

Smart förnybart i energisystemet





Innehåll

Vind och sol behöver smart integrering i energisystemet	3
Att hantera variationerna är nyckeln	6
Stödtjänster bidrar till balansen i elsystemet	7
Lagringsmöjligheter blir en viktig komponent i framtiden	15
Batterier	15
Vätgas	17
Pumpvattenkraft	20
Slutnoter	21

Detta kunskapsunderlag är ett av fem underlag som tillsammans beskriver huvuddragen i den utveckling som behöver ske av energisystemet under kommande år. Läs alla underlag för en översikt, eller enstaka om du är intresserad av något särskilt! Kunskapsunderlagen är framtagna inom projektet *Smart Förnybart - Regionala dialoger om förnybar el i energisystemen* som är finansierat av Energimyndigheten och pågår mellan 2020 och 2022. Projektägare är Länsstyrelsen Skåne och projektet drivs tillsammans med länsstyrelserna i Uppsala och Västra Götaland samt med Power Circle och Sustainable Innovation. Läs mer om projektet och de övriga kunskapsunderlagen på [projekthemsidan](#).

Vind och sol behöver smart integrering i energisystemet

Sveriges elsystem går mot större inslag av så kallad variabel förnybar elproduktion, alltså elproduktion som varierar med vädret, som exempelvis sol- och vindkraft. Att byta till ett system som till stora delar är baserat på variabel förnybar energi innebär flera stora förändringar. Elsystemet blir mer decentraliserat, behovet av elnät för överföring mellan olika regioner ökar och elpriset väntas variera mer. Dessutom får variationshantering och olika stödtjänster, som balanserar och stabiliserar elsystemet, en alltmer central roll.

“Variationshantering får en allt mer central roll”

Det här kunskapsunderlaget går igenom de avgörande delarna i ett framtida variabelt elsystem. Bland annat tar kunskapsunderlaget upp att:

- Ett elsystem med mer variabel produktion ser annorlunda ut och är beroende av stödtjänster samt variationshantering.
- Nya tekniker för lagring och smart styrning, som kan bidra till det framtida elsystemets stabilitet, utvecklas snabbt.
- Vindkraften har goda möjligheter att bidra, men behöver integreras på ett bra sätt.
- Även värmesektorn har potential att bidra till ett stabilt elsystem.



Vi går mot mer variabel produktion

Elsystemet har tidigare varit tydligt uppdelat i produktion, överföring och användning. Framtidens förnybara elsystem kommer att vara mer komplext och användarna kommer att spela en viktigare roll genom att de bidrar med både egen produktion och flexibilitet. Dessutom finns en rad utmaningar, exempelvis i att modernisera infrastrukturen och marknaderna. Att hantera dessa förändringar är avgörande för att klara energiomställningen och minska klimatpåverkan i enlighet med de globala Agenda 2030-målen. Fossila bränslen är inte ett hållbart alternativ och i dagsläget bedöms ny, storskalig kärnkraft inte vara lönsam.

Även om ett system med en större andel variabel förnybar kraft medför ett antal utmaningar har det också många fördelar. Distribuerad lokal produktion av el från sol, vind och bibränslen kan bidra till att minska sårbarheten och risken för tillfällig, lokal effektbrist till följd av flaskhalsar i överföringen. Ett större inslag av egenproducerad el ger förutsättningar för lokala energisystem, eller så kallade medborgarenergigemenskaper, vilket kan innebära ett mer demokratiskt elsystem och öka engagemanget för energifrågor.



Lokal solet bidrog under ansträngda timmar år 2020

Ett tillfälle då lokal elproduktion bidrog med stor nytta var sommaren 2020, då det svenska elsystemet var ovanligt ansträngt. Även om både vind- och vattenkraftsproduktionen i norra Sverige var hög, var överföringskapaciteten till södra Sverige begränsad. Det ledde till de största prisskillnaderna mellan olika elområden sedan Sverige delades in i fyra elområden år 2011. Samtidigt stod solet, enligt en studie från Svensk Solenergi¹, för hela 17 procent av elproduktionen i elområde SE4 (södra Sverige) under de timmar då elpriset var som högst. Utan lokal soletproduktion hade läget varit ännu mer ansträngt.

“Utan lokal soletproduktion hade läget varit ännu mer ansträngt sommaren 2020”



Att hantera variationerna är nyckeln

“Utmaningen med ett variabelt, förnybart elsystem är inte att bygga tillräckligt mycket elproduktion”

Den huvudsakliga utmaningen med ett variabelt, förnybart elsystem är inte att bygga tillräckligt mycket elproduktion, utan att på ett effektivt sätt matcha produktion mot användning i varje ögonblick. Det gäller både att åtgärda underskott de timmar då produktionen är lägre än elanvändningen, men även att på ett samhällsekonomiskt effektivt sätt hantera timmar då produktionen är större än elanvändningen. Nyckeln är variationshantering.

Behovet av, och möjligheten till, variationshantering är olika vid olika tidpunkter. Exempelvis kan den tillgängliga energin från vattenkraften variera med ± 20 procent mellan våtår och torrår. Vindkraften varierar oftast i perioder om två till fem dygn och extremnivåerna kan vara mycket höga eller låga. Solkraften varierar dygnsvis, men påverkas också av årstider och väder.

Att sol- och vindkraft varierar med vädret är en stor utmaning. För att undvika att behöva överinvestera i, och sedan spilla, förnybar elproduktion är det viktigt att kunna förutsäga elsystemets balans i så god tid som möjligt. Då kan rätt resurser för variationshantering sättas in. Prognostisering av förnybar elproduktion och av elanvändning blir därför en allt viktigare komponent i driften av vårt elsystem. Mycket forskning pågår för att förbättra prognosmodeller med hjälp av dataoptimering och artificiell intelligens. I Sverige har bland annat [SMHI](#)² arbetat för att skapa förbättrade prognoser för solelproduktion.

