PERSPEKTIVPLAN 2025 - EN UTVECKLINGSPLAN FÖR DET SVENSKA STAMNÄTET

APRIL 2013

SVENSKA KRAFTNÄT

Kartor har använts med tillstånd från
Lantmäteriet.
© Lantmäteriet, SvK-Geodatasamverkan

Omslagsfoto: Johan Fowelin

Foton, illustrationer och kartor har tagits fram av
Svenska Kraftnät.

Org.Nr 202 100-4284

Svenska Kraftnät
Box 1200
172 24 Sundbyberg
Sturegatan 1

Tel 08 475 80 00
Fax 08 475 89 50

www.svk.se

FÖRORD

Under Affärsverkets svenska kraftnät första 15 verksamhetsår var behovet av nyinvesteringar i stamnätet begränsat. Detta förhållande återspeglades i verkets nätplanering.

Svenska Kraftnät lämnar varje år en treårig investerings- och finansieringsplan till regeringen. Dessa planer utgör snarare en beskrivning av hur redan beslutade investeringar väntas falla ut ekonomiskt under de kommande åren, än en sammanställning av verksledningens bedömningar, avvägningar och långsiktiga prioriteringar.

Ett nätplaneringsarbete har också bedrivits på nordisk nivå i syfte att identifiera nätförstärkningar till särskild nytta för hela den nordiska elmarknaden. Det arbetet resulterade i gemensamma systemutvecklingsplaner (Nordic Grid Master Plans). Den senaste presenterades våren 2008. Planernas slutsatser var sällan ifrågasatta men planeringsprocessen kritiserades för att inte ha varit tillräckligt transparent.

Under kommande år står det svenska stamnätet inför en period av mycket omfattande utbyggnad. Förstärkningarna behövs för att omhänderta ny elproduktion, fördjupa marknadsintegrationen med omvärlden och bidra till skapandet av en gemensam europeisk elmarknad. Samtidigt finns det ett mycket betydande reinvesteringsbehov.

Därtill byggs nya nätplaneringsprocesser upp på europeisk nivå, inom ramen för samarbetsorganisationen European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). Vartannat år kommer ENTSO-E att ta fram en tioårig europeisk nätutvecklingsplan.

Det är mot den här bakgrunden som Svenska Kraftnäts styrelse har fastställt detta mer långsiktiga plandokument om utvecklingen av det svenska stamnätet. Perspektivplan 2025 beskriver hur Svenska Kraftnät ser på verkets utmaningar på 10 till 15 års sikt och hur våra prioriteringar ser ut. Det är inte en bindande detaljplan, utan ett försök att öka transparensen i Svenska Kraftnäts nätplanering och ge elmarknadens olika aktörer en möjlighet att påverka denna.

Sundbyberg i april 2013

Mikael Odenberg
generaldirektör

INNEHÅLL

1 BAKGRUND 7

2 ENERGI- OCH KLIMATPOLITIKEN 9

2.1 Europeiska Unionen 9
2.1.1 EU:s klimat- och energipaket 9
2.1.2 Kommissionens strategi för 2020 10
2.1.3 EU:s strategi för Östersjöområdet 11
2.2 Från Norden till Europa 11
2.2.1 Den nordiska färdplanen 12
2.2.2 Från planering i Nordel till ENTSO-regioner 12
2.2.3 ENTSO-E 13
2.2.4 TYNDP 13
2.2.5 Infrastruktur-förordningen 14
2.3 Energipolitiken i Sverige 14
2.3.1 Sveriges nationella handlingsplan för förnybar energi 14
2.3.2 Planeringsramen för vindkraft 15
2.3.3 Elmarknadspolitiken 15
2.3.4 Elområden 16

3 UPPDRAG OCH UTMANINGAR 19

3.1 Drivkrafter för nätinvesteringarna 19
3.1.1 Anslutning av ny elproduktion 19
3.1.2 Flaskhalsar och marknadsintegration 20
3.1.3 Behovet av reinvesteringar 22
3.2 Samhällsekonomisk nytta 22
3.2.1 Olika perspektiv på samhällsekonomiska nyttovärden 23
3.2.2 Beräkning av nyttovärden 23
3.2.3 Beräkning av kostnader 25
3.3 Driftsäkerhet 25
3.4 Teknikval vid stamnätets utveckling 27
3.4.1 Växelström och likström 27
3.4.2 Luftledning eller markkabel 27
3.5 Tillståndsprocessen 27
3.5.1 Koncessioner 27
3.5.2 Elektriska och magnetiska fält 28
3.5.3 Lokala och globala miljöintressen 29
3.5.4 Lagstiftning i konflikt 29

4 ELSYSTEMET 31

4.1 Detsvenskaoch nordeuropeiska elsystemet 31
4.1.1 Elproduktionen under de senaste åren 31
4.1.2 Elanvändningen under de senaste åren 35
4.1.3 Effektbalansen under de senaste åren 38
4.1.4 Överföringsmönster 39
4.2 Utveckling av elsystemen till 2025 42
4.2.1 Den nordeuropeiska elproduktionen 42
4.2.2 Elanvändningen 44
4.3 Perspektiv 2025 45
4.3.1 Bakgrund till scenarierna 45
4.3.2 Elproduktionen i scenarierna 45
4.3.3 Elanvändningen i scenarierna 47
4.3.4 Prognoser för energibalansen 47
4.3.5 Prognos för överföringsmönstren 48
4.3.6 Prognos för effektbalansen och risken för effektbrist 52

4.4 Ny kärnkraft i Sverige? 54
4.5 Behovet av reglerkraft 57
4.6 Smart Grids 58
4.6.1 Frekvensreglering med förbrukning 59

5 ELOMRÅDE LULEÅ (SE1) 61

5.1 Om SE1 61
5.2 Utmaningar i SE1 61
5.3 Nätutveckling till 2025 63
5.3.1 Anslutning av ny elproduktion 63
5.3.2 Utlandsförbindelser i norr 63
5.3.3 Snitt 1 och snitt 2 – åtgärder på kort sikt 65
5.4 Projekttabell 66

6 ELOMRÅDE SUNDSVALL (SE2) 67

6.1 Om SE2 67
6.2 Utmaningar i SE2 67
6.3 Nätutveckling till 2025 68
6.3.1 Anslutning av ny elproduktion 68
6.3.2 Snitt 1 och snitt 2 – åtgärder på längre sikt 69
6.4 Projekttabell 70

7 ELOMRÅDE STOCKHOLM (SE3) 71

7.1 Om SE3 71
7.2 Utmaningar i SE3 71
7.3 Nätutveckling till 2025 72
7.3.1 Anslutning av ny elproduktion 72
7.3.2 Kärnkraftverkens effekthöjningar 75
7.3.3 Huvudstadsregionens elförsörjning 77
7.3.4 Ökad överförings-kapacitet till Sydsverige 78
7.4 Projekttabell 80

8 ELOMRÅDE MALMÖ (SE4) 81

8.1 Om SE4 81
8.2 Utmaningar i SE4 81
8.3 Nätutveckling till 2025 82
8.3.1 Anslutning av ny elproduktion 82
8.3.2 Behovet av nätförstärkningar 84
8.3.3 Länkar till Europa 85
8.4 Projekttabell 87

9 ÖKADE REINVESTERINGAR 89

10 INVESTERINGSVOLYMEN 91

1 BAKGRUND

Samhällsutvecklingen och vårt allt större beroende av el förutsätter ett robust och driftsäkert stamnät. Höga energipolitiska ambitioner att reducera koldioxidutsläppen leder till omfattande utbyggnad av förnybar elproduktion och en utveckling mot en integrerad europeisk elmarknad.

Samhällets ökade elberoende innebär att toleransen mot elavbrott minskar och att långvariga elavbrott inte kan accepteras. Detta ställer allt högre krav på framtidens överföringsnät. Dessa krav från omvärlden på ökad driftsäkerhet och kapacitet utgör drivkrafter för Svenska Kraftnät att kraftigt öka nätinvesteringarna under kommande år.

Svenska Kraftnäts investeringar låg tidigare på nivån 350 – 400 Mkr per år i genomsnitt. Den investeringsvolymen innebar inte några problem för planering, personalförsörjning eller ekonomi. Nu kan emellertid konstateras att verket är på väg in i en helt ny fas med tiofaldigade investeringsvolymer.

Den kraftiga investeringsökningen understryker behovet av verkets långsiktiga planering för stamnätets utveckling. Inte minst är det viktigt för elmarknadens aktörer och för olika grupper och funktioner i samhället att få insyn i Svenska Kraftnäts prioriteringsarbete. Det som driver planeringsarbetet framåt är även EU:s tredje inre marknadspaket för energi som bl.a. innehåller krav på att stamnätsföretagen vartannat år ska utarbeta tioårsplaner[1] för hela det europeiska transmissionsnätet.

Perspektivplan 2025 syftar till att klargöra Svenska Kraftnäts prioriteringar och intentioner för utvecklingen av stamnätet på ca 15 års sikt. En viktig grund för planeringsarbetet är den marknadsmodellsstudie som redovisas i ett särskilt appendix. I studien analyseras olika utvecklingsscenarier för produktion och elanvändning och vilka konsekvenser dessa får för stamnätet och investeringsbehoven. Till grund för perspektivplanen ligger även analyser och studier av andra nödvändiga investeringar som måste göras för att skapa ett robust och driftsäkert stamnät med rätt kapacitet.

En ledstjärna i arbetet med perspektivplanen har varit transparens. Under 2011 genomfördes därför såväl workshops och remisser med aktörer i elbranschen. Där gavs möjligheter att komma med synpunkter på det underlag och de resultat som presenterats. Presentationer och avstämningar har även hållits i Svenska Kraftnäts branschråd. Slutligen har planen varit föremål för ett brett remissförfarande under november och december 2012.

1. Ten Year Network Development Plans (TYNDP)

2 ENERGI- OCH KLIMATPOLITIKEN

2.1 EUROPEISKA UNIONEN

2.1.1 EU:S KLIMAT- OCH ENERGIPAKET

Europeiska rådet beslutade våren 2007 om en integrerad klimat- och energipolitik. I centrum för beslutet stod ett övergripande klimatmål i form av ett unilateralt åtagande om att minska unionens utsläpp av växthusgaser med 20 procent till 2020 jämfört med 1990. Inom ramen för en internationell överenskommelse skulle detta mål sedan skärpas till 30 procent.

Europeiska rådet antog också en omfattande energihandlingsplan för åren 2007 – 2009. Där slogs fast att EU:s energipolitik vilar på de tre pelarna:

- Konkurrenskraft.
- Miljömässig hållbarhet.
- Försörjningstrygghet.

I handlingsplanen sattes även mål på 20 procent till år 2020 på EU-nivå för energieffektivisering och förnybar energi. Handlingsplanen behandlar också fullbordandet av den inre marknaden för energi, försörjningstrygghetsmekanismer och utveckling av energiteknik.

Sedan dess har Europeiska kommissionen lagt fram förslag i linje med målsättningarna under de tre energipolitiska pelarna. Det gäller framför allt det s.k. tredje inre marknadspaketet för el och gas, klimat- och energipaketet där direktivet för främjande av förnybar energi ingår samt både en första och andra strategisk energiöversyn om försörjningstrygghet som resulterade i en ny energistrategi till 2020 (se avsnitt 2.1.2).

Tredje inre marknadspaketet för el och gas

Den 19 september 2007 lade Europeiska kommissionen fram det paket med lagförslag som följer upp Europeiska rådets slutsatser avseende behovet av att fullborda liberaliseringen av den inre marknaden för el och gas. De föreslagna åtgärderna syftade till att öka konkurrensen, garantera effektiv reglering och skapa förutsättningar för investeringar som ger fördelar för kunderna på den inre marknaden för energi. Paketet är det tredje i ordningen och utgör en revidering av det senaste lagstiftningspaketet, som antogs 2003.

Det tredje inre marknadspaketet för el och gas består av fem rättsakter; el- respektive gasmarknadsdirektiven, el- respektive gasmarknadsförordningarna samt förordningen om etablerande av en myndighet för samarbete mellan nationella tillsynsmyndigheter. I de fem rättsakterna föreslås en rad åtgärder för att stärka konkurrensen på el- och naturgasmarknaderna.

Hit hör effektiv åtskillnad mellan överföringsverksamhet respektive handel och elproduktion. De nationella tillsynsmyndigheterna ges utökade uppgifter, stärkt oberoende och mer harmoniserade befogenheter. Åtgärder vidtas för att främja infrastruktur och förbättrat tillträde till gränsförbindelser för att stärka förutsättningarna för fungerande el- och naturgasmarknader.

Genom detta lagstiftningspaket ges nya roller och en ny ansvarsfördelning. Kommissionen får med de nya reglerna mer muskler att driva på utvecklingen. Tillsynsmyndigheterna – däribland Energimarknadsinspektionen – ges ett utökat nationellt ansvar för att övervaka elmarknadens funktion och konkurrens samt för att certifiera systemoperatörerna. Därtill bildas den europeiska tillsynsmyndigheten Agency for the Cooperation of Energy Regulators[2].

Det regionala gränsöverskridande samarbetet stärks utifrån en s.k. underifrån-princip där de nationella systemansvariga stamnätsföretagen och myndigheterna inom en region samarbetar om nätplanering, drift och marknadsfrågor samtidigt som arbetet följs upp på regional och europeisk nivå. Samarbetet mellan stamnätsföretagen har med tredje inre marknadspaketet formaliserats i organisationen European Network of Transmission System Operators for Electricity[3].

ENTSO-E förväntas nu leverera det som kommissionen och/eller ACER efterfrågar. Arbetet inom ENTSO-E har därmed fått en helt annan dignitet än tidigare samarbete mellan stamnätsföretagen.

Den nya rollfördelningen innebär att kommissionen ger uppdrag till ACER att ta fram ramverk för gränsöverskridande handel med el och gas – s.k. ramriktlinjer. Utifrån dessa ges sedan ENTSO-E i uppdrag att ta fram s.k. nätkoder[4] eller mer specifika bestämmelser utifrån ACER:s ramriktlinjer.

De områden som nämns i paketet för vilka nätkoder ska tas fram för rör det mesta av en systemoperatörs verksamhet – allt från anslutningsvillkor för kraftverk till kapacitetsallokering, avräkningsfrågor och hur elhandel ska ske mellan medlemsländerna. Föreslagna nätverkskoder utvärderas av ACER och beslutas av kommissionen om de ska läggas fram som lagförslag.

2.1.2 KOMMISSIONENS STRATEGI FÖR 2020

I sin andra strategiska översyn bedömde EU-kommissionen att åtgärderna för att uppnå de s.k. 20–20–20-målen till 2020 inte var tillräckliga. Ett förslag till ny energistrategi till 2020[5] togs fram och beslutades av Europeiska rådet våren 2011.

Följande fem prioriterade områden pekas ut i strategin.

- Uppnå ett energieffektivt Europa.
- Skapa en helt integrerad Europeisk energimarknad.
- Stärka konsumenterna och garantera en trygg och säker energiförsörjning.
- Vidareutveckla det europeiska ledarskapet inom teknik och utveckling på energiområdet.
- Stärka den externa dimensionen av EU:s energimarknad (relationerna till tredje land).

Inom varje prioriterat område finns förslag på åtgärder. Dit hör förbättringar av den inre marknadens funktion, investeringar i produktionskapacitet och infrastruktur samt realisering av potentialen för energieffektivisering inom olika sektorer, främst transport och byggsektorn.

EU-kommissionen underströk i samband med presentationen av den andra strategiska energiöversynen vikten av ökad energieffektivitet och minskat importberoende genom ökade nätinvesteringar och diversifiering av kraftproduktion. Kommissionen vill garantera en trygg och hållbar energiförsörjning genom att mana till fler aktiviteter, högre ambition för att undvika risken för avbrott i energiförsörjningen i framtiden, ökad fokus på internationella förbindelser och ökade investeringar i energinäten.

På tio års sikt är det mer än 100 miljarder euro som ska investeras i Europas elnät för att ersätta åldrande infrastruktur, anpassa näten till en elproduktion med låga koldioxidutsläpp och bygga en gemensam europeisk elmarknad[6]. I ENTSO:s senaste tioårsplan[7] uppskattas kostnaden för kraftledningar av europeisk betydelse till 104 miljarder euro, varav 23 miljarder euro för sjökablar.

I en grönbok om energinät identifierar kommissionen sex strategiska initiativ som benämns som oumbärliga för EU:s energitrygghet. De är en sammanlänkningsplan för Östersjöregionen, en energiring runt Medelhavet, fullgoda sammanlänkningar av de nord-sydliga överföringssystemen för gas och el i centrala och sydöstra Europa, nät för offshore-

2. ACER
3. ENTSO-E
4. Network Codes
5. Energy 2020 - A Strategy for Competitive, Sustainable and Secure Energy
6. Kommissionens bedömning i Energy Infrastructure Package, 2011-11-17
7. 10-Year Network Development Plan 2012 (TYNDP 2012), 2012-07-05

vindkraft från Nordsjön, en sydlig korridor för gas samt en effektiv försörjning med flytande naturgas[8] till Europa.

Stor vikt läggs vid integrering av energimarknaderna i Europa för en effektivare resursanvändning inom EU och ökad försörjningstrygghet till nytta för kunderna. Marknadsintegration och nätutbyggnad bedöms underlätta integrering av förnybar elproduktion motsvarande EU:s mål.

2.1.3 EU:S STRATEGI FÖR ÖSTERSJÖOMRÅDET

EU:s strategi för Östersjöområdet är ett dokument som identifierar övergripande utmaningar, berörda politikområden och arbetssätt. Strategin är ett instrument för att stärka EU:s engagemang för regionens framtid och för att knyta samman såväl olika samarbetsstrukturer som nationell nivå och länsnivå i en hel makroregion.

För genomförandet av strategin finns en handlingsplan. Den är indelad i 15 prioritetsområden som innehåller olika former av åtgärder, varav ett 80-tal högprofilerade åtgärder, så kallade flaggskeppsprojekt. Ett sådant flaggskeppsområde är att förbättra tillgänglighet, effektivitet och säkerhet på energimarknaderna.

Baltic Energy Market Interconnection Plan

För att göra Östersjöregionen mer tillgänglig och attraktiv ska strategin bidra till att förbättra såväl försörjningstryggheten som effektiviteten för energimarknaderna i regionen. Detta prioritetsområde har en nära koppling till den särskilda plan för regionens energimarknader – Baltic Energy Market Interconnection Plan[9] – som under kommissionens ledning har beretts parallellt med arbetet med strategin. Här ingår bl.a. strategiska åtgärder som att utvidga den nordiska elmarknadsmodellen till de tre baltiska staterna.

I strategins handlingsplan utgör genomförandet av BEMIP en strategisk åtgärd. Den högnivågrupp som ska övervaka genomförandet av BEMIP ska se till att det sker en bra samordning mellan BEMIP och strategin. I handlingsplanen framhålls också vikten av att utöka användningen av förnybara energikällor som biobränslen, solenergi och vindkraft – i synnerhet genom forskning, utveckling och demonstration av såväl land- som havsbaserad vindkraft. Mer samarbete krävs också för att uppnå en bättre samordning av fysisk planering av elnät, regeltillämpning när det gäller investeringar i överföringsförbindelser och miljökonsekvensanalyser av vindkraftsparker.

Genomförandet av BEMIP berör också Sverige och Svenska Kraftnät genom ett antal infrastrukturprojekt, i synnerhet den nya kabelförbindelsen NordBalt mellan Sverige och Litauen. Sverige har hög ambition i att bidra till att genomförandet av strategin och dess handlingsplan är konsekvent med arbetet inom BEMIP i allmänhet och i synnerhet beaktar vad som är fördelaktigt för Östersjöregionen som helhet.

Namnet NordBalt illustrerar att projektet inte bara är ett bilateralt samarbete mellan stamnätsföretagen i Sverige och Litauen, utan syftar till att länka samman en framväxande baltisk elmarknad med den nordiska. När NordBalt tas i drift ska det finnas en fullt ut fungerande dagenföre-marknad i vilken samtliga baltiska stater deltar. Detta är utgångspunkten för att kabeln ska kunna användas på marknadsmässiga grunder för handel med Nord Pool Spot-området. Parallellt går de baltiska stamnätsföretagen in som delägare i Nord Pool Spot AS.

Ju djupare marknadsintegration som åstadkoms, desto mer intressant blir NordBalt som en förening mellan de nordiska och baltiska elmarknaderna (dagen före- och intradag-handel, balansmarknad m.m.)

2.2 FRÅN NORDEN TILL EUROPA

Det nordiska perspektivet har under många år varit vägledande för arbetet med en fungerande elmarknad, nät- och systemdrift som planläggning av nätförstärkningar. Det nordiska samarbetet har bedömts vara en styrka för de nordiska länderna, inte minst när länderna enskilt eller som region agerar på det europeiska och globala planet.

Ett starkt nordiskt perspektiv har ansetts vara av stor betydelse när EU:s gemensamma elmarknad tar form. För att nå målen på klimat- och energiområdet behövs en effektiv, gränslös och hållbar nordisk elmarknad med god konkurrens och effektiv handel med omvärlden. Effektiva planerings-

8. LNG (Liquid Natural Gas)
9. BEMIP

och beslutsprocesser för investeringar har där en avgörande roll.

2.2.1 DEN NORDISKA FÄRDPLANEN

De nordiska energiministrarna antog hösten 2008 en nordisk färdplan som skulle leda till ytterligare harmonisering och integrering av elmarknaden med övriga Europa med ett tydligare nordiskt perspektiv än tidigare. Målsättningen var att möjliggöra för marknadsaktörer och konsumenter att verka fritt i hela Norden samt dra nytta av en europeisk elmarknad. Beslutet ansågs av regeringen vara ett viktigt steg i arbetet med att främja en effektiv, gränslös och hållbar nordisk elmarknad med god konkurrens och effektiv handel med omvärlden. Den nordiska färdplanen omfattade fyra delar.

Den första var att de nationella processerna för nätinvesteringar ska jämföras i syfte att i ett senare skede ge de nordiska regeringarna, tillsynsmyndigheterna och de systemansvariga myndigheterna ett nordiskt perspektiv och mandat och därmed effektivisera och intensifiera processen med utveckling av det nordiska elsystemet.

Den andra delen angav att de nationella systemansvariga myndigheternas arbete med nätplanering skulle förstärkas. Ministrarna uppmanade de nordiska systemansvariga att föreslå investeringar som är samhällsekonomiskt lönsamma för hela det nordiska området, inte bara inom det egna kontrollområdet.

Den tredje delen innebar en uppmaning till de nationella systemansvariga myndigheterna att starta processen med att dela in det gemensamma nordiska börsområdet i ytterligare budområden med sikte på 2010. Syftet var att få till stånd en mer öppen och transparent hantering av nätbegränsningar. Därmed skapas även förutsättningar för en mer öppen och transparent prisbildning.

Den fjärde delen angav att arbetet med att ytterligare harmonisera de nationella regelverken för balansansvariga företag och förbättra förutsättningarna för en gränslös handel och en gemensam nordisk slutkundsmarknad ska fortsätta. De nationella tillsyns- och systemansvariga myndigheterna i de nordiska länderna bedömdes ha en given roll i arbetet med att genomföra färdplanen.

Ett stärkt nordiskt perspektiv framhölls som viktigt inte minst i samband med att reglerna för EU:s gemensamma elmarknad utvecklas. En fortsatt kraftfull regional utveckling med effektiva planerings- och beslutsprocesser för investeringar spelar en avgörande roll för en positiv utveckling av de nordiska och europeiska elmarknaderna.

Regeringen framhöll 2009[10] att genom bättre sammanbindning av elnäten mellan länderna kring Östersjön skapas bättre förutsättningar för en samhällsekonomiskt effektiv utbyggnad av förnybar elproduktion, t.ex. vindkraftsparker till havs.

2.2.2 FRÅN PLANERING I NORDEL TILL ENTSO-REGIONER

Inom den dåvarande samarbetsorganisationen för de nordiska systemansvariga stamnätsföretagen[11] var det nordiska perspektivet en ledstjärna.

I de två systemutvecklingsplaner[12] som Nordel gemensamt tog fram angavs de nätinvesteringar som ansågs strategiskt viktiga för att förbättra den nordiska elmarknadens funktionssätt och för att stärka de nordiska stamnäten i syfte att öka driftsäkerheten och åtgärda begränsningarna i överföringskapacitet mellan länderna. Hit hörde bl.a. de nu färdigbyggda förbindelserna Nea – Järpströmmen, Fenno-Skan 2 och Stora Bält samt pågående projekt som SydVästlänken och Skagerrak 4.

Det nordiska stamnätets överföringsförmåga mellan grannländerna är av stor betydelse för en väl fungerande nordisk och regional elmarknad, eftersom möjlighet till utbyte av kraft då ges i såväl normaldriftsituationer som i ansträngda situationer. En ökad integration med omvärlden utanför Norden och ökad andel förnybar kraftproduktion ställer nya krav på överföringsnätet. Speciellt kommer tillväxten av vindkraften att kräva mer kapacitet och flexibilitet i elnäten.

Som ett led i anpassningen av det svenska och nordiska överföringsnätet till den europeiska energi- och miljöpolitiken pågår ett omfattande arbete med att ytterligare öka överföringsförmågan och robustheten. Planeringen av kraftnätet har därmed gått från att vara nationell och nordisk till att bli mer regional och europeisk. Den drivs inte längre bara av nationella nät-, marknads- och driftperspektiv.

10. Prop. 2008/09:163 En sammanhållen klimat- och energipolitik – Energi
11. Nordel
12. Nordic Grid Master Plan (NSUP2004), 2004 och Nordic Grid Master Plan 2008, mars 2008

2.2.3 ENTSO-E

ENTSO-E etablerades 2009, samtidigt som Nordel upplöstes. Inom ENTSO-E samarbetar 41 europeiska stamnätsföretag från 34 länder. Utöver EU-länderna omfattar samarbetet Norge, Schweiz, Island och länderna inom det forna Jugoslavien.

Arbetet bedrivs på ett likartat sätt som i Nordel inom områdena nätplanering, drift och marknadsutveckling. ENTSO-E har även arbetsgrupper inom områdena juridik, kommunikation samt forskning och utveckling.

Arbetet inom ENTSO-E är mycket omfattande och bedrivs f.n. i ca 110 arbetsgrupper. Det har vuxit påtagligt under de snart fyra år som organisationen varit etablerad.

De nordiska stamnätsföretagens samarbete har med denna utveckling överförts från Nordel till olika regionala grupper inom ENTSO-E. Svenska Kraftnät är framför allt engagerat i den regionala Östersjögruppen tillsammans med de nordiska länderna, de baltiska länderna, Polen och Tyskland. Svenska Kraftnät deltar även i arbete under den regionala Nordsjögruppen genom initiativet North Sea Countries Offshore Grid Initiative[13].

Totalt har Svenska Kraftnät medlemmar i ca 45 arbetsgrupper inom ENTSO-E. Därutöver är ytterligare att stort antal medarbetare engagerade i det arbete som bedrivs inom ENTSO-E.

2.2.4 TYNDP

Ett av de största återkommande åtagandena för ENTSO-E är att svara för den europeiska nätutvecklingsplanen – Ten Year Network Development Plan[14]. Syftet är att garantera transparens gällande stamnäten och att stötta beslutsfattande på regional och europeisk nivå.

TYNDP ska presentera en vision av det framtida europeiska elnätet genom att gemensamt modellera och analysera energi- och effektbalanser för att identifiera de barriärer som nätet riskerar att få som begränsar handel och negativt påverkar effekt- och energitillförseln till vissa områden.

Planen syftar också till att vara en gemensam referens över aktuella och kommande nätförstärkningsprojekt av europeiskt intresse genom att sammanfatta den senast tillgängliga informationen på ett ställe. Den ska tjäna som underlag för konsultationer med externa intressenter om vilken inriktning utvecklingen av det europeiska elnätet har. Slutligen är planen ett viktigt led i rapportering av hur arbetet går med att integrera de stora mängder förnybar energi som behövs för att uppnå EU:s klimat- och energimål.

Rapporteringen av framtida nätutveckling regleras i förordningen (EG) 714/2009. TYNDP ska tas fram vartannat år och är inte ett formellt bindande dokument.

Grunden för TYNDP är gemensamma europeiska energibalansscenarier för situationen tio till femton år fram i tiden. I TYNDP-2012 används två scenarier. Det ena scenariot, EU2020, bygger på de nationella åtaganden som gjorts för att uppfylla EU:s klimatmål för 2020. Det andra är stamnätsföretagens eget ”best estimate” för 2020 och det skiljer sig något från EU-2020.

Scenarierna analyseras i syfte att identifiera de samhällsekonomiskt mest effektiva investeringarna, som behövs för att möta målen. De investeringsprojekt som ingår i planen är sådana som bedöms vara av europeiskt intresse enligt vissa givna kriterier. Investeringarna grupperas också i kluster för att visa att i många fall är det flera förstärkningar som tillsammans ger en önskvärd ökning av kapaciteten.

Dessa förstärkningskluster kopplas till de identifierade överföringsbegränsningarna i det europeiska nätet, s.k. boundaries. Varje projekt/investering värderas utifrån en gemensam uppsättning kriterier med gemensamma regler för utvärderingen.

Några av dessa utvärderingskriterier är elmarknadsnytta, integration av förnybar elproduktion, förluster, bedömning av svårighet att få tillstånd m.m. Kriterierna är inte uttryckta i ekonomiska termer, varför någon regelrätt kostnads- och intäktsanalys inte är gjord.

Analyserna av nyttovärden, nätbegränsningar, förluster m.m. genomförs inom ENTSO:s nätplaneringsregioner. För Sverige är detta Regional Group Baltic Sea vari ingår Norden, de baltiska länderna samt Tyskland och Polen. De regionala grupperna levererar data till ENTSO-sekretariatet och arbetsgruppen för TYNDP sammanställer dem på europeisk nivå.

13. NSCOGI
14. TYNDP

Det är också här den gemensamma texten till TYNDP tas fram. Ett viktigt komplement, och en integrerad del av TYNDP är de regionala investeringsplaner[15] som varje nätplaneringsregion tar fram utifrån sina analyser. RgIP är något mer detaljerade och kan innehålla fler analyser än de som presenteras i den samlade TYNDP.

Regionerna kan också ha analyserat fler egna scenarier än de som presenteras i TYNDP. Dessa kan alltså skilja sig åt beroende på hur olika regioner har genomfört sina analyser, vilka verktyg som har använts etc.

I den regionala investeringsplan 2012 som har tagits fram för den norra och baltiska regionen och som utgör en del av TYNDP kan följande huvudbudskap noteras.

- Stort överskott i de nordiska länderna som måste överföras till den europeiska kontinenten.
- Stor osäkerhet om vilken produktion som kommer att tas i drift utgör en utmaning för nätplaneringen.
- Stor andel vindkraft gör att värdet av reglerresurser kommer att bli högt.
- Stor utmaning att få nätutbyggnaderna klara i tid för att möta behovet från integration av vindkraft.
- Stor påverkan på sikt till följd av kärnkraftsavvecklingen i Tyskland.

2.2.5 INFRASTRUKTURFÖRORDNINGEN

I november 2012 godkändes Europaparlamentets och Rådets förordning om riktlinjer för transeuropeiska energiinfrastrukturer – det s.k. infrastrukturpaketet KOM(2011)658. Förordningen syftar till att säkerställa att de infrastrukturer som krävs för att nå 20–20–20-målen verkligen realiseras. Förordningen prioriterar tolv strategiska transeuropeiska korridorer och områden för energiinfrastruktur och fastställer regler för att identifiera projekt[16] av gemensamt intresse för att nå målen.

Förordningen etablerar även ett system för tillståndsgivningen till sådana projekt. En behörig myndighet i varje medlemsstat tilldelas ett särskilt ansvar för att övervaka tillståndsprocesserna. En längsta tillåten tid för att bevilja tillstånd införs också.

Förordningen tillhandahåller en metod för att skapa en harmoniserad kostnadsnyttoanalys för PCI och fastställer villkor för att avgöra om projekten är berättigade till ekonomiskt stöd.

Under vintern 2012/2013 har pågått ett arbete med att fastställa vilka nätinvesteringar som ska få status av PCI.

2.3 ENERGIPOLITIKEN I SVERIGE

Den svenska energipolitiken bygger på samma tre grundpelare som energisamarbetet i EU dvs. miljömässig hållbarhet, konkurrenskraft och försörjningstrygghet. Riksdagen beslutade 2009 om en sammanhållen klimat- och energipolitik[17]. Denna klimat- och energipolitik, som har sin grund i 20–20–20-målen inom EU, innebär att ett antal mål och strategier har satts upp för Sverige.

Sverige ska enligt EU-överenskommelsen om nationell bördefördelning av målet om förnybar energi nå en andel av förnybar energi på 49 procent år 2020. Sverige har ytterligare höjt ambitionen till att andelen förnybar energi ska uppgå till minst 50 procent av den totala energianvändningen. De svenska utsläppen av växthusgaser ska minska med 40 procent till 2020 jämfört med 1990. Målet omfattar verksamheter utanför EU:s system för handel med utsläppsrätter. Visionen för 2050 är att Sverige inte längre ska ha några nettoutsläpp av växthusgaser till atmosfären.

För att nå dessa mål och visioner har Sverige i första hand använt generellt verkande styrmedel. För de förnybara energislag som inte är kommersiellt lönsamma med dagens generella styrmedel men som bedöms viktiga skapas ytterligare stöd. Utöver ekonomiska styrmedel finns i Sverige en rad ”mjuka” styrmedel i form av informationsinsatser, planer och program.

2.3.1 SVERIGES NATIONELLA HANDLINGSPLAN FÖR FÖRNYBAR ENERGI

Insatserna för att nå målet om minst 50 procent förnybar energi till 2020 består bl.a. av följande komponenter.

15. RgIP (Regional Investment Plan)
16. Projects of Common Interest – PCI
17. Prop. 2008/09:162 och prop. 2008/09:163

- Elcertifikatsystemet utvecklas och målnivån höjs. Det nya målet för produktionen av förnybar el innebär en ökning i nivå med 25 TWh till 2020 jämfört med 2002 års nivå.
- En nationell planeringsram för vindkraft fastställs till motsvarande en produktionskapacitet på 30 TWh år 2020, varav 20 TWh på land och 10 TWh till havs.
- Villkoren för anslutning av förnybar elproduktion till elnätet förbättras.
- Utveckling av biogas för fordon stimuleras.

Svenska Kraftnät har en viktig roll när det gäller att lägga till rätta förutsättningarna för Sverige att fullfölja handlingsplanen. En kraftig utbyggnad av vindkraften kräver ett flexibelt och starkt stamnät. Vidare krävs det att villkoren för anslutning av förnybar elproduktion är ändamålsenliga – både till transmissionsnätet och till lägre spänningsnivåer.

Enligt artikel 22 i det s.k. förnybarhetsdirektivet (2009/28/EG) ska varje medlemsstat senast den 31 december 2011, och därefter vartannat år, rapportera till kommissionen hur främjandet och användningen av energi från förnybara energikällor utvecklas. Den sjätte rapporten, som ska lämnas in 2021, ska vara den sista rapport som krävs.

Samtliga nationella handlingsplaner för förnybar elproduktion som lämnades in till EU under 2011 innehöll stora ökningar av de förnybara energikällornas betydelse i respektive lands kraftsystem. I första hand handlar det om sol- och vindkraft som skapar elöverskott i många länder. Även Sveriges nationella handlingsplan för förnybar energi innebär ett stort elöverskott och mycket talar för att den största andelen av detta kommer att utgöras av vindkraft.

2.3.2 PLANERINGSRAMEN FÖR VINDKRAFT

Planeringsramen är inte ett utbyggnadsmål, utan syftar till att synliggöra vindkraften i den fysiska planeringen. Den anger ramen för de nationella anspråk som vindintresset har på tillgång till mark- och vattenområden. Dessa anspråk är betydande, eftersom 30 TWh vindkraftsproduktion skulle motsvara 3 000 till 5 000 vindkraftverk, beroende på effekt och lokalisering. Det kan jämföras med de i storleksordningen 1 000 vindkraftverk som finns i dag.

Dagens planeringsram är nationell men ett arbete med regionalisering av ramen pågår inom Energimyndigheten. En revidering av riksintresset för vindbruk görs under 2011 och 2012. Energimyndigheten har därför skjutit upp regionaliseringen av planeringsramen till dess att revideringen är genomförd.

Svenska Kraftnät har en viktig roll för att en storskalig utbyggnad av vindkraften ska vara möjlig. En sådan utbyggnad förutsätter ett flexibelt och starkt stamnät. Vid planeringen av stamnätet är det dock svårt att veta vilka projekt som verkligen blir av. Uppgifter från vindkraftprojektörerna är ofta osäkra vad gäller teknikval, lokalisering och storlek på produktionen.

Svenska Kraftnät kan inte besluta om förstärkningsåtgärder så länge det är osäkert om produktionen verkligen blir av, var den förläggs och hur stor den blir. De höga ambitionerna för utbyggnad av vindkraften är utan en närmare geografisk fördelning en stor utmaning ur ett stamnätsplaneringsperspektiv.

2.3.3 ELMARKNADSPOLITIKEN

Målet för den svenska elmarknadspolitiken är att åstadkomma en effektiv elmarknad med väl fungerande konkurrens som ger en säker tillgång på el till internationellt konkurrenskraftiga priser.

En nordisk elmarknad bedöms som nödvändig för ett effektivt utnyttjande av gemensamma produktionsresurser i Norden. Riksdagen anger att det är nödvändigt att ytterligare öka överföringsförmågan i det nordiska kraftsystemet och på så sätt minska förekomsten av flaskhalsar såväl i det nordiska elnätet som mellan Norden och kontinenten. Riksdagen anser det som angeläget att öka överföringskapaciteten för att möta dagens och morgondagens efterfrågan på överföring av el och nyanslutning av förnybar elproduktion.

Sverige införde i maj 2003 ett elcertifikatsystem för att främja förnybar elproduktion. Elcertifikaten är ett marknadsbaserat stödsystem där handel sker mellan producenter av förnybar el och kvotpliktiga. Elcertifikatsystemet syftar till att öka elproduktionen från förnybara energikällor på ett kostnadseffektivt sätt. Det sker genom att konkurrens uppstår mellan de förnybara energikällorna.

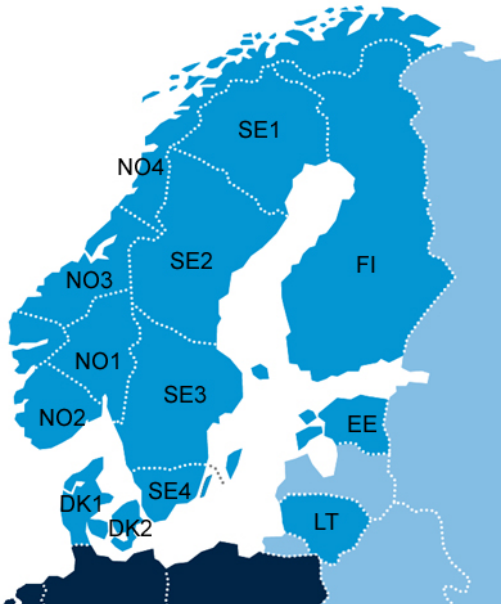
Målet var att öka produktionen av el från förnybara källor med 25 TWh från 2002 års nivå fram till 2020. Sverige har till utgången av 2011 ökat den för-

nybara elproduktionen med 11,5 TWh jämfört med 2002. Elcertifikatsystemet, som pågår till och med utgången av 2035, ska bidra till att Sverige får ett mer ekologiskt hållbart energisystem.

Fr.o.m. 2012 har elcertifikatsystemet utvidgats till att även omfatta Norge. Sveriges och Norges gemensamma mål till 2020 är att öka den förnybara elproduktionen med 26,4 TWh. Det motsvarar ca tio procent av elproduktionen i de två länderna.

2.3.4 ELOMRÅDEN

Den 1 november 2011 delade Svenska Kraftnät in den svenska elmarknaden i fyra elområden. Därmed finns 14 elområden på dagens utvidgade nordiska elmarknad – fem i Norge, fyra i Sverige, två i Danmark, och ett i vardera Finland, Estland och Litauen (figur 1). Beslutet att införa elområden ingår i en strävan att skapa en gemensam europeisk elmarknad.



Figur 1. Elområden i Norden

Det är ofrånkomligt att det stundtals uppkommer trånga sektioner, s.k. flaskhalsar, i elnäten. En anledning till detta är att flödet genom elnätet varierar, vilket i praktiken innebär att maximal belastning bara sker under en relativt liten del av tiden.

Frekvent återkommande flaskhalsar åtgärdas genom att man söker bygga bort dem dvs. näten förstärks genom investeringar i ny överföringskapacitet. Det är dock inte samhällsekonomiskt lönsamt att förstärka näten så till den grad att de alltid kan möta all efterfrågan. Inget transmissionsnät för el har därför obegränsad överföringsförmåga.

Att åtgärda flaskhalsar genom att förstärka nätets kapacitet är av lätt insedda skäl en långsiktig åtgärd. Samtidigt kan inte effektflödet – överföringen – tillåtas att överstiga nätets kapacitet. Därför måste också kortsiktiga åtgärder vidtas.

Genom att definiera elområden med geografiska gränser vid flaskhalsarna kan överföringen genom flaskhalsarna hanteras implicit av marknaden. Då sjunker elpriset på överskottssidan av flaskhalsen, medan det stiger på underskottssidan. Under de timmar som överföringskapaciteten är tillräcklig kommer elområdena att bilda ett gemensamt prisområde, dvs. att få ett gemensamt elpris.

