

2015-12-18

Underlagsrapport – Överföring

En redovisning från Svenska kraftnät

Innehåll

1	Dagens överföringsnät	5
	1.1 Elnätet på olika nivåer	5
	1.2 Snitt och elområden	5
	1.3 Regionnäten	6
2	Leveranssäkerhet	7
3	Systemtjänster	10
	3.1 Spänningsreglering	10
	3.2 Frekvensreglering	13
	3.3 Svängmassa	14
4	Roller och ansvar	16
5	Smarta nät	17
	5.1 Energilager	18
6	Behov av investeringar i dagens elnätsinfrastruktur	18
	6.1 Drivkrafter	18
	6.1.1 Anslutning av ny produktion och nät	19
	6.1.2 Ökad marknadsintegration	21
	6.1.3 Behovet av reinvesteringar	23
7	Omvärldsanalys, nationellt och EU-nivå	24
	7.1 EU:s klimat- och energipolitik	25
	7.1.1 EU:s klimat- och energipolitik fram till 2020	25

7.1.2	Tredje inre marknadspaketet för el	26
7.1.3	EU:s klimat- och energiramverk till 2030	27
7.1.4	Energiunionen	27
7.1.5	Infrastrukturförordningen.....	28
7.1.6	EU:s målsättning om sammanlänkning av elnät år 2020	29
7.1.7	EU:s strategi för Östersjöområdet	30
7.2	Från Norden till Europa.....	31
7.2.1	Från planering inom Nordel till ENTSO-regioner	32
7.2.2	ENTSO.....	32
7.2.3	Ten Year Network Development Plan (TYNDP)	33
7.3	Europeiska nätkoder	34

1 Dagens överföringsnät

1.1 Elnätet på olika nivåer

Det svenska stamnätet för el består av 15 000 km 400 kV och 220 kV kraftledningar, 160 transformator- och kopplingsstationer och 16 utlandsförbindelser. Via stamnätet transporteras elen från de stora kraftverken till alla regionala och lokala elnät i Sverige.

Stamnätet har en central roll för Sveriges elförsörjning. 115-120 TWh av Sveriges totala förbrukning på ca 140 TWh transporteras på stamnätet. Förlusterna på stamnätet uppgår till 2,5 - 3,0 TWh, vilket motsvarar 2,0 - 2,5 % av den överförda elenergin. Till stamnätet är de stora produktionsanläggningarna, regionnäten och enstaka förbrukningsanläggningar anslutna.

Sverige har när NordBalt, likströmsförbindelsen till Litauen, tas i drift överföringsförbindelser till grannländerna med en total överföringskapacitet på ca 11 300 MW. Utöver Litauen finns det då möjlighet att överföra el direkt till Danmark, Norge, Finland, Polen och Tyskland. Till Polen och Tyskland är det likströmsförbindelser som kopplar samman ländernas elsystem med det svenska. Till Danmark och Finland finns både likströms- och växelströmsförbindelser medan det enbart är växelström som sammanbinder Norge och Sverige.

1.2 Snitt och elområden

Den 1 november 2011 delade Svenska kraftnät in den svenska elmarknaden i fyra elområden. Därmed är den nordiska elmarknaden indelad i totalt 15 elområden – fem i Norge, fyra i Sverige, två i Danmark och ett i vardera Finland, Estland, Lettland och Litauen (Figur 1).

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

Frekvent återkommande flaskhalsar åtgärdas efter en samhällsekonomisk värdering genom investeringar i ny överföringskapacitet. Det är dock inte samhällsekonomiskt lönsamt att förstärka näten till en sådan nivå att flaskhalsar aldrig uppstår.

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

Genom marknadsmodellen med elområden – s.k. market splitting eller marknadsdelning – sätts gränser vid flaskhalsarna. Det leder till att marknaden genom prissignaler anpassar det största tillåtna handelsflödet efter den fysiska överföringskapaciteten. Under de timmar när överföringskapaciteten är större än handelsflödena mellan två elområden bildas ett område med samma elpris.

I norra Sverige finns det normalt ett överskott av elproduktion. 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, en hög elförbrukning och relativt lite elproduktion.

Genom att priset på elspot¹ blir högre i underskottsområden än i överskottsområden ges tydliga signaler till marknaden. Relativt högre priser i ett område ger incitament till ökad produktion och minskad förbrukning. I ett längre perspektiv kan det vara en faktor som kan påverka lokaliseringen av elproduktion och elförbrukning.

1.3 Regionnäten

Regionnäten är anslutna till stamnätet och omfattar spänningsnivåerna mellan 20 kV och 130 kV. Större delen av de svenska regionnäten ägs av E.ON Elnät Sverige, Vattenfall Eldistribution och Ellevio. Till regionnäten finns produktion och förbrukning ansluten. Elenergin transformeras ofta upp från de anslutna produktionsanläggningarna till stamnätet där den överförs till förbrukningsområden där den transformeras ned till de anslutna elkunderna.

I många länder ägs hela eller delar av regionnätet av stamnätsoperatören. Orsaken till det är att regionnät som är parallellt byggda och sammankopplade med stamnätet i många fall utgör en viktig del av överföringssystemet. Detta gäller också i Sverige i vissa delar av landet men här äger alltså inte Svenska kraftnät några regionnätetsledning. Skälet till det är att man vid elmarknadsreformen och separeringen av näten från produktionsföretagen ansåg att det inte fanns några sådana kopplingar i det svenska nätet.

¹ Börsen för dagen-före-handel (day ahead).

Kraftsystemets omställning innebär att en allt större andel av produktionen ansluts till region- och lokalnät och att konsumenter även blir producenter. Det kommer att innebära en förändrad ansvarsfördelning mellan systemoperatören (TSO, Transmission System operator) och distributionsnätsföretagen (region- och lokalnätsföretag). Utvecklingen går mot att distributionsnätsföretagens roll i kraftsystemet behöver definieras om till en roll som delsystemansvarig (DSO, Distribution System Operator). Anledningen är att förändringarna med mer distribuerad produktion skapar liknande systemutmaningar som för en systemoperatör fast på regional nivå. För att hantera utvecklingen kommer de underliggande nätens ägare att behöva ta ett större ansvar för sina respektive delsystem. Det innebär ökade krav på samarbete, koordinering och styrning och att rollen därför måste anpassas för att säkerställa en fortsatt god driftövervakning och styrning för att upprätthålla en hög leveranssäkerhet.

2 Leveranssäkerhet

Den stora omställning av elsystemet som pågår minskar systemets robusthet och leveranssäkerhet om inga åtgärder vidtas. Det gäller både för produktionsapparaten och för överföringssystemet.

Ur ett kundperspektiv är leveranssäkerheten beroende av att hela leveranskedjan mellan produktionen och kundens anslutningspunkt fungerar säkert på både kort och lång sikt. Leveranskedjan är lång och inkluderar primärt den nationella produktionsapparaten och överföringsnäten på olika spänningsnivåer, stam-, region- och lokalnät. Den omfattar idag även grannländernas produktionsapparat och interna överföringsnät samt överföringsförbindelserna mellan länderna. I framtiden kommer det beroendet att öka när EU:s vision om energiunion realiserar sig med ett större antal förbindelser mellan länderna som ett sätt att säkerställa leveranssäkerheten. Detta måste dock vägas in i bedömningen av vilken leveranssäkerhetsnivå som varje land vill ha. Det blir särskilt viktigt om alla länder gör sig beroende av import från grannländerna vid risk för elbrist och samtidigt har en produktionsapparat som i allt större utsträckning blir väderberoende.

Avbrott eller störning i elleveranserna kan bero på tekniska problem i nät- eller produktionsanläggningar eller på grund av elransonering när elen inte räcker till. Eftersom det inte är ekonomiskt försvarbart att sträva mot ett kraftsystem som har 100 procent tillgänglighet i leveranskedjans alla delar är det naturligt att man istället arbetar med riskvärdering för att på så sätt försöka hitta en lämplig avvägning mellan kostnader för att minska risken för elavbrott och konsekvenserna av elavbrott.

I Svenska kraftnäts rapport 2015/929/2 "Anpassning av elsystemet med en stor mängd förnybar elproduktion" finns påverkan på leveranssäkerheten med avseende på produktionsapparaten och effekt och energi redovisad. I denna rapport fokuseras på konsekvenserna för leveranssäkerheten för överföringssystemet.

Fel i lokalnäten har historiskt varit den vanligaste orsaken till avbrott i elleveranserna. Med den omställning av kraftsystemet som nu sker så ökar riskerna för att fel i andra delar av leveranskedjan leder till ofrivillig bortkoppling av elkunder. Orsakerna till detta är alltså både en lägre tillgänglighet och robusthet i produktionsapparaten och överföringssystemet.

När kraftsystemet byggdes upp koordinerades utbyggnaden av produktionsanläggningarna med överföringssystemet och man utnyttjade funktionerna hos generatorerna för att på ett effektivt sätt stötta kraftsystemet. Med elmarknadsreformen och separationen mellan elproduktion och nätägande var denna koordinering och samplanering inte längre lika självklar även om dessa funktioner är nödvändiga för att överföra elen från producent till konsument. Dessa funktioner som de synkront anslutna generatorerna bidrar med benämns systemtjänster.

