god förmåga till dynamisk drift. Dessa egenskaper gör dessa tekniker särskilt lämpade att agera som flexibilitetsresurser i elnätet. Däremot är PEM dyr att etablera på grund av höga materialkostnader, medan AEM är den nyaste och minst utvecklade av de fyra undersökta teknikerna.

AEL har en mer begränsad flexibilitet, främst på grund av långsammare upp- och nedrampning samt högre minsta dellast. Tekniken kan dock fortfarande bidra med flexibilitet i många kontexter, där resultat pekar på att den i många fall är användbar för problemhantering på elnätet. Denna teknik är även billigare och mer etablerad än övriga tekniker, vilket motiverar varför den är ett vanligt val vid nyetablering av vätgasproduktion. SOEC uppvisar den lägsta flexibiliteten, vilket främst beror på långa start- och ramp-tider samt känslighet för temperaturvariationer. Vidare är dess system komplext och omges av höga kostnader, samtidigt som den är i ett tidigt utvecklingsstadium och det råder osäkerheter kring framtidskostnader.

Sammanfattningsvis visar resultaten att flexibilitet i hög grad är teknikberoende, där PEM och AEM generellt uppvisar bäst förutsättningar för dynamisk drift, medan AEL och framförallt SOEC har mer begränsade egenskaper i detta avseende. Dock är samtliga tekniker beroende av dess respektive kringssystem, vilket påverkar dess dynamiska egenskaper. Därför är det av vikt att undersöka elektrolysteknikernas flexibilitet i den specifika kontext de befinner sig i.

### *Hur kan dynamisk drift påverka vätgasproduktion samt elektrolysörernas livslängd för de olika typerna av vattenelektrolys?*

Resultaten visar att dynamisk drift kan påverka både vätgasproduktion och elektrolysörernas livslängd, där särskilt start- och stoppcykler identifieras som den process som leder till högst degradering. Frekventa förändringar i last kan leda till ökat slitage på komponenter, exempelvis genom termiska variationer, gasgenomträngning och materialnedbrytning. Samtidigt framgår att effekten av dynamisk drift varierar mellan tekniker. AEM uppvisar generellt bättre förmåga att hantera snabba lastförändringar medan AEL och PEM i högre grad slits av dynamisk drift. För SOEC är bilden mer komplex, där påverkan i stor utsträckning beror på höga driftstemperaturer samt stora temperaturvariationer vid avstängning, samtidigt som studier visar på lägre degradering av dynamisk drift jämfört med övriga tekniker. Vidare indikerar resultaten att upprampning generellt innebär högre belastning på systemet än nedrampning.

***Hur kan de identifierade elektrolysteknikerna, genom dynamisk drift, bidra till hantering av de tre identifierade problemområdena i regionnätet och hur kan denna flexibilitetsresurs anskaffas samt styras på systemnivå?***

Studien visar att elektrolysörer har stor potential att bidra till hantering av problemområden i regionnätet genom att agera dynamisk. Detta kan möjliggöra ökad anslutning av nya kunder utan att omedelbara nätförstärkningar krävs. Bidraget till spänningsstabilitet och regionalt nätvärn är mer beroende av teknikens ramp-tid och styrbarhet, där snabbare tekniker såsom PEM och AEM har bättre förutsättningar att möta dessa krav. För kapacitetsbrist är responstider inte lika kritiska, där AEL och även SOEC kan utgöra flexibla resurser för denna problemhantering. För situationer som kräver mycket snabb respons, kan elektrolysörer bidra genom nödstopp.

Vidare pekar resultaten på att det i dagsläget finns metoder för anskaffning av flexibilitet från elektrolysörer i regionnätet. Samtliga tekniker bedöms kunna delta på en lokal flexibilitetsmarknad då de själva lägga bud utefter sin respektive flexibla kapacitet samt eventuellt produktionsbortfall. Vad gäller kapacitetsåtgärd är troligen AEM och PEM mest lämpade, på grund av stora produktionsbortfall för resterande tekniker vid längre nedstängning. Vad gäller villkorade avtal kan dessa skraddarsys efter respektive teknik och dess förutsättningar för flexibilitet och bedöms därför som en lämplig för samtliga fyra tekniker.

Däremot krävs en tydligare etablering av lokala flexibilitetsmarknader på regional nivå för att kunna brukas av fler aktörer och möjliggöra fler att upphandla och bidra med flexibilitet. Vidare är kapacitetsåtgärd i dagsläget endast ett pilotprojekt, men kan utgöra ett alternativ att erhålla flexibilitet i regionnätet i framtiden. Tills dess kan villkorade avtal utgöra ett bra alternativ till ovan nämnda metoder, samtidigt som de skraddarsys utifrån specifika förutsättningarna för elektrolysanläggningar som integreras i nätet.

Flexibilitet innebär dessutom en avvägning mellan teknisk möjlighet och långsiktig hållbarhet. Driftstrategier som hybridlösningar och minimering av antalet start- och stoppcykler, exempelvis genom selektiv styrning av enskilda stackar kan bidra till att reducera degradering samtidigt som flexibilitet möjliggörs.

Sammanfattningsvis pekar denna studie på att elektrolysörer kan utgöra en värdefull flexibilitetsresurs i regionnätet, men deras faktiska bidrag är beroende av teknikval, driftstrategi och hur väl de integreras på framtida elmarknader. Därmed har det mål som ställdes upp för arbetet nåtts, där resultat har tagits fram som kan bidra till beslutsunderlag för elnätsoperatörer samt vätgasproducenter då nyetablering av vätgasproduktion sker på regionnätet.

## Referenser

ACER (2025) ”Recommendation DR NC Annex 1 – Amended Demand Response Network Code”. European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators. Tillgänglig vid: [https://www.svk.se/49011b/contentassets/804348fee89e4c4b8fa01aeac346f74b/acer\\_recommendation\\_01-2025\\_dr\\_nc-annex1\\_amended\\_dr\\_nc.pdf](https://www.svk.se/49011b/contentassets/804348fee89e4c4b8fa01aeac346f74b/acer_recommendation_01-2025_dr_nc-annex1_amended_dr_nc.pdf) (Åtkomstdatum: 06 mars 2026).

Ahmad Kamaroddin, M.F., Sabli, N., Tuan Abdullah, T.A., Izhar, S., Luqman Chuah, A., Abdul Jalil, A. och Ahmad, A. (2021) ”Membrane-Based Electrolysis for Hydrogen Production: A Review”, *Membranes*, 11, s. 1–28. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.3390/membranes11110810>.

Ahmed, S.K., Mohammed, R.A., Nashwan, A.J., Ibrahim, R.H., Abdalla, A.Q., M. Ameen, B.M. och Khahir, R.M. (2025) ”Using thematic analysis in qualitative research”, *Journal of Medicine, Surgery, and Public Health*, 6, s. 100198. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.glmedi.2025.100198>.

Al Dhahri, H., Hussain, M., Ghani, M.A.A., Inayat, A., Al-Muhtaseb, A.H., Al-Haj, L. och Jamil, F. (2026) ”Green hydrogen production via electrolysis: Materials innovation, system integration, and global deployment pathways”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 229, s. 116617. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2025.116617>.

Al-Douri, A. och Groth, K.M. (2024) ”Hydrogen production via electrolysis: State-of-the-art and research needs in risk and reliability analysis”, *International Journal of Hydrogen Energy*, 63, s. 775–785. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.03.188>.

Ansar, A.S., Gago, A.S., Razmjooei, F., Reißner, R., Xu, Z. och Friedrich, K.A. (2022) ”Alkaline electrolysis—status and prospects”, *Electrochemical Power Sources: Fundamentals, Systems, and Applications*. Elsevier, s. 165–198. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819424-9.00004-5>.

Axberg, E., Alkefjård, T., Grahn, P., Jigvall, C., Karlsson, J., Karlsson, T., Pandur, S., Sidén, J., Nylander, C.V. och Wallnerström, C.J. (2020) *Kapacitetsutmaningen i elnäten*. R2020:06. Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen. Tillgänglig vid: <https://ei.se/download/18.5b0e2a2a176843ef8f56cb0a/1611643287162/Kapacitetsutmaningen-i-eln%C3%A4ten-Ei-R2020-06.pdf> (Åtkomstdatum: 10 februari 2026).

Badgett, A., Ruth, M. och Pivovar, B. (2022) ”Economic considerations for hydrogen production with a focus on polymer electrolyte membrane electrolysis”, *Electrochemical Power Sources: Fundamentals, Systems, and Applications*. Elsevier, s. 327–364. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819424-9.00005-7>.

