

Anslutning av förnybar elproduktion till distributionsnäten i södra Sverige

2014-03-27



POWER CIRCLE
Electricity for sustainable energy

Projektnamn: Anslutning av förnybar elproduktion till distributionsnäten i södra Sverige

Projektnummer: 37460-1

Dnr: 2013-002593

Handläggare: Johanna Lakso

Projektledare: Malin Hansson

Sammanfattning

Det sker en stor utbyggnad av förnybar energi i hela världen just nu. Utvecklingen i Europa drivs främst av EU:s mål inom förnybar energi och klimat och Tyskland har tagit på sig en framträdande roll i omställningen. I Sverige drivs utvecklingen av förnybar el genom elcertifikatsystemet som har ett mål om 26,4 TWh ny förnybar elproduktion till 2020. En stor del av elproduktionen i Sverige sker idag i norra Sverige, vilket innebär att det svenska transmissionssystemet får transportera stora mängder el till södra Sverige där lasten är större. Samtidigt ser vi en trend i flera länder att produktionen blir allt mer småskalig och lokal.

Syftet med detta projekt är att undersöka och utreda potentialen för att ansluta mer förnybar elproduktion till lokalnäten i södra Sverige, samt att undersöka hur smart teknik kan användas för att öka möjligheterna till anslutning av förnybar elproduktion till lokalnäten.

De i studien medverkande nätägarna i södra Sverige har med ”måttliga förstärkningar” i genomsnitt 4,9 MW ledig kapacitet i sina lokalnät. Undersökningen visar att det sammanlagt finns minst 875 MW outnyttjad kapacitet i lokalnäten, där nätanslutning skulle kunna erbjudas utan höga förstärkningskostnader. Om nätägarna skulle identifiera de ställen som bara kräver ”måttliga förstärkningar” för anslutning skulle många relativt billiga anslutningar av förnybar elproduktion kunna ske.

Flera av nätägarna i södra Sverige har en förvaltande syn på sin verksamhet. Det finns ett bristande intresse att gå utanför den traditionella verksamheten som innebär att distribuera el till uttagskunder, till ett nyare tankesätt med utveckling för mer lokalt ansluten intermitterent förnybar elproduktion och ökat utnyttjande av näten med hjälp av smarta tekniker.

En tredjedel av nätägarna har inte kännedom om någon av de vanligaste smarta teknikerna för elnät. Två tredjedelar av nätägarna har inte övervägt att använda sig av någon smart teknik för elnät. En stor anledning anses vara den bristande kompetensen kring ämnet och den tidigare nämnda förvaltande inställningen. En slutsats som kan dras av detta är att det finns ett stort informationsbehov hos nätägarna både kring smart elnätsteknik och anslutning av förnybar elproduktion till lokalnäten. En orsak till det bristande intresset är troligen bristen på incitament för nätägarna att investera i eller testa smarta tekniker. Energimarknadsinspektionen arbetar just nu med att ta fram nya incitamentmodeller för att nätägarna ska uppmuntras att göra sina nät ”smartare” och resultatet av detta arbete blir viktigt. Den stora variationen i kompetensnivå hos lokalnätägaren kan dock bli en utmaning för Energimarknadsinspektionen det arbetet.

Ungefär hälften av nätägarnas investeringar i elnäten är reinvesteringar. Vid ombyggnationer av näten skulle nätägarna kunna ta tillfället i akt att förbereda sina nät för att bli smartare. Detta är en tuff uppgift som skulle kunna underlättas av klara långsiktiga mål med det svenska elnätssystemet. I nuläget finns det heller inte något skarpt behov av smartare nät, varför det är svårt för nätägarna att veta vad som krävs av näten och därför vad som kan förberedas. I Tyskland har man redan stött på problem med elnäten i och med den extremt snabba och stora utbyggnaden av förnybart och det kan därför vara en bra idé att dra lärdomar därifrån.

Summary

Today, renewable energy is expanding all over the world. The European development is mainly driven by EU targets for renewable energy and climate, and Germany has taken a leading role in the transition. In Sweden the development is driven by the Swedish-Norwegian electricity certificate system, which has a target of 26.4 TWh of renewable electricity generation from 2012 to 2020. A large part of the Swedish electricity is being produced in the northern parts of the country. This means that the transmission system has to transport large quantities of electricity to the south of Sweden where the load is greater. At the same time, several countries show trends that are leaning towards a more small-scale and local production.

This project aims to identify the potential for small-scale establishment of wind power in southern Sweden, typically plants with installed capacity between 0,1 to 20 MW, connected to the distribution networks. A further aim is to investigate how this potential can be increased by the use of smart grid technologies.

The Distribution Network Operators (DNOs) from the southern Sweden who participated in this study could, with "moderate reinforcements", show an average spare capacity of 4.9 MW (per DNO). The investigation shows that there is a spare capacity in the distribution networks of at least 875 MW, where grid connection could be offered without high reinforcement costs. If DNOs would identify the locations that require only "modest reinforcements" to enable grid connection, many relatively cost effective grid connections of renewable energy can be offered.

Several DNOs in southern Sweden has an administrative approach to their business activities. There is lack of interest in the transition from the traditional view of the business that involves distributing electricity to the customers, and move toward a newer way of thinking that involves the development of more locally connected intermittent renewable energy and increased use of the grid by using smart technologies. One third of the DNOs have no knowledge of the most common smart grid technologies. Two thirds of the DNOs have not considered using the services of any smart grid technologies. One reason to the lack of knowledge is the aforementioned administrative approach. A conclusion that can be drawn from this is that the DNOs need a lot more information about both smart grids and connection of renewable energy to the distribution networks. One reason for the lack of interest is probably lack of incentives for DNOs to invest in or to test and demonstrate smart grid technologies. The Energy Markets Inspectorate is currently developing new incentive models to encourage network operators to make their grids "smarter". The result of this work will be very important in the future. The fact that the competence among DNOs varies greatly could be a challenge for the Energy Markets Inspectorate.

About half of the DNOs' investments in the electricity grids are reinvestments. When rebuilding the grids, the DNOs could take the opportunity to prepare their grids to become "smarter". This is a hard task that could be facilitated by clear long-term goals that relates to the Swedish electricity grid system. Currently there is critical need for smart grids and therefore it is difficult for the DNOs to know what is required of the grids and what can be prepared. Germany has already encountered problems with the electricity grid due to the extremely rapid and large expansion of renewable energy. Germany can therefore provide an example that we can draw important lessons from.

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

SAMMANFATTNING	2
SUMMARY	3
INLEDNING	5
BAKGRUND	5
SYFTE	6
ELNÄTEN I SVERIGE	6
ELNÄTSSVERKSAMHETEN I SVERIGE ÄR ETT MONOPOL	6
INTÄKTSRAMAR OCH INCITAMENT	6
VAD ÄR SMART TEKNIK?	7
GENOMFÖRANDE	8
INGÅENDE PARTER	8
INFORMATIONSSAMLING	8
ENKÄT	8
INTERVJU	8
RESULTAT	10
ANALYS AV RESPONDENTER	10
ANSLUTNINGAR	10
INVESTERINGAR	12
NÄTÄGARES PRODUKTIONSANLÄGGNINGAR	13
LEDIG KAPACITET	15
KÄNNEDOM OM SMART TEKNIK	19
ANVÄNDANDE AV SMART TEKNIK	22
SLUTSATSER	25
KAPACITET I LOKALNÄTEN I SÖDRA SVERIGE	25
FÖRBEREDELSE INFÖR ANVÄNDANDE AV SMARTA TEKNIKER	25
KOMPETENS	26
REGELVERK	26
REFERENSER	28
BILAGA A	29
BILAGA B	30

Inledning

Bakgrund

Förnybar energi kommer att spela en stor roll i det framtida energisystemet, både i det nordiska systemet och i Europa som helhet. Denna utveckling drivs på inte minst av EU:s mål till 2020 gällande både förnybar energi och klimat, men också av nationella mål och ambitioner. Det svensk-norska elcertifikatsystemet är ett marknadsbaserat stödsystem som ska öka produktionen av förnybar el på ett kostnadseffektivt sätt. I Sverige ska elcertifikatsystemet bidra till 25 TWh förnybar el från år 2002 fram till år 2020. Av detta har Sverige från år 2002 fram till år 2011 ökat den förnybara elproduktionen med drygt 13 TWh. Tillsammans med Norge ska ytterligare 26,4 TWh förnybar el produceras mellan åren 2012 och 2020. Vindkraft är ett av huvudalternativen till den återstående energimängden som ska täckas med förnybar energi.

I Sverige finns en gällande planeringsram till 2020 på 30 TWh vindkraft, varav 10 TWh havsbaserat. Planeringsram för annan förnybar elproduktion såsom sol- eller vågkraft saknas ännu. Med planeringsram menas att myndigheterna ska se till så att det finns planmässiga förutsättningar för 30 TWh vindkraft. Planeringsramen är inget bindande mål och den faktiska utbyggnaden styrs i hög grad av det gemensamma svensk-norska elcertifikatsystemet. Under 2013 har vindkraften producerat 10 TWh el, vilket är ett nytt rekord. Det betyder att vindkraften står för cirka sju procent av den svenska elanvändningen. Samtidigt har årlig installationen av solkraft i Sverige mer än fördubblats under 2013 jämfört med 2012, från 8,3 MW till 19 MW (Lindahl, 2014).

Det har inkommit formella ansökningar om anslutning av vindkraft till Svenska Kraftnät på en total effekt som överstiger 20 000 MW. Det är dubbelt så mycket som all svensk kärnkraft och motsvarar nästan 75 procent av landets installerade effekt. Tillsammans med de ansökningar som finns hos landets tre största nätbolag på region- och lokalnät nivå, och där tillståndsprocesser pågår, motsvarar summan av alla ansökningar 140 procent av Sveriges installerade effekt. Samtidigt som endast en bråkdel av dessa projekt kommer att kunna realiserats är det viktigt att det finns tillräckligt med elnät som kan ta emot den anslutande elproduktionen.

Med en stor utbyggnad av förnybar elproduktion ökar kraven på infrastrukturen som transporterar elen. Ursprungligen är den svenska elnätsinfrastrukturen utformad för att transportera el från produktionsanläggningarna i norr till elkonsumenter i söder. Till stor del är situationen fortfarande så, då vattenkraften producerar nästan cirka 40 % av Sveriges elproduktion, men genom införandet av prisområden har förutsättningarna ändrats. Rationellt vore att bygga ny produktion nära konsumtionen vilket skulle medföra positiva effekter för nätinfrastrukturen, och genom införandet av prisområdena finns nya incitament för detta. Men tillgång till infrastruktur och närhet till många förbrukare, skapar också utmaningar. Utrymmet på land för större etableringar av vindkraft begränsas av närheten till bostäder och annan bebyggelse. Möjligheten att etablera solcellsparker eller mindre produktionsanläggningar med vindkraft, med mindre ytanspråk, kvarstår dock. En betydande fördel med detta är att produktionen från dessa anläggningar kan anslutas till de lokala distributionsnäten och även används i samma nät, vilket skulle medföra att överföringsbehovet i region- och stamnät skulle kunna reduceras betydligt och därför också bidra till ökad energieffektivitet i systemet.

Utbyggnaden av lokal producerad förnybar el driver utvecklingen mot smarta nät, som innehåller laststyrning, reglering och energilagring. Med ny smart elnätsteknik finns möjlighet att tillåta ökad produktion från förnybara källor.