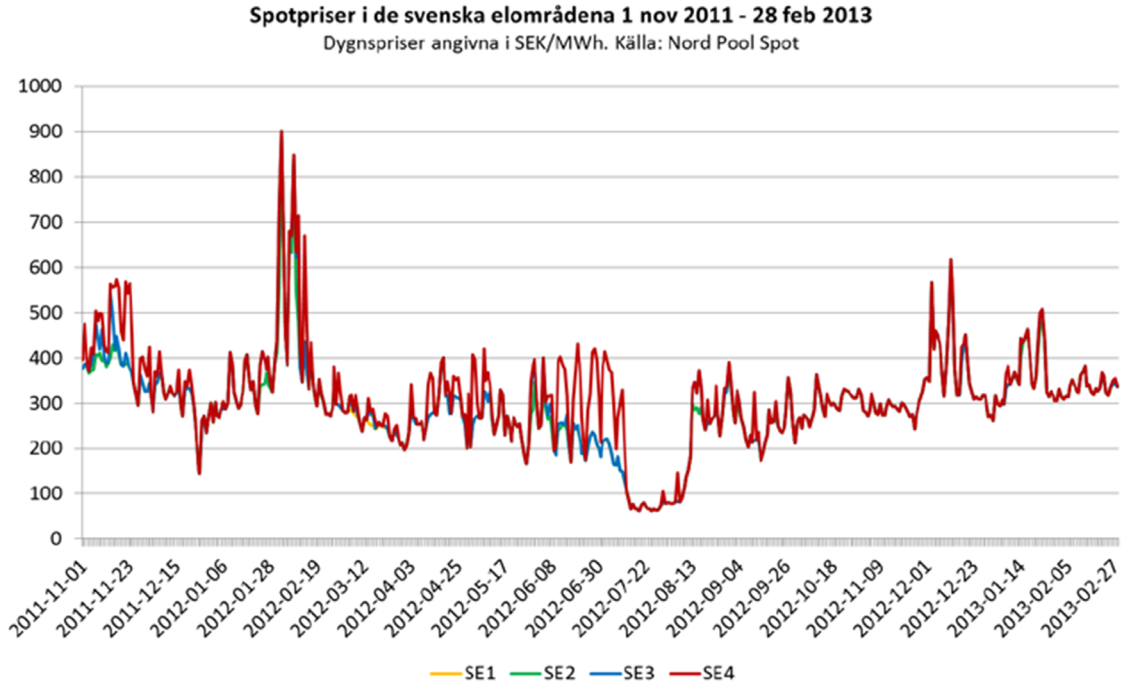
Numera återspeglar elpriserna de faktiska relationerna mellan tillgång och efterfrågan på el i olika delar av landet. Så här långt kan konstateras att den nya ordningen har medfört mycket små prisskillnader mellan de olika elområdena (se figur 2). Mellan SE3 och SE4 har elpriset sammanfallit under 87 procent av tiden.

I norra Sverige finns det normalt ett överskott av produktion. Där är den största delen av landets vattenkraft belägen, samtidigt som förbrukningen är relativt låg. Det motsatta förhållandet gäller i södra Sverige. Där finns landets befolkningscentra och området har en betydligt högre förbrukning.

Genom att priset på Elspot[18] blir högre i eventuella underskottsområden än i överskottsområden ges tydliga signaler till marknaden. Relativt högre priser i ett område ger incitament till ökad produktion och mer sparsam förbrukning, medan relativt lägre priser ger incitament att förlägga förbrukning till området. I ett längre perspektiv kommer detta att påverka var i landet ny kraftproduktion och elintensiv verksamhet lokaliseras.

Med den nya ordningen är det inte Svenska Kraftnät som genom kapacitetstilldelning påverkar följande dygns flöden. I stället definieras detta av marknaden. På så sätt kan överföringskapaciteten utnyttjas fullt ut. Elområdesindelningen innebär därför att nätet används mer effektivt än tidigare.

18. Börsen för dagen-före-handel (day ahead)



Figur 2. Elområdespriser 1/11 2011 – 28/2 2013.

3 UPPDRAG OCH UTMANINGAR

3.1 DRIVKRAFTER FÖR NÄTINVESTERINGARNA

Under 1990-talet och början av 2000-talet var drivkrafterna för investeringar i stamnätet få och investeringsnivåerna följaktligen låga. Sedan några år tillbaka har den situationen successivt förändrats. Idag samverkar ett stort antal krafter för att driva på nätinvesteringarna.

Den förändrade energi- och klimatpolitiken utgör den största övergripande drivkraften för nätinvesteringar idag och under kommande årtionden. Stamnätsutvecklingen måste följa samhällsutvecklingen så att de politiska ambitionerna kan fullföljas utan att nätet utgör en begränsning för dessa ambitioner.

Dagens prognoser indikerar stor utbyggnad av den förnybara elproduktionen, vilket kommer att kräva investeringar i nya anslutningar och ny överföringskapacitet. Stamnäten är även förutsättningen för en gemensam nordisk och europeisk elmarknad. De krav som detta medför i form av tillräcklig kapacitet och driftsäkerhet måste också tillgodoses. Det är Svenska Kraftnäts uppgift att bygga ut stamnätet på ett samhällsekonomiskt och rationellt sätt för att tillmötesgå dessa krav.

3.1.1 ANSLUTNING AV NY ELPRODUKTION

Vindkraftexploatörernas utbyggnadsplaner är i ständig förändring. Det är många olika parametrar som sammantaget bidrar till detta, bl.a. tillståndsprocesserna och börspriset för el. Det är därför inte görligt att redovisa en klar bild över alla pågående projekt i olika faser.

Till Svenska Kraftnät har inkommit formella ansökningar om anslutning av vindkraft som överstiger 20 000 MW. Det är dubbelt så mycket som all svensk kärnkraft och motsvarar nästan 75 procent av landets maximala effektbehov. Om man till detta fogar de ansökningar som finns hos landets tre största nätbolag och där tillståndsprocesser pågår, så motsvarar summan av alla ansökningar 140 procent av Sveriges maximala effektbehov.

Alla dessa projekt kommer inte att realiseras. *Hur* mycket som kommer att byggas avgörs ytterst av elcertifikatsystemets utformning. *När* i tiden utbyggnaden kan ske påverkas också i hög grad av de tröga tillståndsprocesserna. *Var* utbyggnaden görs är också mycket viktigt ur nätsynpunkt. En tyngdpunkt i norr leder till krav på ökad överföringskapacitet i stamnätet. Men även utbyggnad i söder påverkar stamnätet, eftersom vattenkraften i norra Sverige, Norge och Finland i ökad utsträckning kommer att behöva användas som en reglerresurs. Slutligen beror utformningen av nätförstärkningarna i Sverige även på hur och var ny vindkraft byggs i norra Norge och Finland.

Sammantaget konstituerar den omfattande vindkraftsutbyggnaden ett betydande nätplaneringsproblem för Svenska Kraftnät. Detta förhållande understryks ytterligare av att tillståndsprocesserna för att bygga ut stamnätet normalt är väsentligt längre än motsvarande processer för att ge tillstånd till själva vindkraftanläggningarna.

Även ny kärnkraftsproduktion ska anslutas till nätet. Under 1980- och 90-talen höjdes effekten på de flesta kärnkraftsreaktorer med i storleksordningen fem till tio procent. Därefter har fortsatta effekthöjningar i form av verkningsgradshöjningar planerats och genomförts. Hittills under 2000-talet har ansökningar om höjning av kärnkraftsreaktorernas termiska effekt lämnats till regeringen för åtta av tio reaktorer.

Exakt vilken elektrisk effektökning som de nu ansökta effekthöjningarna kommer att medföra återstår att se. Effekthöjningsåtgärderna har i flera fall visat sig vara mer komplexa och problematiska än vad som ursprungligen förutsågs, vilket lett till förseningar. Kärnkraftsägarnas förhoppning är att den termiska effekthöjningen i åtta reaktorer ska medföra en totalt ökad elektrisk effekt om ytterligare knappt 1 000 MW.

3.1.2 FLASKHALSAR OCH MARKNADSINTEGRATION

Målet för elmarknadspolitiken är att åstadkomma en effektiv elmarknad med väl fungerande konkurrens som ger säker tillgång på el till internationellt konkurrenskraftiga priser. I det sammanhanget har regeringen särskilt pekat på att den nordiska elmarknaden är nödvändig för ett effektivt utnyttjande av de gemensamma produktionsresurserna. Flaskhalsar i det nordiska elnätet och mellan Norden och kontinenten ska därför byggas bort[19].

Redan 2004 identifierade de nordiska stamnätsoperatörerna i Nordels systemutvecklingsplan[20] ett antal nätprojekt som bedömdes vara av särskilt stor betydelse för den nordiska elmarknadens funktionssätt. Tre av dem berörde Sverige och Svenska Kraftnät. Två har redan tagits i drift. Det är dels en ny 400 kV-ledning från Järpströmmen i närheten av Åre till Norge, dels sjökabeln Fenno-Skan 2 som mer än fördubblar överföringskapaciteten mellan Sverige och Finland över Östersjön.

Det tredje projektet är SydVästlänken, vars södra delsträcka från Småland till Skåne bl.a. syftar till att eliminera besvärande begränsningar i överföringen av el till den allra sydligaste delen av landet. Detta är inte minst viktigt för att motverka ett högre elpris i Sydsverige, som efter Barsebäcks stängning har få egna elproduktionsresurser.

Projektet SydVästlänken har också bestått av en gren till Oslo. Under gångna år har produktionsresurser stängts inne i södra Norge till följd av begränsad överföringskapacitet. En västlig gren i SydVästlänken skulle öka kapaciteten mellan Norge och Sverige i båda riktningarna, vilket motverkar detta.

En 400 kV-ledning från Stenkullen (Göteborg) till Lindome och en planerad 400 kV-ledning mellan Stenkullen och Skogssäter kommer att åtgärda begränsningarna i det s.k. Västkustsnittet. Dessa innebär att transiteringen av el från kontinenten till Norge via västkusten måste begränsas, även när elförsörjningen är ansträngd i södra Norge.

Att tillhandahålla tillräcklig kapacitet för en ökad marknadsintegration är en drivkraft som kontinuerligt analyseras. Med de mål som EU har satt för förnybar energi förväntas ett ökande elöverskott i Norden. Samarbetsmekanismerna inom EU gör det också möjligt för utländska aktörer att tillgodoräkna sig minskade koldioxidutsläpp till följd av investeringar i förnybar elproduktion i Sverige.

På europeisk nivå förväntas topplasten att öka med ca åtta procent till år 2020[21]. Förnybar energi i form av vindkraft och solkraft förväntas stå för ca 38 procent av elproduktionen, samtidigt som Tyskland lägger ner all sin kärnkraft[22].

Ett av scenarierna som har studerats i TYNDP 2012 kallas EU2020. Det baseras på de nationella handlingsplanerna för energi från förnybara energikällor[23] som beskriver hur respektive EU-land ska bidra till att man uppnår 20–20–20-målen. I EU2020 förväntas den installerade effekten för elproduktion bli 1 214 GW år 2020, vilket är en ökning med 250 GW jämfört med 2011[24]. I Sverige förväntas den installerade produktionskapaciteten öka till följd av utbyggnad av vindkraft och biobränslebaserad kraftvärme samt effekthöjningarna i kärnkraftverken.

Det nordiska kraftsystemet domineras av vattenkraft, främst i Sverige och Norge. Produktionen kan variera avsevärt från år till år beroende på om det är ett våtår, normalår eller torrår för tillrinningen. Det finns ett behov av att kunna balansera dessa variationer mot det kontinentala systemet, som huvudsakligen domineras av termisk kraft.

19. Prop. 2008/09:163
20. Nordic Grid Master Plan (NSUP2004)
21. TYNDP 2012
22. TYNDP 2012
23. National Renewable Energy Action Plan, NREAP
24. TYNDP 2012

Ett stort elenergiöverskott förväntas i Norden, främst i Norge och Sverige. Ny vindkraft planeras nästan överallt i Norden men framförallt vid kusterna och i norra Sverige och Norge. Ny småskalig vattenkraft planeras i Norge. I Finland planeras två nya kärnkraftsreaktorer, varav den ena lokaliseras till norra Finland. I Sverige uppgraderas den befintliga kärnkraften. Samtliga dessa produktionskällor karaktäriseras av att de har låga marginalkostnader, höga kapitalkostnader samt att de är koldioidfria.

Baltikum, Tyskland, Danmark och Polen kommer att vara de största potentiella importörerna av elproduktion från Norden. Priserna i Norden och på kontinenten kommer att konvergera om och när nya utlandsförbindelser byggs. Utan nya utlandsförbindelser finns en risk för att produktion blir instängd i Sverige och Norge.

Generellt finns en trend som innebär större och mer snabba variationer i effektflödena i Europa. Detta är främst en följd av en ökad andel vindkraft och solkraft. Behovet av reglerkraft ökar därmed avsevärt. Inte minst norska kraftproducenter ser vinsterna i möjligheten att exportera reglerkapacitet, med export till kontinenten när priserna är höga och import när de är lägre.

Utan nya utlandsförbindelser finns en risk att produktionskapaciteten i Sverige och Norge inte kan utnyttjas fullt ut. Nya förbindelser möjliggör ersättning av fossilbaserad elproduktion på kontinenten med koldioxidfri el från Skandinavien. Sålunda planerar Statnett nu för nya förbindelser från Norge till Storbritannien och Tyskland.

Nya utlandsförbindelser medför i sin tur ökad överföring i stamnätet. Det sätter fokus på de interna svenska överföringssnitten, som i vissa driftsituationer kan vara begränsande. Svenska Kraftnät måste därför se över behovet av interna nätförstärkningar, inte bara över snitten utan också lokalt i de områden där nya produktionsanläggningar och utlandsförbindelser ska anslutas.

Det är viktigt att rätt åtgärder vidtas så att begränsningarna i överföringssystemet inte blir för stora och så att kapaciteten kan anpassas till marknadens behov. Driftsäkerheten ska kunna upprätthållas, utan att Svenska Kraftnät behöver minska den överföringskapacitet som ställs till marknadens förfogande.

För att skapa en bild av det framtida överföringsmönstret i stamnätet är det nödvändigt att analysera hur de nya produktionsanläggningarna kommer att användas. Det är särskilt viktigt i ett kraftsystem som det svenska, där en stor del av produktionen ligger i norra Sverige och förbrukningscentra i södra Sverige.

I det här sammanhanget spelar de norska nätutvecklingsplanerna en viktig roll. Statnett har planer på flera nya utlandsförbindelser. Samtidigt har de norska marginalerna i driftskedet minskat under en följd av år. När Statnett under 2011 genomförde fördjupade analyser av nätet framkom också att ett antal ganska omfattande nätförstärkningar måste göras i Norge innan nya utlandsförbindelser kan tas i drift. De pågående uppgraderingarna av ledningsnätet på Sørlandet ligger fast och ges nu högre prioritet.

Förbindelsen Skagerrak 4 mellan Norge och Jylland genomförs enligt plan med drifttagning 2014. Även med planerade uppgraderingar i den östra delen av Norge kommer nätet att vara ansträngt efter det att Skagerrak 4 tagits i drift. Nätförstärkningar på den västra sidan alternativt ett utvidgat nätvärn behövs. Ytterligare utlandsförbindelser gör Sørlandet till ett transitområde för kraft från Norden till kontinenten och ger ytterligare en snedfördelning av belastningen på de stora ledningsstråken. Nya utlandsförbindelser måste därför fasas in stegvis för att driftsäkerheten ska kunna upprätthållas.

Planerna på kablar till Tyskland (1 400 MW) och Storbritannien (1 400 MW) har flyttats fram till 2018 respektive 2020. En ny kabel mot Holland är uppskjuten på obestämd tid, vilket medför att en ny utlandsförbindelse från Sverige till kontinenten medför ytterligare prisutjämning och därmed ökad marknadsintegration mellan Sverige och kontinenten.

Även om behovet av en utlandsförbindelse från Sverige till kontinenten ökar måste Svenska Kraftnät i likhet med Statnett hinna med att förstärka nätet internt. Till exempel ställer en ny förbindelse från Skåne till kontinenten inte bara krav på ökad överföringskapacitet i snitt 4 och snitt 2, utan medför också behov av nätförstärkningar i öst-västlig riktning i södra Sverige.

Ledningsnätet i södra Sverige klarar inte ökad överföring i någon större utsträckning, utan uppgradering till en grövre linarea. En uppgradering av gamla duplexledningar med arean 593 mm^2 till

triplex med en area om 910 mm² kräver dock i många fall även byte till kraftigare ledningsstolpar. Samtidigt är det svårt att ta planerade avbrott, eftersom de här ledningarna har hög belastning under stora delar av året och är viktiga för driftsäkerheten.

I flera fall kan det enda alternativet vara att bygga en helt ny ledning för att ersätta den gamla. Det är dock svårt att komma fram med nya ledningar i sydligaste Sverige, som är tätt befolkat och har många skyddsvärda områden.

3.1.3 BEHOVET AV REINVESTERINGAR

Stamnätet är grundläggande för elförsörjningen och utgör en central del av infrastrukturen. Samtidigt ställer samhällets allt större elberoende ständigt högre krav på stamnätet och elförsörjningen.

Stamnätets förmåga att tillgodose kundernas önskemål om överföring får inte minska till följd av anläggningarnas ökande ålder. Under 2012 blir de äldsta delarna av stamnätets 400 kV-system 60 år gammalt och delar av 220 kV-systemet är ännu äldre. Svenska Kraftnäts ansvar är att se till att anläggningarnas kvalitet och prestanda upprätthålls eller ökar för att tillgodose samhällets behov av ett robust stamnät.

Att investera i befintliga anläggningar blir därmed lika viktigt som att nyinvestera. Hög drift- och personsäkerhet är centrala mål i Svenska Kraftnäts verksamhet och en kontinuerlig förnyelse av befintliga anläggningar är nödvändig för att nå dem.

I Sverige utgör elanvändningen en stor andel av den totala energianvändningen bl.a. genom att Sverige har en stor elintensiv industri. Det gör oss mer sårbara vid elavbrott. Viktiga samhällsfunktioners stora elberoende gör att omfattande och långvariga elavbrott slår hårt mot de flesta sektorer och funktioner i samhället.

Anläggningar förnyas av tekniska skäl, dvs. när risken för fel blir alltför stor. En viktig insikt i detta sammanhang är att fel på stamnätet kan få stora konsekvenser för underliggande nät och kunder anslutna till dem. I värsta fall kan störningar av stor omfattning i både tid och antal drabbade inträffa som en konsekvens av fel i stamnätet. Mot bakgrund av detta kan Svenska Kraftnät inte avvakta med investeringsåtgärder till dess ett haveri inträffar, utan måste planera och genomföra investeringar innan anläggningarnas tekniska livslängd uppnås.

För att kunna vidta rätt åtgärder i rätt tid och till så låg kostnad som möjligt behöver anläggningarnas status bedömas löpande. Nuvarande reinvesteringsåtgärder baseras på en inventering som gjordes för snart tio år sedan. Eftersom många stamnätsanläggningar börjar närma sig sin tekniska livslängd behövs en mer långsiktig reinvesteringsplan. Sedan ett par år pågår därför en omfattande inventering av alla stamnätsanläggningar. Den ska ligga till grund för detaljerade program och prioriteringar av nödvändiga reinvesteringar i stationer och ledningar.

3.2 SAMHÄLLSEKONOMISK NYTTA

Lite förenklat kan de nätförstärkningar som Svenska Kraftnät genomför delas upp i två huvudgrupper. Den ena är de förstärkningar som följer av den tvingande skyldigheten för nätbolag att ansluta ny produktion. I dessa fall genomförs inga direkta analyser av nätinvesteringarnas samhällsekonomiska lönsamhet. I praktiken görs dock en indirekt bedömning, eftersom kostnaderna för de nätförstärkningar som enbart är till godo för den anslutande parten - exempelvis en vindkraftexploatör - ska bekostas av denna. Det medför att alltför stora behov av investeringar i nätet kan leda till att projektet inte längre blir ekonomiskt intressant att genomföra.

Den andra huvudgruppen är de nätförstärkningar som kommer ur Svenska Kraftnäts egna analyser av överföringsbehovet i stamnätet och till grannländerna. I huvudsak gäller dessa förstärkningar de interna huvudsnitten, dvs. överföringskapaciteten mellan de fyra svenska elområdena samt förbindelserna till utlandet. I dessa fall utgår analysen av en nätförstärkning i huvudsak från en beräkning av den samhällsekonomiska nytta som följer av den ökade överföringskapaciteten.

Med samhällsekonomisk nytta menas här en jämförelse av de nyttovärden som förstärkningen medför och dess totala kostnader. Om nyttovärdena är högre än kostnaderna är investeringen lönsam. Detta är på ytan självklart men analysen är i praktiken förenad med betydande svårigheter. Det är svårt att dra gränsen för i hur många steg påverkan ska beräknas. Många effekter är därtill svåra att värdera ekonomiskt.

I praktiken innebär detta att Svenska Kraftnät

bara beräknar de primära effekterna. Effekter som inte kan kvantifieras i ekonomiska termer används i huvudsak för att jämföra olika alternativ och för kvalificerade bedömningar som komplement till de ekonomiska nyttovärdesbedömningarna.

3.2.1 OLIKA PERSPEKTIV PÅ SAMHÄLLSEKONOMISKA NYTTOVÄRDEN

En av de viktigaste komponenterna i den samhällsekonomiska nyttovärdesanalysen är de effekter på elmarknaden som en nätförstärkning medför.

Eftersom Sverige är en del av en gemensam nordisk elmarknad går det inte bara att se till hur en nätförstärkning påverkar den svenska marknaden. Värderingen av Svenska Kraftnäts investeringar utgår från den sammantagna nordiska nyttan. Detta gäller speciellt för de investeringar i utlandsförbindelser eller förstärkningar i vårt eget stamnät som påverkar den nordiska elmarknaden.

I takt med att den europeiska integrationen av elmarknaden fortskrider får nyttovärderingen också ett allt mer europeiskt perspektiv. Av detta följer frågan om det är motiverat att Svenska Kraftnät gör investeringar i Sverige om nyttan av dem i huvudsak är europeisk?

Det finns dock två skäl för sådana investeringar. För det första har Svenska Kraftnät ett uppdrag att verka för en integrerad europeisk elmarknad. För det andra medför ökad handelskapacitet mellan Sverige och omvärlden att svensk elproduktion från vind, vatten och kärnkraft kan ersätta fossilbränslebaserad elproduktion i andra länder. Detta innebär minskade CO2-utsläpp och därmed vinster för den globala miljön.

3.2.2 BERÄKNING AV NYTTOVÄRDEN

Den metod som Svenska Kraftnät använder för att göra samhällsekonomiska nyttovärdesanalyser bygger på en analys av hur ett antal parametrar förändras till följd av en nätförstärkning. Nyttovärdena beräknas i ekonomiska termer för de parametrar där detta är realistiskt och uttrycks sedan i form av årsmedelvärden. Dessa summeras till ett ekonomiskt nuvärde, utifrån tillämplig kalkyltid och kalkylränta för den aktuella nätförstärkningen. Övriga nyttovärden beskrivs i ord eller efter olika former av bedömningsmallar.

Ett viktigt verktyg i nyttovärdesanalyserna är elmarknadsmodeller. I dessa simuleras elmarknaden utifrån olika scenarier för framtida elproduktion, elanvändning, bränslepriser etc. Vidare ingår även överföringskapaciteter mellan de elområden och länder som omfattas av modellen samt i vissa fall stamnätets elektriska egenskaper.

Från simuleringarna erhålls resultat i form av elspotpriser, hur mycket el som konsumeras och produceras av skilda slag i de olika modellerade områdena. Simuleringarna visar även hur stort energiutbytet blir mellan områdena. Genom att jämföra resultat från simuleringar med och utan en viss förstärkning kan man uttala sig om vilka effekter förstärkningen får.

Analyserna i elmarknadsmodellerna kompletteras med detaljerade simuleringar i olika nätmodeller för att bedöma förstärkningarnas påverkan på nätets egenskaper och deras påverkan på andra nyttovärden.

Elmarknadsnytta

Påverkan på elmarknaden beräknas utifrån de förändringar i kostnader eller vinster som konsumenter respektive elproducenter får när priset ändras i de olika elområdena och länderna när nätet mellan två områden förstärks.

Medelpriserna sjunker t.ex. i ett område med underskott på elproduktion när nätet dit förstärks och mer billig el kan importeras. Det leder till att kostnaden för konsumenterna där minskar (ökad elmarknadsnytta) medan vinsten samtidigt sjunker för producenterna i området (minskad elmarknadsnytta).

Med i kalkylen finns också påverkan på de kapacitetsavgifter (flaskhalsintäkter) som uppkommer till följd av prisskillnader mellan olika områden och som tillfaller stamnätsbolaget. De används i sin tur för att finansiera nätinvesteringar som reducerar eller eliminerar flaskhalsar i nätet.

Minskade elektriska förluster

En förstärkning av överföringskapaciteten ger upphov till flera effekter som påverkar förlusterna i nätet. Dels ger förstärkningen i sig elen flera vägar att gå, vilket leder till att de totala förlusterna minskar. Dels leder den ökade överföringsförmågan till att mer el faktiskt överförs i systemet, vilket i sin tur ger ökade förluster.

För att beräkna konsekvenserna av dessa båda

effekter görs studier i elmarknadsmodellerna för att se hur variationerna i elöverföringen påverkas under olika år. Förändringar i de genomsnittliga elektriska förlusterna som uppstår till följd av en nätförstärkning blir då resultatet. Förändrade elektriska förluster har ett ekonomiskt värde som kan beräknas, eftersom Svenska Kraftnät köper elförlusterna på marknaden.

Minskad risk för effektbrist

En beräkning av hur mycket risken för effektbrist minskar i olika områden till följd av en nätförstärkning görs när detta är relevant. Risken brukar vanligen uttryckas i form av hur många timmar under ett år som det finns risk för att effekten i området, inklusive import, inte täcker förbrukningen. Med hjälp av ett schablonvärde på vad en icke levererad MWh kostar samhället kan denna risk uttryckas i ekonomiska termer.

Normalt är risken för effektbrist väldigt liten i det svenska elsystemet. Därför används i de flesta studier endast den minskade risken uttryckt i tid som en positiv effekt av en förstärkning.

Minskad risk för elenergibrist

Under år med mycket liten nederbörd och låg tillrinning till vattenmagasinen kan det uppstå elenergibrist. Bristen uppkommer typiskt under senvintern, innan vårfloden startar. Andra orsaker till energibrist kan vara samtidiga och långvariga fel eller oplanerade avställningar i många kärnkraftverk.

Sannolikheten för elenergibrist kan beräknas och uttrycks som hur ofta ett år med brist uppkommer, t.ex. vart trettionde år. Den statistiskt genomsnittliga elenergibristen uttryckt i MWh/år kan också beräknas och åsättas ett ekonomiskt värde på motsvarande sätt som för risken för effektbrist. Sannolikheten för elenergibrist är mycket liten i dagens nordiska elsystem, vilket också gäller för stadium 2025. Några detaljerade analyser har därför inte genomförts.

Förändrade koldioxidutsläpp

De analyser som görs för att beräkna elmarknadsnyttan används för att se vilka effekter som förändringar i elproduktion och förluster får på koldioxidutsläppen. Om delar av kol- och oljebaserad produktion kan ersättas av vind- och vattenkraft till följd av en förstärkning så uppstår vinster inte bara genom att billigare produktion används, utan också genom att denna släpper ut mindre koldioxid.

Ändrade överföringsförluster påverkar utsläppen av koldioxid, eftersom förlusterna påverkar hur mycket el som måste produceras. Mindre förluster innebär att mindre el behöver produceras, vilket är bättre för miljön. Utsläppen av koldioxid har än så länge inte översatts till ekonomiska termer, utan har använts som en positiv eller negativ indikator vid utvärderingen av olika förstärkningar.

Handel med reglerkraft och systemtjänster

Det finns i dag inte någon väl etablerad metod för att beräkna nyttovärden av ökad handel med kortsiktig reglerkraft och andra systemtjänster. Värdet av detta har hittills bedömts som relativt lågt jämfört med övriga nyttovärden. Det råder dock inte någon tvekan om att det är billigare att reglera variationer i t.ex. vindkraft med vattenkraft än med många andra former av konventionell elproduktion som t.ex. naturgas.

Den ökade mängden vindkraft och annan svårreglerbar produktion kommer sannolikt att medföra att betydande nyttovärden kopplas till handeln med reglerkraft och andra typer av systemtjänster. Dessa nyttovärden ska inte förväxlas med den nytta som beskrivits ovan för elmarknaden. Skillnaden är att reglerkraft handlar om förändringar i elektrisk effekt i sekund/minut-intervallet, medan begreppet elmarknadsnytta rör elektrisk energi i intervallet timmar och längre.

Integration av ökad mängd förnybar elproduktion i systemet

Många nätförstärkningar genomförs för att ansluta ny elproduktion till nätet. Detta kan antingen vara direkt kopplat till nödvändiga förstärkningar av nätet vid produktionsanläggningen eller indirekt genom förstärkning av överföringskapaciteten så att den förnybara elproduktionen inte stängs inne av flaskhalsar i nätet.

De flesta direkta nyttovärden av detta fångas upp i beräkningarna av elmarknadsnytta och ändrade koldioxidutsläpp. Det ligger dock i stamnätsföretagens uppdrag att möjliggöra integration av förnybar elproduktion så att de politiska målen på området kan nås. Ingen ekonomisk värdering görs av denna parameter, utan den används som en

indikator.

Flexibilitet för att klara olika framtida utveckling

De flesta större nätförstärkningar utreds i studier där flera olika scenarier för framtida utveckling prövas. Vanligen används ett huvudscenario som söker spegla den mest troliga bilden av de kommande 10 till 20 åren och ett antal variationer med annan utveckling. Det kan vara effekter av stor ekonomisk stagnation eller kraftigt ändrade avgifter för koldioxidutsläpp.

Om en tänkt nätförstärkning är samhällsekonomiskt lönsam i både huvudscenariot och alla variationer så är den säkrare än en investering som enbart är lönsam i ett scenario. Detta kan användas som en indikator för att värdera olika förstärkningar men också för olika former av ekonomiska sannolikhetsberäkningar.

Systemsäkerhet

De nätförstärkningar som Svenska Kraftnät genomför påverkar driftsäkerheten i stamnätet och elförsörjningen i hela landet. Två olika sätt att utföra en förstärkning kan leda till samma ökning av överföringskapaciteten men ha olika påverkan, eller nyttovärden, för driftsäkerheten.

Ett exempel kan vara en ny ledning som endera sambyggs med en befintlig ledning eller byggs i egen ledningsgata på avstånd från andra stamledningar. Svenska Kraftnät måste väga in den typen av faktorer i verkets totala bedömning av den samhällseknomiska nyttan.

3.2.3 BERÄKNING AV KOSTNADER

Kostnaderna är den andra delen i de samhällsekonomiska nyttovärdesanalyserna. De består precis som nyttovärdena av flera delar, som slås samman till en total kostnad.

Direkta byggkostnader

Den direkta byggkostnaden för en nätförstärkning är det som Svenska Kraftnät betalar till den entreprenör som genomför projektet. Kostnaderna varierar naturligtvis kraftigt beroende på vilken typ av nätförstärkningar det handlar om. De varierar också beroende på hur stor tillgången är på material och entreprenörer, eftersom all upphandling sker på en konkurrensutsatt marknad. Detta är något som Svenska Kraftnät tar hänsyn till när tiden för drifttagning planeras.

Kostnader för tillståndsprocessen

Utöver de direkta byggkostnaderna tillkommer Svenska Kraftnäts interna kostnader för att genomföra de utredningar och ta fram de underlag som behövs för att göra den bästa bedömningen av hur en ny ledning ska dras eller en ny station placeras.

Ersättning till markägare

Kostnaderna omfattar ersättning för de markintrång och de skador som uppstår till följd av nätförstärkningen. Här finns vedertagna normer och regler som styr hur stor ersättningen kan bli.

Miljöpåverkan

Svenska Kraftnät arbetar aktivt med att ta fram metoder för att kunna jämföra den miljöpåverkan som alternativa nätförstärkningar medför. Denna miljöpåverkan kommer från ett antal olika faktorer som materialåtgång, transporter, avverkning av skog etc. och kan i princip räknas om till påverkan på koldioxidutsläpp, förbrukning av ändliga resurser och andra påverkansfaktorer. Här kan även tas hänsyn till visuella intrång och påverkan på naturupplevelser.

Analyser gör det möjligt att till viss grad jämföra positiva och negativa effekter på miljön till följd av en nätförstärkning. En ny ledning ger upphov till positiva miljöaspekter genom att den möjliggör mer förnybar elproduktion och lägre förluster. Samtidigt medför den negativ påverkan genom materialåtgång och ev. förlust av skog. I dag användas detta främst som en indikator för att jämföra olika förstärkningar.

3.3 DRIFTSÄKERHET

Enligt förordningen (1994:1806) om systemansvar för el har Svenska Kraftnät systemansvaret för el enligt 8 kap. 1 § ellagen. Som systemansvarig myndighet har Svenska Kraftnät det övergripande ansvaret för att elektriska anläggningar samverkar driftsäkert. Därmed är det endast Svenska Kraftnät som kan ta ansvaret för driftsäkerheten i det nationella elsystemet.

Dagens tekniska dimensionering av stamnätet är baserad på Nordels nätdimensioneringsreg-

ler från 1992. Den grundläggande principen är det internationellt använda N-1-kriteriet. Det innebär att ett system med N komponenter ska ha full funktionalitet även om systemet drivs med N-1 komponenter, dvs. vilken godtycklig komponent som helst ska kunna gå sönder utan att detta påverkar systemets funktionalitet. Inom 15 minuter ska driften vara återställd inom normala gränser och förberedd för att klara ett eventuellt nytt fel.

Under 2004 genomfördes en översyn och utvärdering av de nordiska nätdimensioneringsreglerna och driftsäkerhetskriterierna. Slutsatsen var att det inte fanns någon anledning att ändra eller frångå dessa regler, utan att i stället arbeta för att säkerställa att reglerna följs.

Den 4 september 2009 fastställde Svenska Kraftnät formellt de mål för driftsäkerheten[25], som regeringen sedermera har godkänt[26].

Nordels nätdimensioneringsregler syftar till en avvägning mellan driftsäkerhet och ekonomi och beaktar både ledningsrevisioner och risken för störningar. I första hand beaktas krav som rör det sammankopplade nordiska kraftsystemet. Nordel beslutade 1992 att rekommendera att dimensioneringsreglerna tillämpas som underlag för beslut om utbyggnader av såväl de egna näten som samkörningsförbindelserna.

Nordelsystemets tålighet mot störningar prövas enligt fastställda kriterier vilka är uppställda med beaktande av en riskbedömning (risk = sannolikhet * konsekvens).

Ett system som ska vara opåverkat av varje enskild händelse måste ges en robust utformning som är tålig mot störningar. För att erhålla hög driftsäkerhet i den nationella elförsörjningen är det svenska transmissionsnätet, stamnätet, utformat som ett maskat och direktjordat system.

För att förhindra att svaga partier byggs in måste systemet även ges en avstämd och i någon form enhetlig utformning. Skilda former av beroenden mellan olika komponenter måste reduceras så att risken vid störningar blir rimligt låg sett i ett nationellt perspektiv.

Ett exempel på beroende som kan ge en oacceptabel nationell risk är sambyggnad av ledningar. Vid t.ex. extrema väderförhållanden kan det inträffa händelser som slår ut båda ledningarna om de är sambyggda men endast den ena ledningen om de går i separata ledningsgator. Ur ett driftsäkerhetsperspektiv är det givetvis mycket mer allvarligt om två ledningar slås ut samtidigt. Det är av detta skäl som sambyggnad av stamnätsledningar måste undvikas, trots att en sådan skulle minska markintrånget. Även sambyggnad av stamnätsledningar och kraftledningar i regionnäten kan vara mycket riskabla, eftersom stam- och regionnäten är så starkt kopplade till varandra.

Stamnätet är uppbyggt med ledningar för växelström. Det är en teknisk utformning som ger stor flexibilitet och robusthet. Markkablar förekommer endast undantagsvis, eftersom de innebär att man bygger in svaga partier med längre felsöknings- och reparationstider, vilket påverkar den nationella driftsäkerheten negativt.

Ett systems robusthet är beroende av antalet komponenter i systemet. Om man ser varje komponent som en potentiell felkälla så ökar antalet felkällor i takt med att man bygger ut systemet. I motsats till detta betyder en högre grad av maskning av systemet ökad driftsäkerhet. En ny maskad ledning ökar driftsäkerheten medan en station minskar den.

Driftsäkerheten är även beroende av att en viss mängd produktion finns tillgänglig. Det är därför viktigt att utbyggnaden av stamnätet genomförs på ett sådant sätt att summan av alla tillkommande risker inte skenar iväg över acceptabel nivå. Av denna anledning bör inte stamnätet belastas med många små anslutningar. Summan av nyttan av många små anslutningar understiger den ökande risken av summan tillkommande potentiella felkällor.

En ytterligare aspekt att beakta är att systemets robusthet måste vara uppfyllt under perioder när delar av systemet är ur drift för underhåll. Detta medför att det utöver uppfyllt N-1-kriterium vid intakt stamnät, även måste finnas förutsättningar för att driva stamnätet enligt N-1-kriteriet när delar av systemet är ur drift.

Elkraftsystem måste underhållas för att bibehålla driftsäkerhet och robusthet. Det är därför viktigt med acceptans för att stamnätet utformas så att möjligheter ges till underhåll med bibehållen nationell driftsäkerhet. Redan idag är underhållsåtgärder svåra att genomföra, utan påverkan på elmarknaden och driftsäkerheten.

25. Dnr 2009/1058
26. Regeringsbeslut N2009/6944/E

3.4 TEKNIKVAL VID STAMNÄTETS UTVECKLING

Vid planeringen av stamnätet är utgångspunkten Svenska Kraftnäts uppdrag dvs. att utveckla ett kostnadseffektivt, driftsäkert och miljöanpassat kraftöverföringssystem. De lösningar som väljs för att förstärka stamnätet måste också vara flexibla, så att de kan användas i olika utvecklingsscenarier.

3.4.1 VÄXELSTRÖM OCH LIKSTRÖM

Det svenska stamnätet är utformat som ett växelströmsnät och ska som nationellt transmissionsnät för el kunna överföra stora energimängder på långa avstånd. Växelströmstekniken är i dag helt dominerande inom elförsörjningens alla led och i stort sett all el produceras och konsumeras som växelström.

Alla nordiska stamnät är utformade som växelströmsnät, vilket är en förutsättning för att de ska kunna hållas sammankopplade och utgöra en bas för den integrerade nordiska balanshållningen och elmarknaden. Växelströmsnäten kan i vissa fall kompletteras med – men aldrig ersättas av – likströmsförbindelser.

Det faktum att växelströmstekniken etablerades för mer än 100 år sedan innebär inte att tekniken är föråldrad. Den bygger på grundläggande fysikaliska samband och kommer därför även i framtiden att vara dominerande och användas i alla situationer där den är fördelaktig i jämförelse med tillgängliga alternativ.

Att förstärka växelströmsnätet medför en flexibilitet för framtiden när ny produktion ska anslutas, oavsett om detta sker direkt till stamnätet eller via regionala nät. Sådana anslutningar blir avsevärt enklare och kan göras till mycket lägre kostnader jämfört med om de skulle anslutas till ett likströmssystem.

Likströmsteknik kan användas för att knyta ihop skilda stora synkrona växelströmssystem, t.ex. Norden mot kontinenten eller Sverige och Finland mot Baltikum. Den kan även användas för att komplettera växelströmssystemet med en styrbar överföringskapacitet på långa avstånd. Så sker också i delar av projektet SydVästlänken.

3.4.2 LUFTLEDNING ELLER MARKKABEL

Eftersom stamnätet är ett växelströmssystem sker utbyggnaden i huvudsak med luftledningar. Det är av elektrotekniska skäl inte praktiskt möjligt att bygga 400 kV-växelströmsförbindelser som markkabel på några längre sträckor. Närheten mellan ledarna och den jordade skärmen i en kabel medför nämligen att det uppstår extrema fasförskjutningar mellan ström och spänning. Det gör att den el som kan nyttiggöras i slutet av kabeln endast blir en bråkdel av den som har matats in i kabelns andra ände. Om man ska kompensera för detta måste man med regelbundna avstånd bygga stora stationsanläggningar med kompenseringsutrustning.

Utöver kostnaderna och underhållsbehoven medför växelströmskabel alltid en försämrad driftsäkerhet jämfört med luftledning. Fler komponenter och potentiella felkällor introduceras i systemet och reparationstiderna förlängs avsevärt. Detta medför ökad risk för avbrott.

Sammantaget innebär ovanstående att Svenska Kraftnät regelmässigt bygger växelströmsförbindelser som luftledning. Endast i undantagsfall – där några andra alternativ inte finns – kan växelströmsförbindelser kabelförläggas och då endast på kortare sträckor.

Om kabel ska förläggas över långa avstånd är det nödvändigt att övergå till likströmsteknik. Detta är dock inte ett alternativ för att ansluta förnybar elproduktion eller för att regionalt förstärka stamnätet, utan för att överföra stora energimängder på långa avstånd från en punkt till en annan. Det är följaktligen den teknik som används i sjökablarna till Finland, Jylland, Polen, Tyskland och Litauen. Den kommer också till användning i delar av projektet SydVästlänken.

Generellt gäller att luftledningar har kortare felsöknings- och reparationstider än markkablar. De är också betydligt mer kostnadseffektiva. Oavsett teknikval är luftledningar därför Svenska Kraftnäts förstahandsalternativ.

3.5 TILLSTÅNDSPROCESSEN

Tillståndsprocesserna kommer att bli avgörande för hur snabbt de nödvändiga investeringarna i näten kan komma till stånd.

3.5.1 KONCESSIONER

Enligt ellagen krävs det en koncession för att bygga och använda en kraftledning. Inför koncessionsbeslut prövas om en ledning är lämplig från allmän synpunkt, bl.a. utifrån miljöbalkens regler,

plan- och bygglagstiftningen och de säkerhetskrav som måste ställas på kraftledningar. Vidare görs en prövning av om sökanden är lämplig att utöva nätverksamhet.

En ansökan om koncession ska, förutom att innehålla en miljökonsekvensbeskrivning och uppgifter om hur de allmänna hänsynsreglerna i 2 kap. miljöbalken iakttas, innehålla uppgifter om de överföringsbehov som ledningen ska tillgodose, alternativa ledningssträckningar som sökanden undersökt, resultatet av de samråd som föregått ansökan samt den spänning för vilken ledningen är avsedd.

Till ansökan ska bl.a. fogas en teknisk beskrivning av den planerade ledningen, en kostnadsberäkning, karta över ledningens föreslagna sträckning och beskrivning av den mark som behöver tas i anspråk, bestyrkta förteckningar över ägare och innehavare av fastigheter som ledningen ska dras fram över eller av fastigheter som på annat sätt behövs för anläggningen, uppgift om de överenskommelser som träffats om upplåtelse av mark för ledningen eller de hinder som finns mot sådana överenskommelser samt redogörelse för sökandens organisation. Före beslut om koncession inhämtas yttranden från berörda länsstyrelser, kommuner, myndigheter, intresseorganisationer, fastighetsägare och andra sakägare.