Bennoua, S., Le Duigou, A., Quéméré, M.-M. och Dautremont, S. (2015) ”Role of hydrogen in resolving electricity grid issues”, *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(23), s. 7231–7245. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.03.137>.

Blomkvist, P., Nyholm, E., Kjellander, J. och Odenberger, M. (2024) *Elnätens prismodeller*. 2024:1049. Stockholm: Energiforsk AB. Tillgänglig vid: <https://energiforsk.se/media/33761/2024-1049-elna-tens-prismodeller.pdf> (Åtkomstdatum: 12 januari 2026).

Bosch (2025) *PEM Water Electrolysis for Hydrogen Production*, Bosch Hydrogen Energy. Tillgänglig vid: <https://www.bosch-hydrogen-energy.com/pem-electrolysis/> (Åtkomstdatum: 26 januari 2026).

Brinkmann, S. och Kvale, S. (2018) *Doing Interviews*. 1 Oliver's Yard, 55 City Road London EC1Y 1SP: SAGE Publications Ltd. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.4135/9781529716665>.

Brisse, A., Schefold, J. och Léon, A. (2022) "High-temperature steam electrolysis", *Electrochemical Power Sources: Fundamentals, Systems, and Applications*. Elsevier, s. 229–280. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819424-9.00009-4>.

Carlén, A., Gränsmark, P., Johansson, M., Radkova, J. och Öhrlund, I. (2023) *Konsumenter och efterfrågefleksibilitet En nulägesbeskrivning och åtgärdsförslag för ökad flexibilitet*. R2023:04. Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen.

Chi, J. och Yu, H. (2018) "Water electrolysis based on renewable energy for hydrogen production", *Chinese Journal of Catalysis*, 39(3), s. 390–394. Tillgänglig vid: [https://doi.org/10.1016/S1872-2067\(17\)62949-8](https://doi.org/10.1016/S1872-2067(17)62949-8).

Clean Hydrogen Joint Undertaking (2022) *Strategic Research and Innovation Agenda 2021 – 2027*. CleanHydrogen-GB-2022-02. Clean Hydrogen Partnership. Tillgänglig vid: <https://www.clean-hydrogen.europa.eu/system/files/2022-02/Clean%20Hydrogen%20JU%20SRIA%20-%20approved%20by%20GB%20-%20clean%20for%20publication%20%28ID%2013246486%29.pdf> (Åtkomstdatum: 05 februari 2026).

Cockburn, A. (2000) *Writing Effective Use Cases*. 1:a uppl. Boston: Addison-Wesley Professional. Tillgänglig vid: <https://kurzy.kpi.fei.tuke.sk/zsi/resources/CockburnBookDraft.pdf> (Åtkomstdatum: 11 mars 2026).

Cozzolino, R. och Bella, G. (2024) "A review of electrolyzer-based systems providing grid ancillary services: current status, market, challenges and future directions", *Frontiers in Energy Research*, 12, s. 1358333. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2024.1358333>.

David, M., Ocampo-Martínez, C. och Sánchez-Peña, R. (2019) "Advances in alkaline water electrolyzers: A review", *Journal of Energy Storage*, 23, s. 392–403. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.03.001>.

Denzin, N.K. och Lincoln, Y.S. (red.) (2018) *The SAGE handbook of qualitative research*. Fifth edition. Los Angeles London New Delhi Singapore Washington DC Melbourne: SAGE.

Dincer, I. och Acar, C. (2015) "Review and evaluation of hydrogen production methods for better sustainability", *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(34), s. 11094–11111. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.12.035>.

Ding, S., Tian, Z., Hu, S., Guo, B., Yang, H., Yang, F. och Ouyang, M. (2024) "Study on multi-power-level configuration scheme and scheduling strategy for multi-stack alkaline water electrolysis system in off-grid wind power scenario", *Energy Conversion and Management*, 314, s. 118714. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.118714>.

Dong, X.-J., He, G.-X., Zhou, Z.-W., Shen, J.-N. och He, Y.-J. (2024) "Simultaneous design and scheduling optimization of the photovoltaic-wind-hydropower-hydrogen hybrid system", *Energy Conversion and Management*, 314, s. 118638. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.118638>.

Edvall, M., Eriksson, L. och Rosén, S. (2022) *Flexibel vätgasproduktion*. 2022:81. Göteborg: RISE. Tillgänglig vid: <https://ri.diva-portal.org/smash/get/diva2:1674956/FULLTEXT01.pdf> (Åtkomstdatum: 21 januari 2026).

Edvall, M. och Hamon, C. (2024) *Vätgas för ett balanserat elsystem – Analys ur aktörsperspektiv*. 2024:995. Energiforsk AB. Tillgänglig vid: <https://energiforsk.se/media/33287/2024-995-va-tgas-fo-r-ett-balanserat-elsystem-analys-ur-akto-rsperspektiv.pdf> (Åtkomstdatum: 23 mars 2026).

Elizetxea-Navarro, A., Aizpuru, J., Peña-Sanchez, Y., Centeno-Telleria, M., Goikoetxea, A. och Penalba, M. (2026) "Assessing the impact of PEM electrolyser degradation for green hydrogen production: Power variability and ageing effects", *Energy Conversion and Management*, 353, s. 121142. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2026.121142>.

Ellevio (2024) *Trängsel i elnätet? Vi förklarar varför.*, [www.ellevio.se](http://www.ellevio.se). Tillgänglig vid: <https://www.ellevio.se/nyheter/elskolan/trangsel-i-elnatet-vi-forklarar-varfor/> (Åtkomstdatum: 21 januari 2026).

Endrödi, B., Trapp, C.A., Szén, I., Bakos, I., Lukovics, M. och Janáky, C. (2025) "Challenges and Opportunities of the Dynamic Operation of PEM Water Electrolyzers", *Energies*, 18(9), s. 2154. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.3390/en18092154>.

Energiföretagen (2021) "Regionnätets funktion och utformning". Tillgänglig vid: <https://www.energiforetagen.se/globalassets/energiforetagen/det-erbjuder-vi/publikationer/webshop-regionnätets-funktion-och-utformning.pdf> (Åtkomstdatum: 16 februari 2026).

Energiföretagen (2025) "Standardiserade marknadsprodukter – beskrivning". Stockholm: Energiföretagen Sverige - Swedenergy - AB. Tillgänglig vid: <https://www.energiforetagen.se/493edf/globalassets/dokument/flex/standardiserad-marknadsprodukt-20250310-slutlig.pdf> (Åtkomstdatum: 17 februari 2026).

Energiföretagen (2026) "Förteckning standardiserade marknadsprodukter". Energiföretagen Sverige - Swedenergy - AB. Tillgänglig vid: <https://ei.se/download/18.c64bc1a19b353d7ad72e16f/1770130430795/F%C3%B6rteckning%20standardiserade%20marknadsprodukter.pdf> (Åtkomstdatum: 17 februari 2026).

Energimarknadsinspektionen (2023a) *Flexibilitet i distributionsnäten - Förutsättningar för ett effektivt nätutnyttjande*. R2023:05. Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen. Tillgänglig vid: <https://ei.se/download/18.42d391b41872c3dd1d564e0/1680785760065/Flexibilitet-i-distributionsn%C3%A4ten-deluppdrag-3-Ei-R2023-05.pdf> (Åtkomstdatum: 21 januari 2026).

Energimarknadsinspektionen (2023b) *Främjande av ett mer flexibelt elsystem - Deluppdrag 5*. R2023:18. Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen. Tillgänglig vid: <https://ei.se/download/18.42d391b41872c3dd1d564e5/1680785900570/Fr%C3%A4mjande->

av-ett-mer-flexibelt-elsystem-deluppdrag-5-Ei-R2023-06.pdf (Åtkomstdatum: 21 januari 2026).

Energimarknadsinspektionen (2026a) *Ei godkänner marknadsprodukter för flexibilitetstjänster*. Energimarknadsinspektionen. Tillgänglig vid: <https://ei.se/om-oss/nyheter/2026/2026-02-03-ei-godkanner-marknadsprodukter-for-flexibilitetstjanster> (Åtkomstdatum: 17 februari 2026).

Energimarknadsinspektionen (2026b) *Nytt regeringsuppdrag: Vägledande nationellt mål för icke-fossil flexibilitet, ei.se*. Energimarknadsinspektionen. Tillgänglig vid: <https://ei.se/om-oss/nyheter/2026/2026-02-10-nytt-regeringsuppdrag-vagledande-nationellt-mal-for-icke-fossil-flexibilitet> (Åtkomstdatum: 17 februari 2026).