2014-03-27

Syfte

Projektet syftar till att kartlägga potentialen för mindre etableringar av förnybar elproduktion anslutna till lokalnäten i södra Sverige, avgränsat till anläggningar med installerad effekt under 20 MW, ansluten till de lokala elnäten. Vidare är syftet att undersöka hur denna potential kan ökas med hjälp av smart teknik för elnät.

Elnäten i Sverige

Sveriges elnätssystem består av stamnät, regionnät och distributionsnät. Stamnätet, som ägs av staten och förvaltas av Svenska Kraftnät, transporterar stora mängder el från de stora kraftverken till de regionala elnäten. För att minimera förlusterna i stamnätet använder man höga spänningar såsom 220 och 400 kV. Regionnäten transporterar elen vidare till lokalnäten där den sedan går ut till elanvändare. Regionnäten ägs främst av Vattenfall, E.ON och Fortum och har spänningar mellan 40 och 130 kV. Distributionsnäten, eller lokalnäten, kan ägas och drivas genom privata bolag, kommunägda bolag, kommunal förvaltning eller ekonomiska föreningar samt även bolag ägt av staten. Lokalnäten har spänningar på mellan 6 och 40 kV samt 400 V.

Elnätsverksamheten i Sverige är ett monopol

Elnätsverksamheten i Sverige är ett monopol. För närvarande finns det ungefär 160 elnätsföretag i Sverige med monopol inom de geografiska områden de verkar. Energimarknadsinspektionen (Ei) är tillsynsmyndighet och har bland annat till uppgift att besluta om nätföretagens intäktsramar, ge tillstånd för nya linjer och bedriva tillsyn över att ellagens regler följs.

Elnätsföretagen har anslutningsplikt, vilket innebär att nätföretaget som har nätkoncession för ett område är skyldig att på skäligena villkor ansluta en tillkommande elektrisk anläggning, till exempel en vindkraftsanläggning. När elnätsföretagen ansluter en elektrisk anläggning tar de ut en nättariff för överföring av elen samt en kostnad för själva anslutningen. Anslutningsavgiften motsvarar kostnaden för till exempel nya ledningar, kablar och transformatorer. Överföringsavgifterna ska täcka nätföretagens energiförluster samt drift och underhåll. Hur anslutnings- och inmatningstariffen räknas fram skiljer sig i regel åt mellan nätbolagen.

Intäktsramar och incitament

Sedan 2012 gäller en modell där elnätsföretagens tillåtna intäkter fastställs genom en så kallad intäktsram. Det innebär att elnätsföretagen har ansökt till Ei om en intäktsram för en fyraårsperiod framåt.

I Energimarknadsinspektionens (Ei) reglering av nätföretagens intäktsramar för reglerperioden 2012-2015 sker en reduktion av intäktsramen med 2/3 av skillnaden mellan den historiska intäktsnivån och den beräknade nivån. Detta skulle under vissa förutsättningar kunna innebära att nätföretag med omfattande nyinvesteringar inte kan ta ut hela kostnaden för till exempel nätförstärkningar för anslutning av vindkraft. Frågan om kostnadstäckning kompliceras av att Ei:s beslut om intäktsramar, efter begäran från ca 90 nätföretag, har prövats av domstol. De klagande nätföretagen har bland annat fått domstolens bifall angående frågan om reduktionen av intäktsramen. Ei har dock i samband med domstolsprocessen medgivit undantag från reduktionen av intäktsramen för nyinvesteringar. Ei har även överklagat domstolens beslut till nästa instans, där beslut väntas senare under år 2014. Denna situation medför viss osäkerhet om vilka intäkter nätföretagen slutligen har rätt till, vilket kan antas ha en dämpande effekt på vissa beslut om förstärkningar av elnäten.

Energimarknadsinspektionen arbetar under 2014 för att i intäktsamen för åren 2016-2019 på ett teknikneutralt sätt ge incitament för nätföretagen att göra sina nät smartare. Preliminära förslag från Ei är att lägga in nya incitament i regleringen, bland annat att minskade nätförluster och jämnare belastning i distributionsnätens gränspunkter (distributionsnätens anslutningspunkter till regionnäten) ska ge utökat utrymme i intäktsramen. Bedömningen är att detta ska kunna ge incitament för att bland annat etablera mer elproduktion direkt i lokalnäten. Slutgiltigt förslag från Ei väntas senare under 2014.

Vad är smart teknik?

Smarta elnät är ett brett ämne som har en rad olika definitioner i en rad olika branscher. Smarta elnät kan betyda allt från ny teknik inom kraftelektronik, transmissionsnät och informationsteknik till nya tjänster och styrmöjligheter för el. Energimarknadsinspektionen definierar begreppet "smarta elnät" enligt citatet nedan.

"Smarta nät är samlingen av ny teknologi, funktionen och regelverket på elmarknaden, m.m. som på ett kostnadseffektivt sätt:

- ... underlättar introduktion och utnyttjandet av förnybar elproduktion*
 - ... leder till minskad energiförbrukning*
 - ... bidrar till effektreduktion vid effekttoppar och*
 - ... skapar förutsättningar för aktivare elkunder."*
- (Energimarknadsinspektionen, 2010, s. 93)

I det här projektet är fem exempel på smart teknik specifikt nämnda;

- Aktiva filter; Ett sätt att filtrera övertoner för att förbättra elkvalitén. Principen för aktiva filter är att generera övertoner av samma frekvens och amplitud som de som finns i nätet. Därefter injicerar man dem i motfas och dämpar därmed övertonshalten.
- Dynamisk märkeffekt; Ett system som övervakar temperaturen i elledningarna och automatiskt skickar signaler till elproducenten att styra ner produktionen då temperaturen och därmed strömmen blir för hög.
- Energilager; Ett sätt att lagra överskott av producerad elenergi i t.ex. batterier. Energin lagras vid effekttoppar då elproduktionen är hög och används när produktionen är låg.
- Frånkopplingsbar last; Förbrukare som kan kopplas ifrån vid för hög last eller vid behov av reservkraft och kan på så sätt bidra till att kapa effekttoppar i elnätet.
- Laststyrning; Genom att välja att köra olika utrustningar, t.ex. i en fabrik, vid olika tidpunkter kan detta bidra till att kapa effekttoppar i elnätet och därmed minska effektbehovet för elnätsabonnemanget.

Genomförande

Ingående parter

Projektet är finansierat av Energimyndigheten och Power Circle AB och utförs av föreningen Elkrafttringen. Som ett stöd i det operativa utförandet har en expertgrupp funnit till hands för projektledaren. Sex stycken möten har ägt rum under projektet där expertgruppen har getts tillfälle att bidra med stöd kring inriktning och metodval samt bidragit med expertis och kontakter inom sina respektive områden. Expertgruppen består av representanter från följande organisationer:

- Arise Elnät
- Energimarknadsinspektionen
- Mälarenergi
- Svensk Vindenergi
- Systecon
- Vattenfall

Informationsinsamling

Datainsamlingen har skett i två steg, i första skedet har data samlats in i form av en enkät som sedan har följts upp med djupintervjuer.

Enkät

Enkäten har skickats ut till 89 elnätsföretag i de åtta södra länen; Blekinge län, Hallands län, Jönköpings län, Kalmar län, Kronobergs län, Skåne län, Västra Götalands län och Östergötlands län (se bilaga A). Av dessa har 67 elnätsföretag svarat på enkäten varav 52 svar är tillräckligt kompletta för att analysera. Detta motsvarar en procentsats på 58 %, vilket är mycket nära den svarsfrekvens på 60 % som var målet. Enkäten innehöll, efter en kort kartläggning av respondenten, sammanlagt 16 frågor (se bilaga B). Första delen behandlade elnätsföretagens befintliga projekt för anslutning produktionsanläggningar i faserna ansökan om anslutning, offertförfrågan, under byggnation och i drift. Enkätens andra del innehöll frågor om uppskattad ledig kapacitet i näten samt vad det är som begränsar kapaciteten. Vidare innehöll enkätens tredje del frågor om företagets kännedom om smart teknik samt huruvida företagen har övervägt att använda sig av någon smart teknik. Enkäten innehöll både frågor med flera svarsalternativ samt frågor med fritextsvar.

Svar som inte var väntade och därför svåra att tolka har förtydligats med hjälp av ett telefonsamtal om den specifika frågan.

Intervju

Av de svar som mottogs valdes vissa nätägare ut för djupintervjuer utefter följande kriterier:

1. Nätägare med mycket ledig kapacitet samt...
 - a. många förfrågningar
 - b. få förfrågningar
2. Nätägare med ingen/begränsad ledig kapacitet samt många förfrågningar
3. Nätägare som överväger användande av smarta tekniker

2014-03-27

4. Nätägare med kännedom om smarta tekniker, men som inte överväger att använda sig av någon smart teknik

De som slutligen valdes ut till djupintervjun var Falbygden Energi Nät, Halmstad Energi och Miljö, Landskrona Energi och Kraftringen Nät. E.ON, Fortum och Vattenfall behandlades på annorlunda sätt med djupintervju direkt där även flera av enkätfrågorna hanterades.

Frågorna i djupintervjuerna kan delas upp i tre kategorier; följdfrågor på enkätsvar; anslutning och förstärkning; smarta tekniker och framtiden. Följdfrågorna skiljde sig naturligtvis åt från nätföretag till nätföretag och syftade till att få en djupare förståelse av just deras enkätsvar. Frågorna om anslutning och förstärkning berörde nyttan av regionala och kommunala planeringsprocesser, nätföretagens anslutningsprocesser, begränsningar i näten och kostnader. Frågorna om smarta tekniker och framtiden handlade om nätföretagens syn på förnybar elproduktion, framtiden för smarta tekniker och nätägarnas framtida roll.

Resultat

Resultatet baseras på enkäter, intervjuer och möten med projektets expertgrupp. Produktionsanläggningarna som respondenterna har angivit är i storleksordningen mellan 0,1 till 20 MW. Enkätresultaten visualiseras med hjälp av grafer och diagram. På vissa frågor har möjligheten funnits för respondenterna att fylla i mer än ett svar och summan av staplarna i vissa diagram kan därför vara över 100 %. Det var 54 nätföretag som svarade på enkäten, dock har en del nätföretag valt att hoppa över vissa frågor och antal respondenter kan därför variera något från fråga till fråga.

Analys av respondenter

Nätföretagen som har mottagit enkäten har delats upp i två grupper, de som svarat och de som inte svarat. Det är en tydlig trend att de företag som svarat i större utsträckning har glesare elnät (färre kunder per kilometer ledning). Detta bör betyda att dessa nät har lättare att ansluta förnybar elproduktion då hela eller delar av nätet finns i mindre bebyggda områden. Erfarenheten av förnybar elproduktion är därför förmodligen större, vilket kan ha ökat intresset för att svara på enkäten. Denna hypotes bekräftas även av att de företag som svarat på enkäten har fler småskaliga elproduktionsanläggningar (< 1,5MW) anslutna i sina nät än de som inte svarat på enkäten, vilket kan tolkas som att respondenterna har större erfarenhet av mindre anslutningar.

