

Behovsanalys av elanvändning, produktion och distribution i Västra Götaland på kort och lång sikt

Kunskapsunderlag till Länsstyrelsen

Susanne Aceby, Lovisa Axelsson, Maria Edvall, Lina Eriksson

RISE Rapport : P120009:01

# Innehåll

<b>Innehåll.....</b>	<b>1</b>
<b>1 Inledning .....</b>	<b>3</b>
1.1 Uppdragsbeskrivning.....	3
1.2 Metod och genomförandebeskrivning.....	4
<b>2 Framtida elbehov .....</b>	<b>5</b>
2.1 Bostäder, service och övrigt.....	5
2.1.1 Datacenter .....	6
2.2 Transportsektorn .....	7
2.3 Industrisektorn .....	7
2.4 Totalt elbehov .....	11
<b>3 Framtida elproduktion.....</b>	<b>13</b>
3.1 Vattenkraft .....	16
3.2 Solel.....	19
3.2.1 Potential befintliga byggnader .....	22
3.2.2 Potential nybyggnation.....	25
3.2.3 Potential markinstallationer .....	27
3.2.4 Samlad potential för solel.....	30
3.2.5 Jämförelse med olika scenarier – solel .....	30
3.3 Vindkraft – landbaserad.....	31
3.3.1 Jämförelse med olika scenarier – vind .....	39
3.4 Vindkraft – havbaserad .....	40
3.5 Kraftvärme .....	44
3.6 Kärnkraft.....	48
3.7 Sammanställning framtida elproduktion .....	49
<b>4 Elnät .....</b>	<b>52</b>
4.1 Förstärkning av nuvarande elnät.....	52
4.2 Andra åtgärder.....	57
4.3 Sammanfattning elnät .....	60
<b>5 Vätgas .....</b>	<b>62</b>
5.1 Framtida behov.....	62
5.2 Vätgas potential .....	64
5.3 Flexibilitet från vätgasproduktion .....	69
5.4 Vätgaslager.....	70
5.5 Distribution.....	71
<b>6 Flexibla resurser i elsystemet.....</b>	<b>72</b>
6.1 Behov av flexibilitet .....	72
6.2 Flexibilitetspotentialer.....	79

6.2.1	Uppvärmning.....	79
6.2.2	Batterier.....	80
6.2.3	Smart laddning och Vehicle to grid.....	83
<b>7</b>	<b>Fjärrvärme.....</b>	<b>85</b>
<b>8</b>	<b>Energieffektivisering.....</b>	<b>88</b>
8.1	Energieffektivisering industri.....	89
8.2	Bostäder och energieffektivisering .....	92

# 1 Inledning

Detta uppdrag och denna rapport inkluderar en behovsanalys av elanvändning, produktion och distribution på kort och lång sikt. Detta underlag har tagits fram i syfte att användas och utvecklas ytterligare av Länsstyrelsen i Västra Götaland i framtagandet av den regionala handlingsplanen. Denna rapport är skriven med Länsstyrelsen som tänkt mottagare. Målet är att underlaget ska kunna bidra till att måla upp en bild över möjlig utveckling av elbehov och potential för elproduktion i länet som kan användas i handlingsplanen och till vidare dialog med en bredare grupp av intressenter och aktörer. Uppdraget har genomförts under en kort tidsperiod och är baserad på information tillgänglig 2023-12-31.

Underlaget är framförallt en sammanställning av befintlig kunskap som inhämtats via rapporter och offentlig information men inkluderar också intervjuer och samtal med relevanta aktörer. Omställningen och elektrifieringen av samhället pågår just nu och det händer därför väldigt mycket inom de områden som detta underlag inkluderar och det publiceras kontinuerligt nya rapporter och ny information. Sådana här sammanställningar kan därför förfinas och förbättras hela tiden men målet med denna rapport är att ge en övergripande bild över det framtida läget med den information som finns tillgänglig idag för att ha en startpunkt och underlag för Länsstyrelsen att bygga vidare på i sitt arbete med den regionala handlingsplanen.

Delarna i denna rapport kan ses som pusselbitar som i dagsläget inte är möjligt att sätta ihop för att få bild över hur elektrifieringen av Västra Götaland ser ut år 2030 eller år 2045. De ska istället ses som fristående delar där behov respektive potential visas för respektive del, utan att så mycket hänsyn tas till vad potentialen är för de andra delarna. Det går därmed inte att rakt av sätta ihop de olika delarna och visa hur ett energisystem i länet kan komma att se ut framöver. Förhoppningen är istället att de olika delarna kan visa möjliga potentialer framåt som kan ligga till grund för Länsstyrelsen i framtagandet av den regionala handlingsplanen för elektrifiering.

## 1.1 Uppdragsbeskrivning

Det är sedan tidigare känt att länet står inför en stor utmaning då elbehovet förväntas öka markant, att elnätkapaciteten redan idag är begränsad och att cirka 70 procent av elen som används idag tillförs från produktion utanför länet. Detta innebär att uppdraget är relevant och intressant att genomföra samt att det bör göras skyndsamt då åtgärder för att klara det efterfrågade elbehovet många gånger tar lång tid att implementera.

Inom uppdraget har en kartläggning av det framtida elbehovet i länet för åren 2025, 2030 och 2045 gjorts. Det står klart att det utgör en betydande utmaning att tillgodose detta framtida elbehov. För att tackla den ökade efterfrågan på el har uppdraget också inkluderat aspekter som syftar till att hantera denna utmaning. Uppdragets huvudfokus är lokal elproduktion, elnätkapacitet, flexibilitet och lagring samt till viss del energieffektivisering och innebär en kartläggning av potentialen för dessa olika åtgärder.

## 1.2 Metod och genomförandebeskrivning

RISE har genomfört uppdraget och har kontinuerligt samrått med ansvariga kontaktpersoner på Länsstyrelsen i Västra Götaland. Omfattningen, inriktningen och detaljnivån för aktiviteterna inom uppdraget har under projektets gång fastställts genom en löpande dialog med Länsstyrelsen. Med hänsyn till frågeställningarnas betydande omfattning och komplexitet har prioriteringar gjorts baserat på aktiviteternas relevans för vårt län. Dessa prioriteringar har gjorts tillsammans med Länsstyrelsen för att identifiera och fokusera på de områden som är mest relevanta och betydelsefulla för att generera önskat underlag.

Detta arbete har fokus på att sammanställa redan genomförda studier och analyser kring behov och potential. I flera fall finns denna information endast tillgänglig för nationell nivå varpå skalningar och justeringar har gjorts inom projektet för att anpassa till den regionala kontexten i Västra Götaland. Industrins framtida elbehov har hanterats genom personlig kontakt med industrin, eftersom det är svårt att använda generell data för denna sektor.

Arbetet har strukturerats i olika aktiviteter enligt den angivna listan nedan:

1. Framtida elbehov
2. Framtida elproduktion
3. Elnät
4. Vätgas
5. Flexibla resurser i elsystemet
6. Fjärrvärme
7. Energieffektivisering

Utöver ovanstående aktiviteter har transportsektorn hanterats i en separat rapport<sup>1</sup> och data därifrån inkluderats i denna rapport

---

<sup>1</sup> Rogstadius, J. (2023). Skattning av vägtrafikens framtida energi- och effektbehov, per län, kommun och typ av laddinfrastruktur. RISE Rapport: 2023:127

## 2 Framtida elbehov

Sedan slutet av 1980-talet har Sveriges totala årliga elanvändning legat relativt konstant runt 140 TWh. Under de senaste åren har det kommit flera analyser av det framtida elbehovet som alla visar på en ökning av elbehovet som en följd av elektrifiering inom sektorer och tillämpningar där det idag används fossil energi. Dessa analyser pekar alla på att det är industri- och transportsektorn som står för det stora tillkommande elbehovet varför fokus ligger på dessa sektorer även i denna sammanställning. Den största variationen mellan de olika analyserna är det framtida elbehovet i industrisektorn. För att adressera de omfattande osäkerheterna kring utvecklingen, speciellt för industrisektorn, inkluderar detta underlag två scenarier för industrisektorns elbehov år 2045, för att på ett bra sätt täcka in möjliga framtidsutvecklingar.

Västra Götaland är Sveriges näst folkrikaste län med en befolkning motsvarande en sjättedel av riket. Västra Götaland skiljer sig från andra regioner med stor elanvändning, som Skåne och Stockholm, i att andelen industri är stor samt att regionen utgör en knutpunkt för transporter i Norden. Den stora industriverksamheten återspeglas i att regionen har de högsta utsläppen av koldioxid i Sverige, motsvarande nästan en fjärdedel av rikets, sett till de verksamheter som inkluderas inom utsläppshandeln (EU ETS). Industrin står för 43 procent av utsläppen i Västra Götaland, jämfört med 29 procent i hela landet. Det som gör att Västra Götaland utmärker sig är att Sveriges tre drivmedelsraffinaderier ligger här liksom huvuddelen av kemiindustrin, där hela 90 % av sektorns koldioxidutsläpp sker i regionen.

### 2.1 Bostäder, service och övrigt

Elanvändningen på nationell nivå inom sektorerna bostäder, service och övrigt uppgick år 2020 till 70 TWh. Enligt Energimyndigheten<sup>2</sup> bedöms denna öka med 8 – 21 TWh till år 2050, vilket motsvarar en ökning på 11 - 30 %. Ökningen av elanvändningen inom bostads- och servicesektorn orsakas framförallt av datacenter och den nyetablering som antas ske av dessa. I bedömningen av sektorns framtida elanvändning ingår en viss potential för energieffektivisering, där framförallt energianvändningen för uppvärmning och varmvatten väntas minska till följd av utfasning av direktverkande elvärme till fördel för värmepumpar och att olika energieffektiviseringsåtgärder blir lönsamma. Trots detta bedöms elanvändningen i bostads- och servicesektorn ändå stiga, framförallt till följd av utbyggnad av datacenter och elektrifiering av arbetsmaskiner. Om den förväntade ökningen av el till datacenter helt uteblir skulle elanvändningen i sektorn ligga på samma nivå 2050 som 2020.

I uppskattningen av Västra Götalands läns framtida elbehov har datacenter behandlats separat medan elbehovet för resterande del av sektorerna bostäder samt service och övrigt antas vara oförändrat fram till 2045.

Elbehovet för hemmaladdning av elbilar är inkluderat i transportsektorns elbehov.

<sup>2</sup> <https://www.energimyndigheten.se/49428c/globalassets/statistik/prognoser-och-scenarier/langsiktiga-scenarier/langsiktiga-scenarier-over-sveriges-energisystem-2023.pdf>

## 2.1.1 Datacenter

Sedan halvårsskiftet 2023 betalar alla datacenter i Sverige en normal elskatt, vilket framgår i budgetpropositionen för 2023<sup>3</sup>. Det återstår att se vilken inverkan det kommer att få på antalet nyetableringar men i och med skatteändringen, som trädde i kraft i juli 2023, kan datacenter ta del av norrlandsavdraget<sup>4</sup>. Detta medför att det finns ett högre incitament att etablera datacenter i de kommuner i norra Sverige som ger rätt till skatteavdraget än att placera dem i södra Sverige.

I budgetpropositionen för 2023 finns flera beslut som påverkar incitamenten för att etablera datacenters i Sverige<sup>5</sup>:

- Skattenedsättningen för energiskatt på elektrisk kraft som förbrukas i datacenter slopas.
- Möjligheten till återbetalning av skatt på elektrisk kraft som förbrukats för framställning av värme eller kyla som levererats för förbrukning i datacenter slopas.
- Möjligheten att godkännas som frivilligt skattskyldig för energiskatt på grunden att elektrisk kraft förbrukas i datacenter slopas.
- Begränsningen att avdrag för energiskatt på elektrisk kraft som förbrukas i vissa kommuner i norra delarna av landet inte får göras för förbrukning i datacenter slopas.

Ovan justeringar av skatteregler samt den nuvarande ekonomiska nedgången innebär att tillväxten av datacenter förväntas minska jämfört med tillväxten för datacenter mellan 2018–2022. RISE har uppskattat elbehovet på Sverigenivå till ca 2,8–3,2 TWh för 2022 och att behovet är 4,0–4,4 TWh 2025 samt 4,4–5,2 TWh 2030<sup>6</sup>. Detta ger ett utökad elbehov för datacenter på ca 1,2 - 2,4 TWh 2030.

Sweco<sup>7</sup> har på uppdrag av Energimyndigheten uppskattat framtida elbehov för datacenter på nationell nivå men också fördelat per län. Den uppskattningen visade på ett utökad elbehov på 0,2 TWh till år 2030 för Västra Götaland samt ett tillkommande elbehov mellan 3,5–5,0 TWh för hela Sverige. Det är troligt att den geografiska fördelningen med tyngdpunkten för länen i de norra delarna av Sverige kommer bestå men att det uppskattade behovet sedan detta uppdrag genomfördes har minskat enligt RISE senare uppskattning. Detta innebär att Swecos tidigare uppskattning om ökat elbehov från datacenter i Västra Götaland skalas med förändringen av det totala behovet och då erhålls ett utökad elbehov på 0,1 TWh till 2030. Det antas att det utökade elbehovet fram till 2045 ökar lika mycket som behovet fram till 2030, vilket ger ett totalt utökad elbehov på 0,2 TWh till år 2045.

<sup>3</sup> <https://www.regeringen.se/contentassets/def2026cac0b4ef7acf4afeb988326ed/budgetpropositionen-for-2023-hela-dokumentet-prop.2022231-.pdf>

<sup>4</sup> <https://www.skatteverket.se/foretag/skatterochavdrag/punktskatter/energiskatter/skattpael.4.15532c7b1442f256bae5e4c.html#AvdragforforbrukningavelivissadelaravnorraSverige>

<sup>5</sup> <https://www.regeringen.se/contentassets/def2026cac0b4ef7acf4afeb988326ed/budgetpropositionen-for-2023-hela-dokumentet-prop.2022231-.pdf>

<sup>6</sup> <https://www.energimyndigheten.se/492f27/contentassets/054d98cfdcd54cb5a802e24b53779452/energianvandning-i-datacenter-och-digitala-system.pdf>

<sup>7</sup> <https://www.energimyndigheten.se/contentassets/ad60a337c1a74547b0a9438c50dccc4c/en-studie-av-elanvandningens-utveckling-per-lan-till-ar-2030.pdf>

Tabell 1. Tillkommande elbehov för datacenter inom Västra Götaland i relation till dagens behov.

Tillkommande elbehov (TWh)	2025	2030	2045
Datacenter	0	0,1	0,2

## 2.2 Transportsektorn

Transportsektorns elbehov har hanterats i separat rapport<sup>8</sup>. Denna rapport visar följande tillkommande elbehov från landbaserad transport.

Tabell 2. Tillkommande elbehov för landbaserade transporter inom Västra Götaland i relation till dagens behov.

Tillkommande elbehov (TWh)	2025	2030	2045
Landbaserad transport	0,4	1,1	4,0

Transportsektorns omställning har redan påbörjats och enligt elbilsstatistik från Power Circle<sup>9</sup> utgörs 11 % av dagens svenska personbilsflotta av laddbara fordon medan laddbara personbilar utgör mer än 50 % av nybilsförsäljningen i Sverige. Det finns även analyser som visar på att det redan idag är billigare att investera i en batteridrivna lätt lastbil än andra typer av lastbilar, om hänsyn tas till totalkostnaden<sup>10</sup>. Analyserna visar också att detta även kommer gälla tunga lastbilar från och med 2026. Givet dessa analyser anses det tillräckligt med ett scenario för transportsektorns elbehov för 2045. På grund av den förväntat snabba ökningstakten i antalet eldrivna fordon bedöms osäkerheten i prognoserna vara störst under perioden 2030 – 2040 för transportsektorn<sup>11</sup>. Därmed blir osäkerheter kring transportsektorns elbehov runt 2035 större jämfört med 2045 och olika scenarier för 2045 ses inte som nödvändigt.

## 2.3 Industrisektorn

På nationell nivå har industrins elanvändning varit stabil sedan 90-talet med endast mindre variationer till följd av konjunkturförändringar. Även på regional nivå återfinns samma mönster och elanvändningen uppgick här till drygt 6 TWh år 2019.

För att uppskatta det framtida elbehovet inom industrin har intervjuer genomförts med ett tjugotal aktörer i länet. Dessa aktörer är antingen etablerad industri med betydande elektrifieringsbehov (exempelvis pga höga koldioxidutsläpp och/eller användning av

<sup>8</sup> Rogstadius, J. (2023). Skattning av vägtrafikens framtida energi- och effektbehov, per län, kommun och typ av laddinfrastruktur. RISE Rapport: 2023:127

<sup>9</sup> <https://powercircle.org/elbilsstatistik/>

<sup>10</sup> <https://theicct.org/publication/fs-total-cost-ownership-trucks-europe-nov23/>

<sup>11</sup> Rogstadius, J. (2023). Skattning av vägtrafikens framtida energi- och effektbehov, per län, kommun och typ av laddinfrastruktur. RISE Rapport: 2023:127



fossil råvara) eller ansvariga för nyetableringar med stora tillkommande elbehov. Kompletterande information från publika källor har också inkluderats. För mindre aktörer har generella antaganden använts där det är lämpligt. Totalt har individuell information rörande ett tjugotal industrier i regionen inkluderats. Dessa industrier står tillsammans för 98 % av de växthusgasutsläpp som ingår i utsläppshandeln inom regionen, när kraftvärmesektorn exkluderas, och för 93 % av industrins totala regionala växthusgasutsläpp<sup>12</sup>.

Industrins framtida elbehov har kategoriserats enligt Nyetablering & Produktionsökning, Direkt elektrifiering och El till vätgasproduktion (Indirekt elektrifiering). Denna differentiering möjliggör en djupare förståelse av industrins tillkommande elbehov.

I kategorin Nyetablering & Produktionsökningar ingår tillkännagivna nyetableringar samt planerade produktionsökningar i befintlig industri. Exempel på nyetableringar som ingår är de batterifabriker som planeras i Mariestad<sup>13</sup> och i Göteborg<sup>14</sup>. I kategorin direkt elektrifiering ingår elektrifiering i befintlig industri men även elektrifiering för hamnverksamhet. Inom hamnverksamhet ingår exempelvis elbehov för planerade Stena Elektra<sup>15</sup>.

Det råder sekretess kring industrins data varför denna endast kommer visas aggregerat på en nivå så att inga enskilda företags planer avslöjas utan tillåtelse.

För år 2045 har två scenarier tagits fram,  $\alpha$  och  $\beta$ , eftersom betydligt större osäkerhet finns för uppskattning av elbehov så pass långt fram i tiden, exempelvis avseende omställningsvägar. För de uppskattningar av framtida elbehov som angetts i ett spann har det lägre värdet lagts i scenario  $\alpha$  och det högre värdet i scenario  $\beta$ . Scenario  $\alpha$  ska inte ses som ett försök till att uppskatta industrins minimala framtida behov av el på samma sätt som scenario  $\beta$  inte skall ses som ett försök till att uppskatta det maximala behovet av el. Hänsyn har inte tagits till möjlig etablering av ny industri samt möjlig tillväxt eller produktionsökning i befintlig industri som ännu inte beslutats eller kommunicerats. Vidare har det heller ej gjorts en uppskattning av totalt elbehov för en komplett omställning av nuvarande industri.

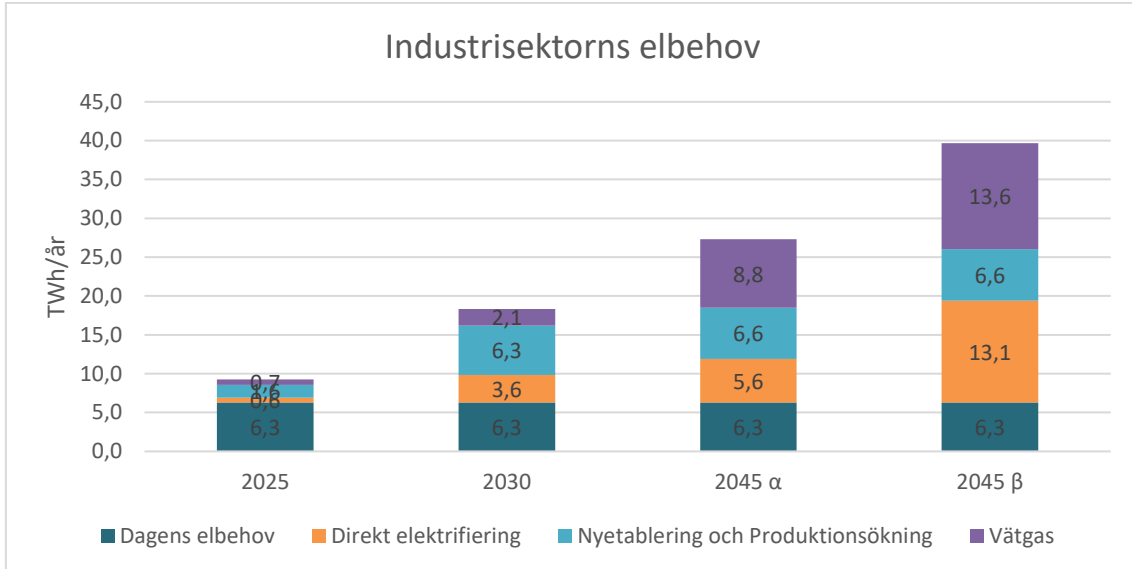
De två scenarierna för 2045 och uppskattningarna för elbehovet för år 2025 och 2030 presenteras i Figur 1 och för tydlighet presenteras också det tillkommande elbehovet i Tabell 3 baserat på de tre orsakerna till ökningen.

<sup>12</sup> <https://sverigesmiljomal.se/miljomalen/begransad-klimatpaverkan/klimatpaverkande-utslapp/vastra-gotalands-lan/>

<sup>13</sup> <https://www.volvogroup.com/se/about-us/Mariestad.html#accordion-00cb417f8e-item-a7ab1d5d47>

<sup>14</sup> <https://www.media.volvocars.com/se/sv-se/media/pressreleases/294114/volvo-cars-och-northvolt-snabbar-upp-overgangen-till-elektrifiering-med-ny-batterifabrik-som-skapar>

<sup>15</sup> <https://news.cision.com/se/stena-line/r/stena-line-och-fredrikshamn-sluter-historiskt-avtal-om-tva-fossilfria-farjor-fore-2030,c3418416>



Figur 1. Scenarier för industrins elbehov där basen av staplarna är dagens elanvändning på 6,3 TWh och det tillkommande elbehov fördelats per orsak till ökningen för år 2025, 2030 och 2045. 2045 α och 2045 β visar på ett spann för framtida elbehov där osäkerheterna är stora, de är varken tänkta att spegla ett min- eller maxbehov.

Tabell 3. Tillkommande elbehov för industrin inom Västra Götaland fördelat på orsak till ökningen och i relation till dagens behov.

Tillkommande elbehov (TWh)	2025	2030	2045 α	2045 β
Direkt elektrifiering	0,6	3,6	5,6	13,1
Nyetablering och Produktionsökning	1,6	6,3	6,6	6,6
Vätgas	0,7	2,1	8,8	13,6
<b>TOTALT TILLKOMMANDE ELBEHOV</b>	<b>3,0</b>	<b>12,0</b>	<b>21,0</b>	<b>33,4</b>

Det uppskattade framtida elbehovet för industrin har inte förändrats markant sedan hösten 2022, då den senaste uppdateringen av det framtida elbehovet gjordes. Behovet för 2030 är marginellt högre än tidigare även om industrin vet att de inte kommer få detta behov tillgodosett till detta år. Behovet för 2045 har också ökat något.

De två scenarierna i denna rapport har inte utgått från det totala elbehovet som krävs för att ställa om nuvarande industri, något som däremot gjorts i Kungliga Ingenjörsvetenskapsakademiens (IVA) rapport<sup>16</sup>. I likhet med de uppskattningar som

<sup>16</sup> <https://www.iva.se/contentassets/5d49feaf75ca4a21bad9a271909aace5/201904-iva-vagval-for-klimatet-delrapport1.pdf>

finns i denna rapport har elbehovet i IVA:s rapport inte inkluderat framtida produktionsökning eller möjlig elenergieffektivisering inom industrin.

Baserat på IVA:s rapport har ett antal nyckeltal etablerats. Dessa har sedan applicerats på respektive industribransch och tillsammans med andelen av de nationella utsläppen, som respektive industribransch i Västra Götaland står för, använts för att skala elbehovet för de olika industribranscherna i Västra Götaland. Via denna skalning blev det tydligt att IVA:s uppskattningar för raffinaderisektorn (1,6–2,1 TWh) klart understiger de siffror som erhållits vid direkt kontakt med raffinaderierna. Detta beror på att IVA i sin uppskattning fokuserat på utsläppen som sker på plats, inom industrin, och därmed inte inkluderat det elbehov som är kopplat till att ersätta fossil råvara. Summering av övriga industribranscher visar att tillkommande elbehov för elektrifiering och vätgas i de två scenarier som etablerats till denna rapport ligger inom det spann som fås via skalning av IVA:s siffror (~40-80%).

I de scenarier som tagits fram till denna rapport, se Tabell 3, har endast tillkännagivna nyetableringar inkluderats. Kontakt har dock skett med etableringsansvariga inom delregionerna i Västra Götaland för att få information kring framtida nyetableringar, inklusive deras bedömning av sannolikhet för att dessa blir av. De nyetableringar som bedömts ha hög sannolikhet är sådant som önskas implementeras till år 2030. Adderas dessa nyetableringar till scenariot 2030 medför det en ökning på 20 procent jämfört med nuvarande scenario för 2030 samt 11 procent för 2045  $\alpha$  och 7 procent för 2045  $\beta$ .

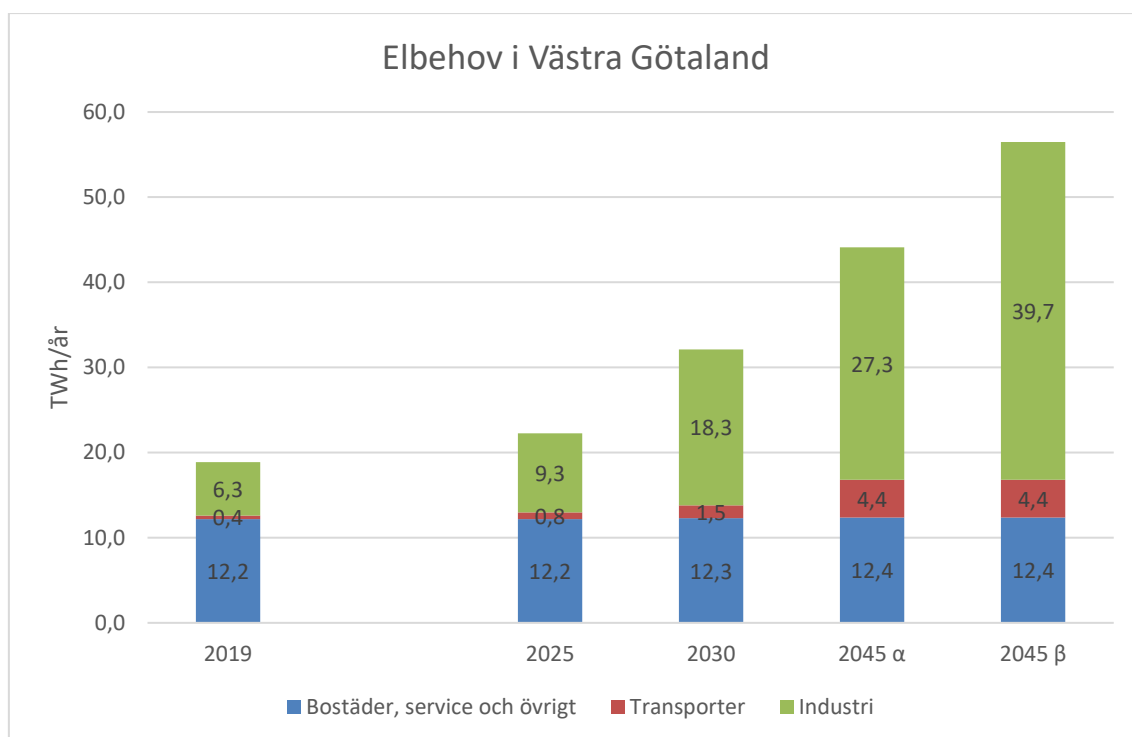
Det är värt att lyfta att det uppskattade elbehovet för industrin som inkluderats i scenarierna för år 2045 i stor utsträckning är sådant som industrin kommer vilja implementera tidigare än så, troligen redan under 2030-talet.

## 2.4 Totalt elbehov

Det totala tillkommande elbehovet inom Västra Götaland presenteras i Tabell 4 och är specificerat för de analyserade sektorerna. Det totala elbehovet kan ses i Figur 2 där år 2019 är inkluderat som referens.

Tabell 4. Tillkommande elbehov inom Västra Götaland i relation till dagens behov.

Tillkommande elbehov (TWh)	2025	2030	2045 $\alpha$	2045 $\beta$
Bostäder, service och övrigt	0	0	0	0
Datacenter	0	0,1	0,2	0,2
Transportsektorn	0,4	1,1	4,0	4,0
Industrisektorn	3,0	12,0	21,0	33,4
<b>TOTALT TILLKOMMANDE ELBEHOV</b>	<b>3,4</b>	<b>13,2</b>	<b>25,2</b>	<b>37,6</b>



Figur 2. Dagens elanvändning och scenarios för framtiden för Västra Götaland, fördelat per sektor år 2025, 2030 och 2045. Siffrorna i staplarna visar det totala förväntade elbehovet inklusive dagens elanvändning. 2045  $\alpha$  och 2045  $\beta$  visar på ett spann för framtida elbehov där osäkerheterna är stora, de är varken tänkta att spegla ett min- eller maxbehov.

Det är viktigt att ha i åtanke att en stor efterfrågan på nyanslutningar och utökad effekt redan har gjorts inom länet, framför allt från industriaktörer. Den totala tillkommande efterfrågade effekten från transmissionsnätet är 1200 MW avseende tidsperioden år 2026–2030 samt ytterligare 1300 MW under tidigt 2030-tal, vilket motsvarar en total

ökning med 2500 MW jämfört med dagens nivå på 3800 MW. Totalt sett har mer effekt efterfrågats men förfrågningarna har aggregats ihop och hänsyn har tagits till sammanlagringseffekter varför efterfrågan på transmissionsnätets nivå beräknas bli 2500 MW.

De aktörer som var med i den första förfrågan till Svenska kraftnät på 1200 MW kommer erhålla detta etappvis fram till 2035, 400 MW finns tillgängligt redan idag, därefter möjliggörs ytterligare uttagsökningar år 2026 med 200 MW, 2031 med 400 MW och 2035 med 200 MW. De resterande 1300 MW finns i dagsläget ingen prognos för. Åtgärder för transmissionsnätet för att kunna hantera de första 1200 MW har redan gjorts, exempelvis genom tidigareläggning av planerad reinvestering, förstärkning av befintligt nät och ny ledning. I Svenska Kraftnäts rapport Nätutvecklingsplan 2024–2033 anges att de ”ser möjligheter att på sikt klara kapaciteten i området med tanke på de ansökningar som har kommit in gällande ny kärnkraft i Ringhals och större vindkraftsparker till havs i området. Tidplanen för dessa produktionskällor är dock mycket osäkra och alternativa lösningar för att tillgodose ökade uttag behöver därför undersökas under tiden.” Det pågår även ett arbete med att ta fram flexibilitetslösningar som kan mildra kapacitetsbristen under tiden som Svenska kraftnät förstärker transmissionsnätet för att möjliggöra resterande uttagsutökning på 1300 MW<sup>17</sup>.

Detta innebär att industrins omställning inom länet är beroende av tidplaner för havsbaserad vind och ny kärnkraft i Ringhals samt att dessa realiserar. Dessutom ställs krav på att flexibilitetslösningar finns att tillgå. Elnätet och dess utveckling presenteras och diskuteras ytterligare i avsnitt o.

Vetskapen om kapacitetsutmaningen i elnätet har industrin i åtanke när de planerar och beslutar om förändringar så som omställningsprojekt eller när ny industri skall etableras inom länet.

---

<sup>17</sup> [Nätutvecklingsplan 2024–2033 \(svk.se\)](#)

### 3 Framtida elproduktion

I denna potentialuppskattning för framtida elproduktion inkluderas vattenkraft, land- och havsbaserad vindkraft, kraftvärme samt solel eftersom det är dessa kraftslag som är aktuella inom länet inom rimlig framtid. Potentialuppskattningen har framförallt baserats på sammanställning av tidigare studier. Ett resonemang har förts kring möjligheten att bygga ny kärnkraft inom länet.

Enligt statistik från SCB tillgodoses länets elbehov<sup>18</sup> (2021) med en viss andel lokal elproduktion<sup>19</sup> enligt Tabell 5. Länets totala elbehov 2021 är enligt SCB ca 19,4 TWh och den totala lokala elproduktionen är ca 5,7 TWh, d.v.s. ca 30% av länets elbehov kan tillgodoses från el producerad inom länet. Egenförsörjningsgraden är med andra ord väldigt låg och ett behov av ökad regional produktion i Västra Götaland uttrycks bl.a. av Svenska kraftnät i deras nätutvecklingsplan<sup>20</sup>. Den regionala produktionen behövs för att kunna möta den massiva ökning av elbehov som förväntas i länet och därmed bidra till att möjliggöra energiomställningen. Men regional produktion är även positiv utifrån andra aspekter, så som ökad robusthet och resiliens. Resterande elbehov, ca 70%, tillgodoses genom att elenergi producerad utanför länet överförs via elnätet.

Tabell 5. Västra Götalands elproduktion och elbehov 2021.

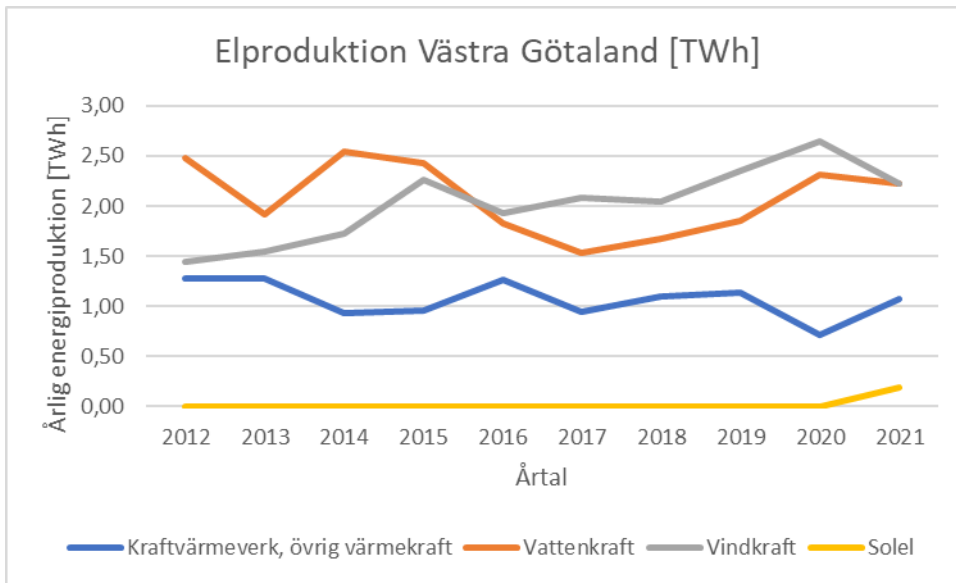
	Elproduktion	Andel av total produktion i länet	Andel motsvarande totalt elbehov i länet
Vindkraft	2,2 TWh	39%	11%
Vattenkraft	2,2 TWh	39%	11%
Solel	0,2 TWh	3%	1%
Kraftvärme	1,1 TWh	19%	6%
<b>Totalt</b>	<b>5,7 TWh</b>	<b>100%</b>	<b>29%</b>

Figur 3 visar hur länets elproduktion varierat över en tioårsperiod.

<sup>18</sup> [Slutanvändning \(MWh\) efter region, förbrukarkategori, bränsletyp och år. PxWeb \(scb.se\)](#)

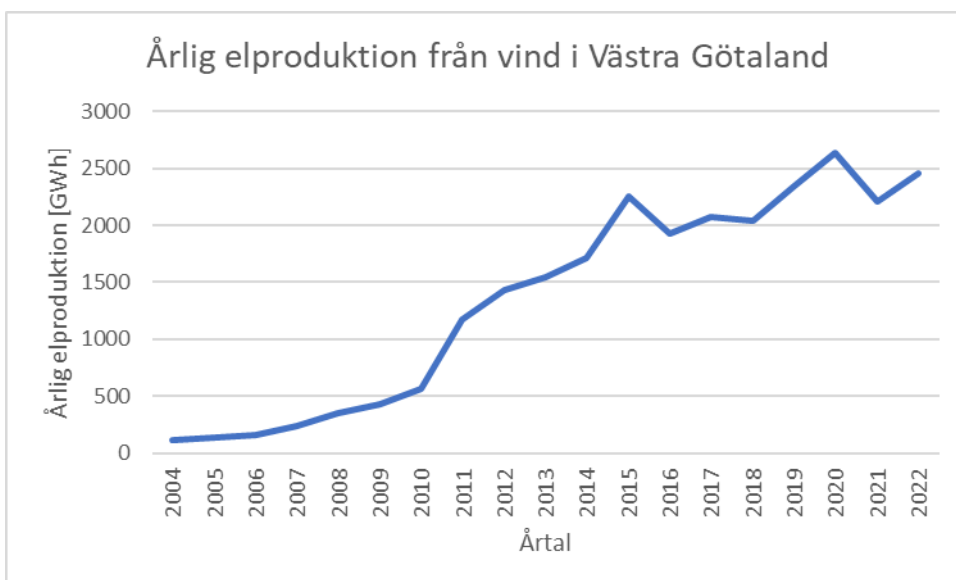
<sup>19</sup> [Elproduktion och bränsleanvändning \(MWh\) efter region, produktionssätt, bränsletyp och år. PxWeb \(scb.se\)](#)

<sup>20</sup> [Nätutvecklingsplan 2024–2033 \(svk.se\)](#)



Figur 3. Årlig elproduktion för olika kraftslag i Västra Götaland perioden 2012 – 2021<sup>21</sup>.

Elproduktionen från vattenkraften i Västra Götaland varierar mellan 1,5 – 2,5 TWh/år beroende på tillgången på vatten och den största produktionen sker i Trollhättan. Elproduktionen från kraftvärme i regionen varierar mellan 0,7 – 1,3 TWh. Det lägsta värdet är för 2020 och skillnaden mot närliggande år är mycket beroende på de låga elpriserna. I Västra Götaland finns både solparker och vindkraftsparker och den övergripande trenden är att produktionen från dessa kraftslag ökar, se Figur 4 för vindkraftsproduktionens utveckling. 2021 gick den årliga energiproduktionen från vind ner något, troligen p.g.a. väderfaktorer.