Energimyndigheten (2024a) *Effektiv användning av energi, effekt och resurser - För att underlätta elektrifieringen*. ER 2024:03. Eskilstuna: Statens Energimyndighet.

Energimyndigheten (2024b) *Vätgas och vätgas-infrastruktur i det svenska energisystemet*. ER 2024:07. Eskilstuna: Statens Energimyndighet.

Energy Systems Integration Group (2022) *Increasing Electric Power System Flexibility: The Role of Industrial Electrification and Green Hydrogen Production*. Reston, VA: Energy Systems Integration Group. Tillgänglig vid: <https://www.esig.energy/wp-content/uploads/2022/01/ESIG-Industrial-Elec-Hydrogen-report-2022.pdf> (Åtkomstdatum: 29 januari 2026).

Energy Systems Integration Group (2024) *Assessing the Flexibility of Green Hydrogen in Power System Models*. Reston, VA: ESIG. Tillgänglig vid: <https://www.esig.energy/wp-content/uploads/2024/04/ESIG-Flexibility-Hydrogen-Power-System-Models-report-2024.pdf> (Åtkomstdatum: 21 januari 2026).

ENTSO-E (2022) *Potential of P2H2 technologies to provide system services*. European Network of Transmission System Operators for Electricity. Tillgänglig vid: [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/ENTSO-E\\_Study\\_on\\_Flexibility\\_from\\_Power-to-Hydrogen\\_P2H2\\_.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/ENTSO-E_Study_on_Flexibility_from_Power-to-Hydrogen_P2H2_.pdf) (Åtkomstdatum: 27 april 2026).

ENTSO-E (2023a) *PRINCIPLES FOR DETERMINING THE TRANSFER CAPACITIES IN THE NORDIC POWER MARKET*. European Network of Transmission System Operators for Electricity. Tillgänglig vid: <https://www.nordpoolgroup.com/493abd/globalassets/download-center/tso/principles-for-determining-the-transfer-capacities-2023-03-23.pdf> (Åtkomstdatum: 13 april 2026).

ENTSO-E (2023b) *Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area*. Bryssel: European Network of Transmission System Operators for Electricity. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/495d0c/siteassets/aktorsportalen/bidra-med-reserver/om-olika-reserver/fcr/fcr-technical-requirements-may-23.pdf> (Åtkomstdatum: 19 februari 2026).

Etherden, N., Ruwaida, Y. och Hansson, K. (2022) *Final Report of the Swedish Demonstration: Ten key abilities for DSO's to unlock flexibility*. D4.7.2. Tillgänglig vid:

[https://www.svk.se/49539b/siteassets/2.utveckling-av-kraftsystemet/forskning-och-utveckling/coordinet/coordinet\\_wp4\\_d4.7.2\\_final-report.pdf](https://www.svk.se/49539b/siteassets/2.utveckling-av-kraftsystemet/forskning-och-utveckling/coordinet/coordinet_wp4_d4.7.2_final-report.pdf) (Åtkomstdatum: 06 mars 2026).

Europeiska kommissionen (2020a) *En vätgasstrategi för ett klimatneutralt Europa*. COM(2020) 301. Bryssel: Europeiska kommissionen. Tillgänglig vid: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301> (Åtkomstdatum: 31 mars 2026).

Europeiska kommissionen (2020b) *Målen för 2030*. Tillgänglig vid: [https://commission.europa.eu/energy-climate-change-environment/overall-targets-and-reporting/2030-targets\\_sv](https://commission.europa.eu/energy-climate-change-environment/overall-targets-and-reporting/2030-targets_sv) (Åtkomstdatum: 21 januari 2026).

Forsberg, B. (2025) ”Sverige kan spara hundratals miljarder på effektivare elnät”, *SvD Näringsliv*, 26 juni.

Fortum (2025) *What makes renewable hydrogen renewable?*, Fortum. Tillgänglig vid: <https://www.fortum.com/services/power-trading-and-energy-supply/fortum-insights/what-makes-renewable-hydrogen-renewable> (Åtkomstdatum: 30 mars 2026).

Fortum (utan årtal) *När är elför-bruk-ningen som högst?*, Fortum.com. Tillgänglig vid: <https://www.fortum.com/se/el/radgivning/elmarknaden/nar-ar-elforbrukningen-som-hogst> (Åtkomstdatum: 01 april 2026).

Fusch, P., Fusch, G.E. och Ness, L.R. (2018) ”Denzin’s Paradigm Shift: Revisiting Triangulation in Qualitative Research”, *Journal of Social Change*, 10(1). Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.5590/JOSC.2018.10.1.02>.

Garche, J. och Dyer, C.K. (2009) *Encyclopedia of electrochemical power sources*. Amsterdam] [Boston] [imprint of Elsevier: Academic Press.

Gladik, A., Riedel, M. och Eichel, R.-A. (2025) ”Anion exchange membrane electrolysis at work—Investigating impact of starting parameters and start–stop operation on cold start behavior and degradation”, *Journal of Power Sources*, 628, s. 235878. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2024.235878>.

Grahn, P., Gränsmark, P., Lahti, M., Nilsson, A., Schumacher, L., Swenman, M. och Öhrlund, I. (2024) *Ei:s strategi för flexibilitet i elsystemet*. Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen.

Grüger, F., Hoch, O., Hartmann, J., Robinius, M. och Stolten, D. (2019) ”Optimized electrolyzer operation: Employing forecasts of wind energy availability, hydrogen demand, and electricity prices”, *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(9), s. 4387–4397. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.07.165>.

Guruprasad, N., Van Der Schaaf, J. och De Groot, M.T. (2024) ”Unraveling the impact of reverse currents on electrode stability in anion exchange membrane water electrolysis”, *Journal of Power Sources*, 613, s. 234877. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2024.234877>.

Gül, M. och Akyüz, E. (2026) ”CBAM-aligned dynamic techno-economic optimization of renewable hydrogen systems”, *International Journal of Hydrogen Energy*, 203, s. 153172. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.153172>.

Harold, J., Bertsch, V. och Fell, H. (2021) "Preferences for curtailable electricity contracts: Can curtailment benefit consumers and the electricity system?", *Energy Economics*, 102, s. 105454. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105454>.

Hassan, A., Abdel-Rahim, O., Bajaj, M. och Zaitsev, I. (2024) "Power electronics for green hydrogen generation with focus on methods, topologies, and comparative analysis", *Scientific Reports*, 14(1), s. 24767. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1038/s41598-024-76191-6>.

Hillberg, E., Zegers, A., Herndler, B., Wong, S., Pompee, J., Jean-Yves Bourmaud, Lehnhoff, S., Migliavacca, G., Uhlen, K., I. Oleinikova, Phil, H., Norström, M., Persson, M., Rossi, J. och Beccuti, G. (2019) "Flexibility needs in the future power system". Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.22580.71047>.

Hu, S., Guo, B., Ding, S., Tian, Z., Gu, J., Yang, H., Yang, F. och Ouyang, M. (2024) "Study on the synergistic regulation strategy of load range and electrolysis efficiency of 250 kW alkaline electrolysis system under high-dynamic operation conditions", *eTransportation*, 19, s. 100304. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.etrans.2023.100304>.

Hu, S., Guo, B., Ding, S., Yang, F., Dang, J., Liu, B., Gu, J., Ma, J. och Ouyang, M. (2022) "A comprehensive review of alkaline water electrolysis mathematical modeling", *Applied Energy*, 327, s. 120099. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120099>.

Huang, C., Torres, J.L.R., Zong, Y., You, S. och Jin, X. (2025) "A review of alkaline electrolyzer technology modeling and applications for decision-making optimization in energy systems", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 224, s. 116005. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2025.116005>.

IEA (2021) *Global Hydrogen Review 2021*. Paris: IEA. Tillgänglig vid: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021> (Åtkomstdatum: 02 februari 2026).

IEA (2025) *Executive summary – Global Hydrogen Review 2025 – Analysis*, IEA. Tillgänglig vid: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025/executive-summary> (Åtkomstdatum: 21 januari 2026).

IRENA (2020) *Green hydrogen cost reduction: scaling up electrolyzers to meet the 1.5<sup>0</sup> C climate goal*. Abu Dhabi: Irena. Tillgänglig vid: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA\\_Green\\_hydrogen\\_cost\\_2020.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf) (Åtkomstdatum: 19 februari 2026).