Antalet kunder för respektive respondentgrupp så är relativt jämt fördelade med drygt 600 000 kunder per respondentkategori. De tre stora nätföretagen E.ON, Vattenfall och Fortum redovisas också i Figur 7. De har dock inte tillfrågats om att lämna enkätsvar, utan har i stället intervjuats. Av figuren framgår att dessa nätföretag som genomsnitt har de glesaste lokalnäten med endast ca 8 kunder per km ledning. Antalet redovisade kunder för E.ON, Vattenfall och Fortum är en uppskattning av antalet kunder i de 8 sydligaste länen.

Anslutningar

I de två dokumenten "Anslutning av mindre produktionsanläggningar till elnätet" (AMP) och "Anslutning av stora produktionsanläggningar till elnätet" (ASP), utgivna av Svensk Energi, finns branschpraxis för hur elkvalitetskrav skall uppfyllas och vilket tekniskt grundunderlag som krävs för genomförande av systemstudier inför en elanslutning. Alla deltagande nätföretag i denna undersökning följer mer eller mindre denna process för anslutning av ny elproduktion.

Processen går till så att först gör projektören en förfrågan om anslutning. Detta innebär i de flesta fall endast en muntlig eller skriftlig föransökan från en projektör som har för avsikt att bygga en ny produktionsanläggning, till exempel en vindkraftspark, i en specifik area inom nätägarens koncessionsområde. Nätägaren svarar bara om det är tekniskt möjligt utan värdering av huruvida näten behöver förstärkas eller inte. På grund av nätägares anslutningsplikt blir svaret alltid "ja". Vid prisindikation eller offertförfrågan har nätägare antingen schablonmässigt uppskattat vad anslutningen kommer att kosta (prisindikation) eller räknat och dimensionerat för anslutningen och lämnar en skarp offert för de nätförstärkningar som kommer behövas. I de fall den nya anslutningen ligger inom ett område som nätföretaget ändå ska förstärka enligt sin investeringsplan, kan denna investering kombineras med nyanslutningen. I de fallen delas de gemensamma kostnaderna.

Anslutning av mikroanläggningar såsom mindre villasystem med solceller sker enbart i två steg, föransökan och färdiganmälan.

2014-03-27

Under 2007-2010 tog 212 kommuner och 13 länsstyrelser emot stöd till planeringsinsatser för vindkraft (Boverket, 2012). Stödet användes för att i de kommunala översiktsplanerna arbeta in områden lämpliga för utbyggnaden av vindkraft på ett tydligare sätt. I flera kommuner blir nätföretagen inbjudna till dialog när de kommunala vindkraftsplanerna ska tas fram, något som nätföretagen har sett som något positivt. Alla nätägare som intervjuats har dock uppgett att de inte använder de kommunala vindkraftsplanerna för att ta skarpa beslut om nätförstärkningar. Nätägarnas motivering är att nätföretagen inte kan ta betalt av projektören för förstärkningar som redan påbörjats. Däremot används de kommunala vindkraftsplanerna och i vissa fall även Riksintressen för vindbruk¹ som ett stöd i nätföretagens planeringsarbete, då de ger viss information om var det kan bli aktuellt med nya anslutningar.

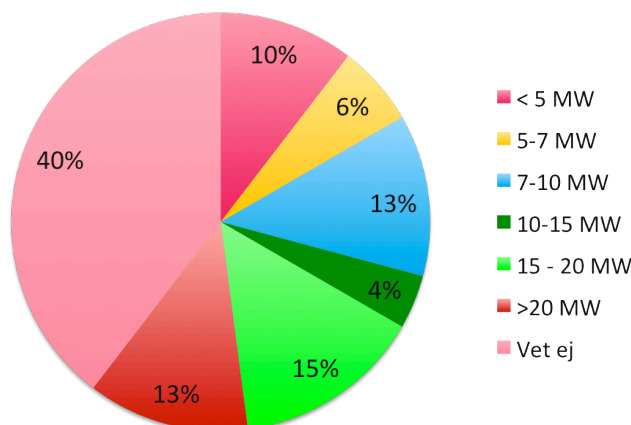
Enligt Energimarknadsinspektionen har nätföretagen möjlighet att ta betalt för nätförstärkningar som gjorts i förväg. Nätföretagen måste dock visa att investeringarna skett med syfte att förstärka nätet för kommande anslutningar. Ellagen² anger att nätföretagen ska offentliggöra principer för hur kostnaden för teknisk anpassning fördelas. Om en förväntad efterfrågan hos nätföretaget uteblir medför det kostnader som inte kan täckas. Därför innebär det en viss risk för nätföretaget att göra investeringar i nätförstärkningar som bedöms behövas i en relativt nära framtid, men där avtal om anslutning saknas. Detta kan leda till att nätföretagen är försiktiga med proaktiva nätförstärkningar. Den ekonomiska risken minskar om förstärkningen begränsas till kapacitetsbehovet för enbart de avtalade anslutningar, vilket kan innebära att det berörda nätet inte förstärks på ett långsiktigt optimalt sätt. Alternativt kan nätföretaget välja att förstärka nätet mer långsiktigt, vilket då kan leda till att det pris för anslutning som erbjuds blir för högt för kunden.

Detta är också anledningen till att frågan om så kallade tröskeeffekter har utretts under ett antal år. Regeringen har nu lämnat ett förslag som innebär att nätföretagen ska kunna ansöka hos Svenska Kraftnät om lån för finansiering av nätförstärkningar, dock endast som en övergångslösning fram till 2016 (Näringsdepartementet, 2014). Samtidigt ges Ei i uppdrag att utreda och lämna förslag på en marknadslösning av problemet. Ei har i sitt yttrande över detta förslag framfört att förutsättningarna för att hitta en marknadslösning måste bedömas som mycket små (Energimarknadsinspektionen, 2013). Energimyndigheten har i sitt yttrande bland annat föreslagit att övergångslösningen ska gälla fram till år 2020 (Energimyndigheten, 2013).

Om en lokalnätsägare inte anser sig kunna ta emot den effekt en projektör ansöker om att få ansluta så kan lokalnätsägare hänvisa vidare till överliggande regionnät för anslutning. Figur 1 nedan visar de effektspann där nätföretagen hänvisar till regionnätet, då en förfrågan om anslutning kommer in. Den stora andelen "vet ej" (40 %) kan förklaras av att det till stor del beror på var i nätet anslutningen ska ske men att nätföretagen bygger ut näten vid skarp beställning. Varje ny etablering av förnybar elproduktion har sina unika förutsättningar gällande mark- och vindförhållanden och nätanslutningsmöjligheter. Platsen som ett projekt ska byggas på spelar därför stor roll och kan bli avgörande för hur stor nätanslutningskostnaden blir. Oftast är vindförhållandena bäst långt ute på landsbygden där näten är som svagast, och en anslutning där kan därför bli dyrare än nära ett väl utbyggt nät.

¹ Riksintressen för vindbruk är ett planeringsunderlag utformat av Energimyndigheten, som möjliggör att de områden som har bäst förutsättningar för vindbruk och bästa vindresurserna kan användas till framtida vindkraftsetableringar och en effektiv markanvändning.

² Ellagen 4 kap. 13 §.



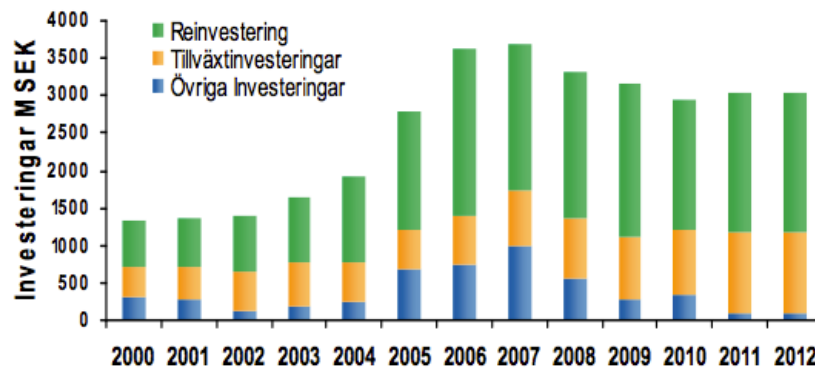
Figur 1: Effektspann där responderande nätägare hänvisar till överliggande nät.

Andelen 10 % som hänvisar till regionnät redan för etableringar under 5 MW tyder på en uppfattning om att lokalnätsägarna anser att deras elnät är fullt samt att de har en förvaltande inställning till sitt nätägande. Namnet "distributionsnät" sitter i sedan gammalt i både tankesättet och attityden. Då användes distributionsnäten, som namnet antyder, för att enbart distribuera el till konsumenterna, inte för att ta emot elproduktion och hantera ett eventuellt överskott som kan uppstå. Beredskapen och kunskapen för att ta emot mindre elproduktion i lokalnäten kan därför variera.

Här behöver en diskussion lyftas om hur hela elnätssystemet i Sverige kan användas på ett så optimalt sätt som möjligt. Hur ska en lokalnätsägare hantera en ansökning om elproduktion, på ett så rationellt sätt som möjligt ur ett systemperspektiv? Ett par av nätägarna uttryckte att den enklaste lösningen för dem skulle vara om all vindkraft byggs i stora offshore vindkraftsparker till havs. Då skulle stora mängder el transporteras till en stamnätsstation och sedan distribueras vidare via regionnät och lokalnät. Sverige skulle då få stora mängder förnybar el, och samtidigt skulle lokalnätsägarna få fortsätta med ett konventionellt arbetssätt, vilket inte innefattar anslutning av elproduktion. Systemet med få stora elproducenter är vad nätägarna är vana vid och detta skulle tillåta dem att fortsätta på den banan utan att fördröja utbyggnaden av förnybart.

Investeringar

Reinvesteringar är hos de flesta nätägare klart största posten för investeringar. Exempelvis hos Vattenfall Eldistribution står reinvesteringar för ca 50 % av elnätsinvesteringar varje år. Resterande investeringar sker i tillväxtinvesteringar såsom anslutningar till nya industrier och nya anslutningar till elproduktion. Posten övriga investeringar innebär till exempel IT-system.



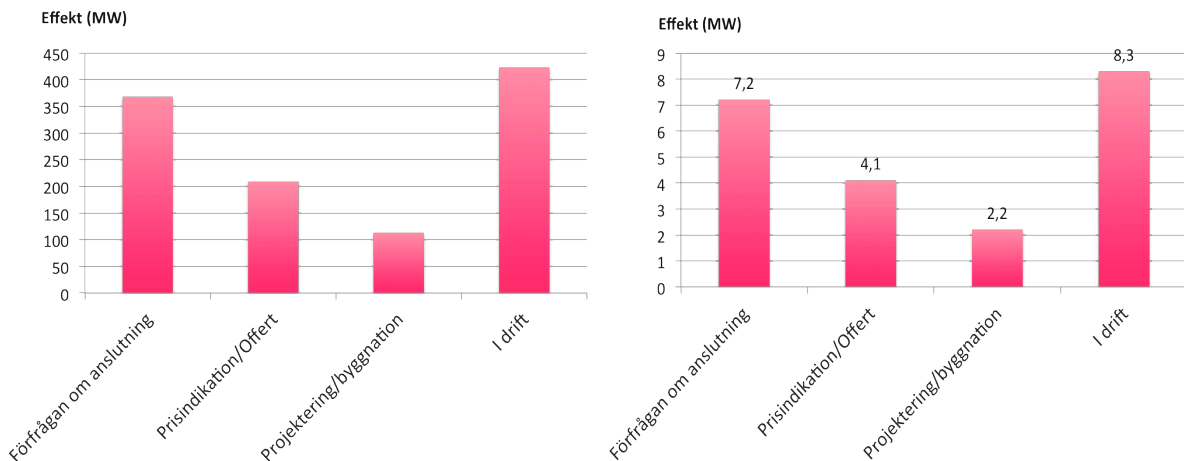
Figur 2: Vattenfall Eldistributions elnätsinvesteringar (lokal- och regionnät) år 2000-2012 (Viklund, 2013, s. 8)

Reinvesteringar och upprustning av näten är ett löpande arbete i nätföretagens vardag och sker oftast först när ledningar och transformatorer nått sin tekniska livslängd som ofta är mer än 40 år. Både reinvesteringar och nyinvesteringar bör dock ge nätföretagen en chans att vara proaktiva och rusta näten för fler anslutningar och ett nytt sätt att använda näten, vilket kommer att behövas i och med en omställning till mer lokal förnybar elproduktion. Nätföretagen skulle här kunna bygga in eventuell smart teknik som kan behövas i en nära framtid. E.ON har uppgett i sin ansökan till Ei om intäktsram för 2012-2015 att smarta tekniker kommer att övervägas i de fall där nyttan skulle kunna motivera en eventuellt högre kostnad (E.ON, 2011). Hänsyn måste dock tas till att ny teknik kan ha kortare teknisk och ekonomisk livslängd än traditionell och att fler tekniker inbyggda i näten innebär en större risk på grund av fler felkällor.

I Ei:s reglering av nätföretagens intäktsramar finns för närvarande inte några särskilda regler för investeringar i smarta tekniska lösningar, men det finns inte heller några direkta hinder för denna typ av investeringar. Nackdelen är dock att avskrivningstid och avkastningsränta följer samma modell som för konventionell teknik, vilket kan bli ett hinder om nätföretaget bedömer att den tekniska livslängden för smarta lösningar är kortare än tillåtna avskrivningstider.

Nätägares produktionsanläggningar

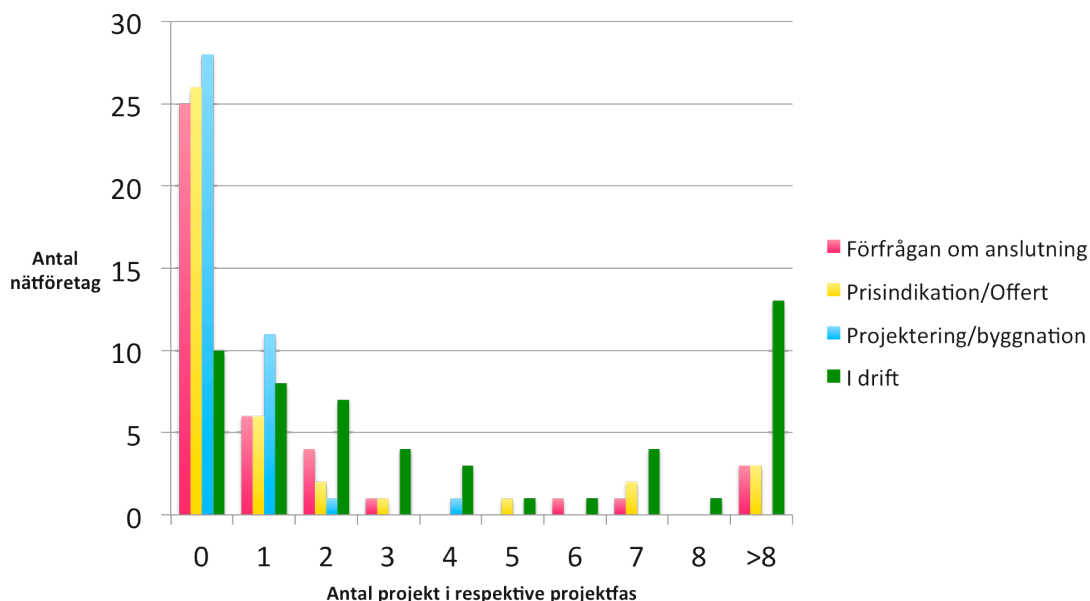
Figur 3 nedan visar den summerade effekt som de 52 responderande nätföretagens förnybara elproduktionsprojekt mellan 0,1-20 MW motsvarar i olika projektfaser. I frågan ombads respondenten att ange både antal produktionsanläggningar och vilken effekt på produktionsanläggningar som de har i olika projektfaser. Som referensvärde kan nämnas att installerad effekt av vindkraft i Sverige i slutet på 2013 var 4470 MW (EWEA, 2014).



Figur 3: Total effekt i respektive projektfas hos responderande nätföretag
 Figur 4: Genomsnittlig effekt i respektive projektfas per responderande nätföretag

Observera att detta enbart avser de 52 nätföretagen som lämnade fullständiga svar på sina enkäter och att inte heller E.ON, Fortum och Vattenfall är medräknade i detta.

En anledning till att det är relativt få projekt som kommit längre än fasen ”förfrågan om anslutning” är det mindre gynnsamma investeringsklimatet för vindkraft som varit i Sverige de senaste åren med låga elcertifikatpriser. Det är naturligt att antalet projekt trappas ner ju närmare skarp byggnation de kommer eftersom projekten sällas mer och mer i alla tillstånd- och finansieringsprocesser.



Figur 5: Fördelning antal projekt per nätföretag

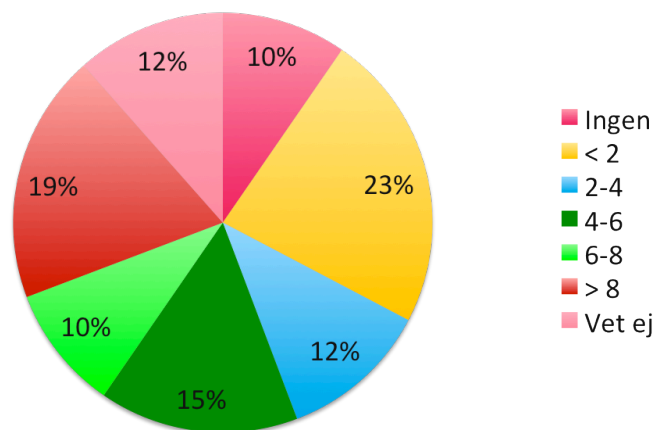
Figur 5 ovan visar spridningen av produktionsanläggningar i de olika projektfaserna hos nätföretagen. De höga staplarna längst till vänster visar att flest nätägare inte har några projekt i någon av projektfaserna. 10 av 52 respondenter (20 %) har inte någon förnybar elproduktion i drift och så mycket som 25 av 52 respondenter (48 %) har inte några förfrågningar om anslutning av förnybara elproduktionsprojekt. E.ON, Fortum och Vattenfall är inte medräknade i diagrammet, men skulle i sådant fall antagligen ha höjt staplarna

längst till höger med en enhet vardera, eftersom det är troligt att de tre stora nätföretagen har fler än åtta projekt i alla fyra faserna.

Ledig kapacitet

Mottagarna av enkäten blev ombudda att ange ledig kapacitet i sina nät med "måttliga förstärkningar". Begreppet "måttliga förstärkningar" var i och med detta upp till respondenten att tolka och de kan således ha haft olika tolkningar. Hur en vindkraftsparks anslutning ser ut och kostnaden för densamma kan variera kraftigt från fall till fall och det är därför svårt att definiera vad som är en normal förstärkning. I många fall där vindkraft ska anslutas behöver både lokalnät och regionnät förstärkas för anslutningen. Vad som kan menas med ledig kapacitet med "måttliga förstärkningar" kan därför vara till exempel att region- och lokalnätet inte behöver förstärkas, att det i en transformatorstation finns ett ledigt fack eller att tidigare produktionsanläggning har lagts ner. På grund av respondenternas egna tolkningar av "måttliga förstärkningar" kan kapaciteten som respondenterna valt att räkna med variera. Det är dock sannolikt att svaren varierar ungefär lika mycket åt båda hållen, vilket gör att summan av svaren borde vara representativ.

Ett exempel på en anslutning i ledig kapacitet med måttliga förstärkningar är en vindpark i Kulltorp. Parken restes 2009 och består av fyra vindkraftverk á 2,5 megawatt. Där blev anslutning osedvanligt billig på grund av att det fanns ett ledigt reservfack i den befintliga transformatorstationen till regionnätet. Dessutom var avståndet från vindkraftparken och dess kopplingskiosk till transformatorstationen relativt kort och anslutning kunde ske med en markkabel. I det här fallet behövde alltså varken lokal- eller regionnät förstärkas och anslutningen blev därför mycket billigare än många andra anslutningar.



Figur 6: Ledig kapacitet med måttliga förstärkningar hos responderande nätföretag

Ovan visas ett diagram (Figur 6) på uppskattad ledig kapacitet med måttliga förstärkningar hos de 52 responderande nätföretagen i södra Sverige. Med några antaganden³ visar enkätsvaren att respondenterna sammanlagt har 254 MW ledig kapacitet i sina nät, ett genomsnitt på 4,9 MW per företag. E.ON, Fortum och Vattenfall inkluderas inte i svaren eftersom de med sina stora elnätsområden inte ansåg sig kunna ange en siffra. Dessa tre företag representerar förhållandevis stora geografiska områden och närmare 46 % av kunderna inom det studerade området och är därför viktiga att inkludera.

³ Antaganden: 1) Summan baseras på respektive spans medelvärde. 2) Spannet större än 8 MW (> 8 MW) beräknas som 12 MW. 3) Respondenter med svaret "vet ej" räknas som genomsnittet.

2014-03-27

En bedömning av ledig kapacitet hos de nätföretag som inte svarat på enkäten samt E.ON, Fortum och Vattenfall kan göras på flera sätt. Här redovisas två beräkningar, varav en är baserad på antalet kunder och en på ledningslängd. Beräkningarna visar då att det bör finnas 875 MW eller 1036 MW ledig kapacitet med måttliga förstärkningar i lokalnäten i södra Sverige. För att undvika risken att överskatta den lediga kapaciteten används den lägre siffran 875 MW framgent i rapporten.

	Antal kunder	Km ledningar	Kundtäthet (kunder per km ledning)	Andel kunder	Andel ledningar	Ledig kapacitet i förhållande till antalet kunder	Ledig kapacitet i förhållande till ledningslängd
Nätföretag som svarat (52 st)	759 000	58 297	13	29%	25%	254	254
Nätföretag som inte svarat (37 st)	643 000	35 614	18	25%	15%	215	155
E.ON, Fortum & Vattenfall	1 210 000	143 488	8	46%	60%	405	626
SUMMA	2 612 000	237 399				875	1036

Figur 7: Analys av undersökta företag baserad på Ei:s rapport "Särskild rapport teknisk data" från 2011.

Det finns en oklarhet i svaren som bygger på att vissa nätägare i enkäten inte svarade ledig kapacitet *just nu* utan ledig kapacitet *efter att de har anslutit* dem som är under projektering samt dem som nätföretaget skrivit offert till. På grund av tvetydiga svar på frågan så kan det konstateras att det som visas här då är ett minimum ledig kapacitet *just nu*, och att det möjligen då finns någon kapacitet att addera som ligger under projekterings eller offertfas.