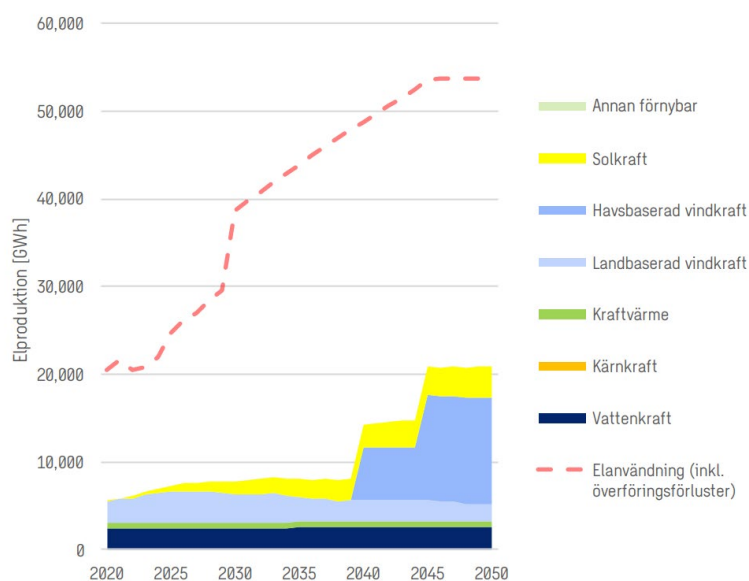


Figur 4. Årlig elproduktion för vindkraft i Västra Götaland perioden 2004 – 2022<sup>22</sup>

<sup>21</sup> [Elproduktion och bränsleanvändning \(MWh\) efter region, produktionssätt, bränsletyp och år. PxWeb \(scb.se\)](https://www.pxweb.scb.se)

<sup>22</sup> [Antal verk, installerad effekt och vindkraftproduktion per län, 2003-. PxWeb \(energimyndigheten.se\)](https://www.energimyndigheten.se)

Hur elanvändningen och effektbehovet samt elproduktionen kan komma att utvecklas på nationell nivå fram till 2050 presenteras i Swecos Elnätsrapport från 2023<sup>23</sup>. Rapporten innehåller även ett avsnitt med bedömningar över Västra Götalands län vilket sammanfattas i Figur 5. Som figuren illustrerar görs bedömningen att elproduktionen på årsbasis ligger långt under den uppskattade årliga elanvändningen (röd streckad linje). Då elanvändningen förväntas stiga kraftigt är det förväntande underskottet fortsatt högt, t.o.m. ökande, trots uppskattad ökning av elproduktionen. I Swecos högscenario är det elproduktionen från den havsbaserade vindkraften, troligtvis flytande, som står för den allra största ökningen i Västra Götalands län. Solkraft förväntas öka, medan elproduktionen från kraftvärme och vattenkraft bedöms konstant. Den landbaserade vindkraften bedöms öka fram till 2025 – 2030 varefter den antas minska något.



Figur 5. Uppskattad utveckling av elproduktionen i Västra Götalands län enligt högscenariot i Swecos Elnätsrapport 2023<sup>24</sup>

Gällande utvecklingsvägar för elproduktion på nationell nivå lyfter Energimyndighetens rapport från 2023<sup>25</sup> följande:

- Utbyggnad av landbaserad vindkraft och solkraft samt effekthöjningar inom vattenkraft, kraftvärme och befintlig kärnkraft bedöms kunna möta behovet på kort sikt, fram till 2030–2035.
- För att möta behovet på lite längre sikt, efter 2030–2035, ses potentialen att bidra med stora produktionsvolymerna främst hos havsbaserad vindkraft och utbyggnad av ny kärnkraft. Även utbyggnad av solkraft och effekthöjningar i vattenkraft och kraftvärme är viktiga på lång sikt.

Rapporten presenterar även en uppskattad jämförelse av ledtiderna för olika kraftslag, se Figur 6. Grön är kortast tidsspann och röd längst. Grå färg anger att det väldigt svårt att uppskatta.

<sup>23</sup> [ELNÄTSRAPPORTEN 2023 - Investeringsbehovet i det svenska kraftsystemet till 2045 \(ellevio.se\)](https://www.ellevio.se/ELNÄTSRAPPORTEN-2023-Investeringsbehovet-i-det-svenska-kraftsystemet-till-2045)

<sup>24</sup> [ELNÄTSRAPPORTEN 2023 - Investeringsbehovet i det svenska kraftsystemet till 2045 \(ellevio.se\)](https://www.ellevio.se/ELNÄTSRAPPORTEN-2023-Investeringsbehovet-i-det-svenska-kraftsystemet-till-2045)

<sup>25</sup> <https://www.energimyndigheten.se/klimat--miljo/sveriges-elektrifiering/uppdrag-inom-elektrifieringen/analysera-utvecklingsvagar-for-befintlig-och-ny-elproduktion/>

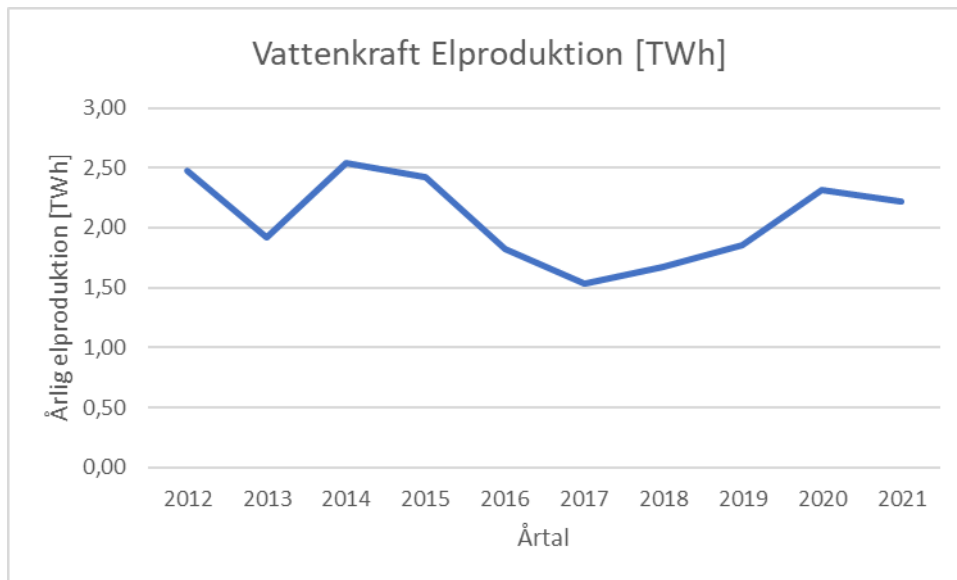


	Kärnkraft	Kärnkraft (SMR)	Vindkraft på land	Vindkraft till havs	Solkraft	Vattenkraft (effekthöjning)	Kraftvärme
Projektering	■	■	■	■ / ■	■	■	■
Tillståndsprocess	■	■	■	■ / ■	■	■	■
Byggtid	■ / ■	■ / ■	■	■	■	■	■
Drifttid	45–60 år	45 år	25 år	25–30 år	30 år	+50 år	30 år

Figur 6. Energimyndighetens uppskattade jämförelse av olika ledtider för olika kraftslag<sup>26</sup>.

### 3.1 Vattenkraft

I Västra Götaland finns det enligt uppgift från länsstyrelsen drygt 200 vattenkraftsanläggningar som producerar el, där majoriteten utgörs av mycket småskaliga anläggningar. Länet har ett stort reglermagasin i Vänern. År 2021 producerades ca 2,2 TWh i Västra Götalands län och medelvärdet över en 10-årsperiod (2012 – 2021) är ca 2,1 TWh, med en lägsta nivå på ca 1,5 TWh och en högsta nivå på ca 2,5 TWh<sup>27</sup>, se Figur 7.

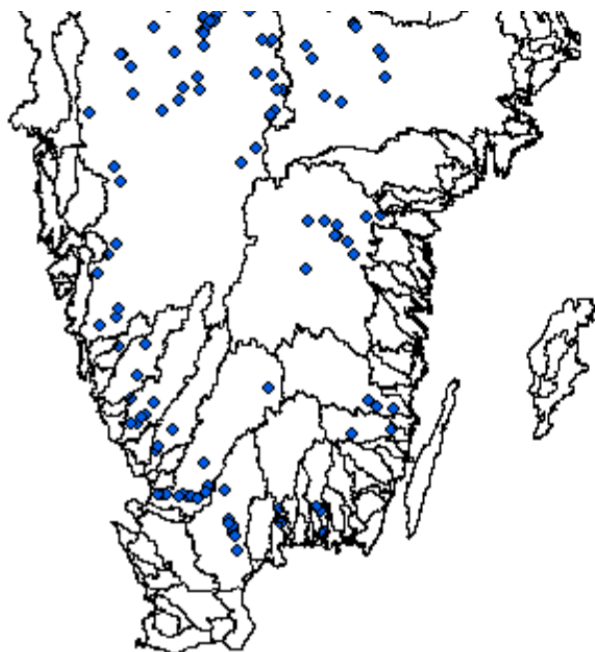


Figur 7. Elproduktionen i TWh från Västra Götalands vattenkraft från 2012 – 2021.

Vattenkraftverk kan ha många förmågor som bidrar positivt till elsystemet så som reglerförmåga, elberedskapsförmåga, samt förmåga att bidra till frekvens och spänningsstabilitet. Olika vattenkraftverk har olika förmågor beroende på dess design och utrustning. Vattenkraftverken delas in i olika klasser beroende på dess relativa reglerförmåga, där klass 1 har bäst förmåga. Figur 8 visar de vattenkraftverk i södra Sverige som bedöms ha högt relativt reglerbidrag. Som kan ses finns ett antal av dessa i Västra Götaland.

<sup>26</sup> [Utvecklingsvägar för elproduktion \(energimyndigheten.se\)](https://www.energi.se/utvecklingsvagar-for-elproduktion)

<sup>27</sup> [Elproduktion och bränsleanvändning \(MWh\) efter region, produktionsätt, bränsletyp och år. PxWeb \(scb.se\)](https://www.pxweb.scb.se/elproduktion-och-bransleanvandning)



Figur 8. Vattenkraftverk i södra Sverige som bedöms ha högt relativt reglerbidrag (klass 1 och 2)<sup>28</sup> Som en del i att uppnå de nationella energi- och miljömålen och säkerställa att alla vattenkraftverk ska ha moderna miljövillkor, infördes i januari 2019 ändringar i miljöbalken som innebär att alla vattenkraftverk ska prövas mot kraven i miljöbalken. Tanken är att omprövningarna ska leda till största möjliga nytta för vattenmiljön och en nationell effektiv tillgång till vattenkraftsel. Arbetet är tänkt att pågå ungefär fram till 2040<sup>29</sup>.

Hur processen med att förnya miljötillstånden för vattenkraft kommer att påverka produktionen i Västra Götaland är osäkert. Länet har många små anläggningar. Den småskaliga vattenkraftens möjligheter att klara av de nya kraven lyfts som en osäkerhet i Länsstyrelsens vägledning för kommunala energiplaner<sup>30</sup>.

Svenska kraftnät skriver i sin utredning om vilka konsekvenser omprövningen av vattenkraften medför<sup>31</sup> att *alla typer av miljöanpassning av vattenkraft som minskar elproduktion, baskraft och framför allt reglerförmåga kan försvåra både för driftsäkerheten i systemet och elektrifieringen*. Påverkan på elsystemet blir störst då miljöanpassningar genomförs i klass-1 kraftverk då dessa kraftverk står för majoriteten av i elsystemets reglerförmåga.

I Energimyndighetens rapport om Utvecklingsvägar för energiproduktionen<sup>32</sup> omnämns att trots att det finns riktlinjer för hur stor negativ påverkan de planerade omprövningarna tillåts ha på produktionsförluster, är ändå risken att de kan leda till minskade produktionsnivåer högre än riktvärdet bl.a. på grund av åtgärder som följer av de EU-rättsliga Natura 2000-kraven. Riktlinjerna gällande produktionsförluster är 1,5 TWh vilket motsvarar drygt 2% av den totala nationella vattenkraftsproduktionen

<sup>28</sup> [Vattenkraftens reglerbidrag och värde för elsystemet \(energimyndigheten.se\)](http://energimyndigheten.se)

<sup>29</sup> [Nationell plan för moderna miljövillkor för vattenkraftverk | Länsstyrelsen Västra Götaland \(lansstyrelsen.se\)](http://lansstyrelsen.se)

<sup>30</sup> [Vägledning för kommunala energiplaner \(lansstyrelsen.se\)](http://lansstyrelsen.se)

<sup>31</sup> [Att kartlägga de konsekvenser för elsystemet som omprövning av vattenkraften medför m.m \(svk.se\)](http://svk.se)

<sup>32</sup> [Utvecklingsvägar för elproduktion \(energimyndigheten.se\)](http://energimyndigheten.se)

2022<sup>33</sup>. Västra Götalands vattenkraftsproduktion motsvarar ca 3% av den nationella vattenkraftsproduktionen. Om vi antar att de produktionsförluster som tillåts enligt riktlinjerna skulle fördelas jämnt på den årliga produktionen, skulle 3% av produktionsförlusterna hamna i Västra Götaland vilket motsvarar ca 0,05 TWh. Med tanke på att det i Västra Götaland finns många små vattenkraftsanläggningar<sup>34</sup>, vilka riskerar att få svårare att möta de nya krav som ställs, är det troligt att produktionsförlusterna i Västra Götaland hamnar lite över en proportionerligt beräknad mängd.

I Energimyndighetens rapport nämns även att trots att potentialen för utbyggnad av vattenkraft är låg finns möjligheter till effekthöjningar hos befintliga verk. Rapporten nämner också att produktionen kan förväntas stiga p.g.a. klimatförändringarna. Detta påvisas även i en Energiforskrappport från 2023<sup>35</sup>. Studien visar att den genomsnittliga årsproduktionen från vattenkraft i ett varmare klimat stiger med mellan 3–12 % i flertalet av de svenska älvsystem som har undersökts. Göta älv ingick i studien, men beräkningarna av tillrinningarna bedömdes inte tillräckligt robusta för att resultaten skulle anses tillförlitliga. För Lagan, som geografiskt ligger närmast Göta älv av de älvar som ingick i studien, *minskade* dock den genomsnittliga årsproduktionen i ett varmare klimat. I Länsstyrelsen Västra Götalands beskrivning av länets energiproduktion<sup>36</sup> lyfts tendenserna för mildare och blötare vintrar i Västsverige, som en faktor som bör leda till ökade möjligheter att maximera uttaget från vattenkraftverken. Energiforsks studie påpekar att energisystemets utveckling och kommande miljöanpassningskrav potentiellt har större påverkan på vattenkraftsproduktionen än konsekvenserna av klimatförändringarna.

I Swecos Elnätsrapport 2023<sup>37</sup> antas en viss effektökning hos Vattenkraften i SE1 och SE2, men ingen i SE3. Elproduktionen antas relativ lik dagens nivåer, med en marginell ökning på årsproduktionen i Västra Götaland till 2035. Åsa Pettersson, vd Energiföretagen, uppskattar att elproduktionen från vattenkraft kommer vara oförändrad år 2030, med en möjlig risk för en produktionsminskning<sup>38</sup>. Då uppgifterna gällande klimatförändringarnas påverkan på vattenkraftsproduktionen i Västra Götaland känns osäkra, inkluderas inte dess potentiella påverkan i denna potentialuppskattning. Den potentiella minskningen i produktion p.g.a. omprövningar av ändrade miljökrav förväntas vara relativt små och likaså den potentiella ökningen p.g.a. eventuella effekthöjningar.

Baserat på det som beskrivits ovan antas därför potentialen för elproduktion från vattenkraften i Västra Götaland oförändrad både gällande årlig elproduktion och installerad effekt, vilket redovisas i Tabell 6 och Tabell 7. Installerad effekt är baserad på de ca 150 anläggningar som sammanställts på Vattenkraft.info<sup>39</sup>. I brist på tillgänglig information kring installerad effekt anses detta som en rimlig storleksordning att anta.

<sup>33</sup> [Bruttotillförsel av el-energi, GWh efter produktionsslag och år. PxWeb \(scb.se\)](#)

<sup>34</sup> [Västra Götalands Län - vattenkraft.info - Vattenkraften i Sverige](#)

<sup>35</sup> [2023-924-klimatfo-ra-ndringarnas-inverkan-pa-vattenkraftens-produktions-och-reglerfo-rma-ga.pdf \(energiforsk.se\)](#)

<sup>36</sup> [Vägledning för kommunala energiplaner \(lansstyrelsen.se\)](#)

<sup>37</sup> [ELNÄTSRAPPORTEN 2023 - Investeringsbehovet i det svenska kraftsystemet till 2045 \(ellevio.se\)](#)

<sup>38</sup> [Konferens: Fossilfri konkurrenskraft 2023 - Fossilfritt Sverige](#)

<sup>39</sup> [Västra Götalands Län - vattenkraft.info - Vattenkraften i Sverige](#)

Tabell 6. Uppskattad potential gällande årlig elproduktion i TWh från vattenkraft i Västra Götaland.

Kraftslag	2023	2025	2030	2045
Vattenkraft	2,1	2,1	2,1	2,1

Tabell 7. Uppskattad potential gällande vattenkraftens installerade effekt i MW i Västra Götaland.

Kraftslag	2023	2025	2030	2045
Vattenkraft	520	520	520	520

## 3.2 Solel

Enligt Energimyndighetens statistik hade Västra Götalands län 2022 knappt 400 MW installerad effekt från nätanslutna solcellsanläggningar, varav ca 380 MW är från anläggningar mindre än 1 MW<sup>40</sup>. Det finns enligt Energimyndighetens statistik nio anläggningarna större än 1 MW i Västra Götalands län, fyra av dessa är markinstallationer. Den installerade effekten hos länets befintliga solcellsparker (markinstallationer) är drygt 17 MW<sup>41, 42</sup>.

För att bedöma elproduktion från en solcellsanläggning krävs flera uppgifter; storlek på system (installerad effekt), systemförluster, solcellsteknologins verkningsgrad, geografisk placering, azimutvinkel, solcellsmodulernas lutning och skuggande objekt. För uppskattningar finns ett kalkylverktyg som EU kommissionen tagit fram, PVGIS, där tre olika databaser för solinstrålning finns att tillgå<sup>43</sup>. För mittpunkten av Västra Götaland (nära Nossebro) ger en installerad kW<sub>p</sub>, med valda parametrar (se Figur 9), en årlig produktion på 1014 kWh/ år. Samma anläggning ger per år i Göteborg 1117 kWh, Strömstad 1131 kWh och Mariestad 1022 kWh.

<sup>40</sup> [Nätanslutna solcellsanläggningar, antal och installerad effekt, från år 2016 - PxWeb \(energimyndigheten.se\)](https://www.energi.se/nyheter/2022/09/22/natanslutna-solcellsanlaggningar-antal-och-installerad-effekt-fran-ar-2016-pxweb-energimyndigheten.se)

<sup>41</sup> [Sveriges största solcellsanläggningar - Svensk solenergi](https://www.energi.se/nyheter/2022/09/22/sveriges-storsta-solcellsanlaggningar-svensk-solenergi)

<sup>42</sup> [En kartläggning av Solcellsparker i Sverige 2021 - RISE](https://www.energi.se/nyheter/2022/09/22/en-kartlaggning-av-solcellsparker-i-sverige-2021-ri-se)

<sup>43</sup> [JRC Photovoltaic Geographical Information System \(PVGIS\) - European Commission \(europa.eu\)](https://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&code=sdg-7.2.1&plugin=1)

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

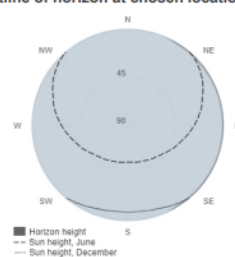
**Provided inputs:**

Latitude/Longitude: 58.203,12.650  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-ERA5  
 PV technology: Crystalline silicon  
 PV installed: 1 kWp  
 System loss: 14 %

**Simulation outputs**

Slope angle: 35 °  
 Azimuth angle: 0 °  
 Yearly PV energy production: 1014.37 kWh  
 Yearly in-plane irradiation: 1248.36 kWh/m<sup>2</sup>  
 Year-to-year variability: 28.03 kWh  
 Changes in output due to:  
 Angle of incidence: -2.94 %  
 Spectral effects: 1.5 %  
 Temperature and low irradiance: -4.1 %  
 Total loss: -18.74 %

**Outline of horizon at chosen location:**



**Monthly energy output from fix-angle PV system:**



**Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:**



Figur 9. Kalkylverktyg PVGIS med data för mittpunkten av Västra Götaland<sup>44</sup>

För potentialbedömningar i denna studie antas en elproduktion på 1000 kWh/år per installerad kW (förkortas kW<sub>p</sub>) om ingen annan information angetts.

Detta antagande medför en årlig elproduktion på ca 400 GWh i Västra Götaland. Värt att notera är att den årliga elproduktionen från sol i Västra Götaland som SCB presenterar för 2021, och som är inkluderad i Tabell 5, är 189 GWh. Den installerade effekten hos nätslutna solcellsanläggningar ökar snabbt vilket ses i Figur 12.

Det finns ett stort intresse för att installera solkraft, både bland privata kunder och kommersiella aktörer. Länsstyrelsen i Västra Götaland ser en enorm ökning av antalet ansökningar vilket illustreras i Figur 10. Figuren visar antalet 12:6 samrådsansökningar, men Länsstyrelsen ser även en ökning gällande ansökningar om frivilligt tillstånd, som ofta är den ansökan som görs då det gäller större solcellsanläggningar. Frivilligt tillstånd kräver mer omfattande underlag, har bindande villkor, innefattar förankring genom samråd med lokalsamhället med fördelen att detta tillstånd ger en ökad juridisk trygghet jämfört med en samrådsansökan. I oktober 2023 hade totalt 122 ansökningar om samråd gjorts till Länsstyrelsen i Västra Götaland medan totalt 12 ansökningar om frivilligt tillstånd gjorts. Den effekt som ansökts om i samråd uppgår totalt till dryga 1600 MW (förbjudna och avvisade inkluderade) medan den totala effekten hos ansökningarna för frivilligt tillstånd uppgår till dryga 800 MW, d.v.s. färre men större solcellsparker.

<sup>44</sup> [JRC Photovoltaic Geographical Information System \(PVGIS\) - European Commission \(europa.eu\)](https://ec.europa.eu/jrc/en/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis)



Figur 10. Antalet 12:6 samrådsansökningar inkomna per år för Västra Götalands län t.o.m. 2023<sup>45</sup>

Då solcellsparker är relativt nytt kan hanteringen skilja sig åt mellan olika län och det är inte helt tydligt hur lagtexter bör tolkas och hur olika samhällsvärden ska ställas mot varandra. Enligt Tidningen Energi från Energiföretagen<sup>46</sup> visar en ny undersökning från Novus att 86 procent av landets länsstyrelser anser att lagstiftningen behöver förtydligas för att underlätta tillståndsprövningen. Förtydliganden som önskas är främst kring hur avvägning mellan energiproduktion och miljökrav skall hanteras för större solcellsparker. Det är framförallt lokaliseringsfrågan som lyfts som problematisk. Utmaningarna gäller främst de stora parkerna, ibland hundratals hektar. Ansökningar för mindre parker på någon hektar är oftast inte lika problematiska utan kan godkännas på några veckor. VDn på solcells företaget Ilmatar Solar – som har beställt Novus-undersökningen, menar att den otydliga lagstiftningen bidrar till att utbyggnaden av svensk solenergi saktar ner. ”Vi kan etablera en storskalig solcellspark på bara 18 månader från den dagen vi får tillstånd från Länsstyrelsen.”

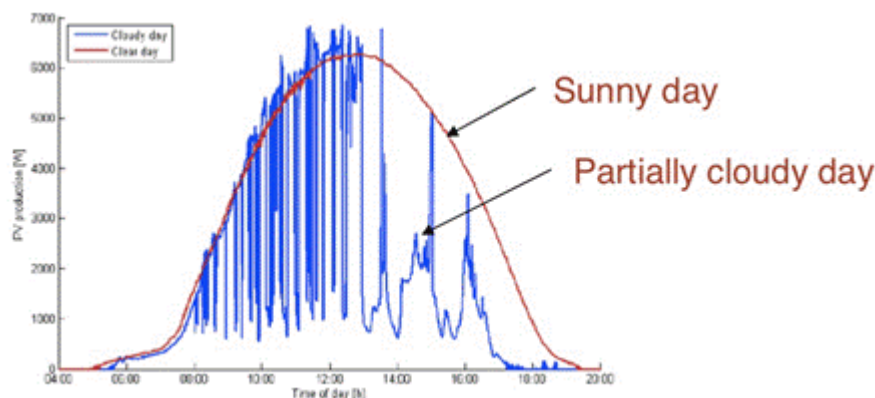
Länsstyrelsen i Västra Götaland konfirmerar att samrådsprocessen brukar gå fort. I dessa fall har Länsstyrelsen sex veckor på sig att fatta ett beslut, men de kan ofta avvakta med att ta beslut om ytterligare underlag/kompletteringar krävs från den som gjort anmälan. Vilket kan göra att samrådsprocessen och beslutsfattande kan sträcka sig från en månad till maximalt ett halvår. Tillståndsprocessen för frivilligt tillstånd är något mer tidskrävande, där den kan ta upp till ett år<sup>47</sup>.

Det är viktigt att ta i beaktning att solet är intermittent elproduktion, d.v.s. detta kraftslag kan inte planeras och tillgängligheten beror av vädret, vilket producenten inte har rådighet över och som illustreras i Figur 11 som visar soletproduktion över ett dygn och Figur 9 som bl.a. visar hur soletproduktion från en (1) installerad kWp beräknas fördela sig över årets månader. Lagring, i exempelvis batterier, kan dock jämna ut kurvan inte minst på dygnsbasis.

<sup>45</sup> Underlag uthämtat från Länsstyrelsen i Västra Götaland t.o.m. december 2023

<sup>46</sup> [Otydlig lagstiftning kan bromsa solcellsparker \(energi.se\)](https://energi.se)

<sup>47</sup> Diskussion 24:e november 2023 med Kristina Höök-Patriksson, Länsstyrelsen i Västra Götaland



Figur 11. Solelproduktion över dygnet för en solig dag (röd) respektive en delvis molnig dag (blå).<sup>48</sup>

En sammanställning över potentialen för elproduktion från solceller görs i denna studie baserat på det nuläge som beskrivits ovan och baserat på befintliga studier över framtida potentialer. Potentialen för solceller har i denna studie delats upp på följande kategorier:

- Befintliga byggnader
- Nybyggnation
- Markinstallationer

### 3.2.1 Potential befintliga byggnader

Potentialen för solelproduktion från installationer på befintliga byggnader bygger främst på en studie, utförd av RISE 2022. I denna studie undersöktes potentialen för solelproduktion på taken av befintliga byggnader inom Västra Götaland<sup>49</sup>. Studien är utförd för att ge en grov potential och utgår från byggnadsarea hämtad från Lantmäteriets kartmaterial, procentsatser för byggnaders täckningsgrad av solcellsanläggningar framtagna utifrån fallstudier samt nyckeltal på elproduktion per m<sup>2</sup>. Nyckeltalet 130 kWh/m<sup>2</sup>, som använts för solelproduktion per yta, är en genomsnittssiffra från ett antal referenser. Solelpotentialen från befintliga byggnader beräknades för ett antal olika kategorier och presenteras i Tabell 8. Rapporten anger att kategorin Komplementbyggnader innehåller flera byggnader med en yta större än vad som är rimligt för en komplementbyggnad. Kategoriseringen kan därför vara tveksam, men takyta existerar varför den inkluderats i potentialen.

Tabell 8. Uppskattad solelpotential per byggnadskategori.

	Antagen täckningsgrad	Uppskattad effekt*	Solelpotentialen
Småhus	37%	2 400 MW	2,4 TWh
Flerfamiljshus	27%	400 MW	0,4 TWh
Samhällsfunktioner	29%	400 MW	0,4 TWh

<sup>48</sup> [A Case Study in the Future Challenges in Electricity Grid Infrastructure; Van den Akker, Blok, Budd, Eggermont, 2012](#)

<sup>49</sup> [Potentialstudie solelproduktion byggnader Västra Götaland \(diva-portal.org\)](#)

	Antagen täckningsgrad	Uppskattad effekt*	Solelpotentialen
Industribyggnader	40%	900 MW	0,9 TWh
Ekonomibygnader inkluderar: ekonomibygnader, övriga byggnader och verksamhetsbyggnader	21% resp. 40%	500 MW	0,5 TWh
Komplementbyggnader	21%	1 400 MW	1,4 TWh
Total solelproduktion		6 000 MW	<b>6,0 TWh</b>

\*1000 kWh/kW<sub>p</sub> produktion per år antaget

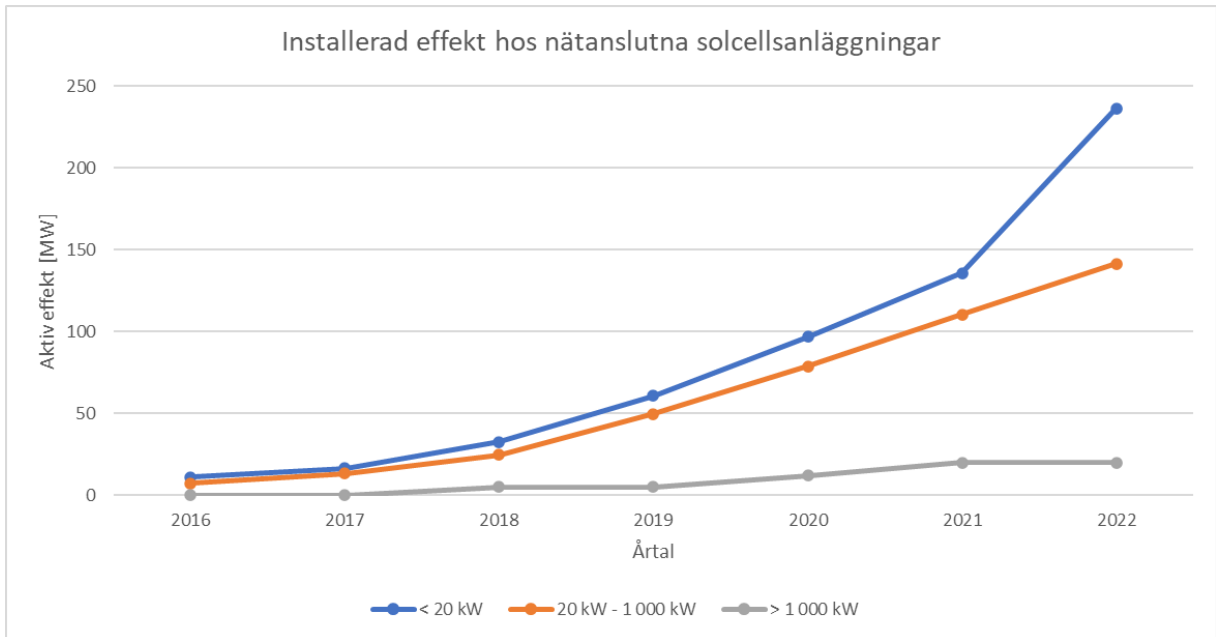
Potentialen som beräknats gäller om *alla* tak nyttjades för solelproduktion, vilket inte är sannolikt. Studien understryker att begränsande faktorer så som detaljplanebestämmelser, kulturhistoriskt värde på byggnader, konstruktiva begränsningar m.m. inte tagits i beaktning. Denna potentialminskning menar studien dock kan vägas upp av potentialen hos andra ytor inom fastigheterna som parkeringsytor, fasad- och mindre markanläggningar vilken inte inkluderats. Studien utgår även från täckningsgraden vid tillfället för fallstudierna, vilken potentiellt är annorlunda i framtiden. Även solelproduktionen per yta skulle kunna bli högre i framtiden, med mer effektiva lösningar. Det finns mycket osäkerhet, men syftet med denna studie är främst att försöka få en bild av storleksordningen hos olika potentialer. Potentialbedömningarna skall inte förväxlas med scenariobedömningar, ytor för solel finns att tillgå men flera faktorer påverkar om anläggningar blir av eller ej.

RISE potentialstudie från 2022 påpekar att om kommissionens mål, gällande att installationer av solenergi på tak ska bli obligatoriska för nya och befintliga offentliga och kommersiella byggnader med användbar golvyta större än 250 m<sup>2</sup> år 2027 (nya redan år 2026), verkställs skulle detta medföra att potentialen listad för Samhällsfunktioner, Industribyggnader och Ekonomibygnader på 1,8 TWh skulle realiseras redan 2030. Troligt är att medlemsländerna i slutversionen av EPBD, ”*Energy Performance of Buildings Directive*”, får styra mer över implementeringen och tidsaspekten, än vad kommissionen initialt formulerat. Uppdateringen av EU-direktivet EPBD väntas i början 2024<sup>50</sup>. I direktivet ingår ett nytt kapitel, ”*Article 9a, Solar Energy in Buildings*”, en del av EU kommissionens solenergi strategi för unionen. Slutformuleringen är en kompromiss mellan kommissionens, rådets och parlamentets förslagstexter och blir lagligt bindande vid publicering i ”*The official Journal of the European Union*”. Först då vet vi exakt formulering.

Hur snabbt potentialen för bostadshus och dess komplementbyggnader (4,2 TWh enligt Tabell 8) kan realiseras är oklart. Trenden på senare år har visat på ett stort intresse hos småhusägare att installera solceller. Denna trend syns även för flerfamiljshus. Utifrån Energimyndighetens statistik ses att den installerade effekten för nätanslutna solcellsanläggningar under 20 kW närmare fyrdubblats mellan 2019 och 2022. För nätanslutna solcellsanläggningar mellan 20 kW och 1000 kW var motsvarande nästan en tredubbling, se Figur 12.

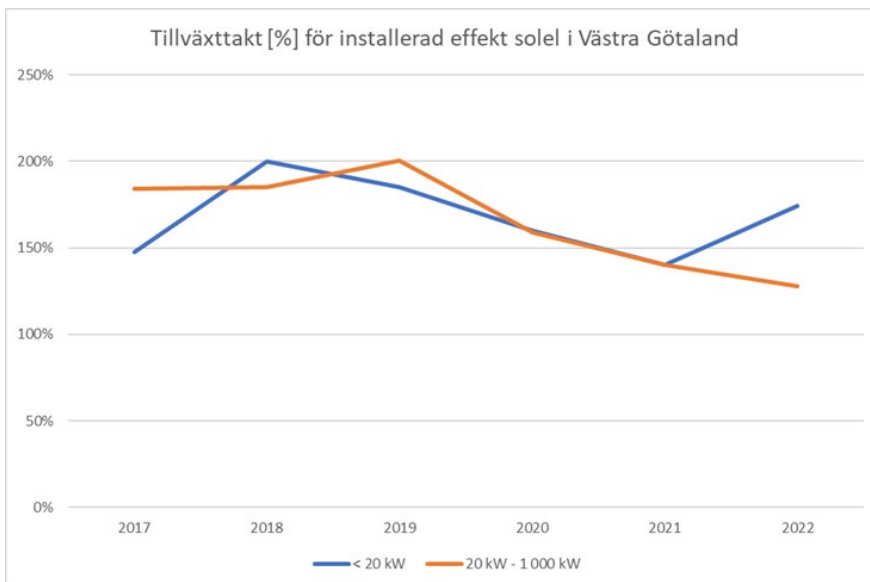
<sup>50</sup> [Energy Performance of Buildings Directive \(europa.eu\)](https://europa.eu)





Figur 12. Trend över hur den installerade effekten för nätanslutna solcellsanläggningar<sup>51</sup> utvecklats mellan 2016 och 2022.

Om en årlig tillväxttakt på 140% antas för anläggningar mindre än 20 kW respektive 130% för solcellsanläggningar mellan 20 kW och 1 000 kW, vilket är lägre än trenden för mindre anläggningar under senare år enligt Figur 13, skulle den installerade effekten från nätanslutna solcellsanläggningar upp till 1 000 kW motsvara drygt 4 500 MW år 2030.



Figur 13. Förändringsfaktor för den installerade effekten hos nätanslutna solcellsanläggningar jämfört med föregående år

Det anses orimligt att alla småhus- eller flerfamiljshusägare har intresse eller finansiella möjligheter att installera solceller, men potentialen finns där och vad som i praktiken av

<sup>51</sup> [Nätanslutna solcellsanläggningar, antal och installerad effekt, från år 2016 - PxWeb \(energimyndigheten.se\)](https://www.energimyndigheten.se/om-energi/nyheter/2022/04/2022-04-14-natanslutna-solcellsanlaggningar-antal-och-installerad-effekt-fran-ar-2016-)

olika anledningar inte installeras vägs möjligen upp av effektökningar och nya tekniska lösningar för nyttjande av yta.

Gällande tidsaspekten kan tillgång på material och installatörer vara en begränsande faktor. Vi gör bedömningen att det inte är rimligt att hela potentialen finns redan år 2030, exempelvis på grund av begränsningar hos installatörer. Potentialen för 2030 antas därför utifrån en årlig tillväxttakten beskriven ovan. Givet antagandet att hela potentialen hos befintliga offentliga och kommersiella byggnader finns tillgänglig 2030 innebär detta att ca 68% av potentialen för solel på bostadshus och dess komplementbyggnader finns till 2030 och resterande till 2045. En jämn installationstakt antas mellan 2023 och 2025.

Den uppskattade potentialen för solel från installationer på befintliga byggnader presenteras i Tabell 9.

Tabell 9. Uppskattad potential gällande elproduktion i TWh från solel på befintliga byggnader.

Kraftslag	2023	2025	2030	2045
Solel – befintliga byggnader	0,38	1,6	4,6	6,0

Baserat på en årsproduktion motsvarande 1000 kWh/kW<sub>p</sub> har den installerade effekten för befintliga byggnader beräknats och presenteras i Tabell 10.

Tabell 10. Uppskattad potential gällande installerad effekt i MW från solel på befintliga byggnader.

Kraftslag	2023	2025	2030	2045
Solel – befintliga byggnader	380	1 600	4 640	6 000

RISE tidigare potentialstudie från 2022<sup>52</sup> understryker att den framtida utbyggnaden av solcellsanläggningar på byggnader inte bara beror av fysiska begränsningar på tak utan även av politik och policys i form av vilka stöd som ges, skatteregler osv. Även begränsningar hos elnätet, exempelvis spänningsproblem, kommer att vara en viktig faktor gällande realiseringen av potentialen.

Den studien lyfter också möjligheter, så som solcellstak över parkeringsplatser, installationer som bullerplank och staket, samt längs vägar och järnvägar. Dess potential är inte medtagen.

### 3.2.2 Potential nybyggnation

Uppskattningen av potentialen för solelproduktion på nybyggnation grundar sig på antagningar och beräkningar utifrån Statistiska centralbyråns (SCBs) statistik för

<sup>52</sup> [Potentialstudie solelproduktion byggnader Västra Götaland \(diva-portal.org\)](https://diva-portal.org)

befolkning<sup>53</sup> och befolkningsprognos<sup>54</sup>, antal hushåll<sup>55</sup>, antal personer per hushåll<sup>56</sup>, samt bostadsbeståndet<sup>57</sup>.