Svenska kraftnät är beroende av tillgång till dessa systemtjänster för att kunna driva systemet på ett stabilt och driftsäkert sätt. Det är avgörande för att säkerställa att kraftsystemet är tillräckligt robust för att motsvara de krav på leveranssäkerhet som samhället förväntar sig. Den ökande andelen variabel icke planerbar elproduktion medför försämrad tillgång på systemtjänster samtidigt som den innebär ett ökat behov av systemtjänster och även en förändring av hur de behöver lokaliseras.

Systemtjänster från icke planerbara produktionsanläggningar blir icke planerbara på samma sätt som elproduktionen.

Eftersom marginalerna till kritiska lägstanivåer för systemtjänsterna, t.ex. svängmassa och regleringsresurser, minskar ökar risken för oönskade konsekvenser som att krav på elkvaliteten inte kan uppfyllas. Svenska kraftnät tvingas ta till dyra och omfattande regleråtgärder i driftskedet eller att ofrivillig bortkoppling av elkunder sker av andra skäl än fel i distributionsnäten.

En aspekt som ytterligare ökar riskerna i det framtida kraftsystemet är att vi går från en situation med ett överskott av vissa systemtjänster. Det vill säga de stora marginaler som funnits för vissa systemtjänster kommer nu att reduceras och den totala mängden kommer i större utsträckning att optimeras ekonomiskt mot en tillräcklig nivå kopplat till kostnaden för systemtjänsten.

Med en sådan utveckling minskar alltså marginalerna i systemet och sannolikheten för att större störningar inträffar ökar. Historiskt har enorstörning inträffat med en periodicitet på ca 20 år. Varje år inträffar ett stort antal fel i näten. Av dessa fel är det ett antal som är större än vad kraftsystemet är dimensionerat för att klara men har ändå inte lett till någon större störning eller avbrott i elleveranserna. En anledning till detta är att det vid dessa tillfällen funnits större marginaler för fel. Dessa marginaler har skapats genom att det funnits ett överskott i tillgången på systemtjänster.

På liknande sätt som för leveranssäkerhetsnivån för effekt så är det fundamentalt att nya och korrigerade funktionsvärden för systemtjänsterna tas fram (både högsta- och lägsta kritiska värden ihop med adekvata marginaler). Ett sådant arbete pågår dels internt inom Svenska kraftnät, dels också i samarbete med övriga nordiska systemoperatörer.

Även om pågående initiativ med gemensamma europeiska drift- och marknadskoder bidrar positivt till riskhanteringen vid omställningen av kraftsystemet så saknas t.ex. i dag ett harmoniserat europeiskt synsätt på definitioner, metoder, kriterier och åtgärder avseende leveranssäkerheten.

I de lösningsstrategier som diskuteras inom olika europeiska organ (kommissionen, ACER, ENTSO-E m.fl.) ingår därför harmonisering av leveranssäkerhetsdefinitioner och framtagande av gemensamma metoder och kriterier för leveranssäkerhet som absoluta nyckelfrågor. Det är viktigt att bevaka att kommande överstatliga regelverk inte försämrar eller fördyrar för svenska eller nordiska förhållanden.

Att fastlägga en sådan leveranssäkerhetsnivå är ett politiskt beslut där nationella överväganden måste göras. De nationella kriterier som tas fram måste alltså vara koordinerade och i möjligaste mån harmoniserade på regional nivå, vilket kommer att bli en utmaning eftersom det inte finns en metod för att räkna fram "rätt" leveranssäkerhetsnivå, inte ens på nationell nivå.

Det är också viktigt att förstå att metoderna för att fastställa dessa kriterier skiljer sig åt för de olika delarna i leveranskedjan såtillvida att leveranssäkerhet för energi och effekt vanligtvis fastställs genom probabilistiska metoder (baserat på sannolikhet) och att kriterierna för transmissions- och distributionsnät fastställs enligt det deterministiska n-1 kriteriet (-1 avser att man kan upprätthålla elleveranserna efter fel på en godtycklig komponent i nätet).

Om rätt åtgärder vidtas kommer dessa "nya" risker med tiden att minska men det är naturligt att riskerna ökar under en övergångsperiod när kraftsystemet befinner sig i

en förändringsfas och ska anpassas och uppgraderas under skarp drift. Att risknivån **kan hållas på en acceptabel nivå under och efter ”uppgraderingsfasen”** förutsätter att lösningar på de förestående utmaningarna snabbt kommer på plats.

3 Systemtjänster

Systemtjänster är ett samlingsbegrepp för funktioner som tillhandahålls för att stötta och stabilisera kraftsystemet. Dessa funktioner är fundamentala för kraftsystemet för att möjliggöra en driftsäker och stabil elkraftproduktion och effektöverföring.

Systemtjänster kan alltså vara aktiva reglerfunktioner (automatiska regulatorer hos generatorerna) som utnyttjar förmågan hos synkront anslutna generatorer. Vissa av dessa systemtjänster kan även levereras av nätanslutna komponenter. Exempel på funktioner som benämns systemtjänster är spännings- och frekvensreglering.

Under de senaste åren har även roterande maskiners naturliga motstånd (tröghet) mot frekvensvariationer, svängmassan, blivit en egenskap som fått alltmer uppmärksamhet. Skälet till det är att kraftsystemets stabilitet förutsätter en viss mängd infasad svängmassa, något som kommer att minska när de synkront anslutna generatorerna ersätts med icke synkrona generatorer anslutna bakom omformare. Svängmassa är inte en systemtjänst eller en produkt som kan slås på eller av utan en inneboende egenskap hos en synkrogenerator som finns tillgänglig så fort generatoren är inkopplad på nätet. Svängmassa kan också tillföras systemet genom att generatorer kopplas in på nätet enbart för att leverera svängmassa.

3.1 Spänningsreglering

En god spänningshållning är fundamentalt för att upprätthålla drift- och leveranssäkerheten och kapaciteten i kraftsystemet. Svenska kraftnät har ansvaret för spänningsregleringen av stamnätet i Sverige och regionala nätägare ansvarar för spänningsregleringen av underliggande distributionsnät.

Hur spänningsregleringen utförs i respektive delsystem påverkar angränsande nätägars möjligheter till en god spänningshållning. En korrekt spänningsreglering av stamnätet ger således goda förutsättningar för en bra spänningsreglering av underliggande nät.

Spänningen i kraftsystemet regleras genom tillförsel eller uttag av reaktiv effekt och är en storhet som påverkas främst av lokal reaktiv effektproduktion och konsumtion. Detta följer av att stamnätet har ett mycket högt induktivt motstånd som omöjliggör

överföring av reaktiv effekt över större avstånd. Det är alltså viktigt att den reaktiva effekten produceras eller konsumeras på rätt ställen i nätet för att säkerställa överföringskapacitet och driftsäkerhet. Spänningen i stamnätets 400 kV-system tillåts normalt variera mellan 395 och 415 kV. Intervallet är definierat med hänsyn till lokal driftsäkerhet och för att möjliggöra en hög överföringskapacitet med låga förluster i kraftsystemet.

Det svenska överföringssystemet är uppbyggt för att överföra stora effekter från vattenkraften i norr till konsumtionscentra i södra Sverige. En stor andel av den förnybara, icke planerbara, produktionen ansluts i större omfattning till de regionala och lokala näten och ersätter spänningsreglerande generatorer anslutna till stamnätet. Om inga åtgärder vidtas kommer spänningsregleringen i stamnätet att försämrats eftersom förmågan hos de anläggningar som är anslutna till underliggande nät inte når stamnätet.

Utbyggnaden av den variabla, icke planerbara produktionen har även förändrat det aktiva effektflödesmönstret. Ny produktion har installerats i mellersta och södra Sverige vilket har resulterat i att stamnätet tidvis avlastas betydligt, med ökade spänningar som följd. Sammantaget innebär det att behovet av spänningsreglerande åtgärder för stamnätet har ökat och kommer att öka ytterligare. Det gäller således åtgärder för att både kunna upp- och nedreglera spänningen. Den framtida spänningsregleringen av stamnätet är inte ett tekniskt komplicerat problem men ökar kostnaderna för stamnätsdriften.

Historiskt har spänningen i stamnätet reglerats av i första hand anslutna synkrogeneratorer i kombination med till nätet anslutna komponenter som brytarkopplade shuntkondensatorer och shuntreaktorer. På vissa platser och för vissa tillämpningar användes även anslutna roterande synkronkompensatorer för att reglera spänningen. Sedan 1990-talet har dessa dock mer och mer ersatts av komponenter uppbyggda av kraftelektronik.

Exempel på sådana komponenter som är uppbyggda av kraftelektronik är SVC och så kallade STATCOM. En SVC reglerar spänningen kontinuerligt och fungerar i princip som en synkronmaskin trots att den är uppbyggd med kraftelektronik utan rörliga delar. I Sverige finns idag tre SVC som dock är på väg att fasas ut eller behöver ersättas. En utveckling av SVC-konceptet är STATCOM-enheter som liknar SVC men har en något mer utvecklad karaktäristik.

De anslutna synkrogeneratorerna har en stor betydelse för spänningsregleringen både i normal drift och vid störningar eftersom de bidrar till spänningshållningen

genom inställda automatiker. Kärnkraftverkens generatorer utgör en sådan viktig resurs för spänningshållningen i södra Sverige. När dessa generatorer nu börjar fasas ut och ersätts med generatorer med andra egenskaper måste alternativa lösningar introduceras. I södra Sverige kommer därför spänningsregleringen med hjälp av synkronmaskiner sannolikt att ersättas av spänningsreglerande nätkomponenter om andelen variabla icke planerbara produktionsanläggningar fortsätter att öka och i stor utsträckning ansluts till underliggande nät. Detta för att kompensera för de minskade spänningsreglerande resurser på stamnätet som det medför. Den nya spänningsstyva HVDC-tekniken VSC som kommer att introduceras i Sverige när SydVästlänken och NordBalt tas i drift så erhålls nya möjligheter till spänningsreglering. Varje 700 MW överföringskanal ger även möjlighet till en reaktiv produktionskapacitet på ± 300 Mvar i varje omformare, vilket ungefär motsvarar reglerförmågan i ett kärnkraftverk.

Spänningsreglering med anslutna synkronmaskiner kommer även i framtiden att spela en stor roll i norra och mellersta Sverige där huvuddelen av vattenkraftgeneratorerna är belägna. Det förutsätter dock att de är anslutna till nätet när de behövs. Om inte nuvarande marknadsmodell förändras så kommer driftsituationer att uppstå när variabla, icke planerbara produktionsanläggningar prismässigt tränger ut delar av vattenkraftgeneratorernas aktiva produktion från marknaden och därmed även deras spänningsreglerande förmåga. I det läget finns det två vägar att gå. Antingen ges vattenkraftsägarna ekonomiska incitament att driva generatorerna i synkrondrift dvs. att producera eller konsumera enbart reaktiv effekt för att reglera spänningen eller så måste spänningsregleringen ske genom utbyggnad av spänningsreglerande utrustning i näten. Vattenkraftaggregat som körs i synkrondrift är tekniskt sett att föredra, eftersom spänningsregleringen sker dynamiskt, utan tidsfördröjning, och att de även tillför sin svängmassa till systemet.

Oavsett om man kommer att hitta lösningar för att kompensera för det minskade bidraget från de existerande synkrongeneratorerna så bör krav ställas på de nya produktionsenheter som den förnybara elproduktionen att kunna bidra till spänningsregleringen. Dagens vindkraftverk både kan och ska användas för spänningsreglering enligt de möjligheter som den nya europeiska lagstiftningen ger. Är en ny produktionsanläggning direktansluten till stamnätet så kan den bidra till regleringen. Förnybar produktion är dock ofta ansluten till lägre spänningsnivåer, vilket innebär att deras spänningsreglerande kapacitet för stamnätet är närmast försumbar. Däremot kan den bidra till spänningsregleringen i dessa nät där den är ansluten.

3.2 Frekvensreglering

De nordiska systemoperatörerna upphandlar mängden kapacitet för automatisk frekvensreglering enligt fastställda direktiv. Att delta i frekvensregleringen innebär att produktionen kontinuerligt regleras upp eller ned med ökat slitage och ökade driftskostnader som följd. Upphandlingen bygger inte på marginalprissättning vilket gör att de som sällan blir avropade på sikt väljer att ta bort den reglerande förmågan från sina aggregat för att minska slitage och kunna optimera intäkterna.

Det nordiska kraftsystemets frekvenskvalitet har successivt försämrats under en följd av år. Den försämrade frekvenskvaliteten visar att risken för allvarliga driftstörningar har ökat, eftersom de automatiska störningsreserverna i högre omfattning används för att reglera kraftsystemets allt större normala frekvensvariationer. När frekvensen är under 49,9 Hz är det inte längre den frekvensstyrda normaldriftreserven som används för att förhindra ytterligare frekvensavvikelser. I stället tas den frekvensstyrda störningsreserven i anspråk, vilket innebär att kraftsystemets sårbarhet ökar. Det är helt enkelt risk för att dessa reserver inte räcker till om en störning skulle inträffa vid dessa tillfällen.

En starkt bidragande orsak till frekvensavvikelsena är den nuvarande marknadskonstruktionen där elpriset sätts per timme. Den planerbara elproduktionen genomför stora förändringar vid tidskiften medan elförbrukningen och vindkraften förändras mer långsamt och oberoende av specifika klockslag, vilket får som följd att stora obalanser uppstår. Detta förstärks ytterligare av de HVDC-överföringar som oberoende av aktuell frekvens förändrar flödena av stora volymer i samband med tidskiften.

En sannolik förklaring till den försämrade frekvenskvaliteten är således en kombination av den nuvarande marknadskonstruktionen, en ökad mängd vindkraft och HVDC-överföringar och att den totala mängden automatiska reserver i systemet har minskat. Tillförseln av automatiska reserver genom introduktionen av FRR-A² och ett större fokus på problemet i kontrollrummet har sannolikt avbrutit trenden. Avvikelsena ligger dock fortfarande på en hög nivå. Det pågår sedan en tid arbeten både internt på Svenska kraftnät och i nordiska arbetsgrupper för att analysera och åtgärda detta. Bland annat analyseras hur kritisk denna nivå på frekvensavvikelsena är.

² FRR-A (Frequency Restoration Reserve) är en automatisk och frekvensstyrd sekundärreglering

3.3 Svängmassa

En kropp i rörelse har ett naturligt motstånd till förändringar av rörelsen, både vad gäller hastighet och riktning. En generators motstånd benämns tröghet och anges med dess tröghetskonstant, H , vilken definierar generatorns svängmassa vilken uttrycks i MWs.

Det är helt enkelt inte fysikaliskt möjligt att momentant förändra rotationshastigheten för anslutna generatorer och motorer på grund av deras inneboende tröghet – svängmassa. Att kraftsystemet uppvisar en tröghet mot förändringar i generatorernas rotationshastighet utgör en första mycket viktig balansering av kraftsystemet och är fundamentalt för systemets frekvensstabilitet. Alla anslutna roterande synkrona maskiner tillför svängmassa till kraftsystemet enbart genom att vara inkopplade till nätet.

När variabel icke planerbar produktion ersätter synkronmaskiner så minskar svängmassan i kraftsystemet eftersom dessa generatorer inte är synkront anslutna och därmed inte bidrar med svängmassa. Det finns en lägsta mängd svängmassa som det nordiska synkronsystemet i varje ögonblick kan drivas med och fortfarande vara stabilt efter en störning. Mot bakgrund av den pågående utvecklingen måste därför den aktuella svängmassan i varje driftsituation beräknas och övervakas så att åtgärder för att säkerställa kraftsystemets stabilitet ska kunna sättas in.

I detta sammanhang är det främst den svängmassa som generatorernas massa och rotationshastighet ger upphov till som är av intresse även om en del, ca fem procent, av systemets totala svängmassa kan tillräknas förbrukningen. Trenden är dock att även förbrukningens svängmassa minskar på grund av att en allt större andel av förbrukningen är belägen bakom omformare och att stora motorer används mer sällan i industrin. Det ska också påpekas att svängmassa är en gemensam storhet inom synkronområdena varför problematiken måste lösas gemensamt av alla de nordiska systemoperatörerna.

Behov av svängmassa är särskilt viktigt vid störningar i form av bortfall av produktionsanläggningar. Beräkningar av behovet av svängmassa måste därför sättas i relation till kraftsystemets största anslutna enhet. Ju större produktionsaggregat som är anslutna till kraftsystemet desto större svängmassa måste finnas i systemet för att initialt motverka ett för stort frekvensfall.

I ett system med för lite svängmassa faller frekvensen snabbare och risken finns att generatorernas reglersystem inte hinner agera och reglera upp uteffekten innan systemet når en kritiskt låg frekvens. Vid en frekvens under 49,5 Hz börjar automatisk

frånkoppling av förbrukning som elpannor och värmepumpar för att balansera systemet. Vid frekvensen 48,8 Hz börjar mer prioriterad förbrukning att frånkopplas.

Systemets svängmassa varierar med hur många generatorer som är i drift och vilka de är, då olika generatorer och dess turbiner har olika egenskaper både vad gäller massa och rotationshastighet. Som tumregel kan man räkna med följande svängmassa för en eller flera generatorer med en installerad effekt på 1 000 MW.

Vattenkraft: $H=3,4$ s ger en rörelseenergi på 3,4 GWs

Kärnkraft: $H=6,4$ s ger en rörelseenergi på 6,4 GWs

Kraftvärmeverk: $H=2,8$ s ger en rörelseenergi på 2,8 GWs

Vindkraft: $H=0$ s ger en rörelseenergi på 0 GWs

Synkronkompensator $H=5,0$ ger en rörelseenergi på 5,0 GWs,

där H är generatorns tröghetskonstant.

När förbrukningen är hög är många generatorer i drift och den totala svängmassan är därmed hög, vilket stabiliserar frekvensen. Situationen under t.ex. sommarnätter är annorlunda då endast 25 procent av generatorparken är i drift. Detta är också den period när många (men inte alla) stora produktionsanläggningar är under årligt underhåll, vilket gör sommarnätter och liknande driftförhållanden med få produktionsanläggningar i drift till de mest kritiska driftsituationerna med avseende på svängmassan.

Svängmassan i det nordiska kraftsystemet varierar med hur många generatorer som är i drift och därmed även med förbrukningsnivån och ligger för närvarande i intervallet 110 – 270 GWs. Den största produktionsenhet som för närvarande finns i kraftsystemet är block 3 i Oskarshamn (1 450 MW). Utgångspunkten i planeringen av kraftsystemets driftförutsättningar syftar till att ett bortfall av detta kärnkraftblock inte ska ge en lägre frekvens än 49,5 Hz, vilket är den lägsta frekvens som anses acceptabel i Norden efter ett produktionsbortfall. Trots detta har frekvensen fallit under 49,5 Hz ett antal gånger vid produktionsbortfall under ogynnsamma förhållanden.

År 2025 har det dimensionerande felfallet i det nordiska synkronområdet ökat till 1 600 MW efter det att block 3 i Olkiluoto (Finland) har tagits i drift. Samtidigt prognostiseras svängmassan att sjunka, eftersom annan kärnkraft avvecklas och ytterligare vindkraft installeras. Beräkningar visar att svängmassan i Norden som lägst kan hamna på en nivå kring 80 GWs år 2025 med nuvarande planer för kärnkraftsavveckling.

ing och för ny vindkraft. Om det dimensionerande felfallet skulle inträffa när svängmassan är som lägst visar beräkningar att frekvensen kan sjunka så lågt som 48,3 Hz. Detta är en oacceptabel situation eftersom så låga frekvenser ger upphov till en stor mängd automatisk fränkoppling av förbrukning.

För att frekvensen inte ska sjunka för lågt måste åtgärder vidtas. Det finns tre typer av åtgärder som ger önskad verkan. De är att öka mängden svängmassa i systemet, minska det största felfallet eller utnyttja anläggningar som mycket snabbt kan öka den aktiva effektutmatningen vid kritiska felfall.

Vikten av att vidta dessa åtgärder är stor, eftersom konsekvensen av att tillräcklig mängd svängmassa inte finns tillgänglig i systemet under alla tider är att stora förbrukningscentra kan komma att kopplas bort automatiskt vid bortfall av större produktionsanläggningar.

4 Roller och ansvar

Svenska kraftnät driver, förvaltar och utvecklar stamnätet för el. För att elsystemet ska fungera måste det hela tiden vara balans mellan den el som produceras och den som förbrukas. Svenska kraftnät är systemansvarig myndighet och har som sådan det övergripande ansvaret för att den svenska elförsörjningen fungerar driftsäkert och att effektbalansen mellan produktion och förbrukning av el upprätthålls i driftskedet. Svenska kraftnät är också elberedskapsmyndighet och tillsynsvägledande myndighet för dammsäkerheten i landet.

Svenska kraftnäts balansansvar har genom avtal delegerats till ett antal balansansvariga företag som mot ersättning tagit på sig ansvaret att se till att tillgången på el är densamma som den el som förbrukas. Balansansvariga företag kan vara elproducenter eller elhandlare. Under drifttimmen gör Svenska kraftnät den sista justeringen av de obalanser som kvarstår genom att reglera upp eller ned elproduktion eller förbrukning i systemet.

Det långsiktiga ansvaret för effektillgången är mer diffus. Vid tidpunkten för avregleringen var tanken att marknadskrafterna skulle säkerställa att det investerades och byggdes ny produktionskapacitet. Så blev det inte och när Barsebäck lades ned fick Svenska kraftnät genom en ny lag i uppdrag att varje år upphandla en effektreserv som skulle säkerställa tillgången på effekt under den kalla perioden på året (november till mars). Lagen om effektreserv trädde i kraft vid halvårsskiftet 2003 och var avsedd som en tillfällig övergångslösning och dess giltighetstid begränsades till den 1 mars 2008.

Förhoppningen var att marknadens aktörer skulle lösa frågan till dess, vilket inte skett och lagens giltighetstid har därför förlängts två gånger.

5 Smarta nät

Smarta nät är ett begrepp och samlingsnamn för en mängd olika områden inom elför-
sörjningen; produktion, överföring, distribution och användning och applikationer
som inkluderar IT och telekommunikation. Det handlar om utrustningar, tillämpning-
ar av nya regelverk och lösningar på problem som den nya tekniken ger möjlighet till.

Begreppet sträcker sig från kundnära lösningar för mätare och intelligenta hushålls-
maskiner till interkontinentala transmissionsnät som utnyttjar högre spänningsnivåer
än dagens för att kunna överföra stora mängder avlagset liggande förnybar elprodukt-
ion. En viktig del i det framtida smarta nätet är att skapa möjligheter för elkunderna
att bli en aktör på elmarknaden. På så sätt kan nytta för elkunden kombineras med
nytta för elsystemet genom att förbrukningen anpassas efter elsystemets förmåga och
behov.

I ett stamnätsperspektiv handlar det om att tänka nytt och använda ny teknik inom
områden som balansreglering, överföringskapacitet, systemstabilisering, störningstå-
lighet, störningshantering samt styrning och övervakning. Det handlar ofta om att
utnyttja kommunikation och datakapacitet för att inhämta information och utnyttja
automatiker för att styra komponenter i kraftsystemet. Det finns redan idag en mängd
automatiker installerade i kraftsystemet, som reagerar och reglerar på utifrån kom-
mande signaler.

Exempel på ny teknik som är på väg in i transmissionsnäten är integrerade HVDC-
system som kräver avancerade kontroll- och styrsystem för att interagera på ett opti-
malt sätt med det befintliga växelströmsnätet.

Sedan länge har Svenska kraftnät utnyttjat systemvärn, som använder kommuni-
kationssystemet för att koppla komponenter vid särskilda händelser för att antingen höja
driftsäkerheten eller öka kapaciteten i kraftsystemet.

Nu installeras PMU:er (Phasor Measurement Units, fasvinkelmätande enheter med
noggrann tidsstämpling av informationen) i de nya stationer som Svenska kraftnät
bygger och som ökar möjligheterna för sådana övervaknings- och styrsystem.

5.1 Energilager

Energilager används för att flytta produktionen av elenergi från en tidpunkt till en annan. Principen är att elenergin omvandlas till en annan energiform när elpriset är lågt och omvandlas tillbaka till elenergi när elpriset är högt. Energilager nämns ofta tillsammans med den förnybara icke planerbara produktionen. Skälet till det är att lager skulle kunna utnyttjas för att lagra det elenergiöverskott som kan uppstå periodvis för att slippa spilla bort det och producera vid tillfällena när produktionen är lägre.

Det finns olika typer av tekniker för elenergilager som mekaniska (pumpkraftverk (vatten), tryckluft, svänghjul), elektriska (SMES, Superconducting Magnetic Energy Storage och kondensatorer), elektrokemiska (batterier av olika slag), kemiska (bl.a. vätgas, syntetisk naturgas). De lagringstekniker som kan ha relevans i detta sammanhang är pumpkraftverk, batterier, tryckluft och eventuellt svänghjul för vissa tillämpningar.

För att energilager ska vara lönsamma krävs en relativt hög prisvolatilitet. Tekniken inom olika lagringstekniker utvecklas och kan på sikt kan vara en lösning som är möjlig för att hantera de framtida utmaningarna. Det pågår stora satsningar på energilager med olika drivkrafter bl.a. Japan, Sydkorea och USA.

Tolkningen av regelverket kring hur energilager ska betraktas i ett kraftsystem skiljer sig åt mellan olika länder och behöver harmoniseras. Energimarknadsinspektionen position innebär att nätföretag inte kan bedriva energilagring.

6 Behov av investeringar i dagens elnätsinfrastruktur

6.1 Drivkrafter

Under 1990-talet och början av 2000-talet var drivkrafterna för investeringar i stamnätet få och investeringsnivåerna relativt låga. Under den senaste tioårsperioden har situationen successivt förändrats. I dag samverkar ett stort antal krafter för att driva på nätinvesteringarna.

Den förändrade energi- och klimatpolitiken utgör den största övergripande drivkraften för nätinvesteringarna idag och under det kommande årtiondet. Stamnätet måste byggas ut i takt med samhällsutvecklingen. Statsmakternas politiska ambitioner ska kunna fullföljas, utan att nätet utgör en starkt begränsande faktor.

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

6.1.1 Anslutning av ny produktion och nät

Antalet nya anslutningar till stamnätet ökar. Den främsta drivkraften är den stora utbyggnaden av vindkraft. Denna ansluts till helt nya stationer eller genom ökad inmatning till befintliga anläggningar. Många gånger möter Svenska kraftnät inte vindkraftsproduktionen direkt, utan via nya nät dit flera mindre produktionsanläggningar ansluts.

Vindkraftexploatörernas utbyggnadsplaner är i ständig förändring. Det är många olika parametrar som sammantaget bidrar till detta, bl.a. tillståndprocesserna samt priserna på el och elcertifikat. Det är därför svårt att redovisa en säker bild av alla projekt i olika faser.

Svenska kraftnät har f.n. förfrågningar om anslutning av vindkraft på i storleksordningen 19 000 MW. Det är dubbelt så mycket som all svensk kärnkraft och motsvarar 75 procent av landets maximala effektbehov. Till detta kommer alla de ansökningar som finns hos landets regionnätbolag om anslutning av vindkraft till lägre spänningsnivåer.

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 tillståndprocesserna.

Var utbyggnaden görs är också mycket viktigt ur nätsynpunkt. Givet de ekonomiska incitamenten för att bygga vindkraft finns potentiella projekt som många gånger överstiger de nationella utbyggnadsambitionerna för den förnybara elproduktionen.

I dag finns ett stort intresse för att bygga vindkraft i norra Sverige. Goda vindförhållandena i kombination med förhållandevis låg befolkningstäthet underlättar möjligheterna att nå ekonomisk lönsamhet och att få nödvändiga tillstånd för att bygga större vindkraftsparker. Norra Sverige är ett överskottsområde, varför en utbyggnad med tyngdpunkt där medför behov av ökad överföringskapacitet i stamnätet. Den

leder också till ökade överföringsförluster, vilket innebär ökade kostnader för elkunderna.

I södra Sverige finns, av utrymmesskäl, den största potentialen för stora volymer vindkraft till havs. De höga kostnaderna gör det dock svårt att bygga havsbaserad vindkraft, annat än i mycket kustnära lägen. Generellt är det samhällsekonomiskt bättre att bygga ny produktion i södra Sverige, eftersom inmatningen då görs närmare konsumenter och handelsförbindelser. En utveckling mot mer vindkraft i söder minskar därför i någon grad behovet av nätförstärkningar. Dock påverkar även en utbyggnad i söder stamnätet, eftersom vattenkraften i norr i ökad utsträckning kommer att behöva användas som reglerresurs för att hantera vindkraftens stora variationer.

En svagt styrande faktor är stamnätstariffens utformning. Den gynnar anslutning av produktion i södra Sverige, eftersom sådan produktion förläggs nära förbrukarna och följaktligen minskar behoven av investeringar i ny transmissionskapacitet.

Elområdesreformen verkar i samma riktning. Den medför att överskottsområdena Luleå (SE1) och Sundsvall (SE2) under perioder med överföringsbegränsningar i stamnätet får ett lägre elpris än elområdena Stockholm (SE3) och Malmö (SE4). Detta försämrar marginellt investeringskalkylen för ny vindkraft i norr jämfört med ny vindkraft i söder.

Slutligen beror utformningen av nätförstärkningarna i Sverige även på hur och var ny produktion byggs i norra Norge och Finland. Ett större överskott i dessa områden kommer att i hög grad transporteras genom Sverige till förbrukning och exportförbindelser i södra Skandinavien.

Sammantaget innebär den omfattande vindkraftsutbyggnaden en betydande utmaning för Svenska kraftnät vid planeringen av nätets utbyggnadsbehov. Den stora utmaningen ligger i att kunna bedöma vilka utbyggnadsprojekt som kommer att realiseras. Det råder ofta stor osäkerhet om och när planerade investeringar kommer till stånd och hur omfattande de i slutändan blir. Detta förhållande understryks ytterligare av att tillståndsprocesserna för att bygga ut stamnätet normalt är väsentligt längre än motsvarande processer för att ge tillstånd till vindkraftsanläggningarna.

Under 1980- och 90-talen höjdes effekten i kärnkraftverken med i storleksordningen fem till tio procent. Därefter gjordes fortsatta effekthöjningar i form av åtgärder för ökad verkningsgrad. Under 2000-talet gjordes ansökningar om höjning av den termiska effekten i åtta av landets tio block.

Under de senaste åren har de rent företagsekonomiska förutsättningarna för svensk kärnkraft försämrats kraftigt. Låga elpriser pressar tillsammans med höjd effektskatt och ökande avgifter till kärnavfallsfonden lönsamheten. Det har lett till att ägarna nu överväger en förtida stängning av de fyra reaktorer som togs i drift på 1970-talet. Svenska kraftnät bedömer det som osannolikt att några ytterligare nätinvesteringar behöver göras under tioårsperioden för att omhänderta en ökad effektinmatning från kärnkraftverken.

6.1.2 Ökad marknadsintegration

För att åstadkomma en effektiv elmarknad som ger säker tillgång på el till internationellt konkurrenskraftiga priser 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 byggas bort³.

Att tillhandahålla tillräcklig kapacitet för en ökad marknadsintegration är en drivkraft som fortlöpande analyseras. Med de mål som EU har satt för förnybar energi förväntas ett ökande elöverskott 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 pågår bygget av ett nytt kärnkraftverk och ytterligare ett, lokaliserat i norra Finland, är aktuellt. I Sverige har det skett uppgraderingar av den befintliga kärnkraften. Dessa produktionskällor karaktäriseras av att de har låga marginalkostnader, höga kapitalkostnader samt att de är koldioxidfria.

För att skapa en bild av det framtida överföringsmönstret i stamnätet analyserar Svenska kraftnät 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 medan förbrukningen är koncentrerad till södra Sverige.

Baltikum, Tyskland, Danmark och Polen kommer att vara de största potentiella importörerna av el från Norden. Nya förbindelser möjliggör ersättning av fossilbaserad elproduktion på kontinenten med koldioxidfri el från Skandinavien. Utan nya utlandsförbindelser finns en risk för att produktion blir instängd i Sverige och Norge. Priserna i Norden och på kontinenten kommer att konvergera allt mer när nya utlandsförbindelser byggs.

³ Prop. 2008/09:163

Det nordiska kraftsystemet domineras av vattenkraft, främst i Sverige och Norge. Produktionen kan variera avsevärt från år till år, beroende på hydrologiska förhållanden. Det finns ett behov av att kunna balansera variationerna mot det kontinental systemet, som huvudsakligen domineras av termisk kraft.

Generellt finns också en trend som innebär större och snabbare variationer i effektflödena i Europa. Detta är främst en följd av en ökad andel sol och vind. Behovet av reglerkraft ökar därmed påtagligt. I detta sammanhang är den nordiska vattenkraften en viktig tillgång genom sin förmåga att variera effektproduktionen. Det finns stora möjligheter att utnyttja detta i handeln med reglerkapacitet.

Nya utlandsförbindelser är viktiga för att produktionskapaciteten i Sverige och Norge ska kunna utnyttjas fullt ut. En förbindelse mellan Sverige och Litauen, NordBalt, tas i drift vid årsskiftet 2015/16 och Svenska kraftnät planerar även en ny förbindelse till Tyskland.

Nya utlandsförbindelser medför ökad överföring i stamnätet. Det sätter fokus på de interna svenska flaskhalsarna – de s.k. snitten – som i vissa driftsituationer kan vara begränsande. Svenska kraftnät ser därför över behovet av interna nätförstärkningar, inte bara över snitten, utan också lokalt i de områden där nya produktionsanläggningar och utlandsförbindelser ska anslutas. Till exempel ställer en ny förbindelse från Skåne till Tyskland 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 förstärkningar. En uppgradering av gamla ledningar kan göras genom att öka antalet linor per fas från två till tre och samtidigt öka tvärsnittsarean på varje faslina. Detta kräver dock i många fall ett byte till kraftigare ledningsstolpar. Samtidigt är det svårt att ta avbrott, eftersom ledningarna har hög belastning under stora delar av året och är viktiga för driftsäkerheten.

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

Svenska kraftnät genomför åtgärder för att höja kapaciteten mellan SE3 och SE4. Hit hör SydVästlänken och en ny ledning mellan Oskarshamn och Hemsjö. Svenska kraftnät utreder även behovet av ytterligare kapacitet mellan SE1 och SE2 samt mellan SE2 och SE3. Drivkraften bakom dessa förstärkningar är även kopplad till behovet av att

kunna ta gamla ledningar ur drift för upprustning, utan att detta får alltför stor negativ effekt på elmarknaden.

Det är viktigt att rätt åtgärder vidtas vid rätt tidpunkt så att driftsäkerheten kan upprätthållas, samtidigt som marknadens behov av överföringskapacitet kan tillgodoses.

De norska nätutvecklingsplanerna spelar en viktig roll. Statnett har planer på flera nya utlandsförbindelser. Det första steget mot ökad handelskapacitet togs när förbindelsen Skagerrak 4 mellan Norge och Jylland togs i drift i början av 2015 med en kapacitet på 700 MW.

Därefter planerar Statnett att bygga förbindelser till Tyskland (NordLink) och Storbritannien (North Sea Link). NordLink om 525 kV och 1 400 MW är 570 km lång och ska tas i drift 2019. North Sea Link med samma kapacitet är 730 km och ska tas i drift 2021.

Denna höjning av handelskapaciteten från södra Norge med totalt 3 500 MW sätter stor press på det interna norska nätet och Statnett gör bedömningen att ytterligare utlandsförbindelser, däribland en ny kabel till Holland, inte är möjliga att genomföra innan ytterligare interna förstärkningar finns på plats.

6.1.3 Behovet av reinvesteringar

Stamnätet har en betydelsefull roll för elförsörjningen och utgör en central del av samhällets infrastruktur. Samhällets allt större elberoende ställer allt högre krav på stamnätet och försörjningssäkerheten.

Stamnätets förmåga att tillgodose kundernas önskemål om överföring får därför inte minska till följd av anläggningarnas ökande ålder. Under 2015 närmar sig de äldsta delarna av stamnätets 400 kV-system 65 års ålder och delar av 220 kV-systemet är ännu äldre. Svenska kraftnäts ansvar är att se till att anläggningarnas kvalitet och prestanda upprätthålls för att tillgodose samhällets behov av ett robust stamnät.

Att reinvestera i befintliga anläggningar är därför lika viktigt som att investera i nya. Hög drift- och personsäkerhet är centrala mål i Svenska kraftnäts verksamhet och en kontinuerlig förnyelse av åldrande 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 industrisektor. Det gör oss mer sårbara vid elavbrott. Viktiga samhällsfunktioners stora elberoende gör att omfattande och långvariga elavbrott slår hårt mot alla 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 åtgärder i tid behöver anläggningarnas status löpande bedömas. Nuvarande reinvesteringsåtgärder baseras på en inventering som gjordes för drygt tio år sedan. Eftersom många stamnätsanläggningar är nära sin tekniska livslängd fordras en mer långsiktig reinvesteringsplan. Sedan ett par år pågår därför en omfattande inventering av alla stamnätsanläggningar. Den ligger till grund för det detaljerade program och de prioriteringar av nödvändiga reinvesteringar i stationer och ledningar som nu föreligger. Statusbedömning av anläggningar är ett komplext område som ständigt utvecklas, vilket då får till följd att också planerna ändras för att ta hänsyn till nya rön.

Det är slutligen värt att notera att för att kunna förnya ledningar så måste man i de flesta fall ersätta dem med helt nya. Det ställer stora krav på rationella metoder för att genomföra åtgärderna – dels ur ett tillståndsperspektiv, dels för att minimera den påverkan ett längre avbrott får på elmarknaden. Det är inte uteslutet att det i vissa kritiska områden kan vara motiverat med ytterligare en ledning för att behålla nuvarande marknadskapacitet under den mångåriga processen att förnya ledning efter ledning.

7 Omvärldsanalys, nationellt och EU-nivå

EU:s tredje lagstiftningspaket om den inre marknaden för el som antogs den 25 juni 2009 är en central del i arbetet med att skapa en gemensam europeisk elmarknad. EU:s tredje lagstiftningspaket innehåller bland annat två förordningar där mandat ges till EU-kommissionen, ACER, ENTSO-E och medlemsstaterna att efter en gemensam procedur utveckla mer detaljerade regler för energimarknaderna i form av så kallade nätkoder.

Nätkoderna är uppdelade i anslutnings-, drift- och marknadskoder och syftar till att underlätta harmonisering, integration och effektivitet på den europeiska elmarknaden. Varje nätkod är en integrerad del i ambitionen att fullborda den inre marknaden för energi och uppnå EU:s 20-20-20-mål⁴.

Nätkodernas slutliga utformning kommer att vara en avgörande faktor för den framtida fördelningen av roller och ansvar på elmarknaden.

Nätkoderna kommer att ge systemoperatörerna ett ökat mandat att ställa krav på aktörer och de anläggningar som ansluts till nätet.

Ett omfattande arbete och stora förändringar kommer att krävas för att uppfylla de kommande nätkoderna.

7.1 EU:s klimat- och energipolitik

EU:s energipolitik vilar på de tre pelarna konkurrenskraft, miljömässig hållbarhet och försörjningstrygghet. Det slogs fast i Europeiska rådets beslut om en integrerad klimat- och energipolitik och energihandlingsplan för åren 2007 – 2011. Med gemensamma mål på klimat- och energiområdet vill EU visa sin beslutsamhet att tackla klimatfrågan och samtidigt ange inriktningen för det framtida globala klimatsamarbetet och säkerställa fullbordandet av den inre marknaden för energi.

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, mekanismer för försörjningstrygghet samt utveckling av energiteknik, klimat- och energipaketet där direktivet för främjande av förnybar energi ingår. Därtill kommer både en första och andra strategisk energiöversyn om försörjningstrygghet, som har resulterat i en ny energistrategi till 2020 respektive 2030.

7.1.1 EU:s klimat- och energipolitik fram till 2020

Under 2007 togs beslut om EU:s klimat- och energipolitik fram till 2020.

EU:s utsläpp av växthusgaser ska minska med 30 procent till 2020 under förutsättning att andra industriländer förbinder sig till jämförbara minskningar. I avvaktan på en global uppgörelse åtar sig EU att minska utsläppen av växthusgaser med minst 20 procent till 2020 jämfört med 1990 års nivåer (EU 27).

⁴ Växthusgaserna ska minska med 20 procent till 2020, minst 20 procent av energin ska vara förnybar och energieffektiviteten öka med 20 procent

Av EU:s energikonsumtion ska 20 procent komma från förnybara källor 2020 och andelen biodrivmedel ska samma år vara minst 10 procent.

EU ska nå ett mål om 20 procents energieffektivisering till 2020.

Diskussionerna inom EU om hur den europeiska klimat- och energipolitiken ska utformas till 2030 har därefter fortsatt.

7.1.2 Tredje inre marknadspaketet för el

Det tredje inre marknadspaketet för el antogs 2009. Implementeringen medför en rad nya lagkrav och åtgärder i syfte att öka konkurrensen på grossistmarknaderna och den gränsöverskridande handeln samt garantera effektiv reglering och skapa förutsättningar för investeringar som väntas ge fördelar för kunderna. Lagpaketet innebär också ny bindande lagstiftning genom s.k. nätkoder och kommissionsriktlinjer.

Kommissionen har med de nya reglerna fått stora befogenheter att driva på utvecklingen. Tillsynsmyndigheterna – däribland Energimarknadsinspektionen – ges ett utökat nationellt ansvar för att övervaka elmarknadens funktion och konkurrensförhållanden samt för att certifiera systemoperatörerna. Därtill skapades den europeiska tillsynsmyndigheten Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER).

Det regionala gränsöverskridande samarbetet stärks utifrån en s.k. underifrån-princip, där systemoperatörerna och myndigheterna inom en region samarbetar om nätplanering, drift och marknadsfrågor samtidigt som arbetet följs upp på nationell och europeisk nivå. Samarbetet mellan systemoperatörerna har med det tredje inre marknadspaketet formaliserats i organisationen European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E).

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 utarbetar sedan ENTSO i förslag till nätkoder dvs. mer specifika bestämmelser utifrån ramriktlinjerna. Efter kommitologiförfarande fastställer Kommissionen sedan de nya reglerna.

Nätkoderna avser det mesta av en systemoperatörs verksamhet – allt från anslutningsvillkor för kraftverk till hantering av överföringskapacitet på kort och lång sikt. De rör också elbörser och elhandeln mellan medlemsländerna.

7.1.3 EU:s klimat- och energiramverk till 2030

I oktober 2014 beslutade Europeiska rådet om ett nytt klimat- och energipolitiskt ramverk till 2030. Ramverket innehåller mål för 2030 som relateras till 1990 års nivå och bl.a. omfattar

minskade utsläpp av växthusgaser med minst 40 procent,

minst 27 procent förnybar energi på EU-nivå, samt

minst 27 procent ökad energieffektivisering.

En hörnsten i ramverket är ett bindande mål att till 2030 minska EU:s interna utsläpp av växthusgaser med minst 40 procent jämfört med 1990 års nivå. Detta är ett delmål mot det långsiktiga målet att EU:s utsläpp ska minska med 80 – 95 procent fram till 2050.

Målet om minst 40 procent minskade utsläpp ska nås genom att sektorerna inom EU:s utsläppshandelssystem (EU ETS) minskar sina utsläpp med 43 procent jämfört med 2005 och att sektorerna utanför EU ETS minskar sina utsläpp med 30 procent jämfört med 2005. Ansvar för utsläppsminskningarna kommer att fördelas mellan EU:s medlemsländer och Europeiska rådet har enats om de viktigaste principerna för detta.

Europeiska rådet enades om att målet att öka andelen förnybar energi med minst 27 procent ska vara bindande på EU-nivå men målet är inte fördelat på medlemsländerna. Det är en skillnad mot det nuvarande klimat- och energipaketet till 2020, som innehåller bindande mål fördelat på alla medlemsländer. Målet om minst 27 procent energi-effektivisering ska ses över 2020.

7.1.4 Energiunionen

Integreringen av EU:s energimarknader har enligt Kommissionen gett en del konkreta resultat. Till exempel har grossistpriserna för el minskat med en tredjedel. Konsumenterna har fått större valmöjligheter, eftersom energileverantörer konkurrerar med lägre priser och bättre tjänster. Den rättsliga ramen har förbättrat konkurrensen inom sektorn.

Trots detta och trots arbetet med nätkoderna återstår mycket att göra innan målet om en fullt integrerad europeisk elmarknad kan nås. Importberoende, föråldrad infrastruktur med brist på investeringar är skäl som anförs för att styra EU:s energipolitik mot en energiunion. Andra skäl som framförs är att marknaden inte fungerar helt, höga energipriser för konsumenter, bristande konkurrens samt behovet att gå över till

en koldioxidsnål ekonomi för att hindra klimatförändringar och splittra de nationella marknaderna.

Mot denna bakgrund godkände Europeiska rådet i mars 2015 Kommissionens förslag att skapa en energiunion med en framåtblickande klimatpolitik. De fem områden som förslaget omfattar är försörjningstrygghet, en helt integrerad europeisk energimarknad, energieffektivisering, minskade utsläpp av växthusgaser samt forskning och innovation. Inom varje område finns förslag på åtgärder som direkt berör systemoperatörernas verksamhet:

påskyndande av prioriterade infrastrukturprojekt och transmissionsnätens förstärkning,

fullständigt genomförande och strikt verkställande av befintlig energilagstiftning,

förstärkning av de rättsliga ramarna för en trygg elförsörjning,

effektivare och mer flexibel utformning av marknaden som ska följas av ökat regionalt samarbete som kan bidra till integration av förnybar energi,

ökad och fördjupad koordinering mellan systemoperatörer och en större roll för ENTSO som organisation,

stärkt europeisk lagstiftning med utökat legalt mandat för ACER för ökat oberoende och särställning mot de nationella tillsynsmyndigheterna,

översyn och ny lagstiftning som avser utsläppsminskningar, energieffektivitet och förnybar energi i syfte att stödja målen för 2030.

EU:s institutioner och medlemsländer kommer att arbeta vidare med att ta fram konkreta förslag inom de ovan nämnda områdena. Ministerrådet ska rapportera om arbetet med energiunionen till Europeiska rådet senast i december 2015.

7.1.5 Infrastrukturförordningen

Under 2013 trädde Europaparlamentets och Rådets förordning (EU) 347/2013 om riktlinjer för transeuropeiska energinfrastrukturer – den s.k. infrastrukturförordningen – i kraft. Förordningen syftar till att säkerställa att de infrastrukturer som krävs för att nå 20-20-20-målen genomförs.

Förordningen prioriterar tolv strategiska, transeuropeiska korridorer och områden för energinfrastruktur. Den fastställer också regler för att identifiera projekt av gemensamt intresse s.k. Projects of Common Interest (PCI) för att nå målen. Förordningen

etablerar vidare 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 tillståndsprovning införs också.

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

I december 2014 påbörjades arbetet med att uppdatera vilka nätinvesteringar som ska ha status som PCI. Beslut förväntas i november 2015.

7.1.6 EU:s målsättning om sammanlänkning av elnät år 2020

Energiinfrastruktur har länge stått högt på den europeiska energidagordningen och sammanlänkade europeiska energinät är enligt Kommissionen avgörande för att trygga Europas energiförsörjning, öka konkurrensen på den inre marknaden och uppnå de klimatpolitiska målen.

Europeiska rådet uppmanade i oktober 2014 till ”ett snabbt genomförande av alla åtgärder för att uppnå målet att åstadkomma sammankoppling med en överföringskapacitet motsvarande minst 10 procent av den installerade elproduktionskapaciteten för alla medlemsstater”.

Inom ramen för beslutet om en energiunion med en framåtblickande klimatpolitik godkände Europeiska rådet också Kommissionens förslag om ett sammanlänkingsmål om 10 procent till 2020. Det målet ska uppnås via genomförande av projekten av gemensamt intresse (PCI). Unionens första PCI-förteckning antogs 2013 och innehöll 248 projekt.

I en rapport från Europaparlamentet⁵ framförs stark kritik mot processen för att ta fram PCI-projekten. Rapportören Peter Eriksson ansåg att stamnätsföretagen har en alltför stark position i detta arbete. Rapporten bygger dock till stor del på en överdriven uppfattning om den roll som stamnätsföretagen/systemoperatörerna har i praktiken. De nationella reglermyndigheterna, ACER, Kommissionen, Parlamentet och Rådet utövar alla en långt gående kontroll över processerna och över det arbete som ENTSO utför. Urvalet av projekt som tas upp på PCI-listan tas ytterst fram av Kommissionen och beslutas av Parlamentet och Rådet.

⁵ Draft report on achieving the 10 % electricity interconnection target—**Making Europe's electricity fit for 2020.**

Sverige ligger väl till när det gäller sammanlänkning med grannländerna. Med Nord-Balt inräknad har Sverige omvärldsförbindelser med en kapacitet på 11 300 MW. Vi har 39 500 MW installerad effekt i svenska elproduktionsanläggningar, vilket skulle innebära en teoretisk sammanlänkingsgrad om 28,6 procent.

Eftersom rådsslutsatserna talar om installerad **elproduktions**kapacitet bör dock noteras att denna är lägre än den installerade effekten. Vi kan t.ex. inte öppna alla dammluckor samtidigt, varav följer att vattenkraftens totalt installerade effekt aldrig kommer att kunna användas för elproduktion. För vindkraft räknar Svenska kraftnät med att 11 procent av den installerade effekten finns tillgänglig under 90 procent av tiden.

Om den teoretiskt installerade effekten är 39 500 MW så är den över tid normalt tillgängliga effekten ca 28 000 MW. Det innebär att Sverige i praktiken har en sammanlänkingsgrad (inkl. NordBalt) med omvärlden som uppgår till 40 procent.

Tolv medlemsstater, huvudsakligen i utkanten av EU, ligger i dag under målet på 10 procents sammanlänkning av elnäten i sina planer. Kommissionen har därför aviserat en intensifiering av arbetet i de regionala grupper som inrättats enligt förordningen om transeuropeiska energinät.

Kommissionen fortsätter också att ta initiativ till ett fördjupat regionalt samarbete. Vid **Europeiska rådets möte i oktober 2014 gavs Kommissionen i uppdrag att ”regelbundet rapportera till Europeiska rådet, i syfte att nå ett mål på 15 procent senast 2030”**.

Ett omfattande lagstiftningsarbete fortsätter på EU-nivå för att omsätta Europeiska rådets beslut till EU-lagstiftning.

7.1.7 EU:s strategi för Östersjöområdet

EU:s strategi för Östersjöområdet beskrivs i ett dokument som identifierar övergripande utmaningar, politikområden och arbetssätt. Strategin syftar till att stärka EU:s engagemang för regionens framtid och knyta samman samarbetsstrukturer på nationell och regional nivå.

Till strategin finns fogad en handlingsplan som är indelad i 15 prioriteringsområden med åtgärder. Av dessa är ett 80-tal högprofilerade åtgärder s.k. flaggskeppsprojekt. Ett sådant flaggskeppsområde är att förbättra tillgänglighet, effektivitet och säkerhet på energimarknaderna.

Baltic Energy Market Interconnection Plan (BEMIP)

För Östersjöregionen ska strategin bidra till att förbättra såväl försörjningssäkerheten som effektiviteten för energimarknaderna i regionen. Detta prioriteringsområde har en nära koppling till den särskilda planen för regionens energimarknader – Baltic Energy Market Interconnection Plan (BEMIP) – 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 handlingsplanen utgör genomförandet av BEMIP en strategisk åtgärd. En högnivå-grupp övervakar genomförandet av BEMIP med avseende på samordning mellan BEMIP och strategin. I handlingsplanen framhålls också vikten av förnybara energikällor som biobränslen, solenergi och vindkraft – i synnerhet genom forskning, utveckling och demonstration. Mer samarbete fordras också för att uppnå en bättre samordning av fysisk planering av elnät, regeltillämpning när det gäller investeringar i överföringsförbindelser och miljökonsekvensanalyser av vindkraftsparkar.

Under våren 2015 har Kommissionen uppdaterat samarbetsavtalet och handlingsplanen för BEMIP. Ambitionen är att bredda samarbetet, vid sidan av infrastruktur och elmarknad, och bl.a. inkludera förnybart, energieffektivisering och ett eventuellt samarbete kring 2030-målen. Den nya handlingsplanen kommer att kräva ett utökad samarbete och engagemang mellan myndigheter och departement inom energisektorn med fokus på Baltikum.

Genomförandet av BEMIP berör också Sverige och Svenska kraftnät genom ett antal infrastrukturprojekt. Hit hör kabelförbindelsen NordBalt mellan Sverige och Litauen. Syftet med NordBalt är att länka samman en framväxande baltisk elmarknad med den nordiska.

Sverige och Svenska kraftnät har en hög ambition i arbetet med strategin och handlingsplanen.

7.2 Från Norden till Europa

Det nordiska perspektivet har under många år varit vägledande för arbetet med att utveckla elmarknaden, systemdriften och nätutbyggnaden. Utvecklingen av ett europeiskt regelverk inom dessa områden innebär ett vidgat perspektiv.

Det nordiska samarbetet utgör grunden för Svenska kraftnäts agerande och är av stor betydelse när EU:s gemensamma elmarknad utvecklas. För att nå målen på klimat- och energiområdet fordras en effektiv och gränslös elmarknad. Investeringar i infrastrukturen kommer att vara avgörande för att uppnå detta. För att investeringarna ska kunna genomföras krävs effektiva planerings- och beslutsprocesser.

7.2.1 Från planering inom Nordel till ENTSO-regioner

Inom den dåvarande samarbetsorganisationen Nordel var det nordiska perspektivet styrande. I de två systemutvecklingsplaner⁶ som Nordel tog fram angavs de nätinvesteringar som var strategiskt viktiga för att förbättra den nordiska elmarknadens funktionssätt, stärka de nordiska stamnäten i syfte att öka driftsäkerheten samt åtgärda begränsningar i överföringskapaciteten mellan länderna. I den sista systemutvecklingsplanen identifierades också nyttovärdena med att förstärka förbindelserna från Norden till kontinenten.

Överföringskapaciteten mellan de nordiska länderna är av stor betydelse för en väl fungerande nordisk och regional elmarknad. En ökad integration med omvärlden utanför Norden och ökad andel förnybar elproduktion ställer nya krav på överföringsnätet. Den ökande volymen icke planerbar elproduktion fordrar högre överföringskapacitet och mer 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 överföringskapaciteten och driftsäkerheten. Planeringen av kraftnätet har därmed gått från att vara nationell och nordisk till att bli regional och europeisk.

7.2.2 ENTSO

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) skapades 2009, samtidigt som Nordel upplöstes. Inom ENTSO samarbetar 41 europeiska stamnätsföretag från 34 länder. Utöver EU-länderna ingår Norge, Schweiz, Island och länderna inom det forna Jugoslavien i samarbetet.

Arbetet bedrivs inom områdena nätplanering, drift och marknad. ENTSO har även arbetsgrupper inom områdena juridik, kommunikation samt forskning och utveckling.

Arbetet inom ENTSO är mycket omfattande och bedrivs i ett 100-tal arbetsgrupper med representanter från systemoperatörerna. Det har vuxit påtagligt sedan organisationen etablerades.

Svenska kraftnät engagerat i den regionala Östersjögruppen, Regional Group Baltic Sea, tillsammans med övriga nordiska länder, de baltiska länderna samt Polen och Tyskland. Svenska Kraftnät är representerat i ca 50 arbetsgrupper inom ENTSO.

⁶ Nordic Grid Master Plan (NSUP2004), 2004 och Nordic Grid Master Plan 2008, mars 2008

7.2.3 Ten Year Network Development Plan (TYNDP)

Ett av de största åtagandena för ENTSO är att svara för den europeiska nätutvecklingsplanen, Ten Year Network Development Plan (TYNDP).

Rapporteringen av framtida nätutveckling regleras i förordningen (EG) 714/2009, som föreskriver att TYNDP ska tas fram vartannat år. Syftet är att redovisa underlag, analyser och projekt för den europeiska nätutvecklingen i syfte att öka transparensen i nätplaneringen. Planen utgör också beslutsstöd på regional och europeisk nivå men den är inte formellt bindande.

Planen är en referens över aktuella och kommande nätförstärkningsprojekt av europeiskt intresse genom att sammanställa den senast tillgängliga informationen. Den ska utgöra underlag för samråd med externa intressenter om utvecklingen av det europeiska elnätet. Dessutom är planen ett viktigt led i rapporteringen av arbetet med den integration av förnybar energi som fordras för att nå EU:s klimat- och energimål.

Grunden för TYNDP är gemensamma europeiska energibalansscenarier tio till femton år framåt i tiden. I planen för 2014 och 2016 används fyra scenarier. Scenarierna speglar olika utvecklingar av elmarknaden.

Scenarierna analyseras i syfte att identifiera de samhällsekonomiskt mest effektiva investeringarna för att möta målen. De investeringsprojekt som ingår i planen är de som bedöms vara av europeiskt intresse enligt vissa givna gemensamma kriterier. Investeringarna grupperas också för att visa att det i många fall är flera förstärkningar som tillsammans ger den önskvärda ökningen av kapaciteten.

Utvärderingskriterierna utgörs bl.a. av elmarknadsnytta, integration av förnybar elproduktion, förluster och tillståndsfrågor. Alla kriterier är inte uttryckta i ekonomiska termer, varför någon regelrätt kostnads- och intäktsanalys inte görs i planen. Analyserna och identifieringen av möjliga nätförstärkningar, s.k. Project Candidates, i TYNDP 2016 görs inom ENTSO:s nätplaneringsregioner. För Sverige är detta Regional Group Baltic Sea.

De regionala grupperna publicerade dessa möjliga nätförstärkningar i en regional investeringsplan sommaren 2015. De regionala planerna utgör sedan grunden för en gemensam utvärdering av de möjliga projektens elmarknadsnytta och lönsamhet. Denna utvärdering görs centralt inom ENTSO för de olika scenarierna.

Regionerna kan också analysera egna scenarier utöver dem som presenteras i TYNDP. Dessa kan alltså skilja sig åt beroende på hur olika regioner har genomfört sina analyser.

För svensk och nordisk del kan man särskilt notera följande faktorer som kommer att få stor påverkan på nätens framtida utveckling.

Ett fortsatt stort nordiskt energiöverskott, speciellt i Sverige och Norge, som behöver nå marknader utanför Norden.

En stor andel icke planerbar elproduktion i både Norden och de närmaste grannländerna, i första hand i form av vindkraft och solkraft, medför stora behov av handelsmöjligheter mellan länderna och regionerna för att balansera variationerna i produktionen.

Frågan om svensk och nordisk försörjningssäkerhet blir alltmer aktuell.

Framtiden för den svenska kärnkraften får stor påverkan på både energibalansen och försörjningssäkerheten.

7.3 Europeiska nätkoder

I samband med det tredje inre marknadspaketet ansåg Kommissionen att det finns behov av gemensamma europeiska nätkoder. I förordningen (EG) 714/2009 anges ett antal områden inom vilka det behöver utvecklas nätkoder samt processen för att ta fram dem.

De senaste åren har det pågått ett intensivt arbete inom ENTSO med utgångspunkt från ACER:s ramriktlinjer. Förslag till nätkoder utarbetas inom de tre huvudområdena anslutning, marknad och drift och överlämnas till Kommissionen för beslut.

De rör sig totalt sett om tio nätkoder.

Anslutningskoder

RfG – Requirements for Generators med tekniska krav för alla generatorer som är anslutna eller som vill ansluta till systemet.

DCC – Demand Connection med funktionskrav på större elanvändare och distributionsnät som ansluts till systemet.

HVDC – High Voltage Direct Current Connections med krav på likströmsförbindelser och likströmsanslutna produktionsanläggningar som t.ex. havsbaserad vindkraft.

Driftkoder

OS – Operational Security med gemensamma driftsäkerhetsprinciper och koordinering av systemdriften mellan länderna.

OPS – Operational Planning & Scheduling med regelverket för en koordinerad systemdrift genom att bestämma skyldigheter och ansvarsfördelning mellan de olika aktörerna med fokus på tiden före driftögonblicket

LFCR – Load Frequency Control & Reserves med krav på frekvenskvalitet och krav på olika former av frekvensregleringsreserver.

ER – Emergency and Restoration med procedurer och åtgärder för driftsituationer med allvarliga störningar eller kollapser.

Marknadskoder

CACM – Capacity Allocation and Congestion Management med metoder för att beräkna och tilldela kapacitet för dagen-före-handeln och intra-dag-handeln.

FCA – Forward Capacity Allocation med metoder för att beräkna och tilldela kapacitet för marknaderna med längre tidshorisont än dagen-före.

EB – Electricity Balancing med regelverken för en väl fungerande marknad för balanskraft.

Den första kod som trädde i kraft var CACM som beslutades av Kommissionen den 24 juli 2015. Enligt nu gällande tidsplan kommer även RfG att antas och träda i kraft under 2015. För övriga koder pågår beslutsprocessen med målsättningen att samtliga ska bli godkända under 2016. Därefter ska de implementeras i alla berörda stater.