Av de 10 % som svarade "ingen ledig kapacitet" (se Figur 6) var vanliga anledningar till den stora begränsningen i kapacitet rädsla för överspänning i näten samt att nätägarna vill dimensionera produktion i lokalnätet i nivå med den last som finns i samma nät. Detta indikerar ett bristande intresse i att producera el i lokalnäten för att mata in den på regionnätet. Vad detta svala intresse för att mata in el på regionnätet beror på är en intressant fråga. Vidare utredning skulle behöva göras om vad det finns för eventuella utmaningar eller incitament för att producera el för inmatning på överliggande nät och vad anledningen är att flera nätägare inte ser någon möjlighet i att göra det.

Det som enligt hälften av nätägarna begränsar kapaciteten i näten allra mest är ledningar och kablar. Även transformatorer och överliggande nät är något som begränsar hur mycket ny elproduktion nätägarna kan ansluta till sina nät. Begränsningen gällande överliggande nät gällde både att behöva mata in i överliggande nät samt att överliggande nät är fullt. Det senare fenomenet var vanligast i Västra Götaland där det länge anslutits mycket vindkraft.

Intressant att notera är att kvoten mellan ledig kapacitet och effekt under förfrågan och offertfas är 2,3. Det betyder att det just nu finns 130 % mer förnybar elproduktion i de två faserna än vad som kan anslutas med måttliga förstärkningar.

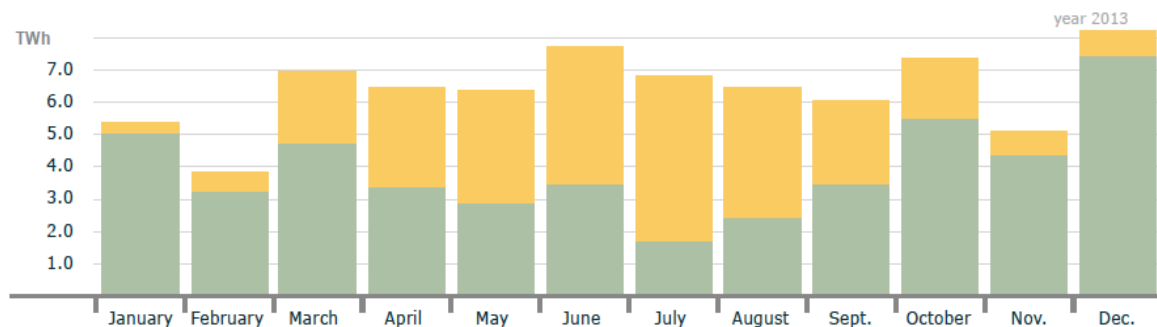
Stadsnät har i projektet visat sig vara starka och ha hög grad ledig kapacitet. Detta i motsats till landsbygdsnäten som i de flesta fall är svaga och i behov av förstärkning. Anslutning av vindkraftverk hade haft stor potential i stadsnäten om det inte hade varit för den täta bebyggelsen i städerna. Däremot kan det konstateras att stora mängder solkraft skulle kunna integreras i stadsnäten. Solkraft har ännu inte blivit utbrett i Sverige. Totalt installerad effekt solkraft i Sverige var 24,3 MW i slutet på 2012, vilket kan ställas i relation till Tysklands 32 000 MW (IEA, 2013). Detta innebär att Tyskland hade ungefär 150 gånger mer solkraft installerat per invånare än Sverige.

2014-03-27

För att de åtta undersökta länen i södra Sverige ska ha samma andel solkraft per person⁴ som Tyskland borde de sammanlagt ha installerat ungefär 1 800 MW solkraft. Den mängden är drygt dubbelt så mycket som de 875 MW som nätägarna har ledigt i sina nät med måttliga förstärkningar. I ljuset av denna undersökning om lokalnäten i södra Sverige kan 1 800 MW solkraft tyckas vara ett stort tal, men det motsvarar en fjärdedel av den solkraft som Tyskland installerade under hela år 2012 (IEA, 2013).

En av anledningarna till den stora skillnaden i mängden solkraft är de incitamentsmodeller som de olika länderna har. Tyskland har sedan 2002 haft ett feed-in-tariff system som har gynnat dem som har producerat sin egen el med 50 eurocent till en början och senare närmare 11 eurocent per producerad kWh solkraft (Fraunhofer ISE, 2013). I Sverige har energibolagen valt olika prismodeller för att ge betalt till privatpersoner som producerar sin egen el, dock inget lika ekonomiskt gynnsamt som det tyska systemet. I Sverige finns ett statligt marknadsintroduktionsstöd för installation av solceller som riktar sig till alla typer av aktörer som företag, offentliga organisationer och privatpersoner. Maximal stödnivå är 35 procent av investeringskostnaden. Tack vare den stora utbyggnaden av solceller i Tyskland och de stora produktionsvolymerna solceller som har tillverkats så har priset på solceller pressats mycket de senaste åren. Priset på solceller har reducerats med så mycket som 80 % sedan 2008 och 20 % enbart under 2012 (Liebreich, 2013). Ett resultat av detta är att en eventuellt kommande kraftig utbyggnad av solkraft i Sverige skulle bli avsevärt billigare. Trots att Tyskland har kommit mycket längre i integreringen av förnybar energi i sina elnät, har inte heller de löst alla problem ännu. Tyskland står inför stora investeringar i sina stamnät för att kunna transportera el från norra Tyskland, där det bland annat finns flera stora offshore vindkraftsparker, till södra Tyskland där en stor del utav de stora industrierna är belägna.

En intressant erfarenhet från Tyskland är att samverkan mellan vind- och solkraft över året är förhållandevis gynnsam. Diagrammet visar den samlade elproduktionen per månad för Tyskland 2013, vilket visar på en systemnytta med en blandad produktion från förnybara produktionsslag.



Figur 8: Månadsvis produktion av solkraft och vindkraft i Tyskland under år 2013 (Fraunhofer ISE, 2014)

De senaste åren har några kommersiella solcellsparker byggts i Sverige. I slutet på 2012 byggde Österlen Vind 442 kW solceller utanför Simrishamn, det var då Sveriges största solcellspark. Under februari 2014 invigdes nordens största solcellspark utanför Västerås då Kraftpojckarna tog sin 1 MW solcellspark i drift.

⁴ Baserat på: 1) Invånare i Tyskland: 80 500 000. 2) Invånare i Sverige: 9 600 000

Exempel 1: "160 % förnybar energi på Öland"

E.ON Vind ansökte om anslutning av en offshore vindkraftspark till 50 kV-regionnätet på östra Öland. Efter utredningar kring nätets stabilitet och efter gällande lagar konstaterade E.ON Elnät att nätet endast tillåter 30 MW. Men vad är det egentligen som är begränsande? Det som sätter stopp för hur mycket ström som får gå genom luftledningarna är hur mycket linan hänger ner, dvs. avståndet till marken. Linan töjer sig då den är utsatt för hög belastning och blir varm.

Utredningen på E.ON Elnät fortsatte och tre fall testades; sommar, vinter och höst/vår, där olika antaganden om temperatur och vind gjordes. På vintern blåser det mycket, dvs. hög produktion av vind-el och mycket ström genom linan. Dock hjälper den kalla luften och vinden till att kyla ner linan och nedhänget blir inget problem. Samma sak gäller fallet vår/höst. Det visade sig till slut att även under de flesta varma sommardagar när det är hög produktion så blir nedhänget mindre än maximalt tillåtna. Med detta resultat insåg man att det skulle gå att ansluta 48 MW istället för 30 MW (160 procent) vindkraft. När vidare simuleringar gjorts visade det sig att enbart åtta (!) timmar per år blir linan för varm och nedhänget så stort att Kårehamnsparkens kapacitet behöva sänkas. Under varma sommardagar är elkonsumtionen låg och så även elpriset, vilket förstås är tur i oturen för E.ON Vind.

Ett system infördes som kallas DLR, Dynamic Line Rating, eller dynamisk märkeffekt som innebär att man mäter temperaturen i linan på ett par punkter längs den svaga delen av nätet. Ett system räknar ut nedhänget som den temperaturen leder till och kommunicerar till vindkraftsparken hur mycket ström den kan ta emot. Själva DLR-systemet är ett relativt vanligt system, Vattenfall i Sverige samt flera nätbolag i Tyskland är till exempel flitiga användare av DLR, men där används det enbart som övervakningssystem. Det som är unikt i Kårehamnsprojektet är att det används skarpt som ett skyddssystem för elnätet och inte bara för övervakning.

Rolig kuriosas är att man redan på 90-talet testade tekniker för att mäta temperaturen och töjningen på linan. Problemet var att utrustningen var så tung att linan töjdes bara på grund av den. Med den bakgrunden kan man verkligen kalla DLR-systemet för *smart* teknik!

Exempel 1 ovan var det möjligt det att med ett system för att mäta dynamisk märkeffekt samt ett smart kommunikationssystem integrera 160 % av den ursprungligt planerade vindkraften. Här kan en jämförelse göras med de 875 MW som med måttliga förstärkningar bedöms finnas tillgängliga i lokalnäten i södra Sverige. Skulle dessa anslutas och installeras tillsammans med ett DLR-system betyder det att 1400 MW vindkraft skulle kunna byggas utan dyra förstärkningar, med reservationen att produktionen antagligen måste styras ner några timmar per år.

Här kan också konstateras att det här sättet att ansluta maximal effekt av vindkraft till ett befintligt näten kan ses som ett sätt att skjuta upp dyra investeringar. Om mer vindkraft ska anslutas i framtiden kommer en

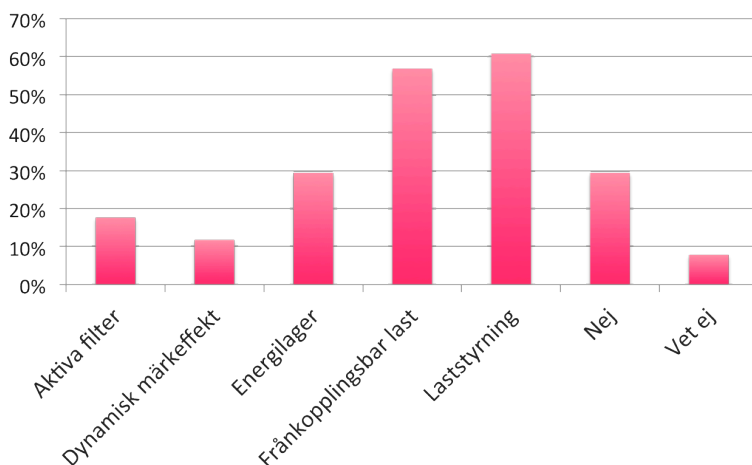
investering i näten ändå behöva göras, och att använda ett system som DLR skjuter denna investering mot framtiden.

Samtidigt som DLR-system och liknande system för att maximera användandet av näten möjliggör för mer vindkraft så skapar det också mer förluster. Att köra näten på ett sådant sätt att de nästan hela tiden transporterar maximalt med el gör att de blir varmare och därför ger mer förluster.

Exempel 1 visar på att dagens regelverk inte uppmuntrar till denna typ av smart lösning. E.ON skulle med stor säkerhet ha fått de betydligt högre investeringarna i en konventionell lösning godkända som tariffunderlag och man får ingen "bonus" för att man hittar en betydligt mer kostnadseffektiv lösning. Det förslag till regeländring som indikerats av Ei med speciella incitament för sänkningar av nätförlusterna skulle istället kunna bestraffa denna typ av smarta lösningar. Exemplet är därför en god illustration till hur viktiga regelverken är om man vill stimulera till kostnadseffektiva och smarta lösningar.

Kännedom om smart teknik

Frågan som gav svaren i Figur 9 nedan löd "Finns i Ert företag kännedom om smart teknik för elnät?". Svaren ska därför inte bara spegla kunskapen hos personen som svarar på enkäten utan hur det ser ut generellt på företaget.



Figur 9: Kännedom om smarta tekniker för elnät hos responderande företag

Bland de 52 respondenterna visar sig kännedomen om smarta tekniker vara låg. Enkätsvaren visar att 30 % av nätföretagen inte har någon kännedom om smarta tekniker. Den smarta teknik som flest kände till var laststyrning och frånkopplingsbar last. Dessa två tekniker var vanliga redan på 80- och 90-talet men när elmarknaden avreglerades i mitten på 90-talet blev möjligheterna med laststyrning och frånkopplingsbar last mindre intressant. I de nu pågående diskussionerna om smarta elnät har dessa tekniker åter aktualiserats. Det finns förväntningar att elkunderna genom prissignaler och effekttariffer ska få incitament att sänka sina effekttoppar. För att detta ska bli möjligt krävs elmätare med timavläsning, vilket skulle innebära ytterligare utveckling av mätarreformen från 2009 då månadsavlästa elmätare infördes.

Dessa två tekniker var vanliga redan på 80- och 90-talet men togs sedan bort när nya regler kom i mätarreformen. Reformen skedde år 2009 och innebar att alla hushåll skulle få nya fjärravlästa elmätare för månadsavläsning i hemmen. Sverige var ett av de första länderna i Europa med en sådan reform. De flesta av de månadsavlästa elmätarna kan inte också mäta på timbasis.

2014-03-27

I projektet har det även framkommit att de små företagen uppger att de inte vill vara först med att testa smarta tekniker eftersom de vill att någon annan ska testa först. På det sättet behöver de inte ta den risk det innebär att testa någonting nytt. Samtidigt uppger de större nätföretagen att de inte vill vara först med smart teknik eftersom de är stora och har många kunder som kan drabbas om något skulle hända. Detta tyder återigen på ett förvaltande tankesätt hos nätägarna, där utveckling och optimering av elnätssystemet inte är ett prioriterat område. I de fallen där nätföretagen ändå kände till smarta tekniker var det i de flesta fall tack vare att de på något sätt deltar eller har deltagit i något Elforsk-program.

I arbetet med Elforsk har representanter från nätföretagen även chans att träffa varandra, något som de uppgett skulle kunna ske oftare. Sådana nätverk skulle kunna leda till större samarbete mellan nätägare, något som resultaten i projektet "VindEL" visat sig vara ett positivt recept för att underlätta anslutningar när flera projektörer är intressenter i området (Lundqvist, 2012). VindEL-projektet föreslår att nätägare ska samordna sig mer genom till exempel samarbete mellan både projektörer och nätägarna över länsgränserna. Detta skulle även kunna tas ett steg längre och leda till fler chanser till samordning såsom gemensam förhandling mot överliggande nät.

Exempel 2: "Falbygden el väntar på bättre tider"

Falbygden Energi (FEAB) är ett tydligt exempel på en nätägare som vågat testa smarta tekniker för elnät. Förutom ett internt mål hos FEAB att hälften av den producerade elen ska komma från vindkraft, utför de en rad intressanta utvecklingsprojekt. I slutet på 2011 installerade FEAB ett energilagrar för lågspänningsnät bestående av sammankopplade litiumjonbatterier, med en energimängd på 100 kWh.

Syftet med lagret är att kunna stabilisera nätet och jämna ut effekttoppar. Sedan systemet togs i drift har det fungerat så att batteriet har laddats fullt på tre timmar under nätterna då lasten är låg. Sedan jämnar lagret ut den högre lasten på morgonen då hushåll och företag vaknar till liv. Det betyder att tider under dygnet då vindkraften kan producera mycket och batterierna är fulla behöver ändå vindkraften regleras ner och potentiell elproduktion går då förlorad. Men ett batteri som har kapacitet att täcka all överlast skulle behöva vara väldigt stort och svårt att motivera kostnadsmissigt för närvarande.

FEAB har kommit fram till att det här energilagrarprojektet är ett dyrt projekt som inte på långa vägar kan mätas mot värdet av den förlorade produktion som annars skulle bli fallet. Trots det är projektet en viktig förebild för att testa teknik för elnät och driva den teknikutveckling som kommer att behövas om en större mängd lokalt producerad intermitterent el ska integreras i de svenska näten framöver när behovet av att balansera toppar och dalar i produktionen blir större. Detta är inte det enda utvecklingsprojekt som FEAB driver, utan de är även aktiva inom bland annat småskaliga energilagrar, aktiva kunder och smart energianvändning. Detta visar att FEAB är unika i sitt slag med att se möjligheterna i att vara först med att testa och demonstrera smarta tekniker.

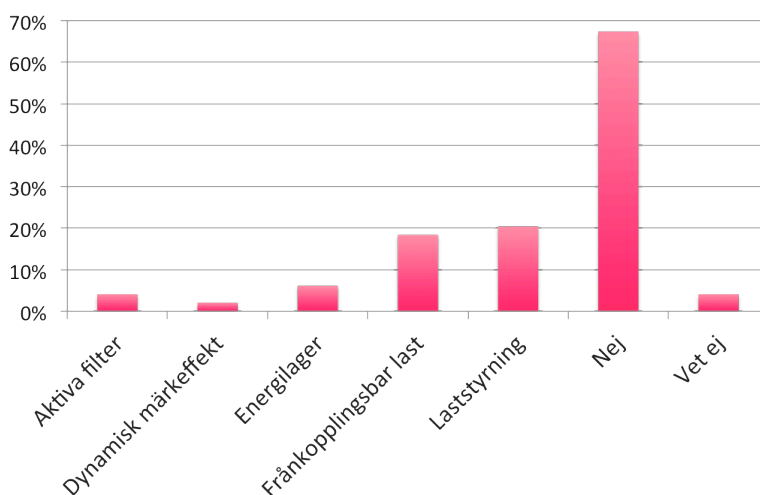
Batterilagrar är en teknologi där kostnaden i det närmaste följer Wrights lag, vilket betyder att kostnaden reduceras med 20 % vid fördubbling av produktionsvolymen. Ett resultat av det är att priset på batterier har sjunkit med 40 % sedan 2010 (Liebreich, 2013). Det kommer bli mycket spännande att följa prisutvecklingen på batterier med den positiva trenden vi ser i och med elbilarnas självklara intåg på bilmärknaden. Frågan är om priset hinner sjunka tillräckligt, innan ett skarpt behov av lagring i elnäten uppstår?

En intressant fråga är vem som egentligen bör äga ett energilagrar. Från ett elnätsperspektiv kan man se det som att det är de som ansluter som har skyldighet att sköta sin utrustning på rätt sätt för att undvika till exempel flimmer eller snabba spänningsändringar. Här finns ett stort utrymme för nya kreativa affärsmodeller. I FEABs förstudie om energilagring anslutet till vindkraft efterlyses förtydligade eller utökade regelverk kring vad som gäller till exempel om ett nätföretag skulle köpa energilagring som en nättjänst istället för att äga lagret själv. Detta indikerar att det saknas ramar för utformandet av nya affärsmodeller, något som kommer behövas för fler områden än bara energilagring om efterfrågan av smarta tekniker blir större i takt med högre grad förnybar elproduktion i näten.

Det finns mycket som talar för att energilagrar kan komma att bli mycket intressanta på enskild förbrukarnivå. Där skulle ett energilagrar till exempel kunna minska en förbrukares effektuttag.

Användande av smart teknik

Enkätsvaren visar att 67 % av nätföretagen inte har övervägt att använda smarta tekniker för elnät. De mest vanliga smarta nätteknikerna som nätföretagen har övervägt att använda är fränkopplingsbar last och laststyrning vilket också bekräftas av att enkätsvaren visade högst kännedom om dessa två tekniker. En identifierad svaghet i frågan är att den kan tolkas på två sätt. Frågan lyder "Har Ert nätföretag övervägt att använda sig av någon smart teknik för elnät". Frågan kan dock tolkas antingen "Har nätföretaget överhuvudtaget övervägt att använda sig av smart teknik?", eller "Har företaget övervägt att använda sig av smart teknik och kommit fram till att det inte ska det?". Trots oklarhet om frågans tolkning är siffran 67 % motsvarande de företag som inte övervägt att använda sig av smart teknik väldigt hög relativt de andra. Med antagandet att de 30 % som inte känner till smarta tekniker även svarat "nej" på om de övervägt att använda smarta tekniker, återstår fortfarande 37 % som känner till smarta tekniker men inte övervägt att använda dem.



Figur 10: Fördelning på de smarta tekniker för elnät som responderande nätföretag övervägt att använda

Många nätägare har uppgett via enkäten eller intervjun att det inte finns några ekonomiska incitament för dem att testa smart nätteknik. Som tidigare redovisats i denna rapport så prövas nu frågan om elnätsföretagens intäktsramar i domstol. Denna situation bör innebära att beslut om vissa investeringar hämmas, då regelverket ännu inte är tydligt. Vissa nätföretag har troligen avstått från att göra investeringar i ny teknik då det bedömts som osäkert om man kan få full kostnadstäckning. Samtidigt är nätföretagens roll i samhället speciell då de har en monopolsituation inom det geografiska område de verkar. Den reglering av intäkterna som ellagen kräver kan då under vissa omständigheter hindra företagen från att göra vinster som skulle vara möjliga på en konkurrensutsatt marknad där flera aktörer tävlar om samma kunder. På kort sikt förefaller det dock inte finnas några ekonomiska vinster att göra genom investeringar i smart nätteknik (se bl a exempel 2 om Falbygdens Energi). Det finns dock ett stort behov av att ny teknik testas genom konkreta investeringar och demonstrationsprojekt. Om nivån på nätföretagens beslutade intäktsramar är för låg, eller utformad på ett sätt som inte ger incitament för investeringar i smart teknik, kan det bromsa eller hindra denna utveckling. Mot bakgrund av den stora spridningen när det gäller kännedom om smart nätteknik som enkätsvaren från nätföretagen uppvisar, kan det bli en utmaning att utforma en effektiv incitamentsmodell som passar hela kompetensskalan i elnätsföretagen.

2014-03-27

För närvarande pågår även arbete med Grid Codes, eller nätföreskrifter, som innebär ett EU-övergripande regelverk för hur lokal-, distributions- och stamnät ska kunna hantera all intermittent förnybar elproduktion ur ett reglerperspektiv.

Flera nätägare uppger att de ser smarta elmätare som en teknik med stor potential för framtiden. Med dagens elpris sparar elanvändarna inte någon avgörande summa på att styra sin last till tider med billig el. Däremot om elpriset skulle stiga eller konsumenter skulle ges andra incitament att laststyra är smarta elmätare ett enkelt verktyg att bidra till en effektivare nätanvändning. På det sättet kan det konstateras att mycket av tekniken redan finns, men att det svenska systemet inte är mottagligt för användandet av dem ännu.

Flera nätägare har i detta projekt uppgett att effekttariffer kan vara en möjlig lösning på projektet. Detta skulle ge incitament till elanvändare att använda både el och nät på mest optimala sätt. Om man får kunderna till att betala sina egna effekttoppar skulle incitamentet för en jämnare elanvändning öka. Detta skulle få många positiva följd effekter; förutom en jämnare distribution av el skulle det ge mindre förluster i näten och mindre reservkraft skulle behöva användas.

Anledningarna till att flertalet av nätföretagen ser på sin uppgift som nätägare som förvaltande kan vara flera. Eldistributionsbranschen är en relativt konservativ bransch där uppgiften i alla tider har varit att just distribuera elen till uttagskunderna. I och med mer lokal och förnybar elproduktion i lokalnäten förändras uppgiften till att transportera el både till konsumenterna i det egna nätet och inmatning av överskott på överliggande regionnät. Med nya uppgifter krävs oftast ny kompetens. Svensk Energi har gjort en undersökning som visar på att det inom energibranschen finns ett samlat rekryteringsbehov på ca 8000 ingenjörer och tekniker mellan 2012 och 2016 (Svensk Energi, 2011). Av dessa är ca 3 800 personer inom elkraft. Detta betyder att det just nu är en utmaning att rekrytera kunnig personal till nätföretagen, något som nätföretagen också har uttryckt under intervjuer. Ny personal, och framförallt nyutbildad personal, skulle kunna ha med sig en nyare syn på verksamheten och bidra till att utveckla och förändra det traditionella synsättet.

I de företag som arbetar med smart teknik tenderar projektledare och ansvariga för dessa områden alltid vara samma personer. Detta är inget som är speciellt för denna bransch och det är självklart att företagen vill använda sina mest erfarna medarbetare i sina utvecklingsprojekt. Med dagens brist på elkraftsingenjörer finns dock en stor risk att kompetensen framöver kan bli eftersatt. Ett positivt exempel att lyfta fram är Falbygden Energi som aktivt arbetar med att sprida innehåll och resultat från projekt med smarta tekniker. Detta gör de genom att under lättsamma former berätta för sina medarbetare om projekten de arbetar med och föra en diskussion om varför de gynnar företaget.

En förklaring till det låga intresset för ny teknik kan, som tidigare nämnts, vara brist på incitament. Ett antal av de nätföretag som svarat på enkäten är dock mer offensiva när det gäller att testa nya så kallade smarta tekniklösningar. Förklaringar kan därför säkert också sökas i den kunskapsnivå som finns inom de olika nätföretagen. En intressant frågeställning kan därför vara vilken kunskap om smart nätteknik som finns i nätföretagens ledningsgrupper. För att projekt ska komma till stånd krävs att ledande personer i ledningsgrupp eller styrelse driver på.

Exempel 3: "Gotlands elnät väntar med spänning på nya anslutningar"

Gotland är känt för att ha väldigt bra vindlägen och högt tempo på vindkraftsutbyggnaden. Den vindkraftsproduktion som finns på Gotland motsvarade under 2013 så mycket som 40% av all elanvändning på Gotland. Hela 23 dygn var Gotland självförsörjande på el under förra året, då sammanlagt 384 GWh vindel producerades.

För 10 år sedan ringde en varningsklocka hos nätägarna Gotlands Energi (GEAB) då de såg att den vindkraftsutbyggnad som sker är för stor både för deras nät och överliggande nät. Det uppstod en paradox i och med att de inte kunde hantera mer vindkraft samtidigt som de ville att utbyggnaden av vindel på ön skulle fortsätta. I samråd med Energimarknadsinspektionen och Energimyndigheten gjorde de upp en modell som går ut på att den som vill ansluta ny vindkraft får betala ett områdestillägg per installerad megawatt vindel utöver den normala anslutningskostnaden. Detta innebär i praktiken att det görs en utbyggnad av det 70 kV-nät som behöver förstärkas och den anslutande aktören betalar sin andel i form av områdestillägget. Resten av kostnaden "lånar" GEAB ut till dess att fler aktörer har anslut sig och betalat resterande andelar i utbyggnaden. Områdestillägget började på en nivå på 1 Mkr per megawatt men har succesivt höjts till en summa av 1,5 Mkr per megawatt.

Denna modell har lett till att utbyggnaden har fortsatt i sådan grad att det numer är HVDC-kabeln till fastlandet som är flaskhalsen. Om fler vindkraftsanläggningar byggs nu kommer kabelns kapacitet på 195 MW överstigas när alla vindkraftverk producerar maximalt. En ny kabel till fastlandet planeras därför av Svenska Kraftnät och beräknas vara klar år 2018. Den nya kabeln kommer att kunna överföra ytterligare 500 MW.

Gotlands Energi (GEAB) är ett exempel på hur nya affärsmodeller och avtalsformer behövs för att stimulera utbyggnaden av förnybar energi i Sverige. En fördel som Gotland har är det goda vindläget, vilket gör att det är lönsamt att ansluta vindkraft trots den extra kostnaden för elnätsanslutningen. På andra ställen i Sverige är det möjligt att andra avtalsformer hade fungerat bättre. Ett annat exempel med nya avtalsformer är den tidigare omnämnda offshore vindkraftsparken Kårehamn, där E.ON Elnät får lov att styra ner produktionen i de fall där strömmen i ledningarna blir för hög.

I det här fallet vill vi belysa att innovativt tänkande och nya lösningar är något som inte bara behövs för själva tekniken i ett förnybart elsystem. Självklart behövs nya smarta tekniker för elnät och effektivare vindkraftverk och solceller men lika viktigt är att se systemet ur ett helhetsperspektiv och vara kreativ även på andra områden.

Slutsatser

Kapacitet i lokalnäten i södra Sverige

De responderande nätföretagen har med måttliga förstärkningar i genomsnitt 4,9 MW ledig kapacitet i sina elnät. Med antagandet att den lediga kapaciteten är proportionellt till nätägarnas antal kunder skulle det finnas 875 MW outnyttjad kapacitet i lokalnäten i de åtta södra länen, där nätanslutning skulle kunna erbjudas utan höga förstärkningskostnader. Med tanke på att ett par av nätägarna exkluderade den kapaciteten som inom kort skulle fyllas upp, är det troligare att sanningen ligger högre än 875 MW. Om 875 MW vindkraft skulle byggas på land i södra Sveriges skulle dessa kunna producera mellan 2 013 GWh och 2 538⁵ GWh årligen. En intressant jämförelse hade varit hur stora förluster i stamnätet som skulle "tjänas in" om den energimängden istället för att transporteras från norra Sverige hade producerats lokalt i distributionsnäten i södra Sverige.

Stadsnäten är i regel starka, på vissa ställen kraftigt överdimensionerade, och erbjuder därför möjligheten att ta emot mycket förnybar el, men i städerna är förutsättningarna för vindkraft oftast inte optimala på grund av tät bebyggelse. Projektet visar att det finns stor potential att ansluta mer solkraft i stadsnäten.

De responderande nätägarna har svarat på frågan hur mycket ledig kapacitet de skulle ha med måttliga förstärkningar. Därför är det mycket troligt att de även vet var i näten denna lediga kapacitet finns. För att underlätta för billigare anslutning vid utbyggnad av vindkraft behöver ett arbetssätt tas fram där nätägarna identifierar de punkter i näten där inte lika mycket förstärkning behövs som vid en genomsnittlig anslutning. Resultatet skulle kunna medföra mindre jobb för nätägaren och billigare anslutning för projektören. För projektörer finns flera verktyg att ta hänsyn till vid anläggning av vindkraft. Dels kommuners vindkraftsplaner, men även vindbrukskollen som kartlägger områden där vindkraftsplaner kommit längre, tillståndsprocess, projektering, byggnation och drifttagna parker. Det finns även Riksidress för vindbruk som märkt ut ett antal platser i landet utefter ett antal kriterier såsom vindförhållanden och närhet till byggnation. Totala investeringskostnaderna i ett vindkraftsprojekt består normalt till max tio procent av elanslutningskostnaderna och därför kommer vindläge även fortsättningsvis vara den absolut viktigaste parametern vid projektering av vindkraft. Det kan dock underlätta för projektörer att känna till punkter för billigare anslutning.

Förberedelse inför användande av smarta tekniker

Hälften av nätägarnas investeringar går till reinvesteringar i näten. Med en kommande stor utbyggnad av förnybart som målsättning skulle det vara möjligt att redan nu passa på att bygga näten smarta för att sedan kunna använda dem på ett så energieffektivt sätt som möjligt när utbyggnaden av lokal produktion blir ännu större.

I nuläget finns det dock ingen stor kapacitetsbrist i de flesta lokalnät och därför finns heller ingen helhetsuppfattning om vilka krav en sådan omställning kommer att leda till. I Tyskland till exempel där stora mängder förnybart har anslutits i näten har nätägarna snarare forcerats till att använda smart teknik eller förstärka näten. Där har det gått så långt att mycket av den planerade nätutbyggnaden ligger tidsmässigt efter den anslutna energin. I Sverige har vi inte detta fall ännu, utan ännu relativt gott om outnyttjad kapacitet. Denna undersökning visar dock enbart att det bör finnas förhållandevis mycket ledig kapacitet i de

⁵ Baserat på kapacitetsfaktorn 2300-2900 h/år

2014-03-27

sydsvenska lokalnäten. Däremot säger den inget om investerare bedömer den möjliga storleken på anslutningarna som kommersiellt intressant.

Något som skulle kunna bidra till ökat intresse kring tidiga investeringar i smarta elnät är långsiktiga mål för elnätens utformning i Sverige. Utan målbild är det svårt att motivera extra kostnader för dyrare investeringar smarta tekniker när egentligen bara en "vanlig" ombyggnad av näten var planerad. Samtidigt är det förstås en stor risk att börja för tidigt med att preparera näten inför en kommande utbyggnad av förnybar energi. Utan att behovet har uppstått finns inga tydliga krav på vad det är som behövs och kan göras med näten. Att i nuläget behöva ta ställning till en teknik kan bli ett svårt val i och med dagens snabba teknikutveckling. Att återigen blicka mot Tyskland skulle kunna lösa en del initiala frågeställningar kring vad som kommer att uppstå vid en utbyggnad av stora mängder förnybar energi.

Kompetens

Många av de medverkande nätföretagen i södra Sverige har en förvaltande syn på sin verksamhet. Flertalet medverkande nätföretag har inget intresse av att transportera elen i två riktningar och mata in elöverskott på överliggande nät.

Bland nätföretagen i södra Sverige är det få som har kompetens kring smarta tekniker för elnät. Av den anledningen är det också föga förvånande att så mycket som två tredjedelar av de responderande företagen inte har övervägt att använda sig av någon av den breda paletten smarta tekniker som finns för att möjliggöra större mängd intermitterent el i elnäten. Även om flera av de anställda på nätföretagen är nyfikna på nya tekniker är det ännu på få ställen som ett riktigt behov av smart teknik för möjliggörande av mer anslutning av förnybart har uppstått. Därför är det av förklarliga skäl som många av nätägarna aldrig har haft en ekonomisk anledning att titta närmare på och undersöka några smarta tekniker. En annan aspekt på frågan är var i organisationen som kompetensen är placerad. Finns det kompetens om smarta elnät långt ner i organisationen är sannolikheten att beslut tas om skarpa demonstrationsprojekt inte lika hög som om de sitter i ledningsgruppen eller styrelsen. Ett exempel som bevisar att det spelar roll är FEAB, där VD:n är personen som driver de flesta smartgridprojekten.

Med den bakgrunden är det lätt att konstatera att det finns ett stort informationsbehov hos nätägarna. Ett forum för information, kunskapsspridning och tillfälle att lyfta bra exempel är nödvändigt. Detta skulle även skapa ett tillfälle för lokalnätsägarna att träffa varandra och utbyta erfarenheter om fler frågor.

Mot denna bakgrund skulle även projektörer kunna bidra till smart användning av näten genom att själva vara kompetenta och lyfta smarta tekniker som alternativ i en anslutningsprocess. Där skulle ett verktyg behövas som kan bidra till att projektörer efterfrågar smarta tekniker som en alternativ lösning till en eventuell dyr anslutningsoffert från nätägaren. I slutändan är det ändå projektörerna snarare än lokalnätsägarna som kan göra en marknadsmässig vinst på att till exempel ansluta mer vindkraft (som i Kårehamnfallet).

Regelverk

En identifierad styrka hos de projektexempel som har redovisats i denna rapport är de nya sorters avtalsmodeller som har tagits fram. För att det ska bli enkelt att använda smarta tekniker behöver avtalsmodeller tas fram som möjliggör för användande av smarta tekniker. Det kan vara alltifrån uppenbara lätta ingrepp såsom att nätägaren får lov att begära att en vindkraftspark ska stänga av korta tider till andra mer komplicerade frågor som kan dyka upp i takt med fler demonstrationsprojekt för smarta tekniker. Likaså

2014-03-27

behövs regelverk för användande av smarta tekniker ses över för att göra det tydligare för elnätsägarna hur de skulle dra fördel av att ansluta mer förnybar elproduktion samt även använda sig av smarta tekniker.

Exemplet Kårehamn visar tydligt på betydelsen av regelverk som stimulerar till smarta elnätslösningar. Här har användande av en smart teknik sparat in en mycket kostsam investering men har ökat förlusterna. Den pågående översynen av Ei:s incitamentsmodell för kommande intäktsram är därför mycket viktig och ett "felaktigt" regelverk kan motverka smarta lösningar. Om nivån på eller utformningen av nätföretagens intäktsramar hindrar utvecklingen mot smarta elnät motverkas ökad integration av förnybar elproduktion i näten. Det är angeläget att regelverket stimulerar till testning och användning av nya teknologier.

Referenser

- Borg, Pia (Falbygdens energi) (2012). Förstudie Energilager anslutet till vindkraft.
- Boverket (2012). Utvärdering och uppföljning av stöd till planeringsinsatser för vindkraft.
- E.ON Elnät Sverige AB (2011). Lokalnät syd REL 00615 – Intäktsram 2012-2015.
- Energimarknadsinspektionen (2010). Anpassning av elnäten till ett uthålligt energisystem - Smarta mätare och intelligenta nät (EI R2010:18).
- Energimarknadsinspektionen (2013). Remiss av promemoria med regeringens förslag till övergångslösning för att undanröja tröskeffekter vid nätanslutning (Dnr: 2013-102630).
- Energimyndigheten (2013). Yttrande angående remiss av promemoria med regeringens förslag till övergångslösning för att undanröja tröskeffekter vid nätanslutning.
- EWEA (2014). Annual Statistics 2013.
- Fraunhofer ISE (2013). Recent facts about photovoltaics in Germany.
- Fraunhofer ISE (2014). Electricity production from solar and wind in Germany in 2013.
- International Energy Agency (2013). Trends 2013 in Photovoltaic Application – Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2012.
- Liebreich, Michael (Bloomberg New Energy Finance) (2013). Bloomberg New Energy Finance Summit – Keynote.
- Lindahl, Johan (2014). Svensk sammanfattning av IEA-PVPS National Survey Report of PV power applications in Sweden 2013.
- Lundqvist, Roland (2012). Projekt VindEL Västerbotten – Planering av elnät för vindkraft i Västerbottens län.
- Näringsdepartementet (1997). Ellag (1997:857).
- Näringsdepartementet (2014). Lagrådsremiss: Tröskeffekter och förnybar energi.
- Svensk Energi (2011). Anslutning av mindre produktionsanläggningar till elnätet.
- Svensk Energi (2011). Anslutning av större produktionsanläggningar till elnätet.
- Svensk Energi (2011). Arbetsmarknadsanalys - enkätresultat.
- Viklund, Annika (Vattenfall Eldistribution) (2013). Elnätsföretagets utmaningar på den framtida energimarknaden.

Bilaga A

De 92 nätägarna i de åtta södra länen i Sverige

Affärsverken Karlskrona AB
Ale Elförening ek för
Alingsås Energi Nät AB
Almnäs Bruk AB
Alvesta Elnät AB
Bengtstors Energi Nät AB
Bjäre Kraft ek för
Bjärke Energi ek för
Borgholm Energi Elnät AB
Borås Elnät AB
Brittedals Elnät ek för
Bromölla Energi & Vatten AB
C4 Elnät AB
Carlfors Bruk E Björklund & Co KB
E.ON Elnät Sverige AB
Eksjö Elnät AB
Emmaboda Elnät AB
Falbygdens Energi Nät AB
Falkenberg Energi AB
Fortum Distribution AB
Gislaved Energi AB
Grästors Energi Ek för
Göteborg Energi Nät AB
Götene Elförening ek för
Habo Kraft AB
Halmstads Energi & Miljö Nät AB
Herrljunga Elektriska AB
Hjo Energi AB
Hjärtums Elförening Ek För
Härryda Energi AB
Höganäs Energi AB
Jönköping EnergiNät AB
Kalmar Energi Elnät AB
Karlsborgs Energi AB
Karlshamn Energi AB
Kraftringen Nät AB
Kungälv Energi AB
Kviinge El AB
Kvänumbygdens Energi ek för
Landskrona Energi AB
Lerum Energi AB
LEVA i Lysekil AB
Lidköpings kommun
Ljungby Energinät AB
Mellersta Skånes Kraft ek. för.
Mjölby Kraftnät AB
Mölndal Energi Nät AB
Nossebroortens Energi ek för
Nybro Elnät AB
Nässjö Affärsverk Elnät AB
Olofströms Kraft Nät AB
Olseröds Elektriska Distributionsförening upa
Oskarshamn Energi Nät AB
Partille Energi Nät AB
Ronneby Miljö & Teknik AB
Sandhult-Sandared Elektriska ek för
Sjogerstads Elektriska Distributionsförening ek för
Sjöbo Elnät AB
Skurups kommun
Skånska Energi Nät AB
Skövde kommun
Staffanstorps Energi AB
Sturefors Eldistribution AB
Sävsjö Energi AB
Södra Hallands Kraft ek för
Sölvesborgs Energi & Vatten AB
Tekniska Verken Linköping Nät AB
Tibro Energi AB
Tidaholms Elnät AB
Tranås Energi AB
Trelleborgs kommun
Trollhättan Energi Elnät AB
Uddevalla Energi Elnät AB
Vaggeryds kommun Elverket
Vallebygdens Energi ek för
Vara Energi ek för
Varberg Energi AB
Varbergsortens Elkraft
Vattenfall Eldistribution AB
Vetlanda Energi & Teknik AB Vetab
Vimmerby Energi & Miljö AB
Vinninga Elektriska Förening
VänerEnergi AB
Värnamo Elnät AB
Västerviks Kraft Elnät AB
Västra Orusts Energitjänst
Växjö Energi Elnät AB
Ystad Energi AB
Ålem Energi AB
Öresundskraft AB
Österlens Kraft AB
Östra Kinds Elkraft ek för

Bilaga B

Enkät: Anslutning av förnybar elproduktion till distributionsnäten i södra Sverige

POWER CIRCLE

Electricity for sustainable energy

Enkät: Anslutning av förnybar elproduktion till distributionsnäten i södra Sverige

Bakgrundsinformation

Sida 1 av 4

***1. Vilket företag representerar Du?**

2. Vilken befattning har Du på företaget?

3. Vänligen fyll i Din mailadress:

Projekt förnybar elproduktion

Sida 2 av 4

4. Ange vid respektive processfas hur många produktionsanläggningar med förnybar elproduktion som ert företag har (0,1-20 MW).

Förfrågan om anslutning:	<input type="text"/>
Prisindikation/Offertförfrågan:	<input type="text"/>
Projektering & byggnation:	<input type="text"/>
I drift:	<input type="text"/>

5. Ange vid respektive processfas hur stor effekt som de ovan nämna produktionsanläggningarna omfattar sammanlagt.

Förfrågan om anslutning (MW):	<input type="text"/>
Prisindikation/Offertförfrågan (MW):	<input type="text"/>
Projektering & byggnation (MW):	<input type="text"/>
I drift (MW):	<input type="text"/>

6. Av ovan listade produktionsanläggningar, hur många ansluts vid respektive spänningsnivå?

400 V-ledning	<input type="text"/>
400 V-transformator	<input type="text"/>
10 kV-ledning	<input type="text"/>
10 kV-transformator	<input type="text"/>
20 kV-ledning	<input type="text"/>
20 kV-transformator	<input type="text"/>
Annan	<input type="text"/>

7. Vilka förnybara energikällor är de ovan listade produktionsanläggningarna fördelade på?

Kapacitet distributionsnät

Sida 3 av 4

8. Hur stor energimängd matar Ni ut till slutkund årligen?

	Lågspänning	Högspänning
MWh / år	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Annat	<input type="text"/>	

9. Hur stort effektabonnemang har Ert företag mot regionnätet?

	Effekt
Summa effekt i alla anslutningspunkter:	<input type="text"/>
Annat	<input type="text"/>

10. Hur stor ledig kapacitet för elproduktion skulle Ert distributionsnät ha med "måttliga" förstärkningar?

	Ingen	< 2 MW	2-4 MW	4-6 MW	6-8 MW	> 8 MW	Vet ej
Ledig kapacitet:	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Annat/Kommentar	<input type="text"/>						

11. Vid vilken effekt på elproduktionsanläggning hänvisar Ni till regionnätsägaren för nätanslutning?

	< 5 MW	5-7 MW	7-10 MW	10-15 MW	15 - 20 MW	>20 MW	Vet ej
Effektspänning:	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Annat	<input type="text"/>						

12. Vad begränsar kapaciteten i Ert distributionsnät?

13. Vid vilka spänningsnivåer är det möjligt att göra nya anslutningar till Ert distributionsnät?

	400 V-ledning	400 V-transformator	10 kV-ledning	10 kV-transformator	20 kV-ledning	20 kV-transformator
Spänningsnivå:	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Annan	<input type="text"/>					

Smart teknik

Sida 4 av 4

14. Finns i Ert företag kännedom om smart teknik för elnät?

- Aktiva filter
- Dynamisk märkeffekt
- Energilager
- Frånkopplingsbar last
- Laststyrning
- Nej
- Vet ej

Annan/Kommentar

15. Har Ert företag övervägt att använda sig av någon smart teknik för elnät?

- Aktiva filter
- Dynamisk märkeffekt
- Energilager
- Frånkopplingsbar last
- Laststyrning
- Nej
- Vet ej

Annan/Kommentar

16. Övriga kommentarer och synpunkter angående anslutning av förnybar elproduktion: