

RAPPORT: ENERGISLAG I HALLAND

2022-12-02



wsp

Rapport - Energislag i Halland

KUND

Region Halland

KONSULT

WSP

WSP Sverige AB
121 88 Stockholm-Globen
Besök: Arenavägen 7
Tel: +46 10 7225000

wsp.com

UPPDRAGSNAMN

Rapport: Energislag i Halland

UPPDRAGSNUMMER

10343343

FÖRFATTARE

Simon Färegård, Simon Wakter,
Ronja Beijer Englund

SAMMANFATTNING

I denna studie har information och fakta om flertalet kraftslag, energibärare och energilager inhämtats och beskrivits. Specifikt inkluderades följande energislag i studien:

- Kraft- och värmeproduktion
 - Vattenkraft
 - Vindkraft (Landbaserad och havsbaserad)
 - Vågkraft
 - Solkraft (takanläggningar och markanläggningar)
 - Kärnkraft
 - Kraftvärme (inkl. fjärrvärme, fjärrkyla och restvärme)
- Energibärare och energilager
 - Biogas
 - Vätgas
 - Batterier

För respektive energislag inhämtades och beskrevs samma information, nämligen:

- Introduktion och grundläggande information
 - Energislagets bakgrund
 - Grundläggande teknik
 - Användningsområden
- Teknoekonomiska aspekter
 - Produktionskostnad
 - Livscykelutsläpp
 - Livslängd
 - Tidsperspektiv gällande uppförande av produktionsanläggning och tillståndsprocess
 - Sysselsättningsgrad
- Energislagets förutsättningar och potential i Halland
 - Förutsättningar och potential i Halland
 - Framtidsscenario
 - Risker

Informationen baserades primärt på publika och tillförlitliga källor men även på empirisk erfarenhet och kunskap. Resultat av studien sammanfattas i Tabell 11 och Tabell 12 under kapitlet "Diskussion, slutsats och sammanfattning". I denna tabell har viss information för samtliga energislag utelämnats då de bättre beskrivs i text under respektive kapitel samt i den tabell som återfinns i slutet av varje kapitel.

FÖRKORTNINGAR OCH BEGREPP

kW - Kilowatt (ett tusen watt)

kWh - Kilowattimme (ett tusen wattimmar)

MW – Megawatt (ett tusen gånger större än kW)

MWh – Megawattimme (ett tusen gånger större än kWh)

GW – Gigawatt (ett tusen gånger större än MW)

GWh – Gigawattimme (ett tusen gånger större än MWh)

TWh – Terawattimme (en tusen gånger större än GWh)

LCOE – Levelized Cost of Electricity (produktionskostnad)

LCOH – Levelized Cost of Hydrogen (produktionskostnad specifikt för vätgas)

LCA – Life Cycle Assessment (livscykelutsläpp)

CO_{2e} – Koldioxidekvivalenter, ett sätt att beskriva klimatpåverkan från växthusgaser genom att ange hur mycket koldioxid som skulle behövas släppas ut för att få samma påverkan på växthuseffekten och den globala uppvärmningen. Exempelvis ett ton metan har en 28 gånger så stor påverkan på klimat jämfört med ett ton koldioxid. Ett ton metan utgör således 28 ton koldioxidekvivalenter.

Viktig information

Vid tidpunkten då denna rapport skrivs (hösten 2022) upplever Europa och Sverige ett krig och en energiotmaning där flera omvärlds- och säkerhetsfaktorer har en stor påverkan på energilandskapet och dess utveckling. Att förutse utvecklingen är svårt och det finns en mängd faktorer att ha i åtanke, även utan det pågående kriget och energiotmaningen. Det är därför viktigt att komma ihåg att den fakta och information som anges i denna rapport speglar det kunskapsläge som råder idag men att det snabbt kan komma att ändras framgent. Det är viktigt att kontinuerligt följa de underliggande faktorer som ligger till grund för informationen i rapporten för att få en god inblick i utvecklingen. Dessutom har Sverige under hösten 2022 fått en ny regering, där vissa förslag som den nya regeringen lagt fram kan leda till en viss förändring i de slutsatser som ges i rapporten. Slutsatserna som dras är givet förutsättningarna innan valet men då förväntade förändringar i och med den nya regeringen varit kända i skrivande stund har detta noterats i rapporten.

INNEHÅLL

INLEDNING	1
ENERGINS BETYDELSE FÖR SAMHÄLLET OCH DESS UTVECKLING	1
STUDIENS SYFTE OCH METOD	2
RAPPORTENS DISPOSITION OCH FÖRKLARINGAR AV EGENSKAPER	3
Rapportens disposition	3
Förklaringar och förtydliganden gällande egenskaper och information	3
ASPEKTER SOM GENOMSYRAR ALLA ENERGISLAG	5
HALLANDS ENERGILÄGE IDAG	7
EL- OCH VÄRMEPRODUKTION	8
VATTENKRAFT	9
Introduktion och grundläggande information	9
Teknoekonomiska aspekter	9
Energislagets förutsättningar och potential i Halland	11
VINDKRAFT	13
Introduktion och grundläggande information	13
Teknoekonomiska aspekter	14
Energislagets förutsättningar och potential i Halland	15
VÅGKRAFT	20
Introduktion och grundläggande information	20
Teknoekonomiska aspekter	21
Energislagets förutsättningar och potential i Halland	21
SOLENERGI	23
Introduktion och grundläggande information	23
Teknoekonomiska aspekter	24
Energislagets förutsättningar och potential i Halland	26
KÄRNKRAFT	30
Introduktion och grundläggande information	30
Teknoekonomiska aspekter	31
Energislagets förutsättningar och potential i Halland	32
KRAFTVÄRME, FJÄRRVÄRME, FJÄRRKYLA, RESTVÄRME OCH GEOTERMISK ENERGI	35
Introduktion och grundläggande information	35
Teknoekonomiska aspekter	37
Energislagets förutsättningar och potential i Halland	38
ANDRA ENERGIBÄRARE OCH ENERGILAGER	41
BIOGAS	42
Introduktion och grundläggande information	42
Teknoekonomiska aspekter	42
Energislagets förutsättningar och potential i Halland	43

VÄTGAS	46
Introduktion och grundläggande information	46
Teknoekonomiska aspekter	48
Energislagets förutsättningar och potential i Halland	49
BATTERIER	52
Introduktion och grundläggande information	52
Teknoekonomiska aspekter	54
Energislagets förutsättningar och potential i Halland	55
DISKUSSION, SLUTSATS OCH SAMMANFATTNING	57
Diskussion och slutsats	57
Sammanfattning av energislag	58

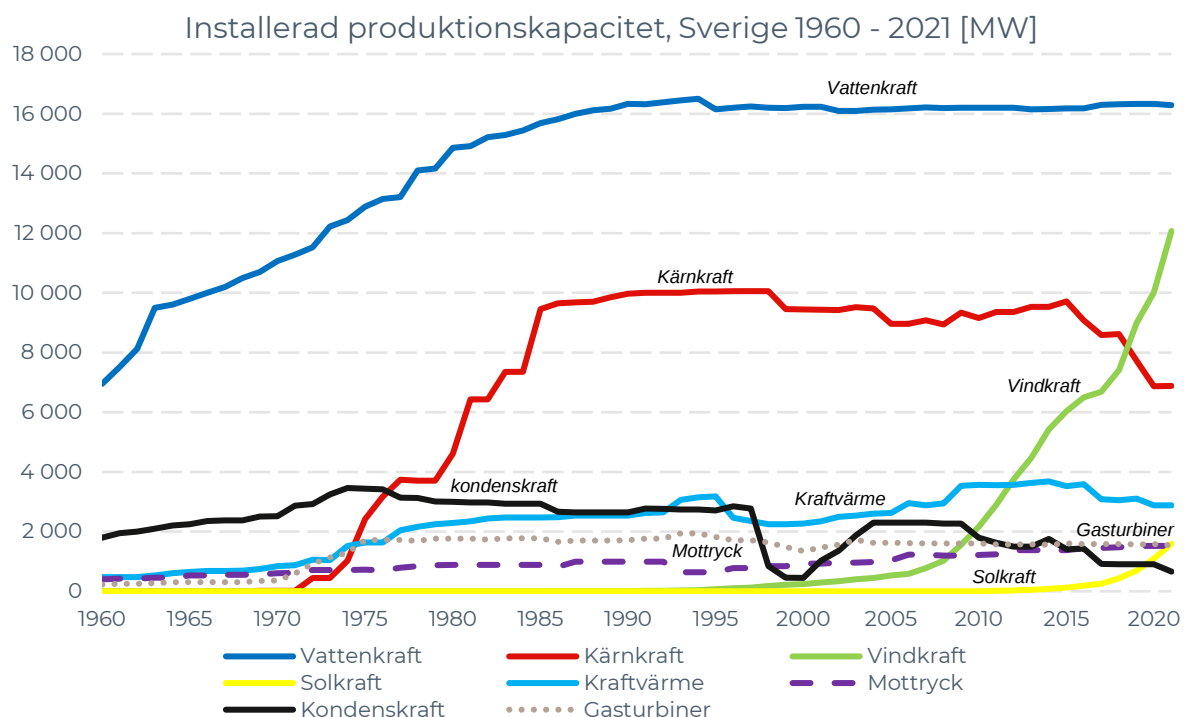
INLEDNING

ENERGINS BETYDELSE FÖR SAMHÄLLET OCH DESS UTVECKLING

Samtliga av samhällets funktioner är beroende av energi och därmed även av ett välfungerande energisystem. Energisystemet har varit en viktig förutsättning för det moderna Sverige vi ser idag. Ett välfungerande el- och energisystem definieras av många olika faktorer såsom hög leveranssäkerhet, konkurrenskraftiga priser och låg miljöpåverkan. Framgång inom dessa områden har bidragit till såväl jobb som investeringar i Sverige. Ett välfungerande energisystem i Sverige utgör även en förutsättning för att Sverige ska kunna uppnå det energipolitiska målet om en 100 % förnybar elproduktion till 2040 samt klimatmålet om noll nettoutsläpp av växthusgaser till atmosfären senast år 2045. (Notering: Den nya regeringen (2022) har föreslagit att "100 % förnybar elproduktion" ska ändras till "100 % fossilfri elproduktion".¹

Utvecklingen av elproduktionen i Sverige framgår av Figur 1. Vattenkraften ökade kraftigt under andra halvan av 1900-talet för att sedan plana ut under 90-talet. Kärnkraften etablerades i början av 70-talet och växte därefter väldigt kraftigt under de kommande 15 åren för att därefter ligga stabilt till omkring 2015 då somliga kärnkraftverk började avvecklas.

I kontrast har vindkraften ökat exponentiellt senaste 10 åren och har idag en större installerad kapacitet än kärnkraften. Solkraften har även ökat snabbt de senaste åren men ligger fortfarande kvar på relativt låga nivåer. Övrig elproduktion har legat relativt stabilt sedan 80-talet. Sverige har således en större andel väderberoende elproduktion idag jämfört med tidigare. På grund av detta har diskussionen kring energilagring blivit alltmer relevant, speciellt i form av batterier och vätgas.



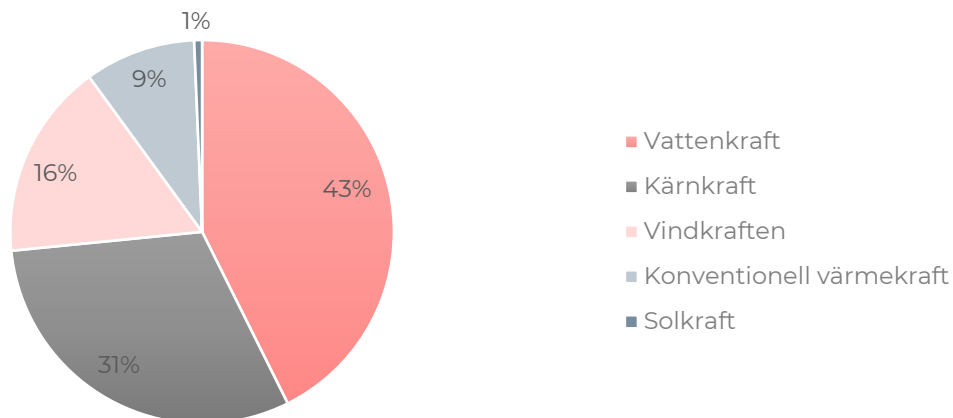
Figur 1. Utvecklingen av installerad elproduktionskapacitet i Sverige från 1960–2021 i MW. Med konventionell kraftproduktion avses kondenskraft som ofta drivs av fossila bränslen (t.ex. Karlshamnsverket).

Utvecklingen har lett till att Sverige idag har en elproduktion som till största del härrör från fossilfria källor, se Figur 2 för kraftslagets andel av elproduktionen 2021. Utvecklingen har även bidragit till

¹[Regeringens proposition 2017/18:228 \(Regeringen, 2018\)](#).

stora och snabba förändringar av energisystemet. Detta ger sig till uttryck genom att fler sektorer kopplats ihop och att energisystemet blivit alltmer komplext. Det som en gång var normen med elproduktion i norr och elanvändning i söder börjar förändras, inte minst genom olika industriella etableringar och initiativ såsom HYBRIT och Northvolt i norra Sverige. Därtill utgör elen inte alltid den efter-sökta slutprodukten idag på samma sätt som den gjort det historiskt. Nya användningsområden för elen är nämligen på uppgång, exempelvis kan elen användas för att producera vätgas som i sin tur kan användas för att tillverka fossilfritt stål (HYBRIT), för att tanka bilar eller för att kombinera med andra energibärare för att skapa nya så kallade elektrobränslen.

Kraftslagens andel av elproduktionen i Sverige 2021



Figur 2. Olika kraftslags andel av elproduktionen 2021.²

Energins påverkan på samhället är i skrivande stund speciellt påtagligt. Sverige, Europa och världen befinner sig just nu i en svår energiutmaning. Situationen drivs av en brist på bränslen, framför allt fossil gas, som har uppstått till följd av Rysslands anfallskrig mot Ukraina och användandet av energi som ett energipolitiskt vapen. Energins betydelse i samhället har tydliggjorts och energifrågan har hamnat allt högre på agendan i takt med att elpriserna nått historiskt höga nivåer. De mycket höga priserna på fossil gas, kol, olja och el har lett till en ekonomiskt utmanande situation för både hushåll, företag och industrier. Priserna har till stor del drivits av fundamentala drivkrafter, främst det höga gaspriset. Dock påverkas priset av många andra faktorer såsom väder (exempelvis sol och vind), vattennivåer i vattenkraftens magasin samt längre produktionsstopp hos exempelvis kärnkraftverk. En sak är dock säker och det är att energin är och förblir en viktig grundpelare i samhället.

STUDIENS SYFTE OCH METOD

Syftet med denna studie har varit att ta fram ett kunskapsunderlag i form av en rapport som beskriver de olika energislagens egenskaper samt dess förutsättningar och potential i Halland. I detta kunskapsunderlag kommer olika teknologier för el- och värmeproduktion och energilagring, samt energibärare, att redovisas.

För att finna de tekniska och ekonomiska egenskaperna som definierar varje teknologi och energibärare har WSP utfört en litteraturstudie baserat på befintlig litteratur samt empirisk kunskap och erfarenheter.

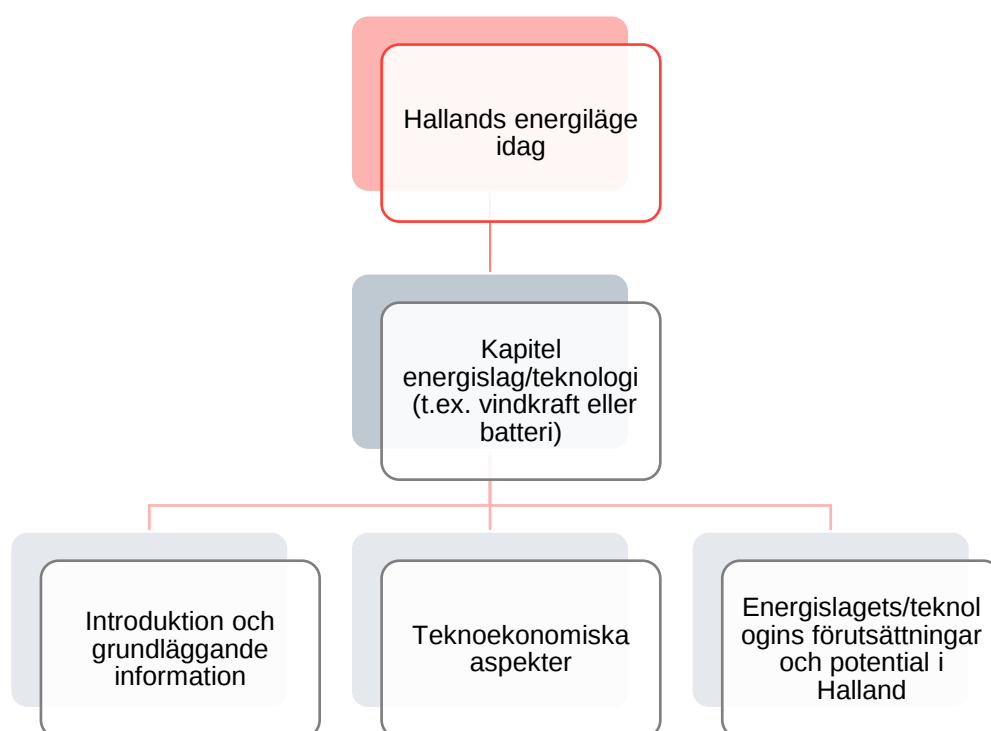
² [Elproduktion efter produktionssätt \(Region fakta, 2021\)](#)

RAPPORTENS DISPOSITION OCH FÖRKLARINGAR AV EGENSKAPER

De teknologier för kraft- och värmeproduktion som redovisas i detta kunskapsunderlag är vattenkraft, vindkraft (havsbaserad och landbaserad), vågkraft, solenergi (takanläggningar och markanläggningar), kärnkraft och kraftvärme (inkluderat fjärrvärme, fjärrkyla och restvärme). Därtill presenteras även energilager och energibärare i form av biogas, vätgas och batterier.

Rapportens disposition

Rapporten inleds med ett kapitel där energiläget i Halland idag beskrivs översiktligt, se Figur 3. Därefter är rapporten uppbyggd med ett kapitel per energislag och teknologi och där varje kapitel har tre underrubriker; Introduktion och grundläggande information, teknoeconomiska aspekter och energislagets/teknologins förutsättningar och potential i Halland. Under respektive rubrik återfinns den information som redovisas nedan. Varje kapitel kommer avslutas med en sammanfattande tabell. Rapporten avslutas sedan med ett kapitel för diskussion och slutsats som innehåller en sammanfattning över samtliga redovisade energislag/teknologier.



Figur 3. Rapportens disposition.

Förklaringar och förtydliganden gällande egenskaper och information

För varje energislag/teknologi redogörs följande information under respektive rubrik.

INTRODUKTION OCH GRUNDLÄGGANDE INFORMATION

- Energislagets/teknologins bakgrund
- Energislagets/teknologins grundläggande teknik
- Användningsområden
- Sysselsättningsgrad

Förtydliganden av begrepp i kapitlet introduktion och grundläggande information:

Sysselsättningsgrad anges kvalitativt som; hög, medel eller låg för de tre faserna; byggnation, drift och avveckling baserat på litteraturundersökning och empirisk erfarenhet. Detta med syfte att möjliggöra en kvalitativ jämförelse mellan de olika teknologierna inom respektive fas.

Anledningen till att sysselsättningen bedöms kvalitativt är att en absolut jämförelse mellan kraft- och energislag inte är relevant då förutsättningarna skiljer sig väldigt mycket. När man bygger stora anläggningar med en hög sysselsättningsgrad under lång tid (t.ex. kärnkraft) kan en jämförelse med mindre anläggningar (t.ex. vindkraft) bli svår att bedöma sett till absoluta tal såsom totalt uppkomna arbetstillfällen. Därtill är siffror svårt att finna för samtliga energislag då detta ej kartlagts, speciellt inte i en svensk kontext och speciellt inte angivet som årsarbeten per installerad MW elektrisk effekt. Dock, om siffror funnits har dessa angivits. Viktigt är även att tillverkning inte inkluderats i den kvalitativa uppskattning då detta, för de flesta teknologier, sker utanför Sveriges gränser. Detta har dock kommenterats då det ansetts relevant. Slutligen, om antalet årsarbeten slås ut på teknologins livslängd kan exempelvis driftsfasen visa på en något högre sysselsättningsgrad jämfört med byggnationsfasen för vissa teknikslag. Dock, om man slår ut årsarbeten på tidsåtgången för respektive fas kan sysselsättningen i stället vara högre under byggnationsfasen jämfört med driftsfasen. Det sistnämnda har varit utgångspunkten för den kvalitativa bedömningen.

TEKNOEKONOMISKA ASPEKTER

- Tidsperspektiv vad gäller uppförande av produktionsanläggning och tillståndprocess
- Beräknad livslängd på produktionsanläggning
- Livscykelanalyser gällande:
 - Utsläpp: redovisas i form av livscykelanalys av utsläpp (LCA) angivet som CO₂-ekvivalenter/kWh,
 - Kostnader: redovisas i form av produktionskostnader och/eller *levelized cost of electricity* (LCOE) angivet som kr/kWh.

Förtydliganden av begrepp i kapitlet om teknoekonomiska aspekter:

I tabellen som återfinns i slutet av varje kapitel återges den **totala uppförandetiden** från initiering av projekt till driftsättning. Byggtid och tillståndstid anges separat under denna om tidsåtgången för dessa kunnat identifierats med större säkerhet.

I rapporten framhävs den **ekonomiska livslängden** som är den tidshorisont som man räknar på själva investeringarna. Den **tekniska livslängden** kommer även den att återges när denna information funnits tillgänglig och ansetts vara relevant. Tekniska livslängden avser de antal år som teknologin kan vara i drift innan den behöver bytas ut.

Resultatet av en **LCA** är ett nyckeltal som beskriver teknologins eller energislagets utsläpp under dess livslängd, från vagga till grav, dividerat med den mängd energi som producerats eller lagrats under samma tidsperiod.

LCOE och produktionskostnad är ett nyckeltal som beskriver teknologins totala kostnader över dess ekonomiska livslängd dividerat med den mängd el som teknologin kommer att producera under samma tid. För biogas, vätgas och batterier uttrycks produktionskostnaden som kronor per kWh av biogas, vätgas (LCOH) eller elenergi. LCOE och produktionskostnad är således ett mått som symboliserar det minsta priset per kWh som krävs för att täcka alla kostnader under livslängden. Det är väldigt viktigt att ha i åtanke att både LCOE och LCA starkt påverkas av vad som inkluderats i respektive analys samt vilka antaganden som gjorts.

FÖRUTSÄTTNINGAR OCH POTENTIAL I HALLAND

- Geografiska förutsättningar och potential
- Framtidsscenario
- Risker

Förtydliganden av begrepp i kapitlet om förutsättningar och potential i Halland:

Risker har uttryckts från olika perspektiv beroende på energislag/teknologi. Detta då riskernas natur skiljer sig mellan dessa. I vissa fall har säkerhetsaspekter framhävts medan risker som försvårar etablering lyfts fram i andra fall. Där det ansetts relevant har ett Halländskt perspektiv applicerats för riskerna.

ASPEKTER SOM GENOMSYRAR ALLA ENERGISLAG

Det finns många aspekter gällande energisystemet som är övergripande, dvs. som återfinns inom samtliga presenterade teknologier och energislag. Dessa aspekter har en påverkan på såväl Sveriges som Hallands energisystem. Exempel på sådana aspekter är behovet av kompetens, klimatförändringarnas påverkan på energisystemet samt att alla kraftslag gynnas av förutsägbara långsiktiga förutsättningar.

Sveriges energisystem utvecklas snabbt och elanvändningen förväntas dubblas till 2045. För att kunna tillgodose denna snabbt ökade elanvändning krävs etablering av ny elproduktion och energilagring samt snabb och omfattande utbyggnad av elnätet, för att nämna några behovsområden. Ett hinder för att kunna svara upp mot dessa behov är kompetensbrist. Exempelvis förväntas ungefär 1 700 tekniker och ingenjörer gå i pension under kommande år. Under samma tidsperiod behöver energibranschen rekrytera omkring 8 000 nya tekniker och ingenjörer enligt Energiföretagen. Detta behov är nästan tre gånger så stort som det kompetensbehov som identifierades 2017 för energibranschen.

Det stora kompetensbehovet ställer krav på att det finns personer med den nödvändiga kompetensen att anställa. I förlängningen ställer detta därmed krav på möjligheten till vidareutbildning av personal, att fler väljer utbildningar som leder till energibranschen, att rekryteringsbasen breddas för att inkludera exempelvis praktikanter samt att energibranschen uppfattas som attraktiv och spännande. Sammanfattningsvis riskerar därmed kompetensbristen att hämma utvecklingen inom energiområdet i Sverige såväl som i Halland.³

Klimatförändringarna är en annan aspekt som kommer påverka energisystemet i både Sverige och Halland. Kunskap gällande dess påverkan på vindkraften är speciellt relevant då det är det kraftslag som förväntas växa mycket framgent. För vindkraften är förändringar i vind, temperatur och nederbörd samt risken för brand aspekter som är speciellt viktiga. Energiforsk har utvärderat klimatförändringens potentiella påverkan på olika kraftslag 20 år framåt. I denna utvärdering bedöms påverkan på vindkraften som låg. För vattenkraft bedöms påverkan å andra sidan vara medel till stor. Förändringar i nederbörd och temperatur kan påverka tillrinningen till vattenkraftverken vilket således påverkar elproduktionen. För kärnkraft kan klimatförändringarna ha en negativ påverkan genom ökade havsvattentemperaturer då detta vatten används för kylning. Trots detta bedöms påverkan på kärnkraften vara liten. Till sist kan nämnas att en ökad risk för exempelvis skogsbränder, tillsammans med förändrade mönster för nederbörd, kan påverka tillgången till bioenergi negativt.⁴

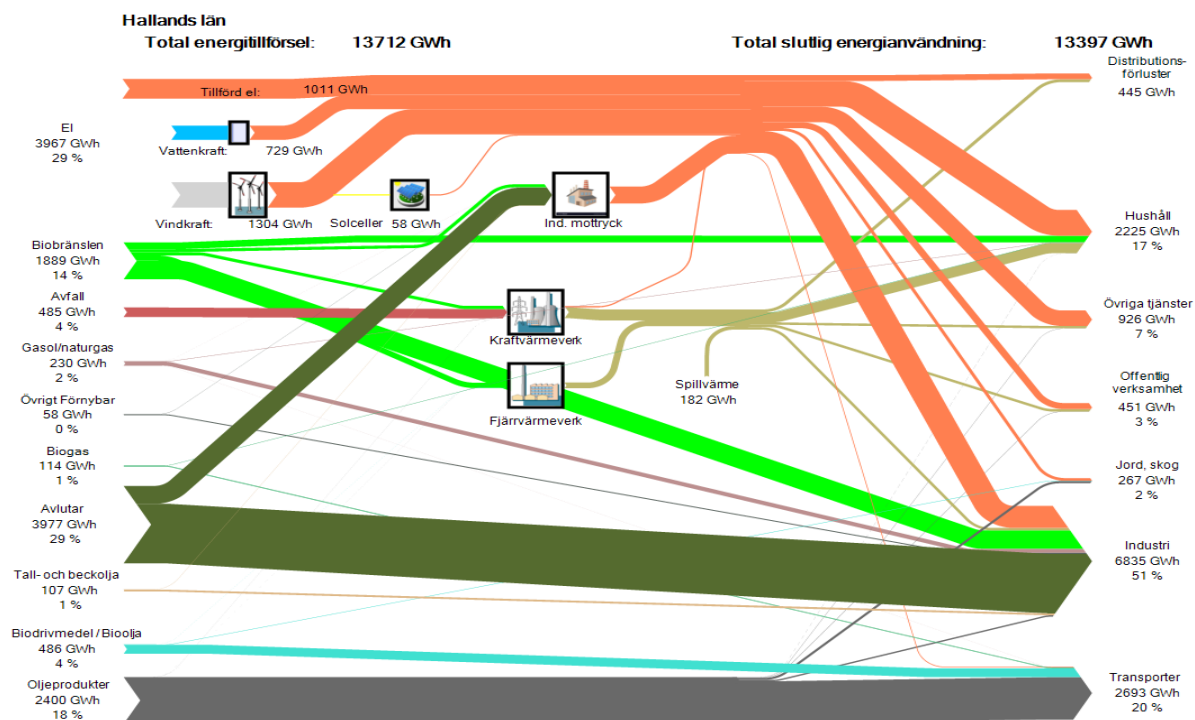
³ [Kompetensförsörjning \(Energiföretagen, 2022\)](#)

⁴ [Klimatförändringarnas inverkan på energisystemet \(Energiforsk, 2021\)](#)

Klimatförändringens påverkan på Sveriges energisystem är väldigt komplex då det finns många faktorer som interagerar. Det är därmed viktigt att förstå att dess påverkan är svår att kvantifiera och isolera till specifika nyckeltal.

HALLANDS ENERGILÄGE IDAG

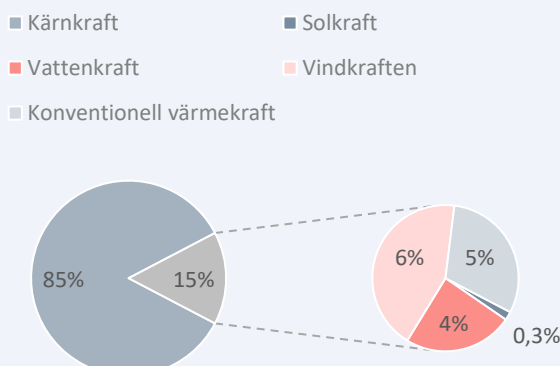
Hallands energiläge idag, sett till både el- och värmeproduktion som energianvändning, framgår av Figur 4. I figuren redovisas inte elproduktionen från kärnkraftverk och bränslen till densamma då denna är betydligt större än andra kraftslags elproduktion som således skulle se orimligt små ut i det fall kärnkraften redovisats. Från figuren framgår det att det i länet även produceras fjärrvärme och biogas utöver el. Fjärrvärmerna produceras till största del av kraftvärmeverk som förbränner avfall och fasta biobränslen, men det förbränns även en del biogas. Den totala biogasanvändningen inom Halland uppgick 2020 till 114 GWh och härrör framför allt från länets egen produktion.



Figur 4. Sankeydiagram som beskriver energiflödena i Hallands län 2020. Kärnkraften är exkluderad pga. stora energiflöden som gör andra energiflöden osynliga.

Kärnkraften stod för 85 % (16,7 TWh) av den totala elproduktionen i länet år 2020. I slutet av 2019 stängdes Ringhals 2 och under 2020 stängdes Ringhals 1 vilket innebär en minskad elproduktion från kärnkraft till närmare 15 TWh 2021.⁵ Resterande elproduktion härrör från vindkraft, konventionell värmekraft (kraftvärmeverk, industriellt mottryck osv), vattenkraft och solkraft i fallande storleksordning, se Figur 5. Vindkraften har expanderat stort sen början av 2000-talet, men den procentuella utvecklingen har stannat av på senare år. 2020 producerades cirka 58 GWh el från solkraft i Hallands län vilket utgjorde cirka 6 % av den totala solelproduktionen i Sverige 2020. Kärnkraften gör Halland till Sveriges största län sett till överskott av elproduktion.

Kraftslagets andel av elproduktion i Halland 2020



Figur 5. Kraftslagets andel av elproduktion i Halland 2020. OBS: 2021 stängde Ringhals 1 och elproduktionen från kärnkraft är därmed lägre idag.

⁵ [Produktionshistorik Ringhals \(Vattenfall, 2021\)](#)



EL- OCH VÄRMEPRODUKTION

VATTENKRAFT

Introduktion och grundläggande information

I Halland finns idag ca 187 MW vattenkraft med en sammanlagd årsproduktion på omkring 730 GWh. Redan under början av 1900-talet etablerades de första vattenkraftverken i Halland. Det idag största vattenkraftverket i Halland är Karsefors på 31 MW som ligger längs med ån Lagan i Laholm. Överlag ligger i princip alla vattenkraftverk med en installerad effekt på över 1 MW i vattendragen Lagan, Nissan och Ätran. Laholm och Falkenberg är de kommuner med störst andel elproduktion från vattenkraft med 42 % respektive 28 % av den totala vattenkraftsproduktionen i länet.⁶

Större vattenkraftverk utnyttjar höjdskillnaden mellan där vattnet tas in i kraftverket, och där vattnet flödar ut, för att producera el. I vattenkraftverk utnyttjas därmed vattnets så kallade lägesenergi. Vattenkraftverk är placerade i samband med en damm, där vattnet från ett vattendrag samlas upp i det magasin som skapas uppströms denna damm. Detta med syfte att kunna lagra vattnet och dess energi, samt för att kunna reglera flödet genom vattenkraftverket. I nästa steg flödar vattnet från detta magasin genom luckor i dammen via en tillloppsledning till själva turbinen. Den lagrade lägesenergin i vattnet omvandlas till rörelseenergi och vattnet får turbinen att snurra och driva en generator. Det är generatoren som sedan producerar själva elen som sedan skickas ut på elnätet.

Fördjupning: Vad är en generator?

Generatoren är en av de viktigaste komponenterna vid elproduktion. Det är i denna som rörelseenergi omvandlas till elektrisk energi.

Rörelseenergin kan komma från vatten, vind eller ånga som i ett kärnkraftverk. Rörelseenergi får en turbin att snurra som i sin tur är kopplad till generators spole. På denna spole återfinns en kopparledning. När kopparledningen roterar i ett magnetiskt fält bildas en ström i denna ledning, dvs elektricitet. Denna grundprincip är densamma för alla generatorer i alla kraftverk.

Samma princip som ovan gäller för mindre vattenkraftverk, så kallade strömkraftverk, dock med skillnaden att de oftast inte har magasin. Elproduktionen följer då i stället det naturliga flödet i vattendragen.

Vattenkraften har flertalet användningsområden. Först och främst står vattenkraften för en stor del av elproduktionen i Sverige och utgör därmed en viktig grundpelare i det svenska elsystemet. Därtill, på grund av möjligheten till att lagra vatten i magasin, samt möjligheten till att reglera vattenflödet och därmed elproduktionen, är reglerkraft ett viktigt användningsområde. Med reglerkraft menas att vattenkraftens elproduktion relativt enkelt kan anpassas efter rådande elsituation. Om elanvändningen plötsligt går upp kan vattenkraften öka sin produktion och vice versa. Sammanfattningsvis är vattenkraften unik då den kan användas för både baskraft (producerar en stor mängd el hela tiden) samt som reglerkraft (anpassar sin elproduktion efter rådande elsituation). Till sist bidrar vattenkraften med svängmassa till Sveriges elsystem, dvs "tröghet". Trögheten kommer ifrån att stora generatorer snurrar och att det finns en inneboende tröghet i dessa som motverkar snabba förändringar i Sveriges elsystem och gör det mer stabilt.

Teknoekonomiska aspekter

Levelized cost of electricity (LCOE) är som beskrivet under "Förklaringar och förtydliganden gällande egenskaper och information" ett bra sätt att utvärdera kostnaden för ett kraftslag givet dess förutsättningar. För att repetera, LCOE beräknas som den totala kostnaden för en anläggning över hela dess ekonomiska livslängd utslaget på mängden el (kWh) som anläggningen förväntas producera under samma tidsperiod. För byggnation av en helt ny vattenkraftstation på 10 MW ligger LCOE på omkring

⁶ Anläggningar i Hallands län (Vattenkraft.info, 2022)

52 öre/kWh. Detta förutsätter att det nya vattenkraftverket byggs på samma plats där det funnits ett vattenkraftverk tidigare.⁷

Livslängden för ett vattenkraftverk kan variera beroende på vad som avses. Den ekonomiska livslängden brukar sättas till 40-50 år för vattenkraftverket som helhet. Efter 40-50 år behöver oftast generatorerna och turbinerna bytas ut och anläggningen kan därefter användas lika länge till. Den tekniska livslängden kan dock vara betydligt längre för enskilda komponenter, exempelvis sätter Vattenfall den tekniska livslängden för maskineriet till 60 år. Den ekonomiska livslängden för andra komponenter i ett vattenkraftverk kan också variera. Exempelvis sätts den ekonomiska livslängden för dammar till omkring 60 år medan dess tekniska livslängd kan sträcka sig över 100 år med rätt underhåll.

Livscykelanalyser (LCA) är ett sätt att kvantifiera mängden koldioxidekvivalenter som släpps ut under en produkts totala livscykel. För elproduktion kan dessa utsläpp sedan slås ut på totala mängden el som producerats för att få utsläpp (koldioxidekvivalenter) per kWh. Vattenfall har upprättat LCA-analyser för flertalet elproduktionsteknologier och för vattenkraft uppgår utsläppen till ca 2 gCO_{2e}/kWh i de nordiska länderna. Här ska dock påpekas att demontering av själva dammarna och generatorerna, samt de andra komponenterna som behövs för själva elproduktionen, inte ingår. Detta då analysen utgått från att reinvesteringar utförs vilket medför att komponenterna för elproduktionen ersätts i slutet av dess livslängd.

Det har inte byggts några nya större vattenkraftverk i Sverige på över 20 år. Under 2001 togs det senaste större vattenkraftverket i Sverige i drift men då byggdes det inte från grunden utan endast äldre generatorer ersattes. Senast ett vattenkraftverk byggdes från grunden var 1994, dvs för nästan 30 år sedan.⁸ Under dessa 30 år har tillståndprocesserna förändrats, troligen även byggtekniken, och det är därmed svårt att bedöma dagens uppförandetid för vattenkraftverk. Med det sagt har själva byggtiden tagit 3-7 år historiskt i Sverige.⁹ För jämförelse invigdes Norges största vattenkraftverk på 127 MW under 2019. Den totala tidsåtgången från förstudie till idrifttagande av denna anläggning var 8 år.¹⁰ Med grund i detta är en rimlig bedömning att den totala uppförandetiden ligger omkring 7-8 år. Av logiska anledningar tar större vattenkraftverk längre tid medan mindre vattenkraftverk går snabbare. Sedan, som diskuteras nedan, är möjligheten till byggnation av nya större vattenkraftverk i Sverige väldigt begränsad. Det finns därmed anledningar att tro att den totala uppförandetiden skulle vara längre idag på grund av de omfattande planerings-, utrednings- och tillståndprocesser som skulle krävas.

För vattenkraftverk krävs mycket personal under byggnadsfasen då det är stora anläggningar som ska byggas och sättas i drift. Denna fas inkluderar byggnationen av själva anläggningen och byggnation av dammar samt mycket projektering och beräkningar relaterat till denna. Under byggnationsskedet är således sysselsättningen hög. Under drift- och underhållsfasen är behovet betydligt lägre då det mesta sköts via kontrollrum på distans och ett fåtal personer kan sköta driften av ett vattenkraftverk. Under detta skede är därmed sysselsättningen låg. Slutligen ökar sysselsättningsgraden när vattenkraftverket ska avvecklas jämfört med under driftskedet men når inte samma nivåer som under byggnationsskedet. Detta då det exempelvis inte krävs lika omfattande planering vid rivning av dammarna som vid byggnationen av dessa.

⁷ [El från nya anläggningar \(Energiforsk, 2021\)](#)

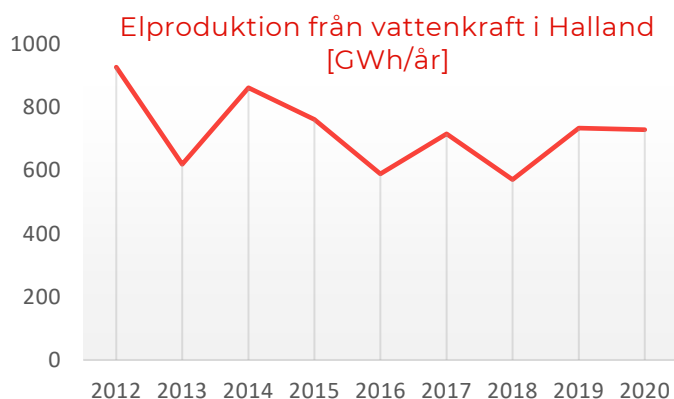
⁸ [Vattenkraft \(Energiföretagen, 2018\)](#)

⁹ [Beskrivning av valda anläggningar \(Vattenfall, 2021\)](#)

¹⁰ [Norges största vattenkraft invigt \(Branschaktuell, 2019\)](#)

Energislagets förutsättningar och potential i Halland

Elproduktionen från vattenkraft har legat relativt stabil senaste åren i Halland, se Figur 6, och dess utvecklingspotential är tämligen låg. Denna analys ligger i linje med Energimyndighetens rapport "Scenarier för Sveriges energisystem 2020" där elproduktionen från vattenkraft förväntas vara mer eller mindre konstant i Sverige fram till 2050.¹¹ Detta grundar sig i att den största potentialen för vattenkraft inte går att nyttja då den återfinns i någon utav de av miljöbalken skyddade älvarna där vattenkraft inte får byggas ut.



Figur 6. Elproduktion från vattenkraft i Halland, variationen mellan åren beror primärt på naturliga orsaker såsom tillrinning.

I vattendrag där vattenkraftsanläggningar redan är etablerade finns dock möjligheten till effektutbyggnad, dvs göra kraftverken mer kraftfulla. Detta är även den metod som riksdagen rekommenderade i sin överenskommelse under 2019.¹² Därtill kan klimatförändringen komma att öka tillrinningen något till vattenkraftverken. Samtidigt kan vattenkraften komma att behöva miljöanpassas och där konsekvensen blir att elproduktionen kommer minska något. Totalt sett antas potentialen för ytterligare elproduktion från vattenkraft att delvis avsättas av denna miljöanpassning. (Notering: Den nya regeringen gick ut den 14/10-22 med ett dokument som säger att denna prövning ska pausas under tiden som miljöanpassningens konsekvenser för elsystemet utreds.)¹³

Med grund i resonemanget ovan, tillsammans med faktumet att Halland idag redan nyttjar de fyra största åarna för vattenkraft, är det rimligt att anta att potentialen för ytterligare elproduktion från vattenkraft i Halland är väldigt låg. En grov uppskattning skulle vara att en ökning i storleksordningen ett par GWh är möjlig genom framför allt effektutbyggnad.

Vattenkraft har flertalet fördelar förknippat med sig men även ett par risker. Utbyggnaden av vattenkraft har en påtaglig påverkan på naturen där den byggs. Exempelvis påverkas den biologiska mångfalden i vattnet. Specifikt brukar ofta vattenkraftens påverkan på laxen lyftas. Vattenkraftsdammarna hindrar laxarnas, och andra djur såsom ålars, naturliga vandringsvägar. Att laxen kan påverkas kan vara ett extra påtagligt problem i Halland där laxen är populär. Detta visas inte minst genom det stora intresset för laxfiske samt att landskapsdjuret är just laxen. Andra risker som brukar lyftas relaterat till vattenkraft är att syresättningen på botten kan minska, vattentemperaturen och sedimentstrukturen kan förändras och att man förändrar det naturliga flödet av vattnet genom att lagra mer vatten på somaren och ökar flödet under vintern. Därtill inkräktar vattenkraften i miljön och minskar det estetiska värdet samt möjligheter till rekreativa aktiviteter.^{14 15}

Det ska dock påpekas att det finns lösningar till flera av dessa problem samt att vattenkraftens verksamhet är reglerad via olika typer av miljölagstiftning. Exempelvis sker kontinuerligt arbete med att utveckla olika laxtrappor för att minska påverkan på laxens migration. Därtill kräver miljöbalken att vattenkraftverken ska ha moderna miljövillkor för att få tillstånd att drivas. Detta tillsammans med annan miljölagstiftning reglerar vattenkraftsverksamheten med syftet att minska dess negativa påverkan.

¹¹ [Scenarier över Sveriges energisystem 2020 \(Energimyndigheten, 2021\)](#)

¹² [Lösningar för det svenska kraftsystemets utveckling \(Skekraft, 2020\)](#). Överenskommelse säger att "Vattenkraftens utbyggnad främst ska ske genom effekthöjning i befintliga verk med moderna miljötillstånd".

¹³ [Den nationella planen för omprövning av vattenkraft \(Riksdagen, 2021\)](#).

¹⁴ [Vattenkraft och miljö \(WWF, u.d.\)](#)

¹⁵ [Ångermanälvprojektet - förslag till miljöförbättrande åtgärder i mellersta Ångermanälven och nedre Fällsjöälven \(Skogsstyrelsen, 2015\)](#)

Tabell 1. Sammanfattning av information för vattenkraft

Parameter	Värde	Kommentar
Uppförandetid [år]	7 - 8+ <i>Avser total uppförandetid, tid för byggnation och tillstånd enskilt saknas.</i>	Avser total uppförandetid för större vattenkraftverk i storleksordningen 10-tals MW. Uppskattningen baseras på en genomgång av tidigare projekt i Sverige och Norge. Det var länge sedan ett nytt vattenkraftverk byggdes i Sverige och totala uppförandetiden är troligen längre idag då möjligheterna för utbyggnad är väldigt begränsade.
Livslängd [år]	40 - 50	Värdet utgör den ekonomiska livslängden. Den ekonomiska och den tekniska livslängden varierar för olika komponenter. Vattenfall sätter den tekniska livslängden till 60 år.
Produktionskostnad - LCOE [kr/kWh]	0,52	
Utsläpp - LCA [g CO _{2e} /kWh]	2	
Sysselsättningsgrad, fas; byggnation-drift-avveckling [Låg-Medel-Hög]	Hög - Låg - Hög	Varierar beroende på storleken på kraftverket och behovet av underhåll.
Användningsområden	Baskraft, reglerkraft	
Potential i Halland [Låg-Medel-Hög]	Låg	I storleksordning ett par GWh genom framför allt effektutbyggnad av befintliga kraftverk.

VINDKRAFT

Introduktion och grundläggande information

I Halland fanns 2021 ca 486 MW vindkraft installerat, med en total årlig elproduktion på omkring 1 043 GWh. Detta gör vindkraften till det näst största kraftslaget i Halland efter kärnkraften sett till elproduktion. Samtliga vindkraftverk i Halland är idag landbaserade. Mest installerad vindkraft (sett till effekt) finns i Falkenberg och Laholm som tillsammans står för ca 70% av all vindkraft i länet.¹⁶

I vindkraftverk sker elproduktionen på liknande sätt som i ett vattenkraftverk med skillnaden att det är vindens energi som får rotorbladen, vilket motsvarar turbinen i ett vattenkraftverk, att snurra. Mer specifikt har vinden en rörelseenergi som beror på vindhastigheten. Vindkraftverk kan ha olika många rotorblad men de flesta vindkraftverk har tre. När vinden sedan blåser över dessa blad överförs en del av vindens rörelseenergi till rotorbladen som börjar att rotera. Denna rotation driver sedan en generator som producerar elen som skickas ut på nätet.

Fördjupning: Vindhastighet och elproduktion

Vindkraftverk har en så kallad "cut-in speed" när de börjar producera el. Denna vindhastighet ligger på omkring 3 m/s. Därefter ökar elproduktionen med en faktor **tre** i takt med att vindhastigheten ökar. Vid omkring 12-15 m/s producerar vindkraftverket maximalt med el.

Denna maximala elproduktion håller sig sedan konstant fram till ungefär 25 m/s (cut-out speed) då vindkraftverket stängs av för att skydda vindkraftverket. Till sist ska det nämnas att det generellt blåser mer på vinterhalvåret och att elproduktionen då går upp.

Ett typiskt vindkraftverk har idag en effekt på omkring 2,5 MW, en totalhöjd på 150 m och en rotordiameter på strax över 100 meter. I Halland ligger medeleffekten av de idag installerade landbaserade vindkraftverken på 1,9 MW. En av anledningarna till att vindkraftverk gynnas av att vara höga är att risken för turbulens är lägre högre upp i luften. Detta är fördelaktigt för vindkraftverk då en mindre turbulent vind bidrar till en högre elproduktion.

Högre elproduktion vid låg turbulens är även en av anledningarna till att havsbaserade vindkraftverk många gånger kan producera mer el än landbaserade vindkraftverk. Ute till havs finns det inget som kan bromsa vinden och/eller skapa turbulens. I Sverige finns det idag ca 75 havsbaserade vindkraftverk med en medeleffekt på omkring 2,6 MW. Ett svenskt vindkraftverk till havs producerar ca 25 % mer el än ett landbaserat vindkraftverk, sett till elproduktion per MW installerad effekt, enligt data från Energimyndigheten.¹⁷

Sett till användningsområden är vindkraften billig, förnybar och ger en utsläppsfri elproduktion. Dock är elproduktionen från vindkraftverk väderberoende och går således inte att styra på samma sätt som hos exempelvis vattenkraftverk eller kraftvärmeverk. Detta gör att vindkraft inte är lika lämpad till att vara en baskraft i Sveriges elsystem. Därtill är förutsättningar för att vara en reglerkraft, likt vattenkraftverken, även sämre. Samtidigt pågår just nu olika försök för att se om vindkraftverken ändå kan vara med och balansera elproduktionen i Sverige givet de förutsättningar som vindkraften har. Vindkraftsverk kan relativt lätt minska sin elproduktion men har svårt att öka den om kraftverket redan producerar på sin maximala effekt vid en given vindhastighet.

Idag lyfts även möjligheten till synergier mellan vindkraft och olika typer av lagring i form av batterier eller vätgas. Lagringen skulle kunna hjälpa vindkraftverken att stabilisera dess elproduktion genom att exempelvis ladda batterier när det blåser mycket men elanvändningen är låg för att sedan ladda ur batterierna när det blåser lite och elanvändningen är hög. Därtill kan även vindkraftverk användas för att producera grön vätgas (vätgas tillverkad med el från förnybara energikällor). Detta är något som är på gång men som ännu inte hunnit realiseras i någon större skala i Sverige.¹⁸ Troligen kommer detta

¹⁶ [Vindbrukskollen \(Sveriges länsstyrelser, 2022\)](#)

¹⁷ [Antal verk, installerad effekt och vindkraftsproduktion fördelad på landbaserad och havsbaserad vindkraft, hela landet \(SCB, 2022\)](#)

¹⁸ [Energiföretagen förklarar: Vätgas som energilager \(Energiföretagen, 2022\)](#)

kunna realiseras i större skala kring 2030 i samband med etablering av sådana processer i norra Sverige relaterat till de stora industrietableringarna som nu pågår med exempelvis HYBRIT och H2 Green Steel i täten.

Teknoekonomiska aspekter

Landbaserad vindkraft

Tack vare den snabba utvecklingen inom vindkraft de senaste 15 åren har kostnaden sjunkit. Idag hamnar produktionskostnaden, LCOE, i intervallet 24-36 öre/kWh beroende på hur stor vindkraftspark som byggs. I medelscenariot hamnar LCOE på 32 öre/kWh för en vindkraftspark på omkring 130 MW, dvs omkring 50 vindkraftsverk. Den ekonomiska livslängden ligger inom intervallet 25-30 år, vilket även är den tekniska livslängden för nya vindkraftverk, med ett medelscenario på 27 år.⁷ Äldre vindkraftverk har en kortare teknisk livslängd.

Utsläppsmässigt visar LCA-analyser utförda av Vattenfall att vindkraftverken i nordiska länder har en klimatpåverkan som ligger på ca 12 gCO_{2e}/kWh utan att distributionsförluster inkluderats. Det är viktigt att poängtera att detta värde gäller för större vindkraftverk (i storleksordningen MW) samt att värdet är baserat på en kombination av havsbaserade och landbaserade vindkraftverk men där fokuset legat på de landbaserade vindkraftverken.¹⁹ En annan omfattande studie utfördes av Vestas (en stor dansk tillverkare av vindturbiner) 2019 på deras 4,2 MW vindkraftverk. Studien visade att utsläppen från dessa landbaserade vindkraftverk ligger på omkring 7 gCO_{2e}/kWh i snitt globalt.²⁰ Detta visar därmed att olika studier kan ge olika resultatet beroende på vad som inkluderats. Exempel på parametrar som kan påverka resultaten är de storlekar på vindkraftverk som inkluderats samt dess tillverkningsprocess. Med det sagt är vindkraft ett av de kraftslagen med lägst utsläpp under sin livstid.

Mindre kraftverk, med en effekt på mindre än 100 kW, har större klimatpåverkan per producerad kWh då dessa kraftverk helt enkelt producerar mindre el. För ett större landbaserat vindkraftverk tar det ungefär sex månader för att det ska ha producerat lika mycket energi som det initialt gick åt för att bygga vindkraftverket.²¹

För en vindkraftspark på land uppgår den totala uppförandetiden till omkring 8 år. Av dessa 8 år utgör själva byggnationen ca 1-3 år medan tillståndsprocesserna tar omkring 3,5 år. Resterande tid utgörs av utredningar, projekteringar och upphandling. Totala tidsåtgången kan dock bli betydligt längre än 8 år då risken finns att olika steg i processen kan dra ut på tiden. Exempelvis kan nämnas att miljöprövningarna har ett spann på 2-5 år beroende på om olika beslut överklagas eller inte.²²

I Sverige visar studier på att det skapas ungefär 15 årsarbeten per MW installerad landbaserad vindkraft under dess livslängd. I denna siffra ingår tillverkning av turbin, installation samt drift och underhåll. Även indirekta arbetstillfällen som dyker upp inom områden som inte är direkt relaterade till själva installationen eller driften av vindkraftverken inkluderas. Hur stora delar av dessa värden som kan tillskrivas området, eller länet, där vindkraften faktiskt etableras beror på hur stor del av dessa arbeten som utförs inom områdets gränser. Exempelvis brukar turbinerna och vindkraftverket tillverkas utanför Sveriges gränser och det är därmed där arbetstillfällen tillkommer. Tillverkningsfasen är även den fas som bidrar till störst sysselsättning inom vindkraftsindustrin och kan således inte tillskrivas Sverige eller Halland i normalfallet.

Empiriska studier visar att det i Sverige uppkommer 3,7 - 8,8 årsarbeten per MW under vindkraftverkens livstid då tillverkning och indirekta arbetstillfällen exkluderats, vilket är mer troligt i en svensk kontext. Detta motsvarar ungefär 0,13 - 0,33 årsarbeten per MW och år med en antagen livslängd på 27

¹⁹ [Results for Nordic Wind Power \(Vattenfall, 2019\)](#)

²⁰ [Life Cycle Assessment Of electricity production from an Onshore V150-4.2MW wind plant \(Vestas, 2019\)](#)

²¹ [Vindkraftens resursanvändning \(Energimyndigheten, 2021\)](#)

²² [Frågor och svar om landbaserad vindkraft i Sverige \(Vattenfall, u.d.\)](#)

år. Sysselsättningen för landbaserad vindkraft är således medelhög under byggnation för att sedan bli låg under drift- och underhållsfasen. Om antalet årsarbeten slås ut under hela vindkraftverkens livstid kan driftsfasen visa på något högre sysselsättning jämfört med byggnationsfasen. Dock, om årsarbeten slås ut på tidsåtgången för respektive fas är sysselsättningen högre under byggnationsfasen. Under avvecklingen är behovet något lägre än under byggnation.

Havsbaserad vindkraft

Havsbaserad vindkraft finns som sagt inte i Halland idag och utgör endast 2 % av den totala installerade vindkraftskapaciteten i Sverige. Därmed finns inte lika mycket tillgänglig information för havsbaserade vindkraftverk som för landbaserade i Sverige.

Produktionskostnaden, LCOE, för havsbaserad vindkraft ligger i intervallet 51 – 55 öre/kWh med ett medelscenario på 53 öre/kWh för en vindkraftspark på 500 MW. Den ekonomiska livslängden är något högre än för landbaserad vindkraft och uppgår till 30 år. Den tekniska livslängden är densamma. Den initiala investeringskostnaden för havsbaserad vindkraft är nästan det dubbla jämfört med för landbaserad vindkraft vilket speglar sig i den högre produktionskostnaden.

Vattenfall har, som nämnt ovan, endast gjort LCA-analyser som inkluderat såväl landbaserade som havsbaserade vindkraftverk. För havsbaserade vindkraftverk behövs mer stål och material på grund av de större tornen och fundamenten under vatten som vindkraftverken står på. Detta gör att de totala utsläppen blir högre för havsbaserade vindkraftverk sett till hela dess livscykel. Dock avsätts delar av dessa ökade utsläpp på grund av att havsbaserade vindkraftverk producerar mer el än landbaserade vindkraftverk. Med andra ord "späds" utsläppen ut på mer elproduktion. Därtill visar flertalet källor att utsläppen för havsbaserad vindkraft endast skiljer sig lite jämfört med för landbaserad.^{23 24} Därav anses värdet på 12 gCO_{2e}/kWh vara rimligt och som även speglar förutsättningarna i Norden. För ett havsbaserat vindkraftverk tar det ungefär 8 månader innan det har producerat lika mycket energi som det initialt gick åt för att bygga vindkraftverket.²¹

För havsbaserad vindkraft uppgår den totala tiden för uppförandet till omkring 12,5 - 17,5 år enligt Svensk Vindenergi. Detta är längre än för landbaserad vindkraft då byggnationen är mer komplex på grund av de fundament som ska byggas ute till havs. Därtill krävs många speciella tillstånd som exempelvis tillstånd enligt kontinentalsockenlagen för undersökning av havsbotten som i sin tur är en komplex undersökning. (Om vindkraftsparken byggs inom Sveriges ekonomiska zon.) Av den totala uppförandetiden utgör tillståndprocesser ungefär 7 - 10 år.^{25 26}

Tillgången till underlag för att bedöma sysselsättningsgraden för havsbaserad vindkraft är betydligt sämre än för landbaserad. Med det sagt visar studier på att behovet av personal varierar betydligt mer för havsbaserad vindkraft jämfört med för landbaserad, specifikt handlar det om ungefär 0,22 - 0,58 årsarbeten per MW. Anledningen är att förutsättningarna för själva installationen och driften varierar kraftigt beroende på exempelvis hur långt från kusten vindkraftverket är etablerat. Behovet av personal är dock generellt högre för havsbaserad vindkraft.²⁷ Sysselsättningen för havsbaserad vindkraft är därmed kvalitativt densamma som för landbaserad men något högre i respektive fas.

Energislagets förutsättningar och potential i Halland

De vindkraftverk i Halland som är installerade och beviljade, samt de som är under handläggning, framgår av Figur 7 tillsammans med den genomsnittliga vindhastigheten. Vindhastigheten är generellt sett högre närmare kusten och lägre inåt landet där de flesta vindkraftverken idag är etablerade.

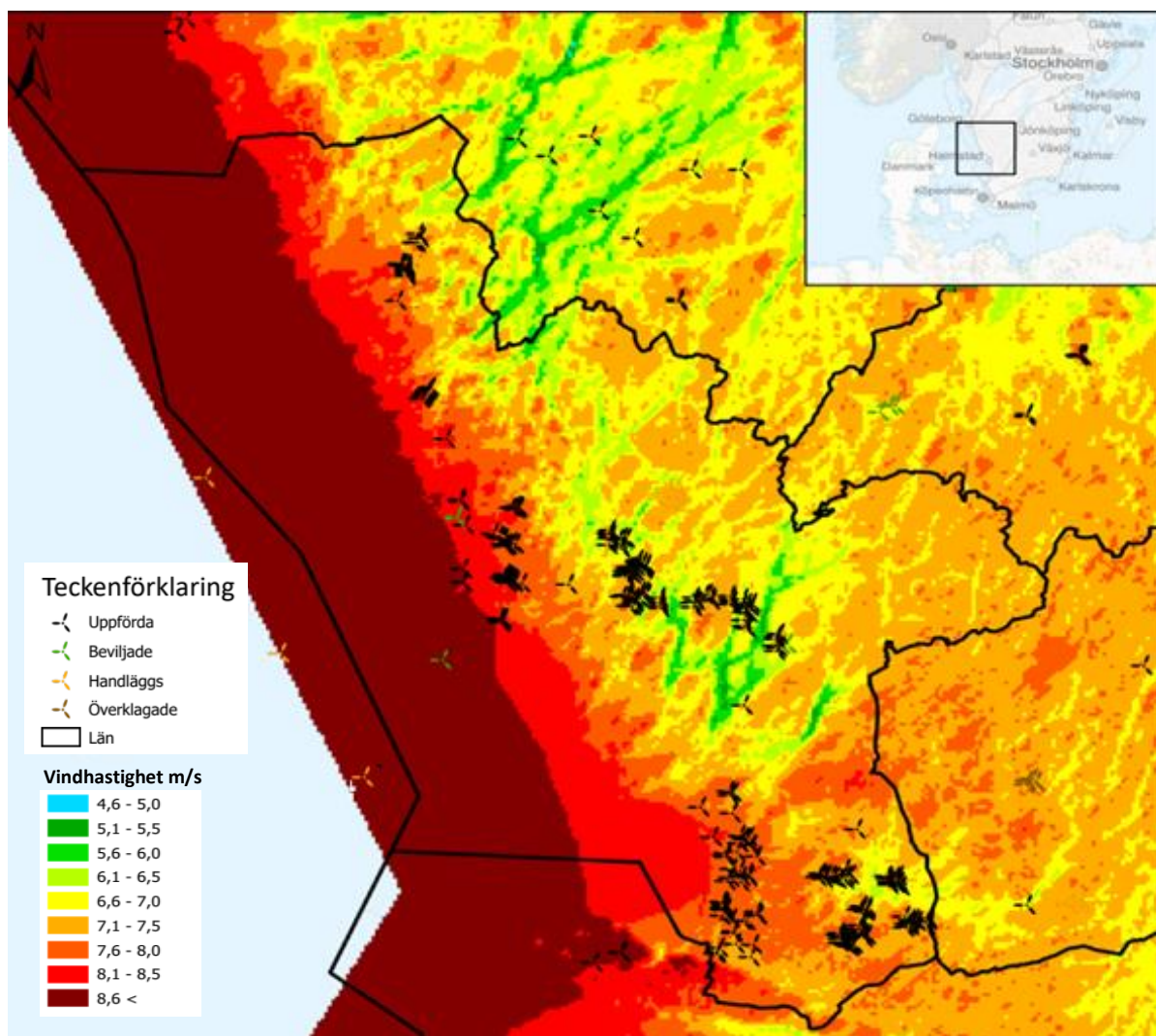
²³ [Life Cycle Costs and Carbon Emission of Offshore Wind Power \(Climate Exchange, 2015\)](#)

²⁴ [Climate Change 2014 - Mitigation of Climate Change \(IPCC, 2014\)](#)

²⁵ [Sammanställning över planerad havsbaserad vindkraft i Sverige \(Svensk vindenergi, 2022\)](#)

²⁶ [Färdplan 2040 - Vindkraft för klimatnytta och konkurrenskraft \(Svensk vindenergi, 2021\)](#)

²⁷ [Havsbaserad vindkraft - potential och kostnader \(Energimyndigheten, 2017\)](#)



Figur 7. Installerade och beviljade vindkraftverk, samt vindkraftverk under handläggning, i Halland tillsammans med den genomsnittliga vindhastigheten i länet. För exakta koordinater och mer information, se vindbrukskollen.¹⁶ OBS: det ljusblå området utanför det mörkröda anger inte vindhastighet, utan visar endast på att vindkartering ej har utförts för detta område.

Landbaserad vindkraft

Potentialen för landbaserad vindkraft i Sverige är stor och förväntas öka från 27 TWh/år idag till 48 TWh/år 2025 och 76-98 TWh/år 2045 enligt Svenska kraftnät. Detta motsvarar en ökning på nästan 80 % till 2025 och en potentiell ökning på över 200 % till 2045.²⁸ Dessa prognoser visar på att potentialen för vindkraft är hög i Sverige generellt men även för Halland.

Idag finns flertalet landbaserade vindkraftverk i Halland vilket framgår av den svarta symbolen över uppförda vindkraftverk i Figur 7. Från figuren framgår även att vindhastigheten i snitt är högre närmare kusten och ute till havs men där hastigheten är tillräckligt hög på flertalet platser inåt landet för att utgöra gynnsamma förutsättningar för vindkraft. Idag finns det endast fyra projekt för landbaserad vindkraft som beviljats i Halland men som ännu inte byggts. Utöver dessa ligger 16 projekt i tillståndsproucesser.¹⁶

²⁸ [Systemutvecklingsplan 2022-2031 - vägen mot en dubblerad elanvändning \(Svenska kraftnät, 2021\)](#)

Genom visuell inspektionen av vindbrukskollen framgår att det fortfarande finns gott om områden som inte är under anspråk från andra intressen. Dessa är framför allt lokaliserade inåt landet som generellt har något sämre vindförhållanden. Potentialen bedöms befinna sig i storleksordningen kring 100 tals GWh. Dock visar statistik från Svenska kraftnät att det i södra Sverige nästintill uteslutande är havsbaserad vindkraft som planeras att etableras.²⁸ Därtill har, som nämnt i inledningen, utbyggnadstakten för landbaserad vindkraft stannat av i Halland de senaste åren. Då den tekniska potential är hög, tyder denna avstannade utbyggnadstakt på att det finns andra faktorer som spelar in, såsom ogynnsamma kostnadsförhållanden och omständliga tillståndprocesser för landbaserad vindkraft.

Sammanfattningsvis bedöms den tekniska vindkraftspotentialen som hög för landbaserad vindkraft i Halland. Dock bedöms potentialen som lägre än för havsbaserad vindkraft vars utbyggnadstakt troligen kommer öka framgent och vilket framgår av följande avsnitt.

Vindkraft ger, precis som solkraft och vattenkraft, inga utsläpp under drift. Därtill brukar marken ofta vara lätt att återställa efter det att de landbaserade vindkraftverken avvecklats. Risker för landbaserad vindkraft utgörs därmed främst av effekter på människan, landskapsbilden samt andra naturvärden, såsom påverkan på fågellivet.²⁹ Invånare kan exempelvis tycka att vindkraftverk inkräktar i landskapsbilden, att vindkraftverkens roterande blad är störande eller att bullret/bruset som vindkraftverket ger upphov till är störande för den som bor i närheten.³⁰ Huruvida detta skulle påverka andra än boende i området, t.ex. turistnäringen, är ännu ovisst då det empiriska underlaget ännu är bristfälligt. Det lyfts även ibland risker sett till att is kan falla från rotorbladen men att det finns åtgärder som brukar appliceras för att minimera risken för detta.

Sammantaget betyder detta att risken för att förstöra miljön, och bidra med utsläpp, är låg men där risken finns att dess påverkan på landskapet, och på människors upplevelse, är negativ. Det är därför viktigt att noggrant placera vindkraftverken för att minimera risken att motstånd uppstår från allmänheten samt för att minimera påverkan på naturvärden.

En annan påtaglig risk som kan påverka etableringen av vindkraft generellt är tillståndprocesserna. Under perioden 2014–2019 avslögs 32 % av alla ansökningar om etablering av vindkraft vilket motsvarande 46 % av alla vindkraftverk (antalet vindkraftverk varierade i ansökningarna). Detta gällde då främst landbaserad vindkraft. Den största anledningen till avslag härrör från det så kallade kommunala vetot, dvs att kommunen i fråga har sagt nej till en etablering. Därefter var artskyddet den näst största anledningen till avslag.³¹ Det kommunala vetot brukar ofta lyftas som ett speciellt påtagligt problem om målet är att vindkraft ska etableras.

Slutligen behöver både havs- och landbaserad vindkraft områden för att kunna etableras och det finns en stor risk att dessa områden är under anspråk av andra intressen. I Sverige omfattas omkring 98 % av landytan av anspråk från andra intressen än vindkraft, exempelvis från Försvarsmakten, infrastruktur samt natur- och kulturintressen. I Halland utgör jordbruksmark en stor del av landytan. Detta medför en viss problematik i de fall elproduktion ska etableras på denna mark, se kapitel Solenergi för vidare förklaring.

Havsbaserad vindkraft

Ingen havsbaserad vindkraft har driftsatts i Sverige, och därmed inte Halland, sedan 2013. I Halland finns det inte heller några havsbaserade vindkraftverk som är under byggnation. Med det sagt har Halland gynnsamma geografiska förutsättningar för havsbaserad vindkraft då vindhastigheten är fördelaktig. Idag produceras ca 0,6 TWh el per år från havsbaserad vindkraft i Sverige vilket dock förväntas öka markant. Svenska kraftnät uppskattar att elproduktion kommer öka och hamna inom intervallet

²⁹ [Vindkraft \(Energiföretagen, 2018\)](#)

³⁰ [Skuggor, reflexer och ljus \(Energimyndigheten, 2020\)](#)

³¹ [Nulägesbeskrivning - vindkraftens förutsättningar \(Energimyndigheten, 2021\)](#)

6-113 TWh/år 2045. Detta motsvarar åtminstone en tiofaldig ökning jämfört med idag. Den starka variationen beror på vilket av Svenska kraftnäts fyra scenarier som avses. Potentialen för havsbaserad vindkraft varierar från 6 TWh/år i scenariot "småskaligt förnybart" med lägre andel havsbaserad vindkraft, till 113 TWh/år i scenariot "Elektrifiering förnybart" med en väldigt hög andel. I andra studier bedöms potentialen år 2045 ligga på åtminstone 40 TWh/år. Denna uppskattning ligger även i linje med Svenska kraftnäts övriga två scenarier som faller inom det intervall som angivits ovan.^{32 26}

Det är viktigt att påpeka att för landbaserad vindkraft finns ingen nationell plan för dess utbyggnad. Detta finns dock för havsbaserad vindkraft vilket gör att myndigheters agerande och prognoser kan ge en indikation på den potential som Sverige och Hallands län bedöms att ha sett till havsbaserad vindkraft.

Med grund i detta har Svenska kraftnät, på uppdrag av den förra regeringen, gått ut och förklarat att de kommer bygga ut transmissionsnätet till havs för sex områden i Sverige varav ett av dessa områden ligger i Halland. Detta är en stark indikator på att Svenska kraftnät bedömer potentialen för havsbaserad vindkraft som hög för Halland. Denna anslutningspunkt ska kunna överföra upp till 2 000 MW el och förväntas preliminärt stå klar 2029-2032. Detta motsvarar en möjlig överföring av vindkraftsproduktion i storleksordning 5 TWh enbart från denna punkt.³³ (Notering: Den nya regeringen har nyligen gått ut med att de inte anser att anslutningskostnaderna ska finansieras av staten vilket var planen innan. Huruvida detta blir verklighet, samt dess påverkan på viljan att bygga havsbaserad vindkraft, återstår att se.)

Sammantaget visar studier på att potentialen för vindkraft är väldigt stor i Sverige och att vindkraften kommer öka väsentligt framgent. Med de gynnsamma geografiska förhållandena i Halland, speciellt till havs och närmare kusten, bedöms potentialen som hög, troligtvis i storleksordningen TWh för länet. Exakt hur många TWh är svårt att sätta om då detta ännu inte kartlagts, men som nämnt ovan har enbart havsbaserad vindkraft en potential på omkring 5 TWh baserat på dagens planerade anslutningspunkter till havs. Därtill tyder mycket på att både den tekniska och realiserbara potentialen är som störst för just havsbaserad vindkraft.

Risken för påverkan på allmänheten är lägre för havsbaserade vindkraftverk, vilket således är en fördel. Störst påverkan på natur och miljö sker under byggnationsfasen för havsbaserad vindkraft. Det som specifikt lyfts som en risk i detta skede är de ljud som skapas i samband med etablering av vindkraftverkens fundament. Under driftfasen visar studier på att påverkan på djurlivet är liten om placeringen av kraftverken har gjorts med hänsyn. Dock är kunskapen gällande den havsbaserade vindkraftens påverkan på natur och djurliv begränsad i svensk kontext på grund av den historiskt begränsade utbyggnaden.³⁴

Utöver detta återfinns liknande risker för havsbaserad vindkraft som för landbaserad vindkraft. Detta betyder att utdragna tillståndprocesser, och/eller hög andel avslag, riskerar att påverka etableringstakten. Därtill råder samma problematik till havs som på land gällande tillgängliga etableringsområden. Olika intressen har anspråk på samma områden och där det till havs exempelvis rör sig om farleder för fartygstrafik. Detta gör att den tillgängliga ytan för vindkraftsetablering på såväl land som till havs är begränsad.

³² Scenarier över Sveriges energisystem 2020 (Energimyndigheten, 2020)

³³ [Uppdrag att förbereda utbyggnad av transmissionsnät till områden inom Sveriges sjöterritorium - Anslutning av havsbaserad elproduktion \(Svenska kraftnät, 2022\).](#)

³⁴ [Vindkraftens påverkan på marint liv \(Naturvårdsverket, 2021\)](#)

Tabell 2. Sammanfattning av information för vindkraft

Parameter	Värde land-baserad	Värde havs-baserad	Kommentar
Uppförandetid [år]	8+ <i>Varav:</i> <i>Byggtid: 1-3</i> <i>Tillstånd: 2-5</i>	12,5 - 17,5 <i>Varav:</i> <i>Byggtid: 2-3</i> <i>Tillstånd: 7-10</i>	Tillståndsprocesserna utgör generellt en väldigt stor del av uppförandetiden och varierar mycket. Bortsett från tid för byggnation och tillstånd tillkommer tid för projektering, utredningar och upphandlingar.
Livslängd [år]	25-30	30	Ekonomisk livslängd, tekniska sammanfaller oftast med denna.
Produktionskostnad - LCOE [kr/kWh]	0,24 - 0,36	0,51 - 0,55	
Utsläpp - LCA [g CO _{2e} /kWh]	12	12	I tabellen visas resultat från Vattenfalls studie med utgångspunkt i Nordiska förhållande. Det finns studier som visar på att utsläppen dock kan vara lägre.
Sysselsättningsgrad, fas; byggnation-drift-avveckling [Låg-Medel-Hög]	Medel - Låg - Medel	Medel - Låg - Medel (+)	För havsbaserad varierar sysselsättningsgraden väldigt mycket, dock generellt högre än för landbaserad. Om tillverkning av vindkraftverken, eller turbinen, utförs inom Sveriges gränser ökar sysselsättningen.
Användningsområden	Billig och förnybar el, synergier med lagring och vätgasproduktion		
Potential i Halland [Låg-Medel-Hög]	Hög	Hög	Dock pekar mycket på att det i Halland kommer etableras betydligt mer havsbaserad vindkraft än landbaserad framgent.

VÅGKRAFT

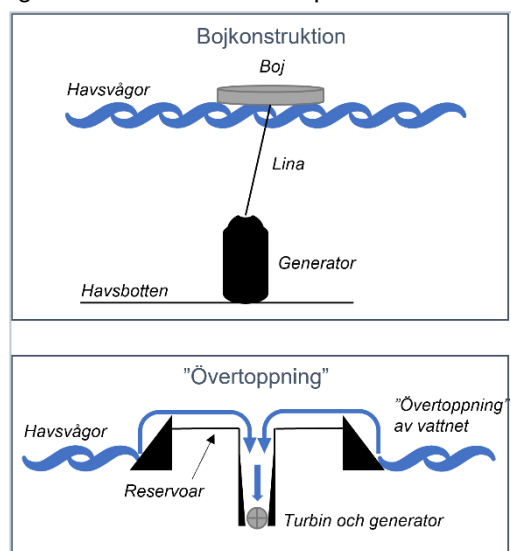
Introduktion och grundläggande information

Vågkraft är en relativt ny teknologi som inte blivit kommersiell ännu. Det pågår ett flertal forskningsprojekt/pilotprojekt relaterat till vågkraft i Sverige och det finns även svenska företag som tillverkar vågkraftverk. Exempelvis kan det nämnas att det finns forskningsprojekt utanför Lysekil i Västergötland. I Halland produceras idag ingen el av vågkraftverk.³⁵

Vågkraftverk producerar el genom att utvinna energi ur vågor. Dessa kraftverk kan placeras ute till havs och nära kuster. Teknologin har fortfarande inte nått kommersiellt genomslag och därför testas just nu olika typer av vågkraftverk. Med det sagt bygger den teknologi som kommit längst i sin utveckling i Sverige på principen om en bojkonstruktion (engelska: "point absorber"). I dessa vågkraftverk finns en boj med en inkapslad generator som är placerad antingen på havsbotten alternativt i själva bojen. Det går en lina mellan bojen på ytan och generatoren i de fall dessa är placerade på havsbotten. Vågkraftverket använder sedan vågornas vertikala rörelser för att få bojen att röra sig upp och ned. Bojens vertikala rörelse driver generatoren genom att få spolarna i denna att rotera och därmed producera el. Elen transporteras sedan till land med hjälp av ledningar på havsbotten.

Det finns även andra vågkraftverk som använder andra principer för elproduktion. Exempelvis finns det vågkraftverk som använder "övertoppning". I detta vågkraftverk byggs det en typ av reservoar ute till havs. Vågorna på vattnet kommer slå mot dess sidor och fylla upp reservoaren innanför. I denna reservoar finns det sedan luckor som kan öppnas i dess botten. När luckorna öppnas i botten kommer vatten att flöda genom ett rör nedåt och få en turbin att snurra. Turbinen driver sedan en generator som producerar elen, likt i ett vattenkraftverk.³⁶

Användningsområdena för vågkraft är likt de av vindkraft då vågkraften inte heller kan planera sin elproduktion likt ett vattenkraftverk. Vågkraften förväntas dock ha en något mindre varierande elproduktion jämfört med andra förnybara källor. Detta eftersom vågorna byggs upp under en period då det blåser för att sedan fortsätta generera el när det slutat blåsa. Ett vindkraftverk skulle sluta sin elproduktion i samband med att vinden slutat blåsa.³⁷ Därtill, precis som för havsbaserad vindkraft, kan vågkraften etableras i områden långt utanför kusten och därmed långt ifrån bebyggelse. Detta användningsområde kan medföra att motståndet från allmänheten kan bli lägre än för de teknologier som måste etableras på land.



Figur 8. Schematiska skisser på vågkraftverk. Överst: bojkonstruktion (point absorber), nedderst: Övertoppning.³⁶

³⁵ Enligt WSP:s förståelse efter utredning.

³⁶ [Characterization of wave energy potential at Islandsberg \(University of Gothenburg, 2017\)](#)

³⁷ Elproduktion – Tekniker för produktion av el (IVA, 2015)

Teknoekonomiska aspekter

Endast ett fåtal studier har i nuläget genomförts gällande vågkraftverkens livslängd, produktionskostnad, utsläpp, uppförandetid och bidrag till sysselsättning. Detta då teknologin fortfarande är i dess linda.

LCOE, eller produktionskostnaden, för vågkraftverk uppskattas enligt en rapport från 2017 att falla inom intervallet 80-145 öre/kWh.³⁸ IPCC uppskattade liknande värden för LCOE för vågkraftverk, men något högre, under 2014.²⁴ Det är viktigt att komma ihåg att LCOE, precis som LCA, är starkt beroende av hur mycket el som produceras under teknologins livslängd. Detta betyder att en LCOE eller en LCA som utförs på ett vågkraftverk i Sverige kan ha ett betydligt högre värde än studier utförda på ett likadant vågkraftverk i exempelvis Portugal. Detta gäller för alla elproduktionsteknologier, men är extra viktigt att ha i åtanke när det kommer till teknologier för vilket endast ett fåtal studier har utförts.

För vågkraftens utsläpp under sin livscykel brukar det refereras till IPCC:s rapport från 2014. I denna rapport redovisas resultatet av utförda LCA-analyser för flertalet elproduktionsteknologier, vågkraft inkluderat. I IPCC:s rapport påpekas att det empiriska underlaget var bristfälligt då teknologin ännu inte var, och fortfarande inte är, kommersiell. Med det sagt placeras utsläppen för vågkraftverk i intervallet 10-30 CO_{2e}/kWh i IPCC:s rapport och baseras på det globala marknadsläget, dvs ej baserat på nordiska förutsättningar.

En nyare studie från 2019 som analyserade resultaten från 17 LCA-analyser utförda på vågkraftverk placerar utsläppen mellan 10-126 CO_{2e}/kWh beroende på typen av vågkraftverk. Ett vågkraftverk som använder principen beskrivet ovan med en boj placeras i intervallet 39-126 gCO_{2e}/kWh medan ett vågkraftverk som bygger på principen av "övertappning" placeras i intervallet 13-37 gCO_{2e}/kWh. Medelvärdet av de 17 studier som analyserats i rapporten uppgår till ca 38 gCO_{2e}/kWh och utgör således ett genomsnitt för flertalet olika vågkraftverk. Den tekniska livslängden för dessa vågkraft uppskattas till omkring 20-50 år men där de flesta av de analyserade rapporterna uppskattar livslängden till omkring 20 år. Slutligen visar utredningen på att det tar flera år för ett vågkraftverk att producera den mängd energi som initialt krävs för att bygga kraftverket. För boj och "övertoppning" teknologier uppgår denna tid till omkring 2 år.³⁹

Det är väldigt svårt att sätta en generell uppförande tid då väldigt få vågkraftsprojekt har realiserats i Sverige. Med det sagt finns det en studie som beskriver att för ett specifikt projekt i Sverige tog tillståndsprocessen sammanlagt åtta månader. Detta kan dock inte ses som generellt applicerbart då underlaget är nästintill obefintligt.⁴⁰

Andel årsarbeten som uppkommer i relation till vågkraft är väldigt svårt att sätta om då tekniken ännu inte är kommersiell och det finns inga studier på detta. Troligen går sysselsättningen att likna med den av havsbaserad vindkraft där behovet av personal är som störst under byggnationen samt under avveckling. Under drift- och underhållsskedet bedöms behovet vara något lägre. Dock kräver inte vågkraft byggnation och underhåll av fundament vilket medför att behovet av personal möjligtvis är lägre än för havsbaserad vindkraft.

Energislagets förutsättningar och potential i Halland

Potentialen för vågkraft i Sverige, specifikt Halland, är globalt sett låg. Detta då vågkraftverk använder vågornas energi för att producera el vilket betyder att man behöver beakta de geografiska förutsättningarna när man försöker uppskatta potentialen för vågkraftverk, precis som för andra väderberoende teknologier. I de områden i Sverige där vågorna har mest energi uppgår effekten till 6 kW per meter vågfront. För att sätta detta i ett globalt perspektiv kan det påpekas att motsvarande effekt i Norge är

³⁸ [Life Cycle Assessment of a Wave Energy Converter \(L. Zepeda, 2017\)](#)

³⁹ [Life Cycle Assessment of Ocean Energy Technologies: A Systematic Review \(Paredes et al., 2019\)](#)

⁴⁰ [Wave Power - Surveillance study of the development \(Elforsk, 2011\)](#)

40-60 kW per meter och detta gäller i princip för hela Norges kust. Detta tyder på att potentialen för vågkraft i Sverige generellt är låg.⁴¹

Kattegatt är det havsområde som ligger precis väster om Halland. I detta havsområde uppgår effekterna i vågorna till 2,4 kW per meter vågfront, dvs betydligt lägre än det redan låga värdet i Sverige generellt.⁴² Med grund i dessa geografiska förutsättningar finns det således anledningar att tro att potentialen för vågkraft i Halland är väldigt låg.

Vågkraften är ännu inte kommersiell men teknologin förväntas kunna bli det till 2030. Idag pågår endast olika pilotstudier och forskningsprojekt. Detta medför att det inte finns tillräckligt med underlag som påvisar de faktiska riskerna med vågkraft samt att det är oklart vilket intresse som råder för vågkraft i Sverige och Halland. Med det sagt är vågkraften väderberoende och kraftverken förläggs i vatten. Väderberoendet medför att det inte finns något som säger att vågkraftverken kommer producera el när det behövs som mest och är därmed inte lämpad för baskraft eller reglerkraft. Dock är den lämpad för förnybar elproduktion likt vindkraft.

Att kraftverken förläggs i vatten har i sin tur ett antal risker förknippat med sig varav isbildning är en sådan. Om is bildas i de områden där vågkraftverken förläggs påverkas vågbildningen och i slutändan kraftverkens elproduktion. Därtill, har vissa studier lyft att risken finns att ljuden från vågkraftverken, samt magnetfältet från dessa, kan störa djurlivet. Slutligen kan det nämnas att det finns tecken på att bojar, samt liknande objekt, kan ha en något positiv påverkan på djur- och växtlivet i vattnet då dessa kan etablera sig på eller kring dessa bojar. Vågkraftsteknologin är dock fortfarande för ung för att det ska gå att förutse vilken påverkan dessa potentiella risker kan komma att ha.

Tabell 3. Sammanfattning av information för vågkraft.

Parameter	Värde	Kommentar
Uppförande tid [år]	>1	Väldigt osäkert. Finns inget underlag att tillgå för att bedöma uppförandetid för vågkraftverk, speciellt inte i Sverige.
Livslängd [år]	20-50	Livslängden för de vågkraftverk som utvecklas i Sverige ligger troligtvis närmare 20 år.
Produktionskostnad - LCOE [kr/kWh]	0,80-1,45	Ej baserat på svenska eller halländska förutsättningar.
Utsläpp - LCA [g CO _{2e} /kWh]	10-126	Ett rimligt medelscenario baserat på analyser av tidigare LCA:er visar på värden omkring 40 g CO _{2e} /kWh. Ej baserat på enbart svenska eller halländska förutsättningar.
Sysselsättningsgrad, fas; byggnation-drift-avveckling [Låg-Medel-Hög]	Medel – Låg - Medel	Går ej att sätta om då tekniken inte är kommersiell, troligen kommer det efterlikna samma struktur som för havsbaserad vindkraft. Detta har även varit utgångspunkten för den kvalitativa bedömningen.
Användningsområden	Förnybar elproduktion	
Potential i Halland [Låg-Medel-Hög]	Låg	Ikke-fördelaktiga geografiska förutsättningar sett till energin i vågorna i Kattegatt.

⁴¹ Elproduktion – Tekniker för produktion av el (IVA, 2015)

⁴² [Wave climate off the Swedish west coast \(Waters et al., 2009\)](#)

SOLENERGI

Introduktion och grundläggande information

Solenergi, eller solkraft, är ett område som växer stort i världen såväl som i Sverige. I Halland 2021 fanns 94 MW av nätanslutna solcellsanläggningar installerade. Detta motsvarade då 6 % av den totala installerade effekten i Sverige. Av de installerade 94 MW var 36 MW av dessa fördelade på 7 anläggningar som är större än 1 MW under 2021. Detta är fem fler än vad som fanns i Halland 2020. Utvecklingen av solenergi har med andra ord gått snabbt i Halland de senaste åren. Sedan 2016 har den installerade effekten hos solcellsanläggningar i snitt ökat med hela 49 % per år.⁴³ Denna snabba utveckling har bidragit till att Halland idag är det län i Sverige som har mest installerad solkraftseffekt per capita och som uppgår till 277 W/person. Varberg och Kungsbacka är de kommuner med störst installerad effekt och uppgår till 26 % respektive 25 % av länets totala installerade effekt. Minst effekt var installerad i Laholm och Hylte.⁴⁴

Solceller, vare sig det är i form av takanläggningar eller solcellsparker, bygger på principen om direktomvandling av ljusenergi från solen (fotoner) till elektrisk energi (elektroner) vilket går under namnet fotovoltaik. Elproduktionen har ett linjärt samband med solens ljus menat att ju mer det skiner på solcellen desto mer el producerar den (upp till sin installerade effekt). Solcellen är uppbyggd av ett halvledarmaterial, oftast kisel, som i sin tur är uppdelad i två skikt. När solen sedan lyser på solcellen kommer energin från detta ljus att absorberas av atomerna och elektroner kommer att frigöras. I samband med detta skapas en elektrisk spänning mellan de två skikten. När en ledning sedan ansluts mellan dessa två skikt kommer elektroner att färdas från det ena skiktet till det andra, dvs en ström har skapats. Det som är unikt för solceller är att de producerar likström medan den ström som vi använder till vardags är växelström. På grund av detta behöver likströmmen göras om till växelström innan den skickas ut på elnätet.⁴⁵

Fördjupning: Likström och växelström

Inom Sveriges elsystem används växelström. Det är växelström som skickas i elnätet och det är växelström som finns i uttaget i ens hem. Växelström är en ström, dvs elektroner i rörelse, som periodiskt växlar riktning. Detta betyder att vid en viss tidpunkt färdas elektronerna åt ett håll för att i nästa tidpunkt byta riktning och färdas åt andra hållet. De flesta kraftslag producerar växelström, exempelvis vattenkraft och kärnkraft. Det som är gemensamt för dessa kraftslag är att de använder rörelseenergi som driver en generator.

Solceller producerar dock likström då det inte använder sig av en generator. I likström rör sig elektronerna hela tiden i en riktning, exempelvis från ena skiktet i solcellen till den andra. Då Sveriges elsystem är byggt på växelström behöver således denna likström omvandlas till växelström innan den skickas ut på elnätet. Detta görs med hjälp av en växelriktare.

Bortsett från solcellsanläggningar finns även termisk solkraft där speglar används för att reflektera solljuset till en viss punkt där det koncentrerade ljuset värmer något medium. Detta varma medium kan därefter, exempelvis, användas för att skapa vattenånga som i sin tur driver en turbin och generator för att producera el. Därtill finns det så kallade solfångare som i stället använder solens strålning för att värma vatten och där själva värmen är den eftersökta energin. Denna värme kan sedan användas för att exempelvis värma upp fastigheter.

Solcellsparker fungerar på exakt samma sätt som solceller på tak. Skillnaden mellan dessa är framför allt att solcellsparken installeras på marken i stället för på ett tak, att solcellsparken används för kommersiellt bruk medan takanläggningar används för privat bruk, samt att en solcellspark oftast har en större installerad effekt än en takanläggning. En solcellspark har ofta en effekt på över 1 MW medan

⁴³ [Nätanslutna solcellsanläggningar, antal och installerad effekt \(Energimyndigheten, 2022\)](#)

⁴⁴ [Kraftig ökning av installerade solcellsanläggningar \(Energimyndigheten, 2022\)](#). Det är värt att poängtera att SCB statistik kan skilja sig från statiken från solcellsinstallatörerna då SCB baserar sina siffror på de av elnätsbolagen inrapporterade solcellsanläggningar.

⁴⁵ Elproduktion – Tekniker för produktion av el (IVA, 2015)

takanläggningar kan ha en effekt från några enstaka kW på ett villatak till några 100 kW på ett större industritak.

Skillnaderna mellan solcellsanläggningar på tak och solcellsparker medför att deras användningsområden även skiljer sig. Takanläggningar installeras oftast i syfte att direkt förse en eller flera specifika användare med el. Användarna av elen är ofta även ägarna av själva solcellsanläggningen. Typiska sådana användare är villaägare, fastighetsägare, industrier och större butiker. Takanläggningarna installeras därmed oftast med syftet att producera förnybar och billig el och som då ersätter den el som i annat fall hade behövt köpas från elnätet. Därtill, kan dessa typer av takenläggningar medföra att producerad överskottsel kan säljas tillbaka till elnätet samt att självförsörjandegraden ökar.

För solcellsparker produceras elen i regel inte i syftet att förse ägarna av parken med el. Solcellsparker är i stället att se som kommersiella anläggningar likt en vindkraftspark. Elen produceras och säljs på marknaden, eller direkt till en kund, och skickas således ut på elnätet. Med andra ord används inte elen för egen användning som i fallet med de mindre takenläggningarna.

För både solceller på tak och solcellsparker finns möjligheter till synergier med lagring, likt för vindkraftverk. Elproduktionen är väderberoende och går därför inte att styra till att följa det faktiskt elbehovet. Att installera ett energilager skapar möjligheten att kunna lagra elen medan solen skiner och elanvändningen är låg, för att sedan använda den lagrade elen på när solen inte skiner (exempelvis på nätterna) och elanvändningen är hög. Därtill kan solkraft användas för att producera grön vätgas som har flera olika användningsområden som beskrivs under kapitlet Vätgas.

Samma resonemang gällande reglerkraft för vindkraft går att applicera för solkraft. Solkraft är inte lika lämpad till att vara en baskraft i Sveriges elsystem. Därtill är förutsättningar för att vara en reglerkraft, likt vattenkraftverken, även sämre. Samtidigt pågår just nu olika försök för att se om solkraften ändå kan vara med och balansera elproduktionen i Sverige givet de förutsättningar som solkraften har.

Teknoekonomiska aspekter

Takanläggningar

Det har blivit mer attraktivt att installera solceller på tak i takt med att tekniken blivit billigare. Därtill har staten erbjudit vissa stöd samt skattereduktioner som ytterligare sänkt kostnaden för installationen. I Sverige idag placeras LCOE för en solcellsanläggning om 10 kW på tak i intervallet 53-107 öre/kWh med ett medelscenario om 79 öre/kWh. Den ekonomiska livslängden för en takenläggning är svår att uppskatta då det är få anläggningar i Sverige som varit installerade tillräckligt länge. Med det sagt sätts oftast den ekonomiska livslängden till den tekniska livslängden för själva solceller och som då uppgår till 25-30 år.⁷

Enligt LCA-analyser utförda av Vattenfall uppgår utsläppen för solcellsanläggningar till omkring 25 gCO_{2e}/kWh.⁴⁶ Detta ligger i linje med andra värden som rapporterats för solcellsanläggning på tak. Exempelvis visar en studie från 2016 att utsläppen för en takläggning i Sverige låg på omkring 35 gCO_{2e}/kWh. Sedan dess har både produktionsprocessen och solcellerna blivit mer effektiva.⁴⁷ Därtill producerar solceller i Halland mer el jämfört med solceller i många andra län i Sverige. Detta gör då att utsläppen slås ut på fler kWh. Utsläppen från takenläggningar kan därmed tänkas till och med vara något lägre än 25 gCO_{2e}/kWh.

Det behövs inte bygglov eller andra typer av tillstånd för solceller som installeras på tak så länge de följer takets lutning, inte monteras inom områden som är av riksintresse för försvaret eller inom områden som är av kulturhistoriskt- och/eller miljöintresse, att det inte krävs bygglov enligt den detaljplan

⁴⁶ [Life Cycle Assessment for Vattenfall's Electricity generation - Including a case study for the Nordic countries \(Vattenfall, u.d.\)](#)

⁴⁷ [Re-assessment of net energy production and greenhouse gas emission avoidance after 40 years of photovoltaics development \(Louwen et al., 2016\)](#)

som råder eller att huset är K-märkt. Ett typiskt exempel på en situation där privatpersoner kan behöva bygglov är då det finns en detaljplan för området där det står att taken ska vara röda. Över lag brukar dock inte bygglov krävas. Själva installationen utförs på omkring två dagar för en typisk villa. Leveranstiden för solcellerna beror helt på leverantör och huruvida de måste beställa eller om de har dessa på lager.

I svensk och halländsk kontext bidrar solkraft idag framför allt till en hög sysselsättning under planering och installationsskedet. Detta då majoriteten av alla solceller tillverkas i Asien, specifikt i Kina, vilket medför att det är där som arbetstillfällena uppkommer relaterade till själva tillverkningen. Detta kan komma att förändras i framtiden i takt med att europeiska och svenska fabriker etableras.⁴⁸ Själva planeringen och installationen sker dock i Sverige och i Halland. Under detta skede behövs personal och behovet bedöms som medelhögt. Efter det att solcellerna är på plats, vare sig på tak eller på marken, är behovet av personal litet då det exempelvis inte finns några rörliga delar som kräver kontinuerligt underhåll. Under avveckling är behovet av personal även lågt då det går snabbt att montera ner både en solkraftspark och en takanläggning.

Solparker

Produktionskostnaden och LCOE för solcellsparker på mellan 3-20 MW är lägre än för en takanläggning och placeras i intervallet 29-52 öre/kWh med ett medelscenario på 43 öre/kWh. Ekonomiska livslängden har i projekten som tagits med i utredningen om LCOE varit 20-45 år med ett medelscenario på 33 år.⁷

Livscykelutsläppen för solcellsparker ligger i linje med de för takanläggningar. Det finns endast ett fåtal studier som utfört LCA-analyser specifikt för solcellsparker och dessa har då inte heller använt sig av svenska eller nordiska förutsättningar. Rapporten från 2014 från IPCC visar att livscykelutsläppen för solcellsparken var ca 17 % högre än för takanläggningar i deras medelscenario, dock var värdet lägre i deras låg-scenariot och högre i deras hög-scenariot. Med utgångspunkten att solcellsparker i Halland ligger i linje med medelscenariot, eller lite bättre, bedöms 25 gCO_{2e}/kWh vara en rimlig uppskattning på livscykelutsläppen, dvs densamma som för takanläggningar.²⁴

Uppförandetiden för solcellsparker beror till mycket på tillståndprocessen. En typisk park kan oftast byggas på mindre än ett år efter det att alla tillstånd har erhållits. Tillståndprocessens tidsåtgång varierar beroende på var parken ska etableras och i förlängningen vilka tillstånd som således krävs. Exempelvis krävs inget bygglov för själva solcellsparken om den planeras att byggas utanför ett detaljplanlagt område. Däremot krävs ofta bygglov för transformatorstationer.⁴⁹ Därtill kräver i princip alla större solcellsparker att ett samråd utförs då parken kommer ändra på naturmiljön, om än endast lite. Tillståndprocessen kan därmed variera mellan ett par månader till något eller några år.⁵⁰

Sysselsättningen för uppförandet av solcellsparker är kvalitativt densamma som för takanläggningar. Dock är troligen antalet årsarbeten per MW större för takanläggningar än för markanläggningar. Detta då 1 MW kan installeras under en kort tidsperiod för en markanläggning samt att anläggningen kan planeras och köpas in under samma process. En installation av 1 MW utspridd på 100 takanläggningar på villor kräver däremot att varje installation hanteras separat vilket tar mer tid och kräver mer personal.

⁴⁸ [Renewable Energy and Jobs - Annual review 2021 \(IRENA, 2021\)](#)

⁴⁹ [Solcellsparker \(Energimyndigheten, 2019\)](#)

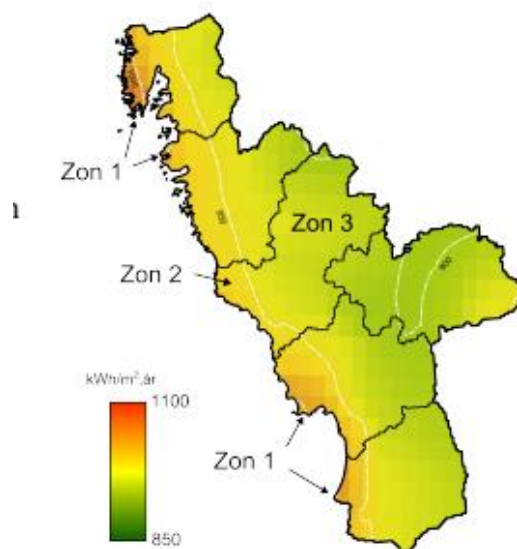
⁵⁰ [Att bygga en solpark \(Solkompaniet, 2022\)](#)

Fördjupning: Internationell sysselsättning - solkraft

Internationella studier från Indien visar på att takanläggningar skapar omkring 20 årsarbeten per MW medan solcellsparkar skapar omkring 3-4 årsarbeten per MW. Detta går att jämföra med värdet på 15 årsarbeten för vindkraft där tillverkningen ingår. Dock, precis som för vindkraft, är det väldigt viktigt att ha i åtanke att tillverkningen av själva solpanelerna står för det största bidraget till sysselsättningen. Detta betyder att värdena för årsarbeten är betydligt lägre i Sverige än vad som anges ovan, dock finns det inga empiriska siffror för detta.

Energislagets förutsättningar och potential i Halland

Generellt kan sägas att det finns en stor potential för solkraft i Halland då de geografiska förutsättningarna är gynnsamma. Vattenfalls undersökningar (2019) visar på att Halland placeras sig som det femte bästa länet i Sverige sett till potential för solkraft. Solinstrålningen är en avgörande parameter för att utvärdera potential för solkraft. I Halland ligger solinstrålningen i snitt på 1 007 kWh/m² per år vilket går att jämföras med värdet för Norrbotten och Blekinge som ligger på 752 kWh/m² per år respektive 1 280 kWh/m² per år.⁵¹ Solinstrålningen i Halland är som störst närmast kusten.



Figur 9. Solinstrålning i Halland.⁵²

Takanläggningar

Det finns ett par studier som uppskattat den totala potentialen för elproduktion genom solcellsanläggningar på tak för Sverige. Dock har endast väldigt få studier utförts specifikt för Halland. Med det sagt finns det en studie från 2020 som placerar den tekniska potentialen för solkraft genom takanläggningar i Halland inom intervallet 775 GWh/år till 2 479 GWh/år. Båda uppskattningarna tar sikte mot 2020-2030. För det lägre värdet antar studien att den takyta som finns tillgänglig idag, och som är södervänt, täcks med solceller. För det högre värdet antog studien en 10 % större takyta, samt att de takytor som även är riktade mot öst och väst nyttjas. I studien har tak för de flesta byggnader inkluderats såsom småhus, industrier och flerbostadshus. Den största potentialen återfinns i Halmstad och i Kungsbacka medan Hylte är den kommun med lägst potential.⁵² Detta intervalls rimlighet styrks av andra studier. Exempelvis har Vattenfall uppskattat potentialen för enbart småhus i Halland till omkring 471 GWh/år. En annan studie från Energiforsk visar på att den rikstäckande potentialen uppgår till

⁵¹ Solrapporten - fakta och myter om solenergi (Vattenfall, 2019)

⁵² Solenergipotential för Hallands bebyggelse enligt två framtidsscenarioer (LTC, 2020)

50 000 GWh/år vilket grovt motsvarar 2 164 GWh/år för Halland om denna potential fördelas utifrån antal småhus i varje län.^{53 54} Med grund i detta bedöms potentialen för takanläggningar som hög.

De finns ett par risker och osäkerheter som är värda att lyfta sett till takanläggningar. Potentialen ovan är den strikt tekniskt möjliga potentialen och säger ingenting om hur mycket som faktiskt kommer byggas, dvs den realistiska potentialen. För att den uppskattade potentialen ska kunna realiseras krävs det att ett intresse finns från privatpersoner, företag och myndigheter att investera i solceller. Studien från Vattenfall visar dock att det finns ett relativt bra intresse för solkraft i Halland.

Det är även viktigt att påpeka att en takanläggning kräver en relativt stor initial investering. Idag finns det stöd för mindre solcellsanläggningar som riktar sig mot privatpersoner och som förbättrar den ekonomiska situationen. Exempelvis behöver inte anläggningar som är mindre än 500 kW betala någon energiskatt och som privatperson erhålls en 15 % skattereduktion på kostnaden för arbete och material vid installation av nätanslutet solcellssystem. Regeringen har även lagt fram ett förslag att höja denna skattereduktion till 20 % med start den första januari 2023.^{55 56}

En annan risk som inte har något med potentialen att göra är brandrisken. I takt med att fler takanläggningar installeras i Sverige ökar även risken för brand i dessa anläggningar. Att Sveriges kommuner sedan har olika tolkningar kring hur olika komponenter och skyltar för solceller ska placeras medför att en oförutsägbarhet skapas. Denna oförutsägbarhet kan utgöra en risk för de brandmän vars uppdrag är att släcka eld på tak med solceller. Det finns därmed förslag från Svensk Solenergi om att ett nationellt grepp ska tas i frågan.⁵⁷

Det finns även vissa tekniska risker relaterat till solkraft och som är applicerbara för både takanläggningar och markanläggningar. Vissa yrkar på att problem kan uppstå för det lokala elnätet i form av överbelastning och överspänning. Huruvida detta är en stor risk beror på flera platsspecifika faktorer och är således svårt att sja om.⁵⁴

Solparker

Som nämnts i inledningen har antalet solcellsparker i Halland ökat markant från 2020 till 2021. Exempelvis kan nämnas att Varberg Norra driftsattes 2021 med en effekt på 4,8 MW. Solcellsparker kan med fördel samlokaliseras med vindkraftsparker då det vid sådana parker redan finns en elnätsanslutning samt mycket av den nödvändiga infrastrukturen som krävs för en solcellspark.

När det kommer till takanläggningar utgör den tillgängliga takytan en begränsning för hur mycket solkraft som kan installeras. För ett land som Sverige utgör däremot inte den tillgängliga markytan någon begränsning för potentialen för solcellsparker. I stället utgörs begränsningarna av andra faktorer såsom elnätets kapacitet (tillgängligt utrymme i elnätet), markens placering och utformning samt de lönsamhetskrav som ägaren av solcellsparken har. Då den tillgängliga ytan inte utgör någon begränsning blir den tekniska potential ofta väldigt hög medan den realistiska potentialen, där hänsyn tas till de ovannämnda begränsningarna, blir betydligt lägre.

Det finns inga studier av potentialen av solcellsparker som explicit utförts för Hallands län. Med det sagt finns det ändå ett par studier som på olika sätt, med olika antaganden, uppskattat den nationella potentialen i Sverige. I en studie har potential från solcellsparker från jordbruksmark som ej längre används i Sverige analyserat, och indirekt då även uppskattat potentialen för varje län. I denna studie uppgår den strikt teoretiska potentialen för Sverige till omkring 126 TWh/år varav 5,3 TWh/år tillskrivs Hallands län (baserat på tillgänglig markyta). Dock uppskattas den realiserbara potentialen, där även hänsyn tagits till samtliga begränsningar, endast vara omkring 0,2 % av den teoretiska. Detta skulle då

⁵³ [Solrapporten Halland - fakta och myter om solenergi \(Vattenfall, 2019\)](#)

⁵⁴ [Utbyggnad av sol i Sverige \(Energiforsk, 2017\)](#)

⁵⁵ [Mikroproduktion av förnybar el - privatbostad \(Skatteverket, 2022\)](#)

⁵⁶ [Grön teknik \(Skatteverket, 2022\)](#)

⁵⁷ [Överskuggande risker med solceller \(Brandskyddsföreningen, 2020\)](#)

innebära en elproduktion på ca 9 GWh/år från solcellsparker på jordbruksmarker i Halland. Denna studie belyser tydligt den stora skillnaden mellan den teoretiska och den realistiska, eller realiserbara, potentialen.

En annan studie har i stället fokuserat på markytor med lågt alternativvärde (exempelvis mark som inte är lämpad för bebyggelse eller jordbruk) samt med närhet till befintlig infrastruktur såsom vägar och elnät. Specifikt har studien fokuserat på samlokalisering med vindkraftsparker, flygplatser och deponier. Även "övrig mark" som har lågt alternativvärde har inkluderats och med utgångspunkt i de områden där dagens solcellsparker har byggts. Studien uppskattar potentialen i Sverige till omkring 60 TWh varav 50 TWh är relativt osäkra då de är kopplade till "övrig mark" som har den största potentialen på grund av en större tillgänglig yta. Av dessa 60 TWh anses 5 TWh vara relativt billiga att bygga medan resterande TWh är betydligt dyrare. Om antagande görs att denna teoretiska potential är jämnt fördelad över Sverige, baserat på respektive läns andel av Sveriges landareal, skulle detta medföra en elproduktion för Halland på omkring 1 TWh/år och som då utgör en väldigt grov uppskattning.⁵⁸

Slutsatsen av dessa studier är att det är väldigt svårt att uppskatta potentialen för solcellsparker och resultaten skiljer sig markant beroende på de antaganden som ligger till grund för respektive studie. Därtill har inga studier utförts specifikt för Halland. Att marken inte är en begränsning medför att den teoretiska tekniska potentialen blir väldigt hög i samtliga studier. För att finna den realiserbara potentialen i respektive fall behöver hänsyn tas till de platsspecifika förutsättningarna, samt stor vikt läggas vid kostnad- och lönsamhetskalkyler och tillgängliga markområden. Med det sagt visar ändå studierna på att potentialen för solcellsparker i Halland är hög och där den teoretiska potentialen kan vara så hög som någon TWh elproduktion per år. Den realiserbara potentialen kommer dock vara lägre. Som nämnts tidigare har Halland generellt starka geografiska förutsättningar för solkraft då solinstrålningen är stark, speciellt närmare kusten.

En risk sett till solcellsparker har att göra med dess markanspråk. Markanläggningar kräver inte bygglov, men det uppstår ofta diskussioner i samband med tillståndprocesserna, speciellt om en solcellspark är tänkt att byggas på jordbruksmark. Hallands länsstyrelse har ett vägledande dokument för de som vill bygga solcellsparker och där problematiken med jordbruksmark lyfts. Jordbruksmark är av nationell betydelse enligt miljöbalken och sådan mark får endast tas i anspråk om det behövs för att tillgodose väsentliga samhällsintressen och där det inte går att tillgodose dessa genom att ta annan mark i anspråk.⁵⁹ Denna skrivelse är därmed öppen för tolkning och gör att tillståndprocessen kan dra ut på tiden. Samtidigt belyser detta betydelsen av solcellsparkens placering då syftet bör vara att minimera risker och konflikter mellan olika miljömål.

I och med att Halland har en stor andel jordbruksmark (motsvarande 23 % av länets landareal⁶⁰) är inte dessa ytor optimala för solcellsparker baserat på resonemanget ovan. Detta är ännu en aspekt som behöver tas i beaktning vid uppskattning av den faktiska realiserbara potentialen inom Halland då markytan således är begränsad med nuvarande regelverk. Värt att nämnas att är i oktober 2022 beviljade Mark- och miljödomstolen i Växjö anläggandet av en stor solcellspark utanför Helsingborg som tidigare fått avslag av Länsstyrelsen. Domstolen hänvisade dels till att anläggningen bara ska stå där en begränsad tid, men intressant var också att domstolen även pekade på behovet av energi i Skåne.⁶¹

I linje med ovan lyfter Länsstyrelsen i Halland en önskan om att stora solcellsanläggningar ska börja prövas som miljöfarlig verksamhet. Detta skulle innebära att många fler anläggningar kommer behöva

⁵⁸ [Teknisk-ekonomisk kostnadsbedömning av solceller i Sverige \(Profu, 2018\)](#)

⁵⁹ [Funderar du på att bygga en solcellsanläggning på marken? \(Länsstyrelsen Halland, u.d.\)](#)

⁶⁰ [Marken i Sverige \(SCB, 2022\)](#)

⁶¹ [Ja till solcellspark vid Svedberga \(Svt Nyheter, 2022\)](#)

utföra en så kallad miljökonsekvensbeskrivning. En fördel med detta är att ribban för att bygga en solcellspark höjs men där risken är att denna process förlänger själva etableringen av solcellsparken.^{62 63}

Slutligen kan det nämnas att det i Sverige generellt, och i Halland specifikt, kan finnas risker för att elnätet saknar kapacitet för att ansluta solcellsparker. Detta är ett problem för alla typ av elproduktion då tillgängligt utrymme i elnätet är en förutsättning för en elnätsanslutning. Detta är idag en extra påtaglig risk för sol- och vindkraft i och med dess kraftiga utbyggnad. I Halland har det byggts flera solcellsparker senaste åren och flera planeras att byggas. Dock finns det flera fall i Halland där solcellsparker godkänts av länsstyrelsen men nekats elnätsanslutning på grund av brist av utrymme i elnätet. Detta hämmar utbyggnaden av solcellsparker i länet och är en påtaglig risk.⁶⁴ Slutligen är solkraft, precis som vindkraft, väderberoende och samma risker som existerar för vindkraft när det kommer till en icke-planerbar elproduktion gäller således även för solkraft.

Tabell 4. Sammanfattning av information för solenergi

Parameter	Värde takanläggning	Värde solpark	Kommentar
Uppförandetid [år]	2 dagar <i>Byggtid: 2 dagar</i>	>1 år <i>Byggtid: 1 år Tillstånd: månader till år</i>	För takanläggningar anges endast tiden för själva installationen, för solcellsparker utgör byggtiden mindre än ett år. Resterande tid härrör från tillståndprocesser som tar allt från månader till år.
Livslängd [år]	25-30	33	Speglar både den ekonomisk livslängd och den teknisk livslängd.
Produktionskostnad - LCOE [kr/kWh]	0,53-1,07	0,29-0,52	
Utsläpp - LCA [g CO ₂ e/kWh]	25	25	Värdet för solparker är något mer osäkert än för takanläggningarna.
Sysselsättningsgrad, fas; byggnation-drift-avveckling [Låg-Medel-Hög]	Medel - Låg - Låg	Medel - Låg - Låg	Finns anledningar att tro att sysselsättning per MW är något lägre generellt för solcellsparker än för takanläggningar då dessa är mer koncentrerade geografiskt och kan hanteras i samma process.
Användningsområden	Billig (då ej behöver köpa el från nätet) och förnybar el, privat bruk, synergier med lagring	Billig, förnybar el, kommersiellt bruk, synergier med lagring	Finns synergier med användning tillsammans med lagring samt potentialen att producera vätgas (dock ej något som idag görs i Sverige bortsett från pilotstudier).
Potential i Halland [Låg-Medel-Hög]	Hög	Hög	Tekniska potential bedöms vara i storleksordningen TWh för båda, den realiserbara potentialen är dock lägre.

⁶² Vill se skärpt lagstiftning för solcellsparker (Svensk byggtjänst, 2022)

⁶³ Att söka tillstånd för miljöfarlig verksamhet - Information till sökande (Länsstyrelsen Västerbotten, 2019)

⁶⁴ Trots ökat elbehov - nätet saknar kapacitet för planerad solcellspark i Laholm (SVT, 2022)

KÄRNKRAFT

Introduktion och grundläggande information

Sverige har idag sex reaktorer i drift – fyra kokvattenreaktorer i Forsmark och Oskarshamn samt två tryckvattenreaktorer i Ringhals, se Tabell 5. Samtidigt som reaktorer har stängts har samtliga övriga reaktorer genomgått omfattande effekthöjningar och moderniseringar. Tack vare detta har den totala produktionen och den totala produktionskapaciteten legat relativt stabilt fram till stängningen av Ringhals 1 och 2 år 2020 respektive år 2019. Under 2021 stod kärnkraft för ungefär 30 % av elproduktionen i Sverige och kring 80 % av elproduktionen i Halland.

I december 1945 tillsattes en expertgrupp, Atomkommittén, som fick i uppdrag att utveckla kärntekniken i Sverige. Efter intensivt utvecklingsarbete under 50- och 60-talet blir Sverige det enda land i världen som förutom stormakterna lyckas utveckla och bygga egna reaktorer. I Sverige fokuserar statens utveckling på tungvattenreaktorer medan kommersiella aktörer i stället fokuserar på kokvattenreaktorer. En mindre tungvattenreaktor byggs för el- och fjärrvärmeproduktion i Ågesta men med Marvikenprojektet lider utvecklingen av flera bakslag och Sverige lyckas i stället, med viss inspiration utifrån, utveckla flera egna kokvattenreaktorer för storskalig kommersiell drift. På kort tid byggs totalt 11 kokvattenreaktorer i Sverige och Finland. Tre tryckvattenreaktorer byggs även för att diversifiera reaktort flottan. Utbyggnaden av kärnkraft gick, trots viss fördröjning, mycket fort under 1970 och 80-talet.

Globalt sett testades en rad olika typer av generatorer under 50- och 60-talet med olika bränslen och kylmedel. Vattenkylda reaktorer kliver segrande ur detta utvecklingsrace och dominerar helt bland dagens kärnkraftverk. Lättvattenreaktorerna, antingen kokvattenreaktorer (BWR) eller tryckvattenreaktorer (PWR), och tungvattenreaktorer (PHWR) utgör idag 404 av världens totalt 427 kärnkraftsreaktorer. I Sverige idag används endast kokvattenreaktorer samt tryckvattenreaktorer och där Ringhals 3 och 4 i Halland tillhör den sistnämnda kategorin.

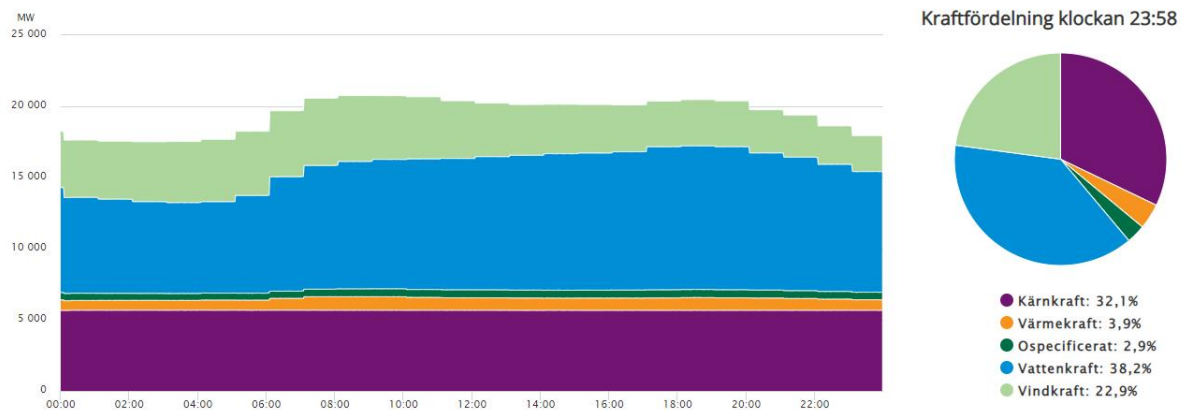
Tabell 5. Kärnkraft i Sverige per län samt dess status, reaktor och effekt

Kommun, län	Kärnkraftverk	I drift/ avstängd	Typ av reaktor	Effekt
Varbergs kommun, Hallands län	Ringhals 1	Nedstängd	BWR	881 MW
	Ringhals 2	Nedstängd	PWR	852 MW
	Ringhals 3	I drift	PWR	1 074 MW
	Ringhals 4	I drift	PWR	1 130 MW
Östhammars kommun, Uppsala län	Forsmark 1	I drift	BWR	990 MW
	Forsmark 2	I drift	BWR	1 121 MW
	Forsmark 3	I drift	BWR	1 172 MW
Oskarshamns kommun, Kalmar län	Oskarshamn 1	Nedstängd	BWR	473 MW
	Oskarshamn 2	Nedstängd	BWR	638 MW
	Oskarshamn 3	I drift	BWR	1 400 MW
Kävlinge kommun, Skåne län	Barsebäck 1	Nedstängd	BWR	600 MW
	Barsebäck 2	Nedstängd	BWR	600 MW

Grundstenarna till utvecklingen av kärnenergi lades 1905 när Albert Einstein på teoretisk väg etablerade relationen mellan energi och massa. Under 1930- och 1940-talet skedde en mycket snabb utveckling inom fältet och år 1948 produceras för första gången elektricitet från kärnenergi genom ånga som avleds till en liten ångturbin i leksaksformat. Samma princip används i kärnkraft idag för att producera el. Neutroner, dvs den neutrala beståndsdel i atomen, "skjuts" mot uranatomer. Neutronerna

får uranatomerna att klyvas, dvs. delas, och i denna process frigörs stora mängder energi. Denna energi värmer därefter upp vatten för att bilda vattenånga. Vattenånga driver sedan en turbin som i sin tur driver en generator som producerar själva elen, precis som i ett kraftvärmeverk.

Elproduktionen i ett kärnkraftverk är planerbar, precis som vattenkraften, och fungerar därmed väl som baskraft i Sveriges elsystem vilket även är dess primära användningsområde. Dock, i kontrast till vattenkraften, är det svårare att snabbt reglera elproduktionen i ett kärnkraftverk. Detta gör att kärnkraften oftast ligger och producerar el med en konstant effekt när den körs. I Figur 10 framgår det att kärnkraften (i lila) har en produktion som nästintill är konstant över ett dygn medan vattenkraften används för att balansera elanvändningen.



Figur 10. Elproduktionen i Sverige för en typisk dag.⁶⁵

I framtiden kan kärnkraft även ha andra användningsområden än elproduktion i Sverige. Exempelvis finns det möjlighet att producera så kallad rosa vätgas med hjälp av kärnkraft, se kapitlet Vätgas för mer information. Detta är något som redan börjat ske under 2022 i Oskarshamn.⁶⁶ Därtill kan den värme som kärnkraften ger upphov till användas till andra syften än elproduktion såsom fjärrvärme och värme till industriella processer. Sådan värmeproduktion från kärnkraftverk finns i flertalet andra länder. I Sverige var detta något kärnkraftverket i Ågesta användes för under delar av 60- och 70-talet. Därefter har det funnits planer för fjärrvärmeproduktion från kärnkraftverk i Sverige, men där inga av dessa planer har realiserats.⁶⁷ En anledning till detta är att produktion av fjärrvärme kommer till betydande kostnad av en lägre elproduktion då en del av den ingående energin avsätts för just värmeproduktion i stället för elproduktion.⁶⁸

Teknoekonomiska aspekter

Kärnkraftverk är stora infrastrukturprojekt där kostnaden för bränsle, drift och underhåll har en mindre påverkan på det slutliga priset än investerings- och finansieringskostnader.

Den totala produktionskostnaden för ny kärnkraft utgörs framför allt av finansieringskostnader. Kärnkraften är därför mycket känslig för vilken risk som finns då den driver avkastningskrav för investerare i kärnkraft vilket därmed driver upp finansieringskostnader. Anledningen till detta är de relativt höga initiala investeringskostnaderna, de låga driftskostnaderna och den mycket långa drifttiden. I en LCOE-beräkning diskonteras förväntade framtida intäkter från elproduktion med den ansatta kalkylräntan. Därmed ger den långa drifttiden en oerhörd skillnad på vilken mängd elproduktion som räknas i LCOE-

⁶⁵ [Kontrollrummet \(Svenska kraftnät, 2022\)](#)

⁶⁶ [OKG säljer fossilfri vätgas till extern marknad \(OKG, 2022\)](#). Dock producerades vätgas även innan 2022, men då för internbruk och inte för försäljning.

⁶⁷ [Fjärrvärme från kärnkraft i Ryssland och i Kina \(Energiforsk, 2019\)](#)

⁶⁸ [Kylvattenvärme från kärnkraft i fjärrvärmesystem \(Elforsk, 2011\)](#)

beräkningen vid olika kalkylräntor – vilket i sin tur ger olika värde på LCOE. Detta medför att valet av finansieringsmodell är mycket viktigt för kärnkraften.

Befintlig kärnkraft har låga produktionskostnader på omkring 20-30 öre/kWh. För ny kärnkraft beräknas produktionskostnaden falla inom intervallet 49-64 öre/kWh för svenska förhållanden. I det angivna intervallet för produktionskostnaden ingår den löpande kärnavfallsavgiften (KAF) som är avsedd att täcka kostnader för slutförvaring av avfall samt en säker avveckling av anläggningen. Andra landspecifika faktorer som påverkar produktionskostnaden för kärnkraftverk är de säkerhetskrav som finns då dessa påverkar utformningen av anläggningen. Den ekonomiska livslängden som används för dessa beräkningar är 60 år, dock kan den tekniska livslängden vara längre och sträcka sig upp till omkring 80-100 år med rätt underhåll och moderniseringsåtgärder. De svenska kärnkraftverken byggdes med en livslängd omkring 25-40 år i åtanke.⁷

Utsläppen för kärnkraft är låga, där Vattenfalls egen LCA pekar på 2,5 gCO₂/kWh. I denna LCA ingår såväl framtagningen av uran som slutförvaring.⁴⁶ Detta då ett kärnkraftverk producerar mycket el under sin livslängd. Som referensvärde kan det internationella medelvärdet i IPCC:s sammanställning lyftas och som ligger på 12 gCO₂/kWh.²⁴ Mestadels av utsläppen härrör från bränsleproduktionen, dvs framställningen av uran.

För att uppföra och driva kärnkraftverk finns mycket omfattande tillståndprocesser och regelverk. Att inget kärnkraftverk har byggts på över 30 år i Sverige medför även att tidsåtgången för tillståndprocesserna är svårt, om inte omöjligt, att sia om. Det är även svårt att dra paralleller till andra länder då regelverket varierar kraftigt mellan dessa. För själva byggtiden kan antas mellan 5-8 år där nyare reaktorer ligger närmare det lägre spannet. Den genomsnittliga byggtiden för alla världens reaktorer är drygt 7 år. Samtidigt finns det fall från både Europa och USA där byggnationen har blivit kraftigt förse- nad och där den totala tiden mellan byggstart och drift uppgått till omkring 15 år.⁷

Sysselsättningen vid byggnation, drift och avveckling av kärnkraft är generellt sett hög. Vid själva konstruktionen uppstår tusentals arbetstillfällen under flera år. Under drift går behovet ner men är fortsatt högt och ligger i storleksordningen 100-tal. Avveckling av ett kärnkraftverk är en komplex process där stort fokus ligger på säkerhet och förvaring av de nu radioaktiva komponenterna. Detta gör att sysselsättningen även är hög under detta skede med ett behov på 100-tals personer. Att ha i åtanke är att då ett kärnkraftverk har en lång livslängd, samt en stor installerad effekt, fördelas dessa arbetstillfällen således på många år och på många MW installerad effekt.

Energislagets förutsättningar och potential i Halland

Vid Bua utanför Varberg ligger Ringhals kärnkraftverk. Där ligger idag två nedstängda reaktorer (Ringhals 1 och 2) samt två reaktorer i drift (Ringhals 3 och 4). Under tiden från 2010 fram till 2014/15 planerade Vattenfall för ytterligare två reaktorer (Ringhals 5 och 6) på samma plats. De två reaktorer som är i drift i Ringhals kan tillsammans producera drygt 16 TWh per år.

Enligt miljöbalken är det idag endast tillåtet att maximalt uppföra 10 reaktorer i Sverige och det är förbjudet att upprätta reaktorer på andra platser än de tre där det redan finns kärnkraft i drift; Forsmark, Ringhals och Oskarshamn. *(Notering: den nya regeringen som tillträdde i oktober 2022 har meddelat avsikt att ta bort dagens begränsning om maximalt 10 reaktorer samt förbudet mot att upprätta andra reaktorer på andra platser. Huruvida detta kommer bli verklighet eller inte kvarstår att se men detta är en stor förändring sett till kärnkraftens potentiella utveckling i Sverige.)*

Dock kvarstår, både innan och efter att ändringen genomförs, det faktum att Ringhals som plats redan är avsedd för ändamålet. Övriga platser i Sverige kommer kräva en översyn av bland annat detaljplan innan de kan bli aktuella för ny kärnkraft. Kärnkraftens förutsättningar i Halland kan därför beskrivas som goda eftersom det finns en plats där det dels redan är tillåtet att producera el från kärnkraft och att uppföra nya reaktorer. Potentialen för kärnkraft idag, innan de nya förändringarna är på plats, är

såldes i storleksordningen flertalet, potentiellt tiotals, TWh med antagande att Ringhals 1 och Ringhals 2 ersätts med reaktorer med motsvarande elproduktion som Ringhals 3 och Ringhals 4. Om regelverksförändringarna blir till verklighet kan potentialen vara större.

Vid diskussioner om kärnkraftens framtida utveckling brukar ofta begreppet Small Modular Reactors (SMR) användas. Definitionen av detta begrepp är väldigt bred, men grundpremisen är att reaktorer är mindre än dagens större kärnkraftverk, konstruerade för kommersiella användning och där förutsättningarna för fabriksproduktion är större än för dagens kärnkraftverk. Dessa egenskaper möjliggör etablering närmare energianvändaren. SMR finns idag i ett par nationer i världen men ingen SMR har ännu installerats i Sverige. Flera av Sveriges ägare av kärnkraft utför idag olika utredningar och undersökningar relaterade till SMR och dess potential för Sverige. Samtidigt har exempelvis Uniper gått ut med att de inte har några planer idag på att bygga ut nya kärnkraft i Sverige.

Det finns många risker med kärnkraft varav vissa har en stark koppling till de olyckor som skett genom historien såsom olyckorna vid Fukushima (2011) samt Tjernobyl (1986). Rent tekniskt råder det en uppenbar strålsäkerhetsrisk under både driftskedet och avvecklings- och slutförvarsskedet. Under driftskedet skapas radioaktiva ämnen och en svår olycka kan skapa stora konsekvenser för såväl människa som natur. Sådana olyckor har skett i andra länder men aldrig i Sverige. Olika studier visar på att risken för en stor internationell olycka i världen är relativt låg men att en sådan olycka kan, som sagt, få stora konsekvenser. Sverige har ett rigoröst regelverk för att garantera att säkerheten håller en hög kvalitet för att minimera risken för att olyckor inträffar.⁶⁹

Slutförvaring av kärnavfall har varit en annan svårlöst fråga och därmed en risk. Sverige har idag inget slutförvar. Dock, i och med regeringens beslut 2022, har Svensk Kärnbränslehantering (SKB) tillstånd att nu bygga ett slutförvar i Forsmark. Dock kvarstår vissa tillstånd, men när dessa är erhållna tar det ungefär 10 år att bygga detta.⁷⁰

Det finns även flera risker relaterat till nyetablering av kärnkraftverk i Sverige och där skiftande politiska ställningstaganden utgör en speciellt påtaglig risk. Förändringar av regelverk, nya energipolitiska inriktningar, nya subventioner/stöd och/eller nya avgifter medför att de långsiktiga förutsättningarna för kärnkraft är osäkra. Dessa risker är speciellt påtagliga för kärnkraftverk då dessa har en lång livslängd och kräver stora initiala investeringar. Kärnkraft gynnas således av mer förutsägbara marknadsregler och förhållanden, precis som alla andra kraftslag.

Det finns även säkerhetspolitiska risker kopplade till kärnkraft. Ett kärnkraftverk kan vara ett strategiskt mål för sabotage i och med dess betydelse för det nationella elsystemet. Detta då kärnkraftverk har en stor installerad effekt som är koncentrerad på en relativt liten yta. Konsekvenserna av ett sådant sabotage förstärks ytterligare av att det skulle kunna leda till stora strålningsrelaterade konsekvenser utöver de konsekvenser som är relaterade till elsystemet, såsom omfattande strömbrott. Denna risk blev uppenbar i samband med det pågående kriget i Ukraina där kärnkraftverket Zaporizhia blev offer för Rysslands aggression.

Slutligen finns det risker kopplade till brytningen av uran. Sverige har idag ingen egen uranbrytning men under 60-talet pågick uranbrytning i Västergötland. Sverige importerar således allt uran som används men det finns en kärnbränslefabrik i Västerås där kärnbränsle tillverkas från uran och som delvis används i svenska kärnkraftverk alternativt exporteras. Uranbrytningen internationellt sker framför allt i Ryssland, Kanada, Namibia, Kazakstan samt Australien. Med andra ord finns det risker relaterat till energisäkerhet då Sverige idag är helt beroende av uran från andra länder. Därtill kan själva utbrytningen medföra stora konsekvenser på både människa och miljö då radioaktiva ämnen kan spridas under själva brytningen samt att denna process skapar stora utsläpp.⁷¹

⁶⁹ [Klargörande om ny kärnkraft i Sverige \(Uniper, 2022\)](#)

⁷⁰ [Startprogram för ny kärnkraft \(Svenskt näringsliv, 2022\)](#)

⁷¹ [Om försörjningen av uran och kärnbränsle på världsmarknaden \(Energiföretagen, 2022\)](#)

Tabell 6. Sammanfattning av information för kärnkraft

Parameter	Värde	Kommentar
Uppförandetid [år]	<i>Byggtid: 5-15 Tillståndstid: -</i>	Globalt sett är den genomsnittliga byggtid 7 år, dock finns det projekt som tagit 15 år att bygga. Lägre spannet är därmed under gynnsamma förutsättningar. Med hela tillståndsprocessen blir tiden längre, hur mycket längre varierar kraftigt mellan olika länder och projekt och är omöjligt att sätta om för Sverige idag.
Livslängd [år]	60	Livslängden avser nya reaktorer. I Sverige är drifttillstånden inte tidsbegränsade men ägarna har med hänsyn till sin investeringshorisont planerat för 60 års drift och undersöker 80 års drift. De reaktorer som byggs idag dimensioneras för mellan 60 till 100 års drift jämfört med 25-40 år då Sveriges kärnkraft byggdes.
Produktionskostnad - LCOE [kr/kWh]	0,49 - 0,64	Kärnkraftens LCOE varierar mycket kraftigt mellan olika projekt och med olika antaganden.
Utsläpp - LCA [g CO _{2e} /kWh]	Nordiska förhållanden: 2,5 Globalt: 12	Det lägre värdet utgår från Vattenfalls livscykelanalys i den senaste EPD (Environmental Product Declaration) och det högre värdet från medelvärdet i IPCC:s sammanställning.
Sysselsättningsgrad, fas; byggnation-drift-avveckling [Låg-Medel-Hög]	Hög – Hög - Hög	Vid konstruktion uppstår tusentals arbetstillfällen under flera år. Under drift krävs hundratal anställda och vid avveckling hundratal anställda.
Användningsområden	Storskalig elproduktion samt med nya och mindre reaktorer även tillämpningar med värme för vätgasproduktion, fjärrvärme och industriella processer.	Mindre reaktorer med högre grad av passiv säkerhet kan placeras närmare användare och därmed möjliggöra ett större utnyttjande av värme. Avancerade reaktorer kan producera värme vid högre temperaturer för mer avancerade industriella processer.
Potential i Halland [Låg-Medel-Hög]	Hög	Teknisk potential bedöms vara i storleksordningen flera TWh till tiotals TWh. Dock råder idag en stor osäkerhet sett till kärnkraftens utveckling i Sverige.

KRAFTVÄRME, FJÄRRVÄRME, FJÄRRKYLA, RESTVÄRME OCH GEOTERMISK ENERGI

Introduktion och grundläggande information

Kraftvärme

Kraftvärmen tog plats i Sverige på sent 1950-tal när det stod klart att vattenkraft och överföring inte kunde byggas ut tillräckligt snabbt för att möta behovet. Därtill hade en rad torrår lett till frivillig ransonering. Därför byggdes lokala kraftverk för att stötta vid torrår och för att möta det växande behovet av elektrisk kraft. Genom att även producera värme för industrier och uppvärmning erhöles en betydligt högre verkningsgrad på bränslet och bättre ekonomi i driften vilket även varit framgångsfaktorn för kraftvärmeverk. I Halland idag återfinns ett kraftvärmeverk som producerar både el och värme; Kristinehed i Halmstad. Under 2020 stod konventionell värmekraft för 5 % av elproduktionen inom Halland, dock härrör den absolut största delen av denna från elproduktion inom industrier, så kallat industriellt mottryck. Kraftvärmeverken stod dock för 54 % av fjärrvärmeproduktionen i länet samma år.

Fördjupning: Industriellt mottryck

Industriellt mottryck är kraftvärmeproduktion som sker i en industriell anläggning. Med andra ord sker produktion av både värme och el på samma sätt som i ett kraftvärmeverk. De är oftast industrier mer ett större behov av värme och/eller ånga som har industriellt mottryck.

Den producerade elen och fjärrvärmen utnyttjas därmed av industrin men kan även säljas och skickas ut på el- och fjärrvärmenätet.

Sverige kan anses vara ett ledande land inom kraftvärme med omfattande utbredning av såväl kraftvärme som fjärrvärme. Kraftvärmetekniken och fjärrvärmetekniken har utvecklats avsevärt under de cirka 70 år som den har använts. Den huvudsakliga tekniska trenden är en utveckling mot lägre temperaturer eftersom detta både ger lägre förluster (då dessa är en funktion av skillnaden i temperatur mellan omgivningen och fjärrvärmesystemet) och möjliggör användningen av restvärmekällor med lägre temperaturer.

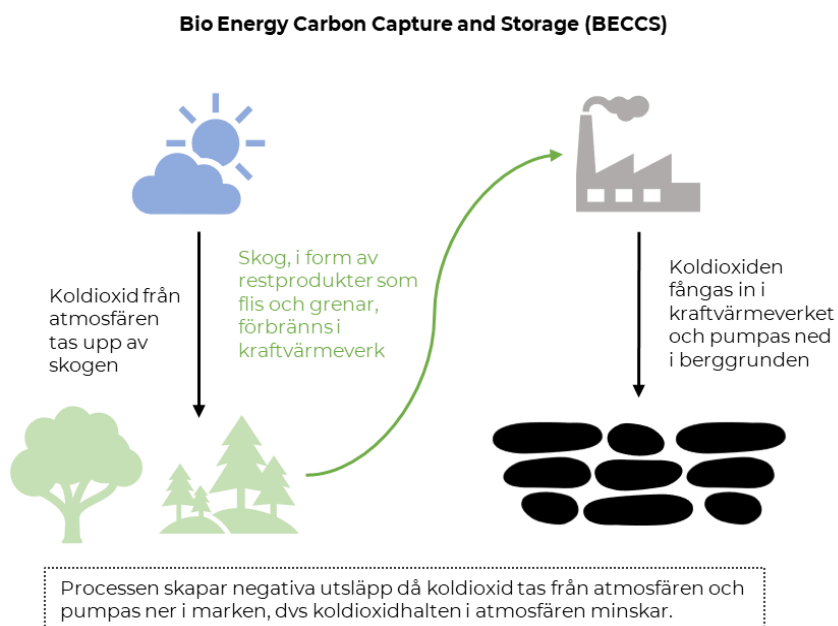
Kraftvärmeverk producerar, som sagt, både värme och elektrisk kraft. Andelen värme och elektrisk kraft som produceras kan ofta varieras och beror därtill av varandra. Det innebär att kraftvärmeverk som inte är byggda för så kallad kallkondensdrift, där den varma ångan kyls mot den omgivande miljön, inte kan producera elektricitet utan att det också finns avsättning för värmeproduktionen. Proceduren börjar med att bränsle förbränns där värmen används för att skapa ånga. Ångan leds sedan till en turbin och får denna att snurra. Turbinen driver sedan en generator som producerar själva elen. Efter turbinen kyls den varma ångan ned och där denna värme leds ut på fjärrvärmenätet. De bränslen som används i ett kraftvärmeverk är till exempel fossila bränslen, avfall (som består av både fossila och förnybara fraktioner) eller olika former av biomassa. Det bränsle som främst används är avfall och grot (grenar, rötter och toppar) som är rester från skogsbruk inom kategorin biomassa.

Inom industrin produceras en del kraftvärme, fast då under namnet industriellt mottryck. Principen är dock densamma med samtidig produktion av värme och elektricitet. Kraftvärme kan även produceras från geotermisk energi men med hänsyn till den svenska geologin är det väldigt svårt att få tillräckligt med värme för kraftproduktion. Däremot kan geotermisk energi utnyttjas i fjärrvärmenät, till exempel genom bergvärmepumpar. Det är dock mer vanligt att i fjärrvärmenät utnyttja restvärme från industriella processer, bostäder eller lokaler.

Användningsområdena för kraftvärme, fjärrvärme (och restvärme) och fjärrkyla är flera då dessa är mycket flexibla och mångsidiga. Ett självklart användningsområde är att värma och kyla bostäder, lokaler och industrier. Därtill kan kraftvärmeverk användas för att stabilisera Sveriges elsystem då dess elproduktion är planerbar och inte väderberoende. Då kraftvärmeverkens elproduktion är planerbar

medför detta att de även bidra med värdefull lokal eleffekt inom områden där det råder kapacitetsbrist, dvs områden vars elanvändning överstiger det som kan tas ut av elnätet under somliga perioder. Detta då kraftvärmeverk oftast etableras lokalt i samband med en stad och/eller tätort(er) för att få avsättning för den värme som produceras.

Det går även att bygga pannor för olika bränslen och det finns många olika synergier med andra verksamheter. Ett exempel på en potentiell framtida synergi är relaterad till utveckling av BECCS (Bio Energy Carbon Capture and Storage). Syftet med BECCS är att fånga in utsläpp från kraftvärmeverk som använder biobränslen för förbränning. Den infångade koldioxiden pumpas sedan ned i berggrunden. Framgent kan även denna koldioxid komma att användas för att exempelvis producera elektrobränslen tillsammans med vätgas, se kapitlet Vätgas för mer information.



Figur 11. Beskrivning av Bio Energy Carbon Capture and Storage (BECCS) samt hur processen bidrar till negativa utsläpp.

Fjärrkyla

Fjärrkyla bygger på samma huvudsakliga idé som fjärrvärme – att det är billigare och effektivare att låta en central anläggning stå för arbetet i stället för att ha flera mindre anläggningar och luftkonditioneringsaggregat. Fjärrkyla kan produceras på flera sätt, bland annat genom **frikyla**, **absorptionskyla** och **sorptiv kyla**.

Frikyla innebär att kallt vatten hämtas från till exempel en sjö för att kyla vattnet i ett fjärrkylanät som därefter pumpas genom fjärrkylanätet till bostäder och lokaler. Varje fastighet är utrustad med en värmeväxlare som överför värme från fastigheten till vattnet i fjärrkylsystemet. Därmed kyls vatten i fastigheten ned och kan användas för att kyla bostäder och lokaler.

Absorptionskyla kombinerar fjärrvärme och fjärrkyla genom så kallad värmedriven kyla. Det innebär att fjärrvärmenätets värme driver en kylmaskin som producerar fjärrkyla genom att utsätta vatten för kraftigt undertryck. Vid detta låga tryck kokar vattnet redan vid tre grader Celsius. Detta kalla vatten kan därefter kyla vattnet i fjärrkylanätet.

Sorptiv kyla kombinerar också värme med luft för att producera fjärrkyla. Detta sker genom att luften torkas med hjälp av fjärrvärme. När luften är torr kan den kylas ned effektivt. Själva kylanläggningen drivs av fjärrvärme i stället för el och går därför att ta i drift hos fastigheter som har fjärrvärme installerat, förutsatt att det finns utrymme. Sorptiv kyla är utrymmeskrävande men kräver inga kompressorer eller miljö- och klimatskadliga köldmedel som normalt finns i eldrivna kylaggregat.

Restvärme

En oundviklig konsekvens av all verksamhet är att det uppstår restvärme. I vissa verksamheter kan det handla om restvärme från processer med höga temperaturer som saknas avsättning för inom själva verksamheten, till exempel i olika industriella processer där stora mängder värme vid höga temperaturer krävs. I andra fall kan det handla om att värme blir en oönskad biprodukt som måste kylas bort, vilket spillar stora mängder energi. Det kan till exempel handla om serverhallar.

Gemensamt för dessa processer är att värmen, om den kan tas tillvara i ett fjärrvärmesystem, kan användas för att värma till exempel bostäder och lokaler och därmed spara energi. Eftersom aktörer som ger upphov till restvärmen då även kan få betalt för denna värme förvandlas restvärmen från en kostnad till en extra intäktskälla. Restvärme med låga temperaturer kan dock vara svåra att ta tillvara då de håller för låg kvalitet och temperatur för att värma fjärrvärmenätet. I sådana fall kan dock värmepumpar användas för att producera värme med högre temperaturer. I Halland idag utgör restvärmen (eller spillvärme) strax under 20 % av den producerade fjärrvärmen.

Geotermisk energi

Som nämnt ovan är potentialen för geotermisk energi låg i Sverige generellt, speciellt om värmen är tänkt att användas för elproduktion. Det finns dock möjlighet att geotermisk värme kan kombineras med värmepumpar för att producera (fjärr)värme. Ett exempel på detta är bergvärmepumpar där värmen nere i berget används för att värma upp hus och lokaler. Ett annat exempel är i Skåne där värmen från berggrunden överförs till fjärrvärmesystemet i stället för direktanvändning i exempelvis ett hus som i fallet med bergvärmepumpar. Slutligen kan även marken användas för geotermiska lager genom att pumpa ner varmvatten respektive kallvatten för säsongslagring. Detta används idag i anknytning till Arlanda flygplats. Generellt är förutsättningarna för geotermisk energi relativt låg i Halland, speciellt sett till djupare borrhål som krävs för högre värmeproduktion.⁷²

Teknoekonomiska aspekter

Kraftvärmens kostnader beror framför allt på bränslet. I nedanstående bedömning inkluderas endast skogsflis och avfall som bränsle. Vid eldning med fossila bränslen kan antas att produktionskostnaden avgörs av bränslepriset (och därmed är lika med bränslepriset, justerat för verkningsgrad). En anläggnings driftegenskaper beror också på bränslet, vilket gör att avfallsanläggningar och biobränsleanläggningar har ganska olika driftegenskaper med bland annat olika antal drifttimmar (då det är önskvärt att undvika uppbyggnad av stora lager med avfall).

För ett kraftvärmeverk som förbränner avfall placeras LCOE i intervallet 47-50 öre/kWh med ett medelscenario på 48,5 öre/kWh. Om biobränsle, specifikt skogsflis, förbränns placeras produktionskostnaden i stället i intervallet 51-59 öre/kWh med ett medelscenario på 55 öre/kWh. Dessa siffror representerar således produktionskostnaden för en anläggning som produceras såväl värme som el. Den ekonomiska livslängden brukar sättas till 25 år men där olika komponenter i kraftvärmeverket har olika långa livslängder. Exempelvis har kraftvärmeverket som helhet en teknisk livslängd på uppåt 45 år med rätt underhåll men där somliga komponenter i stället har en teknisk livslängd som ligger närmare 25 år.⁷ Fjärrvärmeledningarna brukar ha en teknisk livslängd på omkring 70 år.

Livscykelutsläppen från kraftvärmeproduktion varierar mycket beroende på det bränsle som används, precis som produktionskostnaden. Om restvärme från industrin används inom fjärrvärmenätet antas oftast värmen ha en utsläppsfaktor på noll. Detta då bränslet för dess produktion användes inom industrin och inte kraftvärmeverket samt att värmen nu får ett ytterligare användningsområde i stället för att kylas bort. Slutligen används olika metoder i olika studier för att allokera utsläppen mellan antingen elproduktionen och fjärrvärmeproduktionen vilket gör att det är svårt att ange ett typiskt värde för

⁷² [Geologisk information för geoenergianläggningar - en översikt \(SGU, 2016\)](#)

livscykelutsläppen från kraftvärmeverk.⁷³ Med det sagt visar flertalet utförda livscykelanalyser att utsläppen för själva fjärrvärmeproduktionen hamnar inom intervallet 11-65 gCO_{2e}/kWh värme. Dock verkar medelvärdet ligga omkring 50 gCO_{2e}/kWh fjärrvärme i Sverige. Mestadels av utsläppen härrör från de fossila delar av avfallsbränslet som dock skulle bidra med indirekta utsläpp om det i stället hade hamnat på deponi. Detta gör att vissa företag redovisar en negativ klimatpåverkan när hänsyn tas till denna effekt.^{74 75 76}

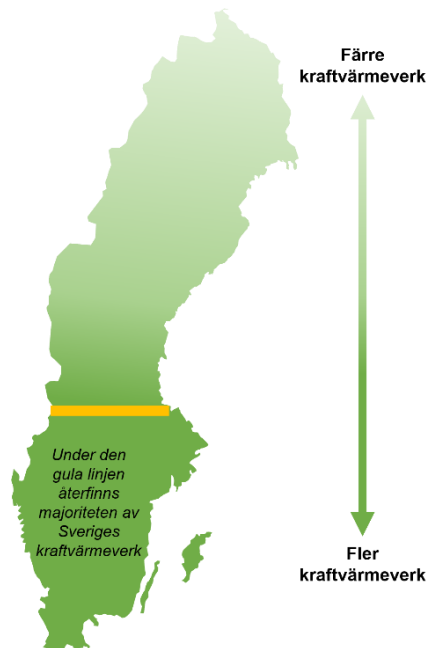
För elproduktionen inom kraftvärmeverk antas de angivna siffrorna även vara representativa för kraftvärmeverken i helhet då kraftvärmeverkens affär idag framför allt härrör från fjärrvärmeproduktionen. Det är försäljningen av fjärrvärme som skapar de absolut största intäkterna för kraftvärmeverken.⁷⁷ Slutligen ligger utsläppen från produktion av fjärrkyla i linje med de för fjärrvärmeproduktion.

Att bygga ett kraftvärmeverk tar många år och beror mycket på tidsåtgången för tillståndprocessen. Själva byggnationen av ett kraftvärmeverk tar normalt ungefär tre år beroende på omfattning. Baserat på projekt som utförts i närtid kan tillståndprocessen ta något enstaka år upp till över sex år beroende på kraftvärmeverkets placering och utformning.^{78 79 80} Total uppförandetid placerar sig således under 10 år i normalfallet.

Sysselsättningsgraden för kraftvärmeverk följer till mångt och mycket samma struktur som för kärnkraft med något mindre behov generellt, specifikt under driftskedet. Under byggnationen är behovet av personal stort, 100-tals arbetstillfällen, då det är en stor och komplex anläggning som ska byggas. Under drift- och underhållsfasen är behovet medelhögt då kraftvärmeverk idag inte kräver mycket personal då många processer sköts via kontrollrum, dock behövs personal för kontinuerligt underhåll. Vid avvecklingen går behovet upp under en kortare tidsperiod. Till skillnad från kärnkraft pågår avvecklingen av kraftvärmeverk inte under lika lång tid.

Energislagets förutsättningar och potential i Halland

Förutsättningarna för kraftvärme i Sverige idag är generellt sämre än de varit historiskt. Svenska kraftnät påpekar i deras rapport *"Kraftbalansen på svenska elmarknaden"* från 2020 att *"En betydande andel kraftvärme kan försvinna ur svenska elsystemet, eftersom marknadsförutsättningarna leder till att kraftvärme ersätts med värmeverk, som bara producerar värme och inte el"*.⁸¹ Denna potentiella utveckling är speciellt problematisk för södra Sverige och Halland då Sveriges kraftvärme i huvudsak återfinns i elområde 3 och elområde 4, dvs de elområden som Halland ligger inom, se Figur 12 för en översiktsbild av biokraftvärmearläggningarnas placering i Sverige.⁸² Problematiken förstärks ytterligare då kraftvärmens i många fall är placerad på "rätt" sida om flaskhalsarna i elnätet och kan därmed bidra med värdefull lokal eleffekt som nämnt ovan.



Figur 12. Anläggningar för biokraftvärme i Sverige.⁸²

⁷³ [Miljöbedömning av energibärare \(IVA, 2018\)](#)

⁷⁴ [Miljövärdering av fjärrvärme \(Energiföretagen, 2022\)](#), även har livscykelanalyser från olika specifika kraftvärmeverk i Sverige studerats.

⁷⁵ [Miljönyckeltal Stockholm Exergi 2019 \(Stockholm Exergi, 2019\)](#)

⁷⁶ [Klimatbokslut 2021 Tekniska verken \(Tekniska verken, 2022\)](#)

⁷⁷ [Kraftsamling elförsörjning - Långsiktig Scenariobeskrivning \(Svenskt näringsliv, 2020\)](#)

⁷⁸ [Sex år för att få tillstånd att bygga värmeverk \(Second Opinion, 2012\)](#)

⁷⁹ [Nytt kraftvärmeverk i Lugnvik \(Jämtkraft, u.d.\)](#)

⁸⁰ [Aktuellt om Lövsta \(Stockholm Exergi, u.d.\)](#)

⁸¹ [Kraftbalans på den svenska elmarknaden, rapport 2020 \(Svenska kraftnät, 2020\)](#)

⁸² [Biokraft 2022 \(Bioenergi, 2022\)](#) (visar anläggningarnas exakta placering och effektstorlek)

I samtliga av Svenska kraftnäts framtida scenarier minskar elproduktionen från kraftvärmeverk, om än inte så mycket. De försämrade förutsättningarna för kraftvärme utgörs av tillgång till billigare elproduktion (såsom vindkraft), högre koldioxidskatt samt införandet av en avfallsförbränningsskatt under 2020. Dessa faktorer har försämrat lönsamheten för kraftvärmeverk. Utvecklingen inom dessa områden kommer framgent ha en stor påverkan på kraftvärmens utvecklingspotential. Exempelvis kan nämnas att regeringen lade fram ett förslag under september 2022 om att avskaffa avfallsförbränningsskatten 2023.⁸³ Om detta skulle realiseras skulle detta gynna kraftvärmeverken. Således råder en osäkerhet kring huruvida framtidens energimarknadsregler kommer vara tillräckligt starka för att gynna en nyetablering av kraftvärmeverk. Den osäkra utvecklingen inom energiområdet i stort utgör därmed en risk sett till kraftvärmeverk. Resonemanget ovan är även till stor del applicerbart för fjärrkyla och restvärme.

Sett till Hallands län har kraftvärmens fjärrvärmeproduktion samt elproduktion legat stabilt de senaste 10 åren. Om den historiska utvecklingen inom länet kan vara en indikation på den framtida utvecklingen tyder detta på att behovet och potentialen för kraftvärmeverk i Halland är låg. En annan faktor som påverkar potentialen för kraftvärmeverk är om det finns avsättning för den värme som produceras. Till en viss grad medför en ökad värmeproduktion även en ökad elproduktion. En försvårande omständighet inom ett län är således om det finns mycket restvärme inom närområdet som kan tas tillvara på. I Halland utgör restvärmen ungefär 20 % av den totala fjärrvärmeproduktionen i länet vilket är att betrakta som en stor andel jämfört med andra län. Samtidigt kan användningen av fjärrvärme i Halland idag mötas av det nuvarande fjärrvärmeproduktionen i länet, dvs det finns inget underskott av fjärrvärme som behöver täckas av import i någon större utsträckning.

Slutligen kan nämnas att potentialen för kraftvärme, restvärme och fjärrkyla även är beroende av ett tillräckligt befolkningsunderlag för att motivera investeringen. Hallands befolkning har ökat med omkring 24 % sedan millennieskiftet och där ökningen har varit störst inom Kungsbacka (31 %) och lägst inom Hylte (1 %).⁸⁴ Detta kan tyda på att behovet av värme kan komma att öka inom vissa områden om utvecklingen fortsätter. Dock kan det potentiellt ökade behovet delvis avsättas av energieffektiviseringar. Sammantaget bedöms potentialen för kraftvärme i Halland som låg till medelhög beroende på den kommande utvecklingen inom länet samt utvecklingen på energimarknaderna i Sverige generellt.

⁸³ [Avskaffad avfallsförbränningsskatt och slopad energiskattenedsättning för datorhallar \(Regeringen, 2022\)](#)

⁸⁴ [Hallands befolkning - Historisk utveckling, nuläge och prognos \(Region Halland, 2022\)](#)

Tabell 7. Sammanfattning av information för kraftvärme

Parameter	Värde kraftvärme	Kommentar
Uppförandetid [år]	<10 varav: Byggtid: ca 3 år Tillståndstid: Några år	Byggtiden är kring tre år, tid för tillstånd är något/några år, finns projekt där detta tagit 6 år. Resterande tid är för utredningar, upphandling osv. Med ökad komplexitet, t.ex. för nya fjärrvärmenät, ökar byggtiden.
Livslängd [år]	25	Ekonomisk livslängd för ett kraftvärmeverk, många komponenter/delar i kraftvärmeverket har betydligt längre tekniska livslängder är 25 år.
Produktionskostnad - LCOE [kr/kWh]	Bioeldad kraftvärme, skogsflis som bränsle: 0,47-0,50 Avfallseldad kraftvärme: 0,51-0,59	
Utsläpp - LCA [g CO _{2e} /kWh]	11-65 (50 medelvärde för Sverige)	Utsläppen är svåra att kvantifiera då de beror kraftigt av bränslet. För avfall minskar utsläppen med ökad utsortering av plast. Beroende på fördelningen mellan fjärrvärme och kraftproduktion varierar också utsläppen kraftigt. Gällande avfallseldad kraftvärme är den totala utsläppseffekten år svårbedömd då eldning av avfall undviker indirekta utsläpp från deponi av avfall.
Sysselsättningsgrad, fas; byggnation-drift-avveckling [Låg-Medel-Hög]	Hög – Medel - Hög	Vid konstruktion uppstår hundratals arbetstillfällen. För själva driften krävs endast ett fåtal personer. Vid avveckling och rivning uppstår fler arbetstillfällen.
Användningsområden	Värme och kyla till lokaler, bostäder och industrier. Kan användas för balansering och bidra med lokal effekt, synergier med and verksamhetsområden såsom industri.	Kraftvärme, fjärrvärme och fjärrkyla är mycket flexibla och mångsidiga. Det går att bygga pannor för olika bränslen.
Potential i Halland [Låg-Medel-Hög]	Låg/Medel	Potentialen för kraftvärme, restvärme och fjärrkyla är beroende av energimarknadens förutsättningar såväl som utvecklingen inom länet.



ANDRA ENERGIBÄRARE OCH ENERGILAGER

BIOGAS

Introduktion och grundläggande information

Under 2020 producerades 107 GWh biogas i Halland vilket utgjorde ungefär 5 % av den totala biogasproduktionen i Sverige som uppgick till 2 161 GWh. Inom Halland finns totalt 14 anläggningar som producerar biogas och den största produktionen återfinns inom Falkenbergs kommun. All produktion i Halland härrör från rötning.⁸⁵ Användningen av biogas uppgick 2020 till 114 GWh för Halland.

Biogas består till största del av metan och koldioxid samt mindre mängder svavelväte och vattenånga. Det är metanet som innehåller den eftertraktade energin i biogasen. Biogas framställs idag huvudsakligen på tre olika sätt; genom rötning, deponi eller förgasning. I Halland produceras, som sagt, all biogas genom rötning vilket även är den metod som står för majoriteten av produktionen i Sverige.

Vid rötning får organiskt material uppehålla sig en rötchammar under omkring 15-30 dagar beroende på vad det organiska materialet består av. Det vanligaste är att materialet består av avfall från exempelvis avlopp, källsorterat matavfall, gödsel eller avfall från livsmedelsindustrin. Denna chammare är isolerad, helt syrefri och är ofta försedd med system som kan röra om det organiska materialet samt hålla det varmt. Under den tid som det organiska materialet uppehåller sig i rötchammaren bryts det ned och under denna process bildas biogas. Denna biogas leds sedan ut ur denna chammare för att transporteras till dess avsedda användningsområde.

Biogas bildas även vid deponering av det organiska materialet så länge nedbrytning fortgår. Denna metod förbjöds dock under 2005 vilket betyder att deponier förväntas minska årligen. Det är även möjligt att producera biogas genom termisk förgasning. I detta fall förgasas biomassa under höga temperaturer i närvaro av syre för att skapa så kallad syntesgas. Denna syntesgas kan via olika processer sedan uppgraderas till metan. Det fanns en pilotanläggning i Sverige som använde förgasning för biogasproduktion, dock stängdes denna under 2018.

Biogas används framför allt som bränsle för kraft- och värmeproduktion eller, efter det att biogasen uppgraderats⁸⁶, som fordonsgas. Om biogasen uppgraderats kan den även matas in i naturgasnätet. Då biogas och naturgas innehåller samma ämnen med samma egenskaper, och där den enda skillnaden är hur de produceras, kan biogas därmed användas i de flesta sammanhang där naturgas används. Detta betyder att möjliga användningsområden även är som bränsle inom industrier, som råvara inom kemiindustrin eller som sjöfartsbränsle. Biogas komprimeras eller kyls ner till en vätska, så kallat LBG (Liquid Bio-Gas), för att underlätta transporten av gasen precis som i fallet med vätgas.⁸⁷

Teknoekonomiska aspekter

Produktionskostnaden för biogas varierar beroende på metod, organiskt material samt elpriset då el används för exempelvis omrörning och pumpning. Generellt brukar produktionskostnaden för biogas placeras i intervallet 65-105 öre/kWh biogas (motsvarande ungefär 5,7-9,2 kr/kg biogas) beroende på vilket organiskt material som används.⁸⁸ Investeringskostnaden beror på volymen för själva reaktorn eller rötningsschammaren och varierar mellan 2 200 kr/m³ till 3 100 kr/m³.⁸⁹ Livslängden för en anläggning som producerar biogas genom rötning brukar ligga på omkring 20-25 år.⁹⁰

Livscykelutsläppen från en biogasanläggning med rötning av gödsel och olika typer av avfall, samt med uppgradering, uppgår till omkring 3,5 gCO_{2e}/kWh biogas inkluderat distribution. Livscykelutsläppen varierar dock beroende på metoden för biogasframställningen samt det organiska materialet som

⁸⁵ [Produktion av biogas och rötresten och dess användning år 2020 \(Energigas Sverige, 2021\)](#)

⁸⁶ Att uppgradera/renera biogas är en process där metanhalten ökas, och därmed energihalten, till omkring 97 %.

⁸⁷ [Produktion av biogas och rötresten och dess användning år 2021 \(Energigas Sverige, 2022\)](#)

⁸⁸ Förslag till Nationell Biogasstrategi 2.0 (Energigas Sverige, 2018)

⁸⁹ [Energigrödor för biogasproduktion \(Björnsson & Lantz, 2013\)](#)

⁹⁰ [Småskalig biogasanläggning - Lönsamhet och incitament till investering \(Isaksson & Johansson, 2017\)](#)

används. Därtill att ha i åtanke är att den största klimatnyttan åtnjuts när biogasen ersätter fossila bränslen inom exempelvis transporter eller då rötning används i stället för deponering.⁹¹

Uppförandetiden för en biogasanläggning är i regel något eller några år. Mer specifikt är ett till tre år en rimlig uppskattning för själva byggtiden baserat på tidigare fall. Tillståndprocessernas tidsåtgång kan uppgå till omkring 1,5 år, men det finns fall där dessa processer har gått snabbare.^{92 93 94 95} Som med alla anläggningar avgör de platsspecifika förutsättningarna den tid det tar att bygga anläggning samt vilka tillstånd som behöver sökas. Exempelvis, om marken där anläggningen ska byggas ligger utanför ett detaljplanerat område krävs i regel inget bygglov vilket snabbar på processen.

När det kommer till sysselsättning är behovet av personal under byggnationsskedet medelhögt. Detta då det är en anläggning som ska byggas men komplexiteten, och därmed behovet av personal, inte är lika stort som för exempelvis ett kraftvärmeverk. Dock bedöms uppkomna arbetstillfällen under drifttiden ligga i linje med de för kraftvärmeverk, potentiellt något lägre. Detta innebär en låg till medelhög sysselsättning även under drifttiden. Slutligen, under avvecklingen, är behovet lågt under en kortare period.

För att ge lite ytterligare kontext gällande sysselsättningen kan resultatet från en utredning av Biogas Öst⁹⁶ från 2009 lyftas. Denna studie visade på att antalet årsarbeten uppgick till 1,12/GWh biogas, varav 0,65 av dessa är direkta arbeten relaterade till själva produktionen och distributionen av biogasen. Dessa siffror jämfördes även med liknade studier från Tyskland och där dessa överensstämde väl. De flesta arbetstillfällen är centrerade kring de första stegen i värdekedjan gällande insamling och hantering av råvara för biogasproduktionen samt distributionen av den producerade biogasen. Noteras bör dock att de av studierna använda systemgränser och definitioner påverkar resultatet väldigt mycket.⁹⁷

Energislagets förutsättningar och potential i Halland

Biogasproduktionen samt biogasanvändningen har ökat mycket i Sverige senaste 10 åren. Biogasanvändningen har primärt ökat i syftet att uppgradera biogas till fordonsgas och/eller för att mata ut i naturgasnätet. Biogasproduktion genom rötning är den metod för biogasproduktion som ökat allra mest. Även har produktionen av flytande biogas ökat kraftigt. Denna utveckling har delvis drivits av möjligheten att ersätta fossila bränslen med biogas. Sammantaget tyder detta på att biogasproduktionen och användning även kan komma att fortsätta öka i takt med att olika aktörer söker efter förnybara alternativ till fossila bränslen.⁹⁸ Det finns olika prognoser gällande den totala potentialen för biogasproduktion i Sverige men där de flesta tenderar att hamna kring 6 TWh/år vilket går att jämföra med dagens produktion på omkring 2 TWh/år.⁹⁹

⁹¹ [Emissionsfaktorer för bränslen till el- och värmeproduktion \(IVL, 2020\)](#)

⁹² [Samrådsunderlag - Till avgränsningssamråd inför ansökan om tillstånd enligt 9 och 11 kap. miljöbalken för ny biogasanläggning inom Sjöbo kommun \(Gasum, 2022\)](#)

⁹³ [Biogasanläggning planeras att byggas \(Filipstads kommun, 2021\)](#)

⁹⁴ [Ansökan om Tillstånd för uppförande och drift av ett reningsverk med tillhörande biogasanläggning på del av Gravarne 3:1 och 3:6, Sotenäs kommun, Västra Götalands län \(Rena Hav, 2014\)](#)

⁹⁵ [Handbok i biogas \(Mårtensson, 2007\)](#)

⁹⁶ I dess verksamhetsområde ingick Uppsala, Stockholm, Örebro, Västermanland, Östergötland och Södermanland.

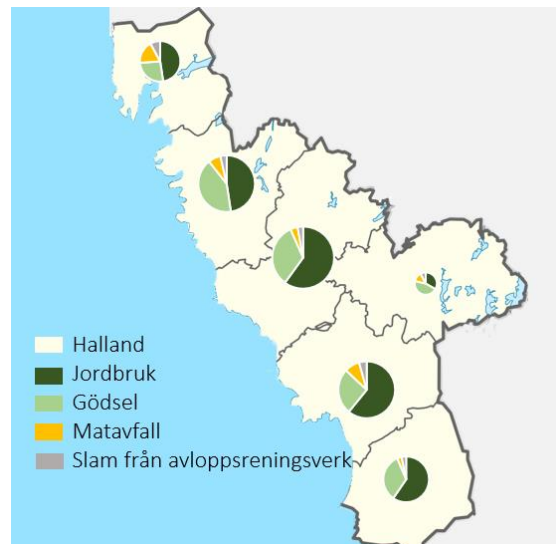
⁹⁷ [Sysselsättning inom biogasområdet i Västra Götaland - nuläge och prognos för år 2020 \(Biogas Väst, 2012\)](#)

⁹⁸ [Statistik om biogas \(Energigas Sverige, 2022\)](#)

⁹⁹ [Potential för biogas och bio-SNG i Sverige \(IVL, 2019\)](#)

En studie utfördes av RISE under 2021 och 2022 där bland annat potentialen för biogas undersöktes för Västsverige. I denna studie anges att potentialen för biogasproduktion i Halland uppgår till 650 GWh/år vilket går att jämföra med dagens produktion på 107 GWh/år. Med andra ord bedöms potentialen vara sex gånger större än den nuvarande produktionen. Potentialen är därmed att bedöma som medelhög till hög trots att potentialen bedöms som högre för Skåne och Västra Götaland som var de två andra regionerna som utvärderades i studien.

Biogasproduktion från restprodukter från jordbruket utgör den största delen av potentialen. Varje kommuns andel av den totala potentialen framgår schematiskt i Figur 13 där det även går att utläsa från vilket substrat som potentialen primärt härrör ifrån. Från figuren går det även att se att fem av Hallands sex kommuner har en relativt jämnt fördelad potential medan Hylte står ut som den kommunen med lägst potential för biogasproduktion.¹⁰⁰



Figur 13. Hallands kommuners andel av potentialen för biogasproduktion.¹⁰⁰

På samma sätt som det finns risker vid hantering av brandfarliga gaser generellt, finns det även risker sett till produktion och användning av biogas. För att hantera de risker som återfinns under produktionen finns anvisningar som bör följas vid etablering av biogasanläggningar och som ges ut av Energigas Sverige.¹⁰¹ Då biogas består av metan kan gasen endast fatta eld när syre finns tillgängligt. Idag finns rigorösa regelverk när det kommer till designen av de tankar och system som ska hålla gaser som biogas och vätgas. Dessa regelverk syftar till att göra användningen av dessa gaser lika säkert som användningen av konventionella bränslen såsom bensen och diesel som är klassade som brandfarliga vätskor. Studier utförda av RISE visar även att säkerhetsriskerna vid själva biogasanvändningen inom fordon är små.¹⁰²

När det kommer till hinder och risker för en fortsatt etablering och produktion av biogas finns det ett par områden som är värda att lyfta. Exempelvis kan nämnas att mycket av de substraten som användas för biogasproduktion härrör från lokala strömmar (exempelvis avfall och avlopp) som ligger under kommunernas ansvar. Menat att staten inte har samma möjlighet att undanröja de hinder som finns inom dessa områden.

Ett annat historiskt hinder sett till biogasanvändningen inom industrier är att biogasen inte kunnat tillgodoräknas inom EU:s utsläppshandel. Detta betyder förenklat att industrierna har behövt använda och/eller köpa utsläppsrätter för att täcka utsläppen från biogasen. Detta har dock förändrats i och med en förändring av regelverket som började gälla den 1 januari 2022. Trots att detta inte utgör ett fortsatt hinder idag lyfts det trots allt för att belysa en påtaglig risk som hämmat biogasanvändningen fram till det att de nya reglerna infördes 2022.^{103 104} Slutligen finns även risken att kommuner hämnar etablering av tankstationer för biogas genom att inte tillhandahålla mark och/eller inte ge tillstånd som krävs för etablering.

(Notering: den nya regeringen som tillträdde i oktober 2022 har meddelat avsikt att sänka reduktionsplikten och därmed sänka kraven på företag som säljer bensen och diesel att behöva minska sina utsläpp av växthusgaser (vilket framför allt görs genom inblandning av förnybara bränslen). Det kan komma att hämma incitamenten för att producera förnybara bränslen såsom biogas.)

¹⁰⁰ [Potentialstudie för biogassubstrat i Västra Götaland, Halland och Skåne \(RISE, 2022\)](#)

¹⁰¹ [Anvisningar för biogasanläggningar, BGA 2017 \(Energigas, 2017\)](#)

¹⁰² [Risker med brandutsatta biogas- och vätgastankar \(RISE, 2022\)](#)

¹⁰³ [Vägledning om biogas från gasnät inom EU ETS \(Naturvårdsverket, 2021\)](#)

¹⁰⁴ [Mer biogas! \(Regeringen, 2019\)](#)

Tabell 8. Sammanfattning av information för biogas

Parameter	Värde biogas	Kommentar
Uppförandetid [år]	<5 varav: <i>Byggtid: ca 3 år</i> <i>Tillståndstid: ca 1-2 år</i>	Avser typiskt projekt och inkluderar såväl byggtid som tid för tillstånd. Som för andra energislag varierar den exakta tidsåtgången beroende på de platsspecifika förutsättningarna.
Livslängd [år]	20-25	
Produktionskostnad [kr/kWh]	0,65-1,05	Beror bland annat på det organiska materialet samt den metod som använts för biogasproduktionen.
Utsläpp - LCA [g CO ₂ e/kWh]	3,5	Generellt värde för rötning och avser produktion och distribution. Utsläppen beror bland annat på de organiska material som använts under produktionen.
Sysselsättningsgrad, fas; byggnation-drift-avveckling [Låg-Medel-Hög]	Medel - Låg/Medel - Låg	
Användningsområden	Ersätta fossila bränslen inom t.ex. transportsektor, bränsle för el- och värmeproduktion, bränsle inom industrier och råvara inom kemiindustrin.	Framgent kommer användningsområdena överlappa med de av naturgas då dessa består av samma ämnen och där skillnaden endast ligger i hur de produceras.
Potential i Halland [Låg-Medel-Hög]	Medel/Hög	Potentialen bedöms som medel/hög då studier uppskattat att Halland har potential att producera ungefär sex gånger mer än vad man producerar inom länet idag.

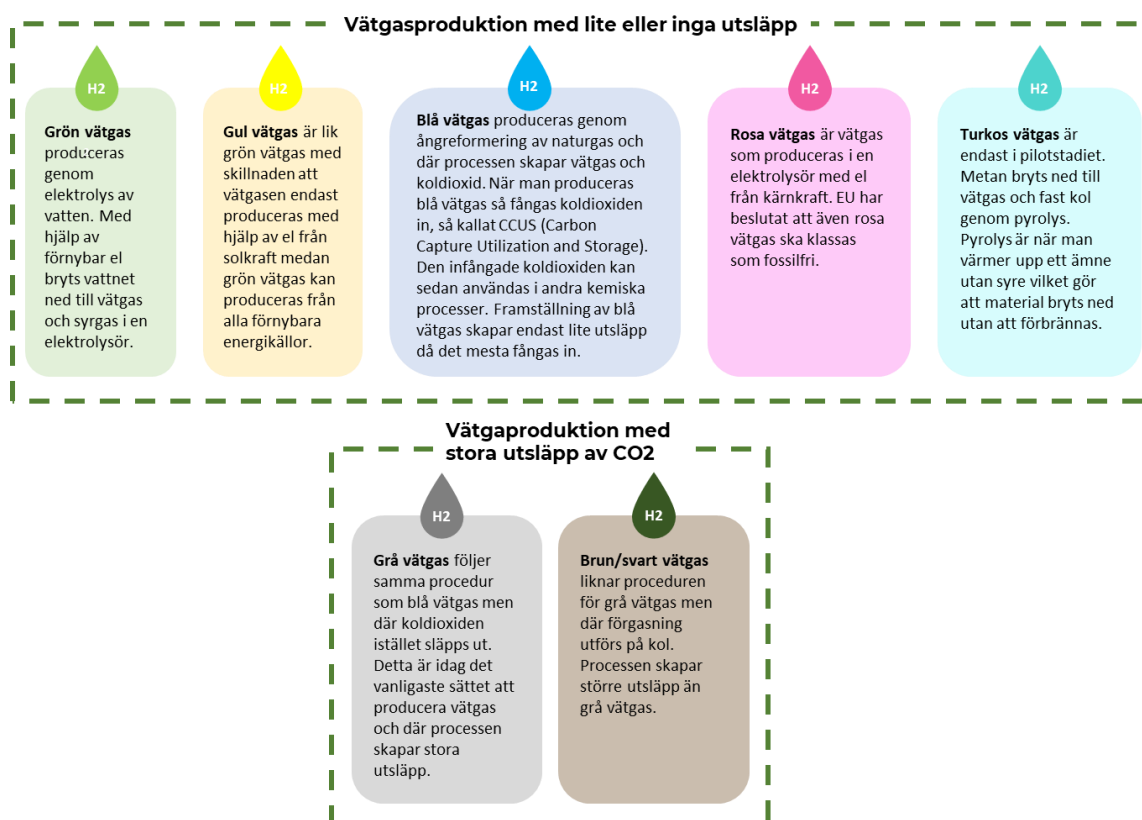
VÄTGAS

Introduktion och grundläggande information

Vätgas har använts länge inom raffinaderier och inom kemiindustri för att producera exempelvis ammoniak. I Sverige idag används ungefär 6 TWh av vätgas per år, motsvarande ungefär 180 000 ton. Raffinaderier står för 72 % av användningen i Sverige och kemiindustrin för 27 %, resterande användning sker vid tankstationer eller vid framställning av metaller. I Halland idag används inte vätgas i någon större omfattning, vare sig inom industrier eller via tankstationer.

Sveriges användning, samt produktion av vätgas, är idag centrerad runt ett fåtal kluster i södra Sverige i Västra Götaland, speciellt kring Stenungssund. Dock förväntas detta förändras framgent med en allt större vätgasproduktion och användning i norra Sverige. Vätgasen i Sverige och globalt framställs idag till största del via så kallad ångreformering. I denna process blandas naturgas, eller biogas, med het ånga för att bilda vätgas. Vätgasen från ångreformering har således ett fossilt ursprung om naturgas använts vilket är det absolut vanligaste idag. Endast 2 % av den vätgas som används i Sverige utgörs av grön vätgas som framställs genom elektrolys med hjälp av förnybar el.¹⁰⁵

Vätgas är det lättaste grundämnet i universum och består av två väteatomer. Vätgas är även det vanligaste grundämnet på jorden och återfinns främst i vatten (H₂O). Producerad vätgas brukar kategoriseras utifrån hur den framställs, se Figur 14 nedan. Efterfrågan på grön vätgas förväntas öka markant framgent. För att producera ett kg vätgas, som innehåller 33 kWh energi, genom elektrolys krävs 50 kWh el. Det finns idag flera olika typer av elektrolysörer men där de två mest använda är alkaliska elektrolysörer (ALK) och protonbytesmembran elektrolysörer (PEM). Den alkaliska elektrolysören har funnits länge medan PEM blivit kommersiell senaste 5-10 åren. Utöver dessa finns en ny typ av elektrolysör, fastoxid, som dykt upp senaste 1-2 åren men där tekniken fortfarande är ung.



Figur 14. Kategorisering av vätgas baserat på metod för framställning.

¹⁰⁵ [Om vätgas och dess roll i elsystemet \(IVA, 2022\)](#)

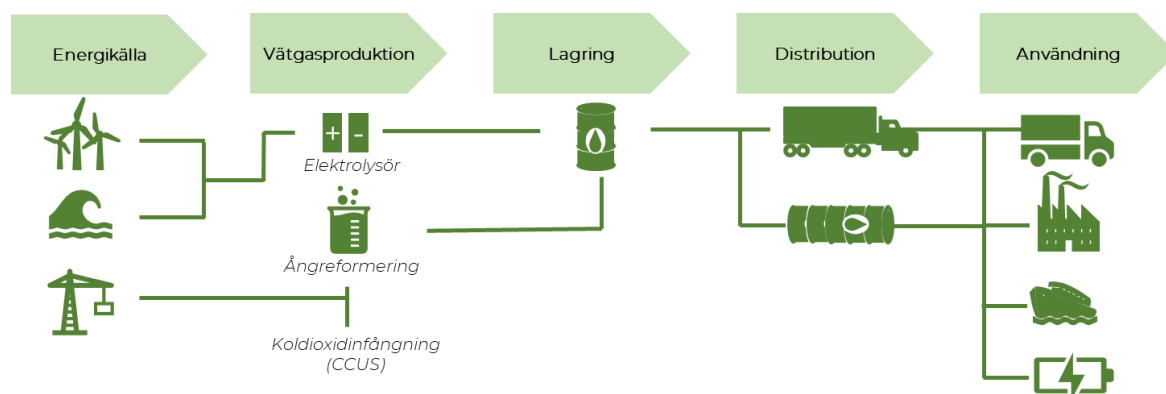
När vätgasen väl framställts brukar den antingen distribueras via rörledningar eller via olika transportmedel i behållare. Genom att kyla ner gasen går det att göra den flytande och genom att komprimera gasen kan bli den mer kompakt (densiteten ökar) vilket underlättar transport och lagring av själva vätgasen, samt höjer energin per volymenhet. Vätgasen brukar lagras antingen där den produceras eller där den används. Detta görs oftast i tankar under högt tryck. För mer storskaliga lager brukar oftast lager i berggrum användas.¹⁰⁵

Idag används vätgasen främst inom ett fåtal industrier som en råvara vid tillverkning. Detta förväntas dock att förändras framgent i takt med att användningen ökar inom andra områden. Ett av vätgasens framtida användningsområden kommer vara att ersätta fossila bränslen inom olika sektorer. Användningen av vätgas förväntas framför allt öka i norra Sverige inom ståltillverkning med projekt såsom HYBRIT (Luleå) och H2 Green Steel (Boden) i täteten. Inom dessa typer av industrier kommer kol att ersättas med grön vätgas. Vätgas kommer troligen även att i större utsträckning användas som drivmedel till personbilar och lastbilar, samt inom sjöfart och flyg efter omvandling till *elektrobränsle* (se fördjupningsruta). Inom transportsektorn handlar det således i stället om att ersätta olika typer av flytande fossila bränslen, se Figur 15 för en översiktsbild av vätgasens värdekedja.¹⁰⁵

Ett annat användningsområde för vätgasen är lagring av energi och elproduktion. Grön vätgas kan nämligen med fördel produceras då tillgången till el är god, exempelvis när elproduktionen är hög medan elanvändningen är låg. Om den producerade vätgasen lagras kan den sedan användas för att producera el när tillgången till el är lägre. Detta genom att antingen förbrännas i en vätgaseldad turbin eller genom att använda vätgasen i en bränslecell. En bränslecell bygger på samma princip som ett batteri men där vätgas och syre reagerar för att bilda vatten. Under denna process skapas en ström, precis som för batterier. Dock uppstår stora förluster vid omvandling från el till vätgas (elektrolys) och sedan tillbaka till el (bränslecell). Den totala verkningsgraden för en sådan process ligger på omkring 30 % vilket betyder att 70 % av energin som använts för att initialt producera vätgasen går förlorad som värme om det inte finns ett användningsområde för denna värme. Det förväntas därmed mer troligt att vätgas används till att producera el under kortare perioder när behovet, samt elpriset, är tillräckligt högt. Utvecklingen inom vätgas drivs idag inte av behovet av elproduktion och/eller balansering, utan snarare av klimatomställning och behov av vätgas som råvara inom olika processer.

Fördjupning: Elektrobränslen

Ett nytt användningsområde för vätgas som är under utveckling är att producera olika typer av elektrobränslen (e-bränslen) såsom e-metanol genom att blanda vätgas med koldioxid eller kväve. E-metanolens egenskaper är densamma som vanlig fossil metanol men där skillnaden är att den tillverkas med grön vätgas som minskar bränslets klimatpåverkan väsentligt. Koldioxiden kan exempelvis komma från olika typer av processer där den fångats in. Elektrobränslen kan exempelvis komma att användas för att ersätta fossila bränslen inom sjöfart och flyg. I Örnsköldsvik i Sverige finns det en anläggning för produktion av e-Metanol som är under byggnation och som ägs av Liquid Wind.



Figur 15. En översikt över vätgasens värdekedja.

Teknoekonomiska aspekter

Kostnaden för att producera vätgas varierar beroende på hur den framställs. Ångreformerings av naturgas, grå vätgas, är den metod som använts mest historiskt vilket bidragit till att produktionskostnaden för denna process är lägre än produktionskostnaden för grön vätgas. Produktionskostnaden är starkt beroende av kostnaden för energin som används under produktionen. Exempelvis beror kostnad för grå vätgas på det totala priset på naturgas medan kostnaden för grön vätgas beror på priset på el.

Produktionskostnaden, eller LCOH (Levelized Cost of Hydrogen), för grå vätgas ligger omkring **10-25 kr/kg vätgas** (motsvarande 0,3-0,45 kr/kWh). Dock varierar produktionskostnaden för vätgas generellt väldigt mycket beroende på priset på den energi som används under framställning. Priset på naturgas utgör exempelvis ca 70 % av produktionskostnad för grå vätgas.¹⁰⁶ Produktionskostnaden för grön vätgas har ett linjärt samband med elpriset.

Om elpriset ligger i intervallet 0,3-0,5 kr/kWh placeras produktionskostnaden för grön vätgas i intervallet **15-25 kr/kg vätgas** (motsvarande 0,4-0,7 kr/kWh vätgas) enligt IVA. Enligt Fossilfritt Sverige placeras dagens produktionskostnad för grön vätgas istället i intervallet **20-55 kr/kg vätgas** (motsvarande 0,6-1,6 kr/kWh vätgas) beroende på kostnaden för el. Generellt visar studier att produktionskostnaden för fossilfri vätgas är 2-4 gånger så hög som produktionskostnaden för fossil vätgas.¹⁰⁷

Kostnaden för en bränslecell ligger på omkring 500-1 000 kr/kW.¹⁰⁸ Slutligen, på en global skala, är det mycket som tyder på att priset för elektrolysörer och bränsleceller kommer minska väsentligt i och med den tekniska utvecklingen. Detta medför att även produktionskostnaden kommer bli lägre framgent.

Som för alla produktionskostnader varierar denna kostnad beroende på vad som inkluderats beräkningen. För vätgas brukar oftast inte lagring och distribution inkluderas vilket gör att priset som användaren av vätgasen behöver betala är högre än produktionskostnaden. Livslängden för en elektrolysör-anläggning sätts vanligtvis till omkring 60 000 - 90 000 drifttimmar för ALK och 20 000 – 60 000 för PEM. Om antagandes görs att elektrolysorna används 50 % av tiden motsvarar detta ca 14-21 år för ALK och 5-14 år för PEM.¹⁰⁹

Utsläppen från vätgasproduktion varierar mellan höga utsläpp för fossil vätgas till låga utsläpp för fossilfri vätgas. Grå vätgas har utsläpp som uppgår till omkring 10 kg CO₂/kg vätgas utan koldioxidinfångning och 70-90 % mindre med koldioxidinfångning (blå vätgas).¹⁰⁶ Studier visar på att utsläppen från produktion av grön vätgas ligger i intervallet 0,5 - 3 kg CO₂/kg vätgas. Anledningen till det stora spannet är att utsläppen är starkt beroende av utsläppen relaterat till elanvändningen.¹¹⁰

Uppförandetiden för en elektrolysör är svår att bedöma då väldigt få elektrolysörer installerats i Sverige. Därtill påverkar de platsspecifika förutsättningarna denna uppförandetid. Exempel på faktorer som påverkar uppförandetiden är om elnätet behöver byggas ut och om elektrolysören etableras på mark som ägaren har rådighet över. Själva etableringen av elektrolysören tar omkring ett år, oftast betydligt mindre, då dessa kan köpas som nyckelfärdiga lösningar. Därutöver tillkommer tider för de nödvändiga tillståndprocesserna som krävs beroende på platsens förutsättningar. Dessa tar oftast några månader beroende på omständigheterna. Det kan även nämnas att det idag är ungefär ett års leveranstid på större elektrolysörer.

Med fokus på grön vätgas, vars användning troligen kommer öka markant i Sverige framgent, kommer själva produktionen att skapa arbetstillfällen. Dock, då grön vätgas fortfarande endast används i en väldigt liten omfattning i Sverige (2% av den totala användningen) är det svårt att säga hur en ökad

¹⁰⁶ [Vätgas för flexibelt och robust energisystem \(Energimyndigheten, 2021\)](#)

¹⁰⁷ [Strategi för fossilfri konkurrenskraft - vätgas \(Fossilfritt Sverige, 2021\)](#)

¹⁰⁸ [Kostnadsfunktion för traktionära bränslecellssystem \(Energiforsk, 2018\)](#)

¹⁰⁹ [Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study \(Schmidt et al., 2017\)](#)

¹¹⁰ [Comparative LCA of Electrolyzers for Hydrogen Gas Production \(Lundberg, 2019\)](#)

produktion kommer bidra till sysselsättning. Om det med vätgas avses själva etableringen av elektrolysören och den tillhörande infrastrukturen, samt den faktiska vätgasproduktionen, borde påverkan på sysselsättningen likna den av storskaliga batterier. Under byggnation krävs personal med spetskompetens, dock är behovet relativt lågt. Detta under antagande att en nyckelfärdig lösning köps in i form av containrar. Under driftsfasen samt avvecklingsfasen är även behovet av personal lågt.

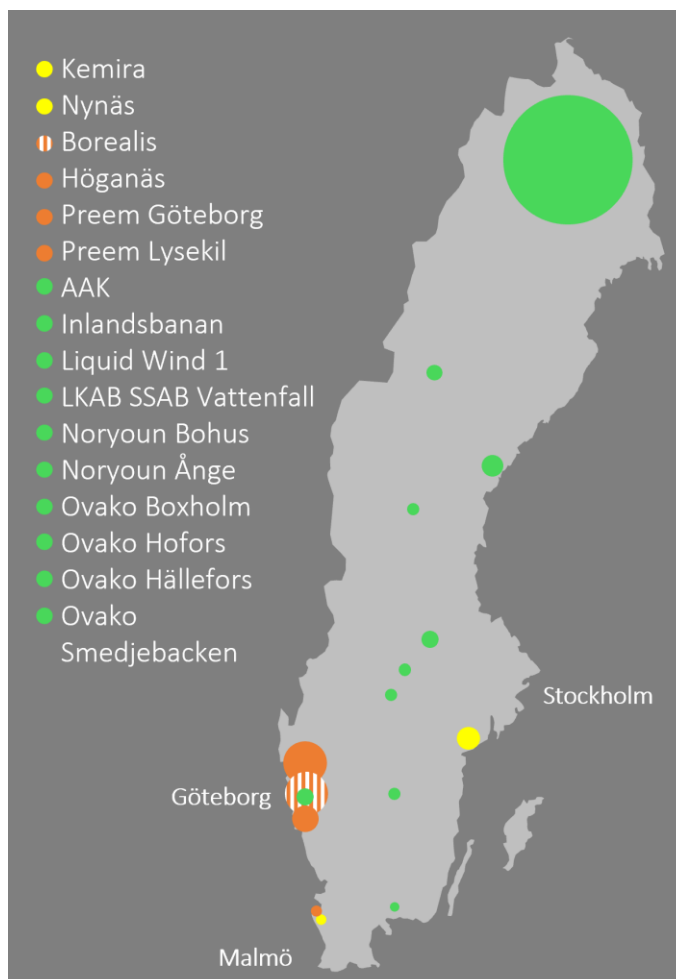
Energislagets förutsättningar och potential i Halland

Vätgasen förväntas spela en allt större roll i Sveriges framtida energisystem, speciellt drivet av efterfrågan på grön vätgas. Fossilfritt Sverige har uppskattat att den totala efterfrågan på vätgas i Sverige kommer uppgå till 12 TWh 2030, dvs dubbelt så stor som dagens användning, och 60 TWh 2045. Efter att deras sammanställning publicerades har nya projekt tillkommit, såsom H2 Green Steel i Boden, som driver upp efterfrågan på vätgas ytterligare. För att möta denna efterfrågan har Energimyndigheten lagt fram ett förslag på hur mycket installerad effekt i elektrolysörer som kan behövas. I detta förslag föreslår de en installerad effekt på 5 GW 2030 som sedan ska öka till 15 GW 2045. Produktion av grön vätgas kräver mycket el och Energimyndigheten bedömer att elektrolysörernas elanvändning kommer medföra en ökad elanvändning i Sverige på 22-42 TWh till 2030 och 66-126 TWh 2045.¹⁰⁵

Som nämnt ovan är det framför allt stål-tillverkning i norra Sverige som driver upp efterfrågan på grön vätgas, se Figur 16. Detta då kolet kommer ersättas med vätgas för att reducera järn. I Halland finns inga raffinaderier idag och det finns ingen utbredd stål-tillverkning eller kemi-industri som är de två andra stora poten-

tiella användare av grön vätgas. Inom Halland kan ett potentiellt användningsområde istället vara att ersätta användningen av fossila bränslen inom andra typer av industrier samt inom transportsektorn. För att grovt uppskatta potentialen studeras hur mycket kol, koks, naturgas och gasol som används inom Halland inom dessa två sektorer. Användningen av dessa fossila bränslen uppgår till omkring 511 GWh för Halland under 2020 varav 479 GWh härrör från transportsektorn och resterande 32 GWh härrör från industrisektorn. Detta ger således en fingervisning gällande potentialen för grön vätgas när den används för att ersätta fossila bränslen.

Dock pågår just nu en elektrifiering av såväl industrisektorn som transportsektorn samt att alternativa biobränslen såsom biogas även utreds. Därför är det faktiska framtida behovet inom dessa två sektorer lägre än vad som anges ovan, speciellt för transportsektorn där elbilar blir allt vanligare i kontrast till vätgasbilar. Med det sagt finns det ett behov av ökad vätgasanvändning inom transportsektorn i



Figur 16. Framtida vätgasproduktion och vätgasanvändning i Sverige. Grön: fossilfri vätgasproduktion med elektrolysörer, brun: fossilfri (ej från elektrolysörer) samt blå vätgas, gul: ej uttalade planer för övergång från fossil till fossilfri vätgas, randig: ej endast vätgas som planeras att användas.¹⁰⁷

Halland och då speciellt för tyngre trafik såsom lastbilar. Detta behov ger sig bland annat till uttryck genom att Region Halland deltar i projekt som har sökt europeiskt stöd för byggnation av vätgastankstationer.¹¹¹

Potentialen för vätgasproduktionen är betydligt svårare att sätta om då det inte finns några studier som explicit har utförts för Halland. Med det sagt har Halland en unik situation då länet har ett stort natur- och biogaslager i Skallen som rymmer 10 miljoner kubikmeter gas. Detta är det enda kända stålinskädda berggrummet i värden och skulle potentiellt kunna användas för att lagra vätgas då liknande teknik även utreds inom de projekten för fossilfri ståltillverkning i norra Sverige.¹¹² Hallands potential för vindkraft, samt kärnkraft, bedöms som stor vilket är en gynnsam förutsättning för vätgasproduktion. Detta då det krävs mycket el för att producera vätgas med hjälp av elektrolysörer, vare sig om det handlar om grön vätgas eller rosa vätgas.

Dock, vilket även lyfts nedan, har elpriset de senaste åren varit betydligt högre i södra Sverige jämfört med i norra Sverige. Något som även förväntas fortsätta vara fallet under kommande år. Elpriset har en direkt påverkan på produktionskostnaden för den gröna vätgasen och högre elpriser utgör således i en sämre förutsättning för vätgasproduktion generellt. Sammanfattningsvis finns det gynnsamma förutsättningar att producera vätgas från kommande fossilfri elproduktion i länet men där produktion med hjälp av el från elnätet kan komma att bli för dyrt för att vara gynnsamt på kort till medellång sikt.

Slutligen bör det nämnas att trots att den största användningen av grön vätgas troligen inte kommer ske inom Hallands län, ligger Halland nära exempelvis Stenungssund, Lysekil och Göteborg där användningen förväntas bli hög. Därmed finns det områden med hög efterfrågan av grön vätgas i närområdet.

Risker associerat med vätgas är av lite olika karaktär. Till en början ligger den prognostiserade efterfrågan på vätgas före själva utbudet på vätgas i Sverige, dvs marknaden och infrastrukturen är fortfarande ung och inte utbredd. Specifikt lyfts ofta den begränsade tillgången till lager och distribution som ett av de största hindren för en fortsatt utveckling inom vätgasområdet i Sverige. Exempelvis pågår flera diskussioner om att bygga ut större rörledningar för transport av vätgas, men detta är ännu bara i planeringsstadiet. Detta medför att det råder en viss osäkerhet kring utvecklingen inom vätgasområdet. En annan risk är att elsystemet i södra Sverige kan komma att begränsa omställningen av den befintliga industrin i området och Halland. Detta då produktion av grön vätgas kräver stora mängder el och om det inte finns tillräckligt med lokal förnybar elproduktion behöver denna el importeras vilket inte går idag på grund av begränsningar i elnätet.¹⁰⁵

I linje med stycket ovan har EU nyligen röstat igenom en ny förändring av direktivet för förnybar energi (2018/2001/EU) som säger att det idag är tillåtet att producera grön vätgas med el från elnätet så länge det går att verifiera att elen kommer från förnybara energikällor. Detta gör att det idag inte krävs att vätgasen produceras från nya investeringar i förnybar elproduktion.¹¹³ Denna nya möjlighet belyser därmed ytterligare problematiken med att producera vätgas i Södra Sverige, och Halland, ifall elsystemet inte har möjlighet att försörja området med tillräckligt med förnybar el. Med det sagt, finns det fortfarande incitament för att producera vätgasen direkt från förnybara och/eller fossilfria energikällor. Detta gör att etablering av ny vätgasproduktion är korrelerat till utbyggnad av fossilfri elproduktion i Halland.

Till sist finns det risker kopplat till nuvarande regelverk för vätgasproduktion, distribution, lagring och användning. Detta då dagens regelverk inte är tillräckligt omfattande eller tydligt. Således krävs det, och förväntas ske, ett rejält omtag när det gäller lagstiftningen för vätgas vilket är viktigt för att regelverket inte ska hämma en framtida expansion av vätgasmarknaden i Sverige och Halland. Sådana nya regler bör även omfatta säkerhetsaspekter relaterat till vätgas såsom brand och explosion i takt med att användningen ökar.¹⁰⁵ Vätgas i sig kan dock inte brinna eller explodera utan att den kommer i kontakt med syre. Detta gör att en explosion inte kan ske i exempelvis en vätgastank i en vätgasbil, utan

¹¹¹ [Regionen satsar på vätgas \(Norra Halland, 2022\)](#)

¹¹² [Lager i berggrum \(Swedegas, u.d.\)](#)

¹¹³ [Scrapped - EU's controversial 'additionality' rules for green hydrogen are history after European Parliament vote \(Recharge, 2022\)](#)

det krävs att ett läckage först uppstår. Vätgas lagras ofta under högre tryck än exempelvis naturgas. Detta ställer därmed högre krav på lagringsutrymmet för att minimera risk för läckage och i förlängningen explosion. Med det sagt har vätgas länge använts säkert inom industrier samt att vätgasen är det lättaste ämnet som finns vilket gör att den snabbt försvinner i väg utomhus. Slutligen finns det idag redan vätgasbilar på vägarna och som genomgått rigorösa säkerhetstester.

Tabell 9. Sammanfattning av information för vätgas

Parameter	Värde	Kommentar
Uppförandetid [år]	1-2 varav: <i>Byggtid: <1 år</i> <i>Tillståndstid: några månader</i>	Avser elektrolysör samt tillstånd efter att elektrolysör levererats då det är långa leveranstider idag. Beror på de plats-specifika förutsättningarna, exempelvis om elnät behöver byggas ut kan uppförandetiden bli flera år längre.
Livslängd [år]	5-21	Avser elektrolysörens livslängd, dock beror starkt på modell samt antalet drifttimmar per år.
Produktionskostnad - LCOH [kr/kWh] (kr/kg)	Grå vätgas: 0,4-0,7 (10-25) Grön vätgas: 0,6-1,6 (20-55)	Produktionskostnaden beror starkt på priset på ingående energi, dvs priset på naturgas respektive el för grå respektive grön vätgas.
Utsläpp vid tillverkning – LCA [gCO ₂ e/kg vätgas]	Grå vätgas: 10 000 Grön vätgas: 500 - 3 000	För grön vätgas beror utsläppen framför allt på elen som används.
Sysselsättningsgrad, fas; byggnation-drift-avveckling [Låg-Medel-Hög]	Låg - Låg - Låg	
Användningsområden	Ersätta fossila bränslen, elektrobränslen, energilagring och elproduktion	
Potential i Halland [Låg-Medel-Hög]	Användning: Medel Produktion: Medel	I storleksordning GWh för såväl användning som produktion. Beror starkt på energisystemets utveckling generellt i Sverige och Halland, t.ex. utbyggnad av elnät och förnybar elproduktion.

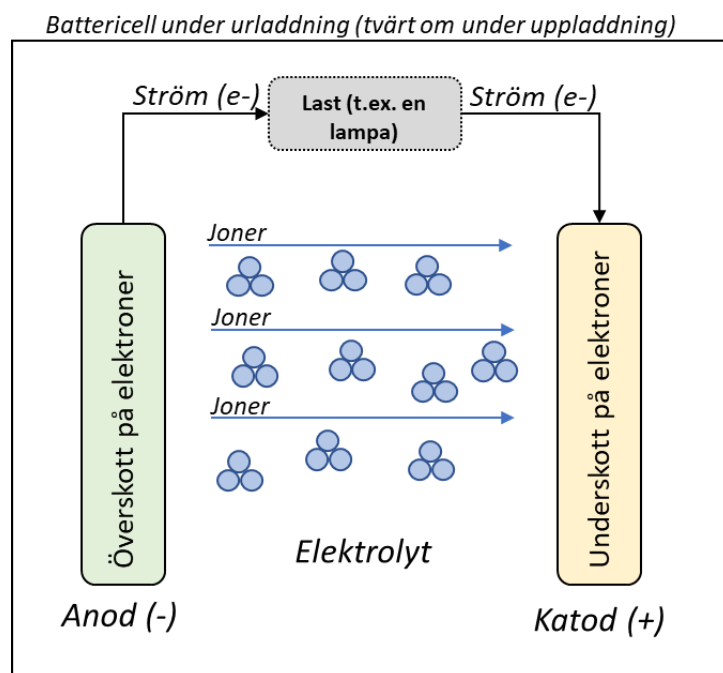
BATTERIER

Introduktion och grundläggande information

Batterier är en teknik som de flesta personer kommer i kontakt med dagligen och är därför det energilager som är mest bekant för de flesta. Batterier har funnits länge, i över 100 år, men har genomgått en snabb utveckling senaste åren framför allt drivet av utvecklingen inom elbilar. Detta kapitel riktar sig främst mot så kallade storskaliga batterier (BESS – Battery Energy Storage Systems) och är oftast i storleksordning MW/MWh och som används i Sveriges elsystem.¹¹⁴ Dessa batterier är oftast tillräckligt stora för att kopplas in direkt mot elnätet. Storskaliga batterier har endast nyligen introducerats i Sveriges energisystem och det finns därmed begränsat med information och erfarenheter av dessa system i svensk kontext.

Med det sagt finns att läsa om flertalet projekt där stora batterier ändå har etablerats i Sverige. Exempelvis installerade Fortum ett 5 MW batteri 2019 i anknäring till ett vattenkraftverk, Vattenfall har installerat ett 5 MW batteri i Uppsala under 2020 samt ett 1 MW batteri i Boliden. En rimlig bedömning baserat på en genomgång av dagens marknad är att det finns omkring 50 MW installerad kapacitet av storskaliga batterier i Sverige idag. Utöver dessa är flertalet andra projekt i planeringsfas.¹¹⁵ I Halland finns idag åtminstone ett storskaligt batteri i drift i Falkenberg och där ytterligare projekt är under planering.¹¹⁶ Utöver användning av BESS har batteriproduktion i Sverige och Europa fått ett uppsving genom etableringen av bland annat Northvolts batterifabrik i Skellefteå.

Batterier bygger på liknande principer som bränsleceller för välgas och är således ett medel för att lagra energi. Förenklat består ett batteri av en cell med två ledande material kallade elektroder; en katod med överskott på elektroner och en negativ anod med ett underskott på elektroner. Katoden och anoden är placerade i elektrolyt vilket är ett material som har förmågan att leda joner men som inte leder några elektroner, dvs ström. Då ingen last, exempelvis en lampa eller en industri, är inkopplad till batteriet finns det inte heller något som kopplar ihop anoden med katoden och ingen ström kan överföras. När en last väl kopplas på får elektroner hos anoden nu en väg att färdas över till katoden som vill ha mer elektroner. Detta skapar således elektroner i rörelse, dvs en ström. Elektrolyten har egenskaper som gör att den inte leder någon ström vilket motverkar att ett batteri urladdas när det inte används och som gör det möjligt att bestämma när, och till vad, strömmen ska användas. När elektronerna färdas från anod till katod uppstår joner vilket är atomer som har givit ifrån sig eller tagit upp en elektron. De joner som uppstår under urladdning är po-



Figur 17. Illustration som visar på hur ett batteri fungerar under urladdning.

¹¹⁴ MW/MWh är ett sätt att kategorisera storleken på batterier. MW avser den effekt som batterier kan laddas upp och ur med. MWh är batteriets kapacitet, dvs den energimängd som ryms i batteriet. Exempelvis kan ett fulladdat batteri med 1 MW/1 MWh laddas ur under en timma; 1 MW x 1 timma = 1 MWh.

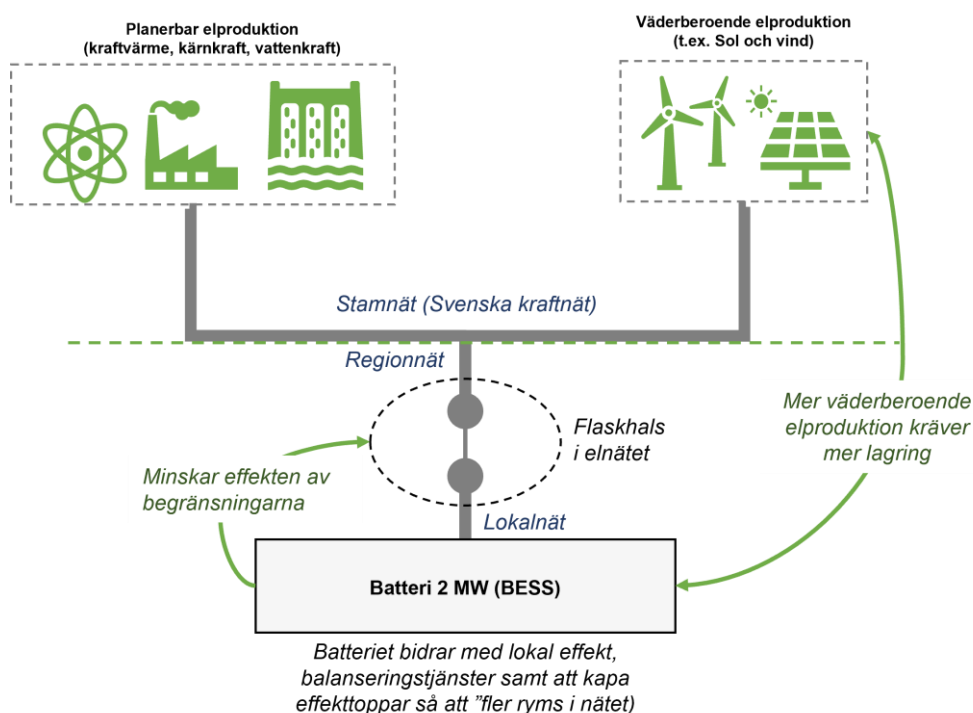
¹¹⁵ [Batterier i elnätet \(Power Circle, 2020\)](#)

¹¹⁶ [Stort batterilager i Falkenberg igång \(Second Opinion, 2022\)](#)

sitiva då de givit ifrån sig elektroner och dras till katoden för att "möta upp" elektronerna som är negativa. Principen är densamma fast omvänt när ett batteri laddas upp. Litium jon-batterier har en verkningsgrad på omkring 90%.

Principen som beskrivs ovan är applicerbar för alla typer av batterier. Två av de största kategorierna av batterier idag är blysyra-batterier och litium jon-batterier och där användningen av den sistnämnda ökar snabbt på grund av dess användning inom elbilar. Blysyra-batterier har funnits längre och är billigare medan litium jon-batterier är mer effektiva och håller längre. Framgent förväntas litium jon-batterier utgöra den största delen av marknaden. Utöver dessa batterier finns även ett flertal andra på marknaden samt flera som är under utveckling.

Batterier har möjligheten att både laddas upp och laddas ur vilket medför att användningsområdena för dessa är många. Till en början används mindre batterier i allt från mobiltelefoner till elbilar. Storskaliga batterier på flera MW används i stället för andra syften. Dessa batterier är tillräckligt stora för att kopplas in direkt mot elnätet för att exempelvis hjälpa till att stabilisera nätet och Sveriges elsystem. Om batteriet används för att hjälpa till med att stabilisera Sveriges elsystem, dvs se till att elproduktion och elanvändning matchar, kan Svenska kraftnät betala ut en ersättning för detta. Detta användningsområde har blivit allt viktigare för dessa större batterier. Att hjälpa till att stabilisera Sveriges elsystem genom att delta på de så kallade balansmarknaderna kan nämligen ge höga intäkter och där behovet av balansering ökar då andelen väderberoende elproduktion, dvs förnybar elproduktion såsom vind/solkraft, ökar i elsystemet. Se Figur 18 för ett exempel på hur ett batteri använts i Saltsjö-Boo.



Figur 18. Schematisk bild som visar på samband mellan planerbar och väderberoende elproduktion samt användningen av batterier.¹¹⁷

Ett annat vanligt användningsområde för dessa större batterier är att hjälpa olika typer av anläggningar och fastigheter att optimera sin elanvändning. Genom att ladda batteriet när elen är billig, för att sedan använda denna el när elpriset är högt, kan pengar sparas. Med hjälp av större batterier har exempelvis industrier även möjlighet att minska sitt eluttag från elnätet vilket kan medföra minskade abonnemangskostnader (vilket motsvarar att en privatperson sänker sin säkringsstorlek). Storskaliga

¹¹⁷ [Energilager på plats i Bo Energis lokala elnät \(Energiföretagen, 2021\)](#)

batterier kan även användas som lokal reservkraft som sätts i gång vid behov för att ge el till samhällsviktiga funktioner likt en dieselgenerator.

Till sist, precis som för vätgas, finns det starka synergier mellan batterier och väderberoende elproduktion såsom vind- och solkraft, vilket framgår av figuren ovan. Detta då batterier kan användas för att jämna ut elproduktionen från dessa produktionskällor. Om ett större batteri, eller elektrolysör, installeras i anknäring till en vindkraftspark och/eller en solcellspark brukar detta gå under namnet hybridpark. Utjämnningen görs genom att batteriet laddas upp när det blåser/skinner för att sedan laddas ur när det omvända gäller. Dessa typer av användningsområden gäller även för mindre batterier som installeras i anknäring till solceller på tak hos privatpersoner. I dessa fall kan solelen lagras i batterier medan solen skinner för att sedan användas när det slutar skina. Idag finns även möjligheten för privatpersoner att dra av 50 % av kostnaden för att installera ett batteri.⁵⁶

Teknoekonomiska aspekter

Produktionskostnaden för batterier varierar beroende på vilken kategori av batterier som avses. Därtill kräver batteriproduktion mycket el. Detta medför att elpriset har en påtaglig påverkan på produktionskostnaden. Kostnaden för litium-jon batterier ligger idag på 1 000 – 2000 kr/kWh och där storskalig produktion av batteri medför en kostnad närmare det lägre värdet. Kostnaden för batterier minskade med nästan 70 % mellan 2010 och 2017. Kostnaden förväntas även minskas ytterligare i och med den tekniska utvecklingen. Vid 2024 förväntas kostnaden globalt ligga på under 1 000 kr/kWh (100 dollar/kWh).¹¹⁸

Produktionskostnaden för litium-jon batterier ligger idag på omkring 1-5 kr/kWh beroende på hur batteriet används samt vad den används för.¹¹⁹ Ett litium jon-batteris livslängd brukar anges i kalender-livslängd (angivet i år) samt cyklisk-livslängd (angivet i antal cyklar). Idag ligger den cykliska livslängden för litium jon-batterier på omkring 1 000-15 000 cyklar beroende på vilket typ av batteri som avses då det finns flera olika typer. För typiska litium jon-batterier går det dock generellt att säga att antalet cyklar snarare ligger inom spannet 4 000-8 000 under dess livstid. Detta motsvarar ungefär 10 år för ett större batteri.¹²⁰

En battericykel definieras som en laddning och en urladdning av batteriet. Flera sådana cyklar per dag medför en kortare livslängd och vice versa. Även hur mycket som laddas in och ur batteriet under varje cykel, samt omgivningstemperaturen, har en stor påverkan på batteriets livslängd. Det är viktigt att ha detta i åtanke då ett typiskt batteri kan klara sig i 20 år när det står på "hyllan" och inte används, men det finns som sagt många parametrar som avgör batteriets faktiska livslängd.

Livscykelutsläppen från produktionen av litium jon-batterier placeras av Energimyndigheten i intervallet 150-200 kg CO_{2e}/kWh (150 000-200 000 g CO_{2e}/kWh) batterikapacitet efter att ha studerat flertalet rapporter på ämnet. Precis som för alla LCA studier varierar resultatet kraftigt beroende på vad som inkluderats i studien samt i vilket land batteriproduktionen har skett. Att batteriproduktion kräver mycket el medför även att den elmix som använts under produktionen får stor betydelse för livscykelutsläppen. Detta medför att batteriproduktion i Sverige har betydligt lägre utsläpp jämfört med batteriproduktion i exempelvis Kina som producerar många av de batterier som används idag. Mer specifikt visar Energimyndigheten att om en svensk elmix används för batteriproduktion kan livscykelutsläppen minskas med omkring 60 % jämfört med normalfallet. Detta skulle innebära att utsläppen för batteriproduktion i Sverige hamnar närmare 115 kg CO_{2e}/kWh batteri (115 000 gCO_{2e}/kWh batteri).¹²¹

¹¹⁸ [Hitting the EV Inflection Point \(BloombergNEF, 2021\)](#)

¹¹⁹ [Lazard's levelized cost of storage analysis - version 7.0 \(Lazard, 2021\)](#)

¹²⁰ [Life Prediction Model for Grid Connected Li-ion Battery Energy Storage Systems \(NREL, 2017\)](#). Flera andra rapporter har även studerats.

¹²¹ [The Life Cycle Energy Consumption and Greenhouse Gas Emissions from Lithium-Ion Batteries \(IVL, 2017\)](#)

Att sätta upp ett batteri går relativt snabbt, oftast på ett halvt till ett år, då dessa går att köpa som nyckelfärdiga lösningar som "bara" är att koppla in om förutsättningar tillåter det. Men som för elektrolysörer beror uppförandetiden mycket på det platsspecifika förutsättningarna. Exempel på sådana förutsättningar är om elnätet måste byggas ut, om en transformatorstation måste byggas, om marken behöver förberedas väldigt mycket eller om olika tillstånd måste erhållas innan batterier kan sättas upp. Denna tillståndsprocess kan gå snabbt men kan även ta några månader beroende på förutsättningar.

Att batterier går snabbt att sätta upp har i sin tur flera fördelar. Att bygga ut elnät tar ofta lång tid och har långa tillståndsprocesser. Baserat på resonemanget ovan om användningsområden, är ett alternativ till att bygga ut elnätet att i stället installera ett batteri för att täcka topparna av elförbrukningen, så kallat peak-shaving eller lastkapning.

Sett till sysselsättning bidrar batteribranschen framför allt med arbetstillfällen under själva produktionen av batterierna. Som nämnt ovan sker mycket av batteriproduktionen idag i Asien. Detta håller dock på att delvis förändras genom etableringar av olika fabriker i Europa och i Sverige. Exempelvis har Northvolt under 2020 rekryterat 600 personer men säger sig behöva anställa ytterligare 1 000 personer inom kort för att bemanna sin organisation samt batterifabriken i Skellefteå.¹²² Northvolt håller även på att etablera en batterifabrik tillsammans med Volvo Cars på västkusten, i Göteborg, som förväntas tas i drift 2025. En global undersökning visar att nya batterifabriker skapar ungefär 80 årsarbeten per GWh produktionskapacitet (dvs att fabriken kan producera 1 GWh av batterier under ett år).¹²³

Under både byggnation/installationsskedet samt drift- och underhållsskedet krävs personal med elkraftskompetens, dock är behovet lågt. Under drift- och underhållsskedet är även behovet lågt då mycket av arbetet kan göras på distans och är automatiserat. Slutligen är behovet även lågt under avvecklingen då batteriet är en separat enhet som enkelt kan avvecklas.

Energislagets förutsättningar och potential i Halland

Halland har idag en elproduktion som härrör till ungefär 7 % från väderberoende kraftslag (vind och sol). Detta kan även tänkas öka framgent, dock beror detta starkt på hur utvecklingen kommer se ut sett till Hallands elsystem i stort, specifikt kärnkraftens utveckling. I en framtid med mer väderberoende elproduktion har lagringsteknologier såsom batterier en naturlig plats i energisystemet.

Användningen av mindre batterier i elbilar förväntas öka i Halland precis som i resten av Sverige. När det kommer till etablering av storskaliga batterier på flera MW kommer utvecklingen troligen gå mot att även fler sådana implementeras i Hallands elsystem. Idag finns ett batteri på 5 MW installerats i Falkenberg.¹²⁴ Trots att den framtida etableringstakten är osäker finns det faktorer som pekar på att användningen trots allt kommer öka. Exempelvis planerar Varberg Energi att bygga två batterier på 0,4 MW och 5 MW som ska tas i drift redan under 2023.¹²⁴ ¹²⁵ Därtill råder det höga elpriser i södra Sverige vilket ger incitament till att implementera batterier eftersom det går att utnyttja prisskillnaderna som uppstår.

I linje med detta är överföringskapaciteten i elnätet till södra Sverige och Halland begränsad. Detta medför att det finns ett potentiellt användningsområde för batterier då dessa kan användas som ett alternativ till att bygga ut elnätet på kort sikt. Dessa förutsättningar kan ge sig till uttryck genom att fler batterier kan komma att etableras. Sammanfattningsvis är det svårt att bedöma den faktiska potentialen för batterianvändningen i Halland. För att uppskatta denna behöver en omfattande elnätsanalys utföras. Med det sagt har Halland flertalet gynnsamma förutsättningar för batterietablering i och med att storskaliga batterier har potential att lösa flera av de utmaningar som Halland elsystem står inför.

¹²² [Hjälp oss ersätta oljeberoendet med gröna batterier \(Northvolt, u.d.\)](#)

¹²³ [Capturing the battery value-chain opportunities \(McKinsey & Company, 2022\)](#)

¹²⁴ [Varberg Energi satsar på batterier och flexitjänster \(Tidningen energi, 2021\)](#)

¹²⁵ [Batteripark ska ge jämnare eltillgång - Varberg Energi satsar 100 miljoner \(SVT, 2022\)](#)

Halland har även möjligheten att delta i andra steg i batteriets värdekedja bortsett från själva etableringen av batterier. Ett exempel på detta är att Stena Recycling planerar att bygga en stor anläggning för att återvinna litium jon-batterier. Detta då de ser en stor efterfrågan på dessa typer av tjänster då antalet elbilar ökar kraftigt i Sverige. Med återvinningscentraler som dessa, tillsammans med batteriproduktion såsom Northvolts fabriker, kommer stora delar av batteriets värdekedja vara etablerad i Sverige. Detta underlättar såväl införskaffningen som avskaffningen av batterier för svenska aktörer.

Användningen av batterier är förknippat med ett par risker precis som mycket annan teknik. För mindre batterier i elbilar finns det risker sett till exempelvis hur bränder kan tänkas uppstå i tunnlar och vilka konsekvenser detta skulle få i och med att fler väljer att köpa en elbil. För storskaliga batterier är riskerna av mer teknisk karaktär. Elnätsbolag har inte allt för mycket erfarenhet av att koppla in storskaliga batterier. Kunskapen är såldes begränsad sett till hur detta ska göras samt vilka potentiella konsekvenser som sådana inkopplingar skulle kunna skapa. På grund av detta utreder idag flera av Sveriges energi- och elnätsbolag detta. Generellt kan dock sägas att batterier implementeras för att minimera risker associerat med exempelvis väderberoende elproduktion, samt för att minimera risker för att Sveriges elsystem hamnar i obalans och att elkvaliteten försämras.

Tabell 10. Sammanfattning av information för batterier (storskaliga, litium-jon)

Parameter	Värde	Kommentar
Uppförandetid [år]	1-2 Varav: Byggtid: <1 år Tillståndstid: några månader	Installation av ett nyckelfärdigt stort batteri i storleksordning MW. Om transformatorstationer och/eller elnät måste byggas blir uppförandetiden betydligt längre.
Livslängd [år]	10 år (4000-8000 cyklar)	Värden för ett typiskt storskaligt litium jon-batteri.
Produktionskostnad [kr/kWh]	1-5	Beror på priset på ingående energi samt vilket typ av litium jon-batteri som avses.
Utsläpp vid tillverkning - LCA [gCO ₂ e/kWh]	Generellt globalt: 150 000 - 200 000 Sverige: närmare 115 000	Beror på elmixen som använts under produktionen samt vilken typ av litiumjon-batteri som tillverkas.
Sysselsättningsgrad, fas; byggnation-drift-avveckling [Låg-Medel-Hög]	Låg - Låg - Låg	
Användningsområden	Lagra samt producera el för kostnadsoptimering, minska uttag från elnätet, stabilisera elsystem, alternativ till elnätsutbyggnad, reservkraft	
Potential i Halland [Låg-Medel-Hög]	Hög	Avser användning. För att få den faktiska potentialen behöver en omfattande elnätsanalys utföras.

DISKUSSION, SLUTSATS OCH SAMMANFATTNING

Diskussion och slutsats

Hallands energisystem står inför en liknande utveckling som Sveriges energisystem i stort. Denna utveckling för med sig både utmaningar och möjligheter. Utvecklingen talar för en ökad etablering av förnybara energikällor, en ökad elanvändning och ett allmänt mer komplext energisystem. Dock står södra Sverige och Halland inför regionala utmaningar i och med den ansträngda elnätssituationen som råder.

Med det sagt har Halland goda förutsättningar för ytterligare utbyggnad av vissa kraftslag. Halland har framför allt goda förutsättningar för ökad elproduktion genom vindkraft (både landbaserad och havbaserad), solkraft och kärnkraft. Däremot är förutsättningarna för vattenkraft och kraftvärme sämre, till följd av geografiska begränsningar samt befolkningsunderlaget. Slutligen är det troligt att biogas, vätgas och batterier kommer att spela en större roll i Hallands framtida energisystem baserat på den utveckling som går att se på såväl regional som nationell nivå.

En sammanfattning av informationen för de teknologier som beskrivits under kapitlet el- och värmeproduktion redovisas i Tabell 11 medan en sammanfattning av informationen för de olika energibärarna och energilagren redovisas i Tabell 12.

I dessa tabeller har informationen gällande energislagets/teknologins bakgrund, grundläggande teknik, framtidsscenario och risker lämnats ute eftersom de inte går att sammanfatta koncist. Således framgår av tabellen framför allt den teknoekonomiska informationen samt den kvalitativa bedömningen av potentialen i Halland. I tabellen i slutet av respektive kapitel i denna rapport har en kommentar givits som bidrar med kontext till siffrorna som ses nedan. Denna kommentar är ej medtagen i de sammanfattande tabellerna nedan. För att förstå kontexten av informationen angiven i tabellerna nedan behöver därmed de relevanta avsnitten läsas under respektive kapitel, något som även rekommenderas.

Sammanfattning av energislag

Kraft- och värmeproduktion

Tabell 11. Sammanfattning av information för kraft- och värmeproduktion. Endast den totala uppförandetiden anges om siffror för tidsåtgången för byggnations- och tillståndsfasen saknas

Parameter	Vatten- kraft	Vindkraft		Vågkraft	Solkraft		Kärnkraft	Kraftvärme
		Landbase- rad	Havsbaserad		Takanläggningar	Solpark		
Uppförandetid [år]	7-8+	8+ Byggtid: 1-3 Tillståndstid: 2-5	12,5-17,5 Byggtid: 2-3 Tillståndstid: 7-10	>1 (osäkert)	2 dagar Byggtid: 2 dagar Tillståndstid: -	>1 år Byggtid: 1 Tillståndstid: månader till år	Byggtid: 5-15 Tillståndstid: -	<10 Byggtid: ca 3 Tillståndstid: några år
Livslängd [år]	40-50	25-30	30	20-50	25-30	33	60	25
Produktionskostnad [kr/kWh]	0,52	0,24-0,36	0,51-0,55	0,80-1,45	0,53-1,07	0,29-0,52	0,49-0,64	Bioeldad kraftvärme, skogsflis som bränsle: 0,47-0,50 Avfallseldad kraftvärme: 0,51-0,59
Utsläpp - LCA [g CO ₂ e/kWh]	2	12		10-126	25		Nordiska förhållanden: 2,5 Globalt: 12	11-65 (50 medelvärde för Sverige)
Sysselsättningsgrad, fas; byggnation-drift-avveckling [Låg-Medel-Hög]	Hög - Låg - Hög	Medel - Låg - Medel (högre för havsbaserad)		Medel - Låg - Medel	Medel - Låg - Låg		Hög - Hög - Hög	Hög - Medel - Hög
Användningsområden	Baskraft, reglerkraft.	Billig och förnybar el, synergier med lagring och vätgasproduktion.		Förnybar elproduktion.	Billig (då ej behöver köpa el från nätet) och förnybar el, privat bruk, synergier med lagring.	Billig, förnybar el, kommersiellt bruk, synergier med lagring.	Storskalig elproduktion samt med nya och mindre reaktorer även tillämpningar med värme för vätgasproduktion, fjärrvärme och industriella processer.	Värme och kyla till lokaler, bostäder och industrier. Kan användas för balansering och bidra med lokal effekt, synergier med andra verksamhetsområden såsom industrin.
Potential i Halland [Låg-Medel-Hög]	Låg	Hög		Låg	Hög		Hög	Låg/Medel

Energibärare och energilager

Tabell 12. Sammanfattning av information för energibärare och energilager

Parameter	Biogas	Vätgas	Batterier (Litium-jon)
Uppförandetid [år]	<5 <i>Byggtid: ca 3 år för biogasanläggning</i> <i>Tillståndstid: ca 1-2 år</i>	Kort, 1-2 <i>Byggtid: <1 år</i> <i>Tillståndstid: några månader</i>	Kort, 1-2 <i>Byggtid: <1 år</i> <i>Tillståndstid: några månader</i>
Livslängd [år]	20-25	5-21	10 år (4 000 – 8 000 cyklar)
Produktionskostnad [kr/kWh]	0,65-1,05	Grå vätgas: 0,47-0,7 Grön vätgas: 0,6-1,6	1-5
Utsläpp - LCA [g CO₂e/kWh]	3,5	Produktion grå vätgas: 10 000 Produktion grön vätgas: 500 – 3 000	Produktion globalt: 150 000 – 200 000 Produktion Sverige: närmare 115 000
Sysselsättningsgrad, fas; byggnation-drift-avveckling [Låg-Medel-Hög]	Medel - Låg/Medel - Låg	Låg - Låg - Låg	Låg - Låg - Låg
Användningsområden	Ersätta fossila bränslen inom t.ex. transportsektor, bränsle för el- och värmeproduktion, bränsle inom industrier och råvara inom kemiindustrin.	Ersätta fossila bränslen, elektrobränslen, energilagring och elproduktion	Lagra samt producera el för kostnadsoptimering, minska uttag från elnätet, stabilisera Sveriges elsystem, alternativ till elnätsutbyggnad, reservkraft
Potential i Halland [Låg-Medel-Hög]	Medel/Hög	Användning: Medel Produktion: Medel	Hög

VI ÄR WSP

WSP är ett av världens ledande analys- och teknikkonsultföretag. Vi verkar på våra lokala marknader med stöd av global expertis. Som tekniska experter och strategiska rådgivare har vi tillgång till ingenjörer, tekniker, naturvetare, planerare, utredare och miljöspecialister liksom professionella projektörer, konstruktörer och projektledare. Vi erbjuder hållbara lösningar inom Hus & Industri, Transport & Infrastruktur och Miljö & Energi. Med drygt 39 000 medarbetare på 500 kontor i 40 länder medverkar vi till en hållbar samhällsutveckling. I Sverige har vi omkring 4 000 medarbetare.
wsp.com

WSP Sverige AB

121 88 Stockholm-Globen
Besök: Arenavägen 7

T: +46 10 7225000
Org nr: 556057-4880
Styrelsens säte: Stockholm
wsp.com