Regeringen har bemyndigat Energimarknadsinspektionen att pröva frågor om nätkoncession. För ärenden som avser utlandsförbindelser eller ledningar med en spänning överstigande 145 kV där någon sakägare, kommun eller statlig myndighet motsätter sig bifall till ansökan, fattar regeringen beslut om koncessionen. Det senare gäller alltså i praktiken för alla Svenska Kraftnäts koncessioner.

3.5.2 ELEKTRISKA OCH MAGNETISKA FÄLT

Ett särskilt bekymmer i tillståndsprocesserna utgörs av den utbredda oron för elektriska och magnetiska fält kring kraftledningar.

Spänningen mellan en kraftlednings faslinor och marken ger upphov till ett elektriskt fält. Detta kan ibland medföra elektriska urladdningar i form av lättare stötar, om man befinner sig precis under en kraftledning. Fenomenet är obehagligt men inte farligt.

Ett större problem är oron för de magnetiska fälten. Vi omges ständigt av ett statiskt magnetfält (det som får kompassnålen att visa mot norr). Men kring stamnätets växelströmsledningar finns ett magnetfält som ändrar riktning med nätets frekvens 50 Hz.

Detta är nu på intet sätt unikt för kraftledningar. Alla elektriska apparater som vi använder genererar magnetfält. Fältstyrkan mäts i enheten mikrotesla (μT). En hårtork ger 30 μT mot användarens huvud och den som lagar mat vid en induktionsspis utsätts för ett magnetfält på 1,2 μT. Magnetfältet sjunker mycket snabbt med avståndet. Det gäller såväl hushållsapparater som kraftledningar.

Det finns inte några vetenskapliga underlag som gör det möjligt att fastställa exakta gränsvärden för hur höga magnetfälten får bli. I brist på sådana gränsvärden tillämpar Svenska Kraftnät i stället en försiktighetsprincip som innebär att verket vidtar åtgärder så fort magnetfälten avviker väsentligt från det normala. Som ett riktvärde gäller då att magnetfältet som genomsnittligt årsmedelvärde inte ska överstiga 4 μT där människor varaktigt vistas.

Vid projektering av nya ledningar har Svenska Kraftnät en väsentligt högre ambitionsnivå. Där används målsättningen att magnetfältet som ett genomsnittligt årsmedelvärde aldrig ska överstiga 0,4 μT. Det finns tre anledningar till detta.

Den första är att Svenska Kraftnät av erfarenhet vet att det över decennierna sker ny exploatering som gör att bebyggelse kommer allt närmare ledningarna. Den andra är att målsättningen tar höjd för ev. framtida forskningsrön. Och den tredje är att det oftast är förenat med ganska marginella merkostnader när man ska bygga helt nya ledningar.

Det blir allt vanligare att t.ex. kommuner i detaljplanesammanhang eller Boverket i remissvar – utan någon som helst vetenskaplig eller annan grund – kräver att magnetfältsnivåerna inte ska få överskrida t.ex. 0,2 μT. Svenska Kraftnät vill därför allvarligt varna för en icke sakligt grundad praxisglidning i tillståndsgivningen.

Svenska Kraftnät uppskattar att det finns i storleksordningen 2 800 bostäder vid stamnätet som har magnetfält överstigande 0,4 μT och att det skulle kosta i storleksordningen 17 miljarder kronor att åtgärda den saken.

EU har antagit en rekommendation[27] som är det närmaste vi kan komma en europeisk standard. Här rekommenderas medlemsstaterna att tillämpa de gränsvärden som International Commission of Non-Ionizing Radiation Protection[28] publicerade 1998.

ICNIRP-gränserna är satta med betydande säkerhetsmarginal i syfte att förhindra såväl kända som oförutsedda effekter av magnetfält på människokroppen. Rekommendationen säger också att den p.g.a. sina stora säkerhetsmarginaler även täcker tänkbara långtidseffekter för hela frekvensspannet.

Rekommendationen från ICNIRP anger som grundläggande restriktion för elektriska, magnetiska och elektromagnetiska fält ett värde på 2 mA/m^2 för frekvensintervallet 4 – 100 MHz. Det motsvarar 100 µT vid den frekvens om 50 Hz som gäller i det svenska elnätet.

Flertalet stamnätsföretag i Europa följer rekommendationen men ett tiotal, däribland i Finland, Norge och Nederländerna, tillämpar liksom i Sverige betydligt mer restriktiva nivåer. Andra länder tillämpar gränsvärden som 10 eller 40 µT.

3.5.3 LOKALA OCH GLOBALA MILJÖINTRESSEN

Processerna kring tillstånd och markåtkomst vid byggande av nya ledningar tenderar att bli allt mer tidskrävande. Anledningen är oftast intressekonflikter mellan lokala och globala miljöintressen.

Varje ny kraftledning medför ingrepp i miljön och möter regelmässigt stort motstånd från dem som berörs. Utmed flera planerade ledningssträckor har det bildats aktionsgrupper mot nya kraftledningar och varje nytt led i processen överklagas. Ett annat skäl till de långa tillståndsprocesserna är det faktum att det för att bygga en ledning krävs många tillstånd, som beslutas av olika myndigheter. Flera av tillstånden har att göra med markåtkomst och miljöpåverkan.

Handläggningstiderna hos berörda myndigheter eller instanser är ofta långa och i vissa fall mycket osäkra. Ledtider på tio år från investeringsbeslut till drifttagning är inte ovanliga, när det gäller utbyggnader i stamnätet. Det beror framför allt på den långa processen för att bevilja koncession.

Koncessionsprocessens syfte är att avväga motstående intressen men det finns enligt Svenska Kraftnäts mening en benägenhet att dessa avdömningar skjuts upp för att i stället ersättas med krav på Svenska Kraftnät att genomföra ytterligare kompletterande utredningar.

Enligt Svenska Kraftnäts uppfattning är det tillståndsgivningen för nya ledningar som kommer att bli gränssättande för hur snabbt stora mängder förnybar energi kan introduceras i det svenska elsystemet.

Även på Europanivå har tillståndsprocesserna identifierats som en gränssättande faktor för att klara EU:s klimat- och energimål och de ingår därför som en viktig del i den förordning om riktlinjer för transeuropeisk energiinfrastruktur som antogs i november 2012 (se avsnitt 2.2.5).

De tidskrävande tillståndsprocesserna och begränsade möjligheter till finansiering av projekt anges av kommissionen vara de största hindren för att få erforderliga investeringar på plats till 2020.

3.5.4 LAGSTIFTNING I KONFLIKT

Som nämnts ovan krävs det koncession enligt ellagen för att bygga och använda en kraftledning. I varje sådant koncessionsärende görs det en fullständig miljöprövning enligt reglerna i miljöbalken.

En koncession utgör dock inte bara en rättighet, utan även en skyldighet att överföra el på den sträcka som är angiven i koncessionen. Ett föreläggande eller förbud enligt miljöbalken kan därför vara oförenligt med de förpliktelser som följer av den koncession som beviljats enligt ellagen.

I ett avgörande[29] från Mark- och miljööverdomstolen den 26 augusti 2011 har denna lagkonflikt mellan ellagen och miljöbalken blivit uppenbar. Där har Svenska Kraftnät ålagts att flytta en ledning som verket haft koncession för i mer än 40 år.

Dagens ordning i koncessionsärenden innebär att regeringen efter en samlad bedömning väger av de motstående intressen som kan finnas mellan nätägaren och t.ex. en berörd kommun. Med Mark- och miljööverdomstolens prejudicerande utslag ges nu varje kommunal miljönämnd möjlighet att ifrågasätta utgången av denna avvägning.

Detta oklara förhållande mellan parallell lagstiftning kan komma att medföra svårigheter för

27. EU Recommendation (1999) on Public Exposure Limits for EMFs
28. ICNIRP
29. M4127-10 Döshultsmålet

Svenska Kraftnät att fullgöra de uppgifter inom klimat- och energipolitiken som regering och riksdag har ålagt verket. I stället för att bygga de nya kraftledningar som behövs riskerar Svenska Kraftnät att få ägna tiden åt att flytta runt de kraftledningar som redan finns.

Svenska Kraftnäts möjligheter att verkställa intentionerna i denna perspektivplan torde förutsätta att konflikten mellan lagarna undanröjs.

4 ELSYSTEMET

4.1 DET SVENSKA OCH NORDEUROPEISKA ELSYSTEMET

Det svenska elkraftsystemet är en del av det synkrona nordiska systemet, bestående av Sverige, Norge, Finland och östra Danmark (Själland). De nordiska länderna är i ett internationellt perspektiv starkt sammankopplade med många gränsöverskridande förbindelser, vilket har varit en förutsättning och en framgångsfaktor för utvecklingen av den nordiska elmarknaden. Den starka sammankopplingen innebär även att utvecklingen i ett nordiskt land får stor påverkan på de övriga nordiska länderna.

Överföringen i de nordiska stamnäten bestäms av olika fysiska och elmarknadsmässiga förhållanden. Behovet av elöverföring skapas av de produktions- och förbrukningsobalanser som uppstår i olika delområden i kraftsystemet. Det förväntade nordiska produktionsöverskottet kommer att medföra en ökning av det nord-sydliga flödet ner till kontinentala Europa.

Överföringsmönstret i det svenska stamnätet – och därmed även behovet av förstärkningar – kommer att bero på flera faktorer.

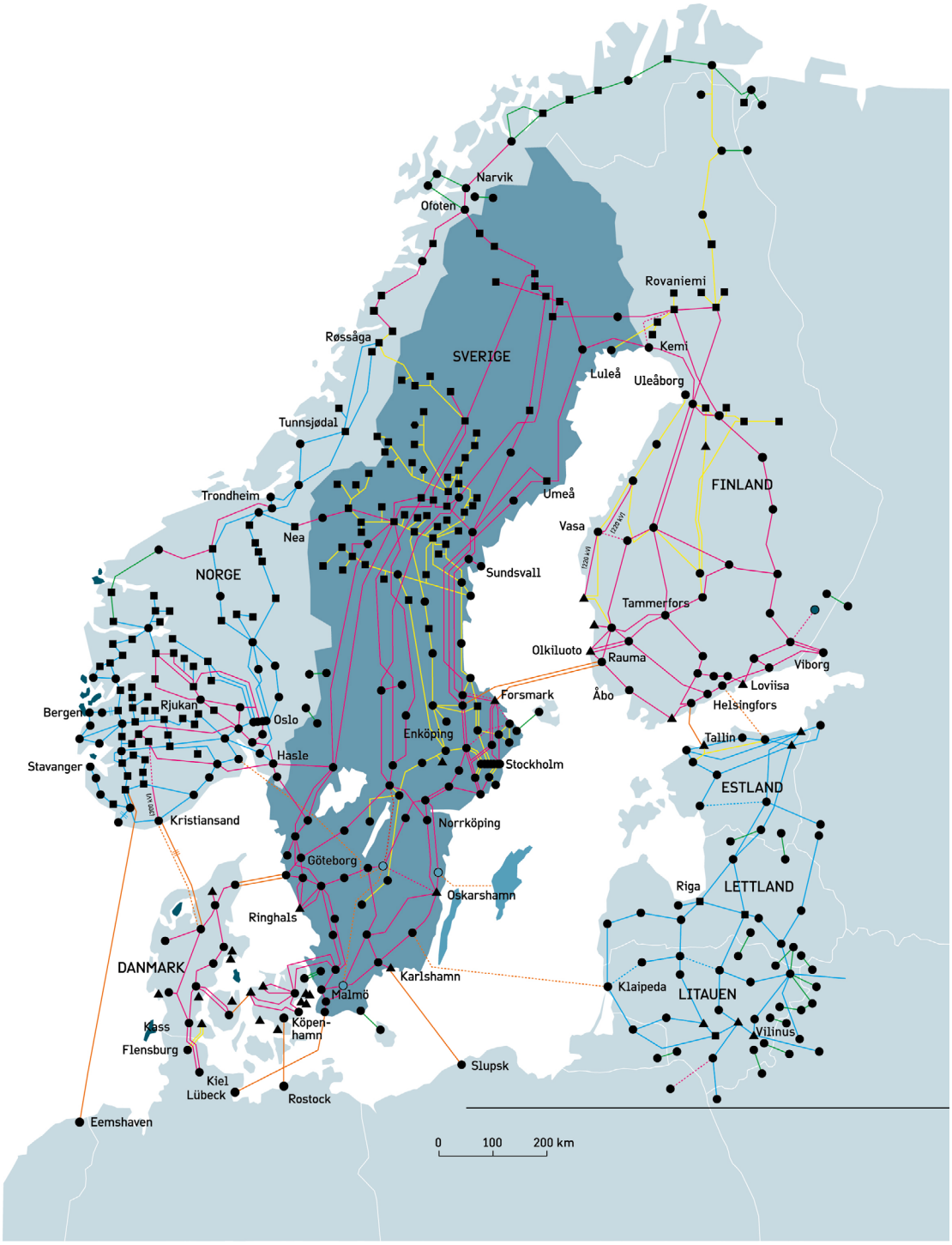
- Omfattning och geografisk lokalisering av framtida vindkraftsutbyggnad.
- Planer på ett nytt kärnkraftverk i norra Finland.
- Framtida svensk kärnkraftsproduktion.
- Överföringskapaciteten i Norge och Finland.
- Exportkapaciteten till kontinenten från Sverige och övriga nordiska länder.
- Den framtida nordiska förbrukningens variationsmönster och storlek.
- Elpriset på kontinenten.

Under arbetet med Perspektivplan 2025 har omfattande analyser gjorts för att studera vilka konsekvenser dessa faktorer får för överföringen på stamnätet (se appendix och avsnitt 4.3).

4.1.1 ELPRODUKTIONEN UNDER DE SENASTE ÅREN

Det nordiska kraftsystemet är ett kombinerat vatten- och värmekraftsystem. I Norden går en relativt skarp skiljelinje mellan det vattenkraftsdominerade området i norr och området i söder där värmekraftsproduktionen dominerar. Som visas i figur 4 går linjen genom mellersta Finland, mellersta Sverige söder om Dalälven, söder om Norge och norr om Danmark. I figuren visas även produktionen i de nordiska länderna, Tyskland, Polen och Baltikum under 2011.

Den höga andelen vattenkraftsproduktion varierar i stor omfattning med nederbörd och tillrinning. I Sverige ger ett normalår ca 65 TWh men tillrinningsenergin kan variera mellan 50 och 80 TWh. I Norden som helhet ger ett normalår en tillrinningsenergi motsvarande knappt 200 TWh. Under 2011 var vattenkraftsproduktionen 66 TWh i Sverige och 200 TWh i Norden, vilket alltså i stort sett

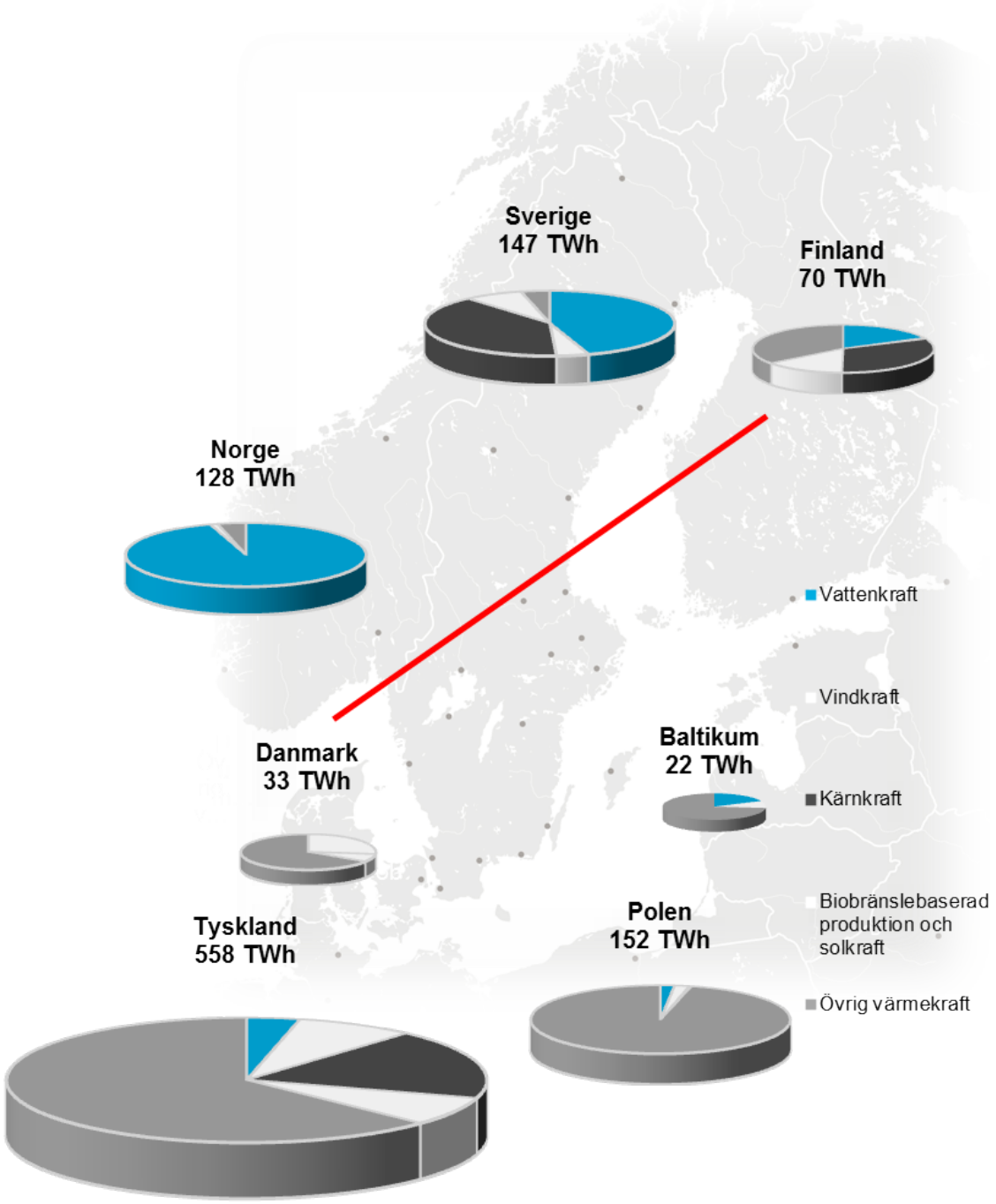


Figur 3. Det nordiska elkraftsystemet.

representerar ett normalår.

Den norska elproduktionen består till allra största delen av vattenkraft, främst lokaliserad i sydvästra Norge men även i de norra delarna av landet. I Finland är produktionsmixen mer diversifierad med viss vattenkraft i norr, kärnkraft, kondenskraft och ett stort inslag av kraftvärme.

Den danska produktionen består fortfarande till stor del av fossilbränslebaserad kondenskraft och kraftvärme med en ökande andel biobränslen. I Danmark är den installerade effekten vindkraft ca fyra GW och närmare en GW av denna kapacitet är havsbaserad. Under 2011 var den danska vindkraftsproduktionen ca nio TWh och utgjorde



Figur 4. Skiljelinje mellan vattenkraftsdominerade och värmekraftdominerade områden i Norden och elproduktion under 2011. Källa: ENTSO-E.

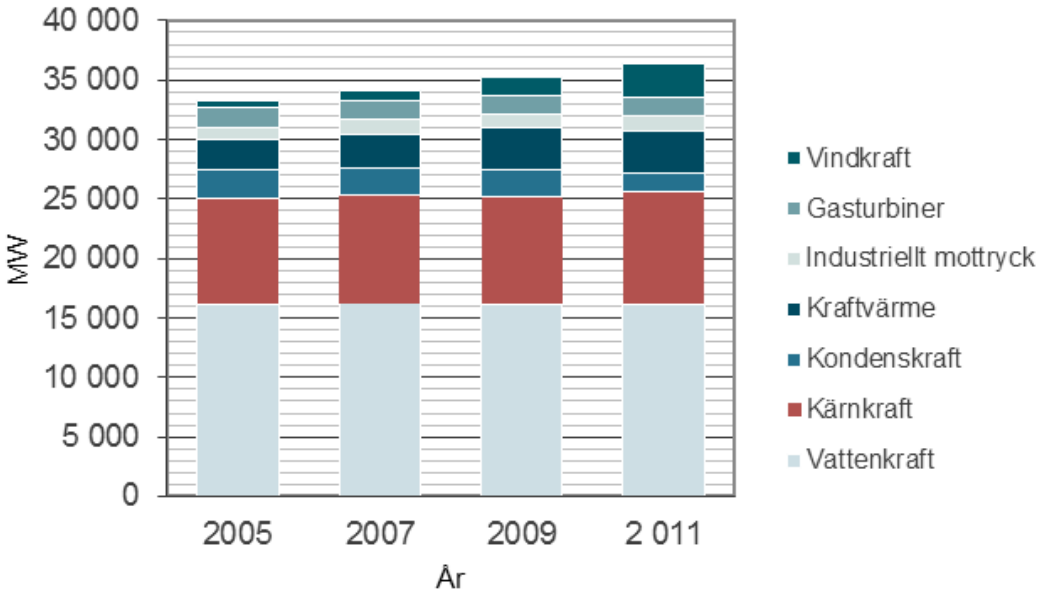
därmed en fjärdedel av den totala danska elproduktionen.

Den tyska elproduktionen domineras av fossilbränslebaserad värmekraft men även förnybar vind- och solkraft ger betydande bidrag till elförsörjningen. Under 2011 var vindkraftsproduktionen i Tyskland närmare 45 TWh.

Kärnkraftsproduktionen har tidigare utgjort närmare en fjärdedel av den tyska elproduktionen. Efter kärnkraftsolyckan i Fukushima har flera tyska kärnkraftverk tagits ur drift och på sikt planeras en avveckling av all tysk kärnkraft. Under 2010 var den tyska kärnkraftsproduktionen drygt 133 TWh, medan den under 2011 uppgick till

Tabell 1. Installerad produktionskapacitet per elområde i slutet av 2011. Källa: Svensk Energi.

	SE1 (MW)	SE2 (MW)	SE3 (MW)	SE4 (MW)	SE (MW)
VATTENKRAFT	5 255	8 015	2 587	341	16 197
KÄRNKRAFT			9 363		9 363
VINDKRAFT	198	487	1 294	920	2 899
ÖVRIG VÄRMEKRAFT	283	522	4 378	2 805	7 988
VARAV KRAFTVÄRME, FJÄRRVÄRMESYSTEM	160	260	2 244	887	3 551
VARAV KRAFTVÄRME, INDUSTRIN	122	260	522	335	1 240
VARAV KONDENSKRAFT			618	1 005	1 623
VARAV GASTURBINER			993	577	1 570
VARAV ÖVRIGT	1	1	1	2	5
TOTALT	5 736	9 023	17 621	4 066	36 447



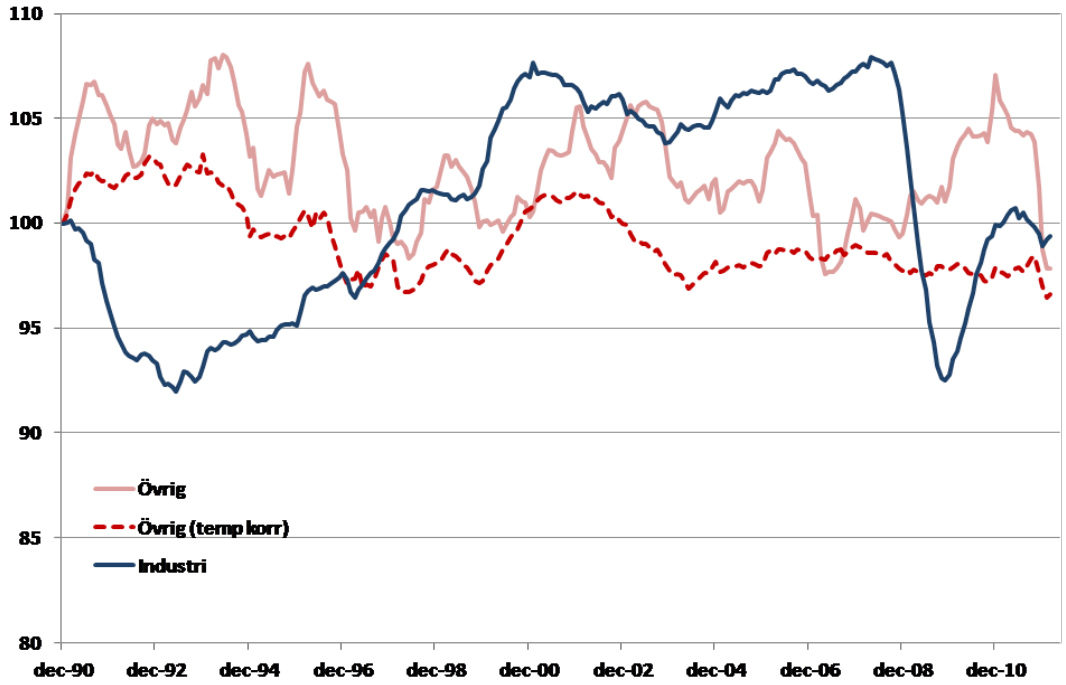
Figur 5. Installerad produktionskapacitet i slutet av år 2005, 2007, 2009 och 2011. Källa: Svensk Energi.

endast drygt 100 TWh.

Den polska elproduktionen består huvudsakligen av fossilbränslebaserad värmekraft. Polen har även en liten andel vind- och vattenkraft.

De baltiska länderna är synkront sammankopplade med Ryssland, Vitryssland och Ukraina. Den baltiska elproduktionen utgörs till stor del av värmekraft. I Narva i Estland finns de två största kraftverken i Baltikum. I dem används oljeskiffer som bränsle för elproduktionen.

Den baltiska vattenkraften är huvudsakligen belägen i Lettland längs floden Daugava och till viss del även i Litauen. Den baltiska vindkraftsproduktionen uppgick endast till ca 1 TWh 2011. Den totala baltiska elproduktionen reducerades kraftigt när den sista reaktorn stängdes i



Figur 6. Elanvändningen i Sverige 1990 – 2011 (rullande 12-månadersvärde, index dec 1990 = 100) Källa: Svensk Energi.

Ignalinas kärnkraftverk 2009.

Tabell 1 visar installerad effekt i Sverige per produktionsslag och elområde vid årsskiftet 2011/2012. Som tabellen visar finns produktionskapaciteten för vattenkraften till stor del i SE1 och SE2, medan kärnkraftverken ligger i SE3. Det mesta av vind- och värmekraftsproduktionen är lokaliserad till SE3 och SE4.

Den installerade effekten för vattenkraft och kärnkraft är störst. Vindkraften utgör ca åtta procent av den totalt installerade effekten. Sett till den årliga produktionen utgör vindkraften en lägre andel, eftersom produktionen per installerad effekt vindkraft är förhållandevis låg. Under 2011 svarade vindkraften endast för fyra procent av den totala elproduktionen.

Till följd av de ambitiösa målen i elcertifikatsystemet har produktionskapaciteten för förnybar elproduktion ökat kraftigt de senaste åren. Det gäller framför allt i form av vindkraft och biobränslebaserad produktion. Detta framgår av figur 5, där installerad produktionskapacitet i Sverige per produktionsslag i slutet av 2005, 2007, 2009 och 2011 visas. Den installerade vindkraftseffekten i Sverige har ökat från drygt 500 MW år 2005 till närmare 2 900 MW i slutet av år 2011.

Den havsbaserade vindkraften har inte slagit igenom i Sverige. Idag finns havsbaserad vindkraft med en effekt på drygt 160 MW.

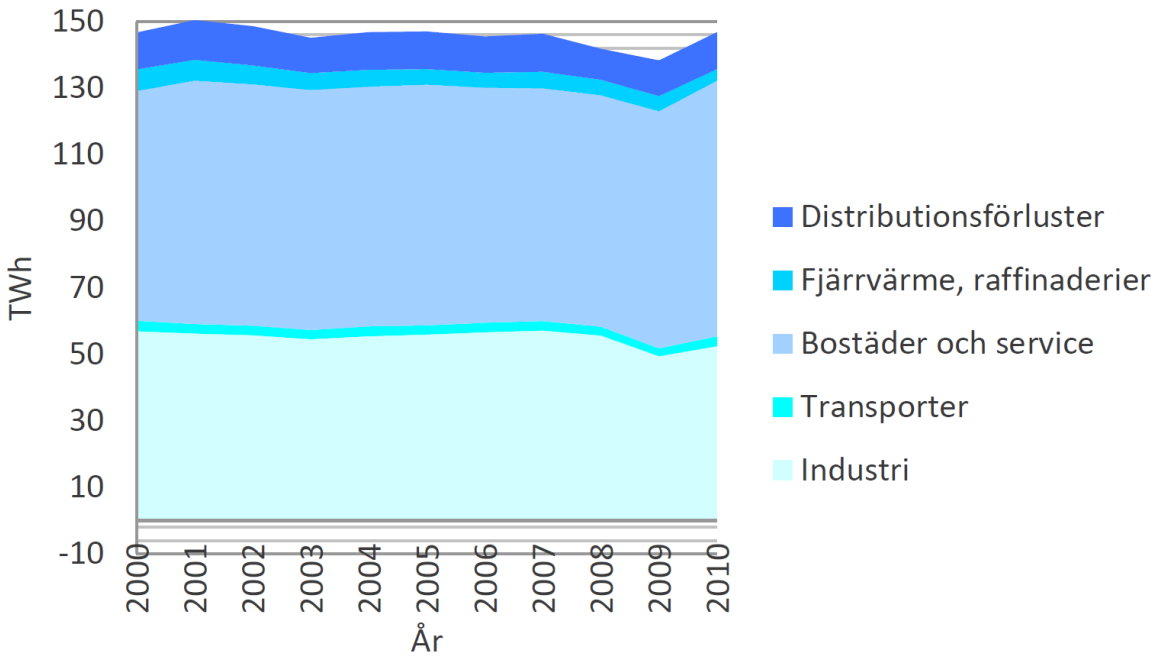
4.1.2 ELANVÄNDNINGEN UNDER DE SENASTE ÅREN

Den svenska elanvändningen

Sverige har en hög elanvändning, vilket beror på dels vårt geografiska läge med kalla vintrar, dels god tillgång på vattenkraft vilket historiskt bidragit till uppbyggnad av en stor elintensiv basindustri. El är en utmärkt energibärare och eftersom stora delar av Sverige är glesbefolkat har el också i stor utsträckning använts för uppvärmningsändamål.

Sammantaget har vårt land mot denna bakgrund blivit ett elintensivt samhälle. I Sverige används ca 15 000 kWh el per invånare och år, vilket placerar oss på sjätte plats i världen.

Figur 6 visar slutlig elanvändning i Sverige fr.o.m. 1990, uppdelad på industri och övrig elanvändning. Inom industrin är elanvändningen starkt konjunkturberoende, vilket avspeglar sig i den minskade elanvändningen under finanskrisen 2008. Industrins elanvändning fortsatte att minska 2009 för att därefter öka under 2010.



Figur 7. Årlig elanvändning per sektor 2000-2010. Källa: Svensk Energi.

Av figur 7 framgår den svenska elanvändningen mellan 2000 och 2010, uppdelad på olika sektorer. Industrin har minskat sin elanvändning något under det senaste decenniet. Elanvändningen inom bostäder och service har ökat något, medan elanvändningen för fjärrvärmeproduktion och i raffinaderier har minskat.

Transporter – till största delen järnvägstransporter – utgör en liten del av elanvändningen och förbrukningen har legat på ungefär samma nivå sedan 2000. Distributionsförlusterna har i princip varit oförändrade och uppgår till ca 7,5 procent av den totala elanvändningen.

Den svenska elförbrukningen är koncentrerad till södra Sverige och främst till SE3. Detta syns tydligt i figur 8 som visar genomsnittlig elförbrukning 2008 – 2010 fördelat på de fyra elområdena. Figuren visar även årlig produktion per elområde.

Elområdena SE1 och SE2 har som synes betydligt större produktion, främst genom vattenkraft, än förbrukning och utgör därmed överskottsområden. SE3 har en stor produktion av kärnkraft, vattenkraft och kraftvärme. Under de tre åren blev nettot ändå ett underskott p.g.a. den låga tillgängligheten i kärnkraftverken. SE4 har mycket låg produktionskapacitet efter nedläggningen av Barsebäck och därmed ett stort underskott i balansen mellan produktion och förbrukning.

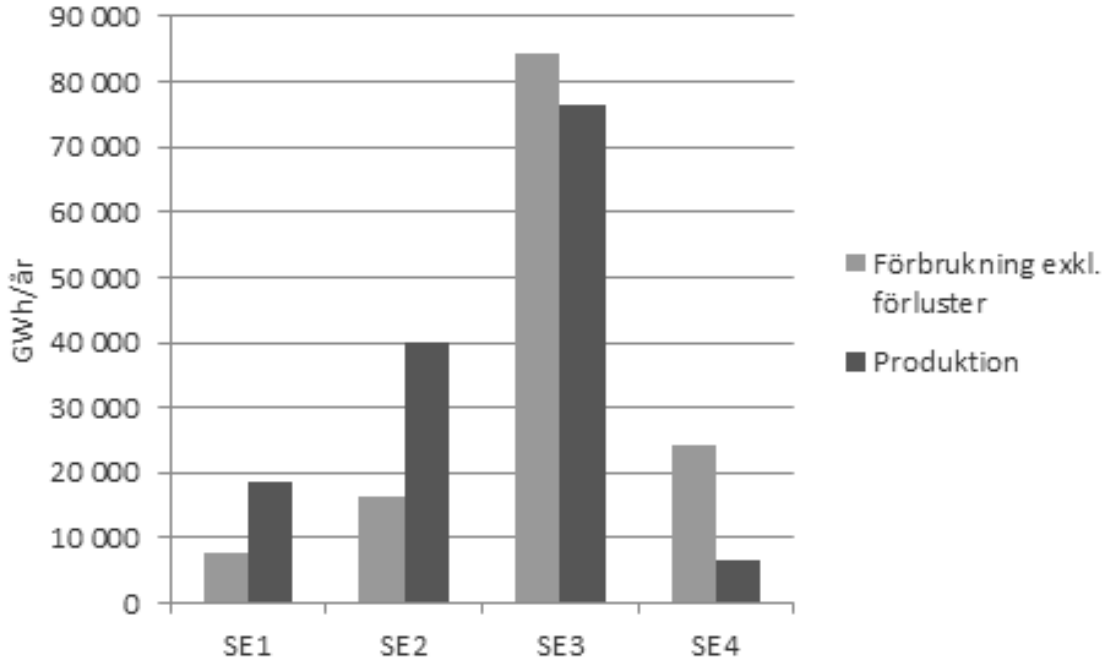
Elanvändningen i Norden

Figur 9 visar elanvändningen per vecka i de nordiska länderna 2011. Sverige har som synes den högsta elanvändningen, vilket är naturligt eftersom vi har en betydligt större befolkning än övriga nordiska länder. Räknat per invånare har både Norge och Finland en högre elanvändning än Sverige.

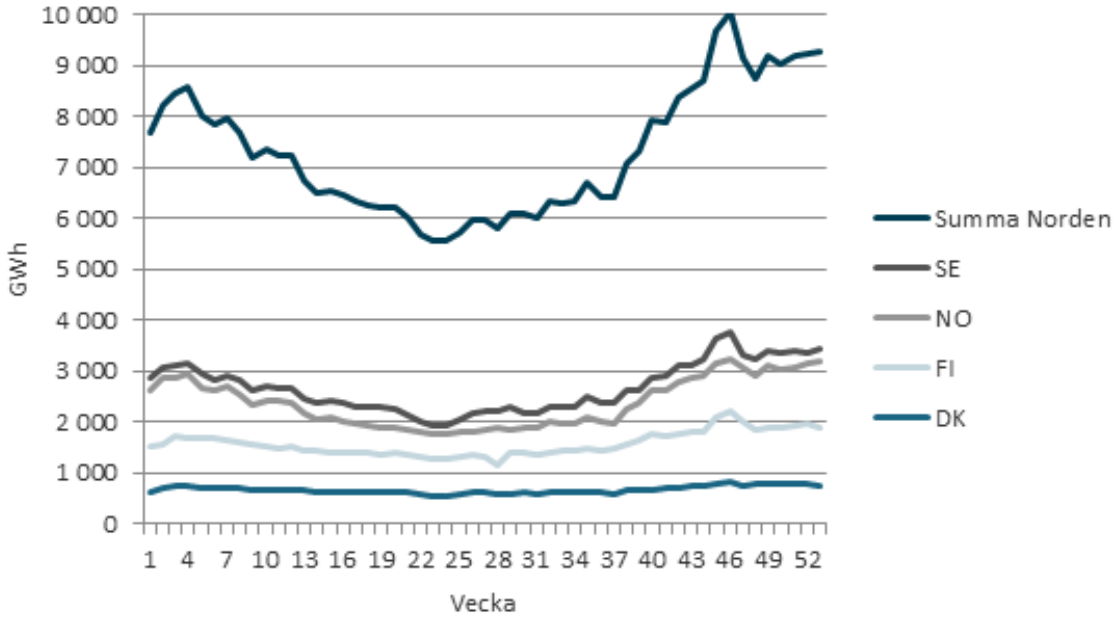
Under 2011 var elanvändningen i Sverige ca 142 TWh[30]. Ca 20 TWh utgjordes av elvärme. Elvärmens temperaturberoende avspeglas i den tydliga säsongsvariationen med högre elanvändning på vintern och lägre på sommaren. Andelen elvärme har dock minskat stadigt under de senaste 20 åren.

Den norska elanvändningen är lägre än den svenska, men i förhållande till folkmängden är förbrukningen hög – 126 TWh under 2011. Norge har i likhet med Sverige en omfattande gruv-, kemi- och skogsindustri och därtill en stor petroleumindustri som också förbrukar mycket el. I likhet med Sverige använder även Norge mycket el till uppvärmning, varför årstidsvariationerna är tydliga i den norska elanvändningen.

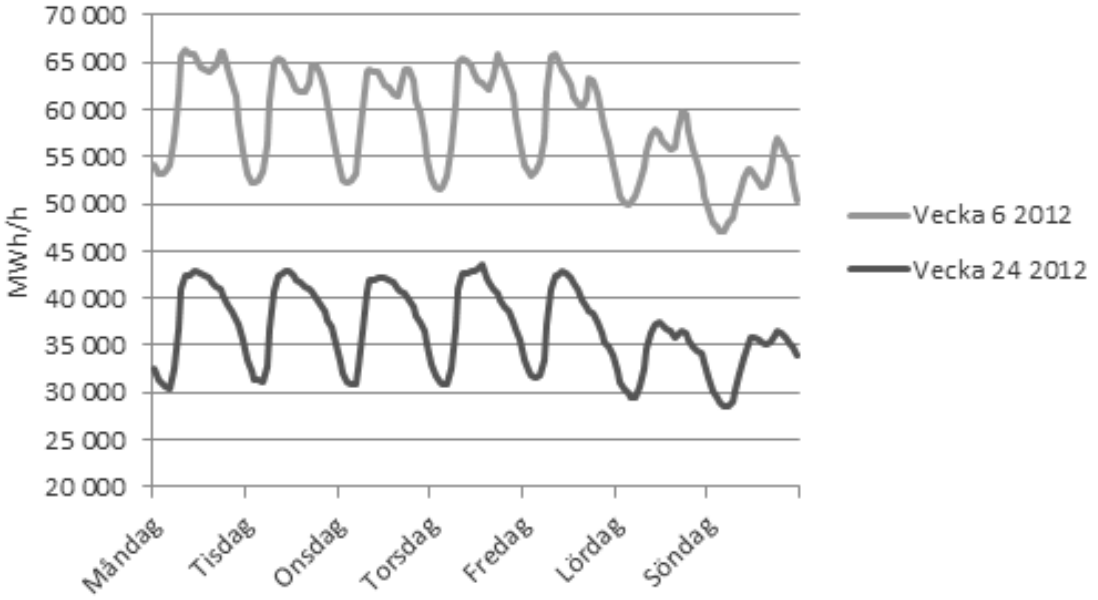
30. Förbrukning beräknad som elproduktion plus import minus export



Figur 8. Förbrukning och produktion fördelat på de fyra elområdena, medelvärde 2008 – 2010.



Figur 9. Elanvändning i de nordiska länderna under 2011. Källa: NordPool Spot.



Figur 10. Förbrukning per timme i Norden under vecka 6 och vecka 24 2012.

Elanvändningen i Finland uppgick till 84 TWh under 2011. Industrin, och då främst skogsindustrin, står för en stor del av elanvändningen. Temperaturberoende elvärme utgör en del av elanvändningen även i Finland men årstidsvariationerna är inte lika påtagliga som i Sverige och Norge.

I Danmark är vintrarna varmare än i övriga Norden och andelen elvärme är relativt låg. Det innebär mindre säsongsvariationer i elanvändningen. Danmark har relativt lite elintensiv industri och den totala elanvändningen är därför låg i jämförelse med Finland och Norge, som har ungefär lika stor befolkning. Under 2011 förbrukades ca 36 TWh el i Danmark och totalt 388 TWh i Norden.

Sammantaget har den nordiska elanvändningen tydliga säsongsvariationer och en tydlig dygnsprofil. Figur 10 visar timvis förbrukning i Norden under en vecka i februari och en vecka i juni 2012. Förbrukningen är som högst under dagtid på vardagar och som lägst under natt mot lördag och söndag. På vintern syns också ”belysningstopparna” under morgontimmarna och eftermiddag/kväll.

Skillnaden mellan lägsta och högsta förbrukning under samma vecka kan vara närmare 20 GWh per timme. Dessa stora skillnader mellan olika årstider samt mellan natt och dag avspeglas tydligt i överföringsmönstret på stamnätet. Förutsättningarna för driften av stamnätet, och de problem som kan uppstå, skiljer sig således mycket mellan höglast- och låglasttid.

4.1.3 EFFEKTBALANSEN UNDER DE SENASTE ÅREN

Med effektbalans avses förmågan att upprätthålla den momentana balansen i elkraftsystemet dvs. möjligheten att med tillgänglig produktion klara den aktuella förbrukningen. I Sverige och Norden är effektbalansen mest ansträngd under vintern, när det är som kallast.

Vid avregleringen i mitten på 1990-talet fanns ett produktionsöverskott i Sverige. Vid den tidpunkten fanns också ett stort antal kondenskraftverk, som eldades med fossila bränslen och som hade höga marginalkostnader för sin produktion.