Beräkningarna av antal småhus respektive flerbostadshus har gjort utifrån följande antaganden:

- Antal personer per hushåll: Trenden gällande antal personer per hushåll är sjunkande från 2011 då antalet var ca 2,19 till 2022 då antalet var ca 2,16. Beräkningarna utgår från 2022 års siffra.
- Antal bostäder per hushåll: Enligt statistiken är antalet bostäder högre än antalet hushåll, men i beräkningarna antas att varje nytt hushåll behöver en bostad.
- Andel småhus respektive flerbostadshus: Hur stor andel av bostäderna som är småhus verkar sjunka något från 45,5% år 2000 till 41,8% år 2022. Enligt SCBs kategorisering innefattar småhus även tvåbostadshus. Flerbostadshus innehåller enligt kategoriseringen tre eller fler lägenheter. Uppskattningarna är gjorda utifrån att småhus motsvarar en bostad. Sedan 2011 finns utöver kategorierna Andel i småhus och Andel bostäder i flerbostadshus även kategorierna Andel bostäder i övriga hus samt Andel bostäder i specialbostäder. Andel bostäder i övriga hus och Andel bostäder i specialbostäder utgör en relativt liten del (ca. 1,5% respektive ca. 5%). Båda de tillkommande kategorierna har räknats som Andel flerbostadshus. För prognoserna har antagits att 40% av nybyggnationerna är småhus och 60% flerbostadshus.

Enligt SCB motsvarar den genomsnittliga ytan i lägenheter i flerbostadshus 67 kvm<sup>58</sup>. Ett antagande om att flerbostadshus i snitt har 4 våningar har nyttjats för att räkna fram en uppskattad takyta för nybyggda flerbostadshus. För småhus nyttjades snitt-takytan för småhus i Västra Götaland från RISE potentialstudie<sup>59</sup>.

Potentialen hos solelproduktion från nybyggnation hos övriga byggnader än bostäder (småhus och flerbostadshus) har antagits genom att snittytan för respektive kategori per hushåll beräknats. Beräkningen baseras på totalytan per bostadskategori i RISE potentialstudie och antalet hushåll angivna i SCBs statistik för 2022. Snittytan för respektive kategori har sedan multiplicerats med det uppskattade antal tillkomna hushållen för 2025, 2030 respektive 2045.

De framräknade ytorna för de olika bostadskategorierna (för all nybyggnation), täckningsgraden för respektive kategori samt den uppskattade årsproduktionen per kvadratmeter nyttjades därefter för att beräkna den uppskattade potentiella årsproduktionen. Vid beräkning användes samma täckningsgrad och uppskattade årsproduktion per kvadratmeter som i RISE potentialstudie. Potentialen sammanfattas i Tabell 11.

<sup>53</sup> [Folkmängden efter region, civilstånd, ålder och kön. År 1968 - 2022. PxWeb \(scb.se\)](#)

<sup>54</sup> [Folkmängd efter region, inrikes/utrikes född, ålder och kön. År 2022 - 2070. PxWeb \(scb.se\)](#)

<sup>55</sup> [Antal och andel hushåll samt personer efter region och hushållsstorlek. År 2011 - 2022. PxWeb \(scb.se\)](#)

<sup>56</sup> [Antal personer och hushåll samt antal personer per hushåll efter region. År 2011 - 2022. PxWeb \(scb.se\)](#)

<sup>57</sup> [Antal lägenheter efter region, hustyp och upplåtelseform \(inklusive specialbostäder\). År 1990 - 2022. PxWeb \(scb.se\)](#)

<sup>58</sup> [Nästan 5,2 miljoner bostäder i landet \(scb.se\)](#)

<sup>59</sup> [Potentialstudie solelproduktion byggnader Västra Götaland \(diva-portal.org\)](#)



Solar Power Europe en kumulativ ökning på ca 20% för hela Europa och en sammansatt årlig tillväxttakt för Sverige på 30%.

Alla aktuella ansökningar om samråd t.o.m. december 2023 hos Länsstyrelsen med status *Handläggs*, *Inga synpunkter* eller *Föreläggande om försiktighetsmått* summeras till en årlig elproduktion på 0,6 TWh. Gällande ansökan om frivilligt tillstånd handläggs nu ärenden med en total potential på ca 0,8 TWh, enligt i ansökningarna angiven effekt och en antagen årsproduktion på 1000 kWh/kW<sub>p</sub>.

Byggnadsprocessen kan som nämnts ovan gå relativt fort och en park kan vara färdigställd ca 1,5 år efter tillstånd. I potentialuppskattningen för solelproduktion beaktas inte eventuella begränsningar från anslutningsprocessen för elnät och dess påverkan på när potentialen kan finnas tillgänglig. Utifrån bedömningen att processen mellan tillstånd och då parken skulle kunna driftas är mellan ett och två år, antas potentialen till 2025 baserat på de ansökningar om samråd med status *Inga synpunkter* eller *Föreläggande om försiktighetsmått* (d.v.s. de ansökningar om samråd som är tillåtna inkl. eventuella föreläggande om försiktighetsmått), vilka motsvarar en årlig elproduktion på 0,3 TWh. I potentialen inkluderas även de ansökningar om frivilligt tillstånd som efter avslutad samrådsprocess skickat in en ansökan och därmed ligger långt fram i tillståndsprocessen. I slutet av december 2023 var det två ansökningar som motsvarade detta kriterium, vilka utifrån i ansökningarna angiven effekt och en antagen årsproduktion på 1000 kWh/kW<sub>p</sub> skulle kunna ge en årlig elproduktion på ca 0,2 TWh. Den totala potentialen till 2025 baserad på både ansökningar om samråd och ansökningar om frivilligt tillstånd summeras till 0,5 TWh.

För att göra en förenklad potentialbedömning för 2030 så utgår beräkningarna ifrån att alla solcellsanläggningar inkluderade i potentialen för 2025 är drifttagna. Därefter görs ett antagande i linje med Solar Power Europas antagande om en 30% årlig tillväxttakt mellan 2025 och 2030. Med dessa antaganden landar potentialen för Västra Götaland 2030 på ca 1,9 TWh.

Potentialen för 2045 innehåller mycket osäkerhet och är svårare att uppskatta eftersom det ligger så långt fram i tiden. I denna rapport baseras denna potentialuppskattning på om en viss andel av länets yta skulle kunna användas till markanläggningar för solelproduktion. SCB redovisar uppgifter om markanvändningen i Sverige fördelat på ett antal kategorier uppdelat per län<sup>63</sup>, där Västra Götalands totala landareal till 22% består av jordbruksmark, 59% av skogsmark, 7% av bebyggd och anlagd mark, 2% öppen myrmark och 10% övrig mark.

I oktober 2023 var 50% av de ansökningar som godkänts av Länsstyrelsen i Västra Götalands län placerade på jordbruksmark<sup>64</sup>, resterande yta var till största del skogsmark. Vid diskussioner med Madeleine Van der Veer<sup>65</sup>, på nätverket för solparker<sup>66</sup> berättade hon att de brukar anta att ca 75% av kommande solparker yta kommer hamna på jordbruksmark, vilket stämmer väl med den nationella statistik de redovisar i sin rapport Kartläggning av solparker - första halvåret 2023<sup>67</sup>. Madeleine nämner vidare att

<sup>63</sup> [Markanvändningen i Sverige 2020 \(scb.se\)](https://scb.se)

<sup>64</sup> Diskussion 24:e november 2023 med Kristina Höök-Patriksson, Länsstyrelsen i Västra Götaland

<sup>65</sup> Diskussion 20:e december 2023 med Madeleine Van der Veer, nätverket för solparker

<sup>66</sup> [Hem | Solparker](#)

<sup>67</sup> [Kartläggning av solparker - första halvåret 2023 \(solparker.com\)](https://solparker.com)

de större aktörerna som deras branschsamarbete främst representerar söker väldigt stora arealer till sina parker och då blir det ofta jordbruksmark. I samtal med parkutvecklare uppger flera att de primärt letar mark som inte skapar värde för ägarna, exempelvis våtmarker.

I Swecos Elnätsrapport 2023<sup>68</sup> presenteras mark med ett lågt alternativvärde, som exempelvis marginaljordbruksmark, eller mark där solelsproduktionen kan samlokaliseras med andra användningsområden, såsom samlokalisering med vindkraft eller installationer vid flygplatser, deponier och, i viss utsträckning, betesmark som typexempel på mark med goda förutsättningar för solparksetableringar.

Gällande frågan hur stor andel jordbruksmark som skulle kunna användas för en rimlig potentialuppskattning för solelproduktion från markinstallation svarade Kristina Höök-Patriksson på Länsstyrelsen i Västra Götaland att de vid interna diskussioner nämnt att nyttjande av 4% av jordbruksmarken för solelproduktion inte borde ses som helt orimligt. Det bör också nämnas att solsambbruk (Agrivoltaics) är något som ofta planeras, där solcellsparken planeras nyttjas i kombination med jordbruk (exempelvis odla vall, efterbete).

Antagandet om att 4 % av länets befintliga jordbruksmark skulle kunna användas till markanläggningar för solelproduktion motsvarar en potential på ca 15 TWh. Utifrån antagandet att 75% av potentialen finns på jordbruksmark, skulle den totala potentialen uppgå till 20 TWh, vilket motsvarar en årlig tillväxttakt om ca 17 % mellan 2030 och 2045. Uppskattad årsproduktion per markyta har beräknats utifrån ett medelvärde av fyra solcellsparken för referens på 73 kWh/m<sup>2</sup>, vilket användes i RISE potentialstudie<sup>69</sup>. Nyare parker kan ha högre effektivitet och därmed en högre produktion per markyta. Dock är det troligt att anta att det kommer ställas högre krav på samutnyttjande av mark i framtiden, detta delvis då det är ett prioriterat mål i EU:s Solenergi strategi, vilket sänker hur mycket som är möjligt att producera per markyta. Värdet på 73 kWh/m<sup>2</sup> för uppskattad årsproduktion per markyta anses därför fortfarande rimligt, då tidigare parkers lägre effekt på grund av lägre verkningsgrad, i framtiden i stället är lägre effekt på grund av krav på exempelvis mer solsambbruk.

Den uppskattade potentialen för årlig solelproduktion från markinstallationer redovisas i Tabell 13. Potentialen för installerad effekt hos markinstallationer blir enligt Tabell 14.

Tabell 13. Uppskattad potential gällande elproduktion i TWh från solel på markinstallationer.

Kraftslag	2023	2025	2030	2045
Solel – markinstallationer	0,02	0,5	1,9	20,4

Tabell 14. Uppskattad potential gällande installerad effekt i MW från solel på markinstallationer.

Kraftslag	2023	2025	2030	2045
Solel – markinstallationer	20	500	1 900	20 400

<sup>68</sup> [ELNÄTSRAPPORTEN 2023 - Investeringsbehovet i det svenska kraftsystemet till 2045 \(ellevio.se\)](#)

<sup>69</sup> [Potentialstudie solelproduktion byggnader VGR \(diva-portal.org\)](#)

### 3.2.4 Samlad potential för solel

En sammanställning av potentialen för alla kategorier som inkluderats i detta underlag (Befintliga byggnader, Nybyggnation och Markinstallationer) ges i Tabell 15 och Tabell 16.

Observera att detta är potentialuppskattningar, där hänsyn inte tagits till exempelvis begränsningar i elnätet, politik och policys i form av vilka stöd som ges, eller skatteregler.

Tabell 15. Sammanställning av när den uppskattade solelpotentialen i TWh antas finnas tillgänglig och hur den fördelar sig över typ av installation.

Typ av installation	2023	2025	2030	2045
Solel – befintliga byggnader	0,4	1,6	4,6	6,0
Solel – nybyggnation bostäder	0	0,03	0,1	0,2
Solel – nybyggnation övriga	0	0,05	0,1	0,4
Solel – markinstallationer	0,02	0,5	1,9	20,4
Totalt	0,4	2,2	6,7	27,0

Tabell 16. Sammanställning av när den uppskattade potentialen gällande installerad effekten i MW antas finnas tillgänglig och hur den fördelar sig över typ av installation.

Typ av installation	2023	2025	2030	2045
Solel – befintliga byggnader	380	1 600	4 600	6 000
Solel – nybyggnation bostäder	0	30	80	200
Solel – nybyggnation övriga	0	50	130	400
Solel – markinstallationer	20	500	1 900	20 400
Totalt	400	2 200	6 700	27 000

### 3.2.5 Jämförelse med olika scenarier – solel

De potentialuppskattningar som gjorts och presenteras i detta underlag är inte grundade på ett scenario eller någon prognos. För att understryka det och sätta denna potential i perspektiv presenteras i Tabell 17 en sammanställning av nationella scenarios/mål som skalats till Västra Götaland.

Västra Götalands andel av nationellt installerad effekt (nätanslutna solcellsanläggningar) har de senaste åren legat fast på 17%<sup>70</sup>. Västra Götalands

<sup>70</sup> [Nätanslutna solcellsanläggningar, antal och installerad effekt, från år 2016 - . PxWeb \(energimyndigheten.se\)](https://www.energimyndigheten.se)

befolkningsandel av nationell befolkning ligger även den på 17%<sup>71</sup>. För sammanställning av scenariosiffror antas därmed att 17% av nationella scenarios tillfaller Västra Götaland. För en enkel analys beräknas dessa storleksförhållanden förbli till 2045. Scenarion är angivna i installerad effekt [GW] eller årlig elproduktion [TWh]. Dessa siffror är jämförbara vid förenklat antagande av en produktion på 1 TWh/GW<sub>p</sub> (vilket motsvarar 1000 kWh/kW<sub>p</sub> som även antagits tidigare).

Tabell 17. Olika nationella scenarion/mål för solet omräknade för Västra Götaland

Scenario/potentialuppskattning	2025	2030	2035	2045
EM 1 - Andel av nationell efterfrågan (GW) <sup>72</sup>	0,5	2,1	3,6	5,7
EM 2 - REPower EU – Sveriges andel baserat på 2020 (GW) <sup>73</sup>	0,5	1,3	2,0	3,5
SVK LMA 2023 (preliminär)- Elektrifiering Planerbart (TWh) <sup>74</sup>			1,5	2,7
SVK LMA 2023 (preliminär) – Elektrifiering Förnybart (TWh) <sup>75</sup>			2,2	3,7
SSE – Solenergipolitiskt program (TWh) <sup>76</sup>		5,1		7,7
Potentialuppskattning solet (TWh)	2,2	6,7		27,0

Som förväntat är potentialen mycket högre än antagna nivåer i de nationella scenarios som jämförts med. Potentialuppskattningen syftar till att utifrån olika antaganden ta fram siffror på vad som skulle kunna tänkas möjligt om förutsättningarna är gynnsamma, begränsningar övervinns etc.

### 3.3 Vindkraft – landbaserad

Vindkraft, både land- och havsbaserad, är tillsammans med kärnkraften (befintlig och ny) de kraftslag som i Energimyndighetens scenarier över Sveriges energisystem från 2023<sup>77</sup> bedöms ha störst potential att öka mest.

År 2022 producerades ca 2,5 TWh i Västra Götalands län från landbaserad vindkraft och medelvärdet över en 10-årsperiod (2013 – 2023) är ca 2,1 TWh, med en lägsta nivå på ca 1,5 TWh och en högsta nivå på ca 2,6 TWh<sup>78</sup>.

<sup>71</sup> [Folkmängd i riket, län och kommuner 31 december 2022 och befolkningsförändringar 2022 \(scb.se\)](#)

<sup>72</sup> [EM 1 – Andel av nationell efterfrågan \(GW\)](#)

<sup>73</sup> [EM 2 – REPower EU – Sveriges andel baserat på 2020 \(GW\)](#)

<sup>74</sup> [SVK LMA 2023 \(preliminär\)](#)

<sup>75</sup> [SVK LMA 2023 \(preliminär\)](#)

<sup>76</sup> [SSE – Solenergipolitiskt program \(TWh\)](#)

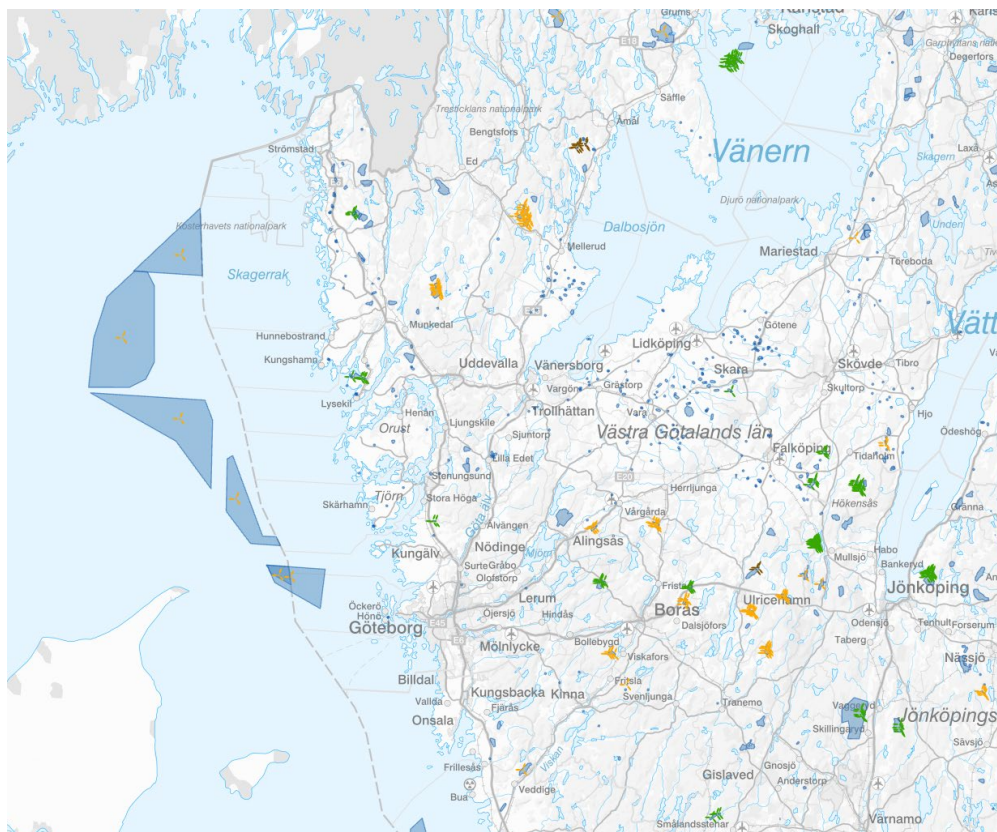
<sup>77</sup> [Scenarier över Sveriges energisystem 2023 \(energimyndigheten.se\)](#)

<sup>78</sup> [Antal verk, installerad effekt och vindkraftproduktion per län, 2003-. PxWeb \(energimyndigheten.se\)](#)



Potentialuppskattningen för landbaserad vind är baserad på information om ansökningar tillgängliga i Vindbrukskollen i oktober 2023<sup>79</sup> samt på bedömningar utifrån en uppskattad tillväxttakt och jämförelser med beräkningar utifrån ytor i länet där det i annan studie bedömts finnas möjligheter eller vissa möjligheter till samexistens med vindkraft.

Figur 14 visar en karta från Vindbrukskollen över Västra Götaland med ansökningsstatus markerade enligt: Beviljade (grön), handläggs (gul), överklagade (brun), projekteringsområden (blåmarkerade).



Figur 14. Karta från Vindbrukskollen visande inlagda ansökningar med status beviljade (grön), handläggs (gul), överklagade (brun) samt projekteringsområden (blåmarkerade).

De ansökningar som inkluderats i potentialen är de med status Beviljade och Handläggs.

Tiden från att en vindprojektör hittar en lämplig plats för en vindkraftspark till att parken driftsätts är relativt lång. Enligt Vattenfall<sup>80</sup> tar det i de flesta fall sju till tio år mellan att avtal skrivs med markägarna tills att byggnationen påbörjas. Tid för byggnationen anger de till ett till tre år, beroende på vindkraftsparkens komplexitet och storlek.

Handläggs – enligt Vattenfall tar processen från inlämnad ansökan och miljökonsekvensbeskrivning till meddelat beslut två till tre år. Ansökan granskas och beslutas av miljöprövningsdelegationen. Det finns ytterligare två instanser dit man kan vända sig för att överklaga ett beslut om tillstånd för vindkraftsparken: mark- och miljödomstolen, samt mark- och miljööverdomstolen. Om ett projekt får ett

<sup>79</sup> [Vindbrukskollen \(lansstyrelsen.se\)](https://vindbrukskollen.lansstyrelsen.se)

<sup>80</sup> [Hur fungerar tillståndprocessen för en vindkraftspark på land? - Vattenfall](#)

lagakraftvunnet tillstånd, kan domen inte överklagas. En prövning brukar enligt Vattenfall ta mellan två och fem år. Total tid att få en ansökan beviljad blir då två till åtta år.

Beviljat – Efter att ett tillstånd beviljas sker detaljprojektering, upphandling och byggnation. Innan byggnationen tas beslut om projektet anses tillräckligt lönsamt.

Baserat på dessa tidsuppskattningar från Vattenfall bedöms de vindkraftsparker som i vindbrukskollen markerats med status handläggs vara i drift fem till 14 år efter inlämningsdatum. De allra flesta projekteringsområden i Västra Götalands län med status handläggs är inlämnade 2022 eller 2023, varför dess potential uppskattas tillgänglig mellan 2030 – 2035. På samma sätt som för solel önskar denna rapport visa på en potential även för vind, varför alla parker som nu handläggs inkluderats. Samtliga redovisas som potential 2030, även om detta troligen är väl tidigt.

De vindkraftsparker som i vindbrukskollen markerats med status beviljat, men som inte har ett angivet datum för förväntad drifttagning bedöms vara i drift tre till sex år efter lagakraftvunnet tillstånd. De projekteringsområden i Västra Götalands län med status beviljat har fått sitt beslut 2013 – 2023. Dess potential uppskattas tillgänglig mellan 2025 – 2030. Potentialen hos fem områden med status beviljat, där beslutet togs för flera år sedan och där ingen uppdaterad information finns tillgänglig har exkluderats. Samtliga övriga parkers potential har inkluderats. En av dessa parker har i vindbrukskollen angivet driftdatum till början av 2025.

I de fall då information inte funnits tillgängligt i Vindbrukskollen gällande vindkraftverkens planerade effekt eller årsproduktion, har en storlek på 5,6 MW antagits och 3500 fulleffekttimmar. Den antagna effekten grundas dels på ett av de områdena som ansökt och har angett planerad effekt och dels på snitteffekten hos projekt med status Under byggnation i Svensk vindenergis statistik och prognos för Q1 2023<sup>81</sup>. Antalet fulleffekttimmar grundar sig på ekvivalent fullasttid som antogs i utredningen för den nationella strategin<sup>82</sup> samt på uppgifter angivna av Energikontor väst baserat på statistik från Vindstat.nu över produktionen av ett genomsnitt av de 100 bästa av Sveriges befintliga vindkraftverk<sup>83</sup>.

Potentialen gällande årlig elproduktion från landbaserad vindkraft antas till 4,5 TWh 2030 varav 3 GWh antas i drift till 2025. Potentiell installerad effekt 2030 antas till närmare 1 770 MW varav ca 1 230 MW antas vara i drift 2025.

Som för övriga kraftslag är potentialen för 2045 svårare att uppskatta eftersom det ligger så långt fram i tiden. Det finns olika sätt att försöka angripa detta, där ett sätt är att basera potentialuppskattningen på att en uppskattad andel av länets yta skulle kunna användas till landbaserad vindkraft. Potentialen ges då av att räkna ut hur många vindkraftverk den uppskattade ytan skulle rymma genom att dividera den uppskattade tillgängliga ytan med hur stort yta ett vindkraftverk antas ta i anspråk. Antalet vindkraftverk multipliceras sedan med en antagen effekt per verk och ekvivalent fullasttid. Ett annat sätt är att göra ett antagande om den framtida utvecklingen för landbaserad vindkraft utifrån den historiska utvecklingen.

<sup>81</sup> [Statistik-och-prognos-vindkraft-Sverige-Q1-2023\\_FINAL.pdf \(svenskvindenergi.org\)](#)

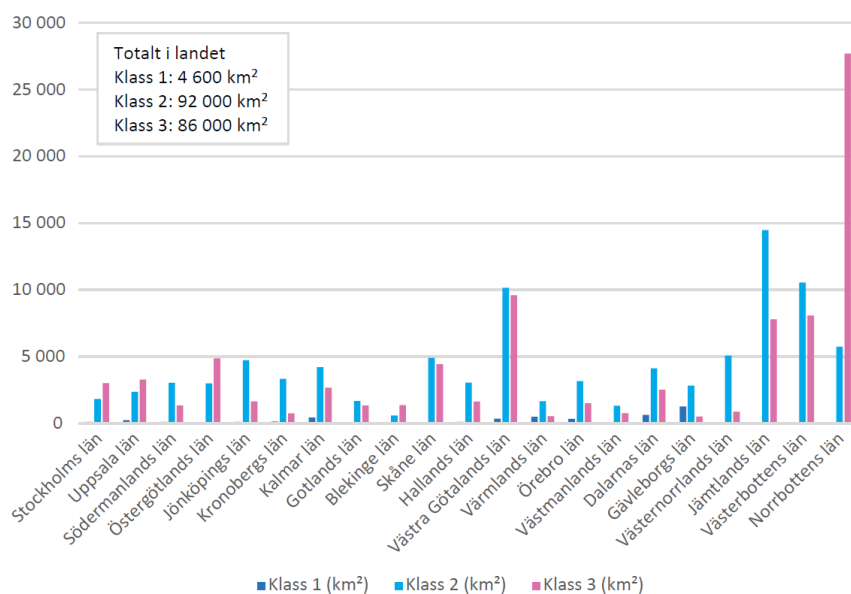
<sup>82</sup> [Strategi för en hållbar vindkraftsutbyggnad \(energimyndigheten.se\)](#)

<sup>83</sup> [Energi och teknik - Power Väst \(powervast.se\)](#)

För att göra en potentialuppskattning utifrån yta nyttjas resultat från Energimyndighetens arbete med en nationell strategi för hållbar vindkraftsutbyggnad. I strategin från 2021<sup>84</sup> redovisas förslag på planeringsprocesser för att utbyggnaden av vindkraften ska ske på ett hållbart sätt och fördelas på ett lämpligt sätt över landet. En av de fördelningsmetoder som undersöktes var en GIS-analys utifrån vilken man sedan bedömer tillgången på ytor med låg eller viss konfliktgrad mot andra intressen. GIS-analysen har för elområde 3 och 4 använt en minimiyta på 2 km<sup>2</sup>. Analysen tar fram områden som uppfyller storlekskrav och som anses ha tillräckligt bra vindförhållanden. Områdena delades in i tre klasser:

- Klass 1: Områden där möjligheter till samexistens bedöms finnas.
- Klass 2: Områden där det bedöms finnas vissa möjligheter till samexistens
- Klass 3: Omfattar områden med inga eller små möjligheter till samexistens.

Resultatet för alla län i landet visas i Figur 15 ur vilken man kan utläsa att Västra Götaland har ca. 10 000 km<sup>2</sup> klass 2-ytor och väldigt begränsat med klass 1-ytor.



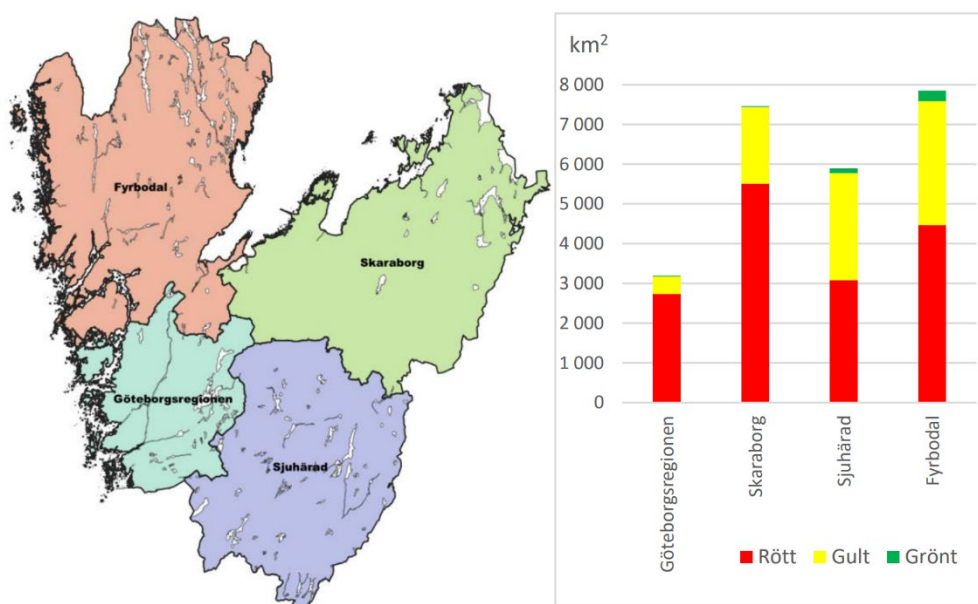
Figur 15. Länsvis fördelning av klass 1, 2 och 3-ytor enligt Energimyndighetens GIS-analys<sup>85</sup>.

Som en del i Energimyndighetens arbete finansierades även tre pilotprojekt, varav ett utfördes av VGR i samarbete med Länsstyrelsen år 2020. I pilotprojektets slutrapport<sup>86</sup> redovisades motsvarande ytor för västra Götaland, vilka visas i Figur 16. Ur denna figur utläses ytan för klass 1 och 2-ytor till ca 8 700 km<sup>2</sup>, d.v.s. mer konservativt varför vi använder denna siffra. Ytan för klass 1-ytor bedöms ur samma figur till ca 400 km<sup>2</sup>.

<sup>84</sup> [Strategi för en hållbar vindkraftsutbyggnad \(energimyndigheten.se\)](https://energimyndigheten.se)

<sup>85</sup> [Strategi för en hållbar vindkraftsutbyggnad \(energimyndigheten.se\)](https://energimyndigheten.se)

<sup>86</sup> [Slutrapport Vindpiloten slutlig \(projektarena.se\)](https://projektarena.se)



Figur 16. Klass 1 (grön), 2 (gul) och 3(röd)-ytor för Västra Götaland.

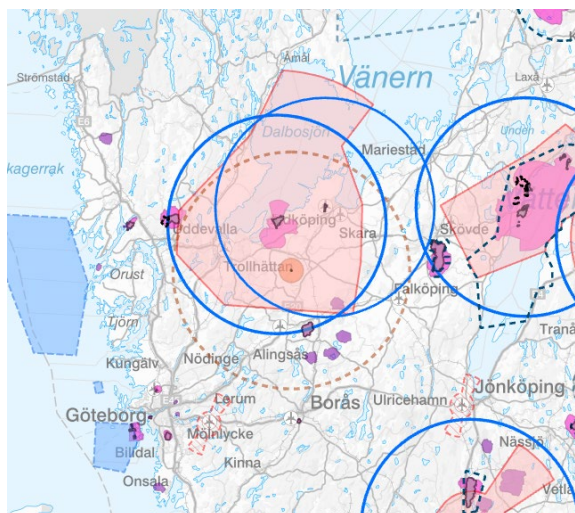
Enligt Energimyndigheten<sup>87</sup> behövs ca 5 000 vindkraftverk med en storlek på 6 MW för att möta ett elbehov på 100 TWh. Dessa skulle motsvara en yta på 4 500 km<sup>2</sup>, vilket omräknat blir 0,9 km<sup>2</sup> per verk. Det är osäkert hur snart 6 MW verk är standardstorlek att bygga och hur snabbt man bygger mycket större verk, men för en uppskattning av potentialen antas denna effekt samt att varje vindkraftverk behöver 1 km<sup>2</sup> (viss extra marginal mot ovan).

Med en yta på ca 8 700 km<sup>2</sup>, vindkraftverk med en effekt på 6 MW där varje verk behöver 1 km<sup>2</sup> och med antagandet om 3500 ekvivalent fullasttid resulterar detta i en potential på ca 190 TWh. Denna uppskattning är inte anpassad efter antalet befintliga verk, vilka kan ha en lägre effekt än vad som antagits. Notera att denna potential är om *alla* tillgängliga klass 1 och 2-ytor, d.v.s. till största delen ytor där det bedöms finnas *vissa* möjligheter till samexistens, skulle nyttjas. Det är med andra ord helt orimligt att all denna yta kan tänkas tillgänglig och därmed att den fulla potentialen kan nyttjas.

Görs samma uppskattning utifrån den uppskattade ytan av Klass 1-ytor, d.v.s. en yta på 400 km<sup>2</sup>, vindkraftverk med en effekt på 6 MW där varje verk behöver 1 km<sup>2</sup> och ett antagande om 3500 ekvivalent fullasttid per verk resulterar detta i en potential på ca 8,4 TWh.

Värt att notera är att pilotprojektet för Västra Götaland redovisar att ca. 200 av länets befintliga vindkraftverk står i försvarets nuvarande stoppområden. Troligtvis kommer de här verken försvinna när de uppnått sin livslängd. Områden som är klassade som riksintressen för Försvarmakten visas i Figur 17.

<sup>87</sup> [Frågor och svar nationell vindstrategi \(energimyndigheten.se\)](http://energimyndigheten.se)



Figur 17. Områden klassade som riksintressen för Försvarsmakten 3 kap 9§ Miljöbalken<sup>88</sup>

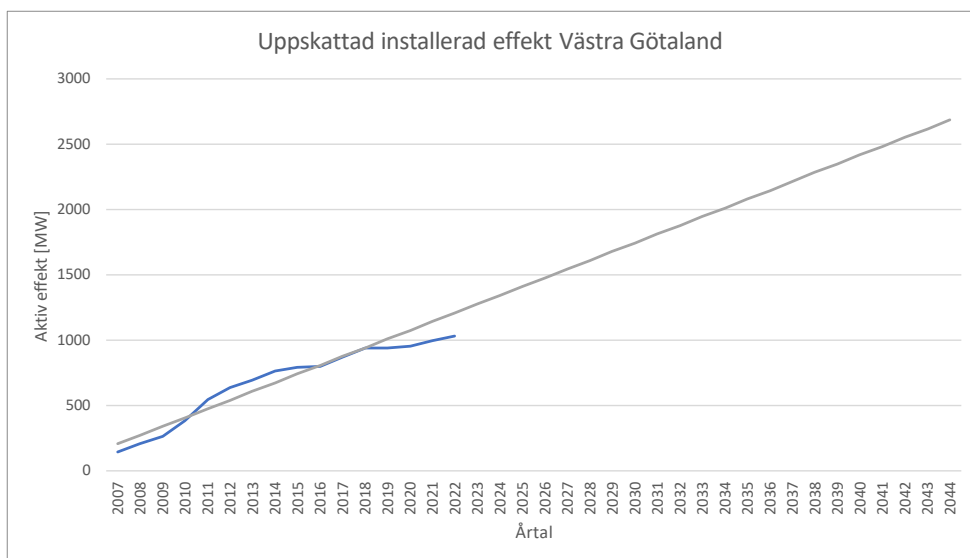
De beting som föreslogs i den nationella vindkraftsstrategin blev inte bekräftade i något efterföljande regeringsuppdrag så som Energimyndigheten och Naturvårdsverket tänkt sig, men i den ansågs att Västra Götaland bör bidra med 7,5 TWh producerad vindkraftsel på 2040-talet för att nå de uppsatta nationella målet. För att nå denna mängd producerad vindkraftsel skulle ca 1,6 % av länets landyta behöva nyttjas och 357 vindkraftverk byggas enligt pilotprojektet i Västra Götaland<sup>89</sup>. Detta antal verk bedömdes också som rimligt inom Pilotprojektet<sup>90</sup>.

För att göra en potentialuppskattning utifrån extrapolering av historiska data har, mängden installerad effekt hos vindkraft i Västra Götaland mellan 2007 – 2022 nyttjats. Om utvecklingen hos Västra Götalands installerade effekt skulle extrapoleras till 2045, skulle mängden installerad effekt 2045 vara ca 2 700 MW enligt Figur 18. Med ett antagande på 3500 ekvivalent fullasttid skulle detta motsvara en årsproduktion på 9,4 TWh. Trots att en avmattning av installerad effekt kan antas i Figur 18, ökar förståelsen i samhället för behovet av energiproduktion vilket bör leda till en ökad acceptans. Detta i sin tur kan antas leda till att avmattningen av utvecklingen inte fortsätter över lång tid.

<sup>88</sup> [Vindbrukskollen \(lansstyrelsen.se\)](http://lansstyrelsen.se)

<sup>89</sup> [Strategi för en hållbar vindkraftsutbyggnad \(energimyndigheten.se\)](http://energimyndigheten.se)

<sup>90</sup> [Stort behov av vindkraftsel i Västra Götaland \(tidningenvastsvrige.se\)](http://tidningenvastsvrige.se)



Figur 18. Uppskattad installerad effekt för landbaserad vindkraft i Västra Götaland (grå) baserat på historisk utveckling mellan år 2007 och 2022<sup>91</sup> (blå).

Potentialen utifrån extrapolering av historisk utveckling är i samma storleksordning som den baserad på yta där alla Klass 1-ytor antas nyttjas för vindkraft (9,4 TWh respektive 8,4 TWh). Det finns en medvetenhet om att det inte är rimligt att nyttja alla Klass 1-ytor för vindkraft. Det är dock inte heller rimligt att anta att inga Klass 2-ytor nyttjas. Detta sammanvägt gör att den uppskattade potentialen för landbaserad vindkraft sätts till värdet baserat på utveckling utifrån historiska data, som är i samma storleksordning som den baserat på yta.

Tabell 18. Uppskattad potential i TWh från landbaserad vindkraft.

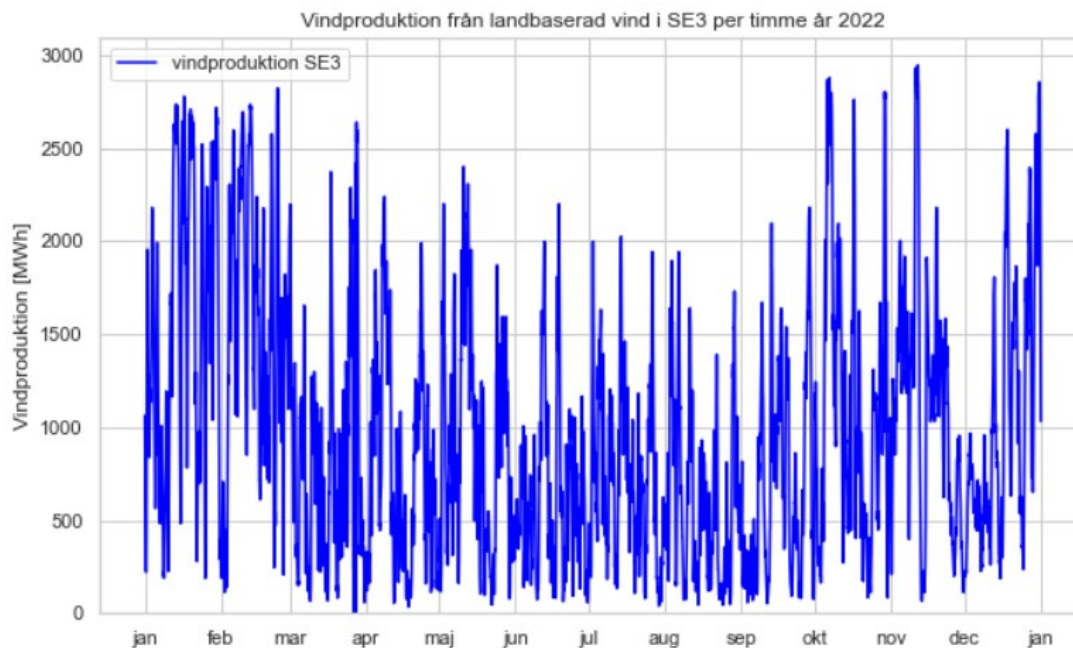
Typ av installation	2023	2025	2030	2045
Vindkraft – landbaserad	2,9	3,0	4,5	9,4

Tabell 19. Uppskattad potential gällande installerad effekt i MW från landbaserad vindkraft.