Variationerna i elproduktion från sol- och vindkraft kan hanteras med hjälp av olika strategier. Forskare på Chalmers³ har utvecklat en modell för att dela in och beskriva de olika strategierna, se figur nedan.

Förflyttande strategier

Genom att flytta elproduktion eller elanvändning till ett annat tillfälle kan variationer jämnas ut, framförallt inom ett dygn. Exempel på sådana strategier är lagring, där exempelvis solel kan sparas i ett batteri till ett senare tillfälle, eller användarflexibilitet som går igenom närmare i kunskapsunderlag om *Användarflexibilitet i framtidens energisystem*.

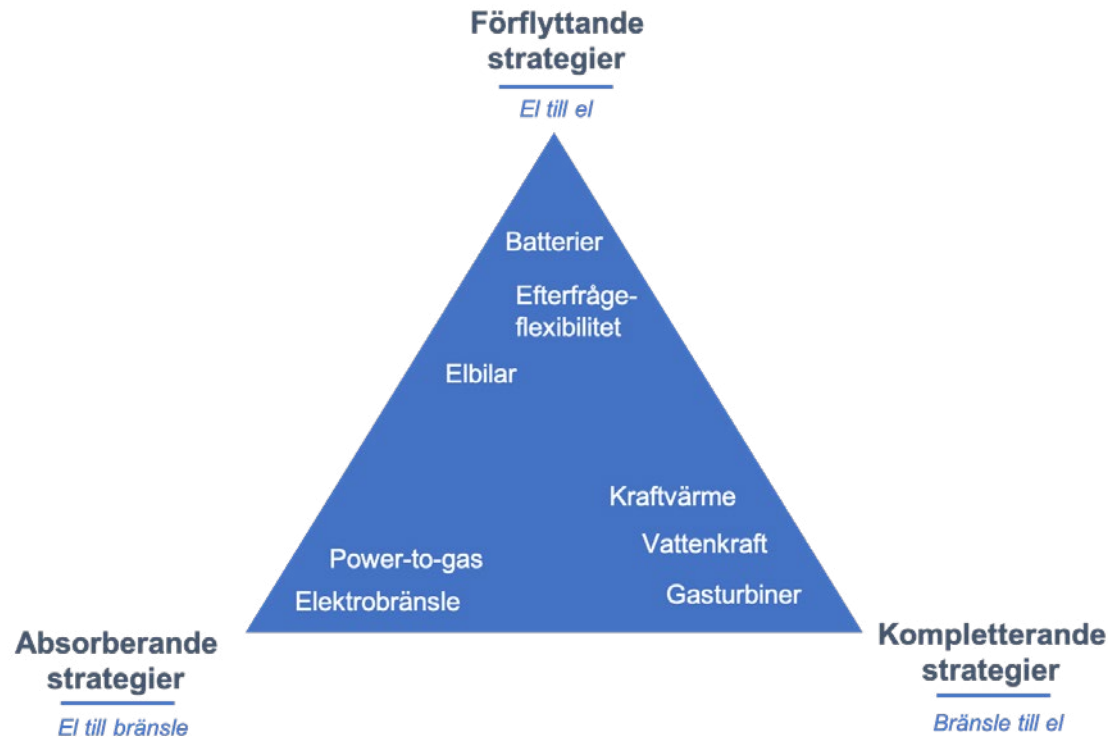
Kompletterande strategier

Vissa kraftslag kan bidra med extra effekt när det behövs och på så sätt kan perioder med underskott i övrig elproduktion hanteras. Kraftvärme, vattenkraft, gasturbiner och produktion av el från vätgas är några sådana exempel.

Absorberande strategier

Ett sätt att hantera perioder med överskottsproduktion är att omvandla el, som annars hade behövt spillas, till andra energislag. Det kan exempelvis göras med hjälp av elpannor, där elektricitet omvandlas till värme, eller produktion av vätgas och elektrobränslen.

“Variationerna i elproduktion från sol- och vindkraft kan hanteras med hjälp av olika strategier”



De olika strategierna enligt Chalmers.

Stödtjänster bidrar till balansen i elsystemet

Utöver utmaningarna med variationshantering behöver framtidens elsystem även ett antal så kallade stödtjänster, som håller systemet stabilt. Stödtjänster bidrar bland annat till att hålla frekvensen och spänningen på rätt nivå, samt ger möjligheten att starta upp elsystemet igen efter ett större avbrott, så kallad dödnätsstart. Idag levereras stödtjänsterna framförallt av stora kraftverk.

En ökad andel variabel elproduktion, från sol och vind, innebär att de traditionella, stora kraftverken, som både producerat el och bidragit till stödtjänster, inte är i drift lika mycket. Allt eftersom elsystemet förändras kommer stödtjänsterna i större utsträckning att behöva levereras av nya tekniker. Detta är viktigt att beakta i omställningen av elsystemet, så att vi får ett robust och driftsäkert system där leveranserna av el fungerar.

Några exempel på stödtjänster

Myndigheten Svenska kraftnät ansvarar för att det svenska elsystemet fungerar. En av deras viktigaste uppgifter är att säkerställa att frekvensen i elnätet alltid är 50 Hz. Utrustning som drivs med el i Sverige är byggd för just den frekvensen och riskerar annars att gå sönder. För att hålla frekvensen på rätt nivå upphandlar Svenska kraftnät så kallade stödtjänster.

Frekvensreglering

I det nordiska elsystemet ska frekvensen vara 50 Hz. För att hålla frekvensen behöver det i varje ögonblick vara perfekt balans mellan elproduktion och elanvändning. Genom att öka eller minska viss elproduktion eller elanvändning kan frekvensen i hela systemet regleras.

Spänningsreglering

Rätt spänningsnivå krävs för att hålla hög överföringsförmåga och driftsäkerhet i elsystemet. Genom produktion eller konsumtion av reaktiv effekt, en slags biprodukt vid elproduktion, kan spänningen i elnätet regleras.

Rotationsenergi

Rotationsenergin bidrar till stabilitet i systemet genom att bromsa snabba förändringar. I Norden utgörs rotationsenergin, ibland kallad svängmassa, av den energi som finns lagrad i stora turbiner och generatorer i kraftverken. De roterar i takt med frekvensen i elsystemet. Vid en plötslig störning fortsätter de att snurra en stund, vilket skapar tid att sätta in andra åtgärder.



Vindkraften har möjlighet att bidra till stabiliteten

“Med rätt förutsättningar kan vindkraften säljas på fler marknader och bidra till elsystemets stabilitet”

Tekniskt sett kan vindkraftverk styras mycket mer än vad många tror. Vindkraftverkens blad kan snabbt vridas för att fånga mer eller mindre vind, vilket kan användas till att leverera stödtjänster. Tillverkarna av vindturbiner har tidigare inte upplevt något större intresse för dessa funktioner från nätägare i Sverige, men tuffare situationer med svagare elnät i andra länder har gjort att tekniken har utvecklats.

Idag säljs nästan all vindkraftsel i Sverige på Nordpools elmarknad, men med rätt förutsättningar kan vindkraften säljas även på andra marknader och då bidra till elsystemets stabilitet. Vindkraften reagerar mycket snabbt, snabbare än vattenkraften, och det är framför allt lätt att snabbt minska på produktionen, alltså att nedreglera. För att ha möjlighet att uppreglera behöver turbinen, innan själva regleringen sker, ligga i ett driftläge med en lägre produktion än den maximala. Det innebär att elproduktion hela tiden spills i väntan på uppreglering. Då förlorar vindkraftsproducenten intäkter, vilket innebär att de behöver ta mer betalt för uppreglering än andra konkurrerande resurser.

Tack vare den kraftelektronik som finns i vindkraftverken kan de även bidra till att stabilisera spänningen i nätet. Dagens tekniska krav anger att spänningsreglering ska kunna erbjudas när el pro-

duceras. Med lite extra utrustning, utöver dagens tekniska krav, kan vindkraften leverera spänningsreglering även en vindstilla dag. Då kan nätägaren köpa spänningsregleringen från en vindkraftspark i stället för att installera egen kraftelektronik i nätet. Detta är en möjlighet som inte utreds speciellt ofta idag, men som skulle kunna bidra till regional stabilitet i näten om frågan kom upp redan i planeringsskedet.

Nya tester visar också att vindkraften kan bidra till att starta upp systemet efter ett stort strömavbrott, så kallad dödnätsstart. I [Skottland](#)⁴ genomfördes exempelvis ett försök år 2020 där en vindpark på 69 MW, eller 23 turbiner, användes för att starta upp ett elnät med hjälp av så kallad nätformande kraftelektronik. Även i [Tyskland](#)⁵ har ett kraftverk startats upp med hjälp av en havsbaserad vindpark.

Det som idag hindrar vindkraften från att bidra med stödtjänster är framför allt bristen på kunskap hos projektörer och beställare, men också det sätt som marknaderna för stödtjänster är utformade. Svenska kraftnät arbetar dock med att ta fram nya produkter, som skulle kunna passa vindkraften bättre, och med att anpassa befintliga marknader till nya tekniker och aktörer.

“Det som idag hindrar vindkraften från att bidra med stödtjänster är framför allt bristen på kunskap hos projektörer och beställare”

Växeriktarna utvecklas

Mellan olika energikällor, som solpaneler, vindkraftverk och energilagring, finns växelriktare. De gör om elen från likström till växelström och ser till att den har rätt frekvens. Vid stora störningar eller avbrott i elnätet stänger ofta vanliga växelriktare, så kallade nätföljande växelriktare, av strömmen till dessa energikällor. Sedan inväntar växelriktaren en signal från resten av nätet om att störningen är över så att det är säkert att starta om. Med en ökade andel sol- och vindkraftsproduktion är det opraktiskt att vara beroende av andra resurser för att hantera störningar. Därför utvecklas nu så kallade nätformande växelriktare, som kan bidra till att stötta elnätet på olika sätt, exempelvis genom omstart vid en störning. Mycket forskning pågår internationellt och tanken är att vindkraft, solceller och andra energikällor med växelriktare kan göra mer systemnytta.

“Mycket forskning pågår internationellt för att vindkraft, solceller och andra energikällor med växelriktare ska kunna göra mer systemnytta”



Vindstyr – styrning av vindkraftverk för ett stabilare elnät

Gotland var bland de första i Sverige att bygga ut vindkraften. Därför har ön redan haft behov av en generationsväxling, alltså att byta ut gamla turbiner och vindkraftsparker till nya moderna vindkraftverk. Utbyggnaden av vindkraften, tillsammans med nya mer effektiva och produktiva verk, har lett till utmaningar i elsystemet på Gotland och i den begränsning som ön har i el överföringen till fastlandet. Detta ledde år 2017 till ett stopp av vindkraftsutbyggnaden på Gotland, trots goda vind- och miljöförhållanden.

Som en lösning har Gotlands Vindelproducenter (GVP), tillsammans med Gotlands Energi (GEAB), genomfört projektet Vindstyr, vilket innebär att 130 av Gotlands 136 vindkraftverk nu kan styras gemensamt. Därmed är det möjligt att koppla bort enskilda vindkraftverk och på så sätt begränsa hur mycket el som vindkraftverken levererar till elnätet. Det är värdefullt eftersom Gotlands elnät har begränsad kapacitet.

Produktionen av vindel delas lika mellan olika ägare

Styrningen baseras på en fördelningsprincip som innebär att alla vindkraftverken på årsbasis begränsas lika mycket. För att åstadkomma detta registrerar systemet vindhastigheterna under en bortkopplingsperiod för att sedan noggrant beräkna hur stor produktion som gick förlorad var under den tid som vindkraftverket var avstängt. Utifrån de ackumulerade produktionsförlusterna hos de enskilda verken styr systemet vilken fortsatt avstängning som görs. På så vis fördelas produktionsförlusterna så rättvist som möjligt

mellan olika ägare. För att det här ska vara tekniskt möjligt har äldre vindkraftverk försetts med ny utrusning som gjort att de kan styras. Moderna verk är redan försedda med dessa möjligheter. Systemet är byggt på artificiell intelligens och styrs i realtid.

Systemet gjorde att Gotland kunde frikopplas från fastlandets elnät

I september 2018 kördes systemet för första gången i skarpt läge och möjliggjorde att ön under 36 timmar kunde frikopplas från det övriga elnätet och köras i ö-drift. Frekvenshållning och elleveranssäkerhet hölls med hjälp av öns reservkraftanläggning, en gasturbin på ungefär 100 MW i Slite.

Projektet Vindstyr har resulterat i ett elnät med mindre risk för avbrott. Vindkraftsägarerna har fått en effektivare och jämnare produktion, som ger en bättre överblick och exaktare prognoser för det ekonomiska utfallet. Projektet har också skapat utrymme för ytterligare 50 till 70 MW förnybar el i elnätet. Dessutom har systemet skapat möjligheter för den gotländska vindkraften att medverka på marknadsplatser för systemtjänster⁶.

Mer information

- Slutrapporten för projektet Vindkraftens bidrag till 100% förnybart, Energimyndighetens projektnummer: 46492-1. Diarienummer: 2018-004114 RS2018/239 #124

Elnäten kan ofta användas effektivare

“Att förstärka elnäten är inte den enda lösningen på kapacitetsbristen.”

På en regional nivå står elsystemen inför varierade utmaningar. I vissa regioner används redan idag mycket el och med en växande elektrifiering väntas elanvändningen öka ytterligare. Samtidigt råder det på vissa håll kapacitetsbrist i elnäten och det finns därmed en risk att regionen inte kan få tillgång till mer el. I andra regioner är situationen den motsatta; produktionen av förnybar el från vattenkraft och vindkraft är så stor att elnätets kapacitet inte räcker för att skicka vidare elen till de områden där den behövs.

Många anser att elnäten behöver byggas ut och förstärkas, men det tar tid och är inte heller den enda lösningen på kapacitetsbristen. Att använda den befintliga nätkapaciteten mer resurseffektivt är också en möjlighet. Exempelvis är överföringskapaciteten i ledningarna under kalla väderförhållanden ofta högre än vad som beräknats. Genom att montera ut sensorer i elnäten kan nätbolagen få bättre kunskap om förhållandena i elnäten. Ibland, om förutsättningarna är bra, kan nätbolagen då tillåta en högre överföring av elektricitet. Detta tillvägagångssätt har exempelvis använts vid installation av vindkraftsparker, där en förstärkning av elnätet inte varit ett alternativ, men där en hög produktion av vindel sammanfaller med stark vind som kyler ledningarna.

I områden där kapacitetsbristen i elnäten begränsar möjligheten att ta emot mer el, kan en utbyggnad av lokal kraftproduktion underlätta situationen. I flera städer är kraftvärme en viktig elproducent, men även ökade installationer av solenergi och vindkraft kan förbättra läget. I städer är det ofta svårt att få plats med vindkraftsparker, men då många stora svenska städer ligger vid

kusten är det möjligt att istället satsa på havsbaserad vindkraft. Havsbaserad vindkraft har en högre och jämnare elproduktion än landbaserad vindkraft, vilket gör den mer tillgänglig och pålitlig.

Ett annat sätt att nyttja elnäten effektivare är genom en smartare elanvändning. Det finns många olika sätt att reducera höga toppar i elanvändningen, exempelvis genom att flytta elanvändningen i tid, att installera solenergi, att använda olika energilagringssystem eller genom att effektivisera med just effektopparna i fokus. Om elanvändningen i en region blir jämnare, med färre och lägre toppar, förbättras förutsättningarna för en ökad elektrifiering i regionen. Läs gärna mer om användarflexibilitet i kunskapsunderlag om *Användarflexibilitet i framtidens energisystem*.

Hybridparker ger jämnare elleverans

En internationell trend under de senaste åren är så kallade hybridparker, där olika förnybara energislag som sol- och vindkraft samlokaliseras. Ofta kombineras elproduktionen även med någon form av energilagring, som batterier eller vätgasproduktion. På så sätt kan hybridparken ge en jämnare elleverans till nätet än exempelvis en vindpark. Dessutom är det mer kostnadseffektivt att låta olika resurser dela på samma infrastruktur, till exempel tillgången till elnät.

Ett exempel på en hybridpark är Vattenfalls Energy [Park Haringvliet Zuid](#)⁷ i Nederländerna, där sex vindturbiner på totalt 22 MW, cirka 115 000 solpaneler på totalt 38 MW och ett batterilager på 12 MW tillsammans ska producera lika mycket el som 39 000 hushåll förbrukar. Ett annat exempel är det lokala energisystemet Simris i Skåne.

“Om elanvändningen i en region blir jämnare förbättras förutsättningarna för en ökad elektrifiering i regionen.”

Lokalt energisystem i Simris

På den skånska slätten strax utanför Simrishamn ligger den lilla byn Simris med 145 hushåll. Här valde E.ON att skapa ett lokalt energisystem för att testa om ett samhälle kan vara självförsörjande på förnybar el under avgränsade perioder.

Byn kopplades bort från elnätet var femte vecka

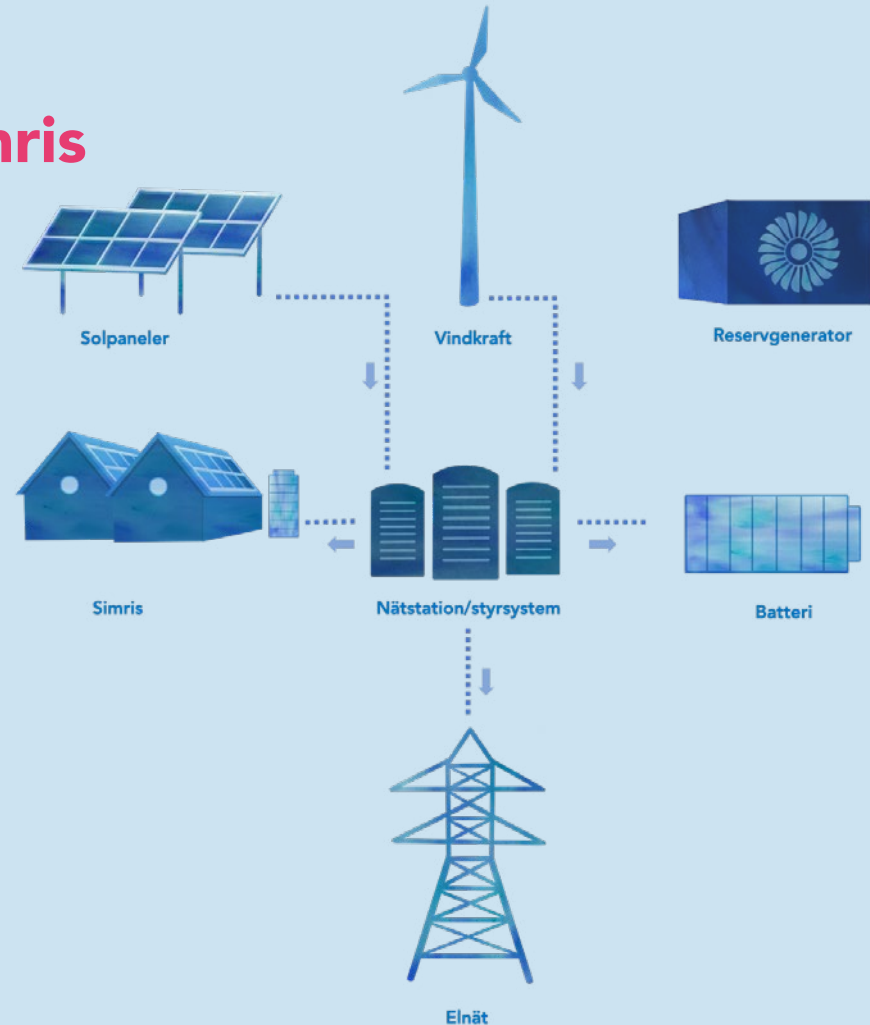
Det lokala energisystemet i Simris [består av flera delar](#)⁸:

- ett vindkraftverk på 500 kW som kan producera runt 1,6 GWh el per år,
- en solcellsanläggning på 440 kW som kan producera runt 0,45 GWh el per år,
- två batterier; ett litiumjonbatteri på 800 kW eller 0,33 MWh och ett flödesbatteri på 200 kW eller 1,05 MWh, och
- en reservgenerator på 480 kW som drevs med förnybar HVO och gick in när batterikapaciteten tog slut.

Dessutom var de boende en viktig del av energisystemet. I Simris fanns under projektiden 145 hushåll som använde en effekt på 800 kW eller 2,1 GWh el per år. Av dessa var 21 aktiva i projektet genom att de bidrog med elproduktion eller hade utrustning som E.ON kunde styra mot ersättning, för att exempelvis sänka effektbehovet. Sådan utrustning kunde vara värmepumpar, solceller med batterier eller varmvattenberedare. Byn Simris är ansluten till elnätet, men var femte vecka under testperioden kopplades byn bort från det nationella elnätet, till så kallad ö-drift. Genom detta ville E.ON bland annat ta reda på hur de kunde skapa en stabil och driftsäker leverans av el till hushållen i ett avgränsat lokalt energisystem med många små väderberoende produktionsanläggningar.

Energisystemet levererade el av god kvalitet

Energisystemet klarade, med hjälp av batterierna och reservgeneratort, att vara självförsörjande [under samtliga testveckor](#)⁹. Litiumjonbatteriet användes vid ö-driften för att motverka snabba frekvensförändringar. Flödesbatteriet användes för att lagra eventuell



De olika delarna i Simris lokala energisystem.

överskottsenergi från solcellerna och vindkraftverket. Innan flödesbatteriet kommit på plats var reservgeneratort avgörande vid de tillfällen, oftast på vintern, då elproduktionen från solen och vinden var låg. När flödesbatteriet väl var på plats kunde E.ON undvika att använda reservgeneratort. Under projektet konstaterades att elen som producerades i mikronätet höll [tre gånger så hög kvalitet](#)¹⁰, med avseende på frekvens och spänning som den i riksnätet.

Tre frågor till Jörgen Rosvall, projektledare Simris för E.ON Energidistribution

Vad ville ni få ut av Simris?

- Vi ville lära oss mer om energisamhällen och därför ville vi hitta en liten, avgränsad by som vi kunde koppla bort från det lokala elnätet och där vi kunde styra alla de olika delarna i energisystemet. Bland annat ville vi testa nya tekniker i fullskalig miljö, till exempel styrning av kundernas elförbrukning för att öka andelen förnybart. Vi ville också utvärdera olika affärsmodeller, till exempel för elhandel direkt mellan kunderna i energisamhället.

Vilka är de viktigaste erfarenheterna ni tar med er av projektet?

- När jag kom in i projektet år 2017 visste vi inte ens om det var möjligt att koppla ifrån systemet från det lokala elnätet utan att någon i byn skulle märka det. Vi gjorde massor av tester, men ändå funkade ingenting när vi försökte för första gången. Varför det? Jo, möss hade tagit sig in och gnagt håll på en signalkabel! Så vi lärde oss definitivt att ingen detalj är för liten för att bortse ifrån. Men vi lärde oss naturligtvis också massor om styrning och övervakning. Flexibilitet är ju en stor grej idag och genom Simris har vi blivit

“Energi är det ju inte ont om, men däremot effekt, och det behövs kunskaper om hur effektuttaget kan balanseras.”

väldigt väl förberedda på det. Sen lärde vi oss även att kundernas engagemang är superviktigt. Utan dem hade det inte blivit någonting!

Hur använder ni erfarenheterna framöver?

- Projektet är över, men erfarenheterna från Simris är viktiga nu när det råder kapacitetsbrist i många städer. Energi är det ju inte ont om, men däremot effekt, och det behövs kunskaper om hur effektuttaget kan balanseras. Vi testade ju många olika lösningar i Simris, som exempelvis styrning av varmvattenberedare, värmepumpar och batterier, men skalan var ju väldigt liten. I städer finns det helt andra möjligheter, med stora fastighetsbolag och industrier. Där skalar vi nu upp erfarenheterna och kunskaperna från Simris för att åstadkomma ökad flexibilitet!

Mer information

- [En trevlig film om Simris](#)
- [Sammanställning av alla resultat från Simris](#)

Fakta om projektet

Det lokala energisystemet i Simris invigdes i oktober år 2017. Sedan genomfördes olika tester till och med år 2019. Projektet kostade runt 35 miljoner kronor, varav E.ON stod för cirka 50 procent. Projektet fick stöd av EU:s innovationsprojekt Horizon2020 och programmet InterFlex.

Lagringsmöjligheter blir en viktig komponent i framtiden

“Teknik för lagring av el har utvecklats snabbt de senaste åren”

Möjligheten att lagra el i större skala har tidigare varit begränsad och nästan uteslutande handlat om att lagra vatten i magasin till vattenkraften. Hittills har det funnits både tekniska och ekonomiska begränsningar med olika lagringstekniker, men behovet av lagring var heller inte lika stort när elen framför allt producerades med tekniker som var lättare att planera och anpassa efter behovet. Med mer variabel, förnybar produktion och åldrande elnät har behovet av lagring för att hantera variationer vuxit. Tekniken har också utvecklats snabbt och priserna på exempelvis batterier och elektrolysörer har sjunkit fort under de senaste åren.

Det finns många olika lagringstekniker med olika för- och nackdelar och varierade tillämpningsområden. Vissa tekniker kan lagra mycket el över långa perioder. Andra passar snarare för att lagra el kortare stunder, men kan reagera mycket fort. Några av de mest lovande teknikerna beskrivs nedan. Det finns även andra tekniker under utveckling, som saltlager, svänghjul, tryckluftslager och superkondensatorer.

Batterier

Batterier är än så länge för dyra för att lämpa sig som långtidslager för att hantera variationer över veckor eller månader. De har dock tekniskt sett en stor potential att bidra med flexibilitet till elsystemet. Redan idag kan de användas för att hantera kortare variationer, lokala flaskhalsar och leverera olika stödtjänster. Globalt fanns 10 GW batterier installerade i energisystemet år 2017. Flera stora batteriprojekt på över 100 MW håller på att byggas eller är redan i drift i länder som Australien och USA.

De flesta batterilager som finns i Sverige idag är placerade innanför elmätaren i en offentlig byggnad eller hos större fastighetsägare. Det innebär att batteriet bidrar till att minska mängden el som fastighetsägaren behöver köpa in från elnätet. Exempelvis har Riksbyggen installerat begagnade bussbatterier i bostadsrättsföreningen Viva i Göteborg och Örebro bostäder har utnyttjat batterier i fastigheter för att öka egenanvändningen av solel och för att kunna sälja stödtjänster¹¹.

Det finns dock några större, elnätsanslutna batterilager i Sverige idag, med huvudsyfte att ge stöd till elnätet på olika sätt. Det största batteriet som finns installerat i Sveriges elnät idag är Vattenfalls [batterilager i Uppsala](#)¹², som bidrar till att avlasta elnätet när det är kapacitetsbrist. Batterilagret har en effekt på 5 MW och kan lagra 20 MWh energi, vilket innebär att det på en laddning kan leverera full effekt i maximalt fyra timmar.

En fördel med batterier är att de levereras i moduler. Lagringsskapaciteten är därmed skalbar och de kan installeras på olika nivåer i elsystemet. Ett framtida elsystem kan därmed exempelvis bestå av många mindre batterier, som sitter innanför elmätarna i fastigheter, och färre större batterimoduler som är utplacerade i elnätet. Till exempel kan de större batterimodulerna placeras vid vind- eller solkraftsparkar eller vara direkt anslutna till stamnätet eller regionnätet. Batterier, i kombination med variabel förnybar kraft, kan bidra med stödtjänster som frekvensstabilisering och dödnätsstart. De kan också driva ett lokalt energisystem i ö-drift under kortare perioder, vilket kan minska sårbarheten och beroendet av effekt från överliggande elnät.

“Fördelar med batterier är att de är skalbara, flexibla och kan leverera många tjänster.”

Bostadsrättsföreningen Viva

Bostadsrättsföreningen Viva består av 132 bostäder, som byggdes mellan 2016 och 2019, i Guldheden intill Chalmersområdet i Göteborg. Under de fem till tio första åren testas olika affärsmodeller, kopplade till lokal produktion och flexibilitet, i föreningen med hjälp av bland annat solceller, bussbatterier och bergvärme.

El från solceller lagras i bussbatterier

På flera av taken sitter solceller, som tillsammans ger en elproduktion på runt 160 MWh per år. Det finns även ett batterilagrar, som utgörs av 14 begagnade bussbatterier från Volvo. Det har en sammanlagd lagringskapacitet på 200 kWh, vilket ger tillräcklig flexibilitet för att minska föreningens effektoppar från 170 kW till 130 kW. Batterilagret gör även att endast 4 procent av den producerade solelen behöver säljas, mot 20 procent utan batterier. Solcellerna täcker därmed behovet av hushållsel och bidrar även delvis till fastighetens elbehov, exempelvis till driften av föreningens bergvärmepumpar.

Utjämning av värmebehovet mellan säsonger, dagar och timmar

Bostäderna i BRF Viva värms med bergvärmepumpar. Under BRF Viva finns 19 borrhål, ner till cirka 230 meters djup, där temperaturen är runt åtta grader. Med hjälp av bergvärmepumparna hämtas värmen upp till föreningens bostäder. Anläggningen möjliggör även produktion av frikyla till närliggande fastigheter under sommar-månaderna. Då hämtas värme från de närliggande fastigheterna, vilken sedan lagras i borrhålen för att användas på vintern, och på så vis utjämnas värmebehovet mellan säsongerna. Under kortare perioder är BRF Viva även utformat så att värme kan lagras i byggnadernas stommar och i varmvattenackumulatorer. Bostäderna i föreningen är även anslutna till fjärrvärmenätet, så att även det kan användas för flexibilitet.

De boende involveras

Med hjälp av en mobilapp kan de boende se hur föreningens förbrukning av el, varmvatten och kallvatten förändras sig över månader. De kan även se vad den egna lägenheten förbrukar jämfört med de andra lägenheterna i föreningen. Energibalansen för hela fastigheten kan även följas via informationstavlor i trapphusen. Tanken är att öka de boendes medvetenhet om sin energianvändning för att på så vis kunna förändra den.

Vad händer härnäst?

BRF Viva ägs av Riksbyggen och projektet PFH, positive footprint housing®, och är initierat i samverkan med bland andra Johanneberg Science Park, Chalmers, Göteborgs universitet, Göteborg Energi, Göteborgs Stad och RISE. Även Västra Götalandsregionen och Stena Metall deltar i utvärderingen, genom EU-projektet IRIS, som ska göras under 2021.

Under år 2021 inleder Göteborg Energi, med hjälp av RISE, effektstyrningen av BRF Viva. En algoritm kommer att skicka smarta styr-signaler till Vivas styrsystem, baserade på prognoser för energianvändning, solelproduktion samt el- och fjärrvärmenätets belastning, för att optimera energianvändningen i fastigheten. Än är det dock för tidigt att säga något om resultaten.

Mer information

- [BRF Vivas energisystem beskrivs i en rapport från 2020](#)
- [Batterilösningen beskrivs i en rapport från 2016](#)

Vätgas

För att hantera längre variationer i elproduktionen behövs tekniker för att lagra större mängder el under längre tid. Vätgaslager är en möjlighet, som fått mycket uppmärksamhet den senaste tiden, och som bedöms vara en av de mest lovande teknikerna för lagring över tid. En stor fördel är att vätgasen inte är beroende av specifika stationära resurser, som vattenkraftsmagasin.

Vätgas kan användas för att lagra, transportera och tillhandahålla energi, exempelvis för effektbalansering eller som drivmedel för fordon. Potentialen och flexibiliteten är stor, eftersom vätgas kan produceras ur flera typer av energikällor. Exempelvis kan den tillverkas av el och vatten, med hjälp av en elektrolysör, när tillgången på el är god och elpriset därmed är lågt. Sedan kan den lagras under en längre tid, för att med hjälp av bränsleceller användas till att producera el igen när det behövs.

Nackdelen är att elproduktion, med hjälp av bränsleceller, fortfarande är dyrt jämfört med alternativen, som exempelvis gasturbiner. Dessutom innebär processen också energiförluster. Verkningsgraden, när el omvandlas till vätgas och sedan tillbaka till el igen, varierar mellan 30 och 60 procent beroende på vilken teknik som används¹³. Restvärme från processen kan dock användas i fjärrvärmesystemet och därmed kan totalverkningsgraden bli högre. Den producerade vätgasen kan annars naturligtvis även göra nytta på andra sätt, genom att exempelvis driva transporter eller som råvara i industrin.



Solceller, vätgasproduktion och hållbara transporter i Mariestad

Mariestad var först i världen med en solcellsdriven tankstation för vätgas. Kommunen, tillsammans med det lokala energibolaget VänerEnergi och företaget Nilsson Energy, har byggt ett energisystem för soldriven, lokal vätgasproduktion till en redan etablerad tankstation invid E20. Kommunen har samtidigt satsat på hållbara transporter och testat olika typer av el- och vätgasdrivna fordon. Solcellsparken förser idag tankstationen med all vätgas som förbrukas under året. Dessutom kan överskottet av solenergi, som lagras med hjälp av vätgas, exempelvis användas som reservkraft på elnätet om behovet skulle uppstå.

Genom detta vill kommunen bidra till att uppfylla klimatmål som Agenda 2030 om en fossiloberoende fordonsflotta och Parisavtalet. Samtidigt skapas förutsättningar för samhällsutveckling med nya affärsmöjligheter, fler arbetstillfällen, ny kompetens och ökad attraktionskraft för staden.

– Mariestad gör vad de säger; en stad med framtidsfokus! Det är inte bara utredningar och förstudier som på många andra ställen, utan det händer på riktigt, säger Hans-Olof Nilsson, grundare av Nilsson Energy som levererat och installerat tekniken.

Mariestad är dock inte färdiga, utan kommer nu att installera ett liknande system på en förskola. Den ska kunna vara helt självförsörjande på soleil, och även drivas off-grid om det behövs, men samtidigt vara uppkopplad till elnätet och på så sätt kunna stötta det vid behov. Systemet som står bakom båda projekten heter RE8760, vilket står för förnybar energi alla årets timmar. Vätgas kommer att produceras av överskottet från solcellerna och lagras till vintern. Med kompletterande styrutrustning kan systemet även leverera stödtjänster till elnätet.



Tre frågor till Susanne Wallner, näringslivschef på Mariestads kommun

“Mariestad var först i världen med en solcellsdriven tankstation för vätgas.”

Har ni nått era mål?

– Eftersom det är en test- och demonstrationsanläggning har vi ingen slutstation utan vi vill ständigt utvecklas. Däremot har vi kommit så långt som man kan förvänta sig av en så pass liten kommun som Mariestad. För att ta några exempel är världens första solcell drivna vätgastankstation igång, liksom byggandet av en förskola som ska drivas med samma systemlösning kopplat till sol och vätgas.

Vilka lärdomar har ni dragit?

– Vi har lärt oss mycket. På ett övergripande plan handlar det om tekniska lärdomar, hur lagstiftningen fungerar och olika skattesystem. Framtida frågeställningar är viktiga att ställa sig, exempelvis hur skattesystemet kommer att se ut framöver? Och hur kommer den nationella strategin för vätgas att se ut?

Vad har ni för medskick till någon som vill göra samma sak?

– Vi har haft många besökare från kommuner, regioner och företag. Vi får ofta frågor om kostnader, och vi är givetvis öppna med dessa, men det är viktigt att ta in egna offerter då priserna har ändrats sedan vi köpte in solcellerna och tankstationen. Här är det viktigt att tänka utifrån ett större hållbarhetsperspektiv och se till miljöpåverkan vid hela livscykeln vid inköp av alla delar i en anläggning. Vi brukar också trycka på att det är viktigt att göra omvärldsanalyser; allt utvecklas i en snabb takt.

Mer information

- [Världens första soldrivna, emissionsfria vätgasstation byggs i Mariestad](#)
- [Projekt Kronoparkens förskola](#)
- [Nilsson Energy om decentraliserad vätgasproduktion \(på engelska\)](#)



Vätgasstationen i Mariestad.

Pumpvattenkraft

En annan teknik, som är etablerad i stor skala globalt, är pumpvattenkraft. Det är en form av vattenkraft, där vattnet pumpas upp när det finns överskott på el. Sedan sparas det i magasin, för att skickas ner genom en turbin när elen behövs. Fördelarna med tekniken är att den är väletablerad, kan lagra el i stor skala och har en relativt hög verkningsgrad på 70 till 80 procent.

Tidigare har pumpvattenkraften ofta varit beroende av naturliga höjdvariationer och vattenmagasin och möjligheterna att bygga fler pumpvattenkraftverk i Sverige har varit begränsade. Tekniken har dessutom varit begränsad till att pumpa vatten i en riktning. Det har inneburit att den oftast nyttjats för att pumpa upp vatten nattetid, när elpriserna är låga, för att sedan producera el dagtid då elpriserna är högre. Då prisvariationerna varit för låga, och de fasta el- och nätavgifterna varit för höga, har det varit svårt att hitta lönsamhet i den affären.

Idag har tekniken utvecklats i en ny riktning, som innebär att övergivna gruvor kan utnyttjas för att lagra vatten och med hjälp

av höjdskillnaden i gruvan producera el. Detta kan, enligt det svenska företaget [MineStorage](#)¹⁴, göras med låg påverkan på lokala ekosystem. Det finns idag tusentals övergivna gruvor utspridda i olika delar av Sverige, varav minst ett hundratal hittills har bedömts som lämpliga. Flera projekt är under utveckling i landet, bland annat i samarbete med gruvbolaget [Boliden](#)¹⁵. Storleken på pumpvattenkraftverken kan variera; från små anläggningar till större anläggningar på runt 250 MW. Pumpvattenkraftverken har potential att kunna reagera på frekvensförändringar snabbare än befintlig vattenkraft och kan därmed bidra till att balansera elsystemet.

På Åland har ett annat svenskt företag, [Pumped Hydro](#)¹⁶, börjat projektera en pilotanläggning i anslutning till en vindpark. Projektet drivs tillsammans med vindkraftsbolaget Allwinds, som har sex vindkraftverk på öar vid gruvan. I pilotprojektet ska pumpkraftverket stabilisera elproduktionen från vindkraften. Pilotanläggningen kommer att ha en kapacitet på 2 MW och ska lagra 2 000 MWh energi om året.



Slutnoter

- 1 [Sweco \(2020\). Ansträngda timmar i elnätet 2020](#)
- 2 [SMHI \(2019\). Bättre beslutsunderlag för solenergi genom SMHIs forskning.](#)
- 3 [Göransson, L. m.fl. \(2018\). Från timmar till årtionden -hur påverkar variationer i last och produktion sammansättningen av Sveriges och Europas framtida elsystem?](#)
- 4 [Renews \(2020\). SPR delivers 'black start' from onshore wind.](#)
- 5 [Renews \(2020\). Offshore wind powers grid "black start".](#)
- 6 [Åtgärderna i vindstyr innebär att vindkraften, åtminstone teoretiskt kan tillhandahålla FCR-D, FCR-N, aFRR, mFRR.](#)
- 7 [Vattenfall \(2020\). Vattenfall's largest hybrid energy park is taking shape in the Netherlands.](#)
- 8 <https://energiforsk.se/media/27825/rickard-andren-simris-lokala-energisystem.pdf>
- 9 [Langels H. & Syrjä O. \(2020\). Potentialen för lokala energisystem i Sverige – En fallstudie av projektet med ödrift i Simris ur ett socialt perspektiv.](#)
- 10 [Tidningen Energi nr 5 \(2018\). Energi till byn.](#)
- 11 [Detta gjordes som en del av projektet CODES.](#)
- 12 [Vattenfall \(2020\). Sveriges största batterilager tas i drift i Uppsala](#)
- 13 [Energiforsk \(2021\). Sektorkoppling för ett mer effektivt energisystem.](#)
- 14 [MineStorage \(2020\). Is Pumped Storage Hydropower an Overlooked Solution to our Global Energy Balancing Problems?](#)
- 15 [Ny Teknik \(2021\). Nytt företag vill göra om Bolidengruva till energilager.](#)
- 16 [Forskning & Framsteg \(2020\). Gruva på Åland blir energilager](#)

Klicka på siffrorna för att komma till fotnotens källa och på den blå texten för att komma till länken.



LÄNSSTYRELSEN
UPPSALA LÄN



Länsstyrelsen
Skåne



Länsstyrelsen
Västra Götaland

POWER CIRCLE
Electricity for sustainable energy

**Sustainable
innovation**