Med den marknadsstyrda prissättning som följde på avregleringen av elmarknaden har dessa anläggningar varit lönsamma endast under enstaka timmar per år, när det varit som kallast och priserna som högst. Många av dessa anläggningar togs därför ur drift. Det medförde – tillsammans med stängningen av kärnkraftverket i Barsebäck – att skillnaden mellan produktion och förbrukning minskade och att marginalerna till effektbrist blev mindre.

Oro för att marginalerna skulle kunna bli besvärande små under kalla vintermånader föranledde regeringen att 2003 ge Svenska Kraftnät i upp-

drag att årligen upphandla en särskild effektreserv. Verket fick också i uppdrag att bevaka och rapportera effektbalansen för föregående år och göra en prognos för det kommande året. Utöver denna kortsiktiga prognos tar Svenska Kraftnät årligen fram långsiktiga effektbalansprognoser.

Statsmakternas intention är att frågan om tillräcklig effekt på sikt ska lösas av marknadens aktörer. Omfattningen av den av Svenska Kraftnät upphandlade effektreserven kommer därför successivt att trappas ner fram till 2020[31].

Vintrarna 2009/2010, 2010/2011 och 2011/2012

De tre senaste vintrarna har visat vilket centralt bidrag den svenska kärnkraften ger till försörjningssäkerheten. Vintern 2009/2010 ledde historiskt låg tillgänglighet i kärnkraftverken i kombination med stark kyla till en ansträngd situation för kraftbalansen vid tre tillfällen.

Vid dessa tillfällen steg elpriset drastiskt och Svenska Kraftnät aktiverade effektreserven. Effektbalansen upprätthölls med hjälp av import. Det var även gynnsamt att kylan slog till under en period när både elintensiv industri och annan industri hade lägre förbrukning än normalt till följd av finanskrisen. Hade förbrukningen legat på samma nivå som före 2008 hade effektsituationen varit än mer kritisk.

Inför hösten 2010 var den lagrade energin i de nordiska vattenmagasinen betydligt lägre än normalt. Situationen var särskilt ansträngd i Norge med historiskt låga nivåer i vattenmagasinen. Norges ansträngda energisituation ledde till att Statnett och Svenska Kraftnät omplanerade underhållsarbeten för att inte reducera överföringskapaciteten mellan länderna under vinter och tidig vår. Den svenska kärnkraften producerade mindre än normalt fram till årsskiftet. Efter årsskiftet var dock samtliga tio reaktorer periodvis i drift.

Även vintern 2010/2011 var mycket kall, vilket ledde till hög förbrukning under vissa perioder. Ett nytt förbrukningsrekord i det samlade nordiska kraftsystemet sattes den 8 januari 2010 med 69 600 MW, vilket var 600 MW högre än det tidigare rekordet från februari 2001. Den hittills högsta svenska förbrukningen är 27 000 MW och inträffade den 5 februari 2001.

31. Lagen (2003:436) om effektreserv

Vintern 2011/2012 var mild och tillgången på vatten i de nordiska vattenmagasinen var mycket god. Kärnkraften hade dock ännu en vinter med tidvis låg tillgänglighet. Elpriserna var låga och Sverige nettoexporterade el under praktiskt taget hela vintern, bortsett från första halvan av februari då vinterns enda köldknäpp och den högsta förbrukningen inträffade. När den förbrukningstoppen inträffade var endast sex av tio kärnkraftsreaktorer i drift. Samtidigt producerade den svenska vattenkraften nära maximal tillgänglig kapacitet. Det fanns få kommersiella bud för uppreglering på reglerkraftmarknaden och Svenska Kraftnät aktiverade därför effektreserven.

4.1.4 ÖVERFÖRINGSMÖNSTER

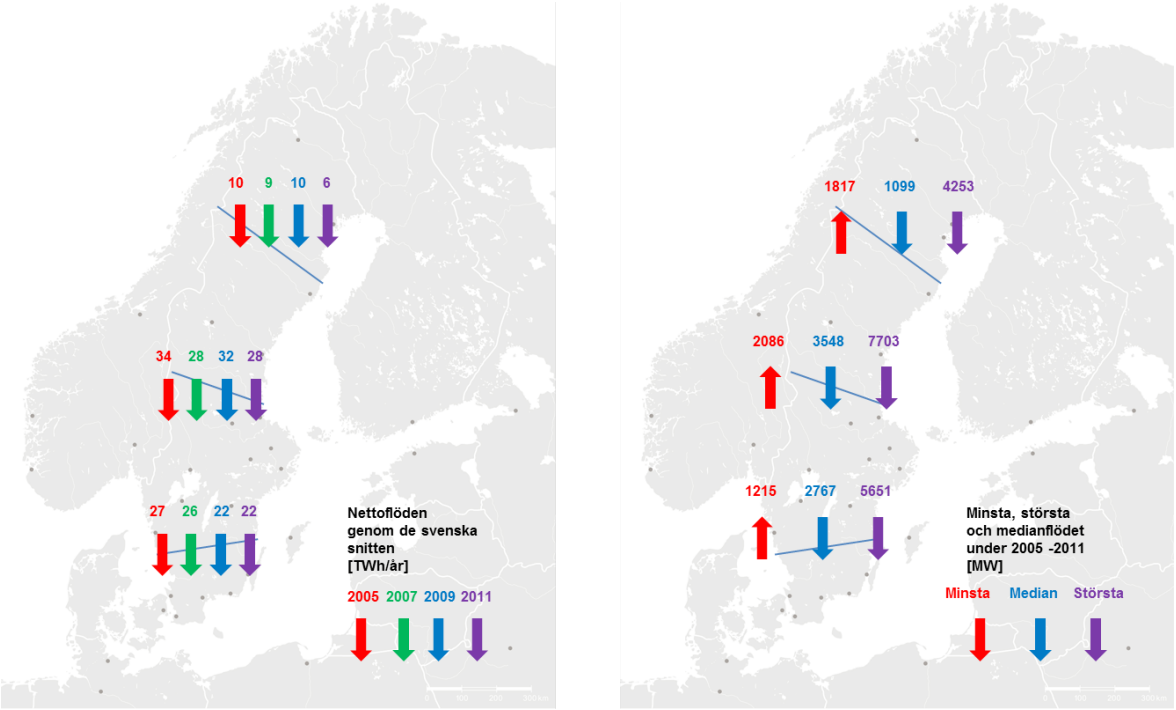
Nord-sydligt flöde och nordiska snitt

Flödet genom det svenska stamnätet går huvudsakligen i sydlig riktning från SE1 och SE2 som är överskottsområden till SE3 och SE4 som är underskottsområden. Under dagtid går flödet sedan oftast vidare söderut via utlandsförbindelserna till Danmark, Tyskland och Polen.

I Norge karaktäriseras överföringsmönstret av dels ett sydligt flöde från norra och arktiska Norge, dels ett östligt flöde från överskottsområden i södra och sydvästra Norge till Oslo-området. Flödet genom förbindelserna mellan södra Norge och SE3, det s.k. Hasle-snittet, går mestadels i riktning mot Sverige. Den maximala överföringskapaciteten i Hasle-snittet utnyttjas under en stor del av tiden under normalår och våtår. Liksom de svenska förbindelserna till kontinenten används även de norska huvudsakligen för export. I Norges fall sker denna till Danmark och Nederländerna.

Under torrår har Norge ett importbehov. För att kunna utnyttja sin potential som europeisk reglerresurs och exportera el under dagtid behöver Norge ta tillbaka energi under låglasttid. Detta importbehovsmönster har en tydlig påverkan på västkustsnittet och är ett av skälen för att bygga SydVästlänkens västra gren.

Ett nord-sydligt flöde präglar även överföringen i det finska stamnätet. Flödet genom det finska snittet P1 går vanligen i sydlig riktning. Förbindelserna mellan SE1 och norra Finland används under våt- och normalår för export från Sverige. Det förekommer även transiterande flöden från SE1 genom



Figur 11. Nettoflöden genom de svenska snitten under 2005, 2007, 2009 och 2011 (till vänster). Minsta, största och medianflödet genom de svenska snitten under 2005-2011.

Finland och tillbaka till SE3 via Fenno-Skan.

Under normalår sker nettoimport från norra Norge till SE1. Flödet går huvudsakligen söderut genom Sverige. Transitflöden kan även förekomma från norra Norge genom snitt 1 och via SE2 till mellersta Norge som är ett underskottsområde.

Utbytet mellan norra Norge och norra Sverige är mindre än det mellan södra Norge och södra Sverige. Medan flödet i söder huvudsakligen går i riktning från Norge till Sverige uppträder oftare variationer i flödesriktningen mellan norra Norge och norra Sverige.

I Baltikum går flödet vanligtvis från Estland söderut till Lettland och Litauen. Estland har även en nettoimport från Finland under ett normalår. De baltiska länderna har de senaste åren importerat el från Ryssland och Vitryssland.

Variationer i tillrinningen

Under våtår blir det sydliga flödet större. Exporten från Norge och Sverige till kontinenten och Finland ökar då. Under torrår minskar i stället det sydliga flödet och exporten. Som tidigare nämnts exporterar Sverige under normal- och våtår till Finland via AC[32]-förbindelserna i norr. Under torrår kan det omvända förekomma.

I Baltikum exporterar Lettland till både Litauen och Estland under våtår. Nettoflödet som vanligen går från Estland till Litauen byter således riktning under våtår. Även importen från Ryssland och Vitryssland reduceras då. Under torrår ökar istället importen från Ryssland och Vitryssland till Baltikum. Då förstärks också flödet söderut från Estland till Lettland och vidare till Litauen, vilket kan leda till överföringsbegränsningar mellan Estland och Lettland.

Import, export och nettoflöden genom de svenska snitten

De många förbindelserna mellan de nordiska länderna skapar möjligheter att exportera kraft från områden med mycket vattenkraft till dem som i huvudsak har värmekraftproduktion, när det finns god tillgång på vatten. Omvänt kan import ske när tillrinningen och vattentillgången är låg.

Denna möjlighet att utbyta kraft mellan länder och områden har inneburit att risken för energibrist är liten i det nordiska kraftsystemet. Den nordiska elmarknaden verkar också dämpande på förbrukningen, när tillgången blir låg i förhållande till

32. AC = Alternate Current, växelström

Tabell 2. Produktion, förbrukning och nettoexport/nettoimport under åren 2005, 2007, 2009 och 2011.
Källa 2005-2009: Energimyndigheten och SCB. Källa 2011: Svensk Energi och SCB.

	2005	2007	2009	2011
VATTENKRAFTSPRODUKTION (TWH)	72,1	65,6	65,3	66,0
VINDKRAFTSPRODUKTION (TWH)	0,9	1,4	2,5	6,1
KÄRNKRAFTSPRODUKTION (TWH)	69,5	64,3	50,0	58,0
ÖVRIG VÄRMEKRAFT (TWH)	12,0	13,6	15,9	16,8
TOTAL PRODUKTION (TWH)	154,5	144,9	133,7	146,9
FÖRBRUKNING, NETTO (TWH)	147,1	146,2	138,4	139,7
EXPORT/IMPORT (TWH)	7,4	-1,3	-4,7	7,2

efterfrågan. Priserna går då upp och förbrukningen hålls tillbaka.

Figur 11 visar på den vänstra kartan nettoflöden genom de svenska snitten under 2005, 2007, 2009 och 2011. Den högra kartan visar minsta, största och medianflöde under åren 2005 – 2011.

Tabell 2 visar produktionen per kraftslag jämte förbrukning och export/import under respektive år. Som figur 11 visar var det sydliga flödet genom de svenska snitten störst under 2005. Det berodde framförallt på att vattenkraftsproduktionen under det året var relativt stor.

Under 2005 var även förbrukningen hög. En hög förbrukning ökar flödena i sydlig riktning, medan låg förbrukning minskar dem. De sydliga nettoflödena under 2009 var nästan lika stora som under 2005, trots att vattenkraftsproduktionen då var lägre. Det berodde bl.a. på den låga kärnkraftsproduktionen det året. Under perioder med lägre kärnkraftsproduktion blir sålunda överföringen söderut större, eftersom el från vattenkraftverken då i högre grad behöver överföras till södra Sverige.

Stora dygnsvariationer

På den vänstra kartan i figur 12 visas flödet den 11 januari 2012 mellan klockan 03 och 04. På den högra kartan visas flödet samma dag mellan klockan 16 och 17.

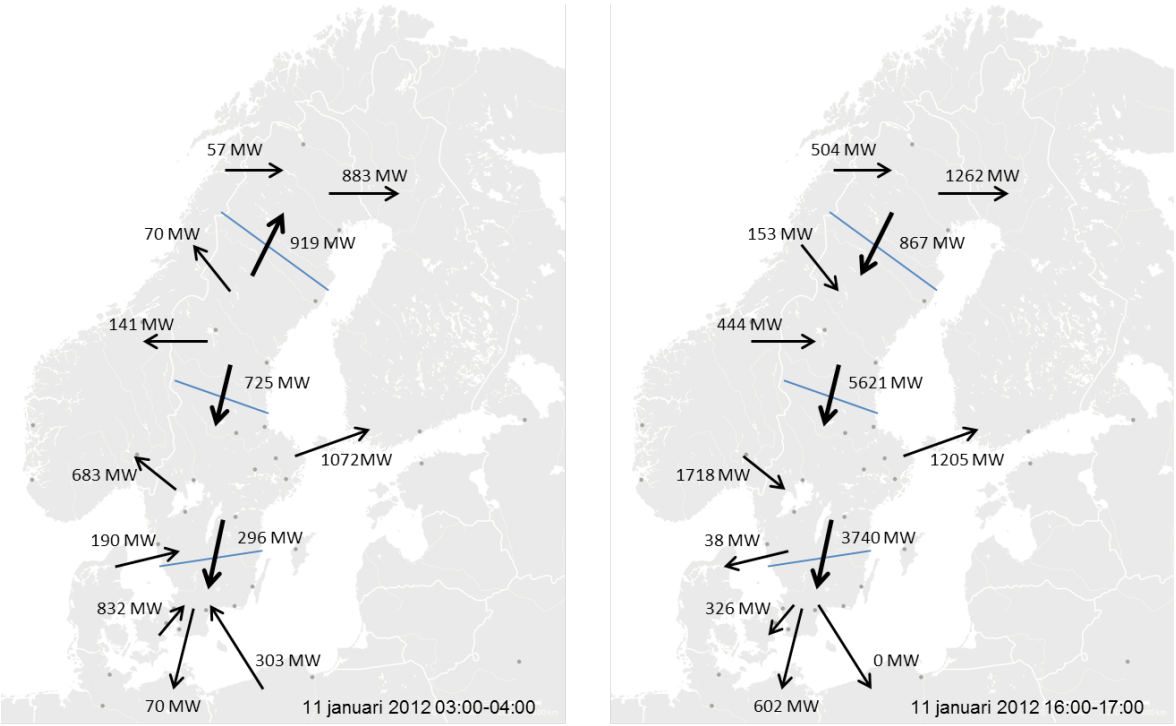
Figuren illustrerar variationerna i flödet mellan natt och dag. Överföringen nattetid och till viss del även under helger, när förbrukningen är lägre, karaktäriseras av ett mindre sydligt flöde än under dagtid. Flödet under natten genom snitt 1 kan t.o.m. vända och gå i nordlig riktning under vissa timmar. Flödet genom förbindelserna mellan SE1 och norra Finland går normalt i riktning mot Finland även under natten.

Under natten sker ofta import via de kontinentala förbindelserna. Under natten när förbrukningen är låg, blir elpriset lägre. Det ger incitament till vattenkraftsproducenterna – som kan reglera sin produktion snabbt och till ett lågt pris – att minska sin produktion. Värmekraftverken på kontinenten stängs däremot inte av under natten.

En stor vindkraftsproduktion på kontinenten kan förstärka detta importdominerade överföringsmönster. Under natten när flödet går från kontinenten till Sverige och sedan vidare till Norge kan Västkustsnittet begränsa det nordliga flödet. Produktionen i Ringhals blir då avgörande för om snittet blir begränsande eller inte. När Ringhals producerar fullt ut blir Västkustsnittet oftare begränsande.

Årstidsberoende variationer

Vårfloden börjar i södra Norge, vilket ökar exporten från Norge till kontinenten och Sverige. Därefter kommer vårfloden till norra Norden. Då förstärks det sydliga flödet genom särskilt Sverige men även Norge och Finland. Anledningen är att vattenkraftproducenterna då i högre grad är tvungna att producera el även under perioder med låga priser. Under denna tid på året ökar exporten från Sverige och Norge till kontinenten.



Figur 12. Flödet mellan kl. 03 och 04 (till vänster) och mellan kl. 16 och 17 (till höger) den 11 januari 2012.

Under sommaren är förbrukningen låg. Då genomförs underhåll av nät och produktionsanläggningar. Det sydliga flödet brukar vara stort under sommarhalvåret, när de svenska kärnkraftverken har sina revisionsavställningar. Under sommaren går flödet genom förbindelserna mellan Norden och kontinenten under dagtid vanligtvis i riktning mot kontinenten. Vidare importerar Sverige el från södra Norge.

Under hösten blir det sydliga flödet lite lägre än under sommaren. Flödet är dock starkt väderberoende. Mycket regn men också underhållsåtgärder i kärnkraftverken som drar ut på tiden medför ett större sydligt flöde.

Under vintern är förbrukningen hög på grund av kylan. Det sydliga flödet är då relativt stabilt.

4.2 UTVECKLING AV ELSYSTEMEN TILL 2025

4.2.1 DEN NORDEUROPEISKA ELPRODUKTIONEN

20-20-20-målen

20–20–20-målen innebär bl.a. utbyggnad av förnybar elproduktion i Europa. På det nationella planet vidtas olika åtgärder för att nå de uppsatta målen. Elcertifikatsystemet (se avsnitt 2.3.3) infördes som ett verktyg för anpassning till förnybarhetsdirektivet. Idag är den svensk-norska elcertifikatmarknaden den främsta drivkraften för fortsatt utbyggnad av förnybar elproduktion i de båda länderna.

Vattenkraft

Nya vattenkraftsanläggningar, liksom småskaliga vattenkraftverk, är berättigade till elcertifikat. Detsamma gäller effekthöjningar i gamla anläggningar. De outbyggda svenska älvarna är dock skyddade från exploatering genom lagstiftning och någon dramatisk ökning av den svenska vattenkraftsproduktionen är därför inte möjlig. I Norge förväntas däremot en utbyggnad av den småskaliga vattenkraften, framförallt i norra Norge och på Vestlandet.

Vindkraft

För vindkraften finns omfattande utbyggnadsplaner (se avsnitt 3.1.1). Sverige har idag identifierade vindkraftsplaner på i storleksordningen 40 GW.

Endast en del av dessa kommer att realiseras och stor osäkerhet råder kring den geografiska lokaliseringen.

Indelningen i elområden medför relativt högre priser i södra Sverige och relativt lägre i norra. Detta bör långsiktigt stimulera utbyggnad av produktionskapaciteten i södra delen av landet. Vindförutsättningarna är dock bättre i norra Sverige och en glesare bebyggelse kan underlätta tillståndsprocesserna.

I Energimyndighetens långsiktsprognos 2010[33] uppskattas elproduktionen från vindkraft till 11,3 TWh år 2020. I regeringens handlingsplan för främjande av förnybar energi är motsvarande prognos för vindkraftsproduktionen 12,5 TWh. Energimyndigheten står för analysen även i denna plan.

Andra aktörer gör framskrivningar av vindkraftsutbyggnaden som skiljer sig från de nyss nämnda. Svensk Vindenergi tog i januari 2012 fram tre scenarier för vindkraften 2015, där produktionen uppskattades till mellan 11 och 24 TWh. Enligt Svensk Vindenergis kartläggning av vindkraftsprojekten var motsvarande 1 000 MW under byggnation våren 2012.

Projekt motsvarande 400 MW var lokaliserade i SE2. Enligt samma kartläggning har ca 3 000 MW vindkraft alla tillstånd färdiga. Även för dessa projekt är två tredjedelar av kapaciteten lokaliserad i SE2. Svensk Vindenergis prognoser pekar således på att en stor del av vindkraftsutbyggnaden kommer att ske i SE2.

Havsbaserad vindkraft har inte slagit igenom i Sverige. Det finns dock planer på att genom EU:s samarbetsmekanismer låta länder som inte beräknas nå 20–20–20-målen för förnybar produktion få ekonomiskt stöd för att investera i havsbaserad vindkraft. Då kan vindkraftsproduktionen öka mer än vad elcertifikatsystemet motiverar.

Det finns flera stora projekt för havsbaserad vindkraft i planeringsstadiet. Hit hör Storgrundet sydost om Söderhamn, Stora Middelgrund i Kattegatt och Trolleboda i Kalmarsund. Vid Kriegers Flak planeras en sammankoppling av dansk och tysk havsbaserad vindkraft. Södra Midsjöbankarna i sydöstra Östersjön är ett annat stort projekt med havsbaserad vindkraft.

Två viktiga faktorer för utbyggnaden av havsbaserad vindkraft är teknikutveckling för att få ner investeringskostnaderna samt tillståndsprocesserna där prioriteringar måste göras mellan målen för förnybar energiproduktion och exempelvis naturskyddsområden till havs och Försvarsmaktens intressen. För att möjliggöra vindkraftsparker längre ut till havs torde det vara nödvändigt att införa särskilda ekonomiska stöd.

Även i Norge, Finland och Baltikum planeras många nya vindkraftverk. Utbyggnaden förväntas dock inte bli lika stor som i Sverige. I Norge konkurrerar den småskaliga vattenkraften, den svenska vindkraften och biobränslebaserade kraft om utrymmet i det svensk-norska elcertifikatsystemet.

I Tyskland förväntas en mycket kraftig ökning av både den land- och havsbaserade vindkraften. Det tyska systemet med feed-in tariffer ger även dyra vindkraftsprojekt god lönsamhet. Även Danmark har planer på mer utbyggnad av vindkraften både till lands och till havs.

Biobränslebaserad värmekraft

I Sverige förväntas det ske en fortsatt utbyggnad av biobränslebaserade kraftvärme- och mottrycksanläggningar till följd av de ekonomiska incitament som ges med elcertifikaten. Hur den biobränslebaserade elproduktionen utvecklas beror också i stor utsträckning på de framtida bränslepriserna. Om priserna stiger på fossila bränslen blir biobränslebaserad produktion mer fördelaktig.

Konventionell kraftvärmeproduktion styrs i stor utsträckning av värmebehovet. Ökad lönsamhet för biobränslebaserad elproduktion kan leda till ökad utbyggnad av mer flexibla produktionsanläggningar med större möjlighet att variera elproduktionen oberoende av värmebehovet. Samtidigt finns en debatt om biobränslenas miljöpåverkan där meningarna går isär om fördelarna med en biobränsleeldad elproduktion.

Skogsindustrin svarar idag för 93 procent av all den elproduktion som härrör från industriellt mottryck. Enligt en rapport[34] från Svebio, Skogsindustrierna, Svensk Fjärrvärme och Svensk Energi förväntas den totala elproduktionen från kraftvärmeanläggningar i skogsindustrin och fjärrvärmesystem öka med knappt tre TWh från 18 TWh år 2010 till 21 TWh år 2020. Rapporten bygger på en enkätstudie med svenska kraftvärmeproducenter.

33. ER 2011:03
34. Sveriges utbyggnad av kraftvärme till 2020 – med fokus på elcertifikatsystemets effekter (2011)

I Energimyndighetens långsiktsprognos 2010[35] antas kraftvärmeproduktionen 2020 bli 22 TWh, varav 7,5 TWh från kraftvärme i industrin och 14,5 TWh från kraftvärme i fjärrvärmesystem.

I Finland, Danmark och Baltikum finns planer på att bygga ut den biobränslebaserade värmekraften.

Solkraft

Elenergi producerad av solkraftsanläggningar ökar snabbt på kontinenten, särskilt i Tyskland. Tekniken har förbättrats men det främsta skälet till den snabba utvecklingen i Tyskland är mycket förmånliga stöd till solbaserad elproduktion. Än så länge krävs detta för att göra produktionen lönsam.

Vårt geografiska läge gör att nyttjandetiden för solkraft är kortare i Sverige, Norge och Finland än på kontinenten. Därmed blir solkraften också mindre attraktiv. Utan politiska beslut som främjar solkraftsproduktion i Norden torde den inte under överskådlig tid komma att utgöra någon större andel av de nordiska ländernas elförsörjning.

Kärnkraft

Energimyndigheten beräknar i sin långsiktsprognos 2010[36] att kärnkraftsproduktionen 2020 och 2030 blir 73 TWh. Som konstaterats i det föregående har kärnkraften stor betydelse för försörjningssäkerheten. Ev. ersättningsetableringar i Sverige och ev. nybyggnad i norra Finland får stor påverkan på det svenska stamnätet.

I Finland finns fyra kärnkraftsreaktorer i drift – två i Lovisa och två i Olkiluoto. En tredje reaktor byggs i Olkiluoto där det även finns planer på en fjärde reaktor. Fennovoima diskuterar att till 2020 bygga en reaktor i ett nytt kärnkraftverk i Pyhäjoki i Norra Österbotten.

Också i Litauen, Polen och ryska Kaliningrad finns planer på ny kärnkraft medan Tyskland har fattat beslut om att avveckla sin.

Fossilbränslebaserad värmekraft

För närvarande finns kondenskraftverk och gasturbiner som stödjer den svenska effektbalansen. Vad som kommer att ske med denna produktionskapacitet i framtiden är svårt att bedöma. Å ena sidan kan kondensanläggningarna komma att avvecklas när en kraftigt utbyggd förnybar elproduktion minskar behovet av effektreserver och därmed lönsamheten i anläggningarna. Å andra sidan medför utbyggnaden av vindkraften större behov av reglerkraft, där anläggningarna kan ha en fortsatt funktion att fylla.

4.2.2 ELANVÄNDNINGEN

Den svenska elanvändningen har historiskt varit starkt korrelerad till den ekonomiska tillväxten. Prognoser för den ekonomiska utvecklingen spelar därför en viktig roll för antaganden om den framtida elanvändningen. Denna beror förstås också på tillgänglig produktionskapacitet. En ökning av produktionskapaciteten innebär lägre elpriser, vilket i sin tur ökar efterfrågan. Exempel på andra viktiga faktorer är energi- och klimatpolitiken, livsstilsförändringar och teknisk utveckling.

Energieffektivisering medför ökad elanvändning

De europeiska målen för energieffektivisering kommer att få stor betydelse för den nordiska elanvändningen. Krav på mer energisnåla apparater och installationer kommer att minska elanvändningen. Trots detta förväntas energieffektiviseringsmålen dock snarare medföra en ökad elanvändning totalt.

I Sverige har vi sett detta historiskt. Industrin har ställt om från fossilbränslebaserade processer till en mer elbaserad produktion. Värmepumpar sparar energi men ökar elanvändningen. EU:s energiplan för Europa[37] pekar i alla scenarier på en ökning av elenergins andel av den totala energianvändningen – från dagens 21 procent till närmare 40 procent.

Sverige är redan idag ett elintensivt land där elenergin utgör 37 procent av den totala energianvändningen dvs. i nivå med vad som förväntas för Europa 2050. Andelen el i den svenska energianvändningen förväntas dock bli ännu högre i framtiden. Inom den svenska industrin pågår ett fortsatt energieffektiviseringsarbete och till detta kommer ambitionerna att minska fossilanvändningen inom transportsektorn.

En ökad elanvändning inom transportsektorn kommer så småningom att skapa förändrade förbrukningsmönster. Det öppnar samtidigt möjligheter när t.ex. elbilar som laddas nattetid, när förbrukningen är som lägst, kan bidra till att jämna ut dygnsvariationerna i elförbrukningen.

35. ER 2011:03
36. ER 2011:03
37. Energy in Europe 2050

Tabell 3. Årlig tillrinning (TWh/år) för den svenska vattenkraften i våtårs-, torrårs- och normalårssimuleringarna.

	SE1	SE2	SE3	SE4	Summa
VÅTÅR	26,8	46,7	12,8	0,6	86,9
TORRÅR	9,8	30,1	10,1	1,3	51,1
NORMALÅR	20,6	34,5	10,6	1,2	66,8

Ändrade förbrukningsmönster

Generella livsstilsförändringar i kombination med teknisk och ekonomisk utveckling påverkar hur vi använder el i vardagen. En tydlig trend är att vi blir färre personer i varje hushåll. Det ökar antalet hushåll med sina egna kylskåp, tv-apparater etc. och elanvändningen ökar. Vi använder även allt fler elektriska apparater i vår vardag. Den utvecklingen förväntas fortsätta under kommande år och bidrar också till ökad elanvändning.

I framtiden kommer hushållens elanvändning att bli mer flexibel. Med timmätning blir det möjligt att debitera elen efter hur efterfrågan varierar. Elkunderna kommer då att kunna spara pengar genom att välja att förbruka el under tider när priset är lägre.

Det pågår en utveckling av s.k. smarta vitvaror, som automatiskt kan reagera på elpriset eller nätfrekvensen. Det skulle kunna bli en viktig del av systemet för att upprätthålla balansen mellan tillgång och efterfrågan när en stor mängd intermittent produktion tillkommer. En ökad elasticitet på efterfrågesidan kan kapa de förbrukningstoppar som vi ser idag.

4.3 PERSPEKTIV 2025

4.3.1 BAKGRUND TILL SCENARIERNA

En del av underlaget till denna plan utgörs av studier av scenarier för det nordeuropeiska elsystemet 2025 (se appendix). Studierna har genomförts i en s.k. marknadsmodell. Syftet med marknadsmodellstudien är att genom simuleringar studera vilka konsekvenser som olika stamnätsinvesteringar får för flöden och elpriser och att värdera elmarknadsnyttan av de förstärkningar som studeras.

Huvudscenariot kallas för Perspektiv 2025 (PP2025) och baseras till stor del på de nationella handlingsplanerna för energi från förnybara energikällor[38] som beskriver hur respektive EU-land ska bidra till att man uppnår 20–20–20-målen. Eftersom 20–20–20-målen antas vara uppfyllda 2020 är PP2025 mycket ”grönt”.

Svenska Kraftnät har valt att utgå från de politiska målen för förnybar elproduktion i NREAP[39] eftersom Svenska Kraftnäts uppgift är att tillhandahålla ett stamnät som gör det möjligt att nå sådana mål. Genom att variera olika faktorer har fler scenarier tagits fram och studerats. Huvudscenariot PP2025 har legat till grund för dessa övriga scenarier.

4.3.2 ELPRODUKTIONEN I SCENARIERNA

Vattenkraften

I de studerade scenarierna för 2025 har den svenska vattenkraftsproduktionen antagits uppgå till 66 TWh under ett normalår (tabell 3). I Norge uppgår en normalårsproduktion till ca 136 TWh. En ökning av den norska vattenkraftsproduktionen till följd av mer småskalig vattenkraft i norra Norge och på Vestlandet har antagits. I Finland har antagits att vattenkraftsproduktionen är närmare 14 TWh under ett normalår. Även våtår och torrår har studerats.

Vindkraften

Flera scenarier för lokaliseringen av vindkraften har studerats. Den totala vindkraftsproduktionen i Sverige har antagits bli mellan 17 och 20 TWh. I PP2025 är den totala vindkraftsproduktionen drygt 17 TWh. Fördelningen av installerad vindkraftseffekt och årlig produktion i tre vindkraftsscenarier presenteras i tabell 4.

38. National Renewable Energy Action Plan (NREAP)
39. National Renewable Energy Action Plan

Tabell 4. Installerad effekt och produktion för vindkraften i tre vindkraftsscenarier.

VIND1

ELOMRÅDE	SE1 (MW)	SE2 (MW)	SE3 (MW)	SE4 (MW)	Totalt (MW)	SE1 (GWh)	SE2 (GWh)	SE3 (GWh)	SE4 (GWh)	Totalt (GWh)
LANDBASERAD VIND	1 242	2 100	3 208	1 086	7636	2 722	4 603	7 032	2 381	16 738
HAVSBASERAD VIND	0	0	0	156	156	0	0	0	481	481
SUMMA	1 242	2 100	3 208	1 242	7 792	2722	4 603	7 032	2 861	17 219

VIND2

ELOMRÅDE	SE1 (MW)	SE2 (MW)	SE3 (MW)	SE4 (MW)	Totalt (MW)	SE1 (GWh)	SE2 (GWh)	SE3 (GWh)	SE4 (GWh)	Totalt (GWh)
LANDBASERAD VIND	3 000	2 800	1 600	1 086	8 486	6 576	6 138	3 507	2 381	18 601
HAVSBASERAD VIND	0	0	0	156	156	0	0	0	481	481
SUMMA	3 000	2 800	1 600	1 242	8 642	6 576	6 138	3 507	2 861	19 082

VIND3

ELOMRÅDE	SE1 (MW)	SE2 (MW)	SE3 (MW)	SE4 (MW)	Totalt (MW)	SE1 (GWh)	SE2 (GWh)	SE3 (GWh)	SE4 (GWh)	Totalt (GWh)
LANDBASERAD VIND	407	2 391	1 785	675	5 258	893	5 240	3 914	1 479	11 526
HAVSBASERAD VIND	0	265	660	1 614	2 539	0	815	2 031	4 965	7 811
SUMMA	407	2 656	2 445	2 289	7 797	893	6 055	5 944	6 445	19 337

I det första vindkraftsscenariot, VIND1, utgår fördelningen av den svenska vindkraften på de fyra elområdena från den lista över förfrågningar om anslutning av ny vindkraft som finns hos Svenska Kraftnät.

I scenariot VIND2 har en större andel av den svenska vindkraften lokaliserats norr om snitt 2.

I scenariot VIND3 antas den havsbaserade vindkraften få stort genomslag. I detta scenario utgörs därför en större del av produktionen av havsbaserad vindkraft i främst SE3 och SE4.

40. ER 2011:03

Kärnkraften

I PP2025 har antagits en svensk kärnkraftsproduktion på 73 TWh. Antagandet ligger i linje med Energimyndighetens prognos i långsiktsprognos 2010[40]. Efter effekthöjningarna förväntas den totalt installerade produktionskapaciteten i de svenska kärnkraftverken komma att uppgå till 10,4 GW.

I huvudscenariots simuleringar har antagits en tillgänglighet på ca 80 procent. Även scenarier med lägre (70 TWh) och högre (81 TWh) produktion har studerats.

Sex finska kärnkraftreaktorer antas vara i drift i PP2025. Utöver dagens reaktorer och Olkiluoto 3, som f.n. är under uppförande, har även en ny reaktor

i Pyhäjoki i Norra Österbotten antagits vara i drift. Flera scenarier utan den sistnämnda reaktorn har också studerats.

I Litauen har en ny reaktor antagits vara i drift 2025. Även i norra Polen antas en ny kärnkraftsreaktor. Avvecklingen av den tyska kärnkraften förutsätts bli fullföljd och Tyskland har därför modellerats utan någon kärnkraft.

Övrig värmekraft

I huvudscenariot har elproduktionen från kraftvärme och industriellt mottryck antagits bli drygt 20 TWh i Sverige. I ett annat scenario blir produktionen från kraftvärme och industriellt mottryck 22 TWh. Huvuddelen av denna produktion antas vara biobränslebaserad.

Två av blocken i oljekondenskraftverket i Karlshamnsverket och gasturbiner som inte ingår i störningsreserven har antagits vara i fortsatt drift. Dessa anläggningar utnyttjas vid en simulering, dock aldrig på elspotmarknaden p.g.a. det stora elenergiöverskottet i Sverige. Kondenskraftverken och gasturbinerna används främst som reserv även idag.

4.3.3 ELANVÄNDNINGEN I SCENARIERNA

Alla scenarier som Svenska Kraftnät använt i arbetet med Perspektivplan 2025 innebär en ökning av den svenska elanvändningen jämfört med dagens nivå. Antaganden om elanvändningen har baserats på Energimyndighetens långsiktsprognos från 2010[41]. I ett av Energimyndighetens tre scenarier antas en hög ekonomisk tillväxt med högre elförbrukning som följd.

Det svenska stamnätet bör även klara den belastning som en hög ekonomisk tillväxt medför och därför har detta scenario använts som huvudscenario i Svenska Kraftnäts analyser. I detta scenario har den svenska elanvändningen 2025 antagits uppgå till 158 TWh.

Analyser har även gjorts av scenarier med lägre ekonomisk tillväxt, där elanvändningen antas stanna vid 150 TWh 2025. Det är framför allt industrins elanvändning som antas öka i båda scenarierna, men även transportsektorn – framför allt i scenariot med hög tillväxt – och bostäder och service antas öka sin förbrukning.

Elanvändningens geografiska fördelning har antagits se likadan ut som idag. Det innebär att förbrukningsökningen i absoluta tal blir störst i SE3 och SE4. Inga antaganden har gjorts om förändringar i elanvändningens dygns- eller säsongsvariationer, utan historiska förbrukningsprofiler har använts i analyserna.

4.3.4 PROGNOSER FÖR ENERGIBALANSEN

Med elenergibalans menas skillnaden mellan årlig producerad el och årlig förbrukning. En negativ energibalans innebär att Sverige måste importera el från utlandet medan en positiv innebär ett nettoöverskott som kan exporteras. Störst påverkan på elenergibalansen i Sverige och Norden har tillgången på vatten i vattenkraftsmagasinen.

Den blå linjen i figur 13 visar den årliga energibalansen i Sverige under åren 2006 till 2011. Under denna period har den årliga vattenkraftsproduktionen varierat mellan 61 och drygt 66 TWh. Den låga tillgängligheten i kärnkraften under 2009 och 2010 bidrog till de negativa energibalanserna för dessa år.

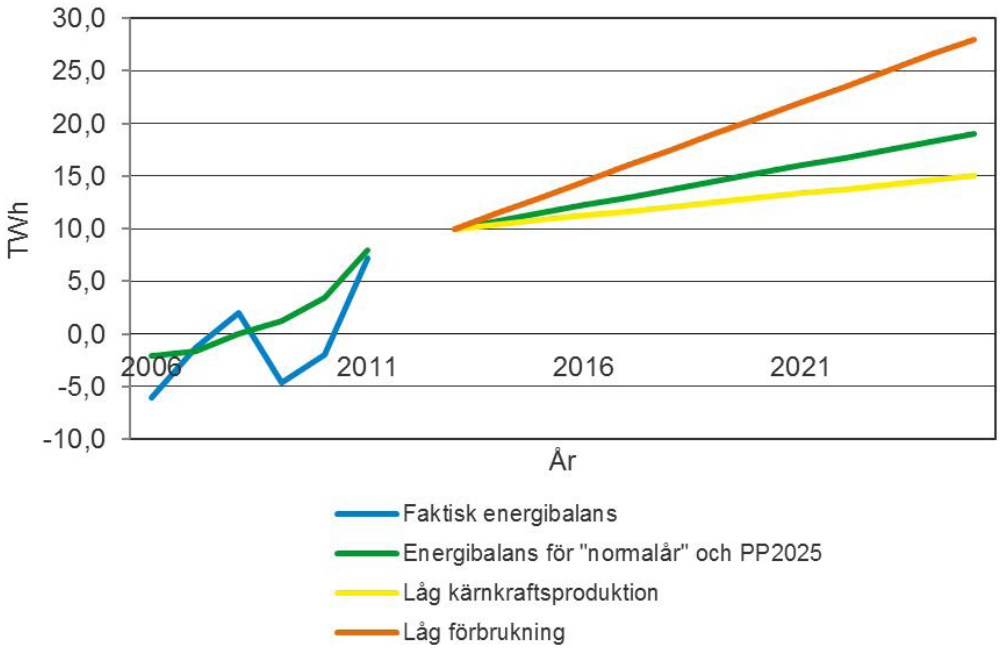
Den gröna linjen visar hur stor den årliga energibalansen mellan 2006 och 2011 skulle ha blivit under dessa år om vattenkraftsproduktionen varit 65 TWh, kärnkraftsproduktionen 65 TWh och elanvändningen 145 TWh. För denna justerade kurva kan en tilltagande trend ses i elenergiöverskottet, som beror på att vindkraftsproduktionen och den biobränslebaserade kraftvärmeproduktionen har ökat de senaste åren.

Den gula linjen visar utvecklingen för energibalansen i ett scenario med en kärnkraftsproduktion på 70 TWh och en elanvändning på 158 TWh. Elenergiöverskottet 2025 blir i detta scenario 15 TWh per år. Den gröna linjen, som sträcker sig fr.o.m. 2012 t.o.m. 2025, visar utvecklingen för energibalansen i huvudscenariot PP2025. I detta scenario blir energibalansen 19 TWh per år.

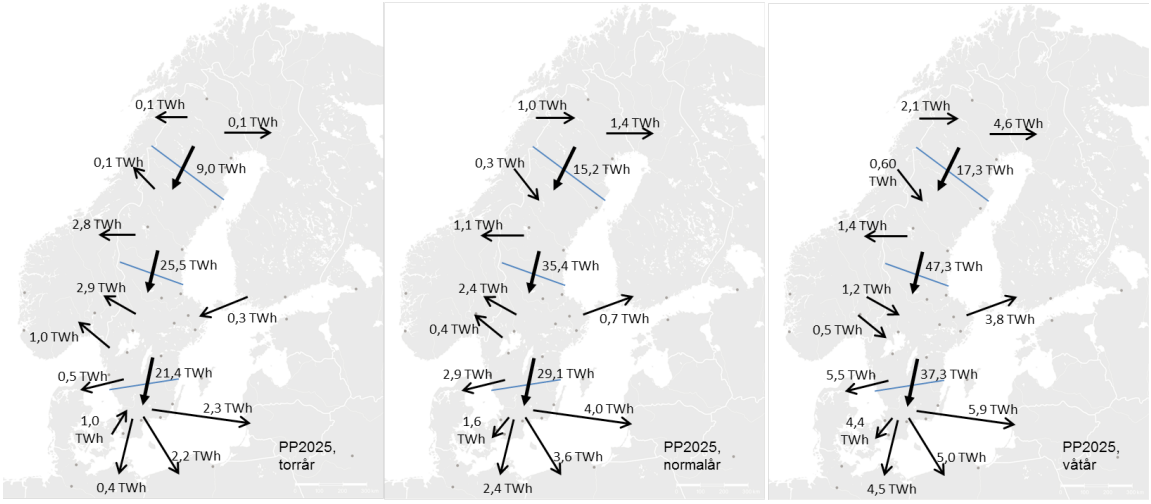
Slutligen visar orange linje hur energibalansen utvecklas i ett scenario med låg förbrukning (150 TWh). I detta scenario blir överskottet närmare 30 TWh. I alla tre scenarierna antas en stor utbyggnad av den förnybara elproduktionen i Sverige. Figuren illustrerar att det finns ett stort spann för utfallet av den förväntade energibalansen.