IVA (2024) *Ökade behov av metaller och mineral – strategier, mål- och intressekonflikter*. Stockholm: Kungliga Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA). Tillgänglig vid: <https://www.iva.se/contentassets/545315af77354408a81ad8c91979b516/202411-iva-vagval-for-metaller-och-mineral-rapport3-rev4-d.pdf> (Åtkomstdatum: 02 april 2026).

Jacob, A., Alaswad, A., Praveen och Dinesh, R. (2025) "Assessment of transient and steady-state behavioral dynamics in polymer electrolyte membrane and alkaline electrolysis for hydrogen generation", *Process Safety and Environmental Protection*, 204, s. 108145. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.psep.2025.108145>.

Karimi, S., Musilek, P. och Knight, A.M. (2018) "Dynamic thermal rating of transmission lines: A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91, s. 600–612. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.001>.

Kattel, M.B.E., Praça, P.P., Mayer, R., Kattel, C.L.B.E., Torrico-Bascopé, R.P., Antunes, F.L.M. och Filho, B.D.J.C. (2024) "Overview of Main Electrolyzer Technologies and Power Electronic Converter Topologies for Enabling Hydrogen Production through Water Electrolysis." Preprints. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.22541/au.172197770.09679267/v1>.

Lange, H., Klose, A., Lippmann, W. och Urbas, L. (2023) "Technical evaluation of the flexibility of water electrolysis systems to increase energy flexibility: A review", *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(42), s. 15771–15783. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.01.044>.

Law, J.W., Mignone, B.K. och Mallapragada, D.S. (2025) "Role of Technology Flexibility and Grid Coupling on Hydrogen Deployment in Net-Zero Energy Systems", *Environmental Science & Technology*, 59(10), s. 4974–4988. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1021/acs.est.4c12166>.

Li, Q., Molina Villarino, A., Peltier, C.R., Macbeth, A.J., Yang, Y., Kim, M.-J., Shi, Z., Krumov, M.R., Lei, C., Rodríguez-Calero, G.G., Soto, J., Yu, S.-H., Mutolo, P.F., Xiao, L., Zhuang, L., Muller, D.A., Coates, G.W., Zelenay, P. och Abruña, H.D. (2023) "Anion Exchange Membrane Water Electrolysis: The Future of Green Hydrogen", *The Journal of Physical Chemistry C*, 127(17), s. 7901–7912. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1021/acs.jpcc.3c00319>.

Lira Garcia Barros, R., Kraakman, J.T., Sebregts, C., Van Der Schaaf, J. och De Groot, M.T. (2024) "Impact of an electrode-diaphragm gap on diffusive hydrogen crossover in alkaline water electrolysis", *International Journal of Hydrogen Energy*, 49, s. 886–896. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.09.280>.

Lira Garcia Barros, R., Van Der Schaaf, J. och De Groot, M.T. (2026) "Influence of gas holdup on ohmic resistance in a mid-scale pressurized alkaline water electrolyzer", *International Journal of Hydrogen Energy*, 220, s. 154045. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2026.154045>.

Liu, H., Høgh, J., Blennow, P., Sun, X., Zong, Y. och Chen, M. (2024) "Assessing fluctuating wind to hydrogen production via long-term testing of solid oxide electrolysis stacks", *Applied Energy*, 361, s. 122938. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.122938>.

Lopez, V.A.M., Ziar, H., Haverkort, J.W., Zeman, M. och Isabella, O. (2023) "Dynamic operation of water electrolyzers: A review for applications in photovoltaic systems integration", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 182, s. 113407. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113407>.

Maoulida, F., Guilbert, D., Camara, M.-B. och Dakyo, B. (2026) "Dynamic electrical degradation of PEM electrolyzers under renewable energy Intermittency: Mechanisms, diagnostics, and mitigation strategies – A comprehensive review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 225, s. 116170. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2025.116170>.

Marquez, R.A., Espinosa, M., Kalokowski, E., Son, Y.J., Kawashima, K., Le, T.V., Chukwunke, C.E. och Mullins, C.B. (2024) "A Guide to Electrocatalyst Stability Using Lab-Scale Alkaline Water Electrolyzers", *ACS Energy Letters*, 9(2), s. 547–555. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1021/acsenergylett.3c02758>.

Martinez Lopez, V.A., Ziar, H., Haverkort, J.W., Zeman, M. och Isabella, O. (2023) "Dynamic operation of water electrolyzers: A review for applications in photovoltaic systems integration",

*Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 182, s. 113407. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113407>.

Martinho, D.L. och Berning, T. (2025) "A Conceptual Approach to Reduce the Product Gas Crossover in Alkaline Electrolyzers", *Membranes*, 15(7), s. 206. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.3390/membranes15070206>.

Matošec, M. (2024) "Delivering improvements to system-level electrolyser efficiencies", *Hydrogen Tech World.com*, 25 juni. Tillgänglig vid: <https://hydrogentechworld.com/delivering-improvements-to-system-level-electrolyser-efficiencies> (Åtkomstdatum: 04 mars 2026).

Mbatha, S., Everson, R.C., Musyoka, N.M., Langmi, H.W., Lanzini, A. och Brilman, W. (2021) "Power-to-methanol process: a review of electrolysis, methanol catalysts, kinetics, reactor designs and modelling, process integration, optimisation, and techno-economics", *Sustainable Energy & Fuels*, 5(14), s. 3490–3569. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1039/D1SE00635E>.

Meetiyagoda, S.H., Bahrani, B. och Dozein, M.G. (2025) "Distribution-Connected Electrolyzers with Partial Loading Limit and Power Response Characteristics", *2025 IEEE Kiel PowerTech. 2025 IEEE Kiel PowerTech*, Kiel, Germany: IEEE, s. 1–7. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1109/PowerTech59965.2025.11180708>.

Meng, X. och Pian, Z. (2016) "Derivation of Distribution Network Vulnerability Indicators Based on Voltage Stability", *Intelligent Coordinated Control of Complex Uncertain Systems for Power Distribution Network Reliability*. Elsevier, s. 65–89. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-849896-5.00004-0>.

Millet, P. (2022) "Fundamentals of water electrolysis", *Electrochemical Power Sources: Fundamentals, Systems, and Applications*. Elsevier, s. 37–62. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819424-9.00002-1>.

Nachit, I., Naanani, H. och Ikharrazne, L. (2026) "Dynamic and techno-economic assessment of electrolyser technologies under intermittent renewable energy: Performance and cost competitiveness across six countries", *International Journal of Hydrogen Energy*, 201, s. 152841. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.152841>.

Narputro, P., Effendi, P., Akbar, I.M. och Rahman, S. (2025) "Analysis of the Role of Temperature and Current Density in Hydrogen Production via Water Electrolysis: A Systematic Literature Review", *ETLTC 2025. ETLTC 2025*, MDPI, s. 23. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.3390/engproc2025107023>.

Nnabuife, S., Hamzat, A., Whidborne, J., Kuang, B. och Jenkins, K. (2024) "Integration of renewable energy sources in tandem with electrolysis: A technology review for green hydrogen production", *International Journal of Hydrogen Energy*, 107. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.06.342>.

Otsuki, T. (2025) "Assessing the cost-effective deployment and operation of water electrolyzers in global net-zero CO<sub>2</sub> energy systems", *International Journal of Hydrogen Energy*, 194, s. 152423. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.152423>.

OVAKO (2024) *Fossil-free hydrogen plant is key to decarbonizing steel production*, *ovako.com*. OVAKO. Tillgänglig vid: <https://www.ovako.com/en/newsevents/stories/fossil-free-hydrogen-plant-is-key-to-decarbonizing-steel-production/> (Åtkomstdatum: 17 april 2026).

Ozdemir, H. och Pisica, I. (2025) "Multi-objective optimisation of electrolysis across diverse supply configurations in hydrogen–electricity coupled energy networks – A UK perspective", *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 76, s. 104282. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2025.104282>.

Pekkinen, S., Muoniovaara, M., Seppälä, E., Pirhonen, P., Rinne, M. och Santasalo-Aarnio, A. (2026) "Hydrogen storage model for decarbonization of constant industrial processes", *Next Energy*, 10, s. 100484. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.nxener.2025.100484>.

Power to Hydrogen (2025) *Hydrogen Electrolysers: Efficient Hydrogen Production Technology*. Power to Hydrogen. Tillgänglig vid: <https://www.power-h2.com/insights/hydrogen-electrolysers> (Åtkomstdatum: 17 februari 2026).

Power To Hydrogen (2025) *What Are PEM Electrolysers - PEM Electrolysers Explained*. Tillgänglig vid: <https://www.power-h2.com/insights/pem-electrolysers> (Åtkomstdatum: 26 januari 2026).

Rao, M., Sun, X. och Hagen, A. (2020) "Durability of solid oxide electrolysis stack under dynamic load cycling for syngas production", *Journal of Power Sources*, 451, s. 227781. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2020.227781>.

Regeringen (2025) "Regleringsbrev för budgetåret 2026 avseende Energimarknadsinspektionen". Stockholm: Regeringen. Tillgänglig vid: <https://www.statskontoret.se/statsliggaren/regleringsbrev/?RBID=25963> (Åtkomstdatum: 27 april 2026).

Rehnberg, Y. (2025) *Flexibilitet behövs för ett balanserat elnät*, *Vattenfall.se*. Tillgänglig vid: <https://www.vattenfall.se/fokus/tips-rad/flexibilitet-behovs-for-ett-balanserat-elnat/#:~:text=Flexibilitet%20beh%C3%B6vs%20f%C3%B6r%20balanserat%20eln%C3%A4t%20%7C%20Vattenfall.> (Åtkomstdatum: 01 april 2026).

RISE (2021) *Studie över elektrolys-teknologier idag och i framtiden*. RISE. Tillgänglig vid: <https://www.ri.se/sites/default/files/2022-05/HyCoGen%20Studie%20%C3%B6ver%20elektrolys-teknologier%20idag%20och%20i%20framtiden.pdf> (Åtkomstdatum: 27 januari 2026).

RISE (utan årtal) *Systemvärn / Nätvärn*, *ri.se*. RISE. Tillgänglig vid: <https://www.ri.se/sv/energi-och-elektrifiering/energioverforing/expertis/systemvarn-natvarn> (Åtkomstdatum: 10 februari 2026).

Rodríguez, V., Gómez-Sacedón, C., Sánchez, P. och De Lucas-Consuegra, A. (2026) "Anion exchange membrane electrolysis beyond the lab scale: a review on research and industry stacks", *Current Opinion in Chemical Engineering*, 51, s. 101218. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.coche.2025.101218>.

Roupe, R., Yeomans Rundqvist, G., Östling, E. och Krönert, F. (2024) *Vätgas för ett balanserat elsystem – Analys av stödtjänstmarknader*. 2024:994. Energiforsk AB. Tillgänglig vid: <https://energiforsk.se/media/33283/2024-994-va-tgas-fo-r-ett-balanserat-elsystem-analys-av->

sto-dtja-nstmarknader.pdf#:~:text=F%C3%B6r%20elektrolys%C3%B6rer%20som%20vill%20delta%20med%20uppregeringsbud,kunna%20ges%20som%20bud%20p%C3%A5%20n%C3%A5g on%20marknad (Åtkomstdatum: 27 april 2026).

Saltelli, A., Ratto, M., Andres, T., Campolongo, F., Cariboni, J., Gatelli, D., Saisana, M. och Tarantola, S. (2008) *Global sensitivity analysis: the primer*. Chichester, England ; Hoboken, NJ: John Wiley.

Sayed-Ahmed, H., Toldy, Á.I. och Santasalo-Aarnio, A. (2024) "Dynamic operation of proton exchange membrane electrolyzers—Critical review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 189, s. 113883. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113883>.

SGU (2025) *Konflikt och osäkert världsläge orsakade uppgång i metallpriserna*, *sgu.se*. Sveriges Geologiska Undersökning. Tillgänglig vid: <https://www.sgu.se/om-sgu/nyheter/2025/juli/konflikt-och-osakert-varldslage-orsakade-uppgang-i-metallpriserna/#:~:text=Konflikt%20och%20os%C3%A4kert%20v%C3%A4rldsl%C3%A4ge%20orsakade%20uppg%C3%A5ng%20i%20metallpriserna>. (Åtkomstdatum: 02 april 2026).

Shiva Kumar, S. och Himabindu, V. (2019) "Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review", *Materials Science for Energy Technologies*, 2(3), s. 442–454. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.mset.2019.03.002>.

Shiva Kumar, S. och Lim, H. (2022) "An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production", *Energy Reports*, 8, s. 13793–13813. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.10.127>.

Singha Roy, S., Nagappan, S., Mazumder, P., C P, F.D., Vishesh, V. och Kundu, S. (2026) "Recent advances in non-precious metal catalysts for anion exchange membrane water electrolysis", *Dalton Transactions*, 55(2), s. 540–562. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1039/D5DT02543E>.

Snyder, H. (2019) "Literature review as a research methodology: An overview and guidelines", *Journal of Business Research*, 104, s. 333–339. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.jbusres.2019.07.039>.

Speckmann, F.W., Bintz, S., Groninger, M.L. och Birke, K.P. (2018) "Alkaline Electrolysis with Overpotential-Reducing Current Profiles", *ECS Transactions*, 83(1), s. 179–194. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1149/08301.0179ecst>.

Stanković, S., Hillberg, E. och Aceby, S. (2022) "System Integrity Protection Schemes: Naming Conventions and the Need for Standardization", *Energies*, 15(11), s. 3920. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.3390/en15113920>.

Stargate Hydrogen (2025) *The Basics of Hydrogen Electrolysis*. Tillgänglig vid: <https://stargatehydrogen.com/blog/basics-of-hydrogen-electrolysis/> (Åtkomstdatum: 29 januari 2026).

Stegra (2025) *Stegra's green hydrogen plant takes shape in Boden*, *stegra.com*. Stegra. Tillgänglig vid: <https://stegra.com/en/news-and-stories/green-hydrogen-plant-takes-shape> (Åtkomstdatum: 17 april 2026).

Sun, M., Zhang, Y., Liu, L., Nian, X., Zhang, H. och Duan, L. (2025) ”Dynamic performance analysis of hydrogen production and hot standby dual-mode system via proton exchange membrane electrolyzer and phase change material-based heat storage”, *Applied Energy*, 377, s. 124636. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124636>.

Sun, Y., Hu, X., Gao, J., Han, Y., Sun, A., Zheng, N., Shuai, W., Xiao, G., Guo, M., Ni, M. och Xu, H. (2022) ”Solid oxide electrolysis cell under real fluctuating power supply with a focus on thermal stress analysis”, *Energy*, 261, s. 125096. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.125096>.

Svenska Kraftnät (2019) *Nätvärn. TEKNISK RIKTLINJE TR02-05-H-01*. Svenska Kraftnät. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/entreprenorer-i-elnetet/tekniska-riktlinjer/tr02/tr02-05-11-01-4-2019-09-19.pdf> (Åtkomstdatum: 10 februari 2026).

Svenska Kraftnät (2023a) *Förhandsmarknaden – prissäkringsmarknad, SvK.se*. Svenska Kraftnät. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-elmarknaden/forhandsmarknaden--prissakringsmarknad/> (Åtkomstdatum: 19 februari 2026).

Svenska Kraftnät (2023b) *Omdirigering 2022*. SvK 2023/903. Sundbyberg: Svenska Kraftnät. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/4a73e1/siteassets/1.om-kraftsystemet/legalt-ramverk/eu-lagstiftning/elmarknadsforordningen/13.4/omdirigering-2022.pdf> (Åtkomstdatum: 11 februari 2026).

Svenska Kraftnät (2023c) *Strategisk handlingsplan för ökad flexibilitet*. 2022/2276. Sundbyberg: Svenska Kraftnät. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/rapport-ru-framjande-av-flex-i-elsystemet---deluppdrag-1.pdf> (Åtkomstdatum: 05 februari 2026).

Svenska Kraftnät (2024a) *Kapacitetsberäkning, SvK.se*. Sundbyberg: Svenska Kraftnät. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-elmarknaden/kapacitetsberakning/> (Åtkomstdatum: 10 februari 2026).

Svenska Kraftnät (2024b) *Om transmissionsnätet*. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-transmissionsnatet/> (Åtkomstdatum: 13 april 2026).

Svenska Kraftnät (2024c) *Snabb frekvensreserv (FFR), SvK.se*. Svenska Kraftnät. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/om-olika-reserver/ffr/>.

Svenska Kraftnät (2024d) *Sveriges elnät*. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/oversikt-av-kraftsystemet/sveriges-elnet/> (Åtkomstdatum: 03 februari 2026).

Svenska Kraftnät (2025a) ”Bilaga 4 - Effektkomponent för spänningsreglering”. Sundbyberg: Svenska Kraftnät. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/4a66f7/siteassets/2.utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar-o-elmarknad/tariffoversyn/bilaga-4---effektkomponent-for-spänningsreglering.pdf> (Åtkomstdatum: 26 februari 2026).

Svenska Kraftnät (2025b) *Dagen före-marknaden – fysisk handel med el, SvK.se*. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-elmarknaden/dagen-fore-marknaden--fysisk-handel-med-el/> (Åtkomstdatum: 19 februari 2026).

Svenska Kraftnät (2025c) ”Driftsäkerhet i kraftsystemet”. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/4a5f32/siteassets/om->

oss/rapporter/2025/rapport\_driftsakerhet\_i\_kraftsystemet\_augusti\_2025.pdf (Åtkomstdatum: 13 april 2026).

Svenska Kraftnät (2025d) *Elbrist, effektbrist eller kapacitetsbrist?*, SvK.se. Svenska Kraftnät. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/nar-elen-inte-racker-till/elbrist-effektbrist-eller-kapacitetsbrist/#:~:text=Kapacitetsbrist%20handlar%20om%20sv%C3%A5righeten%20att,de t%20finns%20stora%20elkr%C3%A4vande%20industrier>. (Åtkomstdatum: 24 april 2026).

Svenska Kraftnät (2025e) *Elområden*, SvK.se. Sundbyberg: Svenska Kraftnät. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-elmarknaden/elomraden/> (Åtkomstdatum: 27 februari 2026).

Svenska Kraftnät (2025f) *Frekvenshållningsreserv normaldrift (FCR-N)*, SvK.se. Sundbyberg: Svenska Kraftnät. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/om-olika-reserver/fcr-n/> (Åtkomstdatum: 19 februari 2026).

Svenska Kraftnät (2025g) *Frekvenshållningsreserv störning nedreglering (FCR-D ned)*, SvK.se. Sundbyberg: Svenska Kraftnät. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/om-olika-reserver/fcr-d-ned/> (Åtkomstdatum: 19 februari 2026).

Svenska Kraftnät (2025h) *Frekvenshållningsreserv störning uppregering (FCR-D upp)*, SvK.se. Sundbyberg: Svenska Kraftnät. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/om-olika-reserver/fcr-d-upp/> (Åtkomstdatum: 19 februari 2026).

Svenska Kraftnät (2025i) *Förslag till hur el- och vätgasinfrastruktur kan samplaneras i Norrbottens och Västerbottens län*. SvK 2024/3012. Sundbyberg: Svenska Kraftnät. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/4a39bb/siteassets/om-oss/rapporter/2025/aterrapport-forslag-till-hur-el-och-vatgasinfrastruktur-kan-samplaneras-i-norrbottens-och-vasterbottens-lan.pdf> (Åtkomstdatum: 31 mars 2026).

Svenska Kraftnät (2025j) *Intradagsmarknaden – justering av dagen före-handel*, SvK.se. Svenska Kraftnät. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-elmarknaden/intradagsmarknaden--justering-av-dagen-fore-handel/> (Åtkomstdatum: 19 februari 2026).

Svenska Kraftnät (2025k) *Kapacitetsåtgärd*. SvK 2024/5406. Sundbyberg: Svenska Kraftnät. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/498bd5/siteassets/om-oss/rapporter/2025/kapacitetsatgard.pdf> (Åtkomstdatum: 12 februari 2026).

Svenska Kraftnät (2025l) *Manuell frekvensåterställningsreserv (mFRR)*, SvK.se. Svenska Kraftnät. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/om-olika-reserver/mfrr/> (Åtkomstdatum: 19 februari 2026).

Svenska Kraftnät (2025m) *Om elmarknaden*, SvK.se. Svenska Kraftnät. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-elmarknaden/> (Åtkomstdatum: 18 februari 2026).

Svenska Kraftnät (2025n) *Om olika reserver*, SvK.se. Svenska Kraftnät. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/om-olika-reserver/> (Åtkomstdatum: 19 februari 2026).

Svenska Kraftnät (2025o) ”Principer och vägledning för anslutning till Stamnätet”. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/49e695/siteassets/aktorsportalen/anslut-till-transmissionsnätet/principer-och-vagledning-for-anslutning-till-stamnätet/principer-och-vagledning-for-anslutning-till-stamnätet.pdf#:~:text=vid%20anslutning%20till%20Stamn%C3%A4tet%20Beskriver%20hur%20Svenska,ans%C3%B6kan%20till%20att%20effekt%20tilldelas%20och%20nyttjas.> (Åtkomstdatum: 13 april 2026).

Svenska Kraftnät (2025p) *Spänningsstabilitet, SvK.se*. Sundbyberg: Svenska Kraftnät. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/kraftsystemstabilitet/spanningsstabilitet/> (Åtkomstdatum: 10 februari 2026).

Svenska Kraftnät (2025q) *Svenska kraftnät storsatsar - ger Sverige kraft att växa, SvK.se*. Sundbyberg: Svenska Kraftnät. Tillgänglig vid: [https://www.svk.se/press-och-nyheter/press/svenska-kraftnat-storsatsar---ger-sverige-kraft-att-vaxa---4190149/#:~:text=%20%C3%96verenskommelse%20om%20hur%20data%20ska%20utbytas.%20\\*%20Civilplikt.](https://www.svk.se/press-och-nyheter/press/svenska-kraftnat-storsatsar---ger-sverige-kraft-att-vaxa---4190149/#:~:text=%20%C3%96verenskommelse%20om%20hur%20data%20ska%20utbytas.%20*%20Civilplikt.) (Åtkomstdatum: 10 februari 2026).

Svenska Kraftnät (2025r) *Villkorade anslutningsavtal*. SvK 2024/5421. Sundbyberg: Svenska Kraftnät. Tillgänglig vid: <https://www.svk.se/49e907/contentassets/be2d277e4bc6404d877bbf0c9e3d24ff/rapport-villkorade-anslutningsavtal-20250623.pdf> (Åtkomstdatum: 11 februari 2026).

Svensson, A. och Madjidian, D. (2022) *Koordinerad spänningsreglering i nät med distribuerad produktion*. 2021:808. Stockholm: Energiforsk AB. Tillgänglig vid: <https://energiforsk.se/media/31176/koordinerad-spanningsreglering-i-nat-med-distribuerad-produktion-energiforskrapport-2021-808.pdf> (Åtkomstdatum: 26 februari 2026).

Sweco (2025) *Kartläggning av lokala flexmarknader*. Energimarknadsinspektionen.

Taranin, N., Dozein, M.G., Saborío-Romano, O. och Cutululis, N.A. (2025) ”On the Ramp-Rate Limitation of Electrolysis Plants: Modeling Fundamentals and System-Level Impact Analysis”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, s. 1–12. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1109/TSTE.2025.3611711>.

Tuinema, B.W., Adabi, E., Ayivor, P.K.S., García Suárez, V., Liu, L., Perilla, A., Ahmad, Z., Rueda Torres, J.L., Van Der Meijden, M.A.M.M. och Palensky, P. (2020) ”Modelling of large-sized electrolyzers for real-time simulation and study of the possibility of frequency support by electrolyzers”, *IET Generation, Transmission & Distribution*, 14(10), s. 1985–1992. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2019.1364>.

U.S. Department of Energy (2025) *Evaluating the Reliability and Security of the United States Electric Grid*. Government report. U.S. Department of Energy. Tillgänglig vid: <https://www.energy.gov/sites/default/files/2025-07/DOE%20Final%20EO%20Report%20%28FINAL%20JULY%202025%29.pdf> (Åtkomstdatum: 30 mars 2026).

Vattenfall AB (2019) *HYBRIT köper norsk elektrolysanläggning för att nå fossilfri stålproduktion i Luleå, Vattenfall.se*. Vattenfall AB. Tillgänglig vid: <https://mb.cision.com/Main/865/2796591/1031749.pdf> (Åtkomstdatum: 17 april 2026).

Vattenfall AB (2025) *Så funkar Sveriges olika elprisområden*. Tillgänglig vid: <https://vattenfallsales-web-prd.azurewebsites.net/fokus/tips-rad/elomraden-och-elpriser/> (Åtkomstdatum: 03 mars 2026).

Vattenfall Eldistribution AB (2025) *Anslutning regionnät | Vattenfall Eldistribution*. Tillgänglig vid: <https://www.vattenfalleldistribution.se/foretag/el-natsanslutning/anslut-till-el-natet/elintensiv-anslutning/anslutning-regionnat/> (Åtkomstdatum: 13 april 2026).

Vattenfall Eldistribution AB (u.å.) *Elnätets uppbyggnad*. Tillgänglig vid: <https://www.vattenfalleldistribution.se/var-verksamhet/om-el-natet/el-natets-uppbyggnad/> (Åtkomstdatum: 03 februari 2026).

Vincent, I. och Bessarabov, D. (2018) "Low cost hydrogen production by anion exchange membrane electrolysis: A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, s. 1690–1704. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.258>.

Wampack, A. (2025) *Reactive power and the energy transition – the key to a stable and efficient grid, withthegrid.com*. Tillgänglig vid: [https://withthegrid.com/reactive-power-and-the-energy-transition/?plb=3q6n43m47\\_1772095922132](https://withthegrid.com/reactive-power-and-the-energy-transition/?plb=3q6n43m47_1772095922132) (Åtkomstdatum: 26 februari 2026).

Wang, G., Li, H., Babbe, F., Tricker, A., Crumlin, E.J., Yano, J., Mukundan, R. och Peng, X. (2025) "Probing Electrode Transformation under Dynamic Operation for Alkaline Water Electrolysis", *Advanced Energy Materials*, 15, s. 2500886. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1002/aenm.202500886>.

Wang, J., Wen, J., Wang, Jiarong, Yang, B. och Jiang, L. (2024) "Water electrolyzer operation scheduling for green hydrogen production: A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 203, s. 114779. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114779>.

Wang, K., Xu, C., Xiao, F., Zhang, T., Ta, L., Ma, S., Liang, J., Wang, Z., Ye, F. och Liu, J. (2024) "Operando analysis of in-plane heterogeneity for the PEM electrolyzer cell: Mappings of temperature and current density", *Journal of Cleaner Production*, 436, s. 140586. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.140586>.

Weiss, R. och Ikäheimo, J. (2024) "Flexible industrial power-to-X production enabling large-scale wind power integration: A case study of future hydrogen direct reduction iron production in Finland", *Applied Energy*, 365, s. 123230. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.123230>.

Xu, B., Zhu, X., Wang, Y., Li, J., Ye, D., Yang, Y. och Liao, Q. (2026) "Numerical investigation on steady and dynamic operation characteristics of PEM water electrolyzer considering gas-water velocity differences in the flow channel", *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 258, s. 128318. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2025.128318>.

Zhang, C., Greenblatt, J.B., Wei, M., Eichman, J., Saxena, S., Muratori, M. och Guerra, O.J. (2020) "Flexible grid-based electrolysis hydrogen production for fuel cell vehicles reduces costs and greenhouse gas emissions", *Applied Energy*, 278, s. 115651. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115651>.

Zhang, X., Ma, X., Jiao, W. och Hou, M. (2025) "Comprehensive design and scheduling optimization of a photovoltaic-wind-solid waste hybrid power system for green hydrogen and

methanol production”, *International Journal of Hydrogen Energy*, 152, s. 149892. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.06.082>.

Zhu, Z., Gibbons, W.T., Kane, N.J. och Tucker, M.C. (2025) ”Dynamic testing of solid oxide electrolysis cells standard operating procedure”, *Frontiers in Energy Research*, 13, s. 1530464. Tillgänglig vid: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2025.1530464>.

# Appendix

## Appendix I – Intervjumall

### *Till vätagasaktörer/forskare*

*Tillverkar ni era egna elektrolysörer eller köper ni in tekniken?*

1. Hur ser du på elektrolysörernas roll i framtidens el- och/eller energisystem?
2. Hur skulle du kategorisera de olika typerna av elektrolystekniker som finns idag och hur du tror de kan bidra med flexibilitet?
3. Hur skiljer sig dessa tekniker åt när det gäller:
  - a. teknisk mognad?
  - b. kostnad?
  - c. flexibilitet?
4. Finns det återstartstider, degradering eller livslängdseffekter som är viktiga att ta hänsyn till vid flexibel drift?
  - a. Finns det gränser för hur ofta eller hur länge flexibilitet kan utnyttjas?
  - b. Kan processen stängas av helt och vad blir konsekvenserna?
  - c. Är vissa driftfall mer problematiska än andra för elektrolysörernas livslängd och/eller degradering?
    - i. Nedreglering?
    - ii. Avbrott?
    - iii. Köra på låg last?
5. Hur snabbt kan respektive teknik startas upp igen efter ett avbrott?
  - a. Kallstart
  - b. Varmstart
6. Hur snabbt kan de respektive teknikerna rampa ned sin produktion?
  - a. Hur snabbt kan man rampa upp igen?
  - b. Skiljer det sig beroende på hur stor effekt man reglerar ned?
7. Hur viktigt är förutsägbarhet för elektrolysörernas flexibilitet?
8. Hur påverkas produktionen av vätagas av att köra på lägre dellast?
  - a. Är det olika på kort/lång sikt?
  - b. Hur bestäms dellast?
9. Vad finns för viktiga aspekter att beakta vid analys och implementering av elektrolysörer som flexibilitetsresurs i elnätet?

10. Vad hade behövts från elnätsoperatörer för att elektrolysörer skulle utgöra en större del av elnätsflexibiliteten?
11. Vilken typ av elektrolysör tror du kommer vara dominerande i framtiden?
  - a. Varför?
  - b. Vad kommer vara avgörande för att denna typ ska finnas kvar/utvecklas?
12. Finns det något viktigt vi inte har berört kring elektrolysörer och flexibilitet?
13. Har du tips på:
  - a. vidare läsning?
  - b. andra relevanta aktörer att intervjua?

### ***Till elnätsaktörer/forskare***

1. Hur ser du på elektrolysörernas roll i framtidens el- och/eller energisystem?
  - a. Tror du att storskalig vätgastillverkning med elektrolys kommer bli vanligare?
2. Hur påverkar storskalig etablering av elektrolysörer
  - a. nätplanering på kort sikt (drift)?
  - b. nätutbyggnad på lång sikt (investeringar)?
3. Vilka typer av störningar är vanligast förekommande på regionala elnät?
4. Vilka flexibilitetsbehov ser du som viktigast i regionnätet?
5. Vilka tidsintervall borde man undersöka för en flexibilitetsresurs? Vilka är vanliga ”markörer” som skulle kunna utgöra en standard likt SvKs stödtjänstmarknad?
6. Vilken responstid behövs för hantering av?
  - a. Kapacitetsbrist?
  - b. Spänningsstabilitet?
  - c. Nätvärn?
7. Finns det idag marknader eller icke-marknader för flexibilitet som elektrolysörer realistiskt kan delta i?
  - a. Lokala flexibilitetsmarknader?
  - b. Bilaterala avtal?
  - c. Annat?
8. Om inte, vad saknas för att elektrolysörerna ska kunna delta mer aktivt i dessa marknader/icke-marknader?
  - a. Teknik?
  - b. Regelverk?
  - c. Affärsmodeller?
  - d. Standarder?

9. Vad skulle vara en "ideal" elektrolysör ur elnätets perspektiv?
10. Vad finns för viktiga aspekter att beakta vid analys och implementering av elektrolysörer som flexibilitetsresurs i elnätet?
11. Vad hade behövts från elektrolysörer och vätgasproducenter för att elektrolysörer skulle utgöra en större del av elnätsflexibiliteten?
12. Finns det något viktigt vi inte har berört kring elnät och flexibilitet?
13. Har du tips på:
  - a. vidare läsning?
  - b. andra relevanta aktörer att intervjua?

## Appendix II - Produktdatablad

	Företag	Modell	Länk
AEL	NEL Hydrogen	A485 Series Alkaline Electrolyser	NEL Hydrogen (2024), <i>A485 Series Alkaline Electrolyser Stack and Electrolyte System Module</i> , [datablad], <a href="https://nelhydrogen.com/wp-content/uploads/2024/08/A-Series-Spec-Sheet%E2%80%9393DOC001974_03.pdf">https://nelhydrogen.com/wp-content/uploads/2024/08/A-Series-Spec-Sheet%E2%80%9393DOC001974_03.pdf</a>
	Stargate Hydrogen	stellar EDGE 0.5 MW	Stargate Hydrogen (2025), <i>stellar edge - 0.5 MW Next Generation alkaline electrolyser stacks. Pressurised alkaline stacks for system integrators.</i> , [datablad], <a href="https://stargatehydrogen.com/wp-content/uploads/2025/10/Specification_sheet_Stacks_Stargate_hydrogen-Q1-2026-1.pdf">https://stargatehydrogen.com/wp-content/uploads/2025/10/Specification_sheet_Stacks_Stargate_hydrogen-Q1-2026-1.pdf</a>
		Starbase 5 MW	Stargate Hydrogen (2025), <i>Technical Specifications Starbase &amp; Aurora</i> , [datablad], <a href="https://stargatehydrogen.com/wp-content/uploads/2025/10/Specification_sheet_Starbase_and_Aurora_Stargate_hydrogen-Q3-2025.pdf">https://stargatehydrogen.com/wp-content/uploads/2025/10/Specification_sheet_Starbase_and_Aurora_Stargate_hydrogen-Q3-2025.pdf</a>
		Aurora 10 MW	
	Gateway	Stargate Hydrogen (2024), <i>gateway SERIES - Containerised turn-key alkaline hydrogen production systems</i> , [datablad], <a href="https://stargatehydrogen.com/wp-content/uploads/2024/10/Spec_sheet_Electrolyser_stargate_hydrogen-Q1-2026-1.pdf">https://stargatehydrogen.com/wp-content/uploads/2024/10/Spec_sheet_Electrolyser_stargate_hydrogen-Q1-2026-1.pdf</a>	
	Thyssenkrupp	scalum® 20 MW Unit	Thyssenkrupp nucera, (2024), <i>Industrial-Scale Water Electrolysis for Green Hydrogen Production</i> [datablad], <a href="https://www.thyssenkrupp-nucera.com/wp-content/uploads/2024/10/thyssenkrupp-nucera_green-hydrogen_brochure_A4_241029_RZ_WEB.pdf">https://www.thyssenkrupp-nucera.com/wp-content/uploads/2024/10/thyssenkrupp-nucera_green-hydrogen_brochure_A4_241029_RZ_WEB.pdf</a>
	Sunfire	Sunfire-HyLink Alkaline	sunfire, (2024), <i>Sunfire-HyLink Alkaline</i> [datablad], <a href="https://backend.sunfire.de/wp-content/uploads/2024/10/Sunfire_Fact-Sheet_AEL_EN-digital.pdf">https://backend.sunfire.de/wp-content/uploads/2024/10/Sunfire_Fact-Sheet_AEL_EN-digital.pdf</a>

	Hydrogen Pro	High-pressure alkaline electrolyzers	Hydrogen Pro, (2025), <i>High-pressure alkaline electrolyzers</i> , [datablad], <a href="https://hydrogenpro.com/wp-content/uploads/2025/06/Technical-details_1.3.pdf">https://hydrogenpro.com/wp-content/uploads/2025/06/Technical-details_1.3.pdf</a>
PEM	NEL Hydrogen	PEM Electrolyser – PSM Series	NEL Hydrogen, (2025), <i>PSM series – Proton Exchange Membrane (PEM) Electrolyzer Stack Module</i> , [datablad], <a href="https://nelhydrogen.com/wp-content/uploads/2024/03/PSM-Series_PD-0600-0141-Rev-D.pdf">https://nelhydrogen.com/wp-content/uploads/2024/03/PSM-Series_PD-0600-0141-Rev-D.pdf</a>
		PEM Electrolyser – MC Series	NEL Hydrogen, (2025), <i>MC series – Proton Exchange Membrane (PEM) Hydrogen Generation Systems</i> , [datablad], <a href="https://nelhydrogen.com/product/mc-series-electrolyser/">https://nelhydrogen.com/product/mc-series-electrolyser/</a>
		PEM Electrolyser – C/H/S Series	NEL Hydrogen, (2025), <i>Nel Hydrogen Electrolysers – The World’s Most Efficient and Reliable Electrolysers</i> , [datablad], <a href="https://nelhydrogen.com/wp-content/uploads/2024/09/Electrolysers-Brochure_PD-0600-0125-Rev-F.pdf">https://nelhydrogen.com/wp-content/uploads/2024/09/Electrolysers-Brochure_PD-0600-0125-Rev-F.pdf</a>
	Siemens Energy	Elyzer P-300	SIEMENS energy, (2025), <i>Hydrogen and Power-to-X solutions</i> , [datablad], <a href="https://p3.aprimocdn.net/siemensenergy/973beb1b-97e0-4150-9c2e-b29800761a8c/Electrolyzer_Brochure_Hydrogen_PowertoX-pdf_Original%20file.pdf">https://p3.aprimocdn.net/siemensenergy/973beb1b-97e0-4150-9c2e-b29800761a8c/Electrolyzer_Brochure_Hydrogen_PowertoX-pdf_Original%20file.pdf</a>
	Quest One	MHP	Quest One, (utan årtal), <i>QUEST ONE PEM-ELECTROLYZER MODULAR HYDROGEN PLATFORM</i> , [datablad], <a href="https://www.questone.com/fileadmin/user_upload/Quest_One_Data-Sheet_MHP_EN_0825.pdf">https://www.questone.com/fileadmin/user_upload/Quest_One_Data-Sheet_MHP_EN_0825.pdf</a>
		ME450	Quest One, (utan årtal), <i>QUEST ONE PEM-ELECTROLYZER ME450</i> , [datablad], <a href="https://www.questone.com/fileadmin/user_upload/Quest_One_Data-Sheet_ME450_EN_Rev.5.pdf">https://www.questone.com/fileadmin/user_upload/Quest_One_Data-Sheet_ME450_EN_Rev.5.pdf</a>

	The Plug	GenEco 10MW	PlugPower, (2025), <i>The Plug GenEco Electrolyzer</i> , [datablad], <a href="https://resources.plugpower.com/product-literature/geneco-10mw-array-120125">https://resources.plugpower.com/product-literature/geneco-10mw-array-120125</a>
SOEC	Sunfire	HyLink SOEC 10 MW	PlugPower, (2025), <i>Sunfire-HyLink SOEC</i> , [datablad], <a href="https://backend.sunfire.de/wp-content/uploads/2024/10/Sunfire_Fact-Sheet_SOEC_EN_digital.pdf">https://backend.sunfire.de/wp-content/uploads/2024/10/Sunfire_Fact-Sheet_SOEC_EN_digital.pdf</a>
	Bloom Energy	BLOOM ELECTROLYZER™	Bloom energy, (2023), <i>BLOOM ELECTROLYZER™</i> , [datablad], <a href="https://www.bloomenergy.com/wp-content/uploads/bloom-energy-electrolyzer-datasheet-december-2023.pdf">https://www.bloomenergy.com/wp-content/uploads/bloom-energy-electrolyzer-datasheet-december-2023.pdf</a>
	OxEon Energy	rSOC 20kW	OxEon Energy, (utan årtal), <i>BLOOM ELECTROLYZER™</i> , [datablad], <a href="https://oxeonenergy.com/sites/default/files/docs/OxEonEnergy-rSOCSytem_Rev1.pdf">https://oxeonenergy.com/sites/default/files/docs/OxEonEnergy-rSOCSytem_Rev1.pdf</a>
	Anonym	-	anonym, e-postmeddelande, 27 februari 2026
AEM	Power to Hydrogen	M - Class Electrolyzer 1MW, 2,5MW, 10MW	P2H2, (utan årtal), <i>P2H2 TECHNOLOGY M – Class</i> , [datablad]
	Enapter	AEM Flex 120 (upp till 0,48 MW)	Enapter, (2025), <i>AEM FLEX 120</i> , [datablad], <a href="https://enapter.com/wp-content/uploads/2025/08/Enapter_Datasheet_AEM-Flex-120_rev04.pdf">https://enapter.com/wp-content/uploads/2025/08/Enapter_Datasheet_AEM-Flex-120_rev04.pdf</a>
		AEM Nexus 500 (upp till 0,5 MW)	Enapter, (2025), <i>AEM NEXUS 500</i> , [datablad], <a href="https://enapter.com/wp-content/uploads/2025/05/Data-Sheet_Nexus-500_RGB.pdf">https://enapter.com/wp-content/uploads/2025/05/Data-Sheet_Nexus-500_RGB.pdf</a>
		AEM Nexus 1000 (upp till 1 MW)	Enapter, (2025), <i>AEM NEXUS 1000</i> , [datablad], <a href="https://enapter.com/wp-content/uploads/2025/05/Productsheet-Nexus-1000-RGB.pdf">https://enapter.com/wp-content/uploads/2025/05/Productsheet-Nexus-1000-RGB.pdf</a>
		AEM Nexus 2500 (upp till 2,5 MW)	Enapter, (2025), <i>AEM NEXUS 2500</i> , [datablad], <a href="https://enapter.com/wp-content/uploads/2025/07/Enapter_Nexus2500_Datasheet_DTS-COM2.pdf">https://enapter.com/wp-content/uploads/2025/07/Enapter_Nexus2500_Datasheet_DTS-COM2.pdf</a>