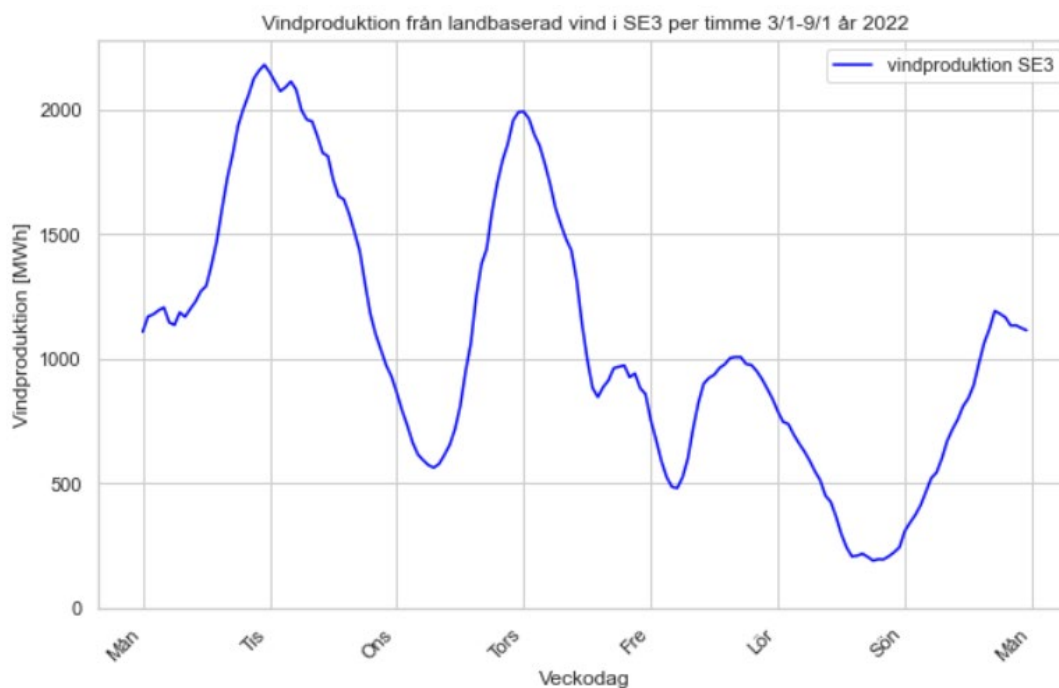
Typ av installation	2023	2025	2030	2045
Vindkraft – landbaserad	1 190	1 230	1 770	2 700

Det är viktigt att ta i beaktning att vindkraft är intermittent elproduktion, d.v.s. detta kraftslag kan inte planeras och tillgängligheten beror av vädret, vilket producenten inte har rådighet över. Figur 19 visar den aggregerade vindproduktionen 2022 i SE3 och Figur 20 visar motsvarande inzoomat över första veckan i januari 3/1 – 9/1 2022. Som ses i figurerna är det stor fluktuation i hur mycket som produceras.

<sup>91</sup> [Antal verk, installerad effekt och vindkraftproduktion per län, 2003-. PxWeb \(energimyndigheten.se\)](#)



Figur 19. Illustration över total vindproduktion från landbaserad vind i SE3, baserad på historisk data från 2022 hämtad från ENTSO-E<sup>92</sup>.



Figur 20. Illustration över total vindproduktion från landbaserad vind i SE3, förstorat för första veckan i januari 3/1 – 9/1 år 2022, baserad på historisk data hämtad från ENTSO-E<sup>93</sup>.

Energikontor väst anger att baserat på statistik från Vindstat.nu producerar den nyare hälften av Sveriges befintliga vindkraftverk motsvarande ca 2 800 ekvivalent fullasttid per år och de 100 nyaste verken producerar i snitt motsvarande ca 3 500 ekvivalent fullasttid<sup>94</sup>. Energikontor väst anger vidare att ett modernt landbaserat 3,5 MW

<sup>92</sup> [Actual Generation per Production Type, ENTSO-E transparency platform](#)

<sup>93</sup> [Actual Generation per Production Type, ENTSO-E transparency platform](#)

<sup>94</sup> [Energi och teknik - Power Väst \(powervast.se\)](#)

vindkraftverk har ca. 8 000 driftstimmar per år, vilket betyder att verket har förutsättningar för att kunna generera el, om än kanske inte maxeffekt. 8 000 timmar motsvarar drygt 90% av årets timmar.

### 3.3.1 Jämförelse med olika scenarier – vind

De potentialuppskattningar som gjorts och presenteras i detta underlag är inte grundade på ett scenario eller någon prognos. För att understryka det och sätta denna potential i perspektiv presenteras i Tabell 20 en sammanställning av nationella scenarios/mål som skalats till Västra Götaland.

Västra Götalands andel av nationellt installerad effekt hos vindkraft har sjunkit de senaste åren och låg 2022 på 7%<sup>95</sup>. Västra Götalands landareal är ca 6% av hela rikets landareal<sup>96</sup>. I Energimyndighetens rapport över nationell strategi för hållbar vindkraftsutbyggnad från 2021<sup>97</sup> presenterades i förslag som då gällde en fördelning på 7,5 TWh till Västra Götalands län, vilket motsvarade ca 8,5% av landets totala utbyggnadsbehov som fördelades på land. För sammanställning av scenariosiffror antas att 7% av nationella scenarier tillfaller Västra Götaland. För en enkel analys beräknas dessa storleksförhållanden förbli till 2045. För Energimyndighetens scenarier för 2025 och 2030 har Västra Götalands faktiska årsproduktion 2022 använts och endast eventuell tillkommande vind på nationell nivå räknats om. Scenarierna är angivna årlig elproduktion [TWh].

Tabell 20. Olika nationella scenarion i TWh för landbaserad vind omräknade för Västra Götaland

Scenario/potentialuppskattning	2025	2030	2035	2045
EM 1 – Andel av nationell efterfrågan – övriga utvecklingsvägarna <sup>98</sup>	2,45	4,20	6,30	6,79
EM 1 – Andel av nationell efterfrågan – Landbaserad vindkraft <sup>99</sup>	2,45	4,20	7,70	10,99
SVK LMA 2023 (prel.) – Elektrifiering Planerbart <sup>100</sup>			5,67	6,72
SVK LMA 2023 (prel.) – Elektrifiering Förnybart <sup>101</sup>			7,14	11,90
Potentialuppskattning landbaserad vind	2,45	4,64		9,4

Potentialen för landbaserad vind är relativt lika Energimyndighetens scenarion för 2025 och 2030. Som förväntat är potentialen mycket högre än antagna nivåer i de nationella scenarios som jämförts med 2045. Potentialuppskattningen syftar till att utifrån olika

<sup>95</sup> [PxWeb - välj tabell \(energimyndigheten.se\)](#)

<sup>96</sup> [Markanvändningen i Sverige 2020 \(scb.se\)](#)

<sup>97</sup> [Strategi för en hållbar vindkraftsutbyggnad \(energimyndigheten.se\)](#)

<sup>98</sup> [EM 1 – Andel av nationell efterfrågan \(GW\)](#)

<sup>99</sup> [EM 1 – Andel av nationell efterfrågan \(GW\)](#)

<sup>100</sup> [SVK LMA 2023 \(preliminär\)](#)

<sup>101</sup> [SVK LMA 2023 \(preliminär\)](#)



antaganden ta fram siffror på vad som skulle kunna tänkas möjligt OM förutsättningarna är gynnsamma, begränsningar övervinns etc. För landbaserad vind, är den högsta potentialen uträknad från klass 1 och klass 2 ytor blir det extra tydligt att detta är en orimlig potential. Fördelningen till Västra Götaland i förslaget i den tidigare nationella strategin för hållbar utveckling samt värden utifrån extrapolering av kurva för installerad effekt, ger värden i linje med eller lägre än de nationella scenarierna.

### 3.4 Vindkraft – havsbaserad

Tekniken för havsbaserad vindkraft är relativt ny, men är på snabb framväxt och enligt Global Offshore Wind Farms Database<sup>102</sup> finns det i dagsläget 64 987 MW installerad effekt globalt i havsbaserade vindkraftsparker.

Jämfört med landbaserad vindkraft har havsbaserad vindkraft vissa fördelar, exempelvis större ytor och därmed möjligheter att bygga större parker. Vinden till havs är generellt även kraftigare och jämnare och ligger ofta runt 9 meter/sekund jämfört med 7–7,5 meter/sekund på land. Vind till havs är även lättare att prognosticera än vind på land, vilket underlättar exempelvis för driften av elsystemet<sup>103</sup>. Det finns självklart även många utmaningar för havsbaserad vindkraft. Inte minst gällande de tekniska lösningarna, transporter av utrustning till den storleken av verk som det handlar om samt tillståndsprocesser.

I Sverige finns sex havsbaserade vindkraftsparker. Lillgrund, med en installerad effekt på 110 MW och en ungefärlig årsproduktion på ca. 330 GWh, är den största och Kårehamn, med en installerad effekt på 48 MW och en ungefärlig årsproduktion på ca. 180 GWh, den senaste<sup>104</sup>. Det finns många ansökningar för nya havsbaserade vindkraftsparker, enligt en kartläggning av Svenska kraftnät finns minst 57 större svenska havsbaserade vindkraftsprojekt i olika utvecklingsfaser<sup>105</sup>.

Ansökningar för två havsbaserade vindkraftsparker ligger under beredning hos länsstyrelsen i Västra Götalands län, dels Poseidon som planeras utanför kusten mellan Kungälv och Orust, dels Mareld som planeras utanför kusten vid Lysekil och utanför Smögen<sup>106</sup>. Länsstyrelsen ska vara klara med sin prövning i början av 2024 (januari respektive mars), varefter utredningarna lämnas över till regeringen för beslut. Enligt uppgift är ca 30 % av Marelds yta klassat som riksintresse för fiskenäringen. För Poseidon är motsvarande siffra några procent<sup>107</sup>.

Ansökan för ytterligare en havsbaserad vindkraftspark, Västvind placerad utanför Kungälv och Öckerö är inlämnad till regeringen och bereds sedan januari 2024 av Länsstyrelsen och Mark- och miljödomstolen<sup>108</sup>. Då Västvinds placering ligger både inom Sveriges ekonomiska zon och inom sjöterritoriets gräns i havet krävs tillstånd av

<sup>102</sup> [Global Offshore Wind Farms Database | 4C Offshore](#)

<sup>103</sup> [Havsbaserad vindkraft - Energiföretagen Sverige \(energiforetagen.se\)](#)

<sup>104</sup> [Havsbaserad vindkraft — Skånes vindkraftsakademi \(skanesvindkraftsakademi.se\)](#)

<sup>105</sup> [Ny anslutningsprocess för havsbaserad vindkraft - delrapport \(svk.se\)](#)

<sup>106</sup> [Havsbaserad vindkraft | Länsstyrelsen Västra Götaland \(lansstyrelsen.se\)](#)

<sup>107</sup> Baserat på vindbrukskollen och filtrering där.

<sup>108</sup> [Regeringen ger nya uppdrag för utbyggnad av havsbaserad vindkraft Regeringen.se](#)

både Mark- och miljödomstolen samt av regeringen. Regeringens beslut kan inte överklagas men kan efter ansökan rättsprövas av Högsta förvaltningsdomstolen<sup>109</sup>.

Utöver dessa tre, finns planer på ytterligare tre havsbaserade vindkraftsparker angränsande till Västra Götalands län, där två av dem (Vidar och Gamma) är under samråd. Tillgänglig information om den tredje, Heimdal, är begränsad men projektet har status ”annonserad” enligt Global Energy Monitor<sup>110</sup> och enligt uppgifter från RWE vid diskussion är projektet fortfarande aktuellt. P.g.a. att projektet till stor del verkar ha överlapp med annat projekt som kommit längre fram i tillståndprocessen, behandlas Heimdal i denna rapport som osannolik.

Tabell 21 och Figur 21 visar data för – och placering av de 7 projekteringsområden för havsbaserad vindkraft som är relevanta för Västra Götalands län. Parkernas planer är generellt att tas i drift i början av 2030-talet.

I denna studie antas det orimligt att tillståndsgivning och byggnation av alla parker beviljas och går helt enligt plan. Dock inkluderas alla projekt förutom Heimdal p.g.a. stor del överlapp. Av de parker vars ansökningar idag utreds av Länsstyrelsen inkluderas Poseidon, i potentialen för 2030. Övriga inkluderas i potentialen för 2045.

Tabell 21. Data över projekteringsområden för havsbaserad vindkraft relevanta för Västra Götalands län

Namn	Antal verk	Ungefärlig installerad effekt [MW]	Bedömd årsprod. [GWh]	Status	Planerat drifttagande	Enligt LST längst i processen
Heimdall <sup>111</sup> , <sup>112*</sup>	?	1 000	4 000	Undersökningstillstånd	2035	6
Vidar <sup>113</sup>	91	1 400 (2 000***)	5 500 (7 800***)	Samråd	2031	4
Skagerrak Offshore Gamma <sup>114</sup>	172 (126)	2 580 (3150)	10 320 (12 800)	Samråd	2032 – 2033	5
Mareld <sup>115</sup>	165	2500	9 – 12 000	Länsstyrelsen har fått uppdrag att bereda ärendet	2030 – 2035	2
Poseidon <sup>116</sup>	81	1 400	5 500	Länsstyrelsen har fått uppdrag att bereda ärendet	januari 2032	1
Västvind <sup>117</sup>	50	1000	4 000	Ansökan inlämnad		3

\*viss överlapp med Vidar (begränsat)

<sup>109</sup> [Beslut om utbyggnad av vindkraft till havs - Regeringen.se](#)

<sup>110</sup> [Heimdall Offshore wind farm - Global Energy Monitor \(gem.wiki\)](#)

<sup>111</sup> Information från diskussion med RWE

<sup>112</sup> [Heimdall Offshore wind farm - Global Energy Monitor \(gem.wiki\)](#)

<sup>113</sup> [Vidar - Zephyr](#)

<sup>114</sup> [Njordr Offshore Wind](#)

<sup>115</sup> [Mareld Floating Wind Farm - Consent Application Submitted - Sweden | 4C Offshore, Mareld](#)

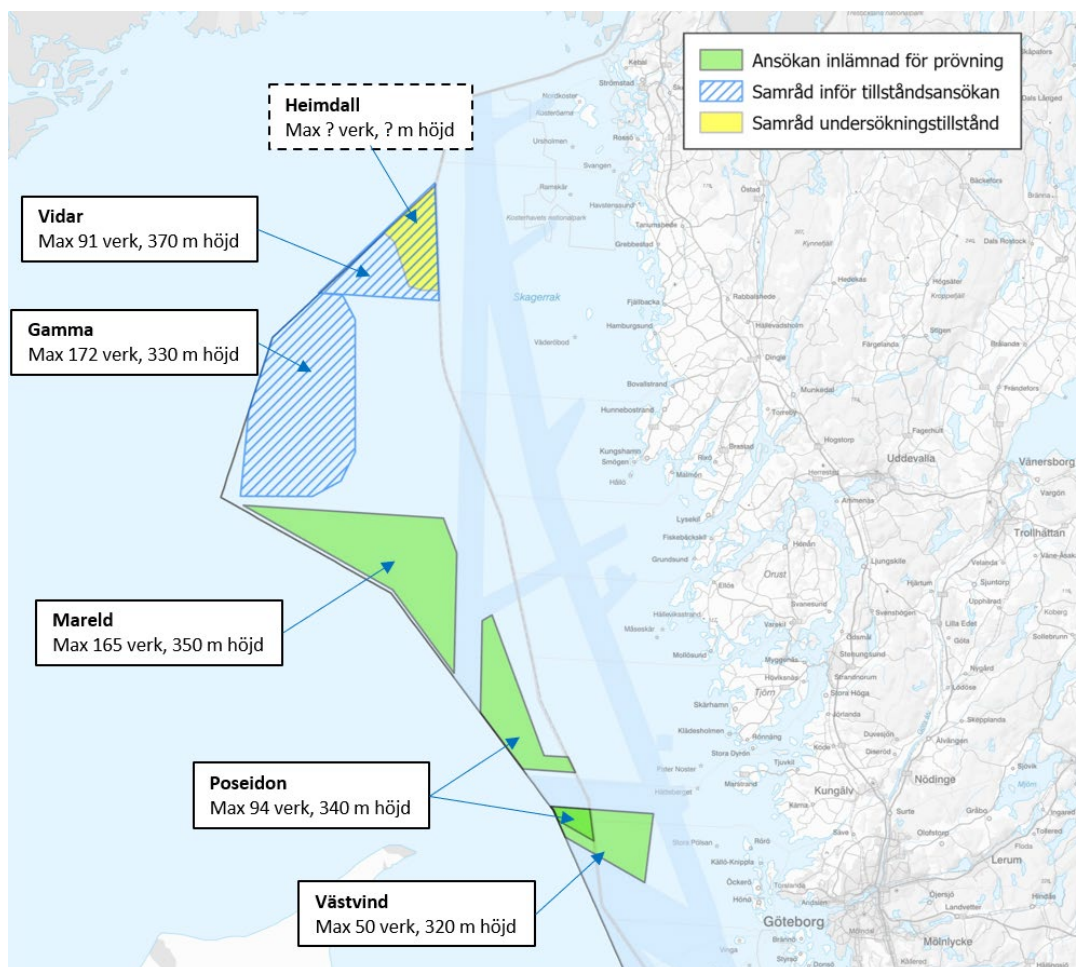
<sup>116</sup> [Poseidon - Zephyr](#)

<sup>117</sup> [Havsbaserad vindkraft, Västvind vindkraftpark – Eolus \(eolusvind.com\)](#)

\*\*\*vid produktion av enbart vätgas eller vid kombination av vätgas och el

Vindkraftsparken Vidar har angivit möjligheten att den antingen kommer att byggas som en traditionell vindkraftspark som producerar el, där elen distribueras via exportkablar, eller som en vindkraftspark för produktion av vätgas, där den producerade vätgasen distribueras till land via exportledningar. Även kombinationen av produktion av el och vätgas anges som möjlig. En eventuell produktion av vätgas medför att den maximala effekten hos vindkraftsparken inte blir begränsad till tillgänglig elnätanslutning. I denna sammanställning har bedömd årsproduktion och effekt utan vätgasproduktion använts.

Då utvecklingen av vindkraftverk, i synnerhet havsbaserade vindkraftverk, går väldigt snabbt anges ofta inte de planerade vindkraftsparkernas tänkta effekt i ansökningarna. Effekten per verk är beroende på hur långt den tekniska utvecklingen vid faktisk upphandling kommit gällande verkens höjd och storlek på rotordiametern. En högre effekt per verk leder till att färre antal verk behövs för att producera den mängd energi som vindkraftsparken projekterats för. Exempelvis har Skagerrak Offshore Gamma angivit olika möjligheter för antal verk och deras effekt. Den lägsta effekten (15 MW) vilket ger en uppskattad årsproduktion på ca 10 TWh har använts i denna potentialuppskattning.



Figur 21. Projekteringsområden för havsbaserad vindkraft relevanta för Västra Götalands län<sup>118</sup>. Projekteringsområdet som tidigare kallats Poseidon syd, vilket motsvarar det område som överlappar med Västvind, är inte längre aktuellt.

En viktig pusselbit för att potentialen hos havsbaserad vindkraft ska kunna realiseras är att det finns tillgänglig kapacitet i elnätet. Svenska kraftnät har i sin delrapport om ny anslutningsprocess för havsbaserad vindkraft<sup>119</sup> formulerat en preliminär målsättning för sin strategiska nätplanering gällande att möjliggöra anslutning av havsbaserad vindkraft till transmissionsnätet som:

*”Svenska kraftnät ska för transmissionsnätet för el ha övergripande strategiska områdesplaner på hög nivå som tillsammans möjliggör anslutning av en produktionskapacitet om 30 GW fördelat över de tre svenska havsplanerna, med avdrag för framtida förväntad andel direkt vätgasproduktion och konkreta behov kopplade till landbaserad elproduktion i kustnära lägen...”*

Områdesplan för Västra Götaland finns både med bland de områden för vilka Svenska kraftnät kan lämna besked om överföringskapacitet för anslutning av havsbaserad vindkraft (Områdesplan för Västra Götaland – del 1) och bland de områden för vilka det lämnas en *indikation om anslutningsmöjlighet*, med de särskilda förbehåll som kringgärdar den typen av information (Områdesplan för Västra Götaland – del 2). Detta innebär att förutsättningarna fram till ca år 2035 är helt klarlagda, men att Svenska

<sup>118</sup> Bild från Markus Klingberg, Länsstyrelsen Västra Götaland

<sup>119</sup> [Ny anslutningsprocess för havsbaserad vindkraft - delrapport \(svk.se\)](https://svk.se)

kraftnät även utreder förutsättningarna att på längre sikt kunna möjliggöra ytterligare anslutningar. Mer om elnätets förutsättningar i Västra Götaland i kapitel o.

Den uppskattade potentialen för havsbaserad vindkraft redovisas i Tabell 22 och Tabell 23.

Tabell 22 .Uppskattad potential i TWh från havsbaserad vindkraft i Västra Götaland

Typ av installation	2023	2025	2030	2045
Vindkraft – havsbaserad	0	0	5,5	35,5

Tabell 23. Uppskattad potential gällande installerad effekt i MW från havsbaserad vindkraft i Västra Götaland.

Typ av installation	2023	2025	2030	2045
Vindkraft – havsbaserad	0 MW	0 MW	1 400 MW	8 880 MW

## 3.5 Kraftvärme

Ungefär tio procent av elproduktionen i Sverige kommer från kraftvärme, vilket motsvarar 15 TWh, och kraft- och fjärrvärmerna har sin bas i biobränsle och avfall<sup>120</sup>. Åsa Pettersson, vd för Energiföretagen, ser inte några indikationer gällande ändrad elproduktionen från kraftvärme till 2030. Detta skulle dock kunna ändras om förutsättningarna och incitamenten förändras<sup>121</sup>. I Energimyndighetens långsiktiga scenarier från 2023 ökar fjärrvärmebehovet något eftersom värmeunderlaget ökar. Total produktion från kraftvärme och industriellt mottryck (kraftvärme från industrin) ligger kvar på dagens nivå under hela perioden fram till 2050, där andelen från industriellt mottryck minskar. Denna analys sker med utgångspunkt från dagens styrmedel<sup>122</sup>.

Detta är också i linje med resultat från en enkätstudie som Profu genomfört till alla Sverige kraftvärmebolag och ett antal fjärrvärmeföretag som inte har kraftvärme idag. Resultaten visar att den installerade elproduktionskapaciteten har minskat med nästan 1000 MW de senaste tio åren men att det fram till 2035 ser ut som att nya investeringar täcker upp för utfasning av viss existerande effekt, där det framförallt är reinvesteringar i befintliga anläggningar som är aktuellt. Några företag (drygt 10% av de tillfrågade) säger också att de kommer bygga nya kraftvärmeverk och ett par mindre företag lägger ner sina<sup>123</sup>.

Energimyndigheten lyfter i sin rapport om Utvecklingsvägar för energiproduktionen att kraftvärmerna fyller en viktig roll i det svenska energisystemet idag och för att nå ett framtida hållbart system<sup>124</sup>. Kraftvärme har förmågan att bidra med el då behovet är som

<sup>120</sup> <https://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2023/sa-kan-kraft--och-fjarrvarmens-roll-starkas/>

<sup>121</sup> Fossilfritt Sveriges konferens Fossilfri konkurrenskraft (2023) [Konferens: Fossilfri konkurrenskraft 2023 - Fossilfritt Sverige](#)

<sup>122</sup> <https://energimyndigheten.a-w2m.se/FolderContents.mvc/Download?ResourceId=213739>

<sup>123</sup> <https://energiforsk.se/media/33018/2023-977-fjarrvarmesektorns-bidrag-till-ett-leverenssaker-telsystem.pdf>

<sup>124</sup> [Utvecklingsvägar för elproduktion \(energimyndigheten.se\)](#)

störst samt att bidra med lokal elproduktion då den ofta är placerad i eller nära städer. Elproduktionen har historiskt mest setts som en biprodukt från fjärrvärmeproduktionen, men förändringar i elsystemet och omvärldsläge har skapat en ökad efterfrågan på en mer flexibel elproduktion från kraftvärme i förhållande till värmeunderlag. Den största potentialen att öka elproduktionen från kraftvärmeanläggningar finns under vår-sommar-höst eftersom värmeproduktionen kan behöva prioriteras på vintern när fjärrvärmebehovet är stort<sup>125</sup>. Utmaningen på vår-sommar-höst är att kunna producera mer el när det inte finns tillräcklig avsättning för värmen i fjärrvärmenäten<sup>126</sup>. Där skulle säsongslagring kunna vara ett alternativ men det kräver mycket stora lager, vilket kan ge höga kostnader. Enligt Profu tilldrar sig säsongslagring av värme allt större intresse bland fjärrvärmebolagen<sup>127</sup>.

Konkurrensen om värmeunderlaget kan också komma att öka med en större mängd restvärme från elektrolysörer och datacenter vilket förväntas öka vid elektrifieringen av samhället. Det som Energimyndigheten lyfter som avgörande faktorer för kraftvärmens framtid är hur värmeunderlaget utvecklas, konkurrenssituationen från den ökande spillvärmens samt elpriser och kapacitetsmekanismer<sup>128</sup>.

Enligt statistik från SCB låg elproduktionen från kraftvärmeverk i Västra Götalands län på ca 1 071 GWh under 2021<sup>129</sup> men denna varierar från år till år beroende av flera faktorer, däribland väder och temperatur som påverkar fjärrvärmebehovet och bränslepriser vilket gör att ett år inte ger en tydlig bild över kapaciteten. I Länsstyrelsens kartläggning av elförsörjningssituationen i Västra Götaland anges att elproduktion från kraftvärmeverk idag sker i 13 kommuner i länet varav Göteborg, Mölndal och Borås står för majoriteten av produktionen<sup>130</sup>. De nio som är större än 10 MW är utmärkta på kartan nedan.

---

<sup>125</sup>

[https://www.energimyndigheten.se/496032/contentassets/f7846dde19cc4a26acd415ad267377cb/enstrategi-for-fjarrvarme-och-kraftvarme-och-kartlaggning-av-potential-er-2023\\_14.pdf](https://www.energimyndigheten.se/496032/contentassets/f7846dde19cc4a26acd415ad267377cb/enstrategi-for-fjarrvarme-och-kraftvarme-och-kartlaggning-av-potential-er-2023_14.pdf)

<sup>126</sup>

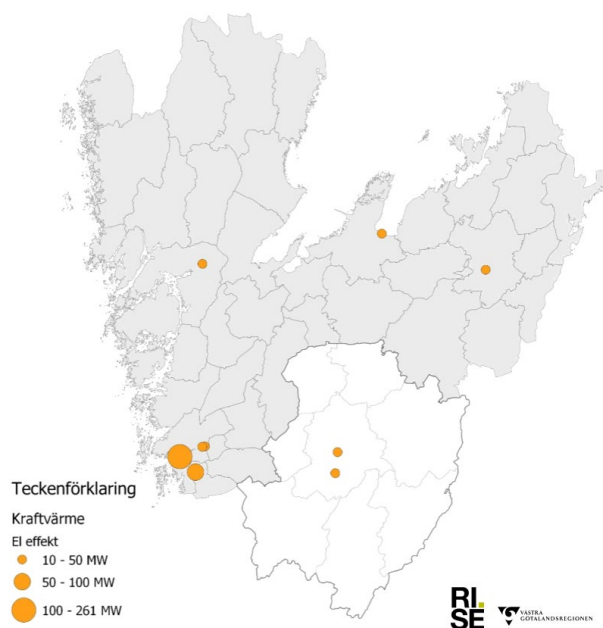
[https://www.energimyndigheten.se/496032/contentassets/f7846dde19cc4a26acd415ad267377cb/enstrategi-for-fjarrvarme-och-kraftvarme-och-kartlaggning-av-potential-er-2023\\_14.pdf](https://www.energimyndigheten.se/496032/contentassets/f7846dde19cc4a26acd415ad267377cb/enstrategi-for-fjarrvarme-och-kraftvarme-och-kartlaggning-av-potential-er-2023_14.pdf)

<sup>127</sup> <https://energiforsk.se/media/33018/2023-977-fjarrvarmesektorns-bidrag-till-ett-leverenssakert-elsystem.pdf>

<sup>128</sup> [Utvecklingsvägar för elproduktion \(energimyndigheten.se\)](#)

<sup>129</sup> [Elproduktion och bränsleanvändning \(MWh\) efter region, produktionsätt, bränsletyp och år. PxWeb \(scb.se\)](#)

<sup>130</sup> [Kartläggning och analys av elförsörjningssituationen i Västra Götaland \(lansstyrelsen.se\)](#)



Figur 22. Placering av kraftvärmeanläggningar i Västra Götaland större än 10 MW<sup>131</sup>.

I ett delprojekt inom REKA (Regional Elektrifiering genom Kraftsamlande Arena) undersökte Ramboll tillsammans med Johanneberg Science Park potentialen inom värmesektorn för att få ut så mycket el, effekt och flexibilitet som möjligt inom Västra Götaland<sup>132</sup>. Analysen baseras på en intervjustudie med framförallt fjärrvärmebolagen i länet med syfte att fånga planer och möjligheter framåt som ännu ej var beslutade eller publicerade. Det fanns inte något fördefinierat år som de förhöll sig till i intervjuerna så det har varierat för olika aktörer men det var framförallt fram till 2030.

Enligt studien fanns det en total elproduktionskapacitet på 400 MW i Västra Götaland år 2022 och de presenterar tre scenarier för potentiell elproduktion i framtiden. Ett scenario baserat på beslutade investeringar och en potential i att installera turbiner till befintliga värmeverk visar på en tillkommande elproduktionspotential från kraftvärme med 40 MW som skulle kunna producera ca 400 GWh.

Ytterligare ett scenario visar på en potential på ytterligare 550 MW fossil elproduktion från kraftverk. Detta är Stenungsunds kraftverk block 3 och 4<sup>133</sup>. Denna potential är inte möjlig att erhålla idag eftersom det skulle krävas stora investeringar för att möjliggöra för kontinuerlig drift av denna anläggning. Enligt en rapport från konsultbolaget WSP befinner sig kraftverket i malpåse men underhålls. Det skulle krävas att rätt kompetens kan hittas för driften som har hydrauliska styrsystem istället för elektroniska<sup>134</sup>. Enligt Vattenfall skulle det krävas minst två år för att få anläggningen startklar<sup>135</sup>.

<sup>131</sup> Illustration Fredrik Dahlström Dolff, VGR

<sup>132</sup> Potentialen för ökad kapacitet och flexibilitet i fjärrvärmesystemet, Ett delprojekt inom REKA i samarbete med Celsius och Ramboll, Resultat från intervjustudie, ppt-presentation av Larsson, Tebelius, Burman, 2022-11-15

<sup>133</sup> [Förslag till en fjärrvärme och kraftvärmestrategi, Energimyndigheten 2023](#)

<sup>134</sup> [Åtgärder för lägre elpriser, WSP, 2022](#)

<sup>135</sup> [Förslag till en fjärrvärme och kraftvärmestrategi, Energimyndigheten 2023](#)

Rya Kraftvärmeverk i Göteborg utgör en stor andel (ca 65%) av den totala installerade effekten av kraftvärme i Västra Götaland med en total kapacitet på 260 MW<sup>136</sup>. Detta gör också att driften av detta kraftvärmeverk påverkar mängden el producerad från kraftvärme i länet i väldigt stor utsträckning. Det är ett gaseldat kraftvärmeverk vilket gör att gaspriserna har en stor inverkan på drifttid.

Under sommaren 2020 tecknades ett avtal mellan Göteborg Energi och Svenska Kraftnät om en tillgänglighet av Ryaverket om 170 MW<sup>137</sup>. Sedan dess har flera avtal mellan parterna ingåtts<sup>138</sup>, <sup>139</sup> och det senaste inkluderar en mothandels- och omdirigeringsvolym på 205 MW från oktober till april och 150 MW resterande del och sträcker sig från 1 december 2023 till den 31 december 2025 med en option om förlängning med ett år<sup>140</sup>. Dessa avtal påverkar hur Göteborg Energi kör Ryaverket.

Under 2023 beslutades om en investering av en biobränsleeldad ångpanna som ska integreras med Rya kraftvärmeverk. Den ska kunna bidra med 156 MW värme och 39 MW el och planeras vara i drift till värmesäsongen 2025/2026. Den totala elproduktionskapaciteten för Rya kraftvärmeverk blir fortsatt 260 MW el<sup>141</sup>. Andra anläggningsanpassningar som önskas göras medför att anläggningen ska kunna användas genom separat el- och värmeproduktion för att motverka kapacitetsbrist i elnätet. De förändringar som planeras är en del av det arbete som Göteborg Energi gör för att endast använda förnybara bränslen vid produktion av värme och el<sup>142</sup>.

Uppskattad potential för kraftvärme redovisas i Tabell 24 och Tabell 25.

Tabell 24. Uppskattad potential i TWh från kraftvärme i Västra Götaland.

Typ av installation	2023	2025	2030	2045
Kraftvärme	1,1 TWh	1,1 TWh	1,5 TWh*	1,5 TWh*

\*I denna potential inkluderas inte någon energimängd från det fossileldade kraftverket i Stenungsund eftersom det är svårt att uppskatta drifttimmar för anläggningen om den skulle uppgraderas och tas i drift.

Tabell 25. Uppskattad potential gällande installerad effekt i MW från kraftvärme i Västra Götaland.

Typ av installation	2023	2025	2030	2045
Kraftvärme	400	400	990*	990*

\*I denna potential inkluderas kapaciteten i Stenungsunds kraftverk.

<sup>136</sup> [Förslag till en fjärrvärme och kraftvärmestrategi, Energimyndigheten 2023](#)

<sup>137</sup> [https://www.svk.se/siteassets/om-oss/organisation/vara-rad/elmarknadsradet/2020/emr\\_3\\_anteckningar.pdf](https://www.svk.se/siteassets/om-oss/organisation/vara-rad/elmarknadsradet/2020/emr_3_anteckningar.pdf)

<sup>138</sup> [https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2021/svk\\_systemutvecklingsplan\\_2022-2031.pdf](https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2021/svk_systemutvecklingsplan_2022-2031.pdf)

<sup>139</sup> <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmanna-nyheter/2022/svenska-kraftnat-handlar-upp-kapacitet-i-sydvastra-sverige/>

<sup>140</sup> <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmanna-nyheter/2023/svenska-kraftnat-har-avtalat-om-resurser-for-mothandel-och-omdirigering/>

<sup>141</sup> <https://www.goteborgenergi.se/i-var-stad/artikelbank/nu-genomfors-var-storsta-klimatinvestering-nagonsin>

<sup>142</sup> <https://www.goteborgenergi.se/Files/Webb20/Kategoriserad%20information/Milj%c3%b6tillst%c3%a5ndsans%c3%b6kan%20Rya/03.B-Teknisk%20beskrivning.pdf?TS=637751685040000000>





samt att det är osäkert om större reaktorer eller SMR:er blir intressantaste spåret. Anna Borg nämner att de första reaktorerna blir dyra oavsett teknikval, men att efterföljande projekt sedan blir billigare. Vattenfall tror att man behöver bygga ca 6 GW för att få de storskaliga fördelarna. Anna Borg understryker de stora finansiella risker som är förknippade med att bygga ny kärnkraft och säger vidare att det inte finns något land som nu bygger kärnkraft utan stöd från staten och att det behövs en modell för att dela risk.

I Swecos Elnätsrapport 2023<sup>147</sup> antas att det byggs SMR:er vid befintliga anläggningar i Ringhals och Oskarshamn under 2040-talet.

Då Västra Götaland ligger vid kusten samt har flera inlandskommuner runt Vänern, finns förutsättningar för kylning om kärnkraftsanläggningar skulle komma att byggas i länet. Detta i kombination med att vi är ett län med hög elförbrukning och låg egenförsörjning på el skulle kunna tala för kärnkraftsproduktion i länet. Närheten till Ringhals talar dock för att bolagen i första hand skulle satsa på produktion där, då det redan finns en acceptans hos befolkningen och befintligt elnät etc. Till vår kännedom har hittills ingen aktör inom kärnkraftsbranschen uttryckt intresse för att bygga kärnkraft i Västra Götaland.

I denna rapport har vi inte inkluderat potentialen hos eventuell nybyggnation av kärnkraftsanläggningar i länet.

### 3.7 Sammanställning framtida elproduktion

Potentialuppskattningarna som gjorts för de olika kraftslagen gällande årlig elproduktion i TWh i Västra Götalands län sammanställs i Tabell 26. Potentialen för 2025 och 2030 illustreras även i Figur 23. Som kan ses antas den största potentialen 2025 finnas hos sol och vind. 2045 antas den största potentialen finnas hos havsbaserad vind och sol.

Notera att till skillnad mot exempelvis Swecos bedömningar<sup>148</sup> presenteras i denna rapport antaganden gällande *möjlig potential* för olika kraftslags framtida produktion. D.v.s. siffror om den framtida produktionen grundas inte på att utefter kostnadsberäkningar simulera vilken produktionsmix som kan anses rimlig för att möta ett effektbehov framtaget i ett uppskattat scenario. För alla kraftslag görs uppskattningar av en ”rimlig potential”, vilket i sig är ett svårdefinierat begrepp. Det är inte en teoretisk potential, vilket skulle innebära att exempelvis all länets yta nyttjades för att bygga solcellsparker, då detta är för osannolikt. Dock har exempelvis inte begränsningar i anslutningskapacitet hos elnätet beaktats, utan detta behöver beaktas i vidare studier av hur potentialen kan komma att realiseras.

Vad som antagits som rimligt skiljer sig åt mellan de olika kraftslagen. För sol och landbaserad vind har den kortsiktiga potentialen (2025 och 2030) antagits efter ansökningar, samt för sol även på antagen tillväxttakt. Den långsiktiga potentialen (2045) har för dessa kraftslag antagits efter yta och möjlig utveckling över tid. För havsbaserad vind har alla ansökta parker inkluderats i potentialen. Eventuella begränsningar i anslutningskapacitet hos elnätet eller hur utvecklingen påverkas av olika

<sup>147</sup> [ELNÄTSRAPPORTEN 2023 - Investeringsbehovet i det svenska kraftsystemet till 2045 \(ellevio.se\)](#)

<sup>148</sup> [ELNÄTSRAPPORTEN 2023 - Investeringsbehovet i det svenska kraftsystemet till 2045 \(ellevio.se\)](#)

ekonomiska incitament har, som påpekats tidigare inte beaktats i denna studie. För kraftvärme och kärnkraft skulle det kunna argumenteras att *potentialen* är mycket större än vad som redovisats här, då det i teorin finns yta och därmed går att bygga många nya kraftverk. Motiveringen till att potentialen bedömts annorlunda för dessa kraftslag är att de, till skillnad mot solcellsparkernas och vindkraftverkens mindre mer modulbaserade anläggningar, i mycket högre grad är beroende av andra faktorer så som bränsletillgång, användning eller hantering av restprodukter etc. En bedömning av en ”rimlig potential” blir på ett sätt därför väldigt svårjämförligt, men syftet är att ta fram underlag som utifrån de antaganden som gjorts visar på storleksordningen hos potentialen hos olika kraftslag för vidare diskussion. Färgmarkeringen i tabellens celler syftar till att understryka osäkerheten hos potentialuppskattningen, desto mörkare desto större osäkerhet.