De nu redovisade resultaten gäller för ett normalår. Om man räknar med de skillnader som de årliga

41. ER 2011:03



Figur 13. Årlig energibalans i Sverige under åren 2006 till och med 2011 (blå linje). Energibalans för "normalår" och för PP2025 (grön linje). Utveckling av energibalansen i ett scenario med låg kärnkraftsproduktion (gul linje) och utveckling av energibalansen i ett scenario med låg förbrukning. Källa: Energimyndigheten och SCB.



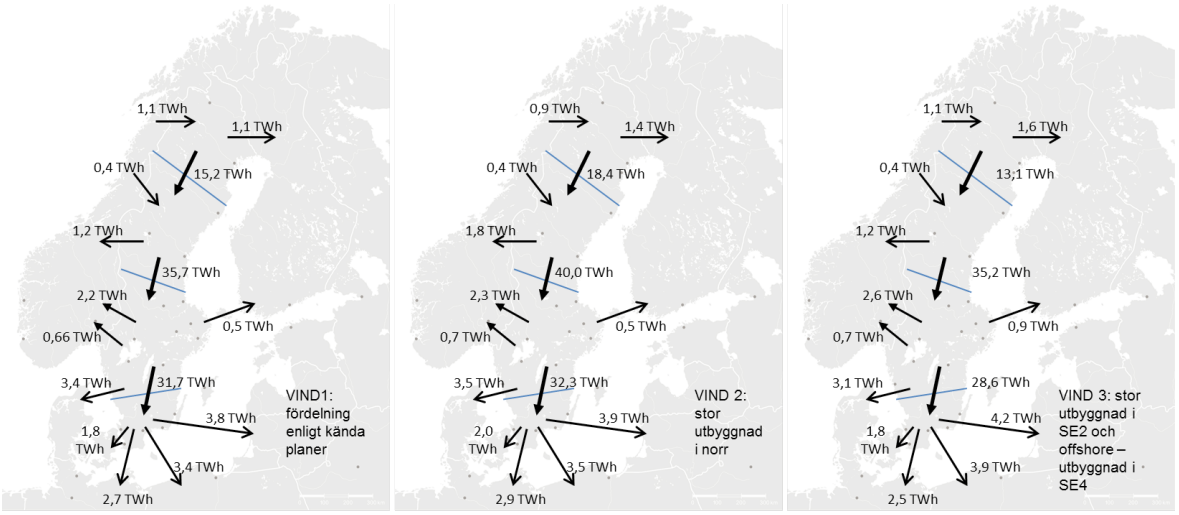
Figur 14. Årliga nettoflöden i PP2025 under ett torrår (till vänster), normalår (mitten) och våtår (till höger) för tillrinningen. Observera att endast nettoflödena till och från de svenska områdena är utritade.

variationerna i tillrinningen kan bidra med skulle spannet för energibalansen i de tre scenarierna bli mellan 0 och 45 TWh.

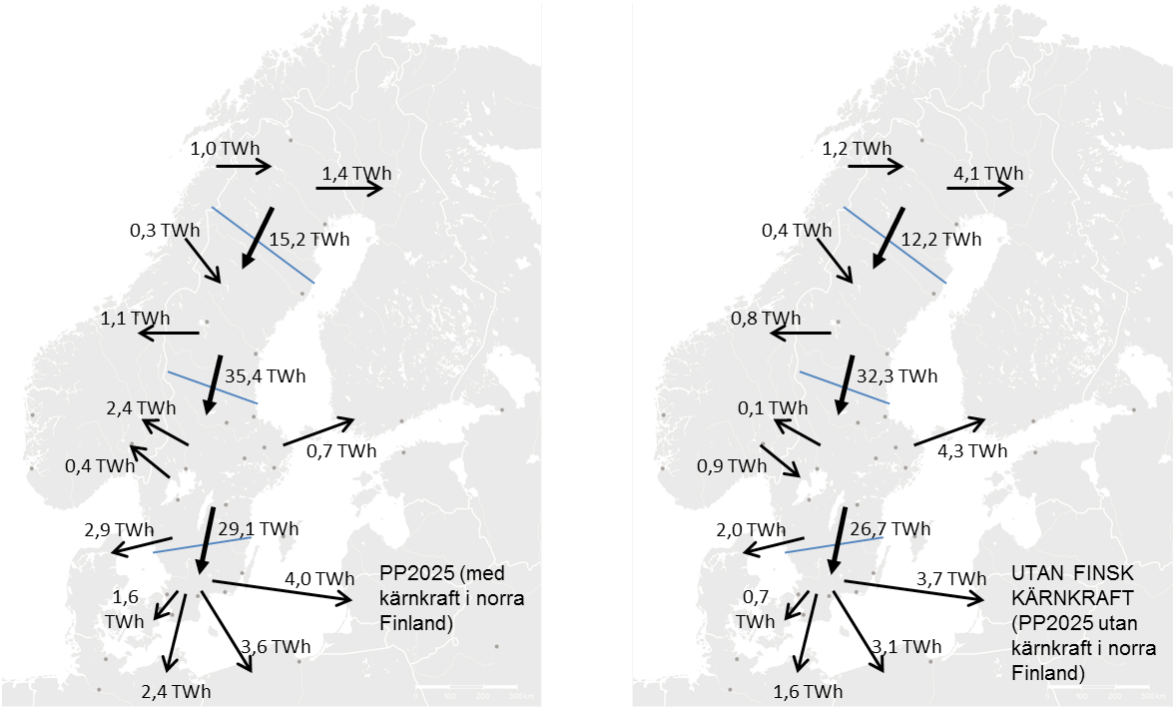
4.3.5 PROGNOS FÖR ÖVERFÖRINGSMÖNSTREN

Årliga variationer i tillrinningen

Tillrinningen är den enskilda parameter som har störst påverkan på effektflödena i stamnätet. Figur 14 visar årliga nettoflöden i våtårs-, normalårs- och



Figur 15. Årliga nettoflöden i tre scenarier för lokalisering av ny vindkraft. Observera att endast nettoflödena till och från de svenska områdena är utritade.



Figur 16. Årliga nettoflöden i PP2025 med (till vänster) och utan (till höger) ny kärnkraft i norra Finland.

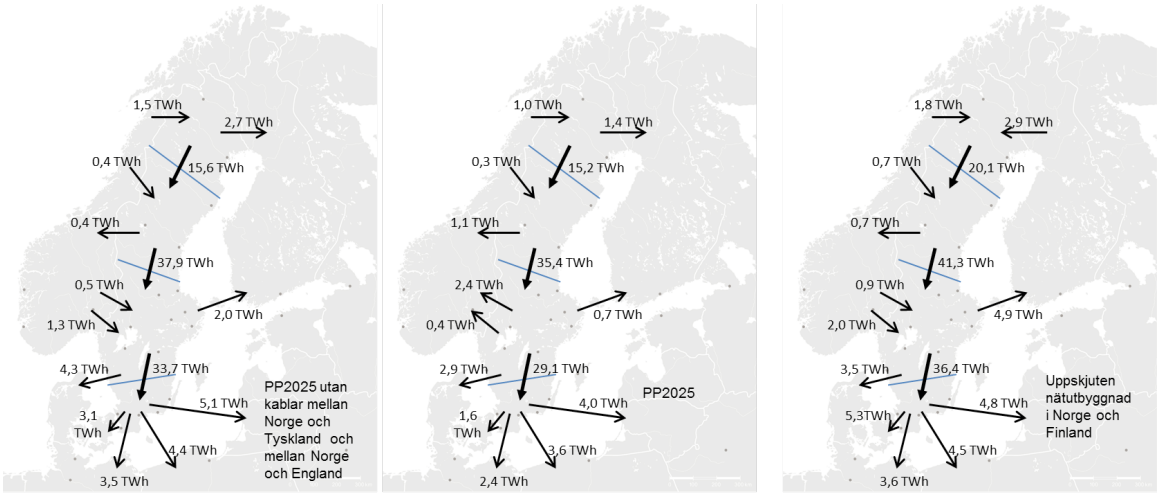
torrårs simuleringen av PP2025. Jämfört med normalårssimuleringen blir den svenska exporten och det sydliga flödet betydligt större under våtåret.

Under torråret gäller det omvända. Det sydliga flödet genom alla svenska snitt och exporten blir betydligt mindre än under normalåret. I PP2025 är Sverige nettoexportör även under torråret.

Lokaliseringen av vindkraft

De scenarier som används i Perspektivplan 2025 innebär en kraftig ökning av vindkraftsproduktionen under det kommande decenniet. I huvudscenariot uppgår den årliga svenska vindkraftsproduktionen till 17 TWh, att jämföra med 2011 års produktion på drygt sex TWh.

Det är inte bara omfattningen av den framtida vindkraftsutbyggnaden som har betydelse för över-



Figur 17. Årliga nettoflöden i tre scenarier med olika grad av nätutbyggnad i Finland och Norge. Observera att endast nettoflödena till och från de svenska områdena är utritade.

föringsmönstret på stamnätet. Minst lika viktigt är hur den nordiska vindkraftsproduktionen lokaliseras. En stor andel vindkraft i norr ger större överföringsbehov, än om vindkraften fördelas mer jämnt över landet.

Figur 15 visar årliga nettoflöden i variationer av scenariot PP2025, där lokaliseringen av den svenska vindkraften har varierats. Som figuren visar skiljer sig de årliga nettoflödena mellan scenarierna med över fem TWh i snitt 1, fem TWh i snitt 2 och närmare fyra TWh i snitt 4 enbart beroende på olika antaganden om vindkraftens lokalisering.

Ny finsk kärnkraft

Figur 16 visar årliga nettoflöden i huvudscenariot PP2025 med och utan kärnkraft i norra Finland. Utan kärnkraften i norra Finland blir nettoflödet mellan SE1 och norra Finland 4,1 TWh och går från SE 1 in mot norra Finland. I PP2025, där kärnkraften i norra Finland är modellerad, blir nettoflödet mot norra Finland endast 1,4 TWh. En utbyggnad av kärnkraften i norra Finland medför alltså ett ökat flöde genom Sverige.

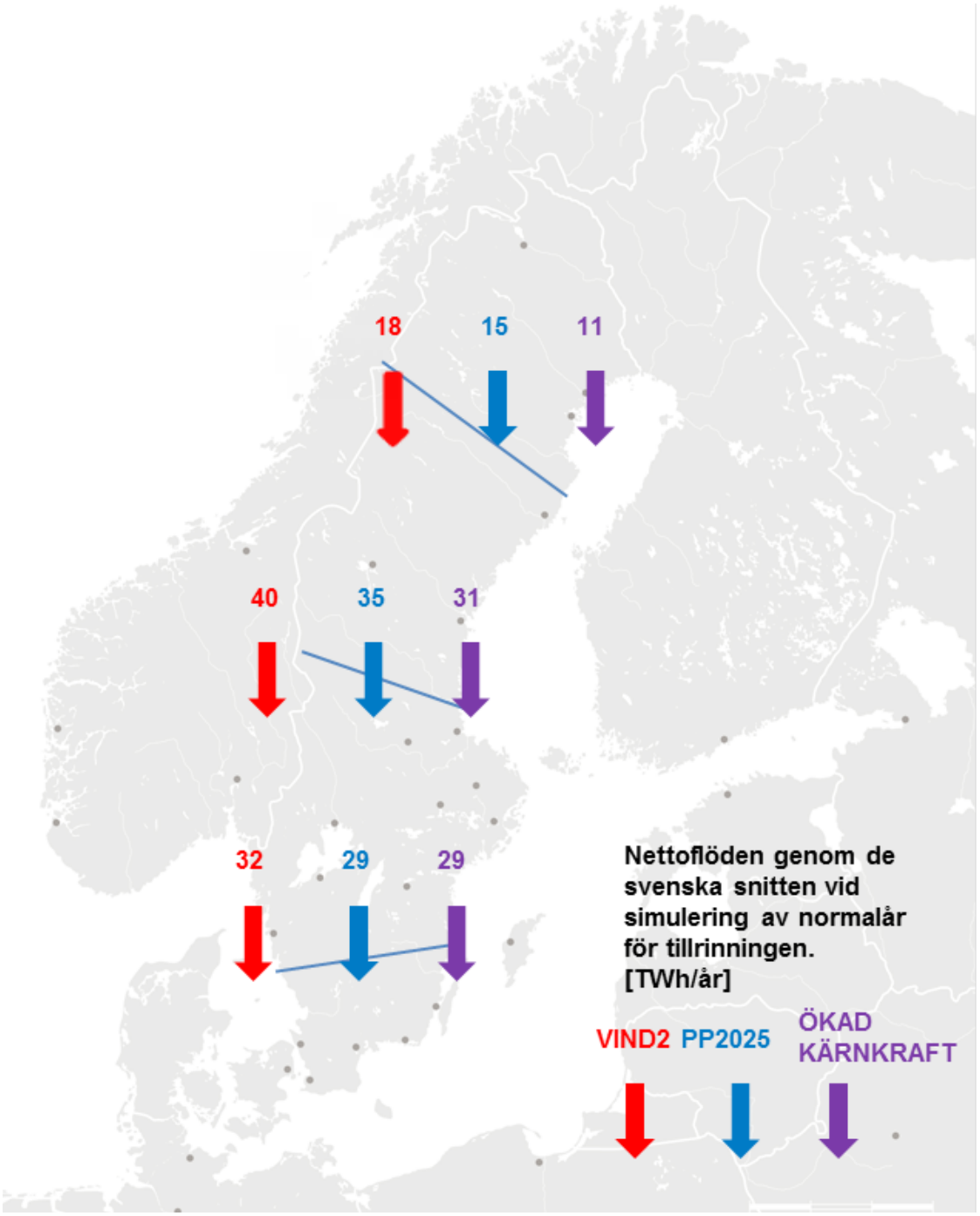
Nätutbyggnad

Den starka sammankopplingen av de nordiska länderna innebär att utvecklingen i ett land får stor påverkan på de övriga. Figur 17 visar årliga nettoflöden i tre scenarier med olika grad av nätutbyggnad i de finska och norska stamnäten. I scenariot till höger i figuren är få norska och finska nätförstärkningar modellerade. Där antas att det finska snittet P1 inte har blivit förstärkt.

Resultatet blir att överföringen mellan norra och södra Finland begränsas och att kraftöverskottet låses in i norra Finland. När elpriset i norra Finland sjunker blir perioderna med import från norra Finland till SE1 längre. Som figur 17 visar sker nettoimport på förbindelserna mellan Sverige och Finland i norr till följd av den begränsade överföringskapaciteten i P1. Det leder i sin tur till att det sydliga flödet genom Sverige ökar kraftigt jämfört med huvudscenariot PP2025 (figur 17 mitten). Detta scenario är dock inte troligt.

Exporten från Norden till kontinenten har stor betydelse för överföringsbehovet i det svenska stamnätet. Kartan i figur 17 till vänster visar årliga nettoflöden i en variation av PP2025 där nya kablar mellan Norge och England och mellan Norge och Tyskland inte är i drift. Utan de nya kablarna blir överföringen från södra Norge till Sverige betydligt större, än i huvudscenariot där de nya kablarna är modellerade. Det beror på att priset i SE3 överlag är högre än priset i södra Norge i scenariot utan de nya kablarna.

I PP 2025 där förbindelserna mellan Norge och Tyskland respektive mellan Norge och England är modellerade kan elöverskottet i södra Norge i högre grad överföras till områden med högre priser. Det bör dock påpekas att detta scenario med ett stort energiöverskott utan nya kablar från Norge till kontinenten inte är särskilt troligt. Ökad export från



Figur 18. Årliga nettoflöden genom de svenska snitten i tre scenarier för år 2025.

Norge under perioder med låg produktion i södra Norge belastar snitt 2 mer, eftersom export till kontinenten tar vägen från SE3 via Norge.

Även nya utlandsförbindelser från Sverige påverkar de interna svenska flödena. Nya kablar från Sverige till kontinenten innebär t.ex. ett ökat överföringsbehov i snitt 4.

Svensk kärnkraft

Effekthöjningarna i de svenska kärnkraftverken har medfört ett mycket omfattande arbete med att anpassa stamnätet för att kunna ta emot den högre effekten. Större kärnkraftsproduktion innebär samtidigt mindre behov av kraftöverföring från vattenkraftverken i norr till förbrukningscentra i söder.

Framtiden för den svenska kärnkraften har stor betydelse för behovet av överföringskapacitet. Reaktorernas storlek och placering i nätet har stor påverkan på överföringsmönstren i elsystemet. Kärnkraften bidrar också med robusthet i systemet bl.a. i form av spänningshållning, vilket är mycket betydelsefullt för överföringskapaciteten i de svenska snitten. Nedläggning av gamla reaktorer och ev. nya reaktorer för att ersätta dem utgör således mycket viktiga faktorer för planeringen av det framtida stamnätet (avsnitt 4.4).

Årliga nettoflöden i scenarierna

Figur 18 visar nettoflöden genom de svenska snitten i normalårssimuleringar av tre scenarier för 2025. I det scenario som kallas för VIND 2 antas en kraftig utbyggnad av vindkraften i norra Sverige och att planerna på ny kärnkraft i norra Finland realiseras. Detta ger ett stort sydligt flöde genom Sverige.

I huvudscenariot PP2025 antas en jämnare fördelning av vindkraftens lokalisering. Även i detta scenario byggs kärnkraften i norra Finland. I det tredje scenariot, ÖKAD KÄRNKRAFT, antas den svenska kärnkraftsproduktionen bli stor eller drygt 81 TWh, vilket minskar belastningen på snitt 1 och snitt 2. I detta scenario har kärnkraften i norra Finland inte antagits komma till stånd.

Vid en stor utbyggnad av den förnybara elproduktionen är det troligt att flödena genom de svenska snitten hamnar i intervallet mellan VIND2 och ÖKAD KÄRNKRAFT, som visas i figur 18. Utifrån detta spann har en bedömning gjorts av vad en rimlig investeringsgrad för att öka överföringskapaciteten i de svenska snitten skulle innebära.

Denna bedömning har bl.a. baserats på studier av hur ofta och hur mycket spotpriset mellan två angränsande elområden skiljer sig p.g.a. att överföringskapaciteten mellan områdena inte räcker till. Frekventa och stora prisskillnader indikerar att det finns en strukturell flaskhals, som motiverar en förstärkning av snittkapaciteten.

Högre flöden än i VIND2 kan inträffa om kärnkraftsplanerna i norra Finland realiseras, om den svenska kärnkraftens tillgänglighet förblir låg, om någon reaktor läggs ner eller om vindkraften byggs ut mer än vad som har antagits i dessa scenarier samt om den dessutom huvudsakligen byggs i norra Sverige. Även i scenarier där det finska stamnätet inte förstärks, trots att produktionskapaciteten i norra Finland byggs ut, kan det nordsydliga flödet genom Sverige bli större.

Lägre flöden än i ÖKAD KÄRNKRAFT kan bli verklighet om en stor del av vindkraften byggs i södra Sverige, om planerna på ny kärnkraft i norra Finland inte realiseras, den svenska kärnkraftsproduktionen blir stor och om elanvändningen i södra Sverige blir lägre och får flackare profil.

4.3.6 PROGNOS FÖR EFFEKTBALANSEN OCH RISKEN FÖR EFFEKTBRIST

Risk för effektbrist

Simuleringar har gjorts i modellen MAPS[42] för att bedöma den framtida risken för effektbrist samt nyttan av minskad risk för effektbrist till följd av de nätförstärkningar som studerats. Med hjälp av MAPS beräknas bl.a. sannolikheten för effektbrist[43]. Effektbrist uppträder när Svenska Kraftnät behöver utnyttja störningsreserven för att klara elförsörjningen.

Störningsreserven är avsedd för att återställa kraftsystemet till normaldrift efter fel i produktionsanläggningar eller kraftledningar. När störningsreserven behöver användas minskar kraftsystemets driftsäkerhet och ytterligare störningar kan leda till elavbrott.

I SE1 och SE2 utgörs den tillgängliga produktionskapaciteten huvudsakligen av vattenkraft och är betydligt större än förbrukningen. Här är risken för effektbrist mycket liten. Risken för effektbrist är störst i SE4, eftersom produktionskapaciteten där är liten i förhållande till förbrukningen. Under kalla vintrar när förbrukningen är hög är SE4 beroende av import från omgivande områden för att effektbrist inte ska uppstå.

Förstärkning av överföringskapaciteten i snitt 2 är den viktigaste nätåtgärden för att minska riskerna för effektbrist. Även ökade importmöjligheter dvs. nya utlandsförbindelser kan stödja den svenska effektbalansen. Under perioder med hög förbrukning är dock oftast effektbalansen svag även i grannländerna. Det innebär att nya utlandsförbindelser inte nödvändigtvis minskar risken för effektbrist.

42. Multi Area Security Analysis of Large Scale Electric Power Systems
43. Loss of Load Probability (LOLP)

Tabell 5. Prognos för effektbalansen i ett "best estimate-scenario".

GW	2012		2016		2020		2025	
	JANUARI 19:00	JULI 11:00	JANUARI 19:00	JULI 11:00	JANUARI 19:00	JULI 11:00	JANUARI 19:00	JULI 11:00
KÄRNKRAFT	9,4	9,4	10,3	10,3	10,4	10,4	10,4	10,4
FOSSILBRÄNSLEBASERAD VÄRMEKRAFT OCH AVFALLSELDAD KRAFTVÄRME	6,2	6,2	5,8	5,8	4,8	4,8	4,2	4,2
LANDBASERAD VINDKRAFT	2,7	2,7	4,9	4,9	6,5	6,5	8,0	8,0
HAVSBASERAD VINDKRAFT	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
SOLKRAFT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BIOBRÄNSLEBASERAD KRAFTVÄRME	2,9	2,9	3,3	3,3	3,7	3,7	4,0	4,0
VATTENKRAFT	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2
TOTAL PRODUKTIONSKAPACITET	37,5	37,5	40,7	40,7	41,8	41,8	43,0	43,0
OTILLGÄNGLIG KAPACITET	9,9	10,9	12,0	12,9	13,4	14,2	14,8	15,5
TILLGÄNGLIG PRODUKTIONSKAPACITET	27,6	26,6	28,7	27,8	28,4	27,6	28,2	27,5
LAST	22,6	14,2	23,6	14,8	23,7	14,9	24,0	15,0
RESERVER I FÖRBRUKNINGSREDUKTION	0,4	0,0	0,8	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0
"REMAINING CAPACITY"	5,3	12,4	5,9	13,0	5,5	12,7	4,2	12,5
"ADEQUACY REFERENCE MARGIN"	4,5	4,2	4,8	4,6	4,9	4,6	4,9	4,7
IMPORTKAPACITET	9,8	9,8	11,9	11,9	11,9	11,9	13,1	13,1
EXPORTKAPACITET	9,6	9,6	11,8	11,8	11,5	11,5	13,5	13,5

Långsiktig prognos för effektbalansen

Ett annat sätt att uppskatta risken för effektbrist är att göra prognoser för effektbalansen. Dessa ger en indikation på Sveriges förmåga att klara den momentana elförsörjningen under vintern. Med den betydande ökningen i produktionskapacitet som förutses de närmaste åren bedöms marginalerna i Sveriges effektbalans vara tillräckliga förutsatt att tillgängligheten i kärnkraften är normal.

Tabell 5 är hämtad från ENTSO:s effektbalansprognos för 2012 – 2025[44]. Den visar effektbalanserna i ett best-estimate-scenario. Effektbalanserna gäller för tredje onsdagen i januari mellan klockan 19 och 20 samt för tredje onsdagen i juli mellan klockan 11 och 12. Som tabellen visar förväntas den installerade produktionskapaciteten för vind- och biobränslebaserad kraft öka. Den tillgängliga kapaciteten ökar dock inte nämnvärt, eftersom vindkraften antas ha en tillgänglighet på sex procent.

I ENTSO:s effektbalansprognoser studerar man måtten RC[45] och ARM[46]. RC är den återstående kapaciteten efter det att förbrukningen dragits ifrån den tillgängliga kapaciteten och tillgänglig förbrukningsreduktion har adderats. ARM ska spegla den produktionskapacitet som bör vara tillgänglig för att garantera försörjningssäkerheten vid oförutsedda händelser i kombination med högre förbrukning. Om RC är större än ARM anses effektbalansen vara god.

I båda scenarierna är RC större än ARM under sommarhalvåret. Det innebär att risken för bortkoppling av el är mycket liten. Under vinterhalvåret är däremot marginalerna mycket mindre. I vinterprognosen för 2025 är RC mindre än ARM. Det beror delvis på antagandet att en del av kondenskraftverken har tagits ur drift. År 2025 förväntas det heller inte upphandlas någon effektreserv dvs. rätt för stamnätsoperatören att koppla bort förbrukning eller att koppla in produktion.

4.4 NY KÄRNKRAFT I SVERIGE?

Näten runt kärnkraftverken är anpassade efter anläggningarnas ursprungliga kapacitet dvs. 1 050 MW för de största enhet i Forsmark och Oskarshamn. Med åren har kärnkraftverkens maximala kapacitet successivt höjts och den ökade effektinmatningen gör att mer omfattande förstärkningar krävs i stamnätet.

Svenska Kraftnät arbetar idag med tre nya 400 kV-ledningar i området kring Forsmark och två nya 400kV-ledningar ut från Oskarshamns kärnkraftverk. Nya ställverk har byggts i direkt anslutning till kärnkraftverken men nya behöver också byggas i deras närhet. Nätutbyggnaden krävs för det ökade effektuttaget från befintliga reaktorer men möjliggör inte någon inkoppling av nya reaktorer med högre effekt än dagens.

Riksdagen beslutade i juni 2010 att upphäva lagen (1997:1320) om kärnkraftens avveckling och slopa nybyggnadsförbudet i 5 a § lagen om kärnteknisk verksamhet.

Samtidigt infördes en ny bestämmelse i 17 kap. miljöbalken. Enligt denna får regeringen tillåta en ny kärnkraftsreaktor men endast om denna ersätter någon av dagens reaktorer i drift. En ny reaktor får heller inte byggas på andra platser än där de befintliga reaktorerna i drift är lokaliserade – dvs. Forsmark, Simpevarp (Oskarshamn) och Ringhals.

Riksdagens beslut skapar förutsättningar för ett generationsskifte i den svenska kärnkraften – förutsatt att det finns aktörer som på kommersiella grunder är beredda att göra de erforderliga investeringarna. Ledtiderna för sådana investeringar är mycket långa, sannolikt längre än tidshorisonten för Perspektivplan 2025. Detta underlättar planeringen av nödvändiga nätförstärkningar, en planering som dock måste inledas under planperioden.

Investeringar i nya reaktorer i ett av dagens kärnkraftverk som inte medför någon ökad effektinmatning eller i övrigt ändrade prestanda får inte någon nätpåverkan. Däremot kan påverkan på nätet bli mycket omfattande om någon av dagens reaktorer ersätts med en reaktor som har betydligt högre effekt eller sämre prestanda ur ett nätperspektiv.

Nya aggregat måste byggas så att de uppfyller de krav på produktionsanläggningar som nu formuleras i nätkoder på europeisk nivå. Svenska Kraftnät har därför all anledning att studera och bedöma

44. ENTSO-E System Adequacy Report 2012 – 2025
45. Remaining Capacity
46. Adequacy Reference Margin

möjligheterna för en förändrad kärnkraftsproduktion på dagens lokaliseringsplatser.

Den incident som inträffade vid kärnkraftverket i Forsmark 2006 underströk betydelsen av att kärnkraftsreaktorer och yttre nät fungerar väl ihop. Svenska Kraftnäts föreskrifter och allmänna råd om driftsäkerhetsteknisk utformning av produktionsanläggningar[47] anger de krav som Svenska Kraftnät ställer på robustheten hos stora produktionsaggregat. Kraven ska, så gott som det är möjligt, säkerställa att ett fel i nätet inte medför en kaskadutlösning av produktionsanläggningar. Detta skulle få stora konsekvenser för kraftförsörjningen, eftersom systemet inte är dimensionerat för bortfall av mer än ett aggregat i taget enligt N-1-kriteriet.

Ett av de krav som ställs i Svenska Kraftnäts föreskrifter är att ett stort aggregat ska klara ett trefasigt jordfel under 250 millisekunder i det anslutande maskade stamnätet (gränsbryttid) utan frånkoppling.

Föreskriftens krav ska inte förväxlas med förväntad felbortkopplingstid, vilket är något annat. Svenska Kraftnät förväntar och planerar för att fel ska kopplas bort betydligt snabbare än vad gränsbryttiden anger men eftersom kärnkraftsreaktorerna ligger både geografiskt och elektriskt mycket nära varandra måste följdfel undvikas.

Gränsbryttider beräknas och fastställs av Svenska Kraftnät, baserat på dels uppgifter från aggregatens ägare, dels egna uppgifter från stamnätet. Om en begäran inkommer om att få effekthöja produktionen i en kärnkraftsreaktor utreder Svenska Kraftnät om den effekthöjda reaktorn uppfyller kraven eller inte. Om kraven inte uppfylls startar en dialog med ägaren där möjliga inre åtgärder i kärnkraftverket utreds. Om sådana åtgärder inte går att åstadkomma, eller visar sig mycket kostsamma, kan Svenska Kraftnät utreda om det finns nätåtgärder som kan möjliggöra effekthöjningen. Sådana nätåtgärder bekostas då av kärnkraftsägaren. Om nätåtgärder inte bedöms möjliga återförs frågan till ägaren som har att ta ställning till att bekosta åtgärder i kärnkraftverket.

Kraftsystemet måste drivas bl.a. med hänsyn till den enskilt största generator som finns i systemet. I mitten av 1980-talet var största generatorn på 1 050 MW (F3 och O3). Under 1990-talet och fram till 2010 var största generatorn drygt 1 200 MW. Idag är den största generatorn (O3) på drygt 1 400 MW.

Svenska Kraftnät kommer tillsammans med den finska stamnätsoperatören Fingrid att inleda en studie om vilken storlek på generatorer som är möjlig att tillåta i det nordiska elsystemet. Om aggregaten blir för stora riskerar frekvensen, vid bortfall av aggregatet, att sjunka så lågt att man tvingas koppla bort förbrukning.

Forsmark

De tre kärnkraftsreaktorerna i Forsmark, de närliggande två HVDC[48]-förbindelserna till Finland och planerad vindkraft gör att Östra Svealand har en mycket stor elproduktion och åtföljande problem med att föra ut effekten från området. Alla stora produktionskällor ligger dessutom nära varandra, vilket gör att fel i en anslutningspunkt påverkar all produktion.

Därtill planeras fram till 2018 effekthöjningar på drygt 400 MW. De innebär att reaktor F1 kan öka sin maximala effekt till nät med 125 MW till 1 125 MW och reaktor F2 med 140 MW till 1 137 MW. Redan dessa effekthöjningar har medfört behov av mycket omfattande nätinvesteringar (se vidare 7.3.2).

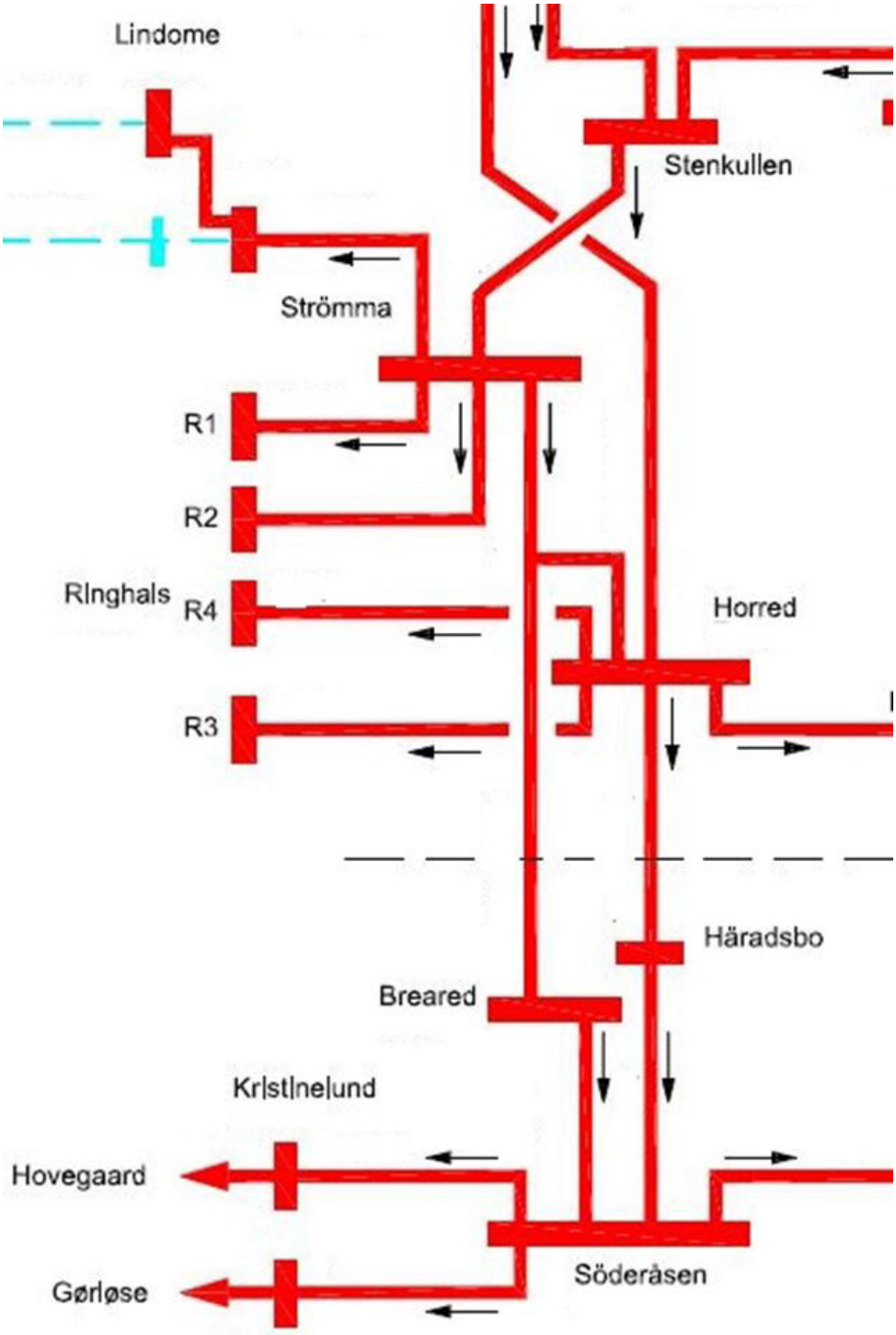
För reaktor F3 planeras en effekthöjning med 150 MW till 1 365 MW. I dagsläget har stamnätet dock inte möjlighet att ta emot ytterligare 150 MW. Vilka åtgärder som skulle krävas för att möjliggöra detta behöver utredas närmare.

Svenska Kraftnät bedömer följaktligen också att förutsättningarna är ogynnsamma för att bygga ny kärnkraft i Forsmark.

Oskarshamn

Oskarshamns Kraftgrupp har efter godkännande av Svenska Kraftnät effekthöjt reaktor O3 och genom en verkningsgradshöjning ökat produktionen i reaktor O2. I samband med studien av O2 begärde Oskarshamns Kraftgrupp att i ett andra steg få öka effektinmatningen från O2 ytterligare till 850 MW. Under utredningen konstaterades att det inte finns några yttre nätåtgärder som Svenska Kraftnät kan vidta, som skulle ge utrymme för en sådan effekthöjning.

47. SvKFS 2005:2
48. HVDC = High Voltage Direct Current, högspänd likström



Figur 19. Nätbild vid Ringhals kärnkraftverk.

De tre kärnkraftsreaktorerna är belägna på en halvö och det finns inte mark att bygga fler luftledningar, än de redan planerade. Svenska Kraftnät har svårt att se de externa nätförstärkningar, som skulle möjliggöra ytterligare effekthöjningar i Oskarshamns kärnkraftverk.

Svenska Kraftnät bedömer därför att det blir svårt att bygga ny kärnkraft i Oskarshamn om detta höjer den totala effektinmatningen eller, vid bibehållen effektnivå, inte höjer generatorers och turbiners driftsäkerhetsprestanda.

Ringhals

På initiativ av Vattenfall AB kommer Svenska Kraftnät att påbörja en studie av möjligheterna till effekthöjning av någon av reaktorerna i Ringhals. Eftersom reaktorerna R3 och R4 redan är moderniserade torde i första hand R1 och R2 studeras. Effekten skulle i så fall komma att matas in i stamnätet i Strömma, där det idag finns två ledningar som går norrut och en som går söderut (figur 19).

Troligtvis är nätåtgärder nödvändiga för att möjliggöra ökad inmatning till Strömma. Behovet av ytterligare en 400 kV-förbindelse på västkusten efter en effekthöjning måste och kommer att utredas men en viss effekthöjning är sannolikt möjlig efter nätåtgärder.

Svenska Kraftnät bedömer Ringhals som den lämpligaste platsen för ny kärnkraft i Sverige som ökar dagens produktionsförmåga.

4.5 BEHOVET AV REGLERKRAFT

En del av den drifttagna produktionskapaciteten måste hållas i reserv för att automatiskt reglera stokastiska förbrukningsvariationer och för att kompensera för ev. fel i produktions- och förbrukningsanläggningar samt för bortfall av HVDC[49] förbindelser till andra synkrona system än det nordiska.

I detta sammanhang används två typer av reserver; dels frekvensstyrd normalmatningsreserv, dels frekvensstyrd störningsreserv.

Den frekvensstyrda normalmatningsreserven syftar till att reglera mindre, stokastiska, förbrukningsförändringar och aktiveras inom två till tre minuter i frekvensbandet mellan 49,9 och 50,1 Hz. Det innebär att om frekvensen tillåts sjunka under 49,9 Hz är all allokerad normalmatningsreserv aktiverad.

Eftersom de nordiska länderna, förutom Island, är elektriskt sammankopplade delar länderna reservkravet som för Norden uppgår till totalt 600 MW. Ländernas andel av reservkravet baseras på förbrukningen i respektive land och Sveriges andel ligger på ca 245 MW.

Den frekvensstyrda störningsreserven syftar till att kompensera för bortfall av produktionsanläggningar. Den aktiveras stegvis i frekvensbandet mellan 49,9 och 49,5 Hz. Även detta reservkrav fördelas mellan de nordiska länderna. Det totala reservkravet beräknas som produktionen från det största drifttagna nordiska produktionsaggregatet minus 200 MW. Fördelningen mellan länderna sker i förhållande till största aggregatet per land. Sveriges andel brukar ligga på ca 440 MW.

Totalt upphandlar Svenska Kraftnät som balansansvarig alltså ca 685 MW automatiska frekvensreserver. Upphandlingen sker på NordPool Spot till aktuellt pris.

Därtill krävs även reserver som ska ersätta de automatiska reserverna efter en störning och reserver som ska täcka prognosfel. De reserver som ersätter den automatiska störningsreserven benämns snabb aktiv störningsreserv och ska kunna aktiveras inom 15 minuter.

Svenska Kraftnät har tillgång till ca 1 200 MW snabb reserv i gasturbiner. Prognosfel täcks genom att marknadsbud aktiveras eller genom att den långsamma reserven aktiveras. Den långsamma reserven har en aktiveringstid som är större än 15 minuter men är vanligtvis timmar eller dagar, beroende på vilken beredskapsgrad som gäller vid tillfället. Långsam reserv är vanligen placerad i större kondenskraftverk eller som avtalad bortkoppling av förbrukning.

Historiskt sett har osäkerheten i kraftbalansen, förutom vid felfall, legat på förbrukningssidan. Dels är förbrukningen stokastisk i det korta perspektivet, dels är den temperaturberoende inom vissa intervall.

Produktionsportföljerna i Sverige och Europa är under snabb förändring och tendensen är att vi går från ett fåtal större produktionsaggregat till ett större antal mindre. Dessa är dessutom kraftigt

49. HVDC = High Voltage Direct Current, högspänd likström

distribuerade i systemen och ofta placerade i region- och lokalnät.

För Sverige gäller att vindkraftsproduktionen väntas öka kraftigt. Vindkraften är en intermittent kraftkälla, vilket innebär att produktionen varierar över tid och endast delvis är förutsägbar. Det leder till två stora utmaningar för Svenska Kraftnät vid en storskalig utbyggnad av vindkraften.

Den ena är att i driftskedet kunna upphandla optimal mängd automatiska reserver för att hantera en ökad risk för oförutsedda produktionsvariationer, t.ex. när vindkraftsproduktionen oväntat avviker kraftigt från förväntade nivåer. Den andra är att se till att tillräckliga långsamma reserver finns tillgängliga på reglerkraftmarknaden, så att ytterligare produktion kan avropas genom upp- eller nedregleringsbud om vindkraftsproduktionen inte överensstämmer med vad som prognostiserats dagen före.

Tillgängliga reglerresurser är kritiska för att på ett säkert och effektivt sätt kunna integrera stora mängder vindkraft. Under 2012 har Svenska Kraftnät bedrivit ett internt arbete kring frågorna om integrering av stora mängder vindkraft i systemet. De analyser som gjorts indikerar att det främst är reglerresurser inom timmen som behöver öka i större omfattning.

En utökad möjlighet att använda förbrukning som reglerresurs kan komma att spela en central roll när andelen intermittent produktion ökar. Lösningar inom ramen för smart grids – t.ex. möjligheten att använda laddning och urladdning av elbilar som en reglerresurs eller vitvaror vars elkonsumtion styrs av elpris eller andra signaler – kommer med stor sannolikhet att spela en viktig roll i det framtida elsystemet (se avsnitt 4.6).

Förekomsten av begränsad överföringskapacitet kan vid hög vindkraftsproduktion innebära en utmaning för Svenska Kraftnät. Det kan ske när en flaskhals begränsar tillgängliga reglerbud och vindkraften på ”fel” sida av flaskhalsen avviker kraftigt från förväntad produktion.

I Sverige skulle denna problematik främst kunna uppstå i SE4, där överföringen norrifrån begränsas av snitt 4 och tillgängliga reglerbud är få. Genom att bygga ut överföringskapaciteten till grannländerna och bygga bort interna flaskhalsar, kan reglerresurserna användas mer flexibelt och göras tillgängliga även för mer avlägsna behov. Även en ökad möjlighet att utbyta kraft mellan angränsade elområden och länder skulle underlätta hanteringen av stora mängder vindkraft i Norden och norra Europa.

För att hantera stora volymer vindkraft är kontinuerliga uppdateringar av vindprognoser och central övervakning av vindkraftsproduktionen i realtid nödvändigt. Realtidsövervakning av vindkraftsproduktionen behövs bl.a. för att kunna verifiera de egna vindprognoserna.

Det kan t.ex. vara svårt att exakt förutse när en väderfront når ett visst område men genom realtidsövervakning av faktisk produktion ges möjligheter att kalibrera prognoserna mot verkligheten. Noggranna och uppdaterade prognoser är av stor vikt för Svenska Kraftnäts planering. De kan vara kritiska för att reglerresurser med längre starttid (några timmar) ska hinna startas i tid.

4.6 SMART GRIDS

Smart grids är ett internationellt begrepp och samlingsnamn för en mängd olika applikationer inom elförsörjningen, från produktion via överföring och distribution till användning. Det handlar om utrustningar, tillämpningar av nya regelverk och lösningar på problem som den nya tekniken ger möjlighet till.

Det är således inte ett nytt nät som ska byggas och ersätta det befintliga, utan begreppet återspeglar snarare de olika förväntningar som finns på det framtida elnätet. De sträcker sig från kundnära lösningar för mätare och intelligenta hushållsmaskiner till interkontinentala transmissionsnät som utnyttjar högre spänningsnivåer än dagens för att kunna överföra stora mängder förnybar elenergi.

Svenska Kraftnät utvärderar kontinuerligt om ny teknik kan användas när åtgärder ska vidtas i stamnätet. Svenska Kraftnäts syn på begreppet smart grids är att detta är det mest intelligenta, verkningsfulla och ekonomiska sättet att med hjälp av ny teknologi utveckla dagens elsystem för att möta de krav som ställs för en långsiktigt hållbar energiförsörjning. I ett stamnätsperspektiv handlar det om att tänka nytt och använda ny teknik inom områden som balansreglering, överföringskapacitet, systemstabilisering, störningståglighet, störningshantering samt styrning och övervakning.

Exempel på ny teknik som är på väg in i transmis-

sionsnäten är multiterminals HVDC[50] system som kräver avancerade kontroll- och styrsystem för att interagera på ett optimalt sätt med det befintliga växelströmsnätet. Svenska Kraftnät installerar just nu ett sådant system integrerat i SydVästlänken.

Ett annat exempel är det som går under benämningen WAMS[51] som ger möjlighet att samla in stora mängder data för analys av händelser i kraftsystemet. I förlängningen ger det även möjligheter att utifrån dessa händelser styra komponenter för att förhindra negativa konsekvenser.

I de nya stationer som Svenska Kraftnät nu bygger installeras PMU[52] som möjliggör sådana övervaknings- och styrsystem. Sedan tidigare har Svenska Kraftnät utnyttjat systemvärn, som använder kommunikationssystemet för att koppla komponenter vid särskilda händelser för att antingen höja driftsäkerheten eller öka kapaciteten i kraftsystemet. På lite längre sikt kan energilager bli en användbar tillämpning även på transmissionsnivå. Idag är tekniken dock inte utvecklad för att klara tillräckligt stora energimängder.

Småskalig produktion (mindre än tio MW) måste bedömas i särskild ordning av den operativa balanstjänsten, eftersom den inte mäts eller ingår i de balansansvarigas körplaner. Med ökade möjligheter för smart grids genom ny och förbättrad teknik och därtill lättnader i lagkraven på nätkoncession bedöms den småskaliga elproduktionen komma att öka. Det medför en ännu större utmaning för systemdriften.

Ett sätt att öka möjligheterna att få kontroll på den småskaliga produktionen och dessutom öka mängden reglerresurser vore att sänka dagens krav på tio MW per reglerbud på reglerkraftmarknaden för SE1, SE2 och SE3 till fem MW. Det finns dock en del etableringshinder för de små aktörer som det är fråga om. Sålunda krävs det administration och system för att rapportera planer, bud, mätning etc. Sådana hinder till reglerkraftmarknaden bör dock kunna undanröjas med s.k. aggregatorer som samordnar den småskaliga produktionen till större enheter.

50. High Voltage Direct Current, högspänd likström
51. Wide Area Monitoring System
52. Phasor Measurement Units
53. Demand Connection Code (DCC)
54. System Frequency Control (SFC) och Demand Side Response (DSR)

4.6.1 FREKVENSREGLERING MED FÖRBRUKNING

Historiskt har all frekvensreglering skett genom att elproduktionen har anpassats till förbrukningen. Vissa undantag har funnits, bl.a. när Svenska Kraftnät har upphandlat effektreserver från industrier med bortkopplingsbar förbrukning.

Under arbetet med det harmoniserade europeiska regelverket för vilka krav en förbrukningsanläggning måste uppfylla för att anläggningen ska få anslutas till elnäten[53] har även frekvensreglering med hjälp av förbrukning studerats[54]. SFC – DSR innebär att förbrukningen hos hushåll och i servicesektorn automatiskt regleras för att kompensera för frekvensvariationer, utan att konsumenterna påverkas.

Frekvensregleringen sker lokalt i varje förbrukningskälla utan kommunikation. Tre förutsättningar har definierats.

Den första är att endast i stunden icke nödvändig förbrukning får påverkas. Det innebär i praktiken att endast förbrukningskällor som har en intern energilagringskapacitet i form av värme kan användas. Sådana apparater kan startas och stoppas, så länge temperaturen ligger inom ett fördefinierat intervall, utan att konsumenten påverkas. Sådana apparater är t.ex. tvättmaskiner, torktumlare, kyl/frys samt direktelvärme och värmepumpar.

Den andra är att frekvensregleringen ska kunna ske utan extern kommunikation. Det villkoret uppfylls om varje nyproducerad apparat som saluförs i EU måste vara utrustad med ett styrkort (chip) som mäter frekvensen och som beroende på denna och uppmätt temperatur kan slå av eller på apparaten. Frekvensregleringen sker proportionerligt dvs. ju större frekvensavvikelsen är, desto fler apparater agerar samtidigt.

Om temperaturen skulle nå en gräns, max/min temperatur, övergår förbrukningen från oväsentlig till väsentlig och kan inte längre användas för frekvensreglering. Handhavandet innebär ingen förändring av energikonsumtionen för en apparat men styr tidpunkten för effektuttaget.

Den tredje är att deltagandet i frekvensregleringen inte är frivilligt. Frivilligt deltagande i frekvensregleringen skulle göra det omöjligt att uppskatta reglervolymen. Det innebär i sin tur samma reglervolym som tidigare upphandlats från producenterna.

I ENTSO:s regi har en cost benefit-analys för de olika synkronområdena genomförts för att studera samhällsnyttan av att övergå till en frekvensreglering med förbrukning. För Sverige antogs 4 660 000 hushåll.

Den minsta effekt som hushållen ianspråktar samtidigt för att använda temperaturstyrda apparater uppgår till ca 3 000 MW. Som redovisats ovan (se avsnitt 4.5) behövs endast 685 MW i reserv för reglering, varför all frekvensreglering teoretiskt skulle kunna överföras till konsumentsidan.

Producenterna skulle förlora intäkter från reglerkraftsförsäljningen men med antagandet att reglerkraften är korrekt prissatt kan denna kraft säljas till andra konsumenter för samma pris. Producenterna skulle då inte påverkas.

Livscykeln för en vitvara är ca 15 år, varför 15 år och fyra procent kalkylränta kan väljas för en nuvärdesanalys. Om frekvensreglerande vitvaror byts ut med en femtondel per år minskar Svenska Kraftnäts kostnader för upphandling av reglerkraft i motsvarande mån.

En lönsamhetsberäkning har gjorts med antagandet att ett styrkort till vitvaror kostar tio kronor att tillverka och installera. Då indikerar beräkningen och känslighetsanalyser entydigt att stora samhällsekonomiska vinster skulle kunna göras. Nuvärdet av vinsten över en femtonårsperiod beräknas uppgå till över tre miljarder kronor.

5 ELOMRÅDE LULEÅ (SE1)

5.1 OM SE1

Elområde SE1 (figur 20) omfattar Norrbottens län och en del av Västerbottens län. SE1 är glest befolkat. De större städerna Kalix, Haparanda, Luleå, Piteå och Skellefteå svarar för merparten av elområdets förbrukning. Den är också hög i Kiruna kommun, dit en stor del av gruvnäringen är lokaliserad. Gruvnäringen är en expanderande industrigren och ett flertal nyetableringar undersöks f.n. i norra Sverige.

Snitt 1 utgör gräns mellan SE1 och SE2. Snitt 1 går från kusten mellan Skellefteå och Umeå vidare mot nordväst, för att längre inåt landet följa länsgränsen mellan Norrbotten och Västerbotten fram till norska gränsen. Snitt 1 utgörs av fyra 400 kV-ledningar och den maximala överföringskapaciteten i snittet är f.n. 3 300 MW.

Utöver 400 kV-nätet finns det i SE 1 även ett 130 kV-nät längs Lule älv. Det nätet går parallellt med stamnätet tvärs över Sverige från den norska till den finska gränsen.

Från SE1 utgår idag fyra växelströms utlandsförbindelser. Två 400 kV-ledningar och en 220 kV-ledning går till F1, medan en 400 kV-ledning går till NO4.

Elproduktionen i SE1 kommer till största delen från vattenkraft. De största vattenkraftverken ligger i Lule älv och Skellefte älv. Områdets installerade effekt i vattenkraftverk är knappt 5 300 MW[55] och deras produktion uppgår under ett normalår till ca 18 TWh. Den installerade effekten i vindkraft är än så länge blygsam i SE1. Den uppgick i slutet av 2011 till knappt 200 MW. Effekten från kraftvärme i fjärrvärmesystem och mottryck i industrin uppgick vid samma tidpunkt till närmare 300 MW.

SE1 är ett överskottsområde, där elproduktionen överstiger elanvändningen. Under ett normalår uppgår elenergiöverskottet till ca tio TWh. Det överförs huvudsakligen via stamnätet söderut till förbrukningscentra i södra Sverige. Detta behov av nord-sydlig överföring återspeglas mycket tydligt i nätets struktur.

5.2 UTMANINGAR I SE1

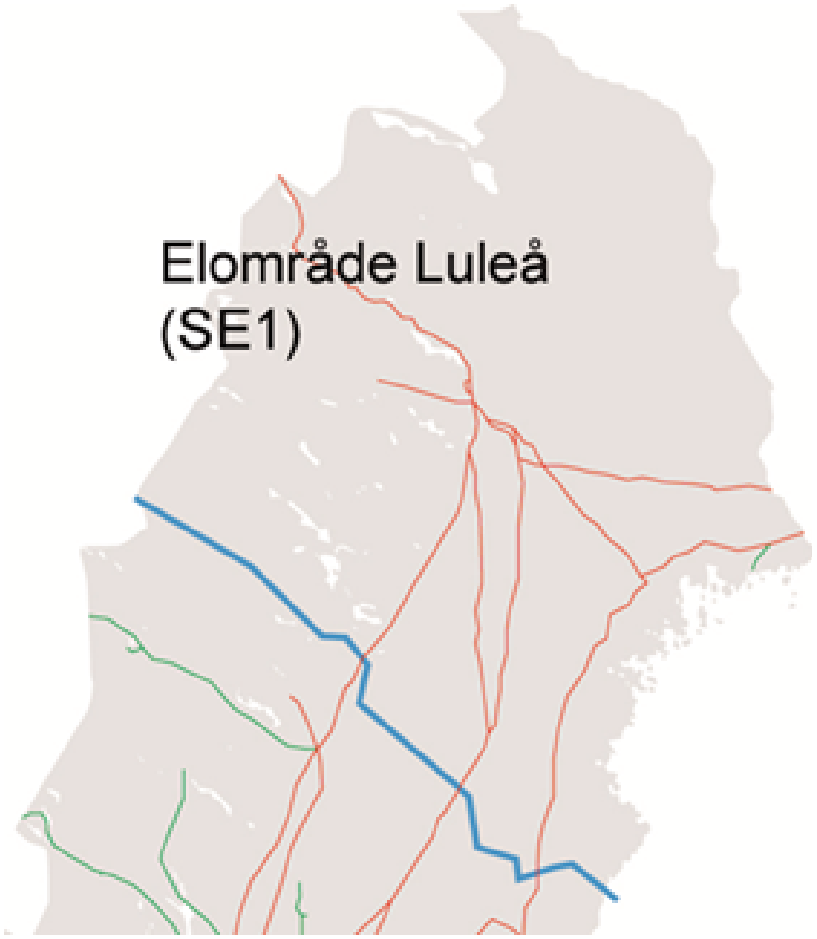
De huvudsakliga utmaningarna i området är

- Anslutning av vindkraft.
- Ökande nord-sydligt flöde.
- Anpassning till utbyggd elproduktion i Norge och Finland.
- Reinvesteringsbehov och svårigheter att ta nödvändiga avbrott.

Det finns ett stort intresse för att bygga ny vindkraft i Norrland. Vindförhållandena är bättre än vad man tidigare har trott. Samtidigt kan låg befolkningstäthet underlätta möjligheterna att få erforderliga tillstånd till att bygga större vindkraftsparker.

En svagt motverkande faktor är stamnätstariffen. Den gynnar anslutning av ny produktion i södra Sverige, eftersom denna då förläggs nära

55. 5 255 MW i december 2011



Figur 20. Elområde Luleå (SE1).

förbrukarna och följaktligen minskar behoven av investeringar i ny transmissionskapacitet.

Elområdesreformen verkar i samma riktning. Den medför att överskottsområden som SE1 och SE2 under perioder med överföringsbegränsningar i stamnätet får ett lägre elpris än SE3 och SE4. Detta försämrar marginellt investeringskalkylen för ny vindkraft i norr jämfört med ny vindkraft i söder.

Svenska Kraftnäts stora utmaning är att kunna bedöma vilka av de många utbyggnadsprojekten som kommer att realiseras. Idag finns planer på ca 5 000 MW vindkraft i Norrbotten och ca 3 000 MW i Västerbotten. Det råder ofta stor osäkerhet om och när planerade investeringar kommer till stånd och hur omfattande de i slutändan blir. Därtill kommer att ledtiderna för att bygga kraftledningar är betydligt längre än ledtiderna för att bygga vindkraftsparker.

I kombination med en måttlig ökning av den totala elanvändningen innebär utbyggnaden av förnybar elproduktion en ökning av de redan stora energi- och effektöverskotten i SE1. Ny produktion i SE1 och SE2 påverkar därför överföringen i hela det svenska kraftsystemet, eftersom överskotten måste överföras till underskottsområden. Utmaningen med ny vindkraft i norra Sverige ligger således inte bara i dess anslutning, utan även i att förstärka kapaciteten för överföring söderut.

Även utbyggnaden av elproduktionen i de norra delarna av Finland och Norge har stor påverkan på överföringsbehovet i det svenska stamnätet. Inte minst gäller detta om Fennovoima bygger en ny kärnkraftsreaktor i Norra Österbotten. Den kommer då att placeras i Pyhäjoki, som ligger endast 16 mil från Skellefteå, och generera i storleksordningen 1 600 MW. I finska Lappland och Norra Österbotten planeras även vindkraft på i storleks-

ordningen 3 500 MW.

I de tre norska fylkena Finnmark, Troms och Nordland finns planer på 8 600 MW vindkraft. Hur stor utbyggnaden blir i realiteten är dock oklart. I Norge konkurrerar vindkraften med småskalig vattenkraft om utrymmet i det svensk-norska elcertifikatsystemet.

Samtidigt expanderar bl.a. petroleumindustrin i Nordnorge och de norska olje- och gasplattformarna till havs ska elförsörjas. På några års sikt gör det att Nordnorges kraftöverskott på knappt fem TWh under ett normalår elimineras. Det norska nätet är svagt i norra Norge och Statnett planerar därför en ny, drygt 50 mil lång, 420 kV-ledning från Ofoten via Balfjord upp till Hammerfest.

Sammantaget kommer det nord-sydliga flödet genom de svenska snitten att öka till följd av den förväntade utbyggnaden av produktionskapaciteten i Barentsregionen. Scenarierna för 2025 visar att frekventa prisskillnader kommer att uppstå mellan SE1 och SE2 samt mellan SE2 och SE3 om nätförstärkningar inte görs.

Världens allra första 400 kV-ledning byggdes 1952 från Harsprånget i SE1 till Hallsberg i SE3. Övriga sydgående ledningar byggdes sedan successivt fram till 1980-talet. Förnyelse av ledningarna kräver långa avbrott, vilket är svårt m.h.t. att nätet är hårt belastat. Minskad överföringskapacitet mellan elområdena kan också få stor marknadspåverkan.

5.3 NÄTUTVECKLING TILL 2025

5.3.1 ANSLUTNING AV NY ELPRODUKTION

Anslutning av ny vindkraft ges fortsatt hög prioritet. Därför har Svenska Kraftnät i september 2012 givit ut en vägledning för anslutning av ny elproduktion till stamnätet. Den tydliggör parternas rättigheter och skyldigheter under processen, vilken service som kan påräknas från Svenska Kraftnäts sida och vilka tidsramar som gäller för verkets handläggning av anslutningsärenden. Syftet med vägledningen är att göra beredningsprocessen mer transparent och därmed underlätta olika intressenters arbete med planering, projektering och finansiering av ny elproduktion.

Vägledningen syftar också till att upprätthålla hög driftsäkerhet vid en omfattande anslutning av ny elproduktion. Nätstrukturen måste byggas på ett sätt som är långsiktigt hållbart, tekniskt lämpligt och samhällsekonomiskt försvarbart. Det innebär att Svenska Kraftnät strävar efter att upprätthålla nuvarande struktur med stamnät, regionnät och lokalnät.

Nya anläggningar ska anslutas till nät med lägsta möjliga spänningsnivå. Av driftsäkerhetsskäl är det viktigt att minimera antalet nya stationer på stamnätsledningarna. Strävan är att i görligaste mån aggregera nya vindkraftsanläggningar till större enheter, om de är lokaliserade i samma geografiska område. Svenska Kraftnät kräver en installerad transformatoreffekt om lägst 300 MW för anslutning till 400 kV-nätet. För effekter över 100 MW kan anslutning medges till 220 kV-nätet.

Det största vindkraftsprojektet i SE 1 är Markbygden utanför Piteå. Det är ursprungligen planerat för 4 000 MW, vilket är mer än effekten i hela Forsmarks kärnkraftverk. Tillståndsprocessen har dragit ut på tiden och projektet omfattar nu ca 1 000 MW i en första etapp.

Svenska Kraftnät bygger en ny 400 kV transformatorstation i Råbäcken på ledningen Svartbyn – Stornorrfors för att möjliggöra anslutningen. Vid en fortsatt utbyggnad av Markbygden kommer ytterligare en station och en tvärledning mellan dem att behöva byggas.

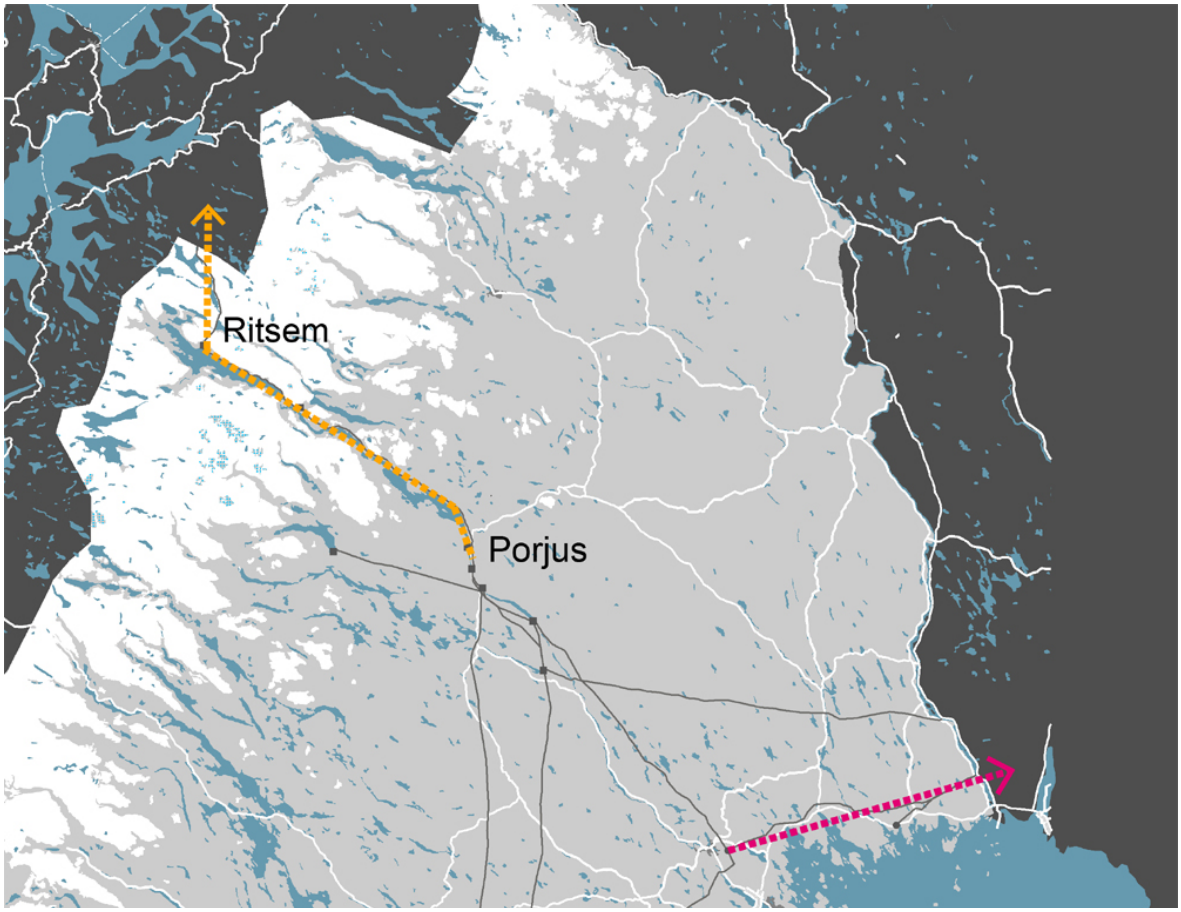
5.3.2 UTLANDSFÖRBINDELSER I NORR

Norge

Elanvändningen i NO4 väntas öka till följd av ökat behov av el till petroleumindustri och gruvnäring. Även efter utbyggnaden med den nya 420 kV-ledningen från Ofoten till Hammerfest (se avsnitt 5.2) kommer det att finnas brister i norra Norges försörjningssäkerhet. Ett avbrott på ledningen Ofoten – Porjus innebär att all elproduktion och all elanvändning i norra Norge kommer att bero på denna enda drygt 50 mil långa, radiella förbindelse.

För att öka den norska försörjningssäkerheten har Statnett aviserat att man vill bygga en ny parallell ledning från Ofoten i NO4 till Ritsem och Porjus i SE1[56]. Alternativet skulle vara en ny ledning till NO3, som är ett elunderskottsområde. Framkomligheten söderut är dock dålig i Norge, varför

56. Statnett Nettutviklingsplan 2010 (sept. 2010)



Figur 21. Ev. nya ledningar till Norge och Finland.

förbindelsen sannolikt skulle behöva byggas som en HVDC[57] sjökabel efter norska kusten. Ett sådant alternativ skulle ställa sig väsentligt mycket dyrare för Statnett.

En förstärkning mellan SE1 och NO4 har följaktligen studerats. Den kan öka kapaciteten från 600 till 1 300 MW och medför små förändringar i priser och flöden i alla studerade scenarier för 2025. Kapacitetsökningen från NO4 till SE1 kräver installation av systemvärn som vid fel på en av ledningarna kopplar bort ca 600 MW produktion i norra Norge. Sammantaget är det utvecklingen av elbalansen i norra Norge som avgör hur förstärkningen påverkar flödena mellan SE1 och NO4.

Den svenska energi- och effektbalansen kommer att vara mycket stark i SE1, vilket gör att en kapacitetsförstärkning till NO4 inte är prioriterad från svensk sida. Eftersom produktionen i NO4 och SE1 huvudsakligen består av vattenkraft är risken dessutom överhängande för att områdena har hög respektive låg elproduktion samtidigt.

En ledning från Ofoten skulle generera ytterligare krav på Svenska Kraftnäts investeringar i transmissionsnätets överföringsförmåga söderut. Därtill gör Svenska Kraftnät bedömningen att det inte kommer att vara möjligt att få koncession för en ny ledning genom området Laponia, som numera är uppsatt på UNESCO:s världsarvslista.

Finland

Det finns en gammal 220 kV-ledning mellan Ossauskoski i FI och Kalix i SE1 som kommer att avvecklas. Ledningen försörjer idag Kalix, vilket medför behov av en ny anslutningspunkt i 400 kV- nätet. En ny station, Djuptjärn, kommer därför att byggas på ledningen Svartbyn – Keminmaa.

Fingrid har föreslagit att en tredje 400 kV-ledning byggs mellan F1 och SE1 (figur 21). En sådan har därför studerats i den marknadsmodellstudie (appendix) som utgör del av underlaget till

57. High Voltage Direct Current, högspänd likström

Perspektivplan 2025. Även de nättekniska aspekterna av förstärkningen har utretts.

Bättre försörjningssäkerhet på den finska sidan och ökad möjlighet att utnyttja reglerresurser på båda sidor om gränsen kan utgöra skäl för en ny ledning. Behovet är dock inte entydigt, utan avhängigt produktions- och nätutvecklingen i de två länderna. Elmarknadsnyttan av ledningen är helt beroende av kapaciteten i det interna finska snittet P1.

Utan förstärkning av P1 går nettoflödet på årsbasis från Finland till Sverige. Ledningens prispåverkan och elmarknadsnytta blir då liten.

Med förstärkning av P1 går nettoflödet i stället mot Finland med minskad belastning på snitt 1 och 2 som följd. Med tillräcklig kapacitet i P1 ger ledningen också lägre priser i Finland. Därmed blir elmarknadsnyttan av ledningen mycket större i dessa scenarier. Med ett förstärkt P1 är värdet främst finsk konsumentnytta, särskilt i scenarier med mindre kärnkraft i Finland. Under våtår uppstår även viss norsk producentnytta.

Även om nettoflödet energimässigt på årsbasis går åt ett håll kommer effektflödet att gå åt båda hållen under året. Därmed kommer situationer att uppstå där P1, snitt 1 och snitt 2 kommer att begränsa den fysiska kapacitet som kan lämnas till marknaden på förbindelserna mellan SE1 och FI. Svenska Kraftnät ser det därför som nödvändigt att P1, snitt 1 och snitt 2 förstärks innan en tredje 400 kV-ledning byggs.

I dag uppgår den maximala handelskapaciteten mellan SE1 och FI till 1 500 MW i riktning mot Finland och 1 100 MW i riktning mot Sverige. När kärnkraftsreaktorn Olkiluoto 3, som f.n. är under byggnad, tas i drift måste kapaciteten mellan SE1 och FI reduceras till 1 200 MW i riktning mot Finland. Om därtill en ny kärnkraftsreaktor tas i drift i Pyhäjoki i Norra Österbotten måste överföringskapaciteten sänkas ytterligare till 1 000 MW.

Skälet till att kapaciteten måste reduceras är drifttagningen av Olkiluoto 3, som med 1 600 MW blir det största enskilda aggregatet i Norden. Fingrid har inte tillgång till reserver i Finland för att hantera bortfall av en så stor produktionsanläggning. Därför behöver man reservera kapacitet på förbindelserna från Sverige för att hantera en sådan händelse, som annars skulle kunna leda till spänningsinstabilitet.

Fingrid har meddelat att Finland även framgent kommer att utgöra ett elområde. En förstärkning av P1 är beslutad och ytterligare en förstärkning finns i planerna. Svenska Kraftnät planerar förstärkningar av snitt 1 och snitt 2 och avser därför att tillsammans med Fingrid analysera förutsättningarna för en tredje AC-ledning mellan länderna.

Behovet av ledningen uppstår främst till följd av finska investeringar i ny kärnkraft och den största nyttan uppkommer på finsk sida. Svenska Kraftnäts utgångspunkt är därför att en tredje AC-ledning huvudsakligen bör finansieras av Fingrid.

5.3.3 SNITT 1 OCH SNITT 2 – ÅTGÄRDER PÅ KORT SIKT

Utbyggnaden av förnybar elproduktion har stor påverkan på det nord-sydliga flödet genom snitt 1. Ökad kapacitet mellan SE1 och SE2 innebär emellertid ökad överföring från ett överskottsområde till ett annat. För att effektivt kunna föra kraft vidare till förbrukningscentra i söder behöver därför även snitt 2 förstärkas.

Åtgärder på kort sikt för att öka kapaciteten i de två snitten sambehandlas i detta avsnitt. Åtgärder på längre sikt redovisas i kapitlet om SE2 (se avsnitt 6.3.2).

Dagens överföringskapacitet uppgår till 3 300 MW i snitt 1 och till 7 300 MW i snitt 2. På kort sikt är dessa kapaciteter tillräckliga. I dag uppstår prisskillnader vid normaldrift aldrig mellan SE1 och SE2 och sällan mellan SE2 och SE3.

Studier av scenarierna för 2025 visar dock att frekventa prisskillnader mellan SE1 och SE2 och mellan SE2 och SE3 blir en konsekvens av den förväntade utbyggnaden av elproduktionen i Barentsregionen. Detta motiverar en förstärkning av snitten. Behovet av förstärkningar blir särskilt stort när kärnkraftverket i Pyhäjoki tas i drift.

Ett kostnadseffektivt sätt att förstärka snitt 1 är att seriekompensera snittets fyra 400 kV-ledningar. Inledande analyser ger vid handen att denna åtgärd kan öka kapaciteten i snitt 1 med drygt 25 procent – från 3 300 MW till 4 200 MW.

Snitt 2 kommer att förstärkas genom shuntkompensering dvs. installation av kondensatorer i ett antal stamnätsstationer. Detta medför en kapacitetsökning i snittet som beräknas uppgå till i storleksordningen 500 MW.

5.4 PROJEKTTABELL

I projekttabellen anges strategiska investeringsprojekt och ett tidsintervall, inom vilket de är tänkta att tas i drift.

Stamnätsutveckling i elområde Luleå (SE1)

Snitt 1	Seriekompensering av 400 kV-ledningarna	2014 – 2018
Kalix/Djuptjärn	Ny matning, 400/130 kV transformering	2015 – 2017
Finland	Ev. ny ledning mellan Sverige och Finland	Inte tidssatt

6 ELOMRÅDE SUNDSVALL (SE2)

6.1 OM SE2

Elområde SE2 (figur 22) omfattar en del av Dalarnas län samt Västerbottens, Västernorrlands, Jämtlands och Gävleborgs län. Liksom i SE1 ligger många stora förbrukningscentra efter kusten. Hit hör Umeå, Örnsköldsvik, Härnösand och Sundsvall. Därtill finns städerna Östersund och Sollefteå i inlandet.

Snitt 2 utgör gräns mellan SE2 och SE3. Snitt 2 går längs en linje från Gävle mot nordväst genom norra Dalarna. Snitt 2 utgörs av åtta 400 kV-ledningar och tre 220 kV-ledningar med en total kapacitet på 7 300 MW.

I SE2 finns ett utbrett 220 kV-nät, som idag används för att överföra energi från älvarnas kraftstationer i mellersta Norrland till regionala förbrukningscentra och transformeringspunkter mot det överliggande 400 kV-nätet. Därtill finns lokala regionnät på 130 kV och 70 kV parallellt med stamnätet. De är till stor del anslutna till 220 kV-stationer.

Från SE2 utgår idag två utlandsförbindelser till Norge. Det är en 400 kV-ledning från Järpströmmen i trakten av Åre till Nea och en 220 kV-förbindelse från Ajaure i Västerbotten till Nedre Rössåga.

Elproduktionen i SE2 kommer till största delen från vattenkraft. Stora vattenkraftverk finns i Ume älv, Ångermanälven och Indalsälven. Installerad effekt i vattenkraftverken är ca 8 000 MW och deras produktion uppgår under ett normalår till ca 37 TWh. Den installerade effekten för vindkraft var i slutet av 2011 närmare 500 MW. Effekten från kraftvärme i fjärrvärmesystem och mottryck i industrin uppgick vid samma tidpunkt till drygt 520 MW.

SE2 är ett överskottsområde, där elproduktionen överstiger elanvändningen. Under ett normalår uppgår elenergiöverskottet till ca 20 TWh. Flödet i SE2 karaktäriseras av att stora mängder elenergi överförs genom området på sin väg från produktionsanläggningarna i norra Sverige till elkonsumenterna i södra Sverige. Därför har 400 kV-nätet även i SE2 en mycket tydlig nord-sydlig struktur.

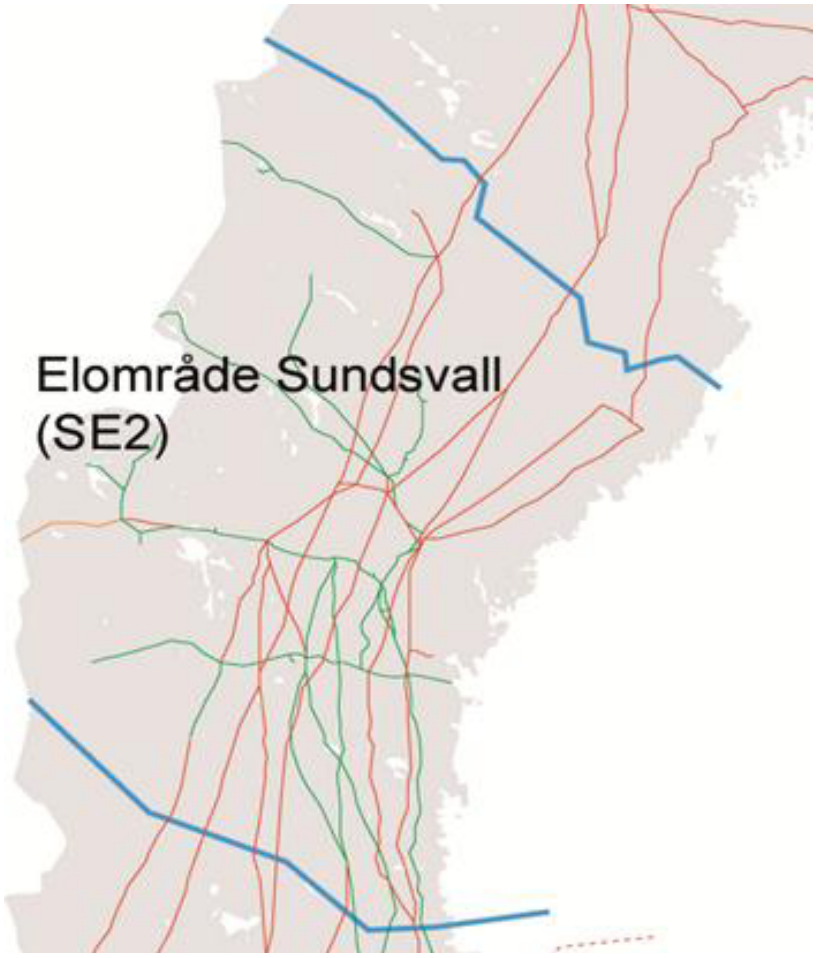
6.2 UTMANINGAR I SE2

De huvudsakliga utmaningarna i området är

- Anslutning av vindkraft.
- Ökande nord-sydligt flöde.
- Hård belastning på 220 kV-nätet.
- Reinvesteringsbehov och svårigheter att ta nödvändiga avbrott.

Utmaningarna i SE2 överensstämmer med dem i SE1 (se avsnitt 5.2). Även i SE2 finns omfattande planer på ny vindkraft, särskilt i Gävleborgs och Västernorrlands län. På samma sätt som i SE1 är det svårt att bedöma vilka projekt som kommer till stånd och när detta kommer att ske.

Det 220 kV-nät som finns i SE2 är hårt belastat och har tidvis även problem med alltför höga spänningar. Det får till följd att delar av 220 kV-nätet inte längre har någon ledig kapacitet för nya



Figur 22. Elområde Sundsvall (SE2).

anslutningar. Redan idag förekommer mothandel i driftsituationer med stort produktionsöverskott för att förhindra att ledningsnätet överbelastas.

Automatisk produktionsfrånkoppling vid fel är installerad på flera ställen för att förhindra överbelastning i reservdriftlägen.

Flödet genom SE2 kommer att öka påtagligt, eftersom överskotten från SE1 måste föras vidare genom området till förbrukningscentra i södra Sverige. Scenarierna för 2025 visar att frekventa prisskillnader kommer att uppstå mellan SE1 och SE2 samt mellan SE2 och SE3 om nätförstärkningar inte görs.

Harsprångsledningen till Hallsberg och andra 400 kV-ledningar genom SE2 kommer successivt att behöva förnyas. Erfarenheten är dessutom att behovet av förnyelse ökar ju längre söderut som en ledning är belägen. Liksom är fallet i SE1 finns betydande svårigheter att ta erforderliga avbrott, eftersom nätet är hårt belastat.

6.3 NÄTUTVECKLING TILL 2025

Huvudstrategin för nätutvecklingen i SE2 är densamma som i SE1. Den innebär prioritering av åtgärder som möjliggör anslutning av förnybar elproduktion och ökad överföring i nord-sydlig riktning. Till det kommer behovet av förnyelse av gamla stamnätsledningar.

6.3.1 ANSLUTNING AV NY ELPRODUKTION

Det 220 kV-nät som finns i SE2 fungerar till stor del som ett uppsamlingsnät för vattenkraftsproduktionen i området. Nätet är hårt belastat och det har övervägts om det på längre sikt borde spänningshöjas.

Det ligger dock närmare till hands att möjliggöra anslutning av mer vindkraft till 220 kV-nätet och regionnäten genom nya transformeringspunkter mot 400 kV-nätet. En sådan kommer att byggas i Hjälta i Västernorrland. Reaktorer installeras i stationerna Laforsen och Stadsforsen för att komma

Figur 23. Nya ledningar Storfinnforsen – Midskog och Storfinnforsen – Långbjörn.

till rätta med de höga spänningarna i 220 kV-nätet.

En helt ny 400 kV-station byggs i Storfinnforsen, väster om Sollefteå, för att ansluta stora vindkraftsparker i området. En ny station Grönviken i Gävleborgs län planeras för att möjliggöra anslutning av ca 1 000 MW ny produktion från vindkraftsparker mellan Bollnäs och Ockelbo. Andra stora projekt finns i norra Dalarna och Jämtland.

Vindkraftsparkerna vid Sollefteå kommer att medföra ökande överlaster, även vid normaldrift, på ledningen mellan Storfinnforsen och Midskog. Den behöver därför ersättas med en ny, som har högre kapacitet (figur 23). Sträckan är en del av den 60 år gamla 400 kV-ledningen från Harsprånget till Hallsberg.

På sikt behöver det också byggas en helt ny ledning från Storfinnforsen till Långbjörn (figur 23) för att öka driftsäkerheten och säkerställa att produktion inte blir instängd vid enkelfel i stamnätet. I dag är ledningen Långbjörn – Kilforsen den enda 400 kV-ledning som är ansluten till Långbjörn. Det gör att avbrott medför begränsningar av produktionen i bakomliggande anläggningar. Vid fel på ledningen sker automatisk frånkoppling av produktionsanläggningar för att rädda kraftsystemet.

6.3.2 SNITT 1 OCH SNITT 2 – ÅTGÄRDER PÅ LÄNGRE SIKT

På kort sikt är överföringskapaciteten i snitt 1 och snitt 2 tillräcklig, i synnerhet sedan seriekompensering och installation av kondensatorer har utförts (se avsnitt 5.3.3).

På lite längre sikt kan det årliga nettoflödet genom snitt 1 komma att öka från dagens 10 TWh till 25 TWh. I snitt 2 pekar motsvarande analyser på en ökning av överföringen från dagens knappa 30 TWh till inemot 50 TWh. Som framgår av appendix är skillnaderna dock stora mellan olika scenarier.

Överföringen i snitt 2 och prisdifferenser mellan SE2 och SE3 påverkas av kärnkraftsproduktionen i SE3. När denna är liten blir flödet genom snitt 2 stort, eftersom kraften i norra Sverige då i högre grad behöver överföras söderut för att täcka

efterfrågan på el i SE3 och SE4. I situationer när kärnkraftsproduktionen är låg p.g.a. att ett eller flera block är tagna ur drift begränsas dessutom den möjliga överföringen genom snitt 2. Det beror på att spänningsregleringen i södra Sverige då inte blir tillräcklig för en stor snittöverföring.

Elmarknadsnyttan för ytterligare förstärkningar av snitt 1 överstiger inte kostnaden i kostnadsnyttoanalyserna, medan en ny ledning genom snitt 2 under vissa förutsättningar kan motiveras på basis av elmarknadsnyttan i de studerade scenarierna.

Studierna visar att prisskillnaderna ofta blir större mellan SE2 och SE3 än mellan SE1 och SE2. Begränsningar i snitt 2 kan alltså sägas ”kosta mer” än begränsningar i snitt 1.

Dessa nyttoanalyser bortser dock helt från att kapaciteten i snitten måste vara tillräckligt stor för att möjliggöra de planerade avbrott som krävs för anslutning av ny produktion, upprustningsåtgärder och underhåll.

Stamnätet är idag hårt belastat, vilket har gjort det allt svårare att planera in längre avbrott. Till detta kommer att avbrotten stör elmarknaden och med elområdesindelningen blir denna påverkan synliggjord. Sommaren 2012 ledde sålunda avbrottsarbeten längre söderut – i Hallsberg och vid Oskarshamns kärnkraftverk – till att det uppkom tydliga prisområdesskillnader mellan SE3 och SE4.

Det är nödvändigt att skapa en viss överkapacitet i nätet för att möjliggöra de successiva reinvesteringar som behöver göras i de åtta 400 kV-ledningar som går till SE3. Svenska Kraftnäts samlade bedömning är därför att en ny förbindelse från SE1 via SE2 till SE3 måste ges prioritet.

Det återstår att närmare utreda anslutningspunkterna. Den mest flexibla lösningen torde vara att bygga en ny 400 kV-luftledning. Ett alternativ, som också ska prövas i det fortsatta utredningsarbetet, är att i stället använda existerande ledningsgator och konvertera en befintlig stamnätsledning till HVDC[58].

6.4 PROJEKTTABELL

I projekttabellen anges strategiska investeringsprojekt och ett tidsintervall, inom vilket de är tänkta att tas i drift.

58. HVDC = High Voltage Direct Current, högspänd likström

Stamnätsutveckling i elområde Sundsvall (SE2)

Snitt 2	Shuntkompensering i 400 kV-stationer	2014 – 2018
Storfinnforsen	Ny 400 kV-ledning Storfinnforsen – Midskog	2019 – 2024
Långbjörn	Ny 400 kV-ledning Storfinnforsen – Långbjörn	2019 – 2024
Snitt 1 och 2	Ny stamnätsledning från Norrland (SE1–SE2–SE3)	2020 – 2025

7 ELOMRÅDE STOCKHOLM (SE3)

7.1 OM SE3

Elområde SE3 (figur 24) är tätbefolkat och omfattar större delen av mellersta Sverige. Hit hör Stockholms, Uppsala, Södermanlands, Östergötlands, Gotlands och Västra Götalands län samt delar av Dalarnas, Gävleborgs, Hallands, Jönköpings och Kalmar län. I SE3 ligger åtta av landets tio största städer – Stockholm, Göteborg, Uppsala, Västerås, Örebro, Linköping, Jönköping och Norrköping. Samtliga tre svenska kärnkraftverk ligger i SE3.

Snitt 4 utgör gräns mellan SE3 och SE4. Det går från strax söder om Oskarshamn på östkusten till söder om Varberg på västkusten. Snittet utgörs av fem 400 kV-ledningar och en 220 kV-ledning. Det finns även lokala regionnät på 130 kV och 70 kV parallellt med stamnätet. De är anslutna till både 220 kV- och 400 kV-näten. Regionnätens effekttransport ingår i kapaciteten för snitt 4, som maximalt uppgår till 5 300 MW.

I SE3 ingår också det s.k. västkustsnittet, som kan bli begränsande under perioder när elenergi överförs norrut på de två västkustledningarna mot Norge. Den effekt som passerar genom västkustsnittet bestäms främst av exporten till NO1 över Hasle-snittet, produktionen i de fyra kärnkraftsblocken i Ringhals och importen från Danmark.

Från SE3 utgår idag två likströmsförbindelser till Finland[59], två växelströmsförbindelser till Norge (NO1)[60] samt två likströmsledningar till Jylland i Danmark (DK1)[61]. Utöver detta har Fortum en växelströmsförbindelse, Charlottenberg, som ingår i utbytet mellan SE3 och NO1.

Tre fjärdedelar av elproduktionen i SE3 kommer från de tre kärnkraftverken i Forsmark, Simpevarp (Oskarshamn) och Ringhals. Kärnkraftens installerade effekt uppgick i slutet av 2011 till knappt 9 400 MW. Den installerade effekten i vattenkraftverk var knappt 2 600 MW och den installerade effekten i vindkraft 1 300 MW. Effekten från kraftvärme uppgick till 2 800 MW. Slutligen finns även gasturbiner och kondenskraftverk i SE3.

SE 3 är ett underskottsområde, där elproduktionen understiger elanvändningen. Totalt utgör elanvändningen i SE3 mer än 60 procent av hela landets elförbrukning. Under de senaste åren har elenergiunderskottet i SE3 varit knappt tio TWh.

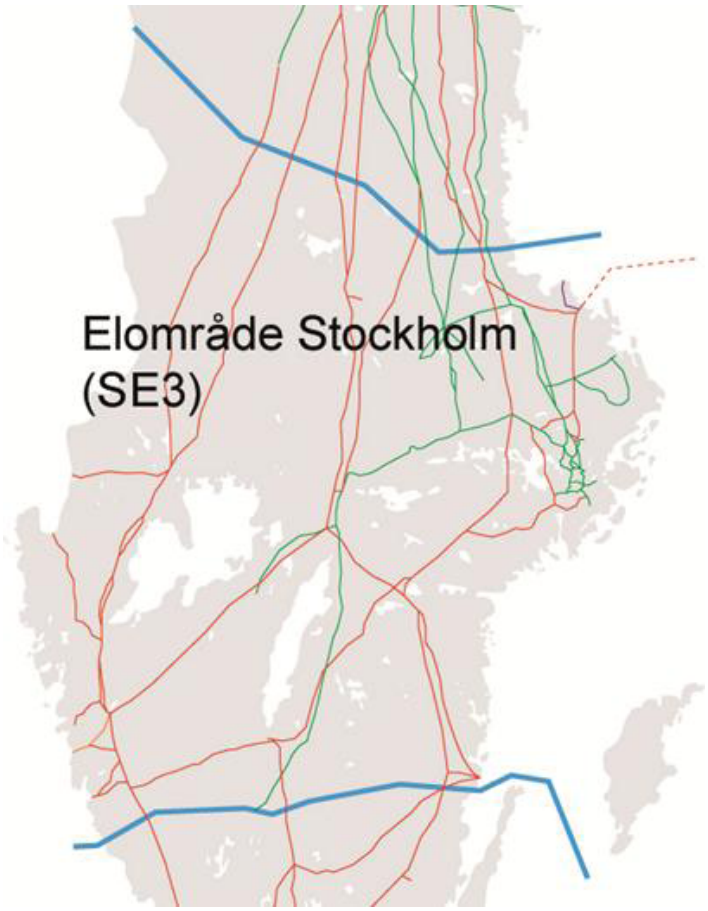
7.2 UTMANINGAR I SE3

De huvudsakliga utmaningarna i området är

- Anslutning av vindkraft.
- Effekthöjningarna i kärnkraftverken.
- Huvudstadsregionens långsiktiga elförsörjning.
- Begränsningarna i överföringskapacitet till södra Sverige (SE4).

Anslutning av ny vindkraftsproduktion är en utmaning i SE3 på samma sätt som i de norra

59. Fenno-Skan 1 och 2
60. Hasle
61. Konti-Skan 1 och 2



Figur 24. Elområde Stockholm (SE3).

elområdena. Mycket vindkraft planeras på Gotland, vilket regionnätet inte klarar att hantera. I Västra Götaland finns bra vindlägen och omfattande planer på ny vindkraft, som kommer att kräva anslutning till stamnätet. Hur det görs påverkar flödena på västkusten och i Hasle-snittet mellan SE3 och NO1. Även i trakterna av Gävle planeras ny vindkraft, som föranleder förstärkningar av stamnätet.

Stora effekthöjningar genomförs i kärnkraftverken i Forsmark och Oskarshamn. Effekthöjningarna i Forsmark uppgår till drygt 400 MW, vilket nätet i området inte klarar av att hantera. Även i Småland krävs omfattande nätförstärkningar för att möjliggöra ökad effektinmatning från Oskarshamns kärnkraftverk.

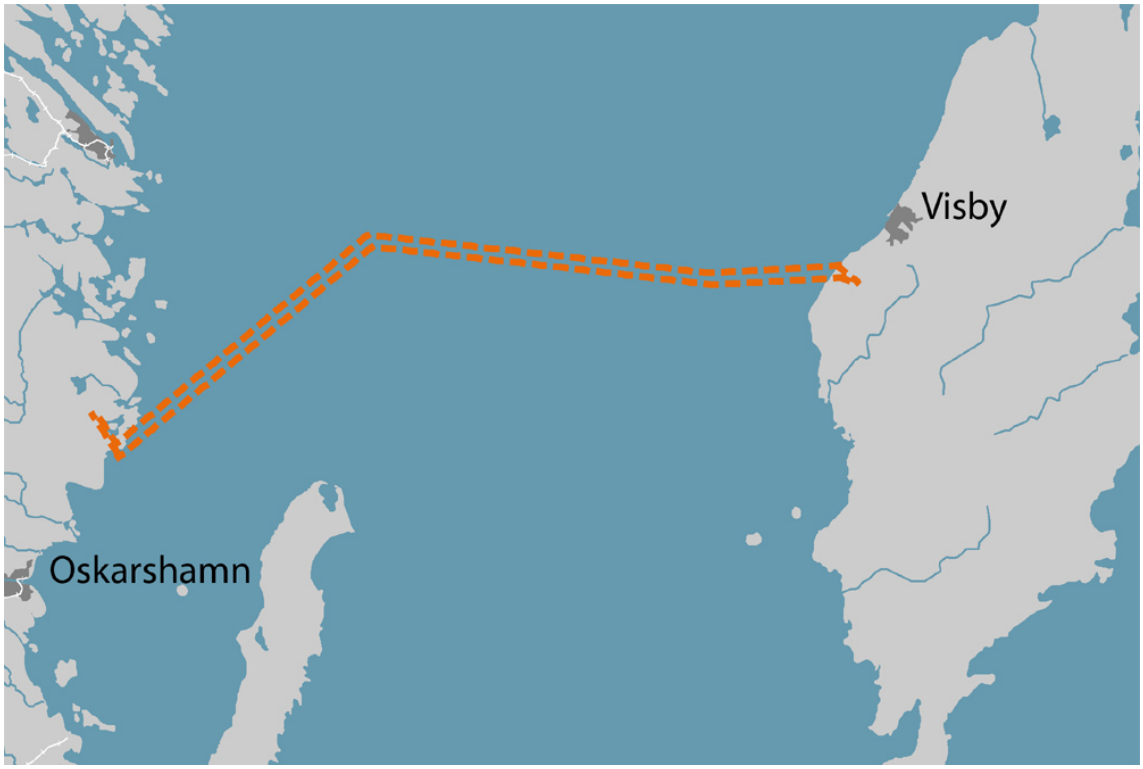
Huvudstadsregionens elförsörjning är inte långsiktigt tryggad. Stamnätet i Stockholms omgivningar består av ett förhållandevis finmaskigt 220 kV-nät. Nätstrukturen behöver förändras för att möjliggöra regionens fortsatta tillväxt och göra dess elförsörjning mer robust.

Snitt 4, som utgör gräns mellan SE3 och SE4, är det snitt i stamnätet där flödena oftast slår i kapacitetstaket. Tidigare hanterades sådana flaskhalsar genom begränsning av exporten till grannländerna. Sedan den 1 november 2011 hanteras flaskhalsarna i stället implicit av elmarknaden. Investeringar i ökad kapacitet i snitt 4 är därför viktigt för att utjämna prisskillnader inom landet.

7.3 NÄTUTVECKLING TILL 2025

7.3.1 ANSLUTNING AV NY ELPRODUKTION

Även i SE3 planeras mycket vindkraft. För att kunna ta emot den tillkommande vindkraftsproduktionen behöver inte bara det regionala elnätet förstärkas, utan även stamnätet måste byggas ut. Dessutom får de planerade vindkraftsprojekten i södra SE2 en stor påverkan på stamnätet i Östra Svealand. Där är belastningen redan hög, inte minst genom inmatningen från Forsmark och Fenno-Skan, vilket gör



Figur 25. Anslutning av Gotland.

ytterligare förstärkningar söderut nödvändiga.

Gotland

Kommunfullmäktige på Gotland antog 2010 en ny översiktsplan 2010 – 2025. Målsättningen för utbyggnaden av vindkraft på land och inom kommunens vattenområden är en årsproduktion om 2,5 TWh, vilket motsvarar en installerad effekt om ca 1 000 MW. Det är tio gånger mer än dagens vindkraft på ön.

Nuvarande förbindelser från Gotland till fastlandet har inte kapacitet att omhänderta mer än en marginell utbyggnad av vindkraften på ön. Givet riksdagens målsättning för utbyggnad av förnybar elproduktion ser Svenska Kraftnät det som ett statligt ansvar att skapa förutsättningar för fortsatt utnyttjande av de goda vindlägena på Gotland.

Svenska Kraftnät planerar därför att ansluta Gotland till fastlandet med en 500 MW HVDC VSC[62]-förbindelse till Misterhult, norr om Oskarshamn. Av samhällsekonomiska skäl är det angeläget att inte bygga stor överkapacitet, utan att dimensionera den nya förbindelsen efter den faktiska utbyggnad som sker på ön. En andra etapp om ytterligare 500 MW kan byggas om och när vindkraftsutbyggnaden på ön generar behov av ytterligare överföringskapacitet till fastlandet.

Västsverige

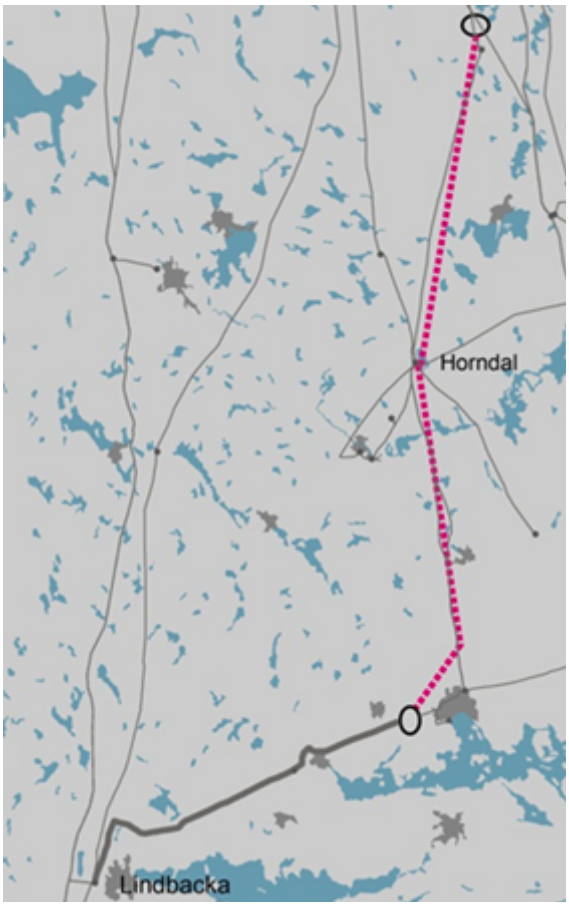
Det finns omfattande planer på ny vindkraft i Västergötland. Även om anslutningarna görs till regionnätet bedöms ytterligare någon anslutningspunkt till 400 kV-nätet komma att bli nödvändig.

I Bohuslän och i Dalsland nära norska gränsen finns planer på stora vindkraftsparker med en samlad effekt om över 2 000 MW. Det föranleder förstärkningar av regionnäten i området. Därtill måste en ny station, Loviseholm, byggas på 400 kV-ledningen mellan Skogssäter i Trollhättan och Halden i Norge för att transportera den nya produktionen ut från området.

Därtill behöver det byggas ytterligare en 400 kV-ledning för att dels säkerställa driftsäkerheten, dels se till att upprätthålla kapaciteten för import från NO1 när den nya vindkraften kopplas in. Den nya ledningen kommer att gå från Skogssäter i Trollhättan till Stenkullen i Lerum (figur 26).

62. High Voltage Direct Current, Voltage Source Converter – senaste generationens högspända likströmsteknik

Figur 26. En ny ledning Skogssäter - Stenkullen (Obs! Bilden är schematisk. Hur ledningen ska dras geografiskt är ännu inte bestämt).



Figur 27. Grönviken - Lindbacka.

Tillsammans med den nya 400 kV-ledningen mellan Stenkullen och Lindome som togs i drift sommaren 2012 reduceras begränsningarna i västkustsnittet och stamnätets förmåga att överföra effekt till och från DK1 och NO1 ökar. Båda ledningarna har också ytterligare nyttovärden, eftersom de bidrar till att öka matningssäkerheten till Göteborgsregionen.

Svealand

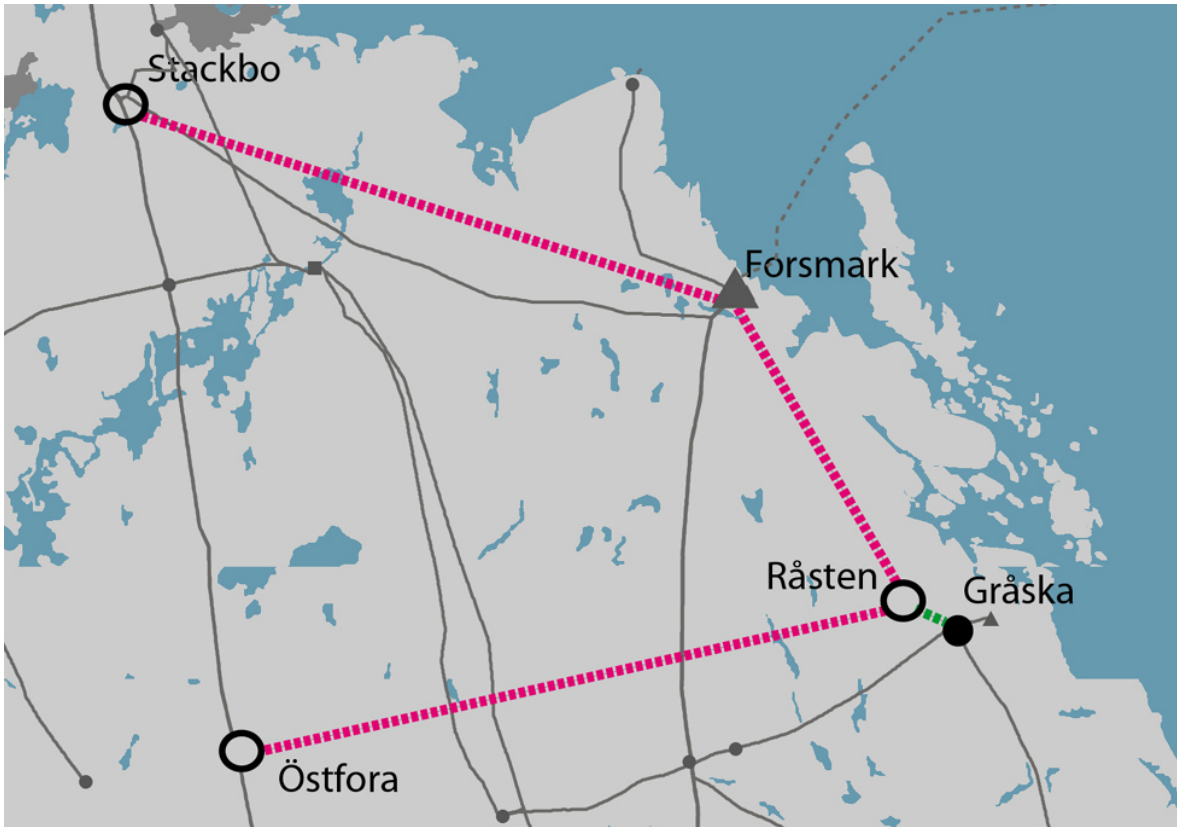
Det finns behov av ytterligare förstärkningar i Svealand för att kunna ansluta den större mängd vindkraft som planeras i området. En sådan förstärkning ökar också överföringskapaciteten i snitt 2 och underlättar för att ta befintliga snitt 2-ledningar ur drift för underhåll.

En ny 400 kV-ledning planeras från Grönviken (Ockelbo) via Horndal (Avesta) till Dingtuna (Västerås) och därefter vidare söderut genom västra Mälardalen till Lindbacka (Örebro). Därmed kopplas de östra och västra delarna av Svealand samman.

Den totala ledningssträckan uppgår till drygt 23 mil. Från Grönviken till Horndal kan ledningen byggas parallellt med 220 kV-ledningen Ockelbo – Horndal. Vidare till Dingtuna och Hamra kan befintlig 220 kV-ledning ersättas, vilket gör markintrången relativt små.

En viktig orsak till att ansluta ledningen till Grönviken är att det finns långt gångna planer på vindkraft i området. I Horndal finns behov av en ny 400/220 kV-transformering för att underlätta framtida vindkraftsanslutningar. Transformeringen medför också en höjd kortslutningseffekt och minskade problem med elkvaliteten för den i Horndal anslutna industrin. Behovet av ledningen kvarstår även om vindkraftsutbyggnaden skulle dröja. I det fallet kan ledningen i stället utgå från den närliggande stationen Ängsberg.

Planerna medför ny- och ombyggnader i ett flertal stationer. Planerna innehåller även en ny station, Karlslund, i närheten av Lindbacka. På sikt kan 220 kV-stationen Finnslätten avvecklas när



Figur 28. Planerade nätförstärkningar i området kring Forsmark.

Vattenfall förstärker sitt nät i området.

Vidare ska dagens 220 kV-ledning mellan Örebro och Västerås spänningshöjas till 400 kV. Svenska Kraftnät har sedan början av 2000-talet planerat att ersätta 220 kV-nätet i Västergötland och mellan Örebro, Västerås och Enköping med ett 400 kV-nät. Delar av detta nät är därför redan utfört i 400 kV-standard, vilket gör en konvertering förhållandevis okomplicerad. Från Karlslund knyts nätet mot Sydvästlänkens norra gren via den nya ledningen från Karlslund till Östansjö.

7.3.2 KÄRNKRAFTVERKENS EFFEKTHÖJNINGAR

Forsmark

I Forsmarks kärnkraftverk har genomförts eller planeras effekthöjningar i samtliga reaktorer. De nu aktuella effekthöjningarna av F1 och F2 medför behov av tre nya 400 kV-ledningar och ombyggnad av flera ställverk i området. Åtgärderna krävs för att klara de ökade effektflödena och för att hantera förändringar i den transienta stabiliteten i området[63].

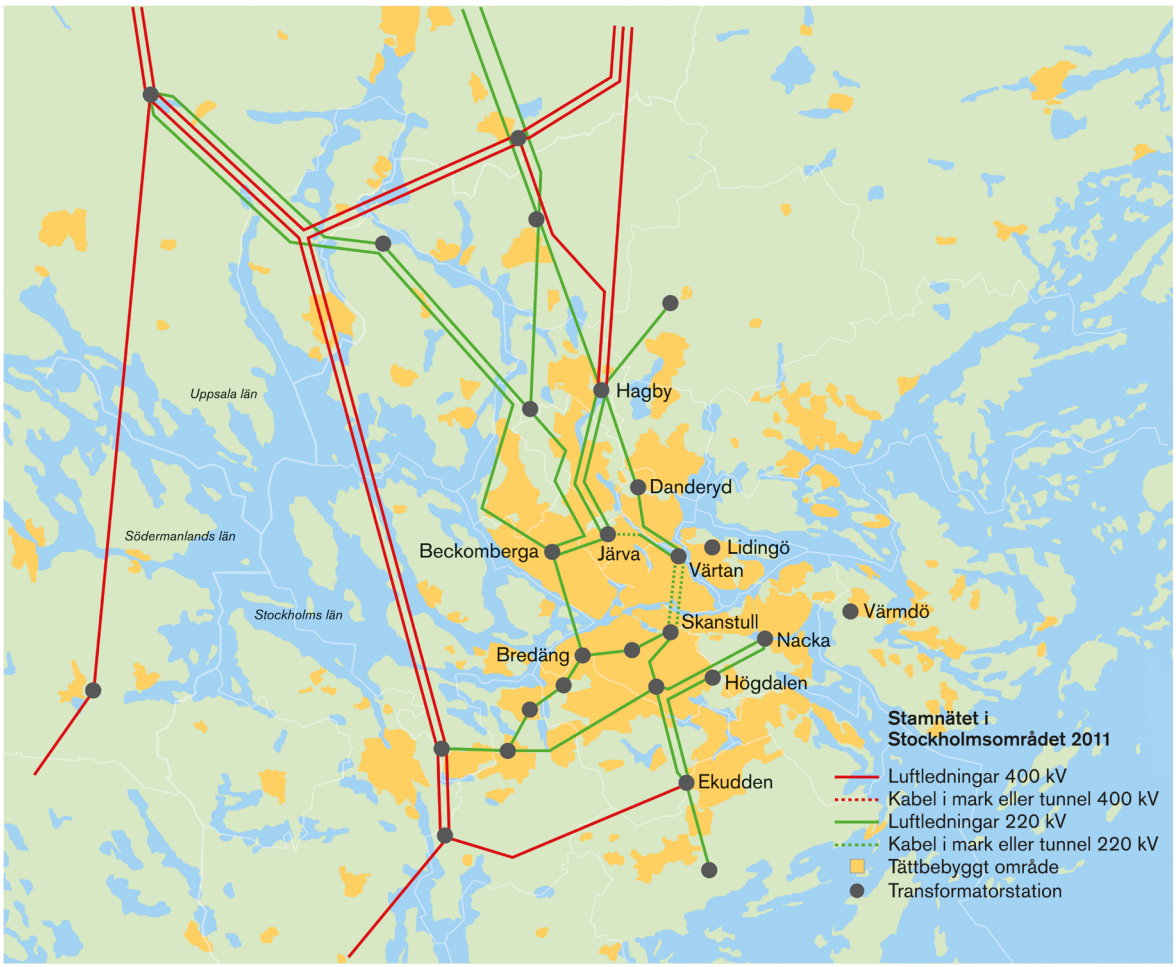
Primärt för att hantera effekthöjningen i F1 behöver det byggas dels en 400 kV-ledning till en ny station Råsten ca 10 km väster om Gråska, dels en 400 kV-ledning vidare från Råsten till en ny station Östfora i närheten av Hamra. Östfora behövs för att kunna ansluta den nya ledningen till ett existerande och robust kraftledningsstråk i nord-sydlig riktning i Uppland. Råsten och Gråska förbinds med en 220 kV-ledning för att erhålla systemstabilitet.

När de nya ledningarna är driftsatta kan F1 öka sin inmatning till nät med 125 MW till 1 125 MW. Reaktor F1 kommer då även att ha en redundant matning till stamnätet, vilket minskar antalet potentiella snabbstopp och ökar driftsäkerheten i området.

De effekthöjande åtgärderna i F2 är slutförda och tillstånd från Strålsäkerhetsmyndigheten (SSM) avvaktas nu. Den maximala effektinmatningen från F2 till stamnätet kommer efter höjningen att öka med 140 MW till 1 137 MW.

En ny 400 kV-ledning behöver byggas från

63. Den transienta stabiliteten är, något förenklat, kraftsystemets förmåga att hantera snabba störningsförlopp utan att det får allvarliga konsekvenser för stamnätet och producenter i övrigt



Figur 29. Nuvarande nätstruktur i Stockholm.

Forsmark till Stackbo för att få en redundant matning av F2. Den behövs också om det i framtiden ska vara möjligt att öka effektinmatningen från F3.

Innan ledningen kan anslutas måste den gamla 400 kV-stationen i Stackbo byggas om till ett tvåbrytarställverk. När detta är gjort kommer samtliga kärnkraftsreaktorer att vara anslutna till två ledningar vardera. Det minskar risken för såväl snabbstopp till följd av störningar i nätet som samtidigt bortfall av flera reaktorer. Nätets robusthet mot störningar förstärks.

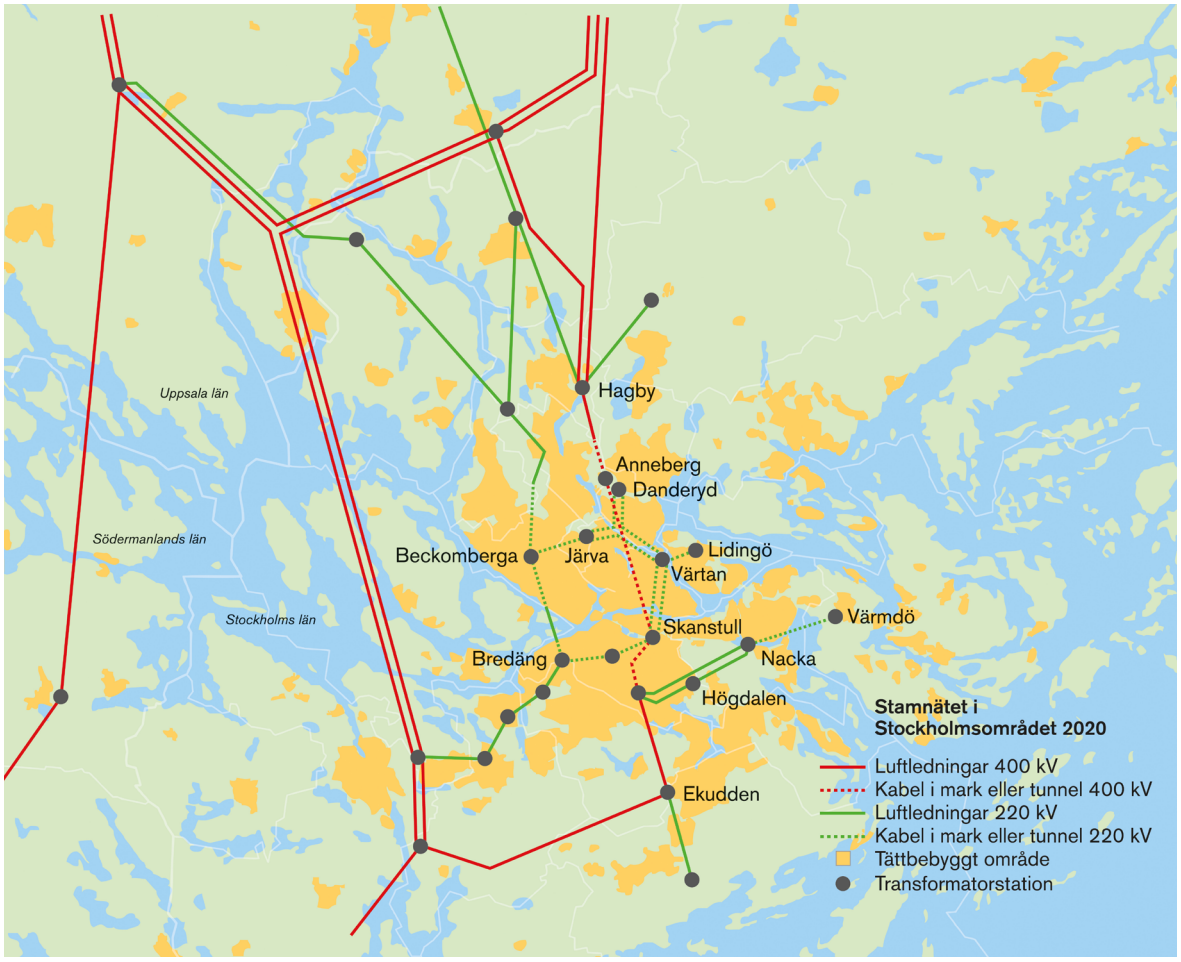
Reaktor F3 kommer efter planerad uppgradering med 150 MW att vara förberedd för en effekt till nät på 1 365 MW. Svenska Kraftnät bedömer dock att det – trots de tre nya ledningarna – inte kommer att vara möjligt att mata in denna högre effekt. Det finns en stark koppling mellan nätets allt högre utnyttjandegrad och den högsta möjliga effekten till nät för F3.

Effekthöjningen medför att reaktorns robusthet att hantera snabba störningsförlopp försvagas och detta ökar kraven på stamnätet. Trots att stamnätet motsvarar vägnätets motorvägar finns det begränsningar i vad som är möjligt för nätet att hantera. Kraftsystemsimuleringar har visat att den transienta stabiliteten för F3 påverkas negativt vid höga överföringar i snitt 2 och reaktorn kan då inte uppfylla Svenska Kraftnäts anslutningskrav för stora produktionsanläggningar[64].

Oskarshamn

I Oskarshamns kärnkraftverk har genomförts effekthöjningar av såväl O2 som O3. För att hantera detta har den gamla sektionerade stationen vid kärnkraftverket ersatts med två nya ställverk, Ekhyddan FT61 och FT62. Till den första stationen

64. Svenska Kraftnäts föreskrifter och allmänna råd (SvKFS 2005:2) om driftsäkerhetsteknisk utformning av produktionsanläggningar



Figur 30. Blivande nätstruktur i Stockholm.

är O2 ansluten och till den andra O3.

Effekthöjningen av O3 och kommande anslutning av en Gotlandskabel till Misterhult norr om Oskarshamn gör att en ny 400 kV-ledning behöver byggas från Ekhyddan till den nya tryckpunkten Barkeryd i SydVästlänken (7.3.4). Bygget av denna ledning förutsätter en betydande – ännu inte överenskommen – medfinansiering från OKG, som äger kärnkraftverket i Oskarshamn.

Därtill behöver ytterligare nätförstärkningar göras i östra Götaland för att, utöver omhändertagandet av ökad kärnkrafts- och vindkraftsproduktion, N-1-säkra regionnätet i Nybro-området efter anslutning av den nya likströmskabeln NordBalt.

En sådan N-1-säkring kan initialt ske med ett systemvärn, som löser ut NordBalt om ett kritiskt fel inträffar. Ambitionen är dock att ersätta en sådan systemvärnslösning med en ny 400 kV-ledning från Ekhyddan via Nybro till Hemsjö i SE4. En sådan ledning ökar ytterligare överföringskapaciteten i snitt 4 (figur 34).

7.3.3 HUVUDSTADSREGIONENS ELFÖRSÖRJNING

Regeringen uppdrog 2004 åt Svenska Kraftnät att ta fram ett förslag till utformning av det framtida kraftledningsnätet i Stockholmsregionen. Ett förslag till strukturplan, benämnd Stockholms Ström, presenterades 2008.

Strukturplanen innebär en helt ny nätstruktur. Stora delar av det förhållandevis finmaskiga 220 kV-nätet avvecklas. I stället byggs en 400 kV-ring, som möjliggör matning från två håll, runt Stockholm (figur 29 och figur 30).

Den nya nätstrukturen gör huvudstadens elförsörjning betydligt mer robust, minskar nätförlusterna och möjliggör regionens fortsatta tillväxt. Hela investeringspaketet om brutto nästan sex miljarder kronor omfattar 50-talet olika delprojekt. Det involverar utöver Svenska Kraftnät även nät-

Figur 31. SydVästlänken.

ägarna Fortum och Vattenfall och berör 21 kommuner i Stockholms län. Några delprojekt, t.ex. Värtan – Koltorp och Hägerstalund – Beckomberga, blir färdiga under 2012 men totalt kommer projektet att pågå ända fram till 2025.

Den ändrade nätstrukturen gör att värdefull mark friläggs för exploatering, när 15 mil gamla 220 kV-ledningar kan tas bort. Uppgörelser har därför kunnat träffas, som innebär att berörda kommuner och andra markägare medfinansierar investeringspaketet med närmare två miljarder kronor.

En stor utmaning är den ökade generering av reaktiv effekt som de nya kablarna medför. Det kan därför bli nödvändigt att installera styrbara effektreaktorer för att kunna kontrollera spänningen vid olika lastförhållanden i elkraftsystemet.

7.3.4 ÖKAD ÖVERFÖRINGSKAPACITET TILL SYDSVERIGE

Som redovisas i avsnitt 8.2 föranledde stängningen av kärnkraftverket i Barsebäck ett behov av ökad elöverföring från SE3 till SE4. Därför kompenserade Svenska Kraftnät under åren 1999 – 2001 stängningen av B1 med en ny 400 kV-ledning från Alvesta till Hemsjö. Under åren 2001 – 2005 vidtog verket ytterligare åtgärder, bl.a. reaktiva installationer och nya nätvärn, som fullt ut kompenserade för stängningen av B2.

Snitt 4, som utgör gräns mellan SE3 och SE4, är trots dessa åtgärder det snitt i stamnätet där flödena oftast slår i kapacitetstaket. Tidigare har detta inte varit något problem. Då har driftsäkerheten kunnat upprätthållas genom minskad export till grannländerna.

Detta sätt att hantera interna flaskhalsar i nätet anses dock inte stå i överensstämmelse med

europeiska konkurrensregler. Följaktligen har den svenska elmarknaden delats in i fyra elområden, varigenom elmarknaden själv kan hantera de förekommande överföringsbegränsningarna.

Den nya ordningen understryker behovet av ytterligare förstärkning av snitt 4, varför Svenska Kraftnät bygger en ny förbindelse, SydVästlänken. Dess södra gren kommer att öka överföringskapaciteten genom snittet med ca 25 procent, vilket bedöms eliminera det mesta av prisskillnader mellan SE3 och SE4.

Därtill förstärks överföringskapaciteten genom snitt 4 av en ny nord-sydlig ledning i östra delen av landet. Den ledningen kommer att byggas från Ekhyddan vid Oskarshamns kärnkraftverk till Hemsjö via Nybro, där NordBalt-förbindelsen också ansluter till stamnätet (se avsnitt 8.3.2).

SydVästlänken

Den ursprungliga planeringen av SydVästlänken startade efter den storstörning som 2003 slog ut elförsörjningen till Sydsverige och Själland. Det bedömdes då nödvändigt att förstärka elnätet i södra Sverige med ytterligare en förbindelse från SE3 till SE4.

Planerna för SydVästlänken har bestått av tre grenar som alla utgår från Barkeryd, nära Nässjö. Barkeryd blir en stark tryckpunkt i stamnätet, vilket det finns behov av m.h.t. vindkraftsutbyggnaderna i denna del av landet. Dit ansluts också den nya 400 kV-ledning från Ekhyddan som behövs för att hantera den höjda effektinmatningen från Oskarshamns kärnkraftverk.

Den norra grenen utgörs av en ca 20 mil lång 400 kV-ledning till Hallsberg som förstärker stamnätet i södra Mellansverige.

Den södra grenen är drygt 25 mil lång och går till Hurva i Skåne. Den byggs med HVDC VSC[65]-teknik i två parallella överföringar med drygt 700 MW kapacitet vardera. Likströmstekniken gör det möjligt att lägga markkabel efter större vägar på drygt 19 mil av sträckan. Sex mil byggs med luftledning i en befintlig ledningsgata.

Detta är första gången som HVDC-teknik används i det nationella stamnätet och lösningen representerar ett viktigt tekniksteg. Användningen av likströmsteknik i den södra grenen har fördelar jämfört med en traditionellt utformad nätförstärkning. Den gör det möjligt att styra effekt mellan SE3 och SE4 så att det kringliggande växelströmsnätet utnyttjas optimalt.

Det som skiljer SydVästlänkens HVDC-överföring från motsvarande förstärkningar med växelström är just förmågan att styra var effekten tas ut eller matas in helt efter nätoperatörens önskemål. SydVästlänken ger också en kraftig ökning i överföringskapaciteten på ett effektivt sätt.

SydVästlänken ger flera mervärden, som är särskilt viktiga i SE4 där det under stora delar av året saknas roterande maskiner för spännings- och frekvenshållning. VSC-tekniken kan genom omriktarstationerna användas för spänningsreglering. Det ger möjlighet till dynamisk spänningsreglering i både Skåne och Hallsbergsområdet, vilket i sin tur ökar kapaciteten i snitt 2 och snitt 4.

Vidare möjliggör VSC-tekniken dödnätsstart av södra Sverige, vilket ersätter ombyggnad av gamla termiska anläggningar. Syntetisk inertia (tröghet) möjliggör också en högre andel vindkraftsproduktion i systemet. Slutligen är VSC-tekniken mindre känslig för kortslutningseffekt, vilket minskar risken för att den automatiskt kopplas bort under spänningskollapsskeden (svaga nät).

Även västra grenen var tänkt att byggas med HVDC VSC-teknik och skulle medföra en stor ökning av överföringskapaciteten mellan SE3 och NO1. Detta skulle eliminera de flaskhalsar i det s.k. Hasle-snittet, som tidvis varit mycket besvärande. Den västra grenen fanns med som ett prioriterat projekt i Nordels sista systemutvecklingsplan[66]. Nordiska Ministerrådet har också vid flera tillfällen understrukit vikten av att redan överenskomna investeringar för ökad överföringskapacitet förverkligas så snabbt som möjligt.

Norge har emellertid under 2012 beslutat att bygga nya utlandsförbindelser med stor kapacitet till såväl Tyskland som Storbritannien. Därtill planerar Statnett interna förstärkningar som ger en betydligt ökad kapacitet mellan västra Norge och övriga delar av det norska nätet.

Den sammantagna effekten blir minskat behov av transit genom Sverige, minskad risk för instängd kraft i västra Norge under våtår och minskad risk för kraftunderskott vid torrår. Ökad kapacitet

65. High Voltage Direct Current, Voltage Source Converter – senaste generationens högspända likströmsteknik
66. Nordic Grid Master Plan 2008, mars 2008

mellan Norge och Storbritannien medför högre norska priser, vilket minskar nyttan av att kunna exportera billig kraft till södra Sverige under höglasttid.

Svenska Kraftnät har sett ett stort värde i att integrera de norska och svenska stamnäten ytterligare. Den västra grenen skulle göra det samlade skandinaviska nätet mer maskat och underlätta möjligheten att upprätthålla handelskapaciteten vid avbrott på befintliga ledningar.

Nya beräkningar som gjorts av Statnett och som granskats av Svenska Kraftnät ger vid handen att nyttan med västra grenen har minskat betydligt jämfört med de ursprungliga analyserna. Statnett har framfört att man inte längre anser att SydVästlänkens västra gren kan motiveras ur ett elmarknadsperspektiv.

Till bilden hör också problem med framkomlighet och stora fördyringar i projektet. De sträckningar till lands som Statnett och Svenska Kraftnät vill prioritera på resp. sida om gränsen är inte förenliga. Därför har även olika sjökabelalternativ studerats, vilket skulle bli mycket kostsamt.

I de gemensamma kalkyler som gjordes 2008/09 beräknades västra grenen till 3,6 Mdkr, varav 1,7 Mdkr för svensk del. Det alternativ som Svenska Kraftnät anser vara bäst – och som har lägst total kostnad – beräknas idag till 8,8 Mdkr, varav 4,3 Mkr för svensk del.

Mot angiven bakgrund har Svenska Kraftnät och Statnett beslutat att inte genomföra projektet SydVästlänkens västra gren.

7.4 PROJEKTTABELL

I projekttabellen anges strategiska investeringsprojekt och ett tidsintervall, inom vilket de är tänkta att tas i drift.

Stamnätsutveckling i elområde Stockholm (SE3)

SydVästlänken N	Ny 400 kV-ledning Barkeryd – Hallsberg	2015
SydVästlänken S	Ny 300 kV DC-ledning Barkeryd – Hurva	2015
Gotland 1	Ny 300 kV VSC HVDC, 500 MW	2015 – 2020
Forsmark	Ny 400 kV-ledning Forsmark – Råsten	2016 – 2020
Forsmark	Ny 400 kV-ledning Råsten – Östfora	2016 – 2020
Forsmark	Ny 400 kV-ledning Forsmark – Stackbo	2016 – 2020
Oskarshamn	Ny 400 kV-ledning Ekhyddan – Barkeryd	2017 – 2020
Svealand	Uppgradering 400 kV Grönviken – Lindbacka	2019 – 2023
CityLink	Ny 400 kV-förbindelse Anneberg – Ekudden	2020 – 2025
Västkusten	Ny 400 kV-ledning Skogssäter – Stenkullen	2020 – 2025
Gotland 2	Ny 300 kV VSC HVDC, 500 MW	Inte tidssatt

8 ELOMRÅDE MALMÖ (SE4)

8.1 OM SE4

Elområde SE4 (figur 32) omfattar Skåne län, Blekinge län och delar av Kalmar, Kronobergs och Hallands län. En stor del av förbrukningen sker i Malmö/Lund-regionen och i städerna efter kusten – Helsingborg, Ystad, Trelleborg, Karlskrona och Kalmar.

I norr utgörs snitt 4 av fem 400 kV-ledningar och en 220 kV-ledning. Snittet går i en linje från söder om Oskarshamn på östkusten till söder om Varberg på västkusten. I SE4 finns lokala regionnät med åtta 130 kV-ledningar parallellt med stamnätet. Dessa är ansluta till 400 kV-nätet i ett antal transformatorstationer.

Regionnätens effekttransport ingår i kapaciteten för snitt 4, som uppgår till maximalt 5 400 MW. Den verkliga, timvisa kapaciteten bestäms genom spänningskollapsberäkningar vid dimensionerande felfall.

Från SE4 utgår fyra utlandsförbindelser. Det är två 400 kV växelströmskablar till Själland, en 400 kV likströmskabel till Tyskland[67] och en 400 kV likströmskabel till Polen [68]. Därtill finns förbindelser på regionnätsnivå genom fyra 130 kV växelströmskablar till Själland. Den totala exportkapaciteten på förbindelserna är 2 500 MW och importkapaciteten är 2 900 MW.

SE4 är ett underskottsområde, där elproduktionen understiger elanvändningen. SE4 är det elområde i landet som har minst produktionskapacitet i förhållande till sin förbrukning. Den sammanlagda installerade effekten för produktionsanläggningarna i SE4 uppgår till ca 4 000 MW. Av det utgörs 1 600 MW av reservkraft som kondenskraftverk och gasturbiner, varför endast ca 2 400 MW återstår till elmarknadens förfogande. Samtidigt uppgår områdets maximala effektförbrukning till ca 4 800 MW. Under ett normalår uppgår elenergiunderskottet i SE4 till ca 18 TWh.

8.2 UTMANINGAR I SE4

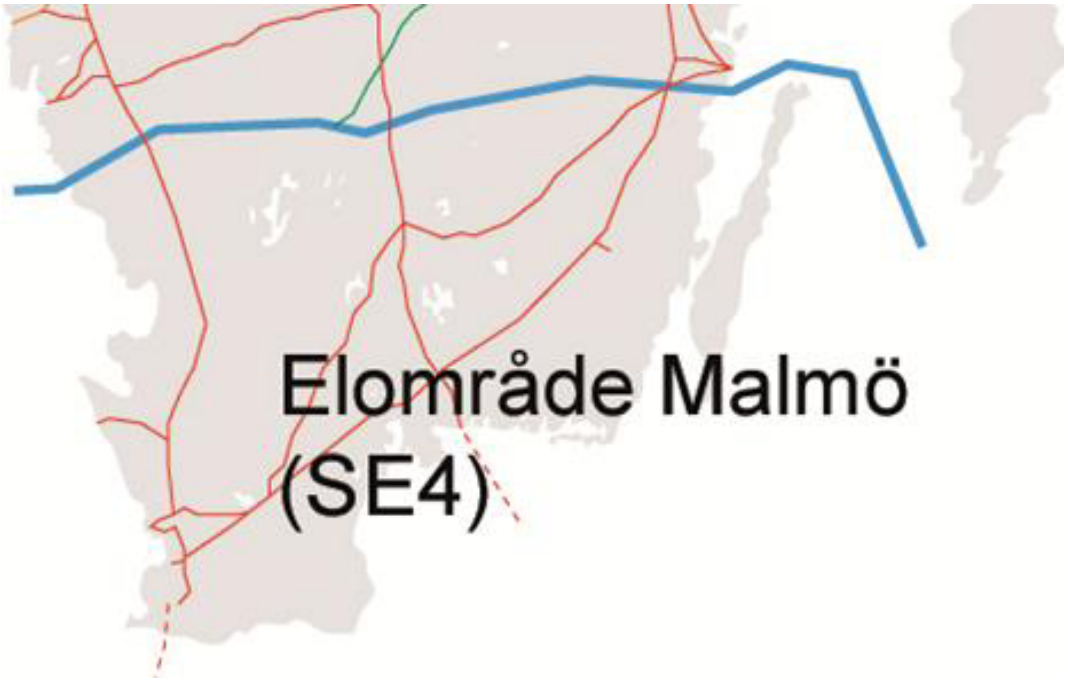
De huvudsakliga utmaningarna i området är

- Anslutning av havsbaserad vindkraft.
- Alltför svagt nät i delar av området.
- Begränsningarna i överföringskapacitet från mellersta Sverige (SE3).
- Ökad integration med Europa.

Det finns planer på att bygga flera havsbaserade vindkraftsparker i SE4. Hit hör bl.a. Stora Middelgrund utanför Hallandskusten samt Blekinge Offshore och Södra Midsjöbanken Offshore i Östersjön. Om projekten realiseras medför de en omfattande inmatning till SE4.

Stängningen av kärnkraftverket i Barsebäck föranledde behov av ökad elöverföring från SE3 till SE4. Under åren 1999 – 2001 kompenserade Svenska Kraftnät stängningen av B1 med en ny

67. Baltic Cable
68. SwePol Link



Figur 32. Elområde Malmö (SE4).

400 kV-ledning från Alvesta till Hemsjö. Under åren 2001 – 2005 vidtog verket ytterligare åtgärder, bl.a. reaktiva installationer och nya systemvärn, vilket kompenserade för stängningen av B2. Icke desto mindre är snitt 4, som utgör gräns mellan SE3 och SE4, det snitt i stamnätet där flödena oftast slår i kapacitetstaket.

Tidigare hanterades dessa flaskhalsar genom begränsning av exporten till grannländerna – en ordning som inte står i överensstämmelse med europeiska konkurrensregler. Sedan elområdesindelningen den 1 november 2011 hanteras flaskhalsarna i stället implicit av elmarknaden.

Under de 16 månader som gått sedan den 1 november 2011 har SE3 och SE4 haft sammanfallande elpris under mer än nära 90 procent (87 procent) av tiden. Den genomsnittliga prisskillnaden mellan SE3 och SE4 har understigit två öre (1,7 öre) per kWh. Över tid har prisskillnaden mellan SE3 och SE4 således varit mycket liten.

Under enstaka timmar har dock stora prisskillnader kunnat noteras. Elpriset i SE4 är känsligt för störningar i stamnätets förbindelser och för driftläget i kärnkraftverken. Investeringar i ökad kapacitet genom snitt 4 är därför angeläget för att stabilisera elpriset i SE4 och utjämna förekommande prisskillnader mot SE3.

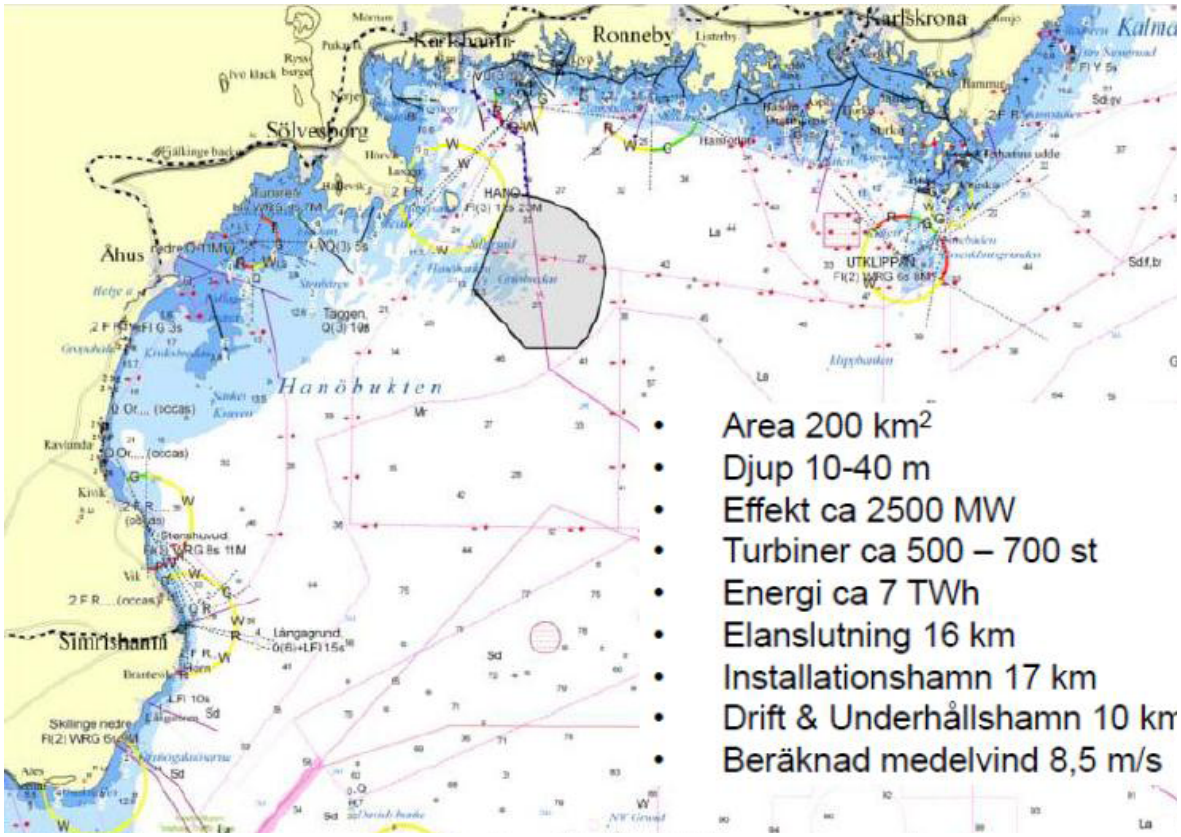
En ny förbindelse till kontinenten krävs för att öka integrationen med Europa och möjliggöra export av ett successivt framväxande elöverskott i Sverige och Norden. I de studerade scenarierna för 2025 antas även en kraftigt utbyggd vindkraft i Tyskland, Polen och Danmark samt avvecklad kärnkraft i Tyskland.

Med förstärkt kapacitet till kontinenten och ökad export kan en del av kontinentens fossilbränslebaserade elproduktion ersättas med koldioxidfri el från Norden. Ökad överföringskapacitet till kontinenten förbättrar också möjligheterna att reglera variationerna i vindkraftsproduktion.

8.3 NÄTUTVECKLING TILL 2025

8.3.1 ANSLUTNING AV NY ELPRODUKTION

Det finns stort intresse av att ansluta havsbaserad vindkraft till SE4. Utanför Hallandskusten finns planer på en vindkraftspark vid Stora Middelgrund. I Östersjön planeras havsbaserad vindkraft på södra Midsjöbanken och i Hanöbukten.



Figur 33. Blekinge Offshore.

Södra Midsjöbanken

E.ON Vind AB planerar att bygga 700 MW vindkraft på södra Midsjöbanken, söder om Gotland i sydvästra Östersjön.

E.ON Vind har ansökt om att få ansluta vindkraftsparken till HVDC-kabeln NordBalt, som kommer att passera i närheten av södra Midsjöbanken. I NordBalt har VSC-teknik valts för att förbindelsen ska kunna användas som en resurs för dödnätsstart av det baltiska elnätet efter en nätkollaps. Tekniken gör även anslutning av en vindkraftspark möjlig.

Trots detta är en anslutning av Södra Midsjöbanken Offshore till NordBalt dock inte aktuell. Det beror på att NordBalt byggs för att integrera en framväxande baltisk elmarknad med den nordiska. Projektet anses vara av största nationella betydelse för de baltiska staterna och för deras försörjningssäkerhet.

Med avseende på baltisk försörjningssäkerhet är en anslutning till NordBalt neutral. Full import kan ske från Södra Midsjöbanken och/eller från Sverige. Däremot reduceras handelskapaciteten mellan Litauen och Sverige. Vid full vindkraftsproduktion kommer inte någon ledig handelskapacitet att stå till de baltiska marknadsaktörernas förfogande. Detta har inte ansetts acceptabelt, varför E.ON Vind hänvisats till anslutning direkt till det litauiska eller till det svenska stamnätet.

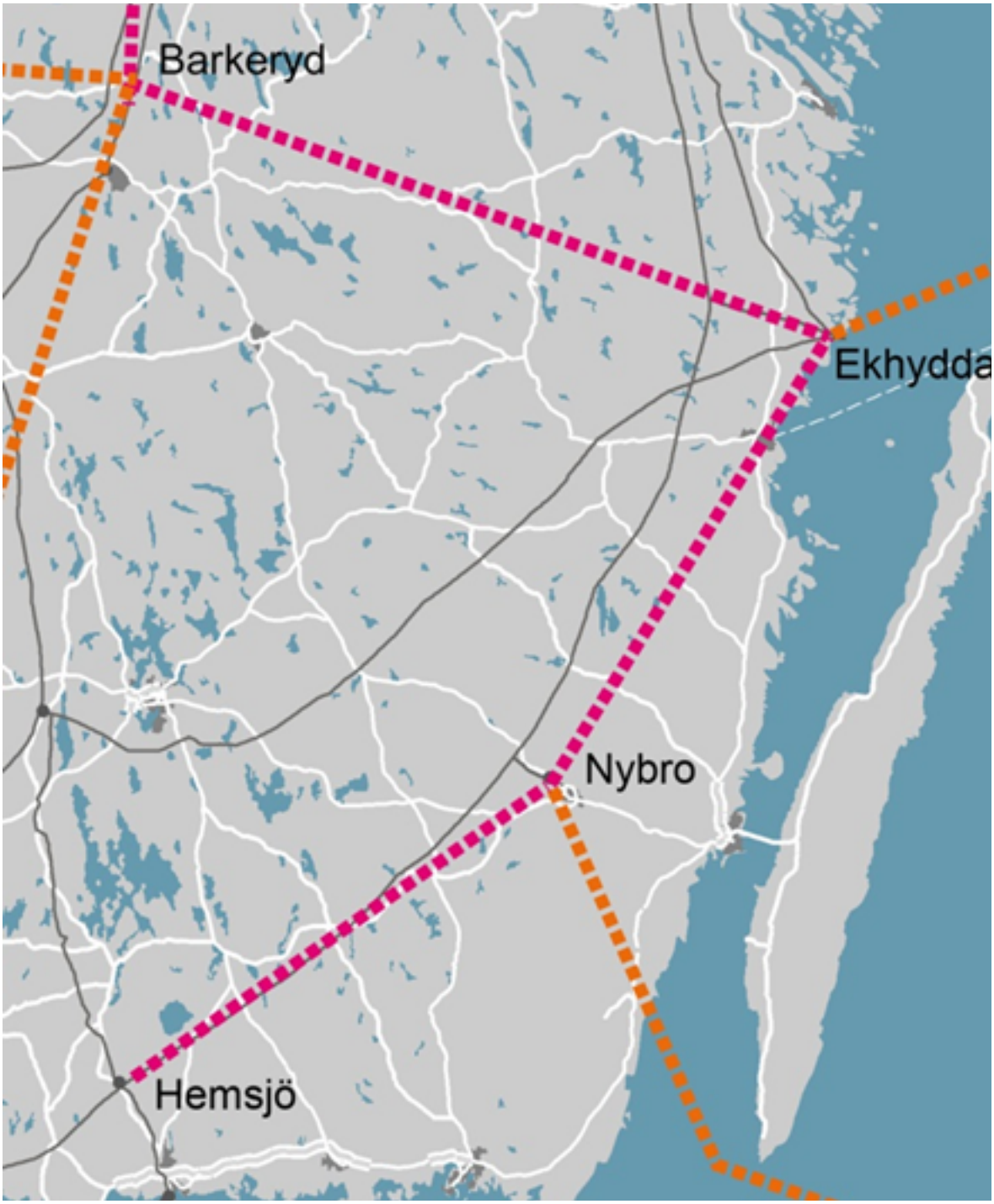
En anslutning av Södra Midsjöbanken till det svenska stamnätet kommer att få en prisdämpande effekt i SE4.

Blekinge Offshore

Ett konsortium vill genom Blekinge Offshore AB bygga 2 500 MW vindkraft i Hanöbukten i södra Östersjön. Av detta ska 1 000 MW matas in till SE4 och resten levereras till kontinenten. Projektets geografiska lokalisering (gråmarkerad) och dess huvudparametrar framgår av figur 33.

Förstärkningar av stamnätet i SE4 är nödvändiga för att möjliggöra inmatning av 1 000 MW från Blekinge Offshore med bibehållen driftsäkerhet.

Huvudalternativet är att ansluta vindkraftsparken till 400 kV-stationen i Hemsjö via någon av stationerna Stärnö eller Karlshamn vid kusten. Det krävs dock en ny parallell 400 kV-ledning till Hemsjö. Därtill behöver installeras ett systemvärn som



Figur 34. Förstärkningar från Oskarshamns kärnkraftverk och på östkusten.

kopplar bort vindkraften vid kritiska fel i vissa driftsituationer. Analyser visar att förstärkningar därtill behöver göras av det öst-västliga ledningsnätet.

8.3.2 BEHOVET AV NÄTFÖRSTÄRKNINGAR

Efter elområdesreformen har stor uppmärksamhet ägnats åt behovet av att öka kapaciteten genom snitt 4, så att prisskillnader inom landet kan undvikas. De stora förändringarna med tillkommande förnybar elproduktion, effekthöjningar i kärnkraftverken och nya kabelförbindelser[69] gör emellertid

69. Fenno-Skan 2, Gotland och NordBalt

att stamnätet också i andra hänseenden är alltför svagt.

Sålunda är ledningarna på Götalands östkust otillräckliga. De är dimensionerade utifrån de behov som förelåg för mer än 25 år sedan och klarar inte den ökade överföringen. Vid felfall föreligger det risk för att ledningar på underliggande nät kopplas bort, eftersom de inte heller är dimensionerade för att klara den ökande överföringen på stamnätet.

Ny överföringskapacitet åstadkoms med SydVästlänken men också genom en ny 400 kV-ledning Ekhyddan – Nybro – Hemsjö. Dagens dimensionerande fel byggs bort med dubbelbrytarställverk i Ekhyddan och Söderåsen. Ny reaktiv produktionskapacitet för spänningsreglering med omformare byggs för VSC-länkarna SydVästlänken, Gotland och NordBalt.

Dessa åtgärder ger tillsammans en kapacitetsökning på över 2 000 MW, vilket är mer än en tredjedel, i snitt 4. När åtgärderna är genomförda finns inga spänningskollapsproblem i området.

Förstärkningar för att ytterligare öka kapaciteten i snitt 4 anses inte vara nödvändiga. På basis av marknadsmodellstudien bedöms begränsningarna i snitt 4 bli få efter det att de nyssnämnda förstärkningarna har genomförts. En ny förbindelse till kontinenten kommer att öka belastningen på snitt 4 men inte i den utsträckningen att ytterligare förstärkningar är nödvändiga för att undvika ett högre elpris i SE4.

Slutligen behöver stamnätet i SE4 förstärkas i öst-västlig riktning. Både för att utnyttja SydVästlänkens fulla kapacitet och för att möjliggöra anslutning av havsbaserad vindkraft behöver 400 kV-ledningarna Hurva – Sege (Malmö) och Hurva – Barsebäck uppgraderas med grövre faslinor. Det är dock ett mycket omfattande arbete, eftersom ledningsstolparna då måste bytas.

8.3.3 LÄNKAR TILL EUROPA

Marknadsintegration med omvärlden

Nya utlandsförbindelser från SE2 till NO3[70] och från SE3 till FI[71] har nyligen invigts. Därtill pågår arbete med ytterligare en förbindelse från SE4 till LT[72].

I dessa tre utlandsförbindelser investerar Svenska Kraftnät i storleksordningen 4,5 miljarder kronor. De ökar handelskapaciteten mot våra grannländer med nästan en fjärdedel eller 2 100 MW. Den totala export- och importkapaciteten kommer att uppgå till 11 000 MW. Det motsvarar en marknadsintegration[73] på över 40 procent, vilket är högt. Som jämförelse kan nämnas att marknadsintegrationen är mindre än fem procent i Polen och ca 20 procent i Tyskland.

Projektet NordBalt

Med NordBalt (figur 35) tas ett viktigt steg för att förverkliga den gamla idén om en Baltic Ring dvs. att knyta samman länderna runt Östersjön. Förbindelsens syfte är att länka samman en framväxande baltisk elmarknad med den nordiska och europeiska. Efter stängningen av kärnkraftverket i Ignalina är NordBalt också viktig för de baltiska staternas försörjningssäkerhet.

Förbindelserna till Danmark

Idag förbinds SE4 och DK2 (Själland) med två 400 kV-kablar och fyra 130 kV-kablar. Den äldre av de två 400 kV-kablarna kommer att ersättas, eftersom tryckarmeringen har korroderat.

De fyra 130 kV-kablarna ingår i E.ON:s regionnät. De är i dåligt skick och kommer på några års sikt att tas ur drift. För att handelskapaciteten mellan SE4 och DK2 inte ska reduceras är Svenska Kraftnät berett att endera ersätta de fyra 130 kV-kablarna med nya eller att bygga en ny 400 kV-förbindelse till Själland.

Svenska Kraftnät kommer inte att dimensionera en ny förbindelse för att öka dagens kapacitet mellan SE4 och DK2. Då torde en andra dansk Stora Bält-ledning vara ett bättre alternativ än att öka kapaciteten mellan Sverige och Själland. Det beror på att det norska elenergiöverskottet då kan överföras direkt från Norge till Danmark i stället för att transiteras genom Sverige och snitt 4. Detta lämnar även mer utrymme i snitt 4 för att kunna överföra svenska och finska elöverskott till kontinenten.

70. Nea – Järpströmmen, juni 2010
71. Fenno-Skan 2, januari 2012
72. NordBalt, 2015/2016
73. Förhållandet mellan kapacitet på utlandsförbindelserna och maximal förbrukning

Figur 35. NordBalt.

En ny förbindelse till Tyskland

De flesta scenarier för elenergibalansen i Sverige och Norden pekar på ett successivt ökande elöverskott. I Sverige är det vindkraft och i viss mån effekthöjningar i kärnkraftverken som står för ökningen och skapar överskottet. I Norge är det främst småskalig vattenkraft och vindkraft.

I det perspektivet måste förbindelserna till våra grannländer ha tillräcklig kapacitet så att den koldioxidfria produktionen kan exporteras och ersätta fossil elproduktion på kontinenten.

De analyser som har gjorts i marknadsmodellstudien visar att en förbindelse till kontinenten har stora nyttovärden i de flesta scenarier. Behovet understryks av den planerade tyska kärnkraftsavvecklingen, som är tänkt att genomföras till 2022.

I dag är norra Tyskland ett överskottsområde och kapaciteten att överföra el söderut i Tyskland är begränsad. Mycket stora nätinvesteringar planeras dock, bl.a. i likströmskorridorer från norr till söder. I TYNDP 2012[74] uppgår de tyska nätinvesteringarna till nära 30 miljarder euro.

Svenska Kraftnät kommer nu att utreda de närmare förutsättningarna för en systemmässig förlängning av SydVästlänken genom en likströmskabel från Hurva till kusten och därefter vidare till Tyskland.

Anslutning av en ny kabelförbindelse till Hurva har flera fördelar. Den kan i princip anslutas direkt, utan att någon ny omriktarstation behövs på DC[75] sidan i Hurva och utan att driften av SydVästlänken påverkas.

Hurva är även av andra skäl den bästa anslutningspunkten för en ny utlandsförbindelse. Anslutningen belastar inte det svenska AC[76] -stamnätet. Ställverket behöver inte uppgraderas och några nya 400 kV-ledningar behöver inte byggas.

74. ENTSO-E Ten Year Network Development Plan 2012
75. DC = Direct Current, likström
76. AC = Alternate Current, växelström

8.4 PROJEKTTABELL

I projekttabellen anges strategiska investeringsprojekt och ett tidsintervall, inom vilket de är tänkta att tas i drift.

Stamnätsutveckling i elområde Malmö (SE4)

NordBalt	Ny HVDC-förbindelse till Litauen	2015 – 2016
Skåne	Uppgradering Hurva – Sege	2018 – 2022
Skåne	Uppgradering Hurva – Barsebäck	2018 – 2022
Stärnö – Hemsjö	Ny 400 kV-ledning	2018 – 2022
Blekinge Offshore	Vindkraftspark, 1 000 MW	2018 – 2022
Danmark	AC-förbindelse till Danmark (DK2)	2018 – 2025
Tyskland	HVDC kabel till Tyskland	2018 – 2025
Östkusten	Ny 400 kV-ledning Ekhyddan – Nybro – Hemsjö	2020 – 2025
Södra Midsjöbanken	Vindkraftspark, 700 MW	2020 – 2025

9 ÖKADE REINVESTERINGAR

De äldsta delarna av stamnätets 400 kV-system är närmare 60 år och 220 kV-systemet är ännu äldre. Vissa delar är t.o.m. över 80 år gamla (se figur 37). Svenska Kraftnäts ansvar är att se till att anläggningarnas kvalitet och prestanda behålls eller ökar för att tillgodose samhällets behov av ett robust stamnät. Samhällets allt större elberoende ställer ständigt högre krav på stamnätet och elförsörjningen. Att reinvestera i de befintliga anläggningarna är därför lika viktigt som att nyinvestera.

Historiskt har det funnits en strävan att hålla tillbaka Svenska Kraftnäts investeringar för att därigenom begränsa verkets kostnader. Detta kontrasterar dock mot vad som uttalades i t.ex. budgetpropositionen 1999 där regeringen betonade att en upprustning av stamnätet var tvungen att genomföras p.g.a. den höga åldern. Sammantaget har ett ganska stort reinvesteringsbehov nu byggts upp.

För att kunna göra rätt åtgärder i rätt tid till så låg kostnad som möjligt behöver anläggningarnas status bedömas löpande. Nuvarande reinvesteringsåtgärder baseras på en inventering som gjordes för snart tio år sedan. Eftersom många anläggningar börjar närma sig sin tekniska livslängd behöver dock en mer långsiktig reinvesteringsplan upprättas.

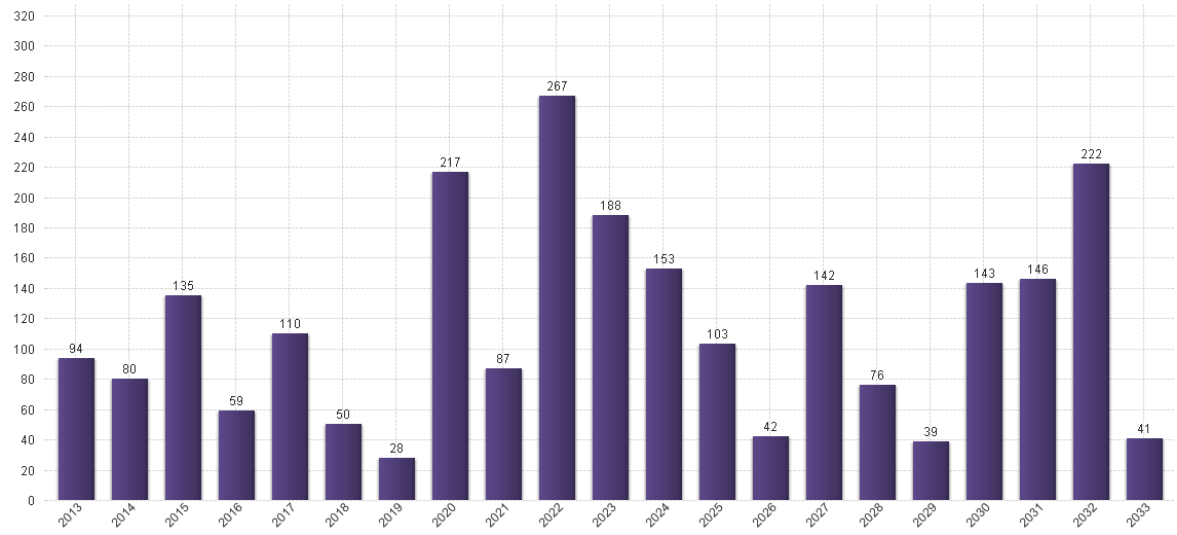
Sedan flera år pågår en inventering av alla stamnätsanläggningar och ett omfattande förnyelseprogram för Svenska Kraftnäts stationer i stamnätet har redan påbörjats. De moderniseras i en takt av två stationer per år för att öka driftsäkerheten, förenkla stationslayout och underhåll samt uppgradera tekniken.

Ett tiotal stationer har redan rustats upp och fram till 2025 ingår ytterligare drygt 20 stationer i förnyelseplanen. Därtill kommer reinvesteringar att göras i ytterligare ett 30-tal stationer som inte ingår i förnyelseprogrammet. Då gäller det framför allt byte av kontrollanläggningar och ställverksutrustning.

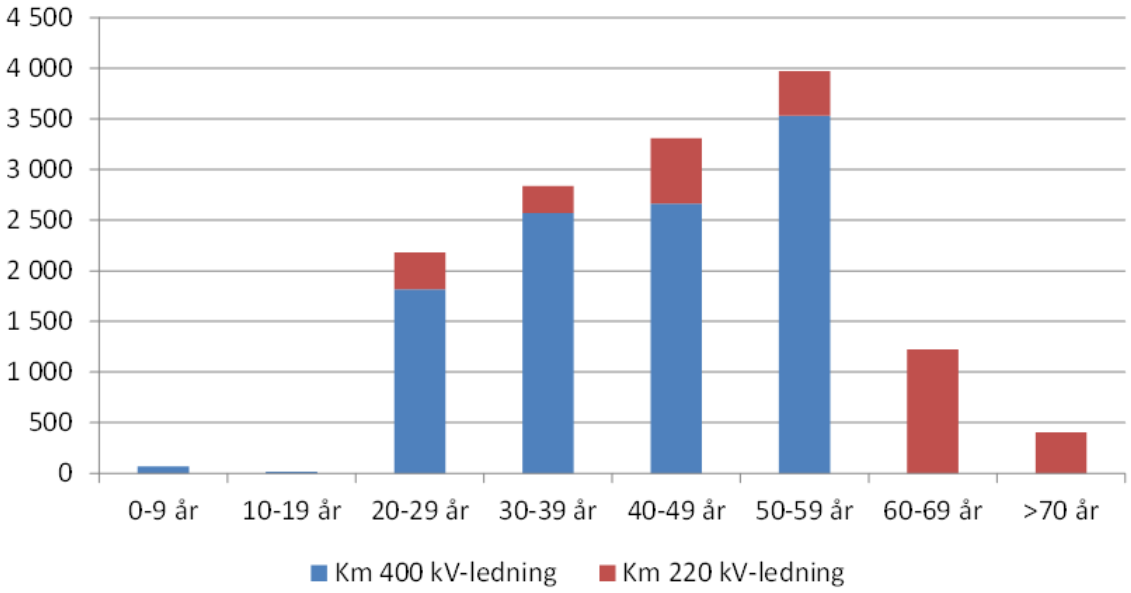
En viktig aspekt på förnyelsebehovet är att den utrustning som finns i gamla anläggningar bygger på en teknik med en livslängd som är betydligt längre än för den utrustning som installeras idag. Gamla mekaniska reläskydd har en livslängd på ca 50 år, medan dagens digitala endast räcker 15 – 20 år. Detta medför att förnyelsetakten för anläggningarna kommer att bli betydligt högre i framtiden.

Sedan några år pågår ett program för byte av topplinor, i första hand gamla stållinor. Parallellt med detta har Svenska Kraftnät byggt ett rikstäckande, redundant optofibernät för stamnätets tele- och datakommunikation. Eftersom detta har genomförts genom att lägga optofiber i topplinorna, har dessa två program samordnats vad gäller prioritering och genomförande. Merparten av Svenska Kraftnäts topplinor kommer att vara utbytta fram till 2025.

En samlad översyn och bedömning av status i såväl 220 kV- som 400 kV-systemen pågår nu. Planeringen är i dagsläget inriktad på att om ca fem år starta särskilda förnyelseprogram för de två systemen.



Figur 36. Exempel på antalet kontrollutrustningar per år där livslängden bedöms löpa ut.



Figur 37. Åldersfördelningen på 400 kV- och 220 kV-ledningarna i stamnätet.

Att förnya det befintliga stamnätet är betydligt mer komplext än att bygga nya ledningar. Den främsta orsaken är att nätet idag körs hårt och att det är svårt att ta ledningar ur drift för att bygga om dem. Det är också en grannlaga bedömning att avgöra i vilken ordning och takt som förnyelsen ska genomföras.

I 400 kV-nätet är det mer än 1 000 mil ledningar, byggda under 40 års tid, som ska förnyas. Den komplexiteten innebär i praktiken långa genomförandetider. Med hänsyn till dessa faktorer räknar Svenska Kraftnät med att ha påbörjat en upprustning av ca 50 mil av 220 kV-nätet och ca 30 mil av 400 kV-nätet till 2025.

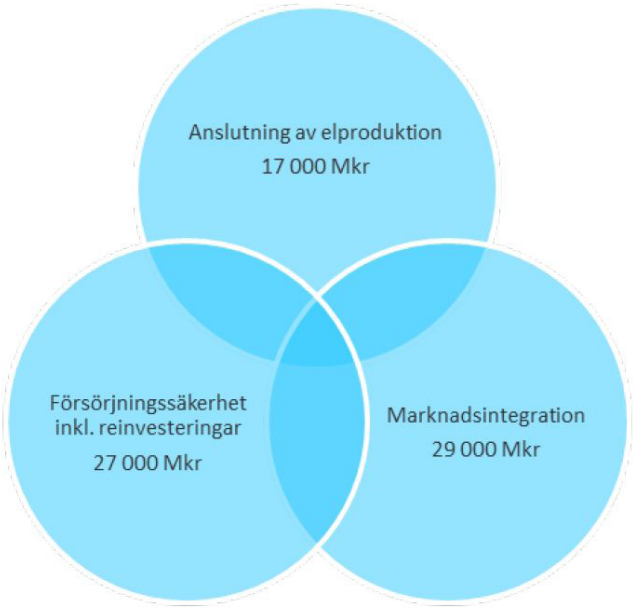
I stamnätet finns ett 20-tal transformatorer och ett 50-tal shuntreaktorer. Flera av dem börjar närma sig sin tekniska livslängd och behöver bytas ut. En kartläggning av status pågår även här. Ett antal shuntreaktorer behöver bytas omgående medan de äldsta transformatorerna bedöms klara sig ytterligare ett antal år. Det är dock viktigt med god framförhållning, eftersom det är långa leveranstider på denna typ av utrustning. Svenska Kraftnät bedömer idag att ca fem transformatorer och ett 15-tal reaktorer kommer att förnyas fram till 2025.

10 INVESTERINGSVOLYMEN

Investeringarna i det svenska stamnätet ökar kraftigt. Investeringsplanen 2014 – 2016, som just överlämnats till regeringen omfattar investeringar på 14 200 Mkr. Men även därefter och under den överskådliga framtiden kommer det svenska stamnätet att ha en fortsatt mycket hög investeringsnivå.

De nätinvesteringar som redovisas i Perspektivplan 2025 innebär ett stort ekonomiskt åtagande. Sammantaget beräknas investeringsvolymen till 55 – 60 miljarder kronor. Investeringarna i nya ledningar och stationer uppgår till i storleksordningen 48 miljarder kronor. Därtill kommer ett bedömt reinvesteringsbehov under planperioden på ca nio miljarder kronor.

En mycket grov fördelning av nyinvesteringarna på de tre drivkrafterna anslutning av förnybar elproduktion, försörjningssäkerhet (inkl. reinvesteringar) och marknadsintegration framgår av figur 38. Det som anges i figuren är



Figur 38. Huvudsakliga drivkrafter för investeringarna i Perspektivplan 2025.

bruttosiffror d.v.s. anslutningsavgifter och investeringsbidrag ingår inte.

Svenska Kraftnäts investeringar finansieras huvudsakligen genom upplåning och med internt genererade medel. Därutöver har affärsverket ytterligare två viktiga finansieringskällor.

Den första är investeringsbidragen. När ny elproduktion tillkommer är nätföretagen skyldiga att ansluta produktionen. Om det inte finns ledig kapacitet i nätet får den anslutande producenten betala ett investeringsbidrag för att täcka de nätinvesteringar som inte motiveras av kollektiv nytta, utan som specifikt görs för den anslutande producenten. Investeringsbidrag kan därtill ges av fastighetsägare som genom nya nätutbyggnader får mark frigjord. En tredje typ av investeringsbidrag kommer från EU, som t.ex. är medfinansiär i NordBalt-projektet.

Den andra är kapacitetsavgifterna (flaskhalsintäkterna). Kapacitetsavgifter genereras när det uppstår prisskillnader mellan angränsande områden (länder eller svenska elområden). Enligt EU:s förordning EG 714/2009 ska kapacitetsavgifter mellan länder användas antingen till att genom mothandel garantera att tilldelad kapacitet på förbindelserna är tillgänglig för marknaden eller till nätinvesteringar som ökar kapaciteten och på sikt bygger bort flaskhalsarna. Därtill ges även en möjlighet att fondera medel samt undantagsvis att – efter godkännande av Energimarknadsinspektionen – sänka nättariffen. Svenska Kraftnät tillämpar i princip EU-förordningen även på kapacitetsavgifter som genereras av flaskhalsar mellan de svenska elområdena.

Såväl kapacitetsavgifterna som kostnaderna för mothandel är svåra att bedöma. Priset på el och de prisskillnader som uppstår mellan elområden är beroende av en mängd faktorer som temperatur, tillgång på vatten i vattenmagasinen, kärnkraftens tillgänglighet samt överföringskapaciteten mellan elområden och på utlandsförbindelser. Dessa faktorer är svåra att bedöma redan på ett års sikt och blir än svårare att uppskatta på femton års sikt.

De kostnader som genereras av Svenska Kraftnäts investeringar betalas ytterst av slutkunderna. Svenska Kraftnät tar genom tariffer betalt för all inmatning till och uttag från stamnätet och det är tarifferna som ska täcka de ökade kostnader som investeringarna ger upphov till.

En beräkning av vad Perspektivplan 2025 innebär för nätkundernas kostnadsutveckling till 2025 förutsätter att en rad antaganden görs. En utgångspunkt är den prognos för perioden 2013 – 2015 som Svenska Kraftnät redovisade i fjol och där olika kostnadsposter uppskattats. Inflödet av kapacitetsavgifter antas för åren efter 2015 uppgå till ca 600 Mkr, medan mothandeln uppgår till 20 Mkr. Givet dessa förutsättningar skulle de årliga mothandelskostnaderna mer än väl täckas av kapacitetsavgifter under perioden fram till 2025. Överskjutande medel från kapacitetsavgifterna kan användas till finansiering av investeringarna. Den långsiktiga ränteutvecklingen och inflationen antas vidare vara tre respektive två procent under perioden fram till 2025.

Givet dessa förutsättningar och mot bakgrund av de projekt som redovisas i Perspektivplan 2025 kommer kostnaderna för att driva, förvalta och utveckla stamnätet att fördubblas. Det är viktigt att notera att denna uppskattning gäller generellt för hela nätkollektivet. För den enskilde nätkunden kan utfallet bli annorlunda, beroende på avgiftsstruktur och på var i nätet kunden är ansluten.

Den höga investeringstakten kommer påtagligt att påverka Svenska Kraftnäts resultat- och balansräkningar. Med angivna förutsättningar samt oförändrade finansieringsprinciper och vinstutdelningar till Finansdepartementet skulle verkets belåning 2025 komma att uppgå till i storleksordningen 35 miljarder kronor. Det motsvarar en skuldsättningsgrad på nivån 350 procent, att jämföra med dagens högsta tillåtna skuldsättningsgrad om 80 procent. Soliditeten 2025 uppskattas till under 20 procent.

Kraven på finansiella resurser för att realisera denna plan blir alltså omfattande och de finansiella nyckeltal som redovisas ovan skulle, om inte Svenska Kraftnät vore en del av staten, ge bilden av en osund finansiell situation. Perspektivplanen återspeglar emellertid statsmakternas uppdrag till Svenska Kraftnät och den lagstiftning som styr verksamheten. Svenska Kraftnät har en anslutningsplikt enligt ellagen och ska enligt instruktionen bygga ut stamnätet baserat på samhällsekonomiska lönsamhetsbedömningar. Sådana bedömningar ska inte vara nationella. Nordiska Ministerrådet har uppmanat de nordiska stamnätsoperatörerna att bygga ut nätet utifrån ett nordiskt

nyttoperspektiv. Regeringen har också gett Svenska Kraftnät ett särskilt uppdrag att redovisa nätutvecklingsplaner med nordisk nytta.

De samhällsekonomiska analyserna i marknadsmodellstudien värderar i huvudsak konsument- och producentnyttor. Någon värdering görs inte av om utbyggnad av förnybar energi är lämplig utifrån ett stamnätsperspektiv eller om den är mer effektiv i någon geografisk del av Sverige. Frågan om utbyggnad av förnybar energi är mer komplex och något som denna plan har att förhålla sig till snarare än ifrågasätta. Svenska Kraftnät har alltid förordat att ny elproduktion, som i princip utgörs av förnybar energi, bör etableras så nära kunderna som möjligt. Stamnätstariffens utformning styr också i denna riktning.

Svenska Kraftnät har idag monopol på att bygga nya förbindelser till andra länder. Detta är en bra ordning. Integrationen med omvärlden ställer nämligen särskilda krav. Hur, var och när en ny utlandsförbindelse ansluts till stamnätet kan få mycket långtgående systempåverkan och framtvinga omfattande följdinvesteringar. För att undvika olika elpriser inom landet är det också nödvändigt att interna flaskhalsar i det svenska nätet byggs bort i samma takt som kapaciteten på utlandsförbindelserna ökar. Det är heller inte så att finansiell resursbrist utgör något investeringshinder, som motiverar att man för europeisk integration söker PPP-lösningar[77] eller ökat utrymme för privata aktörer.

77. Public Private Partnership

SVENSKA KRAFTNÄT
BOX 1200
172 24 SUNDBYBERG
STUREGATAN 1

TEL 08 475 80 00
FAX 08 475 89 50

WWW.SVK.SE