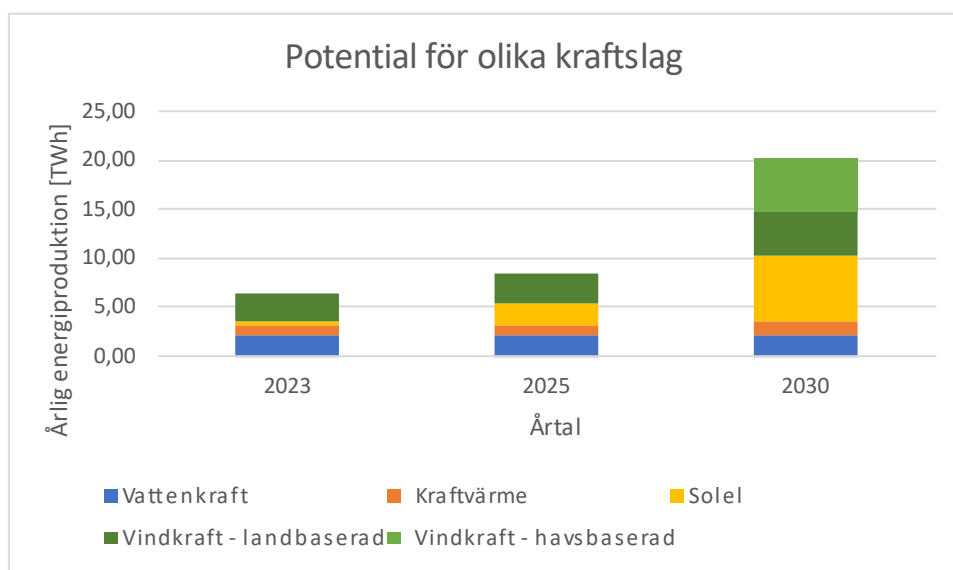
Tabell 26. Sammanställning av uppskattad potential gällande årlig elproduktion i TWh från Vattenkraft och kraftvärme i Västra Götalands län.

Typ av installation	2023	2025	2030	2045
Vattenkraft	2,1	2,1	2,1	2,1
Kraftvärme	1,1	1,1	1,5	1,5
Solel	0,4	2,2*	6,7**	27,0***
Vindkraft – landbaserad	2,9	3,0*	4,5*	9,4**
Vindkraft – havsbaserad	0	0	5,5*	35,5*

\* potential baserad på ansökningar

\*\* potential baserad på ansökningar och antagen tillväxttakt

\*\*\* potential baserad på antagen yta



Figur 23. Sammanställd uppskattad potential av årlig elproduktion för olika kraftslag i Västra Götalands län för år 2023, 2025 och 2030.

Notera även att sammanställningarna i tabellerna ovan *inte* tar hänsyn till *när* under dygnet eller över året potentialen finns tillgänglig. Kraftvärme, kärnkraft och vattenkraft

där vatten lagras i magasin anses som planerbara kraftslag med höga tillgänglighetsfaktorer. Solel och vindkraft räknas som icke planerbara då de är beroende av att solen skiner respektive att vinden blåser. I Svenska kraftnäts rapport om Kraftbalansen på den svenska elmarknaden 2023<sup>149</sup> anges tillgänglighetsfaktorer för sommaren 2023 och vintern 2023/2024 enligt Tabell 27.

Tabell 27. Olika kraftslags tillgänglighetsfaktorer för sommaren 2023 och vintern 2023/2024.

Kraftslag	Tillgänglighetsfaktor	
	sommaren 2023	vintern 2023/2024
Vattenkraft	75%	82%
Solel	Antas som vindkraft	0%
Vindkraft – landbaserad	9% under toppplasttimmen	9% under toppplasttimmen
Vindkraft – havsbaserad	Ingen egen faktor	
Kraftvärme	10%	77%
Kärnkraft	Beräknas utifrån planerade kärnkraftsrevisioner för respektive månad	90%

<sup>149</sup> [Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2023 \(svk.se\)](https://www.svk.se/rapporter/kraftbalansen-pa-den-svenska-elmarknaden-2023)

## 4 Elnät

För att möjliggöra den gröna omställningen och nå Sveriges klimatmål om att bli klimatneutralt senast år 2045 krävs många olika åtgärder. Utöver 100% fossilfri elproduktion, omställningar av fordonsflotta och energianvändningen inom industrin är elnätet en otroligt viktig möjliggörare. Elektrifieringen kräver ett elnät med tillräcklig kapacitet för att transportera elektriciteten från dess olika produktionsplatser till de platser där elbehovet finns. Olika flexibilitetslösningar som efterfrågefleksibilitet och energilager kan nyttjas för att minska elbehov vid vissa särskilt utmanande tillfällen, exempelvis vid topplasttimmar, men elnätet och dess kapacitet har fortfarande en central roll.

Elnätets överföringskapacitet påverkas av olika faktorer som elnätets kopplingsläge, utrustningens kapacitet och att risken för störningar behöver minimeras. Den aktuella driftssituationen (kopplingsläget, lastbehovet samt typ och placering av produktion) påverkar överföringskapaciteten och kapaciteten skiljer sig därmed över tid. För att bedöma den aktuella överföringskapaciteten gör nätoperatören olika analyser och simuleringar där man nyttjar modeller av elnätet tillsammans med olika driftsfall. Olika lagar och styrdokument gällande exempelvis beredskap, driftsäkerhet och säkerhetsbestämmelser styr systemoperatörens möjligheter att driva elnätet.

Figur 24 visar transmissionsnätet i Västra Götaland.



Figur 24. Transmissionsnätet i Västra Götaland från Svenska kraftnäts transmissionsnätskarta<sup>150</sup>

### 4.1 Förstärkning av nuvarande elnät

I detta underlag inkluderas endast sammanställning kring länets elnät på transmissionsnivå. Detta beror på att den ökade elanvändningen inte kan specificeras geografiskt i detalj av hänsyn till sekretess. Därför blir en sammanställning på region-

<sup>150</sup> [Transmissionsnätet för el \(svk.se\)](https://svk.se)

och lokalnätssnivå ej relevant. Region- och lokalnät samt deras kapacitet spelar dock även de en viktig roll för att kunna möta länets elbehov.

I den senaste utgåvan av Svenska kraftnäts nätutvecklingsplan<sup>151</sup>, inkluderar Svenska kraftnät pågående anläggningsinvesteringsprojekt och aktuella behovsutredningar, precis som i tidigare utgåvor. Nytt är dock att planen även inkluderar redovisning med regionalt fokus för att skapa tydlighet kring var i kraftsystemet det kommer finnas snabbast tillgång till ledig kapacitet, var olika produktionsslag gör mest systemnytta samt när i tid de olika förstärkningarna förväntas finnas på plats. Planen redovisar utvecklingsplanerna mer i detalj för de kommande 10 åren (2024–2033), men har ett 25-årsperspektiv i åtanke.

De långa ledtiderna för utbyggnad av elnätet pekas ofta ut som en stor begränsande faktor i energiomställningen och omställningen till ett mer elektrifierat samhälle. I nätplaneringsrapporten nämns att det pågår ett intensivt arbete med att förkorta dessa processer som enligt rapporten tidigare kunnat ta ca 15 år från start av arbetet till färdig transmissionsnätledning. Hur mycket snabbare processerna kan bli är självklart svårt att bedöma, men Svenska kraftnät bedömer att förslagen i den utredning att utveckla nya koordinerade arbetssätt för att försöka korta ledtiderna för elnätsutbyggnad som Energimarknadsinspektionen, Lantmäteriet och länsstyrelserna utfört på uppdrag av regeringen i snitt kan korta ledtider med 6–12 månader, men att det för vissa viktiga projekt kan handla om förkortningar på flera år.

I nätrapporten presenterar Svenska kraftnät sina planerade åtgärder för att möta regionnätägaren Vattenfall Eldistributions utökade uttagsbehov. Vattenfall Eldistribution har ansökt om 1200 MW för tidsperioden 2026 – 2030. Svenska kraftnäts åtgärder förväntas finnas på plats 2035 och Svenska kraftnät utreder därför andra kompletterande åtgärder som exempelvis dynamiska abonnemangsavtal. Vattenfall har inkommit med en till ansökan om ytterligare 1300 MW utökat uttag under tidigt 2030-tal, utöver de 1200 MW som ansökts om tidigare (d.v.s. 2500 MW högre än dagens nivå). Utredningar kring hur det utökade behovet skulle kunna lösas undersöks och utredningarna förväntas var klara under våren 2024.

De åtgärder som Svenska kraftnät lyfter fram innefattar<sup>152, 153</sup>:

- Ny 400 kV-ledning Ingelkärr –Stenkullen (2025)
  - Nya ledningar vilka kommer bidra till ökad överföringskapacitet till hela regionen och de är även viktiga för att möjliggöra anslutning av land- och havsbaserad vindkraft.
- Ledningsförnyelse Skogssäter-Kilanda (2026)
  - Förnyelse för att fortsatt kunna vara funktionsdugliga och leverera enligt kraven för driftsäkerhet
- Ledningsförnyelse Kilanda- Stenkullen (2031)
  - Förnyelse för att fortsatt kunna vara funktionsdugliga och leverera enligt kraven för driftsäkerhet
- Nya 400 kV-ledningar Skogssäter–Stenungsund–Ingelkärr (2031)

<sup>151</sup> [Nätutvecklingsplan 2024–2033 \(svk.se\)](#)

<sup>152</sup> [Nätutvecklingsplan 2024–2033 \(svk.se\)](#)

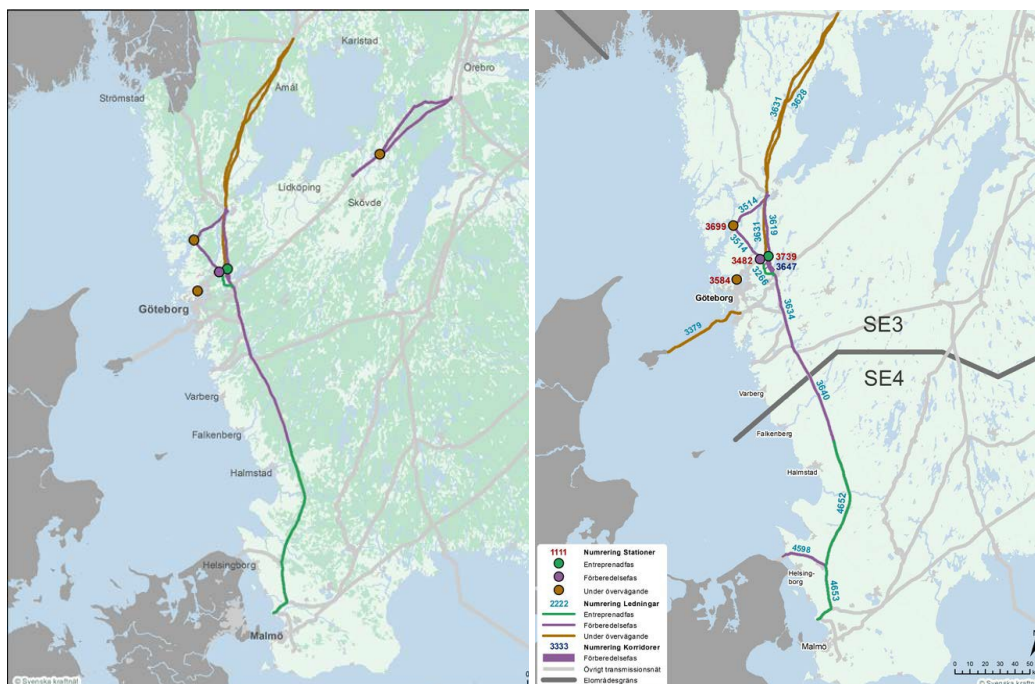
<sup>153</sup> [Så ska elförsörjningen i Göteborgsområdet och sydvästra Sverige säkras | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

- Nya ledningar vilka avser bidra till ökad överföringskapacitet samt till att motverka en flaskhals i handeln av el med Danmark och Norge. De är även viktiga för att möjliggöra anslutning av land- och havsbaserad vindkraft.



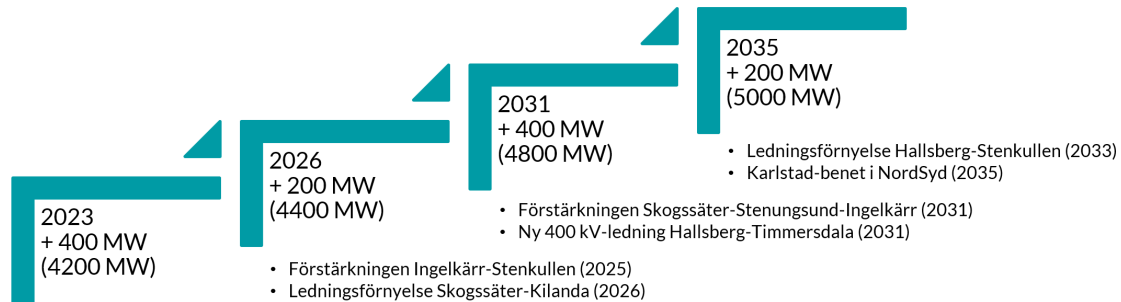
Figur 25. Nätförstärkning via nya 400 kV-ledningar Skogssäter–Stenungsund–Ingelkärr

- Förstärkning av 400 kV-nätet i Skaraborg  
Ny 400 kV-ledning Hallsberg-Timmersdala (2031)  
Ledningsförnyelse Hallsberg- Timmersdala – Stenkullen (2033)
  - Denna förstärkning syftar till att möta den ökade förbrukningen som förväntas i området, men är även viktig för att bidra till att den flaskhals som uppstår vid öst-västligt flöde motverkas. Flaskhalsen uppstår ofta då kärnkraften på västkusten är avställd för årliga revisioner.
- Förstärkning av en av Snitt 2-ledningarna i västra Sverige (2035)
  - Karlstad-benet i NordSyd  
Ny 400 kV-dubbelledning mellan Midskog utanför Östersund och Borgvik  
Förstärkningar för att skapa ett mer flexibelt och robust transmissionsnät och för att möta behoven av ökad överföring från norr till söder.



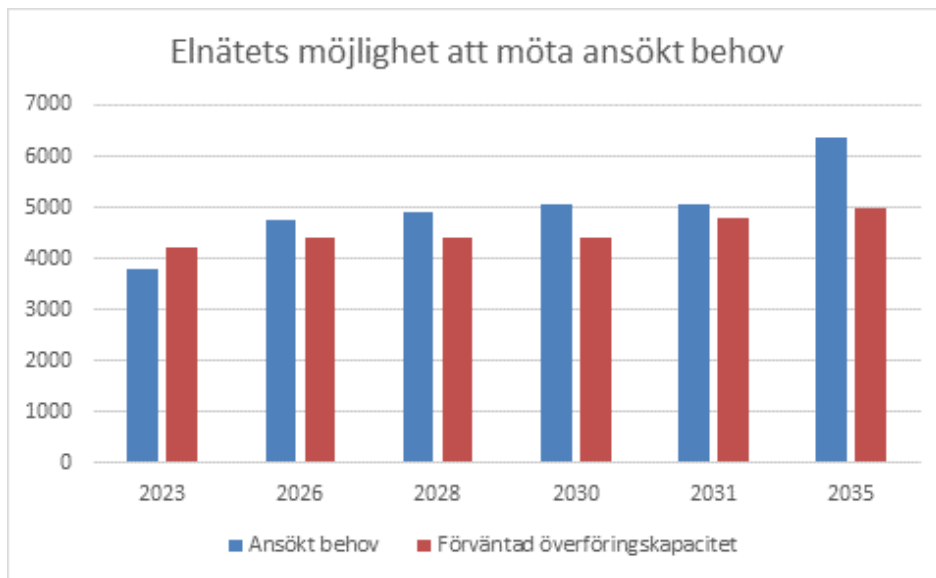
Figur 26. Övergripande kartor över åtgärder i Västra Götaland och sydvästra Sverige.

I Energistrategipodden avsnitt #177<sup>154</sup> beskrev Svenska kraftnäts divisionschef för nät, Per Eckemark, vilka kapacitetsökningar (förväntat möjligt effektuttag) som ovanstående åtgärder skulle bidra med och när. Detta illustreras i trappan över förväntade effektökningar i Västra Götalands län som ses i Figur 27. Figuren anger år, förväntad kapacitetsökning samt total överföringskapacitet baserad på dagens uttagsnivå kommunicerad på dialogmötet för flexiN i Göteborg den 4:e april 2023.



Figur 27. Förväntad ökning av överföringskapacitet i Västra Götalands län<sup>155</sup>.

Figur 28 illustrerar en jämförelse mellan investeringstrappan ovan (förväntad effekt) och ansökt uttag mot regionnäten från Vattenfall. Ansökt uttag har kommunicerats vid dialogmötet för flexiN i Göteborg den 4:e april, samt i Svenska kraftnäts nätutvecklingsplan<sup>156</sup>. Ansökan på ytterligare 1 300 MW under tidigt 2030-tal har i figuren placerats 2035.



Figur 28. Jämförelse över hur förväntad effekt möter ansökt behov vid olika årtal<sup>157, 158</sup>.

<sup>154</sup> [#177 - EnergiStrategiPodden fokuserar på SvK:s besked till Accel med Per Eckemark, SvK - EnergiStrategipodden | Podcast on Spotify](#)

<sup>155</sup> [#177 - EnergiStrategiPodden fokuserar på SvK:s besked till Accel med Per Eckemark, SvK](#)

<sup>156</sup> [Nätutvecklingsplan 2024–2033 \(svk.se\)](#)

<sup>157</sup> Dialogmöte för flexiN i Göteborg den 4:e april 2023

<sup>158</sup> [#177 - EnergiStrategiPodden fokuserar på SvK:s besked till Accel med Per Eckemark, SvK](#)



Flera kapacitetshöjande åtgärder ingår i Svenska kraftnäts strategiska områdesplan för Västra Götaland vilken syftar till att möta det stora regionala behovet av ny överförings- och elproduktionskapacitet<sup>159</sup>.

Svenska kraftnät lyfter bl.a. i deras nätutvecklingsplan<sup>160</sup> att det utöver kapacitetshöjande åtgärder i elnätet även kommer krävas investeringar i regional produktion för att kunna tillgodose behovet som efterfrågas i Västra Götaland. Att förstärka den regionala produktionen får positiva effekter från fler aspekter. Utöver att behovet att transportera elektriciteten från produktionskällor geografiskt långt bort, vilket skulle minska både förluster och begränsa behovet av överföringskapacitet i transmissionsnätet, skapar regional produktion vinster gällande robusthet/resiliens och den bör även leda till positiva effekter gällande elpriset i elområde SE3 då det ökar tillgången på el i området. Beroende på den regionala produktionens kraftslag, kan den eventuellt även bidra med andra egenskaper som kan stärka upp systemet.

Svenska kraftnät jobbar fortgående med frågan att på bästa sätt möta behovet i Västra Götaland och se över om det finns möjlighet att påskynda de projekt som redan är beslutade<sup>161</sup>. I ett pressmeddelande den 13:e december meddelade Svenska kraftnät att två beslut fattats gällande projekt i förberedelsefas som är viktiga för en ökad överföringskapacitet till Västra Götalandsregionen. Besluten gällde dels ett investeringsbeslut om byggnation av en ny transformatorstation i Ingelkärr i Ale kommun, samt dels ett inriktningsbeslut för att förnya 400 kV- ledningar på sträckan Hallsberg – Stenkullen. I pressmeddelandet nämns även att fler projekt utreds för att starta inom kort<sup>162</sup>.

Gällande att möta behovet för anslutning av havsbaserad vindkraft anger Svenska kraftnät i delrapporten över ny anslutningsprocess för havsbaserad vindkraft<sup>163</sup> att de kan möjliggöra anslutning av upp till 1 200 MW elproduktion i anslutningspunkten Bohuslän Södra. Detta möjliggörs bl.a. av den nya ledningen mellan Skogssäter och Ingelkärr via Stenungsund. Svenska kraftnät anger också att de fortsatt utreder förutsättningarna att ansluta mer produktion inom ramen för nästa delsteg av den strategiska områdesplanen för Västra Götaland. Ett uppdaterat besked väntas komma i kvartal 4 2024. Som exempel på åtgärder som undersöks i nästa fas av analysarbetet anges förstärkning av ledningsnätet mellan Stenungsund och Hisingen.

Delrapporten anger att en första anslutningspunkt för havsbaserad vindkraft i Norra Västerhavet, Bohuslän Södra, kan etableras utmed den planerade nya 400 kV-ledningen Skogssäter–Stenungsund–Ingelkärr. Rapporten anger vidare att Svenska kraftnät undersöker möjligheten till fysisk samordning mellan anslutningspunkten för havsbaserad vindkraft och anslutningen till regionnätet i en och samma station, eller om alternativa platser behöver undersökas.

---

<sup>159</sup> [delrapport-1-havsvind-kapacitet-och-punkter2](#)

<sup>160</sup> [Nätutvecklingsplan 2024–2033 \(svk.se\)](#)

<sup>161</sup> [#177 - EnergiStrategiPodden fokuserar på SvK:s besked till Accel med Per Eckemark, SvK - EnergiStrategipodden | Podcast on Spotify](#)

<sup>162</sup> [Svenska kraftnäts beslut ger effekt | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

<sup>163</sup> [Ny anslutningsprocess för havsbaserad vindkraft - delrapport \(svk.se\)](#)

För att beskriva anslutningskapaciteten för havsbaserad vindkraft har Svenska kraftnät delat in Sveriges kustremsa i olika havskapacitetszoner där Västra Götalands kustremsa främst hör till Zon 1 – Norra Västerhavet, se Figur 29.



Figur 29. Karta över en delmängd av Sveriges havskapacitetszoner<sup>164</sup>

Vid reinvestering är det vanligt att nätbolaget byter den utrustning som ska ersättas mot annan med högre kapacitet, d.v.s. samtidig kapacitetshöjning. Detta kan handla om att byta ut existerande kabel mot en med större ledningsarea.

Det finns även nya tekniker som skulle kunna nyttjas där ett alternativ till ökad överföringsförmåga via utbyggd nätinfrastuktur är att byta existerande ledningar i befintliga stolpar mot s.k. **högtemperaturlinor**. Detta är något som bl.a. Svenska kraftnät undersöker och ett pilotprojekt för att testa högtemperaturledningstekniken kommer köras på sträckan Valbo–Untra med syftet att ge ökad uttagsförmåga i Västeråsområdet<sup>165</sup>. Svenska kraftnäts projektledare beskriver i tidningen Energi att en högtemperaturlina, genom att klara en högre drifttemperatur utan att töjas ut och bli hängande för lågt, kan medföra att uppåt 50% mer ström kan köras genom ledningen<sup>166</sup>. I just detta projekt medför bytet att abonnemanget kan ökas från 355 MW till 455 MW. I samma artikel beskrivs hur även E.on Energidistribution använt denna teknik, då befintliga stolpar var för kläna för storleken på linor som krävdes för att möta ett ökat kapacitetsbehov. En högtemperaturlledning har lägre vikt jämfört med en konventionell ledning med samma ytterdiameter. En nackdel med högtemperaturlinor är att de medför ökade energiförluster.

## 4.2 Andra åtgärder

Ett annat alternativ till förstärkning och utbyggnad av nuvarande elnät för att möta ett ökat behov av överföringskapacitet, är att tillämpa åtgärder som bidrar till effektivare nyttjande av befintligt elnät. Exempel på detta är dynamisk ledningskapacitet, flödesstyrning, utökad nätvarnsfunktionalitet och tillåten ökad driftström.

<sup>164</sup> [Ny anslutningsprocess för havsbaserad vindkraft - delrapport \(svk.se\)](#)

<sup>165</sup> [Så arbetar vi för att öka kapacitetsbristen - kortsiktiga åtgärder \(Svk\)](#)

<sup>166</sup> [Varmare ledningar ger mer kapacitet i elnäten \(energi.se\)](#)

Digitaliseringen som medför en ökande mängd allt smartare sensorer i elnäten, skapar möjligheter till bättre övervakning och en tydligare bild av den aktuella driftsituationen.

**Dynamisk ledningskapacitet** (eng. Dynamik Line Rating, DLR) innefattar de metoder som bedömer en luftlednings termiska överföringskapacitet utifrån rådande väderförhållanden. Överföringskapaciteten för luftledningar begränsas ofta av dess avstånd till mark (eller vegetation) då dessa ska säkerställa tillräckligt stor luftisolering för att undvika risk för överslag. Metallen i ledningarnas linor utvidgas då de blir varma, vilket leder till att de får ett större nedhäng och därmed får ett minskat avstånd till marken. Temperaturen i ledningen beror dels på hur mycket ström som går genom ledningen, vilken leder till förluster som skapar värme, men även på omgivningsfaktorer som exempelvis omgivningstemperatur och vindstyrka. Beräkningar gällande överföringskapaciteten görs ofta på statiska värden för ex. temperatur vilket ofta leder till att det finns extra utrymme, då temperaturen egentligen inte är så hög som i beräkningarna.

Hur mycket ökad överföringskapacitet som nyttjande av dynamisk ledningskapacitet kan medföra beror på det specifika fallet, hur konservativa gränser som ursprungligen använts etc.

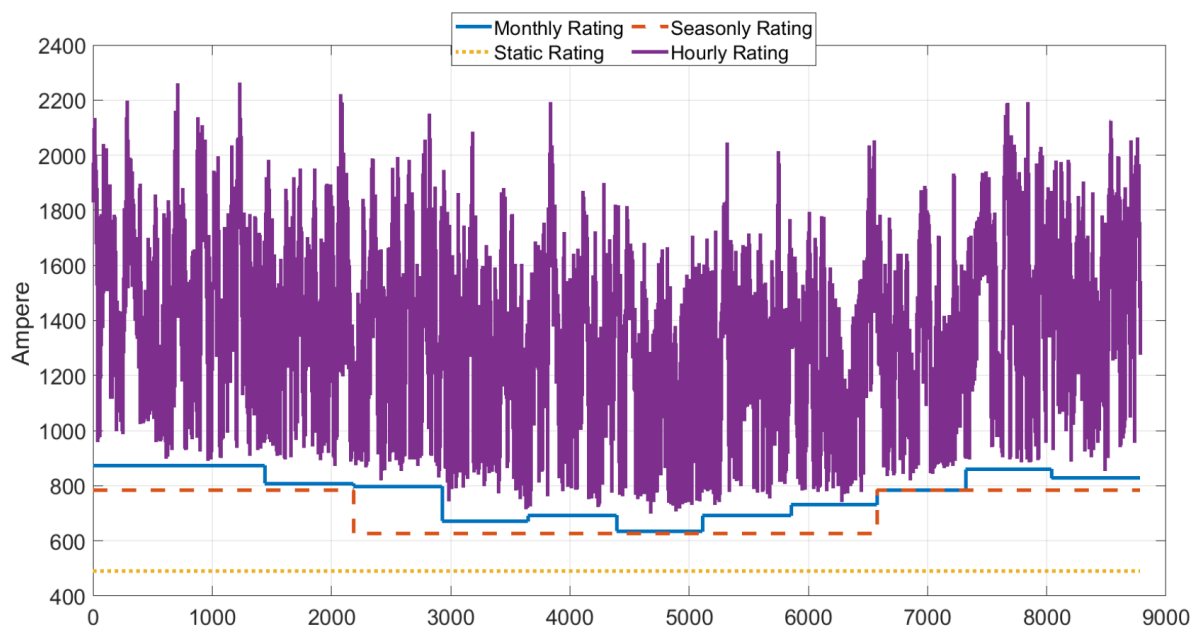
Svenska kraftnät anger i sin nätutvecklingsplan att de uppskattar att de säkerhetsmarginaler som finns, ex. via statisk begränsning, medför att den möjliga överföringsförmågan systematiskt verkar underskattas med cirka 20–30 procent och vid vissa förhållanden betydligt mer<sup>167</sup>.

Figur 30 från en doktorsavhandling från 2022<sup>168</sup> visar hur mycket ström som skulle tillåtas för samma ledning beroende på vilken begränsningsmetod som används. Som antaget ger begränsning utifrån dynamisk ledningskapacitet (Hourly Rating, markerad med lila färg i figuren) möjlighet till en ökad överföringskapacitet.

---

<sup>167</sup> [Nätutvecklingsplan 2024–2033 \(svk.se\)](#)

<sup>168</sup> [Multiple Aspects of Dynamic Rating in the Power System, Fatemeh Hajeforosh, LTU 2022](#)



Figur 30. Jämförelse av begränsning av ström för en ledning med olika typer av metoder för timmar 2016.

Dynamisk begränsning kan även användas för annan utrustning än luftledningar, som exempelvis transformatorer<sup>169</sup> och för kablar<sup>170</sup>.

Även begränsningar hos apparater i stationer kan begränsa en lednings kapacitet, exempelvis hos brytare. Dessa är dock enklare att byta ut mot annan variant med högre kapacitet.

Utrustning för **flödesstyrning**, exempelvis reaktiv effektkompensering baserad på kraftelektronik kan användas som stabilitetshöjande åtgärder. DNV kommer på uppdrag av Energiforsk utreda hur mycket kapacitet som kan frigöras i regionnäten genom att styra effektflöden med kraftelektronik<sup>171</sup>.

**Nätvärn** (eng. System Integrity Protection Schemes, SIPS) är en skyddsmekanism som används för att vid vissa specifika situationer, automatiskt genomföra ingrepp i nätet. Nätvärn kan användas som en säkerhetsåtgärd mot kaskadfel eller systemsammanbrott, om effekten av andra skyddsmekanismer i en störningssituation inte kunnat motverka de problem som uppstått i tillräckligt hög grad. Nätvärn kan även användas för att öka överföringskapacitet.

Då nätbolagen beräknar elnätets överföringskapacitet, används ofta den s.k. N-1 principen vilken innebär att elnätet ska klara att hålla sig i säker drift (inom angivna gränser för exempelvis ström och spänning) även efter ett felfall, d.v.s. klara tappa ett nätelement så som en ledning, transformator eller generator. Om nätvärn används kan nätet drivas närmare sin fulla kapacitet. Om ett felfall inträffar, vilket skulle medföra att elnätet inte längre är i säker drift, sker en automatisk åtgärd vars effekter innebär att

<sup>169</sup> [Allowing more solar power connected to the grid, using thermal and ageing models of distribution transformers, Amena Khatun, Högskolan Dalarna 2021](#)

<sup>170</sup> [Dynamisk belastbarhet för jordkablar, Energiforsk 2017](#)

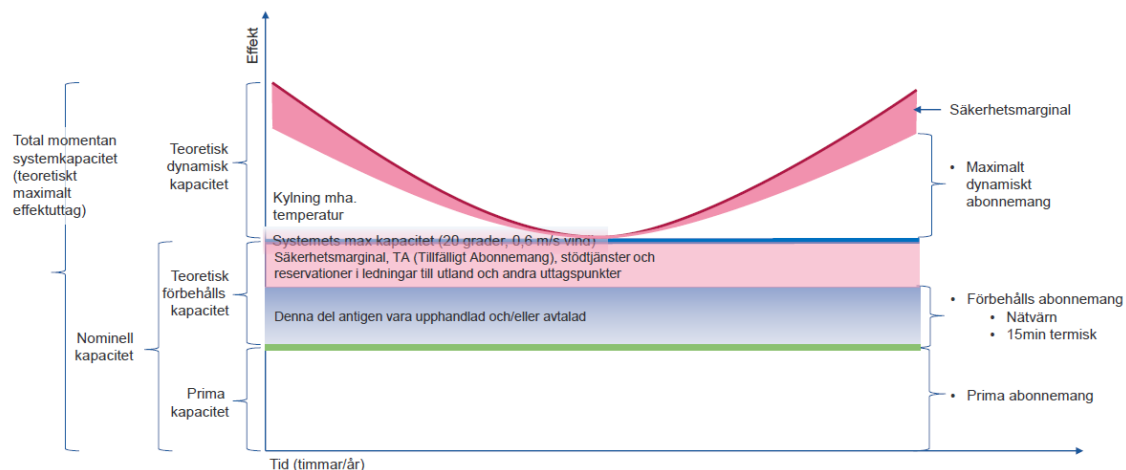
<sup>171</sup> [Billigare kraftelektronik öppnar för ökad kapacitet i regionnäten | \(energiforsk.se\)](#)

elnätet åter är i säker drift. De automatiska åtgärder som används är exempelvis produktionsfrånkoppling, eller styrning av flödet genom HVDC-länkar.

Tillåten **ökad driftström** i befintlig utrustning medför att de kontinuerliga termiska gränserna för viss utrustning kan ökas vilket medför att överföringskapaciteten kan ökas om den termiska gränsen hos dessa är en begränsande faktor. Den termiska gränsen kan vara satt utefter dess påverkan på utrustningens livslängd, då exempelvis en ledning som töjs ut mycket åldras fortare.

Tillåten ökad driftström kan exempelvis ges utrustning som ändå ska bytas ut och den termiska gränsen främst är satt för att utrustningen åldras snabbare, men risken för haveri anses låg.

Annat som diskuteras är **alternativa anslutningsabonnemang**, vilka skulle kunna möjliggöra en tidigare nätanslutning trots att elnätskapaciteten enligt traditionella kriterier är otillräcklig. Förslag på hur flexibla abonnemang skulle kunna formis har presenterats av projektet flexiN för Svenska kraftnäts Planeringsråd<sup>172</sup>.



Figur 31. Illustration över flexiNs förslag på abonnemangsuppdelning.

## 4.3 Sammanfattning elnät

Elnätet har en väldigt viktig roll för att realisera att ekvationerna i energiplaneringen går ihop. Det räcker inte att vi har tillräckligt med elproduktion inom eller utanför länet för att tillgodose det ökande elbehovet, elektriciteten måste även kunna transporteras på ett säkert och tillförlitligt sätt från producenten till konsumenten. Bedömningar av elnätets överföringskapacitet görs av nätbolagen och kapaciteten skiljer sig över tid och mellan olika platser i nätet. En tillräcklig överföringskapacitet behövs på alla olika nätnivåer (transmission, region och lokal), men i denna rapport lyfts endast siffror för transmissionsnivån. Den förväntade överföringskapaciteten baseras på publik information från Svenska kraftnät och listas i Tabell 28. Information finns endast tillgängligt till 2035 men Svenska kraftnät jobbar kontinuerligt med sin långsiktiga nätplanering och med att kunna möta det behov som aviseras.

<sup>172</sup> [FlexiN \(svk.se\)](http://flexiN.svk.se)

Svenska kraftnät understryker dock att det utöver förstärkningar och nybyggnation kommer behövas mer för att möta elbehovet, så som ytterligare lokal produktion.

Tabell 28. Förväntad överföringskapacitet i MW på transmissionsnivå i Västra Götaland, inklusive dagens nyttjade överföringskapacitet på 3 800 MW.

Förväntad överföringskapacitet (MW)	2023	2026	2031	2035	2045
Transmissionsnivå	4 200	4 400	4 800	5 000	

Det är en stor utmaning att planera elnätet, med dess långa ledder gällande utbyggnad, med de osäkerheter och den komplexitet som föreligger. Den ökade dialogen gällande dessa frågor och belysning av vilka behov som antas även på längre sikt är förändringar i rätt riktning.

## 5 Vätgas

Idag används stora volymer vätgas inom industrin i Västra Götaland framför allt inom raffinaderi- och kemiindustrin, 6,4 TWh vätgas/år, vilket motsvarar 192 kton vätgas/år<sup>173</sup>. Vätgasen används främst som insatsråvara, exempelvis för produktion av drivmedel, men en mindre del används som bränsle. Användningen av vätgas inom Västra Götaland utgör nära 90% av den nationella användningen och vätgasen produceras här till hälften via reformering av naturgas medan resterande erhålls som biprodukt, framför allt från fossil råvara<sup>174</sup>. En omställning av produktionen är därför nödvändig om fossilfrihet ska uppnås.

### 5.1 Framtida behov

Behovet av vätgas inom regionen förväntas öka i framtiden till följd av övergång till förnybar råvara och elektrobränsleproduktion i raffinaderierna, omställning inom kemiindustrin exempelvis via återvinning av plast i returraffinaderi<sup>175</sup> och produktion av hållbar metanol<sup>176</sup>. Att vätgasbehovet förväntas öka för raffinaderierna beror på att en övergång till uppgradering av biobaserad råvara kräver mer vätgas än raffinering av fossil råvara, uppskattningsvis 3–4 gånger<sup>177</sup> medan det vid produktion av elektrobränslen ofta ingår dedikerad vätgasproduktion via elektrolys.

För den idag etablerade industrin inom regionen har det framtida behovet av vätgas tidigare uppskattats till 4,9–14 TWh vätgas<sup>178</sup>. Ett stort spann som visar på osäkerhet kring hur utvecklingen av vätgasanvändning i regionen kommer se ut framåt. St1 och Preem har, var för sig, tillkännagjort avsiktsförklaringar tillsammans med Vattenfall om övergång från fossilfria bränslen som båda har koppling till havsbaserad vindkraft. I dessa avsiktsförklaringar ingår målsättningar från St1<sup>179</sup> och Preem<sup>180</sup> som tillsammans uppgår till 6 Mm<sup>3</sup> elektrobränslen per år. Dagens raffineringsskapacitet, på de tre raffinaderierna i Västra Götalandsregionen, motsvarar runt 22 Mm<sup>3</sup> råolja per år, där St1s raffineringsskapacitet motsvarande 25 % av Sveriges efterfrågan på oljeprodukter, ~4 Mton råolja/år<sup>181</sup>, medan Preems kapacitet motsvarar 18 Mton/år<sup>182,183</sup>. Dagens raffineringsskapacitet och produktionsvolym från fossil råvara överskrider alltså de tillkännagivna planerna på framtida produktion. Vilka bränslen raffinaderierna kommer producera i framtiden, vilken produktionsväg detta bränsle framställs via och i vilken volym kommer påverka det resulterande vätgasbehovet.

<sup>173</sup> [Vätgas på Västkusten \(diva-portal.org\)](https://diva-portal.org)

<sup>174</sup> [Vätgas på Västkusten \(diva-portal.org\)](https://diva-portal.org)

<sup>175</sup> [Borealis-samrådsunderlag-anläggning-kemisk-återvinning 2022-03-29-091510 vplh.pdf \(borealisgroup.com\)](https://borealisgroup.com)

<sup>176</sup> [Project Air - Perstorp](https://www.projectair.se)

<sup>177</sup> [Vätgasstrategi-for-fossilfri-konkurrenskraft-1.pdf \(fossilfritt.se\)](https://www.fossilfritt.se)

<sup>178</sup> [Vätgas på Västkusten \(diva-portal.org\)](https://diva-portal.org)

<sup>179</sup> [Vattenfall och St1 ingår nytt partnerskap inom fossilfritt - St1](https://www.vattenfall.se)

<sup>180</sup> [Nyhetsrum - Preem.se](https://www.preem.se)

<sup>181</sup> <https://www.st1.se/raffinaderiet>

<sup>182</sup> [Preemraff Lysekil - Preem.se](https://www.preem.se)

<sup>183</sup> [Preemraff Göteborg - Preem.se](https://www.preem.se)

Den fossila vätgasanvändningen inom regionen kommer successivt behöva fasas ut till år 2045 eller utsläppen åtgärdas genom koldioxidinfångning. Fokus i denna kartläggning har legat på vätgasanvändning som påverkar regionens elbehov, alltså vätgas producerad via elektrolys.

I Tabell 29 nedan ses det uppskattade behovet av fossilfri vätgas producerad via elektrolys inom regionen för år 2025, 2030 och 2045 tillsammans med dagens användning av fossil vätgas och siffror från tidigare studier. Uppskattningen i denna rapport är baserad på den information som erhållits vid intervjuer med industriaktörerna i regionen kring deras tillkommande elbehov och tillkännagivna planer. Notera att St1 och Preems tillkännagivna målsättningar kring elektrobränsleproduktion kommer in först år 2045 eftersom de är satta en bit in på 2030-talet.

I den tidigare kartläggningen, Välgas på Västkusten genomförd 2021, uppskattades det totala behovet av välgas<sup>184</sup>. Vilket alltså inkluderar andra produktionsvägar än elektrolys samt även välgas erhållen som biprodukt inom industrierna. I den tidigare kartläggningen ansågs det inte sannolikt att all välgas skulle produceras via elektrolys.

Tabell 29. Behov av välgas i Västra Götaland för år 2025, 2030 och 2045. År 2045 motsvarar hög och låg information erhållen från industrierna tillsammans siffror från tidigare kartläggning<sup>185</sup>.

Behov av välgas (TWh)	Idag	2025	2030	2045 låg	2045 hög
Tillkommande fossilfri (endast elektrolysbaserad)		0,5	1,4	5,7	8,9
Fossilbaserad*	6,4	6,4	6,4	<6,4	<6,4

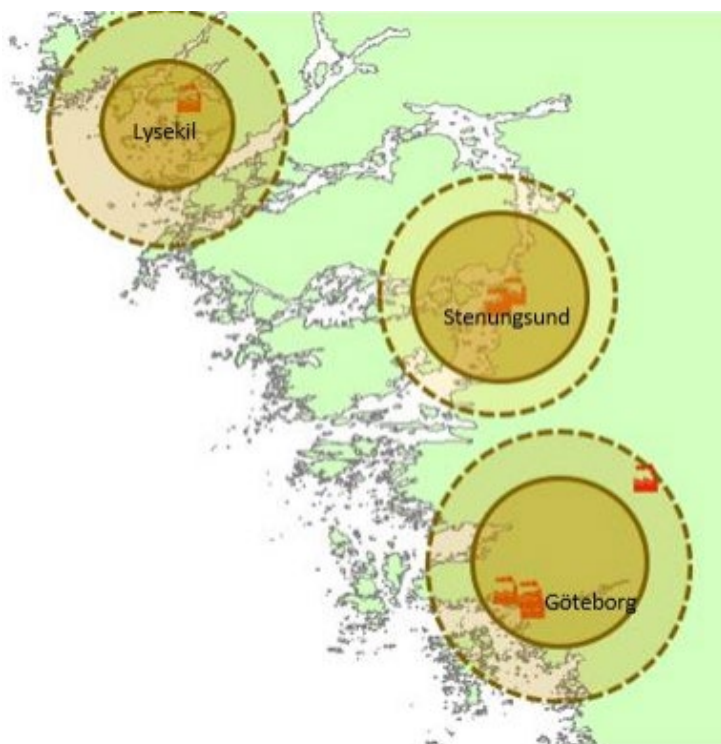
\*Den fossilbaserade välgasen kommer succesivt fasas ut eller kompletteras med koldioxidinfångning. Det är i dagsläget inte klart hur och när detta kan komma att ske.

I Figur 32 visas den översiktliga geografiska spridningen av det framtida välgasbehovet enligt den tidigare genomförda studien Välgas på Västkusten. I stora drag speglar detta fördelningen av välgasbehovet som uppskattats i denna rapport, det är framför allt storleken på cirklarna som har förändrats. Det finns också enskilda aktörer på andra orter som inte är möjliga att märka ut till följd av sekretess.

<sup>184</sup> [Välgas på Västkusten \(diva-portal.org\)](https://diva-portal.org)

<sup>185</sup> [Välgas på Västkusten \(diva-portal.org\)](https://diva-portal.org)





Figur 32. Ovan visas översiktligt den geografiska spridningen av det framtida vätgasbehovet enligt den tidigare genomförda studien Vätagas på Västkusten. Inre och yttre cirkel motsvarar min- och max avseende de uppskattningar som gjorts där för år 2045 <sup>186</sup>.

## 5.2 Vätagas potential

Fossilfri vätagas har en viktig roll i energiomställningen när det kommer till att ersätta dagens fossila användning av vätagas, som framför allt sker i raffinaderier och vid produktion av kemikalier såsom metanol och ammoniak, samt i applikationer där det är svårt eller inte möjligt att minska utsläppen via elektrifiering såsom industriprocesser vid höga temperaturer och tunga långväga transporter.

Ur energi- och resurseffektivitetssynpunkt är det dock viktigt att vätagas endast används där elektrifiering inte är möjlig. Detta eftersom produktion av fossilfri vätagas, oavsett om den sker via elektrolys eller från biogas/bioråvara, innefattar omvandlingsförluster. För elektrolys är verkningsgraden idag runt 65–70 procent och används vätagasen för produktion av elektrobränslen, el eller ammoniak fås ytterligare omvandlingsförluster före slutanvändning. Fokus i denna sammanställning har därför varit på industrisektorns nuvarande vätagasanvändning samt dess ökade behov till följd av omställning. Dessa har sammanställts som tillkommande vätagasbehov i föregående stycke.

Framtida fossilfri vätagas kommer i stor utsträckning produceras via elektrolys där tillgången på billig fossilfri el kommer vara avgörande för hur stora volymer som produceras inom vår region.

<sup>186</sup> [Vätagas på Västkusten \(diva-portal.org\)](https://diva-portal.org)

Utöver potentialen till billig elproduktion påverkar framtida vätgasefterfrågan också potentialen för vätgasproduktion inom vår region. I efterföljande stycken sammanfattas uppskattningar av framtida behov av vätgas på global nivå och inom EU samt några nyligen annonserade målsättningar inom EU kring fossilfria bränslen till flyg och sjöfart.

IEA uppskattar att det globala behovet av fossilfri vätgas uppgår till över 400 Mton år 2050 i sitt Net Zero emissions scenario<sup>187</sup>. Det kan jämföras med att den globala efterfrågan på vätgas år 2021 var 94 Mton<sup>188</sup> och innebär att behovet år 2050 uppgår till över fyra gånger dagens. Inom Europa är efterfrågan på vätgas idag runt 8 Mton<sup>189</sup> och en sammanvägning av ett 30-tal nyligen framtagna scenarios för vätgasbehovet år 2050 ger ett medianvärde på 42 Mton<sup>190</sup> (21 och 63 i undre respektive övre kvartil) vilket motsvarar fem gånger dagens behov. Det finns även uppskattningar på att efterfrågan av vätgas inom i EU för enbart industrin och då ej inräknat raffinaderier kan bli upp till 5–6 gånger dagens behov år 2050<sup>191</sup>. Dock poängteras där att vätgasbehovet kan bli betydligt lägre om kemisk basindustri och stålindustrin lokaliserar energikrävande steg utanför Europa.

Hösten 2023 antogs nya mål för hållbara flygbränslen (sustainable aviation fuels, SAF) inom ReFuelEU Aviation<sup>192</sup> som innefattar kvoter för SAF som andel av bränslemixen med specifika subkvoter för syntetiska bränslen som elektrobränslen, vilket illustreras i Figur 33 nedan. Givet dessa kvoter och EASAs tidigare uppskattningar av EU:s framtida behov av flygbränsle (46 respektive 45 Mton)<sup>193</sup> fås att EU har behov på knappt 3 Mton år 2030 och drygt 30 Mton år 2050.

---

<sup>187</sup> [World Energy Outlook 2023, IEA](#)

<sup>188</sup> [Executive summary – Global Hydrogen Review 2022 – Analysis - IEA](#)

<sup>189</sup> [Hydrogen Demand | European Hydrogen Observatory \(europa.eu\)](#)

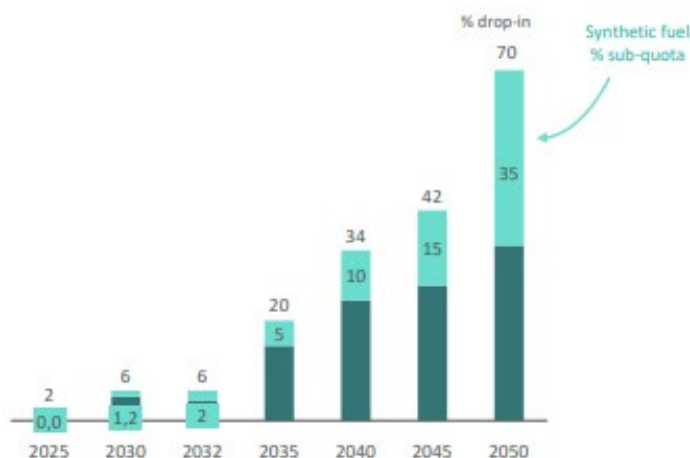
<sup>190</sup> [Scenarios for future hydrogen demand | European Hydrogen Observatory \(europa.eu\)](#)

<sup>191</sup> [How much green hydrogen will Europe's industry need in 2050? - Fraunhofer ISI](#)

<sup>192</sup> [RefuelEU aviation initiative: Council adopts new law to decarbonise the aviation sector - Consilium \(europa.eu\)](#)

<sup>193</sup> [Current landscape and future of SAF industry | EASA Eco \(europa.eu\)](#)

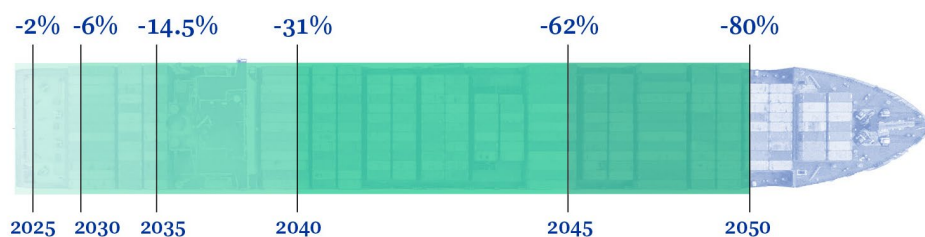
SAF drop-in target from 2025 and specific min. sub-quota for synthetic fuels (PtX)



Figur 33. EU:s mål för hållbara flygbränslen<sup>194</sup>.

Under 2023 antogs även Fuel EU maritime-förordningen som kräver att fartyg på över 5000 bruttoton som anlöper europeiska hamnar ska minska växthusgasintensiteten på energin de använder med 80% till år 2050 med delmål enligt figuren nedan<sup>195</sup>.

Annual average carbon intensity reduction compared to the average in 2020



Figur 34. Uppsatt mål kring minskad växthusgasintensitet för energi som används på fartyg som anlöper europeiska hamnar.<sup>196</sup>

EU:s uppsatta mål för flyg och fartygsbränsle kommer påverka efterfrågan på fossilfri vätgas och bränslen där fossilfri vätgas utgör en byggsten.

I en nyligen genomförd studie jämfördes två scenarier med olika grad av vätgasanvändning i Europa med regional potential att producera fossilfri vätgas så billigt som möjligt<sup>197</sup>. Resultaten visar att Europa i stort sett kan täcka sitt behov av vätgas med inhemsk produktion till konkurrenskraftiga priser och därmed bli mindre beroende av import. Den tekniska potentialen för förnybar elproduktion till en kostnad (Levelized Cost of Electricity, LCOE) upp till 40 euro/MWh är stor nog för att täcka efterfrågan på el för att nå nettonollutsläpp år 2050 även för det scenario där vätgas används i ett större antal sektorer och applikationer, Figur 35. I figuren syns också att behovet av el för

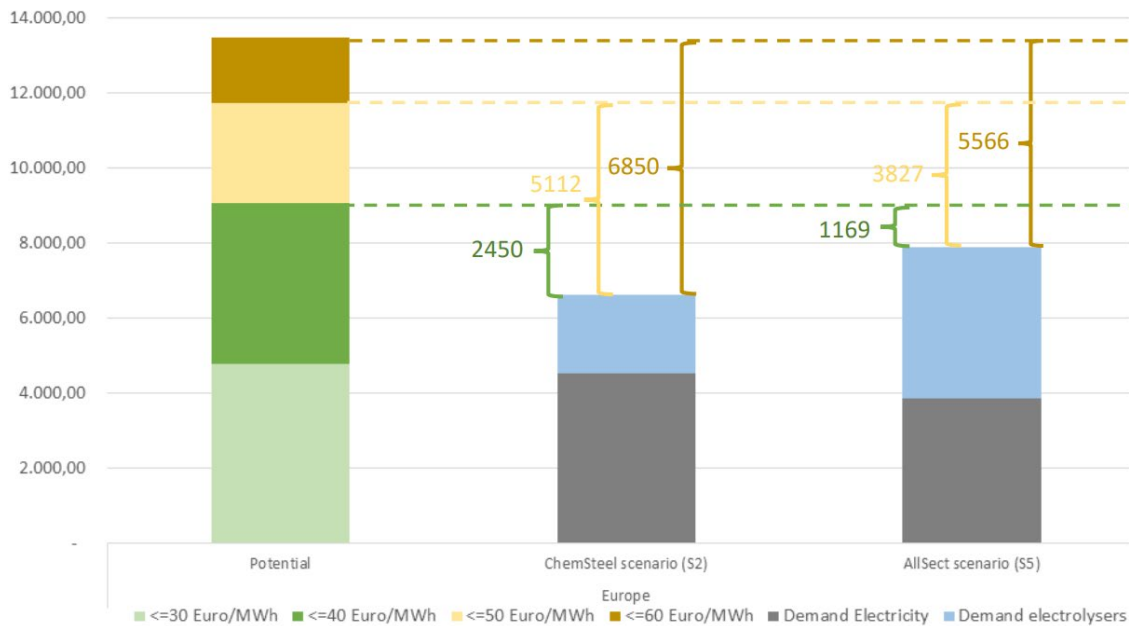
<sup>194</sup> Renewable aviation – Power-to-Liquid. Presentation vid [THE Bio Carbon Capture & Storage Conference 2023 – Klimpo](#).

<sup>195</sup> <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/PE-26-2023-INIT/en/pdf>

<sup>196</sup> [Fit for 55: increasing the uptake of greener fuels in the aviation and maritime sectors - Consilium \(europa.eu\)](#)

<sup>197</sup> [HYPAT Discussion Paper 05/2023. Mobilizing Europe's Full Hydrogen Potential: Entry-Points for Action by the EU and its Member States \(fraunhofer.de\)](#)

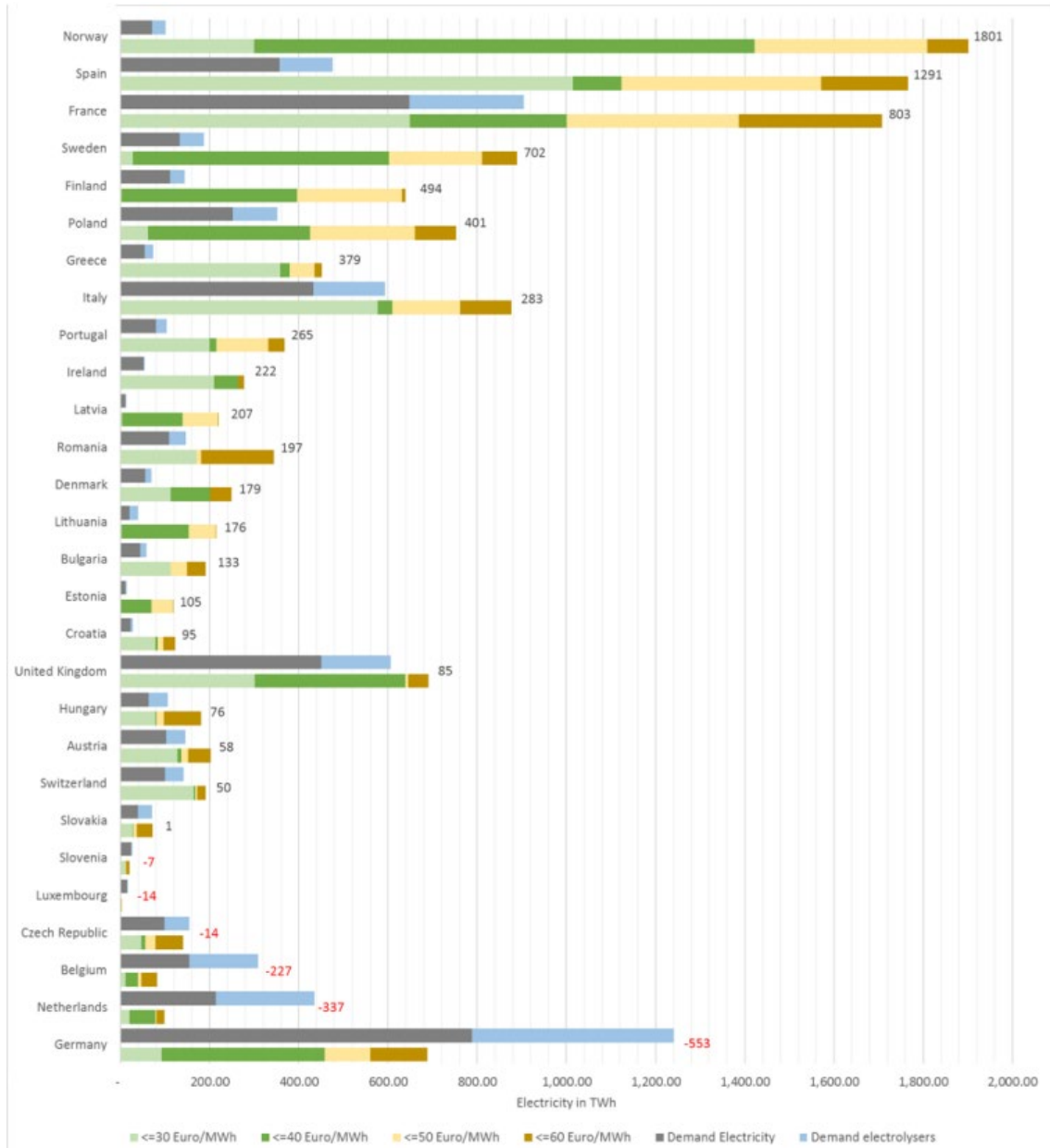
omställningen ökar mellan scenarierna, där det lägre elbehovet motsvarar att vätgas endast används i industri och transportsektorn för applikationer där alternativ saknas idag eller är mycket dyra (vätgas som råvara i kemi- och stålindustri, några utvalda högtemperaturprocesser inom industrin, syntetiska bränslen till flyg och sjöfart på långdistans) medan det andra scenariot inkluderat en rad till användningar (processvärme vid medeltemperatur i industrin, långdistanslastbilar och ett mindre antal personbilar samt för uppvärmning i byggnader i områden med mindre fördelaktiga förhållanden för elektrifiering).



Figur 35. I vänstra stapeln visas potential för förnybar elproduktion till priser från >30 Euro/MWh- >60Euro/MWh (ljus grönt till brunt) medan de två högra staplarna visar två scenarier kring elbehov för omställning, med olika stor grad av användning av vätgas, för EU, Norge, Schweiz och Storbritannien år 2050. Y-axeln visar TWh el. Blått i staplarna är elbehov för vätgasproduktion via elektrolys. Klammarna visar möjligt överskott av elproduktion i TWh för olika maximala elproduktionskostnader.<sup>198</sup>

Studien belyser också att det finns en ojämn fördelning mellan länderna i EU avseende potential för elproduktion till lågt pris och behov av vätgas för omställningen. I figuren nedan visa potential för förnybar elproduktion (LCOE < 60 Euro/MWh) och behovet av el för att nå netto-noll i de olika länderna. Elbehovet är här baserat på scenariot med lägre vätgasanvändning och länderna rankas uppifrån och ned utifrån deras potential till överskott av elproduktion, efter att de inhemska behoven täckts. Sverige placerar sig här på en fjärdeplats av de länder mest störst potential till överskott.

<sup>198</sup>[https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2023/Hypat%20Discussion%20Paper%2005\\_2023%20Mobilizing%20Europe%E2%80%99s%20Full%20Hydrogen%20Potential%20v01.pdf](https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2023/Hypat%20Discussion%20Paper%2005_2023%20Mobilizing%20Europe%E2%80%99s%20Full%20Hydrogen%20Potential%20v01.pdf)



Figur 36: Jämförelse av potentialen för förnybar elproduktion (LCOE < 60 Euro/MWh) och det beräknade elbehovet för att uppnå nettonollutsläpp i olika länder. Elbehovet baseras på scenariot med lägre vätgasanvändning och länderna rankas uppifrån och ned utifrån deras potential till överskott av elproduktion, efter att de inhemska elbehoven har tillgodosetts.<sup>199</sup>

Från figuren syns att Sveriges uppskattas ha potential till ett överskott på 702 TWh el, när förnybar elproduktion med en kostnad upp till 60 Euro/MWh inkluderas. En närmare titt på staplarna visar en potential till 600 TWh elproduktion vid en kostnad av upp till 40 euro/kWh (LCOE) medan det inhemska elbehovet, när netto noll nåtts, är knappt 200 TWh. Det innebär ett överskott på knappt 400 TWh när endast el till en lägre produktionskostnad inkluderas. Ett elbehov på 200 TWh för ett omställt Sverige 2050 är dock något i underkant jämfört med Energimyndighetens uppskattning från 2023 på

<sup>199</sup>[https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2023/Hypat%20Discussion%20Paper%2005\\_2023%20Mobilizing%20Europe%E2%80%99s%20Full%20Hydrogen%20Potential%20v01.pdf](https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2023/Hypat%20Discussion%20Paper%2005_2023%20Mobilizing%20Europe%E2%80%99s%20Full%20Hydrogen%20Potential%20v01.pdf)

228–349 TWh<sup>200</sup> och Svenska kraftnäts uppskattning från 2021 på 184–298 TWh<sup>201</sup>, men även om elbehov i den högre delen av spalten antas kvarstå närmare 300 TWh elproduktionspotential för Sverige som helhet.

Den uppskattade potentialen till elproduktion inom länet återfinns i avsnitt 3.7 och summerad för de förnybara källorna uppgår den till ca 75 TWh. En uppskattning av produktionskostnad har dock inte inkluderats och kommer vara avgörande för vilken elproduktion som realiserats och hur mycket el som kan komma att användas för vätgasproduktion inom länet. Utöver potential till fossilfri elproduktion och uppskattningar kring framtida vätgasbehov, dvs efterfrågan, kommer inställningen hos både medborgare och politiker påverka graden av utbyggnad av ny elproduktion.

## 5.3 Flexibilitet från vätgasproduktion

Det är troligt att framtida vätgasproduktion i stor utsträckning kommer ske med hjälp av el via så kallad elektrolys. Det är möjligt att köra elektrolysen flexibelt och därmed anpassa användningen av el. Dock har industrin ofta ett konstant vätgasbehov och för att processen där vätgasen används inte ska behöva anpassas behöver ett konstant flöde av vätgas säkerställas. Detta kan åstadkommas om det går att lagra tidigare producerad vätgas, om annan produktionskälla till vätgas finns eller om vätgasen används i en process där den går att byta ut mot något annat (exempelvis annan gas vid förbränning). Majoriteten av den vätgas som efterfrågas inom länet används i processer, som en insatsråvara, med ett konstant behov vilket medför att något av alternativen ovan behöver finnas tillgängligt.

Flexibel körning av elektrolysörer kan leda till ökat slitage. Det är främst vid kontinuerlig drift under 50 % av märkeffekten som ökat slitage uppstår. Det finns även en lägsta kontinuerlig produktionsnivå, som ofta ligger mellan 20–25 % av märkeffekten, vilket innebär att elektrolysören stängs av helt om den hamnar under denna nivå. Även start och stopp av en elektrolysör medför extra slitage.<sup>202</sup>

I uppskattning av flexibilitet från vätgas inom länet har endast efterfrågefleksibilitet inkluderats, vilket innebär att endast det effektbehov som kan minskas till följd av flexibel vätgasproduktion är med. Potential för elproduktion från vätgas har därmed inte inkluderats.

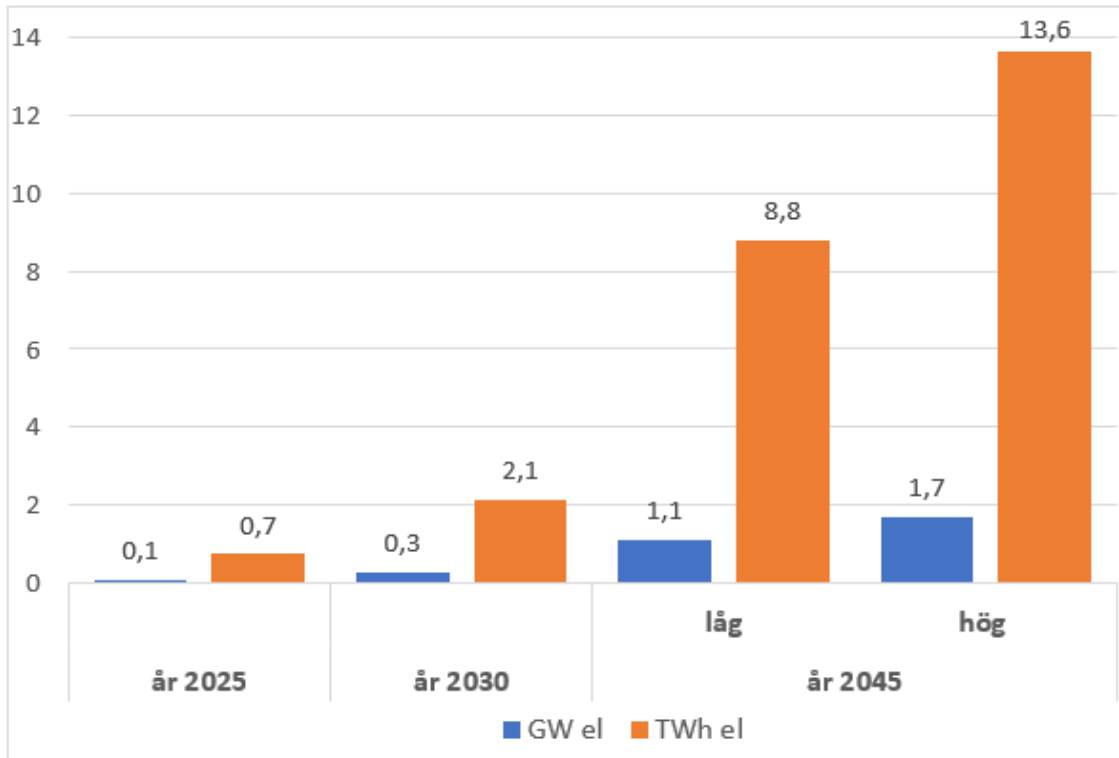
I figuren nedan sammanställs elbehov och eleffekt för vätgasproduktion i enlighet med framtagna scenarier för industrin. Det totala tillkommande behovet av el till industrisektorn utgörs till ca 40% av el till vätgasproduktion. Om denna användning kan ske flexibelt möjliggörs alltså en betydande flexibilitet.

Det är dock viktigt att ha i åtanke att flexibilitet kräver extra investeringar så som överkapacitet för elektrolysörerna och lager. Den installerade effekten för elektrolysören blir därmed större än vad som anges i Figur 37. Hur mycket större beror på hur systemet dimensioneras.

<sup>200</sup> <https://www.energimyndigheten.se/49428c/globalassets/statistik/prognoser-och-scenarier/langsiktiga-scenarier/langsiktiga-scenarier-over-sveriges-energisystem-2023.pdf>

<sup>201</sup> <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2021/langsiktig-marknadsanalys-2021.pdf>

<sup>202</sup> <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1674956/FULLTEXT01.pdf>



Figur 37. Elbehov och elektrolysörskapacitet för att tillgodose uppskattat framtida vätgasbehov inom regionen utan hänsyn till överkapacitet för flexibilitet.

Vätgas kan hantera variationen i elproduktion som troligen kommer uppstå i ett elsystem med stora mängder vind, vilket motsvarar ett möjligt elsystem för Västra Götaland om exempelvis planerna för havsbaserad vind realiserar. Uthålligheten för flexibilitet från vätgas sätts av överkapaciteten på elektrolysörerna och storleken på lagret samt lagrets i- och urladdningshastighet.

Ett lager som kan tillhandahålla tre dygns vätgasbehov (76 GWh vätgas) respektive sju dygns vätgasbehov (177 GWh vätgas) motsvarar 1,2 respektive 2,7 gånger de HYBRIT bedömt som storlek på lager i full skala för att tillgodose ett fullstort stålverks produktion i upp till fyra dagar<sup>203</sup>. Det finns idag ett LRC-lager, Skallen, ett naturgaslager i Halland som kan lagra ca 100 GWh naturgas. Detta lager är en del av naturgasnätet och behövs vid en driftstörning eller för att jämna ut variationer i kundernas nyttjande av naturgas och därmed inte tänkt att konverteras till ett vätgaslager.

## 5.4 Vätgaslager

Vätgas kan lagras i flytande form eller komprimeras som gas. Vätgasen kan lagras i mindre skala i trycksatta tankar eller i underjordiska gruvor och gasledningar för större skala. Den mest lovande tekniken för storskalig lagring av vätgas anses vara saltgruvor, vilket inte finns i Sverige. I Sverige är idag stålklädda berggrum, s.k ”lined rock cavern” (LCR) den mest intressanta lagringstekniken. Trycksatta tankar är också en intressant lagringsteknik men den är relativt dyr. Stålklädda berggrum är både billigare per normalkubikmeter och har en betydligt längre livslängd än trycksatta tankar. Att det

<sup>203</sup> [HYBRIT: Vätgaslager sänker kostnaden med upp till 40 procent - Vattenfall](#)

finns LCR i närheten av vätgasproduktionen/behovet är dock ingen garanti varpå lagring i tankar kan vara det alternativ som går lättast att implementera.<sup>204</sup>

Efter samtal med industrier i länet bedöms möjligheten att placera vätgaslager inom industrin begränsad av tillgången på utrymme och industrin har indikerat att det inte finns utrymme på deras siter för lager. De industrier som idag använder vätgas i sina processer har inget vätgaslager, utan de har endast en mindre mängd vätgas som täcker det behovs som krävs för en uppstart av anläggningen.

## 5.5 Distribution

Det finns ett stort vätgasbehov inom länet med en begränsad geografisk spridning, det är ca 120 km mellan Göteborg och Lysekil. Studien Vätgas på Västkusten<sup>205</sup> visar att den tillkommande kostnad som uppstår på grund av en vätgasinfrastruktur i form av vätgasledningar endast utgör en marginell del av kostnaden för vätgasproduktionen och att den ger många fördelar exempelvis kring att produktionsanläggningar placeringar kan anpassas efter elnätskapaciteten samt att större gemensamma lager kan byggas.

Det antas även vara en fördel att det redan idag finns ett naturgasnät från södra Sverige upp till Stenungsund via Göteborg eftersom det innebär att det redan idag finns en viss kunskap om gasledningar och tillstånd kring dessa inom länet och angränsade områden.

Det befintliga naturgasnätet i Sverige är enligt Nordion Energi inte dimensionerat för vätgas och deras mål är att det skall vara 100 % grön gas i all deras gasinfrastruktur<sup>206</sup>. Det finns framåt ett fortsatt behov av både naturgas och biogas som distribueras via det befintliga gasnätet.

---

<sup>204</sup> <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1640678/FULLTEXT01.pdf>

<sup>205</sup> <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1640678/FULLTEXT01.pdf>

<sup>206</sup> [https://www.energi.se/artiklar/2023/februari-2023/nordion-vill-snabba-pa-omstallningen-med-  
vatgasnat/](https://www.energi.se/artiklar/2023/februari-2023/nordion-vill-snabba-pa-omstallningen-med-vatgasnat/)



## 6 Flexibla resurser i elsystemet

Flexibilitet och dess potential ser olika ut för olika sektorer och det är ett område där väldigt mycket händer just nu. Under senare år har det gjorts flera större studier och sammanställningar av flexibilitetspotentialer på nationell nivå, bl.a. Power Circle (2023) *Flexibilitet för ett mer stabilt och driftsäkert elsystem – en kartläggning av flexibilitetsresurser*<sup>207</sup>, konsultbolaget WSP (2021) *Lösningar för balansering i elsystemet samt kraftvärmens förutsättningar – en studie om potential, utsläpp, hinder, incitament och styrmedel*<sup>208</sup>, konsultbolaget DNV (2021) *Samhällsekonomiska kostnader och nyttor av smarta elnät*<sup>209</sup>, konsultbolaget SWECO (2020) *Lösningar för ökad flexibilitet i elsystemet – möjligheter och utmaningar*<sup>210</sup>. Omfattning, fokus och perspektiv skiljer sig lite åt mellan dessa rapporter men de har alla gjort en ansats för att uppskatta potentialen för flexibilitet inom olika områden av det svenska energisystemet. Gemensamt för rapporterna är att de ser en stor flexibilitetspotential från olika teknologier och lösningar. Flera av rapporterna lyfter också möjligheter, hinder och incitament för att möjliggöra och realisera de uppskattade flexibilitetspotentialerna.

För att utveckla förutsättningarna för att realisera potentialen för flexibilitet i elsystemet fick Svenska Kraftnät, Energimarknadsinspektionen, Energimyndigheten och Swedac regeringsuppdrag att utreda detta, vilka presenterades under 2023<sup>211, 212, 213, 214</sup>. En gemensam rapport presenterades i slutet av 2023 där de gjorde en bedömning av behoven av flexibilitet och hur olika flexibilitetsresurser kan bidra med flexibilitet för vintrarna 2023/2024, 2025/2026 och 2030/2031. Rapporten innehåller också ett förslag till handlingsplan och åtgärdsförslag<sup>215</sup>. Eftersom den rapporten presenterades så sent under 2023 har det inte varit möjligt att inkludera den i detta arbete.

### 6.1 Behov av flexibilitet

Från ett elsystemperspektiv handlar flexibilitet om att kunna hantera variationer och osäkerheter när det kommer till konsumtion och produktion av el, med olika tidsperspektiv och på olika nivåer i elsystemet. Flexibilitet används ofta som en övergripande term men kan innebära flera olika saker, där en uppdelning från ett elsystemperspektiv kan göras enligt listan nedan<sup>216</sup>:

- **Flexibilitet för effekt** – kortsiktig jämvikt mellan kraftförsörjning och efterfrågan, ett systemomfattande krav för att bibehålla frekvensstabilitet. Framförallt drivet av ökad andel intermittent elproduktion i elsystemet.

<sup>207</sup> [https://www.powercircle.org/kartlaggning\\_flexibilitet.pdf](https://www.powercircle.org/kartlaggning_flexibilitet.pdf)

<sup>208</sup> [Lösningar för balansering i elsystemet samt kraftvärmens förutsättningar, WSP, 2022](#)

<sup>209</sup> [Samhällsekonomiska kostnader och nyttor av smarta elnät, DNV, 2021](#)

<sup>210</sup> [Lösningar för ökad flexibilitet i elsystemet, Svenskt näringsliv, 2020](#)

<sup>211</sup> [Främjande av flex i elsystemet, Deluppdrag 1, Svenska kraftnät, 2023](#)

<sup>212</sup> [Konsumenter och efterfrågeflexibilitet, deluppdrag 2, Energimarknadsinspektionen, 2023](#)

<sup>213</sup> [Flexibilitet i distributionsnäten, deluppdrag 3, Energimarknadsinspektionen, 2023](#)

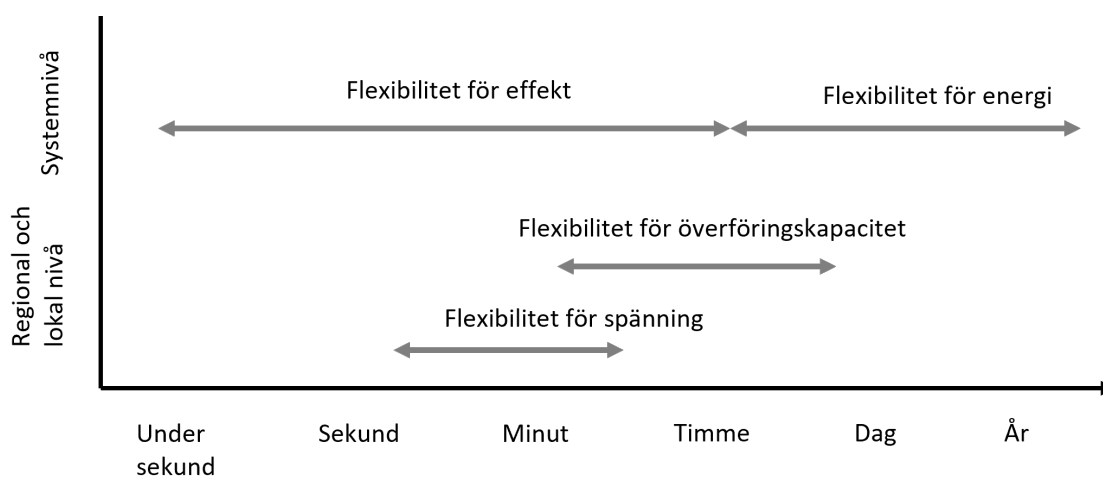
<sup>214</sup> [Smart styrning av elanvändning, deluppdrag 4, Energimyndigheten, 2023](#)

<sup>215</sup> [Främjande av ett mer flexibelt energisystem, deluppdrag 5, Energimarknadsinspektionen, 2023](#)

<sup>216</sup> [Flexibility needs in future power systems, ISGAN, 2019](#)

- **Flexibilitet för energi** – medellång till långsiktig jämvikt mellan energiförsörjning och efterfrågan. Framförallt drivet av minskad andel bränslebaserad elproduktion.
- **Flexibilitet för överföringskapacitet** – kort till medellångsiktig förmåga att överföra kraft mellan utbud och efterfrågan. Framförallt drivet av ökat effektuttag med högre effekttoppar för konsumtion och produktion i relation till existerande elnäts överföringskapacitet.
- **Flexibilitet för spänning** – kortsiktig förmåga att hålla spänningen inom fördefinierade gränser. Framförallt drivet av ökad mängd decentraliserad elproduktion vilket resulterar i tvåvägsöverföring i näten och ökad variation av driftscenarier.

Figur 38 illustrerar dessa typer av flexibilitet och vilket tidsperspektiv de sträcker sig över.



Figur 38. Olika typer av flexibilitet och deras geografiska påverkan och tidsperspektiv (modifierad från <sup>217</sup>).

I denna rapport är fokus framförallt på flexibilitet för energi, effekt och överföringskapacitet medan flexibilitet för spänning inte berörs.

Framtida behov av flexibilitet i elsystemet är svårt att förutspå och är beroende av hur systemet utvecklas både vad det gäller överföringskapacitet, behov och produktion. I Svenska Kraftnäts långsiktiga marknadsanalys har de modellerat fyra scenarier där de också identifierat behovet av flexibilitet<sup>218</sup>. Dessa scenarier visar att skillnaden i behov är beroende av vilken typ av produktion som kommer installeras och också hur behovet utvecklas. Syftet här är att visa på storleksordningar i behov av flexibilitet som kan komma att behövas utan att gå alltför djupt in på detaljer i scenarierna och övriga resultat.

I denna rapport används den långsiktiga marknadsanalysen som släpptes 2021 eftersom resultaten från den långsiktiga marknadsanalysen som presenterades under 2023 kom för sent för att kunna inkluderas.

<sup>217</sup> [Flexibility needs in future power systems, ISGAN, 2019](#)

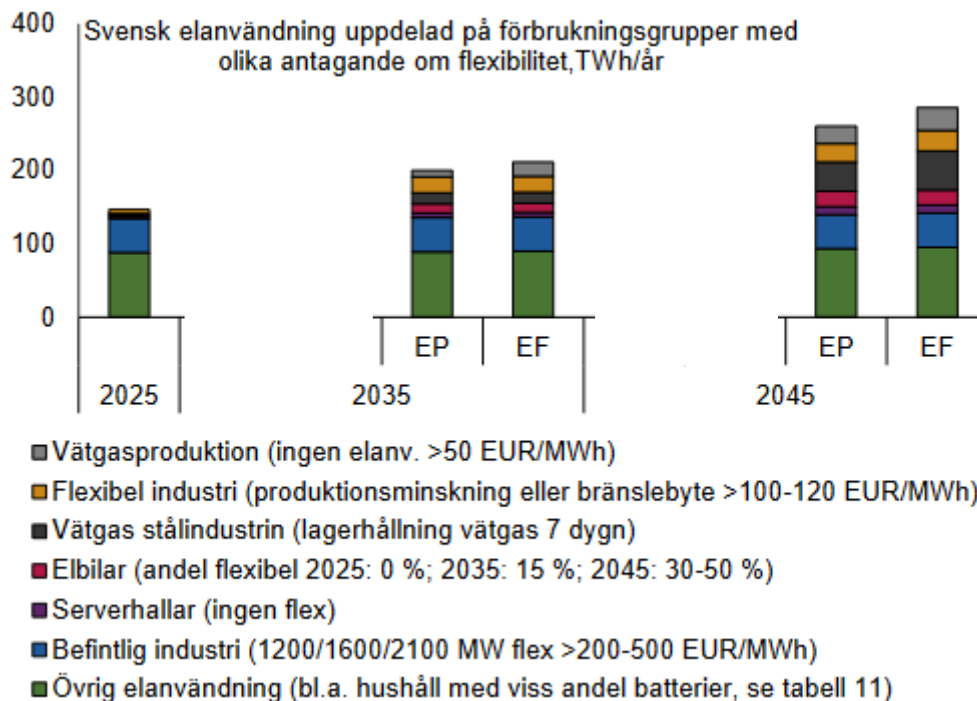
<sup>218</sup> <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2021/langsiktig-marknadsanalys-2021.pdf>

Fokus är på scenarierna Elektrifiering Planerbart (EP) och Elektrifiering Förnybart (EF) eftersom båda dessa inkluderar en markant ökning av elbehovet, vilket också är vad som identifierats för elbehovet i Västra Götalandsregionen i detta arbete.

I Elektrifiering Planerbart antas en kraftigt ökad elanvändning i Sverige, med ett elbehov på 181 TWh år 2030 och 261 TWh år 2045, samtidigt som förnybar produktion byggs ut tillsammans med bibehållen eller ökad planerbar produktion. År 2045 är 40% av produktionen planerbar. Vätgas spelar en viktig roll i energisystemet och omställningen från fossila bränslen. Ny kärnkraft antas etableras i SE3 till år 2045. I Norden sker en liknande utveckling som i Sverige medan övriga Europa inte ökar sin elanvändning i samma utsträckning eftersom gas fortsatt är en viktig energibärare.

I Elektrifiering Förnybart antas också en kraftig ökning av elanvändningen, med ett elbehov på 187 TWh år 2030 och 286 TW år 2045. Förnybar produktion byggs i stor utsträckning, med fokus på landbaserad vind i norr och havsbaserad vind längs kusterna, samtidigt som termisk produktion minskar. År 2045 finns inte längre någon kärnkraft kvar i systemet och andelen planerbar produktion är 22%. Elanvändningen ökar kraftigt i både Norden och Europa och det finns ett starkt driv att koppla ihop kraftsystemet över landsgränserna. En marknad för gasproduktion med hjälp av överskottsel växer fram och en större andel av gasbehovet av grön gas produceras inom EU än i scenariot Elektrifiering Planerbart.

I Figur 39 nedan visas scenarierna för elanvändning fördelat på olika sektorer med olika antaganden för flexibilitet för Svenska kraftnäts scenarier EP och EF.



Figur 39. Olika antaganden om flexibilitet och prispåverkan för elanvändningen i Svenska kraftnäts scenarier EP och EF (modifierad från Svenska kraftnäts rapport<sup>219</sup>).

<sup>219</sup> <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2021/langsiktig-marknadsanalys-2021.pdf>

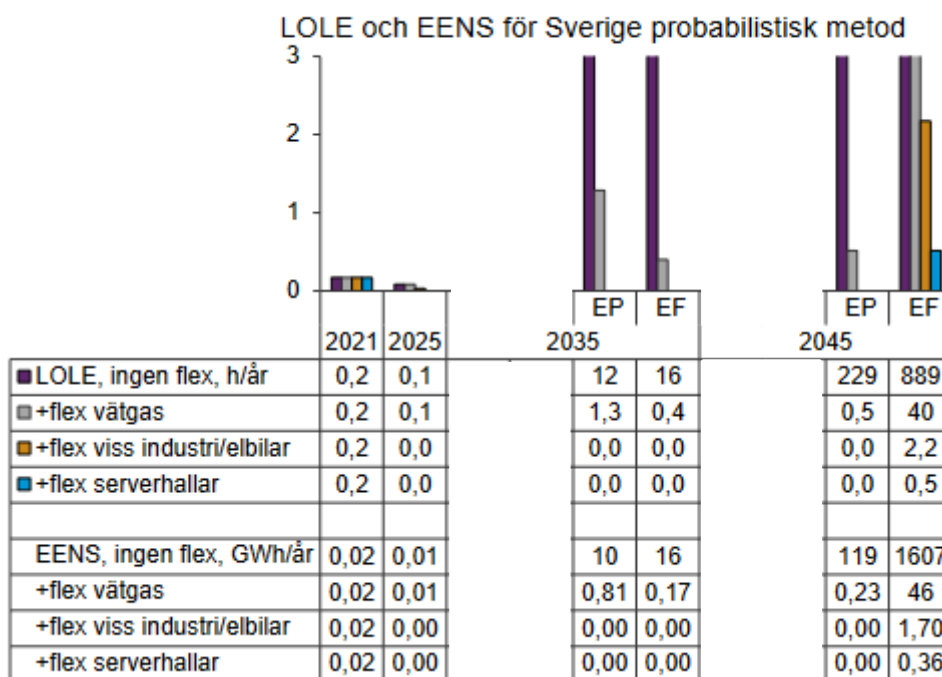
I Tabell 30 visas antaganden för el till vätgasframställning, batterikapacitet och andel elbilar som laddas flexibelt i scenarierna EP och EF.

Tabell 30. Översikt antagande för vätgasproduktion, batterikapacitet och andel elbilar som laddas flexibelt mot elnätet i scenarierna EP och EF.

Land	Scenario	Årselbehov för vätgas, TWh		Batterikapacitet, GWh		Andel flex laddning elbilar, %	
		2035	2045	2035	2045	2035	2045
Sverige	EP	24	64	1	3	15	30
	EF	34	84	1	2	15	40

Svenska kraftnät har gjort simuleringar av effekttillräcklighet med probabilistisk metod för de olika scenarierna och olika väderår. När produktion och import inte räcker till uppstår effektbrist som presenteras som LOLE (Loss of Load Expectation) och EENS (Expected Energy Not Served), se Figur 40. LOLE mäts i antal timmar per år med effektbrist och motsvaras av lastfrånkoppling och EENS redovisas i antal GWh elenergi per år som inte kan levereras under bristtimmarna.

Som kan ses i figuren så är flexibilitet nödvändigt för ett fungerande system år 2045. Enligt scenario EP är vätgasens flexibilitet tillräcklig för att undvika effektbrist medan scenario EF behöver nyttja all den tillgängliga flexibiliteten för att åstadkomma detsamma. Jämfört med dagens system är inte 2,2 h LOLE försumbart utan en tydlig försämring vilket blir resultatet för EF när serverhallar inte ses som flexibla. Svenska Kraftnät konstaterar att flest timmar med effektbrist i regel uppstår i elområde SE3 och SE4 men att majoriteten av tiden inträffar effektbrist i hela landet samtidigt. Det visar att det alltså inte är den interna överföringskapaciteten som är den begränsande faktorn utan framförallt begränsad tillgänglig produktion eller begränsade importmöjligheter från elområden utanför Sverige som leder till effektbrist.



Figur 40. Modellerad genomsnittlig effektbrist (LOLE, i timmar per år) vid ökande nivå av flexibilitet. Notera att den lodräta axeln är kapad vid 3 h/år. Även rader för effektbristens volym (EENS, GWh per år för Sverige total) visas i tabellen men inte som staplar (modifierad från Svenska kraftnäts rapport<sup>220</sup>).

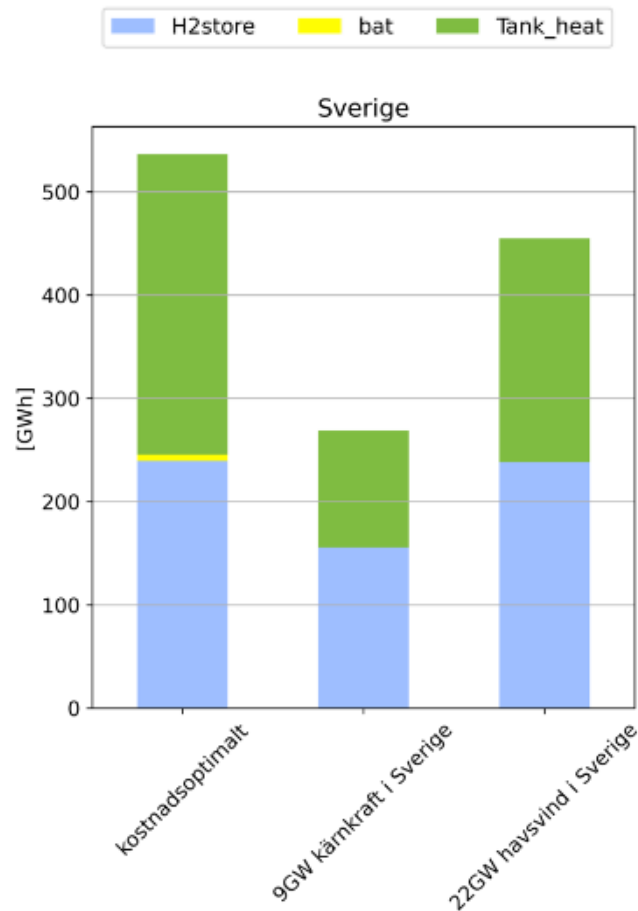
Under 2023 publicerades en rapport där forskare på Chalmers jämför tre olika scenarier för vårt framtida svenska elsystem; ett kostnadsoptimalt scenario, ett scenario där 9 GW kärnkraft är intvingad i systemet och ett scenario där 22 GW havsbaserad vindkraft är intvingad i systemet<sup>221</sup>. Rapportförfattarnas bedömning är att elsystemen i våra grannregioner kommer innehålla stora mängder vindkraft och en del solenergi vilket gör att det svenska elsystemet måste innehålla en viss mängd flexibilitet för att bibehålla sin konkurrenskraft, oavsett om kärnkraft är en del av elsystemet eller ej.

I studien inkluderas en ökning av det nationella elbehovet till 260 TWh år 2050, där ökningen framförallt väntas komma från vätgasproduktion via elektrolys, elektrifiering inom transport- och industrisektorn.

Studiens resultat visar att det finns ett behov av lagringskapacitet, som kan bidra med flexibilitet, i alla tre scenarier. Storleken på dessa varierar beroende på scenario och visas i Figur 41. Vätgaslager och värmelager kan lagra stora volymer energi till relativt låg kostnad vilket gör dem lämpliga för att hantera vindvariationer med lång uthållighet. Batterier är däremot kostnadseffektiva för att hantera kortvariga och återkommande variationer, som variationer i solelproduktion. Med mindre vindkraft i systemet sjunker behovet av lager. Men även i ett elsystem med kärnkraft är det kostnadseffektivt med en hel del lagring av både vätgas och värme.

<sup>220</sup> <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2021/langsiktig-marknadsanalys-2021.pdf>

<sup>221</sup> [https://research.chalmers.se/publication/536840/file/536840\\_Fulltext.pdf](https://research.chalmers.se/publication/536840/file/536840_Fulltext.pdf)



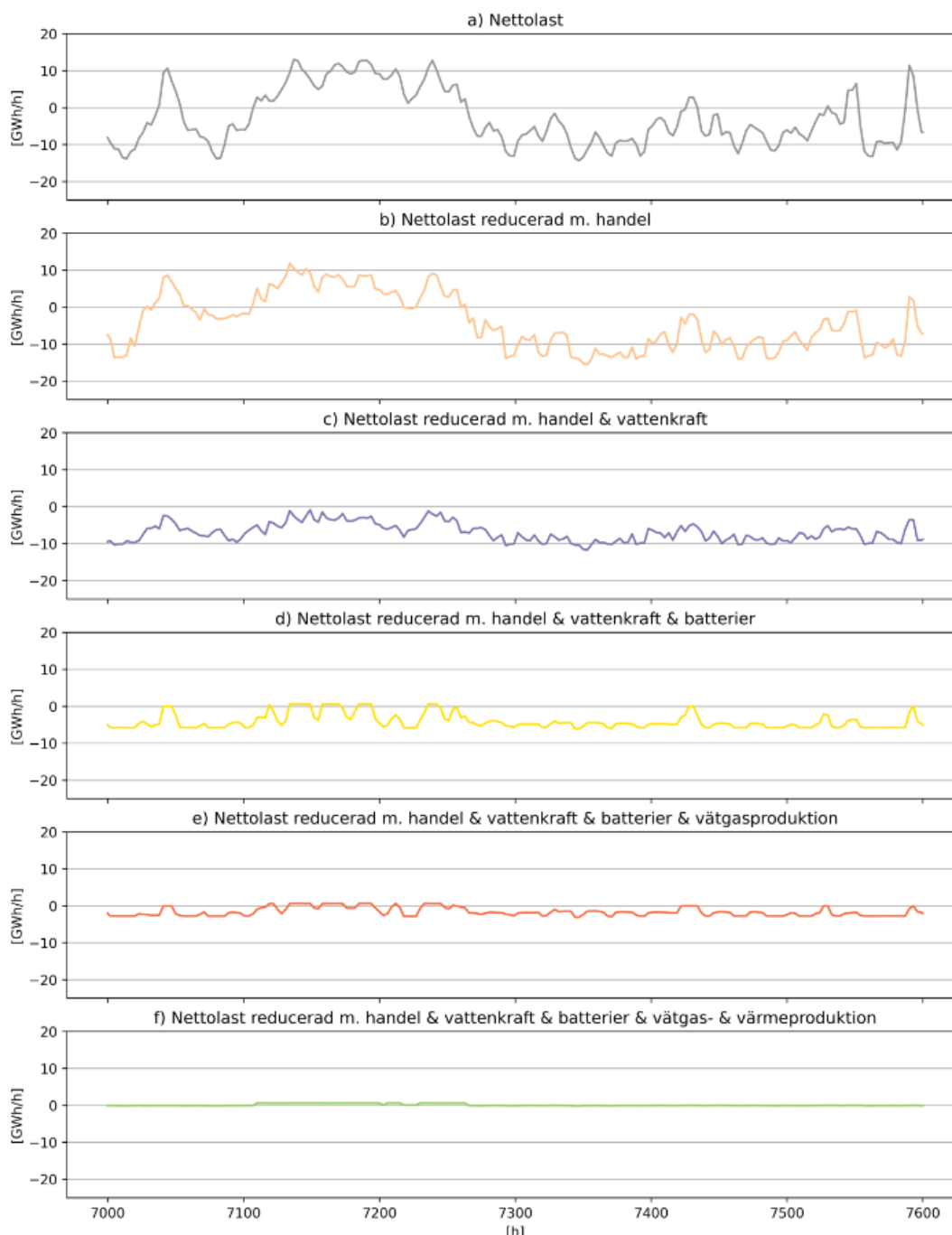
Figur 41. Installerad lagringskapacitet i Sverige för de tre beräknade fallen<sup>222</sup>.

I rapporten presenteras också modellresultat för södra Sverige, som inkluderar SE3 och SE4<sup>223</sup>. Figur 42 visar resultat för södra Sverige under tre vinterveckor och hur nettolastkurvan kan täckas av olika resurser under denna tid (b) import/export med omgivande regioner, (c) vattenkraft, (d) batterier, (e) produktion och lagring av vätgas och (f) produktion och lagring av värme så att lasten slutligen möts alla timmar. Nettolastkurvan är elbehovet minus den väderberoende elproduktionen. Den kvarvarande avvikelsen som visas i Figur 42f motsvarar elproduktion i kraftvärmeanläggningar.

Av resultaten som presenteras i Figur 42 går det att säga något om storleksordningar av flexibla resurser för södra Sverige under tre vinterveckor för det kostnadsoptimala fallet. Handel och vattenkraft är lösningar för att hantera variationer i elbehov och intermittent elproduktion men för att uppskatta storleksordning av flexibla resurser fokuserar vi på Figur 42c där handel och vattenkraften redan är inkluderade. Behovet av flexibilitet varierar då mellan 0–12 GWh/h och i det kostnadseffektiva fallet täcks det av batterier, flexibel vätgasproduktion och värmeproduktion.

<sup>222</sup> [https://research.chalmers.se/publication/536840/file/536840\\_Fulltext.pdf](https://research.chalmers.se/publication/536840/file/536840_Fulltext.pdf)

<sup>223</sup> [https://research.chalmers.se/publication/536840/file/536840\\_Fulltext.pdf](https://research.chalmers.se/publication/536840/file/536840_Fulltext.pdf)



Figur 42. Nettolasten för tre vinterveckor i ett framtida södra Sverige och hur denna kan tillgodoses med handel, vattenkraft, batterier, vätgasproduktion och värmeproduktion<sup>224</sup>.

Dessa två studier från Chalmers och Svenska Kraftnät visar att om elbehovet kommer öka kraftigt kommer det finnas ett ökat behov av flexibilitet i elsystemet. Båda studierna har ett övergripande systemperspektiv och inkluderar inte en analys på region- eller lokalnätetsnivå vilket gör att lokala flaskhalsar och begränsningar inte fångas upp. De nätutvecklingsplaner som alla elnätsföretag ska ta fram för åren 2025–2034 och lämna

<sup>224</sup> [https://research.chalmers.se/publication/536840/file/536840\\_Fulltext.pdf](https://research.chalmers.se/publication/536840/file/536840_Fulltext.pdf)

in till Energimarknadsinspektionen senast 31 december 2024 kommer tydliggöra behovet av flexibilitet på lokal nivå<sup>225</sup>.

Beroende på sammansättning av elproduktionen kommer mängden flexibilitet variera och också vilken typ av flexibilitet det kommer finnas behov av, en större mängd flexibilitet behövs vid större andel väderberoende elproduktion. Båda dessa studier visar dock på att flexibilitet ser ut att behövas med olika elproduktionsmix om elbehovet ökar kraftigt till följd av elektrifiering av framförallt industrin och transporter.

## 6.2 Flexibilitetspotentialer

De uppskattningar av potential för flexibilitet som presenteras i kommande stycken är mer av en teknisk potential där det i många fall finns utmaningar och hinder för att utnyttja denna potential. I de fall där dessa har identifierats presenteras de kort. Energiföretagen lyfter vikten av att incitament för efterfrågefexibilitet och andra kostnadsbaserade lösningar införs i elnätregleringen för att göra dessa lösningar mer likställda andra alternativ<sup>226</sup>. Som nämndes i det inledande avsnittet i detta kapitel inkluderar också flera av de rapporterna som nämns där också möjligheter, hinder och incitament för att möjliggöra och realisera olika typer av flexibilitetspotentialer.

Efterfrågefexibilitet innebär att en konsument som efterfrågar el är flexibel avseende när elanvändningen sker, att konsumenten kan justera sin elanvändning under en kortare eller längre period. Energimarknadsinspektionen definierar det som en *”frivillig ändring av efterfrågad elektricitet från elnätet under kortare eller längre perioder till följd av någon typ av incitament”*<sup>227</sup>.

### 6.2.1 Uppvärmning

Effektbehovet från värme, kyla och ventilation i hushåll och servicefastigheter står för 20–25 % av landets toppeffektbehov vintertid. Av dessa är det uppvärmning av hushåll som bedöms vara det som kan bidra med störst efterfrågefexibilitet<sup>228</sup>. Detta eftersom byggnaden kan användas för att lagra värme och därmed förflytta elbehovet i tiden. Hur lång tid värmeproduktionen kan dras ned beror på värmetrögheten i byggnaden eftersom denna påverkar hur snabbt inomhustemperaturen sjunker. Den maximala effekten som går att flytta i varje hushåll motsvarar den installerade effekten för uppvärmningskällan<sup>229</sup>.

På nationell nivå finns det uppskattningar för hur stor den sammanlagda teoretiska maximala flexibilitetspotentialen från uppvärmning av hushåll är. Energimarknadsinspektionen (2016) uppskattar potentialen till 5 500 MW vintertid och 1 500 MW sommartid med ett medeltal på 2 000 MW<sup>230</sup>, medan konsultbolaget DNV (2021) har uppskattat den till 6 500 MW vintertid och 1800 MW sommartid<sup>231</sup>. Dessa

<sup>225</sup> [På remiss: Föreskrifter om nätutvecklingsplaner – välkommen att lämna synpunkter - Energimarknadsinspektionen \(ei.se\)](#)

<sup>226</sup> [Sveriges elbehov 2045 - hur stänger vi gapet, Energiföretagen, 2023](#)

<sup>227</sup> [Åtgärder för ökad efterfrågefexibilitet i det svenska elsystemet, Energimarknadsinspektionen, 2016](#)

<sup>228</sup> [https://www.powercircle.org/kartlaggning\\_flexibilitet.pdf](https://www.powercircle.org/kartlaggning_flexibilitet.pdf)

<sup>229</sup> [Smart styrning av elanvändning, deluppdrag 4, Energimyndigheten, 2023](#)

<sup>230</sup> [Åtgärder för ökad efterfrågefexibilitet i det svenska elsystemet, Energimarknadsinspektionen, 2016](#)

<sup>231</sup> [Samhällsekonomiska kostnader och nyttor av smarta elnät, DNV, 2021](#)



siffror refereras det sedan till i andra studier. Energimyndigheten har använt båda dessa potentialuppskattningar (från Energimarknadsinspektionen och DNV) och delat upp potentialen mellan småhus och flerbostadshus, baserat på skillnaden i energibehov enligt Energimyndighetens statistik på el till uppvärmning. Den teoretiska flexibilitetspotentialen i uppvärmning av småhus beräknas då till 4100–4900 MW och för uppvärmning av flerbostadshus 1400–1600 MW<sup>232</sup>.

Genom skalning av de nationella siffrorna, utifrån hur mycket el som används för uppvärmning i småhus<sup>233</sup> och flerbostadshus<sup>234</sup> i Västra Götaland i relation till de nationella siffrorna, erhålls flexibilitetspotentialen i regionen till 690 – 830 MW för småhus och 240 – 270 MW för flerbostadshus med avrundning till hela tiotal.

Detta är effekt som är möjlig att flytta över kortare tidsperioder, någon eller några timmar. I DNV:s rapport har de antagit att det sker små förändringar i teknik och elförbrukning för hushåll och service och att denna potential därför är samma år 2020 som år 2045<sup>235</sup>.

Det finns flera utmaningar kopplat till att realisera och tillgängliggöra denna efterfrågefleksibilitet hos värmepumpar. Den största tekniska utmaningen är att det saknas kommunikationsmöjlighet med flertalet existerande värmepumpar vilket hindrar extern styrning. Nya värmepumpar har ofta kommunikationsmöjlighet men det saknas standardiserade kommunikationsprotokoll, vilket gör det svårt för en aktör att samla ihop värmepumpar från olika tillverkare. Det finns inte heller någon standard för mätning i värmepumpar i dagsläget<sup>236</sup>. För att uppnå den tekniska flexibilitetspotentialen behöver det finnas incitament för konsumenterna att tillgängliggöra sina värmepumpar. Ett möjligt incitament är timprisavtal, något elhandelsbolag märkt ett ökat intresse för men under 2022 var det endast ca 5% av kunderna som hade det<sup>237</sup>.

I Tabell 31 sammanställs den uppskattade flexibilitetspotentialen från uppvärmningen i Västra Götaland.

Tabell 31. Uppskattad flexibilitetspotential från uppvärmning i effekt MW.

Typ av installation	MW	Uthållighet
Uppvärmning småhus, vinter	4100–4900	En - fåtal timmar
Uppvärmning flerbostadshus, vinter	1400–1600	En-fåtal timmar

## 6.2.2 Batterier

Batterier har möjlighet att bidra med flera olika typer av flexibilitet med en tyngdpunkt på effektflexibilitet för att hantera kortvariga effekttoppar, lokala flaskhalsar och för att

<sup>232</sup>[Smart styrning av elanvändning, deluppdrag 4, Energimyndigheten, 2023](#)

<sup>233</sup>[Energistatistik småhus 2021 resultattabeller, Energimyndigheten](#)

<sup>234</sup>[Energistatistik flerbostadshus 2021 resultattabeller, Energimyndigheten](#)

<sup>235</sup>[Samhällsekonomiska kostnader och nyttor av smarta elnät, DNV, 2021](#)

<sup>236</sup>[Smart styrning av elanvändning, deluppdrag 4, Energimyndigheten, 2023](#)

<sup>237</sup><https://www.energi.se/artiklar/2022/augusti-2022/allt-fler-elkunder-valjer-timavtal/>

bidra med stödtjänster i form av frekvens- och spänningsreglering. Litiumjonbatterier är den energilagringsform som bedöms dominera utbyggnaden av energilagrar i Sverige under de kommande åren<sup>238</sup>. Detta är främst framdrivet av utvecklingstakten inom transportsektorn som ökat energidensiteten och minskat kostnaderna. Trots att kostnaderna gått ner är kostnadsbilden fortfarande en anledning till att batterier framförallt lämpar sig för kortvarig lagring av energi, med en driftstid med full effekt 1–4 timmar<sup>239</sup>. I stationära applikationer är energidensitet inte lika viktigt och mycket forskning bedrivs kring andra batterikemier som lämpar sig här, som innehåller mindre andel eller inga av de kritiska och omstridda metaller som litiumjonbatterier, där ett exempel på detta är natriumjonbatterier.

De flesta batterilager i Sverige idag är placerade innanför elmätaren i byggnader, många i kombination med solceller, och enligt Svenska kraftnäts bedömning var ca 5000 system installerade i slutet av 2022<sup>240</sup>. Beroende på nivå av digitalisering och smart styrning av dessa batterier kan de bidra med flexibilitetstjänster till elsystemet. Vid en avancerad nivå av styrning kan batterisystem både bidra med minskade effekttoppar, lastförskjutning, marknadsarbitrage och deltagande på stödtjänstmarknader via aggregatorer<sup>241</sup>.

Globalt fanns det 28 GW installerad batterikapacitet i slutet av 2022 och enligt IEA:s netto noll scenario behövs det en kapacitet på 976 GW år 2030<sup>242</sup>. Av den installerade kapaciteten var det drygt 11 GW som installerades under 2022<sup>243</sup>. På nationell nivå uppskattade Svenska Kraftnät den totala installerade batterikapaciteten hos kraftbolag år 2022 till 80–100 MW men påpekar att den siffran är osäker eftersom det inte finns någon officiell statistik över energilagrar. Enligt Power Circles genomgång var denna siffra 125–150 MW redan under 2022<sup>244</sup>.

Under 2022 och 2023 har projektering, byggnation och installationen av storskaliga batterier i det svenska elsystemet ökat dramatiskt. En av de största lanseringarna är Ingrid Capacitys satsning där de bygger batterilager på sex platser i Sverige med en effekt på 89 MW och där de har planer på ytterligare 300 MW på ett 20-tal orter<sup>245</sup>. I Västra Götaland byggs det just nu ett batterilager på 15 MW/15,7 MWh i Lindome av Ellevio Energy Solutions<sup>246</sup>. Enligt Svenska Kraftnät är det framförallt flexibilitetsmarknaderna som i kombination med ett högt elpris skapat ett stort intresse för energilagrar<sup>247</sup>.

Den snabba utveckling som sker gör att tidigare estimerade flexibilitetspotentialer från stationära batterier snabbt blir utdaterade och enligt Power Circle är den teoretiska

<sup>238</sup> <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2022/rapport-ru-energilager.pdf>

<sup>239</sup> <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2022/rapport-ru-energilager.pdf>

<sup>240</sup> [https://www.powercircle.org/kartlaggning\\_flexibilitet.pdf](https://www.powercircle.org/kartlaggning_flexibilitet.pdf)

<sup>241</sup> Smart styrning av elanvändning, deluppdrag 4, Energimyndigheten, 2023

<sup>242</sup> <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-installed-grid-scale-battery-storage-capacity-in-the-net-zero-scenario-2015-2030>

<sup>243</sup> <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/annual-grid-scale-battery-storage-additions-2017-2022>

<sup>244</sup> [https://www.powercircle.org/kartlaggning\\_flexibilitet.pdf](https://www.powercircle.org/kartlaggning_flexibilitet.pdf)

<sup>245</sup> <https://www.energi.se/artiklar/2023/september-2023/ingrid-capacity-bygger-batterilager-i-sex-kommuner/>

<sup>246</sup> <https://www.ellevio.se/om-ellevio/nyhetsrum/pressmeddelanden/ny-jattesatsning-pa-elnatsbatterier/>

<sup>247</sup> <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2022/rapport-ru-energilager.pdf>

potentialen att leverera flexibilitet i kortare perioder i princip obegränsad relativt behovet. I Svenska Kraftnäts långsiktiga marknadsanalys är en flexibiliteten från stationära batterier 2–3 GWh för scenarierna Elektrifiering Planerbart och Elektrifiering Förnybart år 2045<sup>248</sup>. I DNV:s rapport har de gjort en uppskattning av batterikapacitet per elområde där 340–708 MW av dessa placeras i SE3<sup>249</sup>.

Det finns i dagsläget inget centralt register över batterilager men pågår ett arbete inom Energimyndigheten med syfte att samla in statistik över befintliga storskaliga batterier på mer än 1 MW i Sveriges elsystem. Specifikt för Västra Götaland gör också Västra Götalandsregionen och RISE en kartläggning över installerade storskaliga (>500 kW) stationära batterier i regionen. Denna kartläggning baseras på information från nätbolagen i regionen. Det som förmedlas från dem är att det sker väldigt mycket på området just nu och att de får in väldigt mycket förfrågningar, för vissa elnätbolag är det flera nya förfrågningar i veckan. Den sammanlagda kapaciteten som är i slutfas eller redan beslutats är ca 100 MW. De förfrågningar som bedömts som seriösa och i vissa fall också kommit en bit i processen utgör en total kapacitet på ca 2 250 MW. Uthålligheten för denna kapacitet bedöms bara vara i en timme, men det skulle vara möjligt att sprida ut den över några timmar med lägre effekt.

För kraftbolag kan batterier skapa flexibilitet i nätet och möjliggöra anslutningar i områden där överföringskapaciteten är otillräcklig och möjliggöra högre överföringskapacitet vid befintliga flaskhalsar<sup>250</sup>. Till exempel har Vattenfalls batterilager utanför Uppsala byggts för att bidra som en lösning på kapacitetsbristen som finns i nätet där<sup>251</sup>. För att batterierna ska bidra på detta sätt är placeringen i nätet väldigt viktig.

Det som i hög grad utgör drivkraften för batteriinvesteringar är flexibilitetsmarknaderna och möjligheterna som batterier har att leverera frekvensrelaterade stödtjänster<sup>252</sup>. Enligt Svenska Kraftnäts prognoser från 2021 väntas marknaden för stödtjänster växa kraftigt de kommande åren<sup>253</sup>. Beroende på hur dessa marknader fortsätter utvecklas och hur de som äger och drifvar batterier kommer att styra och tillgängliggöra batterikapaciteten för olika ändamål avgör till stor del vilken batterikapacitet som finns tillgänglig som flexibilitetspotential för andra ändamål än frekvensrelaterade tjänster. Utvecklingen av dessa marknader kommer troligtvis också till stor del påverka investeringsviljan i batterier eftersom det påverkar återbetalningstiden.

Tabell 32. Uppskattad flexibilitetspotential från stationära batterier i effekt MW.

Typ av installation	MW	Uthållighet
Stationära batterier	2 350	En timme

<sup>248</sup> <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2021/langsiktig-marknadsanalys-2021.pdf>

<sup>249</sup> Samhällsekonomiska kostnader och nyttor av smarta elnät, DNV, 2021

<sup>250</sup> <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2022/rapport-ru-energilager.pdf>

<sup>251</sup> <https://www.vattenfalleldistribution.se/var-verksamhet/innovation/batterilager/>

<sup>252</sup> <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2022/rapport-ru-energilager.pdf>

<sup>253</sup> <https://www.svk.se/press-och-nyheter/press/marknaden-for-stodtjanster-till-kraftsystemet-vaxer-kraftigt---3292104/>

### 6.2.3 Smart laddning och Vehicle to grid

Det ökande antalet elbilar i Sverige förväntas kunna bidra med flexibilitet i elsystemet. I skattningen av vägtrafikens framtida energi- och effektbehov, som gjorts inom ramen för detta projekt, är lastbalansering inkluderat. Därmed antas laddning jämnas ut över dygnet och anpassas efter hur effektkurvorna ser ut idag i elnätet men utan förändrade körmönster till följd av elektrifieringen. Med hjälp av denna lastbalansering är det möjligt att sänka topplasten för elbilsladdning med 90 MW år 2030 (från 360 MW till 260 MW) och med 240 MW år 2045 (från 1200 MW till 960 MW).

En av nycklarna för att uppnå lastbalansering (smart laddning) är att kommunikationsmöjligheter och styrning av laddningen finns på plats och att informationsutbyte kan ske för att avgöra om laddning sker eller inte.

Dubbelriktad laddning kan skapa ytterligare möjligheter för flexibilitet från elfordon då fordonets batteri kan användas som en stabiliserande och utjämnande resurs i den enskilda fastigheten, lokalt, regionalt eller nationellt. Med utgångspunkt i de prognoser som görs inom detta projekt för elektrifieringen av transportsektorn i Västra Götaland har en teknisk potential för dubbelriktad laddning uppskattats. Denna inkluderar bara personbilar.

Batterikapaciteten i de tio mest sålda laddbara bilarna<sup>254</sup> varierar för olika modeller och utförande men är mellan 36–82 kWh och varierande effekt. Det är troligtvis inte effekten i batterierna som kommer begränsa nivåerna av effekt som kan levereras till elnätet utan det är effekten i ombordladdaren eller laddboxen som används. Energimyndigheten rapporterar att det nu finns över 4200 laddstationer och över 27 000 laddningspunkter för elbilar. De rekommenderar att normalladdning (under 22 kW) används vid både icke-publika och publika laddstationer där fordonet kan stå parkerat under en längre period. Vid publika laddstationer där fordon förväntas stå parkerade en kortare tid kan snabbladdning (över 22 kW) vara motiverad<sup>255</sup>. Statistik visar att för publik AC laddning har ungefär hälften av de installerade laddarna en effekt på 3,7–11 kW och ungefär hälften en effekt på 22 kW<sup>256</sup>. För hemmaladdning är det framförallt effektnivåer på 3,7 – 11 kW som används. Ombordladdaren kan också vara en begränsande faktor, med effektnivåer mellan 6,6 och 12 kW<sup>257</sup>. Baserat på detta antas 11 kW vara en begränsande effektnivå för dubbelriktad laddning.

För att kunna leverera el till nätet behöver bilen vara ansluten till laddaren och i DNV:s uppskattning av flexibilitet har de använt en laddningsprofil för elbilar från Danmark som visar hur stor andel laddning som sker vid samma tidpunkt under en veckodag och det varierar mellan 5 och knappt 20% där störst andel är inkopplade nattetid<sup>258</sup>. Baserat på dessa antaganden presenteras den potentiella flexibiliteten som dubbelriktad laddning kan bidra med från personbilsflottan i regionen i Tabell 33.

<sup>254</sup> <https://www.elbilsstatistik.se/elbilsstatistik>

<sup>255</sup> <https://www.energimyndigheten.se/klimat--miljo/transporter/laddinfrastruktur/laddinfrastruktur-i-sverige/>

<sup>256</sup> <https://www.elbilsstatistik.se/laddinfrastatistik>

<sup>257</sup> <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=9389559>

<sup>258</sup> [Samhällsekonomiska kostnader och nyttor av smarta elnät, DNV, 2021](#)

Tabell 33. Uppskattad flexibilitetspotential från laddning av personbilar i effekt MW, både lastbalansering och vehicle to grid,

Typ av installation (MW)	2030	2045	Uthållighet
Lastbalansering	90	240	En – fåtal timmar
Vehicle to grid (5% tillgänglighet)	220	510	En – fåtal timmar
Vehicle to grid (20% tillgänglighet)	880	2050	En – fåtal timmar

Dubbelriktad laddning har möjlighet att bidra med olika typer av flexibilitet, både till Svenska Kraftnäts stödtjänster med hjälp av aggregatorer men också att leverera effekt och energi in på nätet, vilket framförallt är relevant ur ett lokalt perspektiv. Kostnaden för dubbelriktad laddning för elbilsägaren kommer att vara kopplad till batteridegradering och det finns idag en osäkerhet kring vilka effekter dubbelriktad laddning har på batteriet<sup>259</sup>. Det beror också på vilka tjänster som dubbelriktad laddning kommer användas till och om det leder till en ökad cykling av batteriet vilket degraderar det.

Det krävs också ytterligare utveckling av både hårdvaru- och mjukvaruprotokoll för att dubbelriktad laddning ska implementeras. Den japanska laddningsstandarden Chademo har sedan 2014 haft funktionalitet som möjliggjort dubbelriktad laddning men för laddstandarderna CCS och Type 2, som är vanligast i Sverige, publicerades en standard i april 2022, ISO 15118–20. Denna standard är en början och målet är att den ska inkludera mer och uppdateras senast 2025. Det är dock inte den enda standard som är nödvändig eftersom dubbelriktad laddning inkluderar sammankoppling av elnät, elsäkerhet och fordonsfunktionalitet och det kan också komma att behövas olika standarder beroende på olika faktorer<sup>260</sup>.

<sup>259</sup>[Smart styrning av elanvändning, deluppdrag 4, Energimyndigheten, 2023](#)

<sup>260</sup>[Smart styrning av elanvändning, deluppdrag 4, Energimyndigheten, 2023](#)

## 7 Fjärrvärme

I uppvärmningsbranschens färdplan är visionen att uppvärmningssektorn ska vara fossilbränslefri år 2030 och att den år 2045 ska vara en kolsänka som hjälper till att minska de totala svenska växthusgasutsläppen. Detta ska uppnås med hjälp av bioCCS och genom framställning av biokol<sup>261</sup>. På europeisk nivå finns det ett stort fokus att ställa om fjärrvärmesektorn till lägre systemtemperaturer och förnybara energikällor, så som värmepumpar och solvärme. En sänkt temperatur ökar möjligheten att tillvarata restvärme från exempelvis avlopp, kylning av datacenter och byggnader<sup>262</sup>. I Sverige kommer ca 9% av värmeförseln idag från industriella processer<sup>263</sup>, men då är det högtempererad restvärme. När industrin i Sverige ställer om och till stor del elektrifieras kommer detta troligtvis att påverka tillgänglig mängd högtempererad restvärme och därmed möjligheten att nyttja denna resurs i fjärrvärmenätet<sup>264</sup>. Den största andelen av fjärrvärmeproduktionen sker via biobränslen (ca 65 %), övriga bränslen som framförallt är fossilt avfall (ca 15%) och värmepumpar (ca 8%)<sup>265</sup>.

Fjärrvärme och elsystemet har flera sektorkopplingar och fjärrvärme kan på så sätt påverka och bidra till elsystemet både idag och framåt. Fjärrvärmens bidrar till att minska elbehovet genom att värma upp byggnader som annars hade värmts med el, antingen direktverkande eller via värmepump. I detta fall sänker fjärrvärmens också staders effektbehov. Ett enkelt räkneexempel kan illustrera hur fjärrvärmens avlastar elnätet från ett ännu större effektbehov. Om fjärrvärme används istället för eluppvärmning med en effekt på 9 kW i 10 000 hushåll avlastar fjärrvärmens elnätet med totalt 90 MW.

En annan sektorskoppling är att storskaliga värmepumpar kan nyttjas i fjärrvärmesystemet för att tillvarata restvärme vid låga temperaturer<sup>266</sup>. Denna sektorskoppling finns redan idag i många fjärrvärmesystem precis som större elpannor för fjärrvärmeproduktion. Dessa värmepumpar och elpannor skulle kunna användas i högre utsträckning för att också producera mer värme vid tidpunkter då det finns överskott på elproduktion om det till exempel samtidigt blåser och är soligt, vilket skulle vara gynnsamt för elsystemet. En avgörande förutsättning för det är dock att det finns en tillräckligt stor efterfrågan på fjärrvärme. Ett hinder för att detta inte görs i så stor utsträckning är att prissignalen vid låga elpriser delvis sätts ur spel av energiskatten på el som måste betalas oavsett när elen förbrukas<sup>267</sup>.

Kraftvärme kopplar också ihop fjärrvärme och elsystemet eftersom både el och värme produceras i dessa kraftverk. Kraftvärme kan också bidra till att generera effekt lokalt tack vare dess placering i elnäten, vilket kan bidra till lösningar på lokala

<sup>261</sup> [https://fossilfrittisverige.se/wp-content/uploads/2020/09/ffs\\_frdplan-fossilfri-uppvrmnin\\_200908.pdf](https://fossilfrittisverige.se/wp-content/uploads/2020/09/ffs_frdplan-fossilfri-uppvrmnin_200908.pdf)

<sup>262</sup> <https://www.iea.org/energy-system/buildings/district-heating#programmes>

<sup>263</sup> <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544218304559#tbl1>

<sup>264</sup> <https://static1.squarespace.com/static/5fd0f3ced19bb664ecb6dc28/t/6399b427f70d581ddcc5f5f2/1671017513721/L%C3%A5gtempererad+fj%C3%A4rrv%C3%A4rme+Juni+2022.pdf>

<sup>265</sup> [https://www.energimyndigheten.se/496032/contentassets/f7846dde19cc4a26acd415ad267377cb/en-strategi-for-fjarrvarme-och-kraftvarme-och-kartlaggning-av-potential-er-2023\\_14.pdf](https://www.energimyndigheten.se/496032/contentassets/f7846dde19cc4a26acd415ad267377cb/en-strategi-for-fjarrvarme-och-kraftvarme-och-kartlaggning-av-potential-er-2023_14.pdf)

<sup>266</sup> Mellan 2010–2020 stod värmepumpar för ca 8% av fjärrvärmeproduktionen. [https://www.energimyndigheten.se/496032/contentassets/f7846dde19cc4a26acd415ad267377cb/en-strategi-for-fjarrvarme-och-kraftvarme-och-kartlaggning-av-potential-er-2023\\_14.pdf](https://www.energimyndigheten.se/496032/contentassets/f7846dde19cc4a26acd415ad267377cb/en-strategi-for-fjarrvarme-och-kraftvarme-och-kartlaggning-av-potential-er-2023_14.pdf)

<sup>267</sup> <https://energiforsk.se/media/33018/2023-977-fjarrvarmesektorns-bidrag-till-ett-leverenssaker-elssystem.pdf>

kapacitetsbegränsningar. Med hjälp av korttidslager av värme kan lastvariationer mellan dag och natt samt mellan dagar hanteras vilket används redan idag i många fjärrvärmesystem, framförallt för att hålla en jämnare produktion och undvika eller minimera den dyraste värmeproduktionen. Dessa lagringsmöjligheter skulle också kunna användas för att optimera elproduktionen från kraftvärme i relation till elbehovet<sup>268</sup>. Kraftvärme och dess potential beskrivs ytterligare i avsnitt 3.5.

Det finns flera direktiv på EU-nivå som kan komma att påverka kraft- och fjärrvärmesektorn och dessa revideras baserat på Fit for 55 och RePowerEU<sup>269</sup>. Detaljreglering från EU är något som lyfts fram som en utmaning i uppföljningen av färdplanen för uppvärmningsbranschen, framförallt gällande direktiven för förnybar energi och energieffektivisering som kan påverka synen på biobränsle och spillvärme<sup>270</sup>. I slutleveransen av förslag till en fjärrvärme och kraftvärmestrategi som publicerades i december 2023 diskuteras dessa EU-direktiv och regleringar och dess påverkan på den svenska fjärrvärmesektorn mer i detalj. Att biobränslen fortsatt räknas som förnybart genom att Sveriges användning av biomassa även fortsättningsvis kommer att uppfylla EU:s hållbarhetskriterier ses som en viktig förutsättning för att fjärrvärmesektorn och Sverige i stort ska klara förnybarhetsmålen<sup>271</sup>.

Det framtida värmebehovet påverkar fjärrvärmens utveckling och inom projektet Värmemarknad Sverige har klimatförändringarnas inverkan på fjärrvärme och fjärrkyla undersökts, med fokus på uppvärmningsnivåer på 1,5 °C och 2 °C. Energibehovet ändras i högre grad än effektbehovet, vilket för uppvärmningen betyder att utnyttjandetiden förväntas minska och för kylan att den förväntas öka. Figur 43 visar att den procentuella förändringen gällande värmebehov vid klimatmålet 1,5 °C antas vara en minskning med drygt 2% för effekt och knappt 4% för energi. Motsvarande siffror för kyla är en ökning på 3–4% för effekt och ca 8% för energi. Detta kan leda till ett minskat värmeunderlag för fjärrvärme och därmed för kraftvärme<sup>272</sup>. I Energimyndighetens scenarier för Sveriges energisystem använder de sig av SMHI:s klimatmodeller för Sverige och där beräknas antalet grad dagar för Västra Götaland minska med ca 40% mellan

---

<sup>268</sup> <https://energiforsk.se/media/33018/2023-977-fjarrvarmesektorns-bidrag-till-ett-leverenssakert-elsystem.pdf>

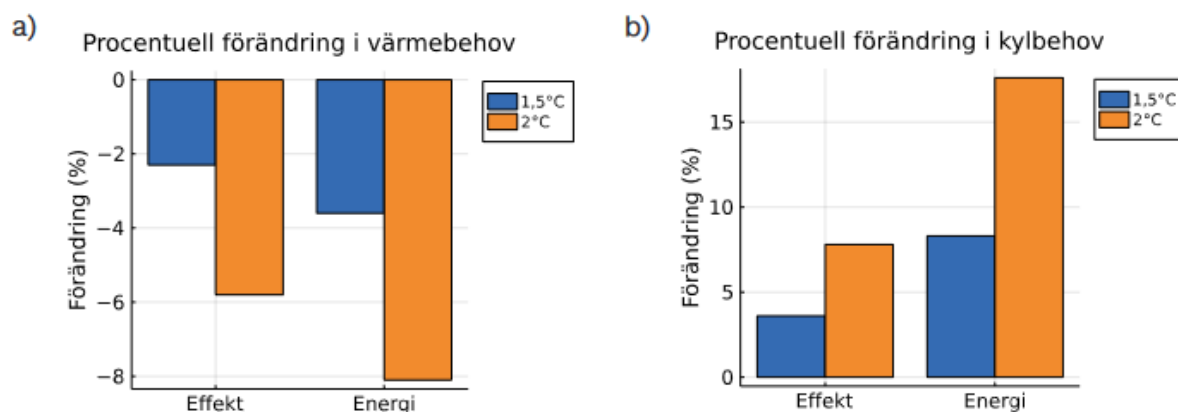
<sup>269</sup> [Förslag till en fjärrvärme och kraftvärmestrategi, Energimyndigheten 2023](https://www.energimyndigheten.se/4afb45/globalassets/klimat--miljo/elektrifiering/del-2-och-slutleverans-kraftvarme-och-fjarrvarmestrategin-er_2023_27-15-dec2023.pdf)

<sup>270</sup> [https://fossilfritt.sve.se/wp-content/uploads/2022/10/Uppfo%CC%88ljningsrapport\\_2022.pdf](https://fossilfritt.sve.se/wp-content/uploads/2022/10/Uppfo%CC%88ljningsrapport_2022.pdf)

<sup>271</sup> [https://www.energimyndigheten.se/4afb45/globalassets/klimat--miljo/elektrifiering/del-2-och-slutleverans-kraftvarme-och-fjarrvarmestrategin-er\\_2023\\_27-15-dec2023.pdf](https://www.energimyndigheten.se/4afb45/globalassets/klimat--miljo/elektrifiering/del-2-och-slutleverans-kraftvarme-och-fjarrvarmestrategin-er_2023_27-15-dec2023.pdf)

<sup>272</sup> <https://energiforsk.se/media/29510/klimatforandringarnas-inverkan-pa-fjarrvarme-och-fjarrkyla-energiforskrapport-2021-741.pdf>

normalårsperioden 2036–2065 jämfört med 1981–2010<sup>273</sup>.



Figur 43. Konsekvenserna av uppvärmningsnivåer på 1,5 °C och 2 °C på uppvärmnings- och kylbehov i fastigheter<sup>274</sup>.

Fjärrvärmesektorn har som nämnts möjlighet att bidra till ett leveranssäkert elsystem, men det finns flera områden där denna potential inte utnyttjas fullt ut av olika skäl. Profu har i sin rapport sammanställt ett antal hinder för detta, inklusive en diskussion kring styrmedel som skulle kunna bidra till att ta bort eller minska dessa hinder. Några exempel på de hinder som de diskuterar är dessa<sup>275</sup>:

- Boverkets byggregler och regelverk för certifiering av byggnader påverkar konkurrenssituationen mellan fjärrvärme och värmepumpar
- Energiskatt på el för att använda elpannor/värmepumpar i fjärrvärmenätet när det finns gott om elproduktion
- Lokal elproduktion och dess eleffekt värderas inte
- Höga kostnader för värmelagring

<sup>273</sup> <https://energimyndigheten.a-w2m.se/FolderContents.mvc/Download?ResourceId=213739>

<sup>274</sup> [https://static1.squarespace.com/static/5fd0f3ced19bb664ecb6dc28/t/6489b6abb741bb290bc16375/1686746830696/VMS\\_Syntesrapport\\_juni\\_2023.pdf](https://static1.squarespace.com/static/5fd0f3ced19bb664ecb6dc28/t/6489b6abb741bb290bc16375/1686746830696/VMS_Syntesrapport_juni_2023.pdf)

<sup>275</sup> <https://energiforsk.se/media/29510/klimatforandringarnas-inverkan-pa-fjarrvarme-och-fjarrkyla-energiforskrappport-2021-741.pdf>



## 8 Energieffektivisering

Det har blivit ett ökat fokus på energieffektivisering till följd av den ansträngda energisituationen i Sverige och Europa som inneburit höga energipriser. I slutet av 2022 lanserade Energimyndigheten en kampanj om att spara el; varje kilowattimme räknas där fokus var på att minska elanvändningen och att energieffektivisera. Det sägs ibland att den bästa kilowattimmen är den som inte används men när vi idag står inför en stor elektrifiering av samhället kan elenergieffektivisering också ses som ett sätt att frigöra el som kan göra större nytta någon annanstans i systemet. Som visas i detta avsnitt kan energieffektiviseringar bara täcka upp för en liten del av det förväntade ökade elbehovet.

IEA har sammanställt globala trenden för energieffektivisering i relation till uppsatta mål, där målet Net Zero Emission 2050 kräver en energieffektivisering eller "primary energy intensity improvement" på strax över 4 % per år under aktuellt sekel. Den globala energieffektiviseringen nådde under år 2022 2 %, samtidigt som Europa upplevde den största ökningen, med en förbättrad viktad effektivisering på 4 %<sup>276</sup>. EU, tillika Sverige, nådde år 2020 målet att minska energianvändningen med minst 20 % genom bättre energieffektivitet jämfört med 2008<sup>277</sup>.

Energieffektivisering sker hela tiden och Sverige har, trots befolkningstillväxt och ökande BNP, inte ökat sin energianvändning sedan 1970-talet<sup>278</sup>. Sverige har också ett kvarvarande energimål att 2030 ha 50 % effektivare energianvändning jämfört med 2005. Målet uttrycks i termer av tillförd energi i relation till bruttonationalprodukten (BNP)<sup>279</sup>. Sverige har år 2020 nått en energiintensitet på 31 % lägre än 2005 och ligger på rätt kurs för att uppnå det kvarvarande energimålet att uppnå 50 % effektivare energianvändning om utvecklingen sker i samma takt.

Ovan nämnda siffror och energieffektivisering i stort inkluderar alla energibärare och inte specifikt el. All energieffektivisering leder alltså inte till en minskad elanvändning utan kan istället leda till mindre behov av annan energibärare. Elektrifiering av transportsektorn kan ses som en energieffektivisering eftersom elmotorn är betydligt effektivare än förbränningsmotorn, men det innebär istället att mer el används. Fortsättningsvis är fokus på att visa på möjligheter och potential för elenergieffektivisering.

I Fossilfritt Sveriges strategi för effektiv användning av energi och effekt uppskattas en energieffektivisering med 34 TWh (motsvarande 9% av den totala energianvändningen i Sverige) varav 14,5 TWh el är möjlig att åstadkomma fram till 2030<sup>280</sup> (motsvarande ca 10% av den totala elanvändningen). Störst potential ses inom bostadssektorn för småhus, 8 TWh el. Inom byggnadsbeståndet står nybyggnation för ca 2 % av den totala

<sup>276</sup> International Energy Agency - Energy Efficiency -The Decade for Action. IEA. CC BY 4.0. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/f6df3a56-2257-4f47-a130-bf0862c31065/EnergyEfficiency-TheDecadeforAction.pdf>

<sup>277</sup> [Energimyndigheten - Energiläget 2022 - En översikt](https://energimyndigheten.se/energilaget-2022-en-oversikt)

<sup>278</sup> [https://fossilfritt Sverige.se/wp-content/uploads/2023/02/FFS\\_Strategi\\_Energi\\_Tryck\\_V2-1-1.pdf](https://fossilfritt Sverige.se/wp-content/uploads/2023/02/FFS_Strategi_Energi_Tryck_V2-1-1.pdf)

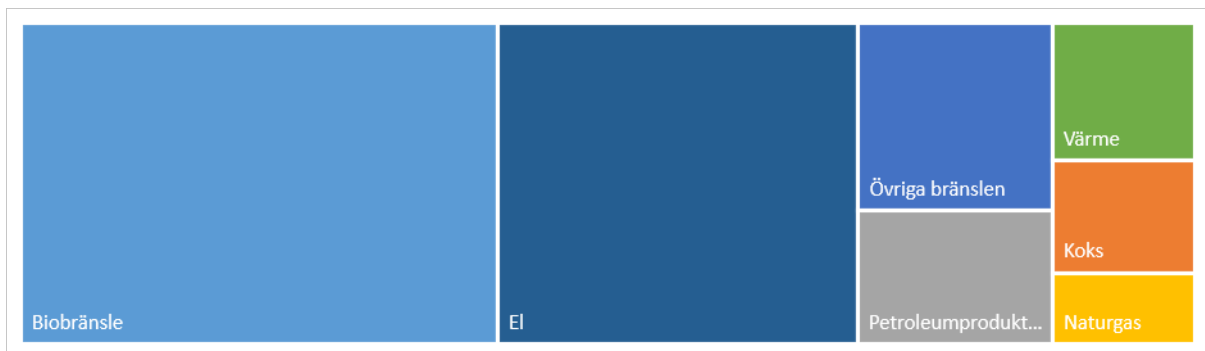
<sup>279</sup> <https://www.regeringen.se/regeringens-politik/energi/mal-och-visioner-for-energi/>

<sup>280</sup> [https://fossilfritt Sverige.se/wp-content/uploads/2023/02/FFS\\_Strategi\\_Energi\\_Tryck\\_V2-1-1.pdf](https://fossilfritt Sverige.se/wp-content/uploads/2023/02/FFS_Strategi_Energi_Tryck_V2-1-1.pdf)

energianvändningen vilket pekar på att fokus på energieffektivisering framförallt bör ligga på befintlig bebyggelse<sup>281</sup>.

## 8.1 Energieffektivisering industri

SCB redovisar total energianvändning för Sveriges industri på ca 155 TWh/år under 2022<sup>282</sup>, vilket är i linje med vad som beskrivs som total energianvändning i Fossil Fritt Sveriges rapport. Den totala elanvändningen är ca 45 TWh/år<sup>283</sup> under 2022 för samma industri. Detta visar att elanvändningen utgör ungefär 29 % av den totala energianvändningen i industrin (inklusive transporter). Figur 44 visar fördelningen av energibärare inom industrin.



Figur 44. Fördelning energianvändning per bränsletyp inom svensk industri (SNI 05-33 mineral- och tillverkningsindustrin)<sup>284</sup>.

I Fossilfritt Sveriges strategi presenteras också potentialer för energieffektivisering inom industrin som kommer från en rapport av EU-kommissionen<sup>285</sup>, dessa kan ses i Figur 45 och är fördelade per sektor och per åtgärdsområde. I strategin görs ytterligare bedömningar vilket resulterar i en uppskattning av energieffektiviseringspotentialen till 2030 för hela industrisektorn i Sverige är 15 TWh, där cirka 5 TWh utgörs av el och 8 TWh av processvärme, (vilket är betydligt mindre än de potentialer som tagits fram av EU och presenteras i Figur 45). Denna potentialuppskattning inkluderar inte övergripande systemaspekter, där man förändrar och gör effektiviseringar av en hel process, och där är potentialen förmodligen ännu större. Men den är också mer svårbedömd och varierande<sup>286</sup>. Som ses i figuren bedöms energieffektiviseringspotentialen för industri inom kemi och petrokemi och oljeraffinaderier, som är två av de största energianvändande branscherna inom Västra Götaland, inte utgöra så stor andel av den totala potentialen.

<sup>281</sup> <https://energimyndigheten.a-w2m.se/Home.mvc?ResourceId=202858>

<sup>282</sup> [https://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START\\_EN\\_EN0113/EN01131G/table/tableViewLayout1/](https://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START_EN_EN0113/EN01131G/table/tableViewLayout1/)

<sup>283</sup> [https://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START\\_EN\\_EN0113/EN01131G/table/tableViewLayout1/](https://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START_EN_EN0113/EN01131G/table/tableViewLayout1/)

<sup>284</sup> [https://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START\\_EN\\_EN0113/EN01131G/table/tableViewLayout1/](https://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START_EN_EN0113/EN01131G/table/tableViewLayout1/)

<sup>285</sup> Europeiska kommissionen, Generaldirektoratet för energi, Menge, J. et al., Technical assistance services to assess the energy savings potentials at national and European level: Member State annex Publications Office, 2021 <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/511bb328-f8b9-11eb-b520-01aa75ed71a1/language-en>

<sup>286</sup> [https://fossilfrittverige.se/wp-content/uploads/2023/02/FFS\\_Strategi\\_Energi\\_Tryck\\_V2-1-1.pdf](https://fossilfrittverige.se/wp-content/uploads/2023/02/FFS_Strategi_Energi_Tryck_V2-1-1.pdf)



Figur 45. Fördelning av energibesparingspotentialen, 31 TWh till 2030, inom industrin dels per sektor och dels per åtgärdsområde. Fossilfritt Sverige har använt detta och gjort ytterligare bedömningar och kommit fram till en potential till 2030 för 5 TWh el och 8 TWh processvärme<sup>287</sup>.

Vissa industrier har svårt att göra energieffektiviseringsåtgärder kontinuerligt eftersom vissa processer löper dygnet runt, året runt. Det finns då bara möjlighet att genomföra åtgärder vid underhållsperioder, som i vissa fall bara inträffar vart tionde år eller mer sällan än så. Frågan är då om energieffektiviseringsinvesteringar är möjliga och lönsamma att genomföra vid dessa tillfällen<sup>288</sup>. Det kan vara så att det finns betydligt effektivare pumpar och motorer t.ex. men att de som är installerade nu fungerar och att återbetalningstiden för uppgradering är för lång med dagens priser. Detta kan då skjuta upp investeringen med flera år tills möjligheten ges igen att göra installationen.

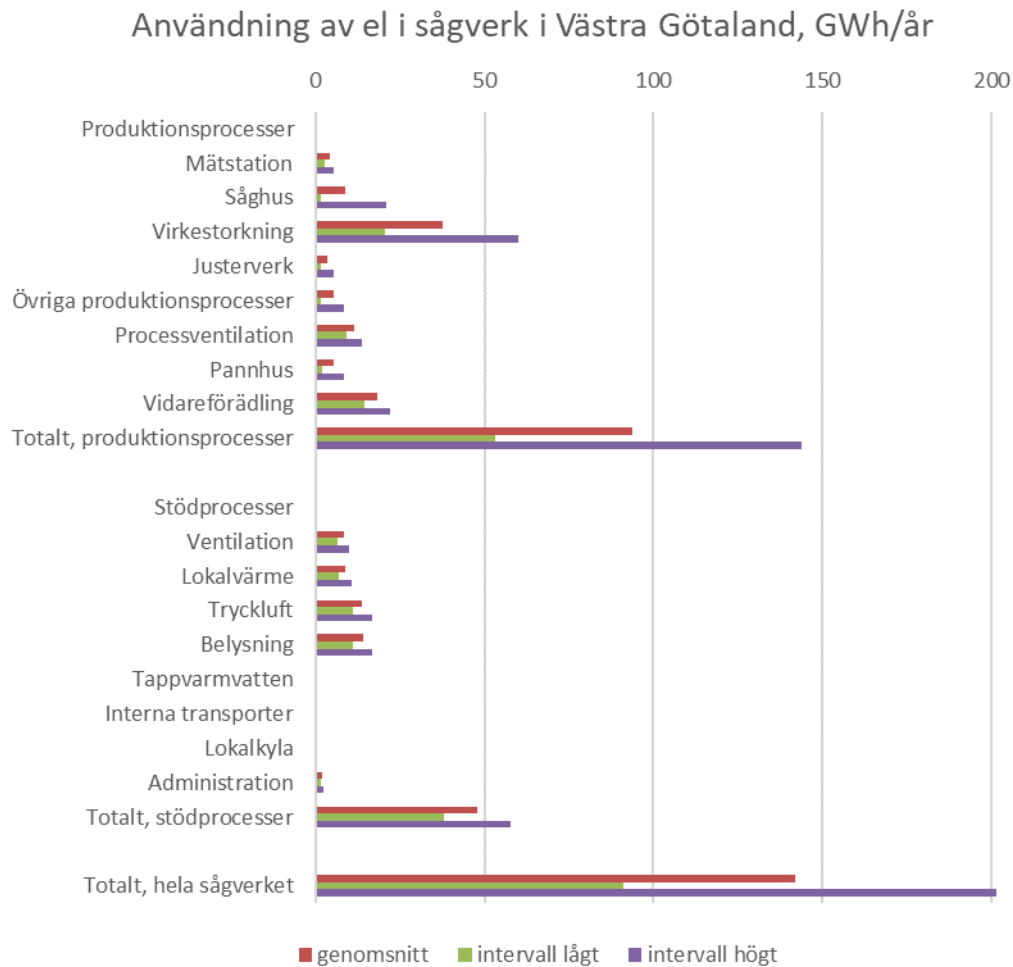
För att belysa elenergieffektiviseringspotentialen inom industrin i Västra Götaland har ett top-down-perspektiv använts, där offentlig statistik och data har kombinerats och analyserats. Detta har applicerats i mer detalj på industrigrenen, sågverk för att exemplifiera hur elenergieffektiviseringspotentialen kan uppskattas. Sågverk har valts som exempel eftersom dessa granskats på processnivå för att fördela elenergianvändning per produktions- och stödprocess. Risker med denna top-down-metod är att den använda statistiken, även från samma källa, inte är helt konsekvent och skiljer sig åt till viss del, beroende på vilken nivå som sammanställningar görs på. För att få ett mer korrekt resultat för elenergieffektiviseringspotentialen i regionen rekommenderas ett bottom-up-perspektiv och då genom exempelvis aggregerade resultat från energiledningssystem för respektive storanvändare inom regionen.

Den beräknade genomsnittliga elanvändningen i sågverk motsvarar ungefär 3 % av den totala elanvändningen i industrier verksamma i Västra Götalands län. Detta baseras på statistik över hur mycket el som används nationellt inom denna sektor (sågverk och massa- och pappersindustrier) skalat med mängden virke som går till produktion inom respektive industrigren. I sammanhanget är sågverk inte en större användare av el men det är ett bra exempel på hur användningen går att allokera till särskilda processer för att visa på potentialen för energieffektivisering. I tidigare studier har Svenska sågverk granskats på processnivå för att fördela energianvändning per produktions- och stödprocess<sup>289</sup>. Undersökningen gör det möjligt att beräkna elanvändning per process baserat på aggregerad mängd sågat virke inom undersökt geografiskt område. Resultatet är presenterat i Figur 46.

<sup>287</sup> [https://fossilfritt Sverige.se/wp-content/uploads/2023/02/FFS\\_Strategi\\_Energi\\_Tryck\\_V2-1-1.pdf](https://fossilfritt Sverige.se/wp-content/uploads/2023/02/FFS_Strategi_Energi_Tryck_V2-1-1.pdf)

<sup>288</sup> [https://fossilfritt Sverige.se/wp-content/uploads/2023/02/FFS\\_Strategi\\_Energi\\_Tryck\\_V2-1-1.pdf](https://fossilfritt Sverige.se/wp-content/uploads/2023/02/FFS_Strategi_Energi_Tryck_V2-1-1.pdf)

<sup>289</sup> <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1351269/FULLTEXT01.pdf>

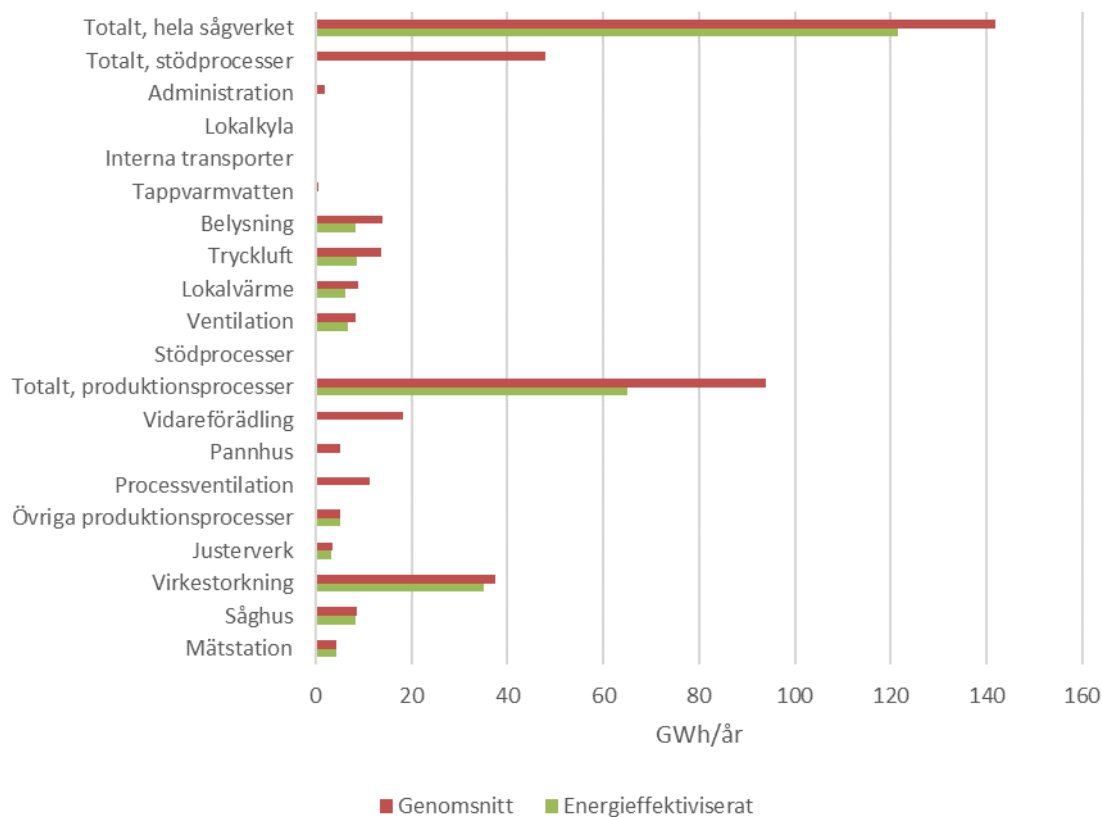


Figur 46. Användning av el i sågverk belägna i Västra Götaland, GWh/år.

Med hjälp av högupplöst data på energieffektivisering i sågverk går det att visa på potentialer per process och totalt för hela sågverket<sup>290</sup>. I Figur 47 visas potentialen aggregerat för alla sågverk i Västra Götaland. Analysen visar att det finns en potential att spara ca 14% av elanvändningen som motsvarar 20 GWh/år för sågverken i Västra Götaland. Detta motsvarar knappt 0,4 % av industrins totala elanvändning i länet.

<sup>290</sup> <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1351269/FULLTEXT01.pdf>

### Användning av el och användning efter effektivisering för sågverk i Västra Götaland, GWh/år



Figur 47. Genomsnittlig användning av el innan och efter energieffektivisering för sågverk i Västra Götaland, GWh/år.

Beräkningen för sågverk visar på möjligheten att beräkna energieffektiviseringspotentialen för olika industrier. Som överslagsräkning kan Fossilfritt Sveriges uppskattning om elenergieffektiviseringspotential inom industrin på 5 TWh till 2030 skalas till Västra Götaland. Skalningen görs baserat på andelen el som används inom industrin här, ca 12%, av den nationella elanvändningen inom industri. Potentialen för elenergieffektivisering inom industrin som helhet i Västra Götaland blir då 0,6 TWh, baserat på dessa uppskattningar. Detta motsvarar ca 10 % av elanvändningen inom industrin idag, vilket inte är en försumbar andel. I relation till den potential som visas för ett ökat elbehov till följd av omställningen och nya etableringar som ses i länet fram till 2030 och 2045 och som presenteras i avsnitt 2.4, är detta dock en relativt liten potential.

## 8.2 Bostäder och energieffektivisering

Enligt statistik från Energimyndigheten värms cirka 90 % av flerbostadshusen i Västra Götaland med fjärrvärme. Resterande uppvärmning sker med el 9 %, pellets 1 % och olja

0,5 %<sup>291</sup>. Detta innebär att energieffektiviseringsåtgärder för uppvärmning av flerbostadshus inte kommer påverka elbehovet i någon större utsträckning. För småhus ser det annorlunda ut, där statistiken<sup>292</sup> visar att det totala uppvärmningsbehovet täcks med 14 % fjärrvärme, 56 % med el och 27 % med biobränsle och någon enstaka procent med olja. Detta motsvarar en elanvändning på ca 2,5 TWh. Därmed finns det potential för att minska elbehovet för småhus genom effektiviseringsåtgärder precis som Fossilfritt Sverige konstaterade i sin strategi.

Som nämndes tidigare i detta kapitel står nybyggnation bara för 2% av den totala energianvändningen inom byggnadsbeståndet vilket pekar på att fokus på energieffektivisering framförallt bör ligga på befintlig bebyggelse<sup>293</sup>.

En överslagsräkning för potentialen för energieffektivisering genom att byta ut eller lägga till en värmepump för småhus med direktverkande el eller vattenburen elvärme har gjorts. Syftet med denna beräkning är att visa på storleksordning av potentialen och ett flertal förenklade antaganden har gjorts. Detta baseras på statistik för småhus från Energimyndigheten<sup>294</sup>, som framförallt är på nationell nivå och som där det behövs skalats till regional nivå. För den totala energianvändningen för uppvärmning och varmvatten per energibärare (olja, fjärrvärme, el, naturgas, närvärme, biobränsle) används regional statistik precis som för antalet småhus medan fördelningen av uppvärmningssätt i småhus (enbart elvärme direktverkande, enbart elvärme vattenburet, biobränsle etc.) bara finns på nationell nivå. För fördelningen av uppvärmningssätt för de eluppvärmda småhusen används också nationell statistik.

Enligt statistiken finns det 336 000 småhus i Västra Götaland år 2020. Andel eluppvärmda småhus inom länet antas som för riket i stort, detsamma gäller fördelningen av uppvärmningssätt för dessa eluppvärmda hus, om det är direktverkande el, vattenburen elvärme och om det finns värmepumpar (både luft/luft, luft/vatten och vätska/vatten värmepumpar) och/eller trivseleldning. Detta resulterar i 189 334 eluppvärmda hus i länet där varje småhus i genomsnitt använder ca 13 MWh el för uppvärmning. Detta är ett förenklat antagande men varierar egentligen med flera parametrar såsom byggtår, storlek på hus och uppvärmningssätt.

Andelen småhus som enbart har direktverkande el utan värmepump eller trivseleldning är 3,6% på nationell nivå och de som enbart har vattenburen värme utan värmepump har en andel av 3,8%. Detta resulterar i ca 12 100 småhus med direktverkande el utan värmepump i länet och ca 12 800 småhus med vattenburen uppvärmning utan värmepump. Dessa småhus antas kunna installera en värmepump och därmed kunna sänka sin energiförbrukning med ca 2/3, baserat på ett medel-COP<sup>295</sup> på 3 för värmepumparna.

Baserat på dessa antaganden summerar elbesparingen i småhus med direktverkande el som skulle installera en luft/luftvärmepump till ca 100 GWh och elbesparingen i småhus med vattenburen elvärme som skulle installera en värmepump (flera varianter möjliga

<sup>291</sup> [https://www.energimyndigheten.se/49a0f0/globalassets/statistik/official-statistik/statistikprodukter/energistatistik-i-flerbostadshus/tabeller/rapport\\_01v03\\_fbh2020\\_resultattabeller.xlsx](https://www.energimyndigheten.se/49a0f0/globalassets/statistik/official-statistik/statistikprodukter/energistatistik-i-flerbostadshus/tabeller/rapport_01v03_fbh2020_resultattabeller.xlsx)

<sup>292</sup> [Energistatistik för småhus 2020, Energimyndigheten](#)

<sup>293</sup> <https://energimyndigheten.a-w2m.se/Home.mvc?ResourceId=202858>

<sup>294</sup> [Energistatistik för småhus 2020, Energimyndigheten](#)

<sup>295</sup> Antagit att de installerar olika typer av värmepumpar och då erhålls detta genomsnittliga COP värde.

här) till ca 110 GWh. Detta motsvarar ca 9% av elen som används för uppvärmning och varmvatten i småhusen regionen år 2020<sup>296</sup>.

I slutet av 2022 var spotpriset på el betydligt högre än normalt<sup>297</sup> och energisituationen i Sverige och Europa var kraftigt ansträngd. Därför lanserade Energimyndigheten en kampanj *Varje kilowattimme räknas!* med syfte att spara energi<sup>298</sup>. Det är svårt att dra slutsatser om vilka faktorer som har påverkat elanvändningen till vilken grad men man kan anta att höga elpriser och en ökad medvetenhet om el och energi hos gemene man som skapats av bland annat Energimyndighetens kampanj har bidragit till den minskning i elanvändning på 7–10 procent som gick att se i januari 2023 jämfört med motsvarande period 2022. Detta är korrigerat för temperatur och kalendereffekter<sup>299</sup>.

Energiföretagen gjorde i slutet av 2022 en analys över elanvändningen och såg då att den minskade med fem procent för perioden januari-oktober 2022 jämfört med samma period 2021. De såg då också att den största minskningen skedde hos hushåll, där minskningen uppgick till 15 procent. De noterar dock att denna inte direkt går att hänföra till ändrat beteende eller effektivisering utan det finns flera bakomliggande faktorer, som ändring av elprisavtal och ökad egenproduktion, men att det inte finns någon statistik som gör det möjligt för dem att justera för detta<sup>300</sup>.

Fossilfritt Sverige nämner i sin strategi att fler energieffektiviserande åtgärder än tidigare kan antas genomföras med högre elprisnivåer samtidigt som minskade marginaler för många hushåll påverkar möjligheten att investera. De nämner smartare styrning av värmesystem, effektivare vattenkranar och munstycken samt tilläggsisolering av vindar som åtgärder med störst energieffektiviseringspotential för småhus. Sedan juli 2023 finns det möjlighet att söka bidrag för att energieffektivisera småhus som värms upp med direktverkande el eller genom ett vattenburet system av el eller gas. Det går att söka bidraget både för åtgärder på värmesystemet men också för åtgärder på klimatskärmen<sup>301</sup>.

---

<sup>296</sup> [Energistatistik för småhus 2020, Energimyndigheten](#)

<sup>297</sup> <https://www.vattenfall.se/elavtal/elpriser/rorligt-elpris/prishistorik/>

<sup>298</sup> <https://www.energimyndigheten.se/4af0d4/globalassets/slutredovisning-deluppdrag-4.pdf>

<sup>299</sup> <https://www.energimyndigheten.se/4af0d4/globalassets/slutredovisning-deluppdrag-4.pdf>

<sup>300</sup> <https://www.energiforetagen.se/pressrum/nyheter/2022/november/statistik-visar-minskad-och-flyttad-elanvandning-i-sverige/>

<sup>301</sup> <https://www.boverket.se/sv/bidrag--garantier/bidrag-for-energieffektivisering-i-smahus/>



RISE Research Institutes of Sweden AB  
Box 857, 501 15 BORÅS  
Telefon: 010-516 50 00  
E-post: [info@ri.se](mailto:info@ri.se), Internet: [www.ri.se](http://www.ri.se)

Elkraftsystem  
RISE Rapport :  
P120009:01  
ISBN: