

NOVEMBER 2017

# SYSTEMUTVECKLINGSPLAN 2018–2027

Mot ett flexibelt kraftsystem i en föränderlig omvärld.



# SVENSKA KRAFTNÄT

Svenska kraftnät är ett statligt affärsverk med uppgift att förvalta Sveriges stamnät för el, som omfattar ledningar för 400 kV och 220 kV med stationer och utlandsförbindelser. Verket har också systemansvaret för el. Svenska kraftnät utvecklar stamnätet och elmarknaden för att möta samhällets behov av en säker, miljövänlig och ekonomisk elförsörjning. Därmed har Svenska kraftnät också en viktig roll i klimatpolitiken.

Illustrationer och kartor har tagits fram av Svenska kraftnät.

## **Omslagsfoto**

Fotograf Tomas Ärlemo  
Fotot är ett montage.

Org. Nr 202100-4284

## **SVENSKA KRAFTNÄT**

Box 1200  
172 24 Sundbyberg  
Sturegatan 1

Tel 010-475 80 00  
E-post: [registrator@svk.se](mailto:registrator@svk.se)

[www.svk.se](http://www.svk.se)

# FÖRORD

Kraftsystemet är nu i en fas som präglas av snabba och omfattande förändringar. En allt högre grad av väderberoende förnybar elproduktion, distribuerad produktion och snabba förändringar i konsumtionsmönstren medför helt nya krav som kraftsystemet måste kunna möta.

Svenska kraftnät publicerade år 2013 Perspektivplan 2025 som år 2015 följdes av Nätutvecklingsplan 2016-2025. Dessa speglade ett behov av mer långsiktiga plandokument för utvecklingen av det svenska stamnätet. De snabba och omfattande förändringarna som nu präglar kraftsystemets utveckling kräver dock ett helhetsperspektiv. Mot den bakgrunden har vi tagit fram Systemutvecklingsplan 2018-2027. Systemutvecklingsplanen bygger vidare på Nätutvecklingsplan 2016-2025, men breddar perspektivet till att utöver nätutveckling även omfatta frågor relaterade till driftföretsättningar och marknadsutformning.

Med denna första utgåva av Systemutvecklingsplanen vill Svenska kraftnät redogöra för hur vi ser på utmaningarna som kraftsystemet står inför, men även peka på möjliga lösningar. Lösningarna är i olika utvecklingsskeden och graden av konkretisering skiljer sig därför åt. I många avseenden är därför denna systemutvecklingsplan en start på ett fortsatt arbete, där det finns behov av att vidareutveckla lösningarna.

Systemutvecklingsplanen syftar dels till att ge inriktningen på det fortsatta arbetet internt på Svenska kraftnät, men är också en viktig del i vår externa dialog. Här ser vi ett behov av ett fördjupat samarbete med branschaktörer och andra intressenter. De huvudsakliga externa målgrupperna för Systemutvecklingsplanen är våra större stamnätskunder och balansansvariga, de större leverantörerna av tjänster till Svenska kraftnät samt myndigheter och departement.

Systemutvecklingsplanens tidsperspektiv skiljer sig åt i olika delar. Med hänsyn till de långa genomförandetiderna för olika åtgärder måste vi beakta kraftsystemets långsiktiga utveckling och därmed har planen i stora delar ett perspektiv fram emot år 2040. Samtidigt begränsar den snabba utvecklingen möjligheten att göra långsiktiga planer för vissa områden och här behöver de konkreta åtgärderna tas fram i kommande planer. Liksom i den tidigare nätutvecklingsplanen har nätutvecklingsdelen en 10-årig planperiod för de idag kända nätinvesteringarna.

Vi ser nu fram emot att mötas i en kreativ dialog kring Systemutvecklingsplanen och våra gemensamma utmaningar med ett Nordiskt kraftsystem som är i sin största förändring på 20 år.

Sundbyberg den 30 november 2017

Ulla Sandborgh  
Generaldirektör



FOTO: PETER KNUTSON

# INNEHÅLL

<b>1. INTRODUKTION</b>	<b>7</b>	<b>SYSTEMUTVECKLING</b>	<b>28</b>
1.1 Bakgrund	7		
1.2 Upplägget i Systemutvecklingsplanen	7	<b>5. KRAFTSYSTEMSTABILITET</b>	<b>29</b>
1.2.1 Kapitel 2-4 beskriver sammanhangen	7	5.1 Det komplexa kraftsystemet	30
1.2.2 Kapitel 5-9 beskriver utmaningar och lösningar	8	5.2 Nätstyrka och svängmassa – kritiska faktorer	30
1.3 Förklaring av begrepp	8	5.3 Frekvensstabilitet	31
		5.4 Spänningsstabilitet	33
		5.5 Rotorvinkelstabilitet	35
<b>2. ROLLER OCH ANSVAR I KRAFTSYSTEMET</b>	<b>11</b>		
2.1 Leveranssäkerhet och relaterade ansvar	11	<b>6. BALANSERING</b>	<b>37</b>
2.1.1 Tillräcklighet	12	6.1 Drivkrafter för förändring	38
2.1.2 Tillförlitlighet	13	6.1.1 Typer av obalanser	39
2.2 Systemansvaret	14	6.2 Långsiktig strategi för balansering	40
2.2.1 Systemansvarets omfattning	15	6.2.1 Det nya nordiska balanseringskonceptet	40
2.2.2 Utmaningar med nuvarande ansvarsfördelning inom elmarknaden	15	6.3 Utveckling av de olika delarna av balanseringsprocessen	41
		6.3.1 Systemdesign och utveckling	42
		6.3.2 Planering och drift	44
		6.3.3 Avräkning	47
<b>3. RAMVERK OCH FÖRUTSÄTTNINGAR</b>	<b>17</b>	<b>7. DAGEN FÖRE- OCH INTRADAG-MARKNADERNA</b>	<b>49</b>
3.1 Klimat-, miljö- och energipolitik	17	7.1 Tillräcklighet	49
3.1.1 Internationell klimatpolitik	17	7.1.1 Effekttillräcklighet	49
3.1.2 Europeisk energipolitik	17	7.2 Utvecklingsprojekt för ökad tillräcklighet	50
3.1.3 Svensk energi- och miljöpolitik	18	7.2.1 Förändrade kapacitetsberäkningsmetoder	51
3.2 Ökat internationellt samarbete	18	7.2.2 Marknadskoppling på intradag	52
3.3 Europeisk lagstiftning	18	7.2.3 Prissättning av effektreserven	52
3.3.1 Nätföreskrifter och kommissionsriktlinjer	18		
3.3.2 Ten-Year Network Development Plan	19	<b>8. NÄTUTVECKLING</b>	<b>53</b>
3.4 Samhällsekonomisk lönsamhetsbedömning av stamnätsinvesteringar	20	8.1 Förändringar mot Nätutvecklingsplan 2016-2025	54
3.4.1 Svensk eller nordisk nytta?	20	8.2 Drivkrafter för nätutvecklingen	54
3.4.2 Metodik	20	8.2.1 Anslutningar	54
		8.2.2 Marknadsintegration	56
		8.2.3 Systemförstärkningar	56
		8.2.4 Reinvesteringar	57
		8.3 Tillstånd och teknikval	58
		8.3.1 Långa ledtider för tillstånd	58
		8.3.2 Kolliderande lagstiftning	58
		8.3.3 Intressekonflikter och framkomlighet	58
		8.3.4 Teknikval	59
<b>4. KRAFTSYSTEMET ÅR 2040</b>	<b>21</b>		
4.1 Antaganden för utvecklingen mot år 2040	21		
4.1.1 Bränslepriser och europeisk utveckling	22		
4.1.2 Förändrad elanvändning	22		
4.1.3 Förändrad elproduktion	24		
4.2 Referensscenariot för kraftsystemet år 2040	24		
4.2.1 Minskad svängmassa	25		
4.2.2 Ökad andel icke planerbar produktion	25		
4.2.3 Ökad effektbrist	25		
4.2.4 Prisskillnader och flaskhalsar	26		

---

---

8.4 Avbrott och påverkan på driften	60
8.5 Större investeringar i stamnätet under åren 2018-2027	60
8.5.1 Kapaciteten mellan Sverige och Finland	60
8.5.2 Markbygden	61
8.5.3 Området runt Midskog samt Midskog-Järpströmmen	61
8.5.4 Kapacitetshöjande åtgärder i Norrland	61
8.5.5 NordSyd	62
8.5.6 Uppsala	63
8.5.7 Stockholms Ström och Storstockholm Väst	63
8.5.8 Skogsäter-Stenkullen	63
8.5.9 Västkustledning (SE3 och SE4)	64
8.5.10 Ekhyddan-Nybro-Hemsjö	64
8.5.11 Hansa PowerBridge	64
<b>9. FINANSIELL UTVECKLING</b>	<b>65</b>
9.1 Finansieringskällor	65
9.2 Förutsättningar och utmaningar för finansiell planering	66
9.3 Finansiell ställning	68
9.3.1 Stamnätstariffen	69
<b>BILAGA. 10-ÅRSPLAN NÄTINVESTERINGAR</b>	<b>71</b>
B1 Elområde Luleå (SE1)	72
B2 Elområde Sundsvall (SE2)	74
B3 Elområde Stockholm (SE3)	79
B4 Elområde Malmö (SE4)	86
B5 Projekt SE1-SE4	86
<b>KARTOR</b>	<b>88</b>
Karta över elområden	88
Karta över stamnätet	89



# 1. INTRODUKTION

## 1.1 Bakgrund

Det svenska kraftsystemet står inför stora förändringar fram mot år 2040. Den energiöverenskommelse som träffats i Sverige innebär en fortsatt omställning till förnybar energi och i takt med denna omställning växer ett helt nytt kraftsystem fram. Det som på ytan kan se ut som att ett produktionsslag ersätts av ett annat får betydligt djupare följder när det ses ur kraftsystemets perspektiv. Det kommer därför att krävas omfattande åtgärder inom många områden för att leveranssäkerheten ska kunna upprätthållas så att alla kan få den el de förväntar sig.

Genom att ta fram en plan för systemutvecklingen vill Svenska kraftnät göra det tydligt att fokus ligger på den framtida utvecklingen av hela kraftsystemet och inte bara på stamnätet. Systemutvecklingsplanen omfattar därför en kombination av åtgärder som innebär en förbättring av systemets stabilitet och marknadsförändringar, men självklart också nätutveckling. Stamnätets överföringsförmåga är i många avseenden helt avgörande för att kraftsystemet ska kunna drivas och ge god leveranssäkerhet.

De utmaningar som den stora förändringen av kraftsystemet för med sig leder till att många olika åtgärder först måste utvärderas och sedan genomföras. Aktörerna i kraftsystemet påverkas på olika sätt beroende på vilka åtgärder som väljs. I en utvärdering av alternativa åtgärder kommer det övergripande kraftsystembehovet att vara avgörande för valet av den effektivaste lösningen. Olika lösningar behövs också sett över tid där en enklare eller snabbare genomförbar lösning tillämpas först, för att sedan kompletteras med en mer omfattande förändring i takt med att kraftsystemet förändras.

Nya eller förändrade systemtjänster är en viktig del av lösningen eftersom de ger möjlighet att på marknadsmässiga villkor utnyttja resurser som redan finns, eller kan tillföras av kommersiella aktörer. Det kommer sannolikt att finnas ett behov att väga systemets kostnader för dessa tjänster mot andra åtgärder för att hitta den långsiktigt mest optimala lösningen.

Utformningen av marknadsstrukturen är ett annat område där förändringar måste ske. Dagens modell är på flera områden inte anpassad till en elmarknad med stor andel icke planerbar produktion. En kortare avräkningsperiod skulle till exempel ge driftverksamheten bättre möjlighet att lösa sin uppgift genom att de obalanser som marknaden orsakar blir mindre. Nya ledningar, eller andra åtgärder, behövs också för att ge marknaden tillgång till tillräckligt med kapacitet för att hantera både dagen före-handeln och samtidigt erbjuda tillräckligt utrymme för handel med systemtjänster.

Systemutvecklingsplanen visar Svenska kraftnäts inriktning och plan för det framtida arbetet inom alla dessa områden. I nuläget finns det inte konkreta lösningar eller förändringsförslag för samtliga utmaningar som beskrivs. I många fall ligger också de allvarliga konsekvenserna många år fram i tiden men Svenska kraftnät har ändå velat lyfta fram en helhet och visa på de utvecklingsbehov som finns.

Utvecklingsinsatser inom IT-området är nödvändiga för att möjliggöra många av de lösningar som lyfts fram i Systemutvecklingsplanen. Dessa åtgärder beskrivs inte i Systemutvecklingsplanen, men det handlar om betydande insatser under många år framöver.

## 1.2 Upplägget i Systemutvecklingsplanen

### 1.2.1 Kapitel 2-4 beskriver sammanhangen

**Kapitel 2:** Systemutvecklingsplanen inleds med en beskrivning av det mest grundläggande målet för kraftsystemet: att se till att elanvändarna får den el de behöver. Detta utgör kärnan i begreppet leveranssäkerhet och är ett ansvar som delas mellan många olika aktörer och roller. Svenska kraftnät vill här tydliggöra vad som är verkets ansvar och roll men också vad som inte är det. Att skapa en gemensam förståelse för dessa begrepp är fundamentalt för att kraftsystemet ska kunna utvecklas effektivt och möta framtida utmaningar.

**Kapitel 3:** Beskrivning av de yttre ramverk och förutsättningar som Svenska kraftnät verkar inom och som också har en stor betydelse för den pågående förändringen i kraftsystemet. Politiska ambitioner, formulerade genom de olika klimatmålen, blir allt tydligare en drivkraft som påverkar kraftsystemet genom en direkt inverkan på produktion och förbrukning. Eftersom Sverige är i hög grad integrerat med kraftsystemet och elmarknaden både i Norden och i övriga Europa har inte Svenska kraftnät full frihet att själv besluta om alla åtgärder som behövs för att möta utmaningarna. Många av de regelverk och lagar som styr hur kraftsystemet ska drivas och utvecklas samt hur handeln med el ska ske beslutas numera inom EU. Där arbetar nu EU-kommisionen med att ytterligare harmonisera reglerna inom unionen.

**Kapitel 4:** Systemutvecklingsplanen innehåller också en analys av hur kraftsystemet kan utvecklas fram till år 2040. Syftet är att lyfta fram de utmaningar och konsekvenser som

olika utvecklingstrender och drivkrafter får för kraftsystemet. Svenska kraftnät har tagit fram ett referensscenario för hur kraftsystemet kan utvecklas fram mot år 2040. Analyserna syftar däremot inte till att identifiera och beräkna nyttan av nya förbindelser. Framtiden kommer inte att bli som scenariot visar men de bakomliggande trenderna är tydliga. De principresultat och utmaningar för kraftsystemet som analyserna lyfter fram är därför viktiga att ta med i den framtida systemutvecklingen.

### 1.2.2 Kapitel 5–9 beskriver utmaningar och lösningar

Med utgångspunkt i beskrivningen av roller och förutsättningar samt den framtida kraftsystemutvecklingen följer en djupare beskrivning av systemutmaningar och lösningar. Systemutvecklingsplanen tar här upp vilka konkreta åtgärder som Svenska kraftnät avser att arbeta med under den kommande tioårsperioden.

**Kapitel 5:** Kraftsystemet behöver i alla lägen ha tillräcklig för- måga att med bibehållen stabilitet klara den allra första tidspe- rioden efter en större störning. Först beskrivs därför utmaningar och åtgärder som relaterar till att säkerställa tillräcklig stabilitet i kraftsystemet. Ett exempel på en sådan utmaning är den minskning av svängmassa som följer av kärnkraftsavvecklingen eftersom den har en negativ inverkan på möjligheten att kunna hålla frekvensen i kraftsystemet.

**Kapitel 6:** Det behöver i varje givet ögonblick finnas tillräckliga möjligheter att återföra och hålla systemet i balans. Avgörande för dessa förmågor är tillgången på olika reserver och system- tjänster. Förutsättningarna för detta påverkas av olika mark- nadslösningar eftersom de lägger grunden för en god balans mellan elproduktion och elförbrukning. För att klara utmaning- arna med balanseringen behövs alltså en kombination av olika sorters åtgärder.

**Kapitel 7:** Hur elmarknaden utformas påverkar också hur väl elnäten utnyttjas och därmed även behovet av förstärkningar och utbyggnader. Regelverken har därtill stor påverkan på in- citamenten för olika aktörer att etablera eller avveckla elpro- duktion. Speciellt kommer de ekonomiska förutsättningarna för produktion som endast behövs vid förbrukningstoppar att starkt påverka Svenska kraftnäts hantering av balanseringen i framtiden. Flera justeringar måste till för att ge rätt förutsättningar för att hantera dessa utmaningar. Det finns också en stark koppling till den pågående utvecklingen inom den europeiska marknads- regleringen.

**Kapitel 8:** Beskrivningen av hur nätet kommer att utvecklas har ett fokus på den kommande tioårsperioden 2018–2027. Den innehåller också i hög grad åtgärder kopplade till anslutnings- plikten av ny elproduktion och elförbrukning. En detaljerad lista över de kommande tio årens förväntade större projekt finns i bilagan "10-årsplan nätinvesteringar". I nätutvecklingsdelen behandlas också det faktum att Svenska kraftnäts investerings- verksamhet är starkt påverkad av att stamnätet börjar bli till åren och behöver förnyas. Därför behöver stora resurser läggas på reinvesteringar så att inte person- och leveranssäkerhet i det

befintliga nätet hotas. Förnyelsebehovet i kombination med den utveckling av stamnätet som pågår innebär dessutom utma- ningar för driftverksamheten och elmarknaden i form av ökade behov för planerade avbrott.

**Kapitel 9:** Beskriver de finansiella konsekvenserna av den kom- mande tioårsperiodens investeringsverksamhet.

## 1.3 Förklaring av begrepp

Här följer en förklaring av ett antal begrepp så som de används i Systemutvecklingsplanen.

**Aktiv effekt:** den del av effekten där spänning och ström är i fas. Effekten kan utföra arbete.

**Area Control Error, ACE:** summan av ett områdes obalans, vilket är skillnaden mellan det uppmätta effektutbytet och kontrollvärdet för ett specifikt LFC-område eller LFC-block samt frekvensregleringsfel.

**Balansansvarig part:** enligt ellagen får en elleverantör bara leverera el i uttagspunkter där en part har åtagit sig det eko- nomiska ansvaret för att det nationella kraftsystemet tillförs lika mycket el som tas ut i uttagspunkten. Denna part kallas för balansansvarig.

**Balansering:** alla åtgärder och processer, inom alla tidsramar, genom vilka systemansvariga säkerställer dels att systemfrek- vensen hålls inom ett fördefinierat stabilitetsområde, dels att det finns nödvändiga reserver.

**Balansmarknad:** kombinationen av institutionella, kommersiella och driftrelaterade bestämmelser som skapar en marknadsmäs- sig hantering av balanseringen.

> **Den nordiska reglerkraftmarknaden:** en del av det vidare begreppet Balansmarknad där mFRR energibud budas in och aktiveras.

**Delsystemoperatör, DSO:** en framtida roll som utövar ett del- systemansvar för region- eller lokalnät.

**Dimensionerande fel:** den största förväntade störning som kan inträffa och som systemet har dimensionerats för.

**Driftsäkerhet:** förmågan hos varje del (produktionsanläggning och de olika näten) i kraftsystemet att upprätthålla säker drift, att bibehålla normalt tillstånd eller att snabbt återgå till normalt tillstånd, definierat av uppsatta kriterier.

**Effektillräcklighet:** tillräcklig effekt finns tillgänglig inom ett visst område för att täcka förbrukningen, inräknat import, export och förluster.

**Elproducent:** den som äger en anläggning för elproduktion. Det omfattar därmed allt från kärnkraftverk, vattenkraft, vindkraft men också mindre anläggningar som solpaneler. Oavsett an- läggningens storlek måste den uppfylla vissa krav för att få vara ansluten till kraftsystemet.

**Energibalans:** skillnaden mellan producerad och förbrukad elkraft för ett visst område under en viss period. Positiv energi-



balans för ett område innebär att total produktion är större än total förbrukning under den avsedda tidsperioden, och att nettoexporten av elkraft under perioden därmed är positiv. För de nordiska länderna uttrycks ofta den årliga energibalansen i terawattimmar (TWh).

**European Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER:** samarbetsorganisationen för EU:s tillsynsmyndigheter inom energiområdet.

**European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E:** den europeiska samarbetsorganisationen för systemoperatörer.

**Frekvensstabilitet:** kraftsystemets förmåga att hålla frekvensen stabil i normal drift och vid störningar.

**Förbrukningsflexibilitet:** förändring eller förflyttning av elanvändning över tid som en följd av höga eller låga elpriser.

**Guideline on Electricity Balancing, GL EB:** en av kommissionsriktlinjerna relaterad till balansering.

**Guideline on Capacity Allocation and Congestion management, GL CACM:** en av kommissionsriktlinjerna relaterad till kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning.

**Guideline on System Operation, GL SO:** en av kommissionsriktlinjerna relaterad till systemdrift.

**Leveranssäkerhet:** hela kraftsystemets förmåga att kunna

upprätthålla leveranserna av el till elanvändarna.

**Leverantör av balanseringstjänster, BSP (Balancing Service Provider):** en marknadsaktör som tillhandahåller balanseringstjänster till systemoperatören.

**LFC-block (Load-Frequency Control Block):** en del av ett synkronområde eller ett helt synkronområde, fysiskt avgränsat av mätpunkter vid nätförbindelser till andra LFC-block, bestående av ett eller flera LFC-områden, med en eller flera ansvariga systemoperatörer.

**LFC-område (Load-Frequency Control Area):** en del av ett synkronområde eller ett helt synkronområde, fysiskt avgränsat av mätpunkter vid nätförbindelser till andra LFC-områden, med en eller flera ansvariga systemoperatörer.

**MACE-kontroll:** användandet av moderna IT-lösningar, optimeringar, automatiska reserver och tillgänglig överföringskapacitet för att reglera ACE.

**Momentan balans:** att tillförd och förbrukat effekt är lika stora i ett givet ögonblick och att frekvensen därmed inte ändras.

**N-1-kriteriet:** kraftsystemet ska klara att hantera att en komponent faller bort och ha förmågan att anpassa sig till den nya driftsituationen och samtidigt upprätthålla områdets leveranssäkerhet.

**Nätkoder:** detaljerade, rättsligt bindande regler i form av nät-



FOTO: TOMAS ÅRLENO

föreskrifter och kommissionsriktlinjer. Nätkoderna tas fram på europeisk nivå och berör områdena elmarknad, anslutning till nätet och systemdrift.

**Nätägare:** de bolag som äger och förvaltar de olika nät som tillsammans utgör det svenska elnätet. Det är allt från de lokala nätbolag som ansluter hushållskunder till det nationella stamnätet som ägs av staten och förvaltas av Svenska kraftnät.

**Primärreglering:** se "FCR" under begreppet "Systemtjänster".

**Reaktiv effekt:** den del av effekten där spänning och ström inte är i fas - effekten utför inte något arbete.

**Ren energi för alla i Europa**, på engelska benämnt **Clean Energy Package, CEP:** en rad lagstiftningsförslag från EU-kommissionen framlagda hösten 2016, omfattande energi-effektivitet, förnybar energi, elmarknadens utformning, trygghet, elförsörjning och regler för energunionens styrning.

**Rotorvinkelstabilitet:** förmågan hos de synkront anslutna generatorerna att förbli synkroniserade, dvs. förmågan att hålla rotorvinkelskillnaden liten mellan generatorerna i normal drift och vid störningar.

**Sekundärreglering:** se "aFRR" under begreppet "Systemtjänster".

**Spänningsstabilitet:** kraftsystemets förmåga att hålla en enligt uppsatta kriterier godtagbar spänningsnivå i alla noder i normal drift och vid störningar.

**Systemansvar:** Svenska kraftnät har systemansvaret för el i Sverige. Det innebär att genom egna insatser och samordning av andras insatser se till att tillförlitligheten i kraftsystemet kan upprätthållas samtidigt som kostnader för systemdriften optimeras. Ansvar omfattar bland annat att upprätthålla balansen mellan produktion och förbrukning av el i driftskedet.

**Systemoperatör:** den funktion varigenom Svenska kraftnät utövar sitt systemansvar.

**Systemtjänster:** samlingsnamn på funktioner som är fundamentala för att upprätthålla ett stabilt kraftsystem och därmed även för leveranssäkerheten. Exempel på sådana systemtjänster är frekvensreglering, spänningsreglering, olika typer av reserver och, i takt med dess ökande betydelse, även svängmassa.

**1. Balanseringstjänster (balancing services):** balansenergi eller balanskapacitet alternativt båda.

- > **Balansenergi:** energi som används av systemansvariga för överföringssystem för balansering och som tillhandahålls av en leverantör av balans-tjänster (BSP).
- > **Balanskapacitet:** en volym reservkapacitet som en leverantör av balanseringstjänster (BSP) har accepterat att upprätthålla. Leverantören av balanseringstjänster har accepterat att lämna in bud på motsvarande volym balansenergi till den systemansvariga för överföringssystemet under avtalets löptid.

- > **FRR, Frequency Restoration Reserves:** reserver för aktiv effekt med syftet att återställa frekvensen till nominell frekvens och, för ett synkronområde uppdelat på flera LFC-områden, att återställa balansen till planerat värde.
  - > **aFRR:** FRR med automatisk aktivering. Även kallad sekundär frekvensreglering eller sekundärreglering.
  - > **mFRR:** FRR med manuell aktivering. Även kallad tertiär frekvensreglering eller tertiärreglering.
- > **RR, Replacement Reserves:** reserver för aktiv effekt med syftet att återställa eller stödja önskad nivå av FRR till att kunna hantera nya obalanser. RR är en balanseringstjänst som inte finns på den nordiska marknaden idag.

## 2. Frekvensreglering:

- > **FCR, Frequency Containment Reserves:** reserver för aktiv effekt med syftet att dämpa frekvensändringar. Även kallad primär frekvensreglering eller primärreglering.
  - > **FCR-N:** FCR som aktiveras vid frekvensavvikelse inom  $\pm 0,1$  Hz.
  - > **FCR-D:** FCR som aktiveras vid frekvens under 49,9 Hz och över 50,1 Hz.
- > **FFR, Fast Frequency Response:** en systemtjänst vars syfte är att hantera snabba obalanser för att motverka inverkan av minskad svängmassa i systemet. FFR svarar snabbare än FCR och är en systemtjänst som inte finns på den nordiska marknaden idag.

**3. Spänningsreglering:** den reglering av spänningen som de synkront anslutna generatorerna bidrar med genom sin inmatning eller förbrukning av reaktiv effekt, både i normal drift och vid störningar.

**4. Svängmassa:** de roterande massor som är synkront kopplade till kraftsystemet och kan beskrivas som den roterande rörelseenergin vid nominell frekvens. Skapar tröghet och motverkar frekvensändringar.

**Ten-Year Network Development Plan, TYNDP:** den tioårsplan för utvecklingen av europeiska nätet som vartannat år tas fram av ENTSO-E.

**Tillförlitlighet:** kraftsystemets förmåga att upprätthålla stabiliteten och kunna motstå störningar.

**Tillräcklighet:** varje delsystem (produktionsapparaten och de olika näten) i kraftsystemet har tillräcklig kapacitet för att tillgodose användarnas behov av energi och effekt.

**Tillsynsmyndighet:** de olika nätföretagen i kraftsystemet kontrolleras av en särskild myndighet. Den rollen innehas i Sverige av Energimarknadsinspektionen.

**Tertiärreglering:** se "mFRR" under begreppet "Systemtjänster".

## 2. ROLLER OCH ANSVAR I KRAFTSYSTEMET

### SAMMANFATTNING

För att lyckas med den pågående omställningen av kraftsystemet krävs en tydlig och ändamålsenlig fördelning av ansvar och mandat mellan olika aktörer på dagens uppdelade marknad. Svenska kraftnäts uppfattning är att det idag inte finns en tillräckligt samstämmig bild av rollfördelningen och ansvaret på elmarknaden för att en god leveranssäkerhet ska kunna säkras på lång sikt.

- > Svenska kraftnät har två olika roller: nätägarrollen och systemansvarsrollen.
  - > Som nätägare ansvarar Svenska kraftnät för att stamnätets överföringskapacitet är tillräckligt stor för att möta överföringsbehovet och att stamnätet är tillräckligt robust för att klara olika störningar och tillbud. Svenska kraftnät ansvarar dock inte för kapaciteten och robustheten i andra nätägares nät.
  - > Rollen som systemansvarig myndighet innebär att Svenska kraftnät genom egna insatser och samordningen av andras insatser ska se till att tillförlitligheten i kraftsystemet kan upprätthållas. I praktiken omfattar systemansvaret att styra, övervaka samt precisera och klarlägga behov av de faktorer som påverkar kraftsystemets stabilitet och balansering. Svenska kraftnät är inte ensamt ansvarig för balanseringen i det sammankopplade nordiska kraftsystemet. Ansvaret delas mellan de nordiska stamnätsoperatörerna genom överenskommelser om vilka volymer av olika systemtjänster de olika länderna ska ansvara för.
- > Det finns inte någon enskild aktör som ansvarar för kraftsystemets leveranssäkerhet och inte heller något fastlagt mål för detta. Ansvaret för att systemet är leveranssäkert är uppdelat och beroende av ett flertal roller och aktörer, såsom systemansvariga myndigheten, nätägare och producenter. Oklarheten detta medför skapar en risk för att viktiga delar inte hanteras effektivt. Svenska kraftnät anser därför att regeringen bör fastslå ett nationellt mål för leveranssäkerhet.
- > Det finns inga formella krav eller skyldigheter för elproducenter att producera el utan det sker utifrån rent marknadsmässiga drivkrafter och inom de regelverk som gäller för elmarknaden. Det finns därför inte heller någon som är direkt ansvarig för att det på längre sikt byggs tillräckligt med elproduktion för att möta behovet.
- > Regionnätägarrollen behöver ses över och utvecklas mot att även omfatta ett delsystemansvar.

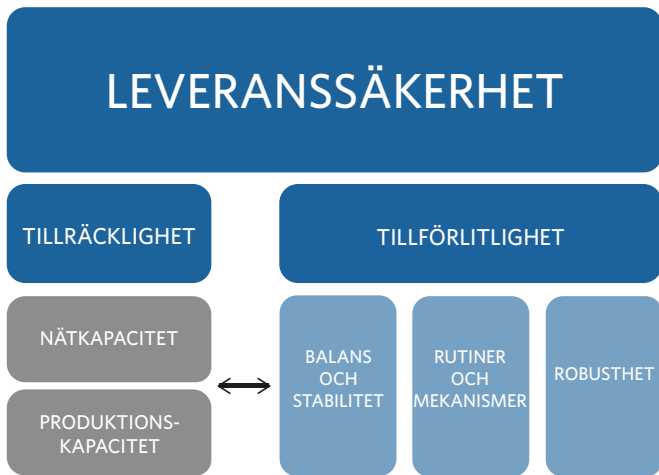
För att kraftsystemet ska kunna drivas och utvecklas effektivt är det viktigt att de olika aktörernas roller och ansvar är klart definierade och allmänt accepterade. Om så inte är fallet finns en risk att ingen aktör har, eller känner, ansvar för viktiga områden vilket kan leda till en långsiktigt försämrad leveranssäkerhet. En god leveranssäkerhet kräver förutom ett fungerande elnät också tillgång till elproduktion och regelverk som styr förutsättningarna för elmarknaden.

Svenska kraftnäts uppfattning är att det idag inte finns en tillräckligt samstämmig bild av rollfördelningen och ansvaret på elmarknaden för att en god leveranssäkerhet ska kunna säkras på lång sikt. Detta behöver göras tydligare.

### 2.1 Leveranssäkerhet och relaterade ansvar

Begreppet leveranssäkerhet innebär att elanvändarna ska kunna räkna med att få sin elleverans när de behöver den och med rätt kvalitet. För att kunna beskriva leveranssäkerheten närmare och identifiera de roller och aktörer som är inblandade har Svenska kraftnät valt att utgå från nedanstående modell.

Modellens uppdelning gör inte anspråk på att vara den enda rätta men är tänkt som ett verktyg för att redovisa Svenska kraftnäts uppfattning och sortera ut var i leveranssäkerhetsbegreppet olika roller och begrepp ligger samt att det är skillnad mellan de olika delarna.



Figur 1. Svenska kraftnäts syn på leveranssäkerheten och dess beståndsdelar.

Leveranssäkerheten kan delas in i två övergripande begrepp, tillräcklighet och tillförlitlighet. Tillräcklighet handlar om kraftsystemets förmåga att tillhandahålla tillräckligt med produktions- och överföringskapacitet för att tillgodose elanvändarnas behov av effekt och energi. Tillräcklighet relaterar därför till kraftsystemets "statiska" förmåga och utgår från produktions- och överföringskapacitet beräknade utifrån givna dimensioneringskriterium.

Tillförlitlighet relaterar istället till kraftsystemets förmåga att hantera de beteenden som uppstår i samband med olika förändringar och fel.

Det finns en betydande svårighet i att utvärdera åtgärder kopplade till leveranssäkerhet då inget nationellt krav eller mål är formulerat för vad som är tillräcklig leveranssäkerhet. Svenska kraftnät anser att ett sådant mål borde fastslås av regeringen.

## 2.1.1 Tillräcklighet

### Överföringskapacitet i elnäten

Leveranssäkerheten är beroende av att det finns tillräcklig överföringskapacitet i elnäten för att möta efterfrågan. Ansvaret för detta ligger på respektive nätägare och något överordnat ansvar för hela det svenska nätets kapacitet ligger inte inom Svenska kraftnäts systemansvar. Svenska kraftnät är som nätägare däremot ansvarig för kapaciteten i stamnätet.

Näten, speciellt på högre spänningsnivåer, dimensioneras inte för att i alla lägen ha kapacitet att överföra så mycket el som önskas. Det skulle i så fall leda till en kraftig överutbyggnad av nätkapacitet med låg nyttjandegrad. De högre nättariffer och ökade markintrång som skulle bli följden av en sådan överutbyggnad går inte att motivera samhällsekonomiskt. Därför finns det begränsningar i elnätet, som hanteras på olika sätt av olika nätägare. På stamnätets snitt sker det genom prissättningen av el på elmarknaden i de olika elområdena. Detta ligger i begreppet tillräcklig överföringskapacitet. Nätägarna har dock en skyldighet enligt ellagen att ansluta produktion och förbrukning

om inte synnerliga skäl föreligger. En svårighet med att leva upp till de kraven och därmed att säkerställa tillräcklig överföringskapacitet i elnäten är de stora skillnader i tid som finns mellan de snabba förändringar som sker i produktion och förbrukning och den långa tid det tar att utreda, få tillstånd och bygga nya ledningar. Utvecklingen av elnäten går alltså inte hand i hand med de stora och snabba strukturella förändringar som nu sker till exempel i storstadsregionerna där förbrukningen ökar kraftigt. I dessa områden läggs också produktionsanläggningar snabbt ner, vilket innebär en kraftigt ökad belastning på överföringsnäten, samtidigt som det planeras för snabb expansion av bostäder och nya stora förbrukare i form av serverhallar. Där blir nätkapaciteten en begränsande faktor. Vad som är tillräcklig nätkapacitet kan med andra ord snabbt förändras och den tröghet som präglar nätutbyggnaden tillsammans med de tidigare nämnda kraven på en optimerad överföringskapacitet, ger begränsade möjligheter till snabba ökningar i elanvändningen om leveranssäkerhetsnivån ska upprätthållas.

Det är alltså viktigt att möjligheterna att utveckla elnäten också tas med i samhällets utvecklingsplaner för att leveranssäkerheten inte ska påverkas negativt.

### Produktionskapacitet

För att möta elanvändarnas behov av el, med hänsyn tagen till inverkan av förbrukningsflexibilitet, måste det finnas tillräckligt mycket elproduktion i kraftsystemet. Med produktionskapacitet avses både tillräckligt med energi och effekt. Tillräckligt med energi innebär att elproduktionen ska räckta över en längre tid medan tillräckligt med effekt innebär förmågan att momentant tillgodose den önskade effekten i varje tidpunkt och i varje uttagspunkt i nätet.

I ett sammanlänkat europeiskt elsystem finns inte all produktionskapacitet nödvändigtvis inom landets gränser. Grannländernas produktionsapparat, nät och utlandsförbindelsernas möjlighet att importera och exportera påverkar både energi- och effekttillräckligheten. Denna förmåga blir speciellt betydelsefull för ett land som Sverige där den största delen av elproduktionen sker i anläggningar som är väderberoende, en andel som kommer att bli än större i framtiden. Energikapaciteten hos vattenkraft varierar till exempel kraftigt mellan olika år beroende på nederbörd och det behövs import för att leverera önskad energi under år med låg tillrinning till vattenmagasinen. Vid tillfällen med hög tillrinning behövs på motsvarande sätt möjligheter att kunna exportera det energiöverskott som uppstår.

Historiskt har effekttillräckligheten i olika områden begränsats av överföringskapaciteten, vilket har drivit på utbyggnaden av nätet. Detta är något som fortsatt kommer att ske i takt med omställningen av energisystemet och då speciellt eftersom den minskade kärnkraftsproduktionen i södra Sverige i hög grad ersätts med vindkraft som antas byggas längre norrut.

Det finns inga formella krav eller skyldigheter för elproducenter att producera el utan det sker utifrån rent marknadsmässiga drivkrafter och inom de regelverk som gäller för elmarknaden. Det finns därför inte heller någon som är direkt ansvarig för att det på längre sikt byggs tillräckligt med elproduktion för att möta behovet. Staten skapar vissa förutsättningar för ny elproduktion genom de subventionssystem som finns, till

exempel elcertifikaten för förnybar elproduktion. Svenska kraftnät har inte heller något ansvar för att det finns tillräcklig elproduktion men har ansvaret för att bygga utlandsförbindelser och utreder behovet av ytterligare import- eller exportkapacitet på samhällsekonomiska grunder. Svenska kraftnät utvecklar således inte handelskapaciteten till utlandet utifrån ett ansvar direkt kopplat till att säkra leveranssäkerheten i Sverige. Det primära syftet är att uppfylla ett generellt ansvar att verka för en väl fungerande europeisk elmarknad. I de flesta fall ger dock den ökade handelskapaciteten ett positivt bidrag också till leveranssäkerheten.

### 2.1.2 Tillförlitlighet

Tillförlitlighet handlar om kraftsystemets störningstålighet, dvs. förmågan att motstå störningar som bortfall av produktion eller förbrukning, haverier på komponenter i nätet med mera. Graden av tillförlitlighet avspeglas i vilka konsekvenser störningen ger. I ett kraftsystem med låg tillförlitlighet leder en störning oftare till stora bortfall av förbrukning än i ett system med hög tillförlitlighet. Låg tillförlitlighet kan också innebära att det tar lång tid att återställa bortkopplad förbrukning eller att det är svårt att återgå till ett stabilt driftläge som tål ytterligare störningar efter ett fel. Tillförlitligheten har av den anledningen delats in i områdena balans/stabilitet, rutiner och mekanismer samt robusthet.

#### Stabilitet

Ett kraftsystem är aldrig helt stilla utan förbrukning, produktion och nät förändras ständigt. Många av förloppen är i sammanhanget långsamma, förbrukningen ändras under året efter säsong men också under dygnet, mellan natt och dag och timme för timme. Kraftsystemet upplever också ständigt betydligt snabbare förändringar i samband med störningar oberoende av de långsammare förändringarna.

De störningar som uppstår påverkar kraftsystemets grundläggande parametrar ström (effekt), spänning och frekvens. Hur systemet reagerar på störningar beror på beteendet hos de produktionsanläggningar och den förbrukning som är ansluten men också på elnätets utformning och komponenter. Om systemets samlade resurser inte kan hantera störningen riskerar systemet att kollapsa med omfattande avbrott som följd.

Ansvaret för att säkerställa en stabil drift av kraftsystemet ligger hos Svenska kraftnät i rollen som systemansvarig myndighet. Eftersom systemets förmåga att hantera störningar i hög grad är kopplat till beteendet hos anläggningarna för elproduktion är även elproducenterna ansvariga för att uppfylla vissa krav på sina anläggningar. Det kan gälla deras förmåga att tåla förändringar i spänning och frekvens utan att elproduktionen påverkas för att en situation med en störning inte ska förvärras. Det kan också finnas krav på att anläggningarna ska ha ett styrsystem som aktivt påverkar dess elproduktion för att hjälpa till att dämpa de pendlingsar som kan uppstå i kraftsystemet efter en störning.

För att upprätthålla en hög tillförlitlighet i kraftsystemet måste det snabbt kunna återföras till ett stabilt läge där det klarar ytterligare störningar efter att den inledande störningen har hanterats. Svenska kraftnät behöver därför ha tillgång till ett antal olika systemtjänster. Dessa skiljer sig åt beroende på vilket stabilitetsproblem som ska lösas.

#### Balansering

I ett stabilt kraftsystem måste elanvändningen inklusive systemets förluster i varje ögonblick motsvaras av en lika stor elproduktion (inklusive import/export) oavsett vilka händelser som inträffar, till exempel att en ledning, produktionsanläggning eller större elanvändare kopplas ifrån.

Flera av kraftsystemets aktörer har en roll i att se till att balanseringen fungerar. Balanseringen sköts i planeringsskedet av de balansansvariga parterna, vars ansvar är att planera så att de tillför lika mycket produktion som den förbrukning de ansvarar för. Genom detta kommer all produktion och förbrukning av el i Sverige att enligt planen vara i balans under kommande dygn.

Svenska kraftnät övertar i sin roll som systemansvarig ansvaret för balanseringen i driftskedet och utför då den balansering som måste ske eftersom det alltid uppstår avvikelser mot den planerade balansen. Balanseringen sker i huvudsak automatiskt genom de reglertjänster som finns till hands. Vid större avvikelser avropar Svenska kraftnät också upp- eller nedreglering av produktion eller förbrukning för att återställa den automatiska regleringen som aktiverats på grund av obalanser.

Svenska kraftnät har inga egna produktionsresurser för att hantera balanseringen utan förlitar sig på att tillräcklig kapacitet finns tillgänglig på marknaden för sådana tjänster. Undantaget är den störningsreserv som kan aktiveras då stora störningar leder till svårigheter att under kortare perioder klara balanseringen. I dessa situationer, som ligger i gränslandet mellan stabilitet och balansering, kan både speciella produktionsanläggningar aktiveras och reglersystem på likströmslänkarna till utlandet användas för att förhindra systemkollaps. Svenska kraftnät ansvarar också för att upphandla den nationella effektreserven som finns för att säkerställa balansen vid förbrukningstoppar under vinterhalvåret. Denna ger ekonomiska möjligheter för ett antal produktionsanläggningar att finnas kvar för att säkerställa leveranssäkerheten. Under normala förhållanden kan de inte konkurrera med andra produktionsanläggningar.

Svenska kraftnät följer kontinuerligt upp hur väl balanseringen i kraftsystemet fungerar genom att bland annat mäta frekvenskvaliteten. De analyser som gjorts visar tydligt att frekvenskvaliteten i det nordiska kraftsystemet har blivit sämre de senaste åren. Den försämring av frekvenskvaliteten som noterats visar på två delproblem. Det ena är hur djupt frekvensen faller vid plötsliga bortfall av stora produktionsanläggningar, vilket är ett mått på hur mycket svängmassa som finns i systemet. Frekvensen kan inte tillåtas att falla för djupt ens kortvarigt eftersom det kan leda till följdstörningar. Det andra är hur ofta och hur länge frekvensen ligger utanför normalintervallet utan att större störningar har inträffat. Det senare är ett kvalitetsmått på hur väl elmarknadens aktörer håller sig till gällande regelverk och ytterst på Svenska kraftnäts och de övriga nordiska stamnätsoperatörernas arbete. Om frekvensen ligger utanför normalintervallet när en allvarlig störning inträffar finns risken för stora konsekvenser eftersom delar av de automatiska åtgärderna då redan är fullt utnyttjade och därför inte kan användas för att hantera störningen.

Svenska kraftnät är inte ensamt ansvarig för balanseringen i det sammankopplade nordiska kraftsystemet. Ansvaret delas

mellan de nordiska stamnätsoperatörerna genom överenskommelser om vilka volymer av olika systemtjänster de olika länderna ska ansvara för. Svenska kraftnät och Statnett har tagit initiativ till förändringar i hur balanseringen hanteras bland annat för att möta utmaningarna med den försämrade frekvenskvaliteten.

### Rutiner och mekanismer

De rutiner och kriterier som tillämpas vid nät-, drift- och avbrottsplanering, kapacitetsallokering och reservhantering är i hög grad avgörande för leveranssäkerheten. Det är också viktigt att de marknadsmekanismer som i första hand införs för att effektivisera elmarknaden stödjer stabil drift av kraftsystemet. Brister eller fel inom dessa områden innebär generellt att driften av kraftsystemet försvåras. Leveranssäkerheten är i slutändan helt beroende av att de marknadslösningar som finns leder till att nödvändiga resurser finns till förfogande. Svenska kraftnät anser även att det är viktigt att se över vilka faktiska funktionskrav som ställs på de resurser som bjuds in av till exempel elproducenterna till de olika systemtjänstmarknaderna. Det blir också allt viktigare att följa upp att dessa krav uppfylls så att en aktivering ger önskat resultat. I takt med att allt fler nya tekniska lösningar för förnybar elproduktion, lagring och förbrukningsflexibilitet tas i drift och deltar i olika systemtjänster ökar betydelsen av att tydliggöra dessa funktionskrav.

### Robusthet

Leveranssäkerheten i kraftsystemet beror slutligen också på hur robust det är, dvs. hur det är utformat för att kunna hantera olika störningar. Ett kraftsystem med mer redundans kommer inte nödvändigtvis att klara ett första fel bättre än ett med mindre redundans, men däremot fel nummer två. Möjligheten att snabbt återställa driften beror till exempel på om det finns tillgång till reservmatningsvägar och reservdelar för att snabbt kunna reparera felaktiga komponenter.

Svenska kraftnät bygger sitt nät i rollen som ansvarig för stamnätet i huvudsak utifrån det väl etablerade N-1-kriteriet. Det innebär att systemet ska kunna tåla bortfall av en nät-komponent i en överföringssituation utan att det ska leda till bortfall av förbrukning. På motsvarande sätt utgår verket i rollen som systemansvarig från att kraftsystemet ska tåla bortfall av en stor elproduktionsanläggning utan att stabiliteten äventyras.

Ny styrning och kontroll av kraftsystemet ökar också ständigt beroendet av olika IT-lösningar. Dessa ger många effektivitetsfördelar men innebär även risker och nya sårbarheter. Svenska kraftnät har därför ett stort fokus på IT-säkerhetsfrågor, både ur ett säkerhetsperspektiv men också ur ett rent funktionellt perspektiv, eftersom konsekvenserna av fel i IT-systemen kan bli mycket stora.

För att ett kraftsystem ska vara långsiktigt robust behöver också dess komponenter hållas i ett sådant skick att antalet fel inte ökar eller tar längre tid att åtgärda som en följd av att de blivit alltför gamla. Om till exempel en ledning inte förnyas i tid ökar risken för att stolpar kan rasa i situationer där de normalt inte ska göra det. Svenska kraftnät lägger därför stora resurser på att i rätt tid ersätta åldrande utrustning. Som en följd av stamnätets ålder är detta ett allt viktigare arbete för att kunna ha en fortsatt hög leveranssäkerhet i kraftsystemet.

## 2.2 Systemansvaret

Det finns anledning att gå in djupare på den roll och det ansvar som Svenska kraftnät har som systemansvarig myndighet. Den situation som råder i dag har sin bakgrund i den svenska elmarknadsreformen från år 1992. Riksdagen beslutade då om riktlinjer för arbetet med att reformera elmarknaden. Den bärande principen var att skilja de naturliga monopolen, elnäten för överföringen av el, från den konkurrensutsatta verksamheten som elproduktion och elhandel utgjorde. Det innebar att den traditionella helhetsorienterade synen på leveranssäkerhet delades i en produktionsdel och en överföringsdel. De två delarna har olika ansvarsområden och helt olika villkor men är båda nödvändiga för en god leveranssäkerhet. Uppdelningen medförde också att ansvaret för de delar i leveranssäkerheten som avser systemstabilitet och övergripande driftledning lades mellan de naturliga monopolen (näten) och den konkurrensutsatta elproduktionen. Svenska kraftnät utsågs till systemansvarig myndighet med ansvaret för dessa delar.

Systemansvaret är ett samhällsansvar och innebär att Svenska kraftnät genom egna insatser och samordningen av andras insatser ska se till att tillförlitligheten i kraftsystemet kan upprätthållas samtidigt som kostnaderna för systemdriften optimeras.

Systemansvaret innebär en stor och viktig roll men det är ett övergripande ansvar och innebär inte att Svenska kraftnät ansvarar för driftsäkerheten i alla kraftsystemets delar. Varje nätägare, oavsett spänningsnivå, har ett uttalat ansvar i ellagen för att det egna nätet dimensioneras rätt och drivs inom sina tekniska och juridiska gränser. Trots att driftsäkerheten i stamnätet är beroende av driftsäkerheten i underliggande nät och vice versa är det ett faktum att den systemansvarige inte kan eller ska bestämma vilka driftsäkerhetskriterier som övriga nätägare ska tillämpa. Det förutsätts i stället att Svenska kraftnät har ansvar



FOTO: TOMAS ÅRLEMO

och mandat för den driftsmässiga samordningen mellan de nät och produktionsanläggningar, som knyts samman via stamnätet och därigenom skapar det sammankopplade kraftsystemet.

I systemansvarsrollen ligger därför att precisera och klarlägga behov och förutsättningar för en stabil drift av kraftsystemet. En viktig förutsättning är att fastslå ansvars- och kostnadsfördelning för valda lösningsstrategier.

I samband med elmarknadsreformen förutsågs flera praktiska utmaningar för den systemansvarige. I förarbeten till reformen togs ansvarsfördelningen upp som en viktig principiell fråga och det indikerades att Svenska kraftnät helst skulle lösa ansvarsfördelningen genom avtal. Svenska kraftnät gavs dock möjlighet att vid behov utfärda föreskrifter inom ramarna för systemansvaret. En av anledningarna till föreskriftsrätten var risken för framtida intressekonflikter mellan affärsmässiga intressen hos aktörerna och deras bidrag till det kollektiva ansvaret för leveranssäkerheten. En annan bidragande faktor till att Svenska kraftnät som systemansvarig myndighet gavs föreskriftsrätt är det faktum att ägaren av stamnätet inte äger och förvaltar 130 kV-näten, vilket är brukligt i många andra länder. Detta faktum medför en rad utmaningar. Det är bland annat svårare för den systemansvarige att avtala om kritiska anslutningskrav för producenter när det finns en annan nätägare mellan stamnätet och producenten. Detta kan lösas genom att krav ställs genom föreskrifter. Svenska kraftnät anser därför att det är viktigt att verket har kvar föreskriftsrätten.

Systemansvarsrollen är mycket komplex och innebär många uppgifter. I takt med att den europeiska elmarknaden blir allt mer integrerad har behovet av att mer likställa de olika ländernas sätt att hantera systemansvaret lett till nya europeiska regelverk. Under de närmaste åren kommer flera förändringar att behöva genomföras för att Sverige ska möta kraven i de europeiska nätföreskrifter och kommissionsriktlinjer som nu införs.

### 2.2.1 Systemansvarets omfattning

I praktiken omfattar systemansvaret att styra och övervaka de faktorer som påverkar kraftsystemets stabilitet och balansering. Svenska kraftnäts vakthavande ingenjör är den operativa funktion som ytterst ansvarar för detta i den dagliga driften av kraftsystemet.

Systemansvaret omfattar också många uppgifter som sker utanför den direkta kraftsystemdriften. Det handlar till exempel om att koordinera och planera avbrottsbehoven i elnäten med de revisionsbehov som finns i produktionsanläggningarna, så att avbrotten kan genomföras med acceptabel driftsäkerhet och med minsta möjliga marknadspåverkan.

Ansvaret omfattar också att fastställa och motivera de krav som ställs på produktionsanläggningar som ansluts till kraftsystemet. Rollen som systemansvarig behövs i detta sammanhang för att bedöma vilka åtgärder som på det effektivaste sättet skapar en fungerande helhet.

I rollen som systemansvarig fastställer därför Svenska kraftnät även kraftsystemets behov av automatiska systemtjänster för att snabbt kunna återställa kraftsystemet till ett nytt stabilt läge efter att en störning inträffat.

Det är också i rollen som systemansvarig som Svenska kraftnät inför skyddssystem som skyddar kraftsystemet mot fullständig kollaps vid extrema störningar. Ett exempel är automatisk förbrukningsfrånkoppling (AFK) som skyddar systemet mot fullständig kollaps om exempelvis två kärnkraftsblock kopplas bort samtidigt.

### 2.2.2 Utmaningar med nuvarande ansvarsfördelning inom elmarknaden

Ett kraftsystem förändras ständigt, men hittills har de flesta förändringar som skett efter uppdelningen av produktion och nät mer handlat om en optimering av det befintliga kraftsystemet än om fundamentala förändringar av förutsättningarna. De marknadsförändringar som skett har haft som huvudsakligt syfte att skapa ett effektivare utnyttjande av produktionsapparaten och överföringsnäten. Så länge det rör sig om sådana förändringar har systemansvarsrollen och andra roller på marknaden varit väl inarbetade.

När nu kraftsystemet förändras i form av hur el produceras, lagras och används, ändras förutsättningarna drastiskt för till exempel tillgången på olika systemtjänster. Det innebär nya direkta tekniska utmaningar men också utmaningar med hur kraftsystemet ska styras på ett säkert och kostnadseffektivt sätt. Den tekniska utvecklingen har medfört att det inte längre är lika tydligt om de systemtjänster som behövs ska komma ifrån produktionsanläggningar eller från nätkomponenter med motsvarande egenskaper. Som en följd uppstår en utmaning i att analysera och hitta den effektivaste lösningen och ansvars- och kostnadsfördelningen mellan elproducenterna och nätägarna. Frågan uppstår också om framtida systemtjänster ska realiseras genom krav, ersättningsmekanismer eller genom rena marknadslösningar.

När kraftsystemet byggdes upp och fram till elmarknadsreformen var detta inte något problem. Då koordinerades utbyggnaden av produktionsanläggningarna med utbyggnaden av näten för att få ett väl fungerande kraftsystem. Eftersom det då var vanligt att ett och samma företag ägde både nät och produktionsanläggningar fanns en helhetssyn på leveranssäkerhet som inte existerar idag. Funktionerna hos de egna elproduktionsanläggningarna utnyttjades för att på ett kostnadseffektivt sätt uppfylla kraven på leveranssäkerhet i kraftsystemet.

En annan utmaning för leveranssäkerheten är ansvarsfördelningen mellan systemoperatören och ägarna av region- och lokalnäten. Utvecklingen går mot att dessa nätägares roll i kraftsystemet behöver definieras om till att också ta ett delsystemansvar, dvs. att bli delsystemoperatörer, så kallade DSO:er. Anledningen är att förändringarna med mer distribuerad produktion skapar liknande systemutmaningar som för en systemoperatör fast på regional nivå. Svenska kraftnät bedömer att detta bland annat leder till ökade krav på samarbete, koordinering och styrning. Rollen måste därför anpassas för att säkerhetsställa en fortsatt god driftövervakning och styrning för att upprätthålla en hög leveranssäkerhet.

Svenska kraftnät har i dag inte någon färdig lösning på dessa utmaningar utan kommer att fortsätta arbeta tillsammans med elmarknadens aktörer för att hitta en väl fungerande lösning.





## 3. RAMVERK OCH FÖRUTSÄTTNINGAR

### SAMMANFATTNING

Internationell klimatpolitik och europeisk energipolitik får en allt större påverkan på Svenska kraftnäts verksamhet.

- > Svenska kraftnät behöver förhålla sig till europeisk lagstiftning i form av nätföreskrifter och kommissionsriktlinjer, vilka har företräde framför nationell lagstiftning.
- > Många nätkoder är beslutade och nu inne i en implementeringsfas. Den övergripande utformningen av de krav som dessa innehåller är därmed fastställd.

En viktig förutsättning för bedömning av större nyinvesteringsprojekt är att dessa baseras på samhälls-ekonomiska lönsamhetsbedömningar. Dessa bedömningar bygger så långt som möjligt på ekonomiska beräkningar. För de parametrar där detta inte är möjligt görs kvalitativa bedömningar.

### 3.1 Klimat-, miljö- och energipolitik

En viktig drivkraft för elmarknadens och kraftsystemets utveckling är den nationella och europeiska klimat- och energipolitiken. Många av de politiska beslut som fattas med utgångspunkt i att minska klimatpåverkan får en direkt påverkan på elmarknaden. I takt med att elmarknaderna i Europa integreras får därmed även den europeiska energipolitiken ett allt större genomslag även nationellt.

#### 3.1.1 Internationell klimatpolitik

I december 2015 enades flertalet av världens länder om ett nytt klimatavtal, den så kallade Parisöverenskommelsen. Avtalet är bindande för samtliga länder som ratificerat det och ska börja gälla senast år 2020. Bland annat framgår det av avtalet att den globala temperaturökningen ska hållas under 2 grader Celsius och att man ska arbeta för att den ska stanna vid 1,5 grader. Vidare åläggs varje land att ta fram en klimatplan som med fem års mellanrum ska ses över och där ambitionerna på sikt ska öka. Energisektorn och inte minst elförsörjningen är central för att nå uppsatta klimatmål. Parisöverenskommelsen kan därför på sikt komma att få stor påverkan på kraftsystemet även i Sverige. De förändringar som kommer att initieras utifrån Parisöverenskommelsen finns i huvudsak presenterade under rubriken "Kraftsystemet år 2040".

#### 3.1.2 Europeisk energipolitik

I februari 2015 lade EU-kommissionen fram ett åtgärds paket med planer på en energiunion. Unionen kan beskrivas som en

arbetsplan för att utveckla el- och gasmarknaderna i Europa de kommande åren. Målet är att skapa en säker, hållbar och konkurrenskraftig energisektor.

EU-kommissionen presenterade den 30 november 2016 majoriteten av åtgärderna för en energiunion i paketet "Ren energi för alla i Europa". Syftet är att säkerställa överkomlig, säker och hållbar energi för EU och dess medborgare. De särskilda åtgärderna omfattar de fem nyckelområdena försörjningstrygghet, energieffektivisering, minskade koldioxidutsläpp, en fullt integrerad inre marknad och forskning och innovation.

Det finns förslag på gemensamma regler för hur marknaderna i Europa ska samverka mer, hur andelen förnybar energi och energieffektiviseringen kan öka samt hur gasförsörjningen kan säkras. Dessa förslag har stor betydelse för svensk energipolitik och svenska förhållanden liksom för Svenska kraftnäts verksamhetsområde. Det är främst förslagen som rör den inre marknaden för el som påverkar Svenska kraftnät men de andra förslagen kommer också att påverka verksamheten indirekt.

Det lanserade paketet kommer konkret att leda till många nya europeiska lagar inom kärnverksamheterna marknadsutveckling och drift, som Svenska kraftnät måste förhålla sig till. Det behandlar delvis samma områden som de europeiska föreskrifterna och riktlinjerna.

Svenska kraftnät bidrog med att analysera och lämna synpunkter på de förslag som kommit till ENTSO-E. Därutöver bistod Svenska kraftnät Miljö- och energidepartementet i dess arbete med Energiunionen. Under 2017 sker förhandlingar mellan medlemsstaterna och EU-kommissionen innan paketet beslutas.

### 3.1.3 Svensk energi- och miljöpolitik

Den 5 mars 2015 beslutade regeringen att tillsätta en parlamentariskt sammansatt kommission, Energikommissionen. Uppdraget var att lämna underlag för att uppnå en bred politisk överenskommelse om den långsiktiga energipolitiken. I juni 2016 träffades en energiöverenskommelse mellan fem partier. Energiöverenskommelsen har som ett huvudmål att Sverige ska ha ett 100 procent förnybart<sup>1</sup> elsystem år 2040. Förslagen i överenskommelsen påverkar alla områden av elmarknaden, det vill säga produktion, elanvändning, överföring och marknadsdesign. De konkreta beslut som hittills har tagits gäller utfasning av effektskatten på kärnkraft, reducerad effektskatt på vattenkraft samt en utökning av elcertifikatsystemet till år 2030. Energikommissionen lämnade i januari 2017 över sitt betänkande<sup>2</sup> till regeringen.

Kraftsystemet påverkas också av miljöpolitiken. Ökade miljökrav kan få påverkan på exempelvis vattenkraften som tillhandahåller viktig reglerförmåga till kraftsystemet. Ramvattendirektivet ställer krav på goda ekologiska förhållanden och viss kapacitet kan försvinna på grund av att kraftverk måste läggas ned<sup>3</sup>.

## 3.2 Ökat internationellt samarbete

Svenska kraftnät har i uppdrag att främja en öppen svensk, nordisk och europeisk marknad för el. Affärsverket har därför länge samarbetat nära och djupgående med de andra nordiska och baltiska systemoperatörerna. Arbetet fokuserar på en gemensam nordisk strategi för att bättre kunna hantera utmaningarna med en alltmer decentraliserad och väderberoende produktion och en elmarknad som blir alltmer internationell. Eftersom det nordiska kraftsystemet hänger ihop är det viktigt att stora utmaningar och lösningar diskuteras gemensamt.

Inom Europa pågår ett omfattande arbete för en integrerad europeisk elmarknad med en hållbar och säker energiförsörjning som mål. EU:s tredje lagstiftningspaket om den inre marknaden för el är en central del i arbetet. Andra viktiga initiativ är Energiunionen, kraven på utökad sammanlänkning av infrastrukturen för el och ett nytt lagstiftningspaket ("Ren energi för alla i Europa") som EU-kommissionen lanserade under år 2016. Svenska



FOTO: TOMAS ÅREMO

kraftnät deltar i det europeiska samarbetet främst genom samarbetsorganisationen ENTSO-E. Där samverkar 42 europeiska systemansvariga stamnätsoperatörer från 35 länder.

## 3.3 Europeisk lagstiftning

För att hantera framtida utmaningar för kraftsystemet har Svenska kraftnät tillsammans med övriga nordiska och europeiska systemoperatörer en central roll. I takt med en allt större marknadskoppling av elmarknader inom Europa, som följer av den europeiska lagstiftningen, minskar dock handlingsutrymmet för varje enskild systemoperatör att gå i en annan riktning än resten av Europa. Svenska kraftnät ställer sig i grunden positivt till en ökad harmonisering och integrering av elmarknader och elnät i Europa och arbetar för en vidareutveckling av det europeiska elmarknadssamarbetet.

ENTSO-E arbetar utifrån EU-kommissionens uppdrag med två huvudsakliga arbetsuppgifter som har sitt ursprung i det tredje inre energimarknadspaketet (2009/72/EG):

- > Ta fram förslag till bindande europeiska regler, så kallade nätkoder.
- > Ta fram en europeisk tioårig nätutvecklingsplan (TYNDP).

### 3.3.1 Nätföreskrifter och kommissionsriktlinjer

EU-kommissionens tredje energimarknadspaket resulterade i krav på EU-gemensamma nätföreskrifter och kommissionsriktlinjer där vissa har förhandlats fram och andra kommer att förhandlas fram inom den närmaste tiden. Dessa så kallade nätkoder berör områdena elmarknad, anslutning till elnätet samt driften av kraftsystemet och kommer när de beslutas att träda i kraft som kommissionsförfordningar. De blir då direkt bindande för respektive medlemsland och får därmed en direkt påverkan på det svenska kraftsystemet.

Svenska kraftnät har som systemoperatör och medlem i ENTSO-E deltagit i arbetet med att ta fram förslag på nätkoder med utgångspunkt i ACER:s ramriktlinjer. Efter att ENTSO-E har lämnat över förslag för respektive nätkod till ACER är ENTSO-E:s inflytande relativt begränsat. I det fortsatta arbetet för ENTSO-E en dialog med ACER och EU-kommissionen fram till dess att EU-kommissionen lägger fram det slutliga lagförslaget.

När nätföreskrifterna och kommissionsriktlinjerna trätt i kraft som förordningar fortsätter ENTSO-E:s och Svenska kraftnäts arbete med att implementera dessa. ENTSO-E:s arbete är särskilt påtagligt när det gäller kommissionsriktlinjerna eftersom dessa kräver att många metoder ska tas fram gemensamt av alla systemoperatörer i Europa.

När Sverige som medlemsstat förhandlar om kommande lagförslag inom EU har Svenska kraftnät, som svensk myndighet, en roll i att bistå departementet med information.

Nätkoderna och processen för att ta fram dessa påverkar Svenska kraftnäts möjligheter att möta framtida utmaningar. Nätföreskrifter och riktlinjerna innebär i slutändan lagstiftning som har företräde gentemot nationell lagstiftning. I vissa fall innebär detta att Svenska kraftnät behöver anpassa arbetet med

1. Enligt förnybartdirektivet (2009/28/EG) beräknas andelen förnybar el som kvoten mellan el producerad med förnybara elkällor och elanvändningen, men motsvarande definition saknas inom ramen för Energiöverenskommelsen.

2. Kraftsamling för framtidens energi – betänkande av Energikommissionen.

3. Vattenkraftens reglerbidrag och värde för elsystemet – rapport från Energimyndigheten, Svenska kraftnät och Havs- och vattenmyndigheten.

## Följande åtta nätkoder ska implementeras

<b>ANSLUTNINGSKODER</b>				
NC RfG	Network Code on Requirements for Grid connection of Generators	Nätföreskrifter med krav för nätanlutning av generatorer	Tekniska krav för generatorer som vill ansluta till systemet	Trädde i kraft 17 maj 2016
NC DCC	Network Code on Demand Connection	Nätföreskrifter för anlutning av förbrukare	Funktionskrav på större elanvändare och distributionsnät som ansluts till systemet	Trädde i kraft 7 september 2016
NC HVDC	Network Code on Requirements for Grid connection of High Voltage Direct Current systems and Direct Current-connected power park modules	Nätföreskrifter med krav för nätanlutning av system för högspänd likström och likströmsanslutna kraftparksmoduler	Krav på likströmsförbindelser och likströmsanslutna produktionsanläggningar som till exempel havsbaserad vindkraft	Trädde i kraft 28 september 2016
<b>MARKNADSKODER</b>				
GL CACM	Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management	Riktlinjer för kapacitetstildelning och hantering av överbelastning	Metoder för att beräkna och tilldela kapacitet för dagen före-handeln och intradag-handeln	Trädde i kraft 14 augusti 2015.
GL FCA	Guideline on Forward Capacity Allocation	Riktlinjer för förhandstilldelning av kapacitet	Metoder för att beräkna och tilldela kapacitet för marknaderna med längre tidshorisont än dagen före	Trädde i kraft 17 oktober 2016
GL EB	Guideline on Electricity Balancing	Riktlinjer för elbalansering	Regelverken för en väl fungerande marknad för balanskraft	Väntas träda i kraft under år 2017
<b>DRIFTKODER</b>				
GL SO	Guideline on System Operation	Riktlinjer för driften av elöverföringssystem	Innehåller det som tidigare i processen var uppdelat i tre följande delar: > OS - Operational Security > OPS - Operational Planning and Scheduling > LFCR - Load Frequency Control and Reserves	Trädde i kraft 14 september 2017
NC ER	Network Code on Emergency and Restoration	Nätföreskrift för nödsituationer och återställning	Procedurer och åtgärder för driftsituationer med allvarliga störningar eller kollaps	Väntas träda i kraft under år 2017

Tabell 1. Nätföreskrifter och kommissionsriktlinjer som kommer att implementeras.

att hantera utmaningarna efter nätkoderna. Samtidigt innebär nätkoderna ett regelverk som möjliggör och driver på utveckling av lösningar för att möta de utmaningar kraftsystemet står inför.

### 3.3.2 Ten-Year Network Development Plan

Ett av de största åtagandena för ENTSO-E 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. Den redovisar underlag, analyser och projekt för den europeiska nätutvecklingen med syfte att öka transparensen i nätplaneringen. Planen utgör också beslutsstöd på regional och europeisk nivå, men den är inte formellt bindande.

TYNDP anger aktuella och kommande nätförstärkningsprojekt av europeiskt intresse och utgör 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 energi-balansscenarier tio till femton år framåt i tiden. I TYNDP 2014 och TYNDP 2016 används fyra scenarier som 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 bland annat av elmarknads-

nytta, 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, så kallade Project Candidates, görs inom ENTSO-E:s nätplaneringsregioner. Sverige ingår i regionen Regional Group Baltic Sea.

De regionala grupperna publicerar dessa möjliga nätförstärkningar i en regional investeringsplan. De regionala planerna utgör sedan grunden för en gemensam utvärdering av de möjliga projektens elmarknadsnytta och lönsamhet. Utvärderingen görs centralt inom ENTSO-E. Regionerna kan också analysera egna scenarier utöver de som presenteras i TYNDP. Dessa kan alltså skilja sig åt beroende på hur olika regioner har genomfört sina analyser.

### 3.4 Samhällsekonomisk lönsamhetsbedömning av stamnätsinvesteringar

Det ingår i Svenska kraftnäts uppdrag att bidra till en samhällsekonomiskt effektiv utveckling av kraftsystemet. I rollen som systemansvarig myndighet strävar Svenska kraftnät efter kostnadseffektiva lösningar för att upprätthålla balansen och säkerställa driften av kraftsystemet. I rollen som nätägare ingår att bygga ut stamnätet baserat på samhällsekonomiska lönsamhetsbedömningar.

Den samhällsekonomiska lönsamhetsbedömningen är en viktig del av beslutsunderlaget för att gå vidare eller inte med en föreslagen investering i nätet. Den samhällsekonomiska lönsamhetsbedömningen uppdateras vid behov inför varje beslut i investeringsprocessen, då förutsättningarna ofta förändras under arbetets gång. Uppskattningen av total investeringskostnad blir exempelvis mer exakt allteftersom planeringen för en investering fortskrider och förändringar i omvärlden kan påverka nyttan av en investering.

Investeringar i stamnätet initieras som regel utifrån behovet av att förnya åldrande stamnätsanläggningar, behovet av att ansluta ny elproduktion eller elförbrukning, aspekter på driftsäkerheten eller behovet av att öka överföringskapaciteten. Ofta ligger fler än en av dessa drivkrafter till grund för en investering. Som första steg utreder Svenska kraftnät vilka möjliga åtgärder som kan möta det aktuella behovet. Utgångspunkten för nätplaneringen är att tvingande krav såsom anslutningsplikt och driftsäkerhetskriterier ska uppfyllas. Den samhällsekonomiska analysen syftar därmed till att identifiera de mest samhällsekonomiskt effektiva lösningarna som uppfyller dessa krav.

De åtgärdsalternativ som utreds kan även omfatta andra åtgärder än stamnätsinvesteringar, men i svensk lagstiftning finns det tydliga begränsningar för vilka alternativa åtgärder som Svenska kraftnät kan genomföra. Verket kan exempelvis inte investera i ny produktionskapacitet eller energilagrar.

Energimarknadsinspektionen har fått i uppdrag att fastställa riktlinjer för samhällsekonomiska lönsamhetsbedömningar av nätinvesteringar. Uppdraget ska redovisas i april 2018 och Svenska kraftnät välkomnar en ökad tydlighet på detta område.

#### 3.4.1 Svensk eller nordisk nytta?

Svenska kraftnät har i uppdrag att främja en integrerad nordisk och europeisk elmarknad. Nordiska ministerrådet har gett tydliga direktiv om att de nordiska stamnätsoperatörerna ska genomföra sådana stamnätsinvesteringar som skapar samhällsekonomisk nytta för Norden, samt att finansieringen av förbindelser mellan de nordiska länderna ska ske i proportion till den nytta som varje land får. Svenska kraftnäts investeringsbeslut grundar sig därför på att svensk nytta ställs mot Svenska kraftnäts del av investeringskostnaden. I underlag för investeringsbeslut redovisas för Svenska kraftnäts del fördelningen av nyttan för Sverige och andra länder.

#### 3.4.2 Metodik

Den metod som Svenska kraftnät använder för samhällsekonomisk analys bygger på hur ett antal parametrar förändras till följd av en nätförstärkning. Olika typer av modellsimuleringar är viktiga verktyg i analyserna. Med hjälp av simuleringar analyseras bland annat hur investeringarna i stamnätet påverkar elmarknaden, leveranssäkerheten och nätförlusterna. Andra effekter på kraftsystemet som analyseras när det är relevant är påverkan på kostnader för mothandel och olika former av reserver. Dessa analyser utgår ifrån olika scenarier för elmarknadens utveckling. Genom känslighetsanalyser undersöks resultatets robusthet i förhållande till de största osäkerhetsfaktorerna i scenarierna.

Nyttovärdena beräknas i ekonomiska termer för de parametrar där detta är genomförbart och uttrycks sedan i form av årsmedelvärden. Dessa summeras till ett ekonomiskt nuvärde utifrån tillämplig kalkyltid och kalkylränta för den aktuella nätförstärkningen.

Det resulterande nyttovärdet ställs sedan mot investeringskostnaden i en kalkyl. Denna kalkyl utgör en del av den samhällsekonomiska lönsamhetsbedömningen, vilken även innefattar effekter som inte kan kvantifieras ekonomiskt. Detta kan resultera i att en investering anses vara lönsam trots att investeringskalkylen visar på negativ lönsamhet. På samma sätt kan en investering som uppvisar en positiv kalkylerad lönsamhet anses vara olönsam om icke kvantifierade nyttor/ effekter bedöms ha en betydande negativ påverkan. Exempel på samhällsekonomiska effekter som är svåra att kvantifiera är påverkan på nätets störningstålighet samt olika typer av intrång och lokal miljöpåverkan. Metodiken utvecklas kontinuerligt och ambitionen är att kunna kvantifiera så många samhällsekonomiska effekter som möjligt.

## 4. KRAFTSYSTEMET ÅR 2040

### SAMMANFATTNING

Som utgångspunkt för analysen i Systemutvecklingsplanen har Svenska kraftnät tagit fram ett referensscenario till år 2040. Syftet är att mot bakgrund av ett antal identifierade drivkrafter illustrera och visa på systemutmaningar som kan förväntas fram mot år 2040. Scenariot tar sin utgångspunkt i nu kända beslut samt politiska inriktningar på internationell, europeisk och svensk nivå. Det finns en mängd åtgärder som kan vidtas av olika aktörer, inklusive Svenska kraftnät, som kan påverka hur systemet ser ut år 2040. Referensscenarioet resulterar i ett förändrat kraftsystem i flera dimensioner där de mest centrala sammanfattas nedan:

- > Avvecklingen av kärnkraft och annan termisk kraft kommer att innebära att tillgänglig svängmassa minskar, vilket försämrar frekvensstabiliteten i det nordiska systemet. Ökande andel icke planerbar elproduktion ökar behovet av flexibilitet i kraftsystemet samtidigt som tillgången på svängmassa är begränsad.
- > Ökad förbrukning och minskad produktionskapacitet innebär en försämring av effekttillräckligheten i södra Sverige. I referensscenarioet för år 2040 kan effektbrist uppstå i södra Sverige under cirka 400 timmar per år, om inte tillräckligt med flexibel produktion eller förbrukningsflexibilitet finns tillgänglig. En del av denna flexibilitet finns redan idag främst i form av elintensiv industri.
- > Stora prisskillnader mellan SE2 och SE3 uppstår efter år 2030 i referensscenarioet. Analysresultaten tyder på ett behov av förstärkt överföringskapacitet i Snitt 2 utöver redan planerad förstärkning.
- > Såväl den försämrade effekttillräckligheten i södra Sverige som prisskillnaderna mellan SE2 och SE3 innebär att det är viktigt att undersöka i vilken utsträckning ökad förbrukningsflexibilitet, energilagring eller ny flexibel produktion kan bidra till att förbättra effekttillräckligheten och minska prisskillnaderna.

Det är svårt att uttala sig om kraftsystemets och elmarknadens långsiktiga utveckling och i ett tidsperspektiv mot år 2040 är det knappast meningsfullt att tala om prognoser. Det finns en mängd olika drivkrafter - politiska, juridiska, teknologiska och ekonomiska - som påverkar hur utvecklingen kommer att se ut. Vissa av dessa kan man betrakta som relativt säkra och dessa drivkrafter kan ses som långsiktiga trender som kan ligga till grund för många olika scenarier. Andra drivkrafter präglas istället av en betydande osäkerhet, vilket kan leda till ett stort antal möjliga utfall i ett långsiktigt perspektiv.

Det scenario som presenteras här är därmed inte en prognos för hur år 2040 kommer att se ut. Det ska snarare betraktas som ett referensscenario utifrån ett antal identifierade drivkrafter, som är framtaget med syfte att illustrera och visa på systemutmaningar som kan förväntas fram mot år 2040. Hur systemet år 2040 faktiskt ser ut kommer självklart att påverkas av en mängd olika åtgärder som kan vidtas av olika aktörer, inklusive Svenska kraftnät.

### 4.1 Antaganden för utvecklingen mot år 2040

Även om det är svårt att prognostisera hur kraftsystemet och elmarknaden kommer att se ut i ett långsiktigt perspektiv, är det nödvändigt för Svenska kraftnät att göra antaganden om den framtida utvecklingen för att kunna planera och proaktivt vidta åtgärder. Verket använder sig därför av scenarioanalys för att undersöka olika möjliga utvecklingsvägar och utvärdera möjliga framtida åtgärder. Planeringshorisonten har hittills sträckt sig till år 2030, även om en del mer långsiktiga utforskande analyser har gjorts i samarbete med andra aktörer under senare år. Nu finns ett behov av att utvidga tidshorisonten för planeringsarbetet och Energiöverenskommelsen ger några grundläggande ramar som kan användas för att bygga ett scenario för kraftsystemet fram emot år 2040.

Nedan beskrivs i stora drag de antaganden som ligger till grund för Svenska kraftnäts referensscenario för perioden



FOTO: ANNIKA ÖRNBERG/VATTENFALL

2020–2040. Scenariot kan ses som konservativt i den mening att inga revolutionerande teknikgenombrott eller omvälvande förändringar av marknadsförutsättningarna antas. Vidare antas ingen utbyggnad av stamnätet utöver det som redan planeras. Med andra ord kan analysresultaten i någon mening tolkas som konsekvenserna av "business as usual". Referensscenariot är en utgångspunkt för vidare analys av det framtida kraftsystemet och olika parametrar i scenariot kan varieras för att undersöka påverkan på exempelvis prisbildning, överföringsbehov och balanseringsförutsättningar.

#### 4.1.1 Bränslepriser och europeisk utveckling

Scenariot utgår ifrån bränslepriser och priser på CO<sub>2</sub>-utsläppsrätter enligt IEA:s scenario "Low Oil" (2015), vilket är en variant av "New Policies Scenario" (NPS). NPS är IEA:s medelscenario som bygger på antagandet att planerade nationella klimatåtgärder kommer att genomföras, även om de konkreta åtgärderna ännu inte är identifierade. "Low Oil" innebär en långsammare ökning av oljepriset som en följd av utvinningen av skifferolja. Utvinningen av skifferolja kan snabbt öka när marknadspriset på olja ökar, vilket bromsar ökande marknadspris.

Utvecklingen på den europeiska elmarknaden baseras på ett scenario som har tagits fram i ENTSO-E:s regionala grupp, Regional Group Baltic Sea. Antaganden om elanvändning och utbyggnad av förnybar produktion har därefter justerats för de större länderna, baserat på uppdaterade nationella planer.

#### 4.1.2 Förändrad elanvändning

Elanvändningen är en central parameter både för elmarknaden och för kraftsystemets utveckling. Hur elanvändningen kommer att se ut år 2040 påverkas av faktorer som till exempel befolkningstillväxt, ekonomisk tillväxt, ny teknik och politik. I det

här kapitlet presenteras några av de drivkrafter som Svenska kraftnät ser idag. Listan är inte komplett och under de kommande tjugo åren kommer det sannolikt att dyka upp fenomen som ingen har tänkt på idag. Trots det är det intressant att följa de förändringar som har identifierats.

I scenariot fram emot år 2040 antas en liten ökning av den årliga elanvändningen från dagens cirka 140 TWh, till omkring 150 TWh år 2040. Denna volym är i nivå med vad Energimyndigheten<sup>4</sup> (143 TWh) och IVA<sup>5</sup> (160 TWh) har i sina scenarier. Det bör dock betonas att osäkerheten kring den framtida elanvändningen är stor. Scenarierna för elanvändningen som tagits fram inom IVA visar på ett utfallsrum från cirka 100 TWh till cirka 260 TWh mellan de lägsta och högsta utfallen. I de scenarier som visar på den högsta tillväxten av elanvändningen samverkar alla olika drivkrafter till ökad elanvändning. De största bidragen kommer från elektrifiering av transportsektorn, ståltillverkning och cementtillverkning. Trots den marginella förändringen av elanvändningen i referensscenariot är skillnaderna större i enskilda sektorer. Ökande elanvändning i vissa sektorer balanseras av en minskning i andra, främst via energieffektivisering.

Energieffektiviseringen drivs av tre faktorer: teknik, ekonomi och politik. Ny teknik leder till mer effektiva produkter, i alla fall så länge det efterfrågas av elanvändarna. Ett nytt kylskåp är till exempel mer energieffektivt än ett gammalt. Elpriset är en annan stark drivkraft för minskad elförbrukning. Utöver i den elintensiva industrin, som har el som råvara, så går det att spara pengar till exempel vid driften av större fastigheter. Dessutom kan villor med direktverkande el reducera sina kostnader genom bättre isolering eller genom att byta till värmepump. Stora delar av denna energieffektivisering sker genom en kombination av teknik och ekonomi men också lagstiftade krav. Den politiska

4. Energimyndighetens rapport: Scenarier över Sveriges energisystem 2016.

5. Slutrapport till IVA Vägval el: Elanvändningen i Sverige 2030 och 2050.

dimensionen styrs av EU-direktivet för energieffektivisering<sup>6</sup>. Syftet med direktivet är att till år 2020 nå målet om 20 procent primärenergibesparing. Konkreta åtgärder är till exempel energikartläggning i stora företag samt energimätning i byggnader, inklusive bostäder.

Minskande användning av el bidrar också till energieffektiviseringen, vilket följer av att en ökning av BNP kräver allt mindre energi. Förutom den tekniska energieffektiviseringen ingår här även den energibesparing som uppstår genom att nya eller ändrade verksamheter bidrar till BNP, till exempel genom skifte från tillverkande industri till tjänstesektorn. Den framtida effektiviseringen av elanvändningen bedöms ligga i intervallet 3–4 procent per år.<sup>7</sup> I november 2016 enades de fem partierna som står bakom Energiöverenskommelsen om mål för energieffektivisering för Sverige till år 2030. Enligt den överenskommelsen ska Sverige år 2030 ha 50 procents effektivare total energianvändning jämfört med år 2005 (mätt i termer av tillförd energi i relation till BNP).

När det gäller drivkrafter för ökande elanvändning är befolkningstillväxten den största. SCB:s prognos visar på en befolkningsökning med cirka 18 procent till år 2040.

Transportsektorn förväntas i scenariot också bidra till en ökad elanvändning. Vid en övergång från fossila bränslen till el kommer elanvändningen att öka. Om Sveriges nästan fem miljoner bilar konverteras till el så ökar användningen med cirka 12 TWh per år. En ökning av antalet elbilar förefaller mycket trolig, även om det råder större osäkerhet kring hur snabb ökningen blir och när ökningen tar fart. Utöver konverteringen av bilarna väntas också satsningar på eldrivna bussar i lokaltrafiken. I tillägg till vägtrafiken kommer dessutom den spårbundna trafiken. Här är det främst ny tunnelbana i Stockholm och Sverigeförhandlingens höghastighetsjärnväg som kan öka elanvändningen.

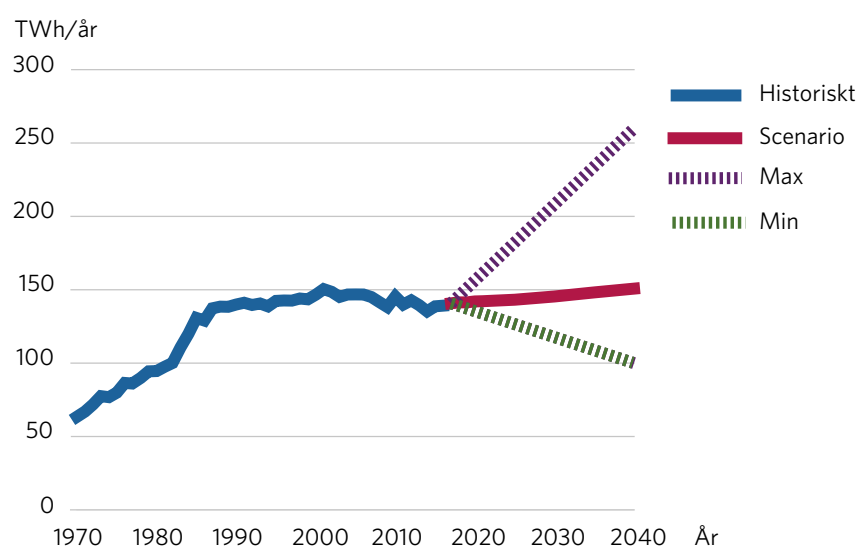
Ett annat område som kan leda till ökad elanvändning är vätgasproduktion, Power-to-Gas (P2G). Den första tillämpningen är produktion av gas till vätgasdrivna fordon. Eftersom cykeln

el-gas-el har en sämre verkningsgrad än ren eldrift leder detta till en högre elanvändning än för rena elbilar. P2G ses också som ett sätt att ta hand om överskott från förnybar elproduktion. Energin lagras då i befintligt gasnät. Det finns också planer på att ersätta fossila bränslen med gas i olika industriprocesser. Ett exempel är att kol och koks tas bort från ståltillverkningen, vilket skulle reducera utsläppen av CO<sub>2</sub>.<sup>8</sup> Detta skulle kunna öka elanvändningen med cirka 20 TWh per år.

IT är också en sektor där elanvändningen bedöms öka. Norden anses ha bra förutsättningar för installation av serverhallar och flera stora IT-bolag är redan etablerade. Säker elförsörjning, god infrastruktur och svalt klimat är faktorer som kan fortsätta att locka till fler etableringar. Närhet till kunderna (korta svartider) är däremot en faktor där Norden har svårare att konkurrera med platser på kontinenten. Därtill är konkurrensen stor både mellan kommuner och mellan länder, så alla planerade serverhallar kommer sannolikt inte att bli av. Även hos de enskilda användarna kan elanvändningen komma att öka med allt fler elektroniska produkter i såväl hem som arbetsplatser.

Sammanfattningsvis antar Svenska kraftnät att de olika drivkrafterna för ökad elanvändning i stor utsträckning balanseras av energieffektivisering. En mindre nettoökning med cirka 10 TWh/år till år 2040 förklaras av elektrifiering av vägtransporter och nya typer av industrietableringar, till exempel serverhallar. Osäkerheten är dock stor och om effektiviseringseffekterna minskar och/eller om ytterligare förbrukningsökningar sker kan den årliga förbrukningen alltså bli så stor som 260 TWh. Detta är i grunden ett mer utmanande scenario för det svenska kraftsystemet än det omvända med en totalt sett minskad förbrukning.

Förutom att elanvändningen förändras pågår en urbanisering där befolkningen rör sig mot de större städerna. Tillsammans med ökat behov från serverhallar skapar detta en utmaning för elnäten i storstadsregionerna.



Figur 2. Sveriges elanvändning. Max- och minscenarierna är hämtade från IVA<sup>9</sup>.

6. EUROPAPARLAMENTETS OCH RÅDETS DIREKTIV 2012/27/EU: om energieffektivitet, om ändring av direktiven 2009/125/EG och 2010/30/EU och om upphävande av direktiven 2004/8/EG och 2006/32/EG.

7. Slutrapport till IVA Vägval el: Elanvändningen i Sverige 2030 och 2050.

8. <http://news.vattenfall.com/sv/article/f-rnybar-el-och-v-tgas-l-sningen-f-r-co2-fritt-st-l>.

9. Slutrapport till IVA Vägval el: Elanvändningen i Sverige 2030 och 2050.

### 4.1.3 Förändrad elproduktion

I referensscenariot till år 2040 förändras elproduktionen med antagandet att all kärnkraft läggs ned, samt att vindkraft och i viss mån solkraft byggs ut medan övrig produktion i stort sett antas vara oförändrad.

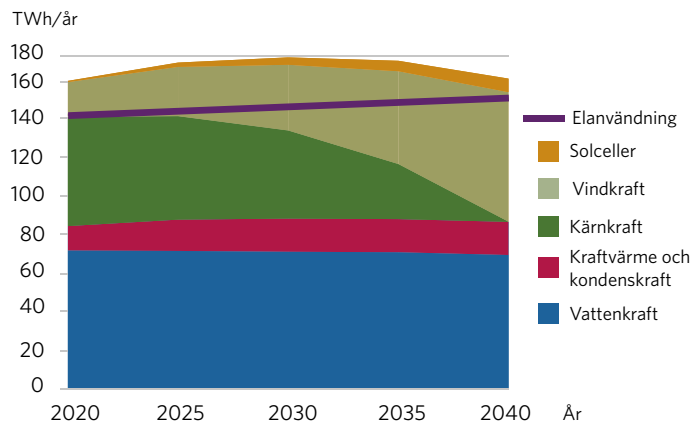
Antagandet om kärnkraftens avveckling baseras på tagna beslut och på Energikommisionens betänkande "Kraftsamling för framtidens energi". Scenariot utgår från att de fyra äldsta reaktorerna kommer att stängas senast år 2020 eftersom ägarna inte kommer att investera i förbättrad härdnödkylning. Energiöverenskommelsen innehåller ett mål för år 2040 om 100 procent förnybar elproduktion, men anger också att detta inte är ett stoppdatum för kärnkraften. I referensscenariot har det antagits att samtliga återstående reaktorer kommer att stängas till år 2040. Vidare antas i scenariot att reaktorerna kommer att stängas gradvis i perioden fram till år 2040. Detta kan exempelvis bero på att något större åtgärdsbehov eller allvarigare fel uppstår som är alltför kostsamt att åtgärda för att motivera fortsatt drift. I scenariot antas därför att en reaktor stängs före år 2030, två före år 2035 och de tre sista före år 2040.

Som tidigare nämnts är detta inte en prognos för stängning av kärnkraften. För att belysa systemutmaningarna är det dock av särskilt intresse att analysera en situation med mindre kärnkraft och särskilt situationen när all kärnkraft är avvecklad. Om det istället görs ett antagande om en teknisk livslängd på 60 år för reaktorerna, skulle samtliga reaktorer vara tagna ur drift till år 2045. En längre livslängd för kärnkraften skulle därmed innebära att vissa av de effekter som belyses här skulle kunna förskjutas några år i tid.

I Energikommisionens betänkande föreslås också att elcertifikatsystemet utökas med ytterligare 18 TWh och förlängs till år 2030. I scenariot antas att 12 TWh av detta går till ny svensk vind-



FOTO: TOMAS ÅRLENO



Figur 3. Svensk energibalans i scenariot under åren 2020-2040. Nettobalansen ökar fram till år 2030 för att sedan minska fram till år 2040. Vindkraft byggs under hela analysperioden, och kärnkraftnedläggningen tar fart år 2030. Kurvorna i figuren baseras på värden för vart femte år. Nedläggning av kärnkraftreaktorer kommer därför att innebära större stegvisa förändringar än vad som syns i figuren.

kraft, 3 TWh till förnyelse av befintlig svensk vindkraft, samt att 3 TWh går till ny norsk vindkraft innan det gemensamma svensk-norska elcertifikatsystemet stänger för nya anläggningar år 2022.

Vidare antas i referensscenariot att det kommer att investeras i cirka 7 TWh solceller. Ökningen av solceller antas komma huvudsakligen från investeringar i fastigheter som kan dra nytta av olika stödsystem. I referensscenariot hålls däremot utbyggnaden av kommersiella solparker tillbaka av brist på lönsamhet.<sup>10 11</sup>

Vattenkraften bedöms vara fullt utbyggd i dagläget. De fyra skyddade älvarna kommer inte att exploateras och de lokala vattendomarna gör det mycket svårt att bygga ut kapaciteten i befintliga anläggningar. Den totala årsproduktionen bedöms öka som en följd av klimatförändring med ökande tillrinning, men installerad kapacitet är oförändrad. I scenariot har det inte antagits någon ökad reglerförmåga i den existerande vattenkraften. Om ramvattendirektivet implementeras på ett olyckligt sätt kan det finnas risk för att vattenkraftens förmåga att reglera sin produktion begränsas genom de krav som förväntas ställas på miljögårdar i kraftverk eller genom förändringar av vattendomar.

Utbyggnaden av kraftvärmens begränsas av värmeunderläget och bedöms därför bli i stort sett oförändrad. Även om fler fastigheter kopplas till fjärrvärmenätet så kommer varmare klimat och mer energieffektiva fastigheter att balansera ökningen av värmebehovet.

Som framgår av figur 3 bedöms Sverige behålla en positiv energibalans, även om den avtar till år 2040. Effekttillräckligheten blir dock betydligt sämre, något som tydligt syns i resultaten från analyserna av referensscenariot.

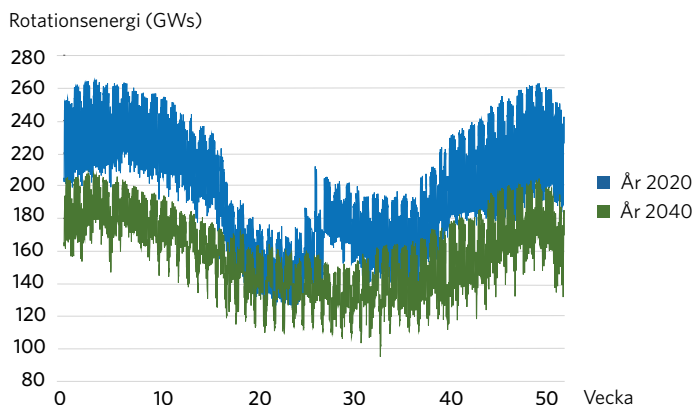
## 4.2 Referensscenariot för kraftsystemet år 2040

Enligt de antaganden som gjorts har ett scenario till år 2040 tagits fram. Resultaten ska stämma med de ingående antagandena; produktion läggs ned om den är olönsam och nyinvesteringar sker endast om de är lönsamma. Enligt antagandena är det

10. Energimyndigheten: Scenarier över Sveriges energisystem 2016, ER 2017:6; 4,5 TWh 2040

11. Energimyndigheten: Förslag till strategi för ökad användning av solel, ET 2016:16; Målbild 2040: 7-14 TWh/år





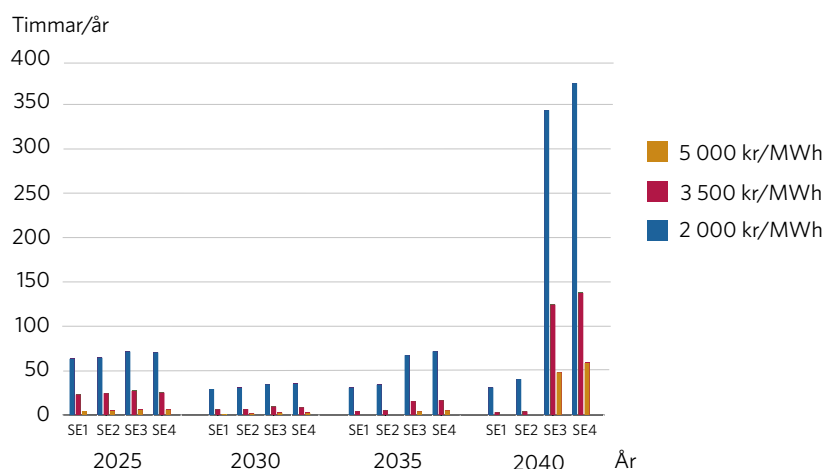
Figur 4. Simulerad svängmassa i det nordiska synkronområdet för åren 2020 och 2040. Kurvorna representerar medel av 33 väderår.

huvudsakligen vindkraft som är lönsamt att bygga, först med stöd från elcertifikatsystemet och senare på fullt ut kommersiell grund.<sup>12</sup> Merparten av den vindkraft som byggs är landbaserad men upp till 7 TWh bedöms kunna bli havsbaserad. Nedan sammanfattas några viktiga implikationer av referensscenariot.

#### 4.2.1 Minskad svängmassa

Redan i antagandet om en gradvis stängning av kärnkraften står det klart att flera tyngre synkrongeneratorer försvinner från kraftsystemet. Detta leder till att svängmassans årsmedelvärde minskar från 202 GWs till 159 GWs mellan åren 2020 och 2040.<sup>13</sup> Det lägsta värdet ändras från 121 GWs till 95 GWs för samma period. Den nya produktion som tillkommer består av vindkraft och solceller som inte bidrar med någon ytterligare mekanisk svängmassa.

Eftersom vind och sol har en marginell produktionskostnad lika med noll, eller under noll om subventioner räknas in, så kommer det dessutom i första hand att bli vattenkraften som reglerar ned i händelse av överskott i systemet.



Figur 5. Genomsnittligt antal timmar då någon form av flexibilitet kommer behövas på marknaden enligt scenariot.

#### 4.2.2 Ökad andel icke planerbar produktion

Med ökande andel icke planerbar produktion i kraftsystemet utvidgas det balanseringsarbete som måste hanteras av den reglerbara produktionen. Så länge vinden samvarierar med elanvändningen är allt gott och väl, men vid tillfällen när vinden avtar samtidigt som elanvändningen ökar så blir balanseringsbehovet betydligt mer omfattande.

Även om vattenkraften innebär en stor tillgång när det gäller balansering av både elanvändning och förnybar produktion så finns det begränsningar i vattendomarna. Många kraftverk är byggda med utgångspunkten att det är elanvändningens dygnsvariation som ska balanseras. Vindkraft och solceller fanns i princip inte i systemet när dagens vattenkraftverk byggdes.

#### 4.2.3 Ökad effektbrist

Enligt de underliggande antagandena visar analysen att det huvudsakligen är vindkraft som byggs ut i takt med att kärnkraften avvecklas. Fram till år 2030 med hjälp av elcertifikat och därefter på kommersiell grund. Även solceller byggs ut med hjälp av olika stödsystem. Till år 2040 har Sverige enligt scenariot cirka 67 TWh vindkraft och 7 TWh solceller. Med så mycket förnybar produktion ersätts kärnkraften energimässigt, men den väderberoende produktionen gör samtidigt att det både blir många timmar med låga priser och många timmar med höga priser till följd av effektbrist.

Trots många timmar med högt elpris är bedömningen att årsmedelpriserna inte är tillräckligt höga för att motivera investerare att ta beslut om ny produktion. Därtill kan framtida investeringar påverkas negativt av en generell osäkerhet kring den framtida utvecklingen.

När kärnkraften enligt scenariot avvecklas till år 2040 riskerar södra Sverige (SE3 och SE4) att uppleva i genomsnitt nästan 400 timmar per år med effektbrist, då någon form av flexibilitet kommer att krävas på marknaden. En del av denna flexibilitet finns redan idag främst i form av elintensiv industri. För extrema väderår visar dock scenariot på ett betydligt högre antal timmar med effektbrist.

12. Vattenkraft och avfallsseldad kraftvärme är också lönsamt, men potentialen för utbyggnad bedöms som liten.

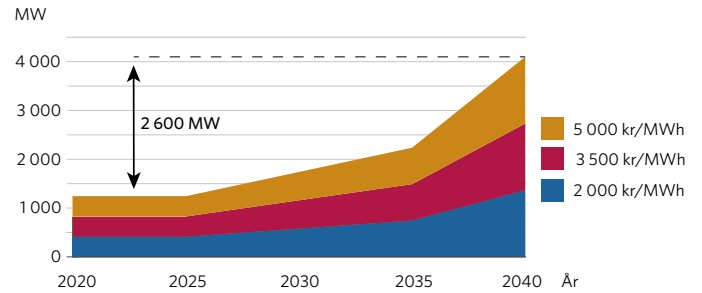
13. Aktuellt scenario kombinerat med data från ENTSO-E:s projekt Inertia2 som studerar svängmassan i det nordiska synkrona systemet.

För att studera marknadseffekten av det höga antalet bristtimmar har det antagits att någon resurs kommer att tillföras marknaden, även om det i dagsläget är oklart vilken resurs detta kommer att vara. I scenariot kommer det att krävas ett tillskott av cirka 2 600 MW av någon form av flexibilitet för att undvika effektbristen, vilket utgör mer än dagens effektreserv. Även om det finns en stor osäkerhet i denna siffra är behovet av en ökad mängd flexibilitet tydligt.

Dagens flexibilitet utgörs till stor del av elintensiv industri, vilket gör att priset ligger ganska högt. Det är idag svårt att förutspå vid vilken prisnivå flexibilitet kommer att tillföras kraftsystemet år 2040, men Svenska kraftnät har valt att prissätta denna resurs i nivå med den flexibilitet som idag finns på marknaden, dvs. i intervallet 2 000–5 000 kr/MWh. Sammantaget blir det viktigt att undersöka i vilken utsträckning ökad förbrukningsflexibilitet, energilagring eller ny flexibel produktion kan bidra till att förbättra effektillräckligheten.

#### 4.2.4 Prisskillnader och flaskhalsar

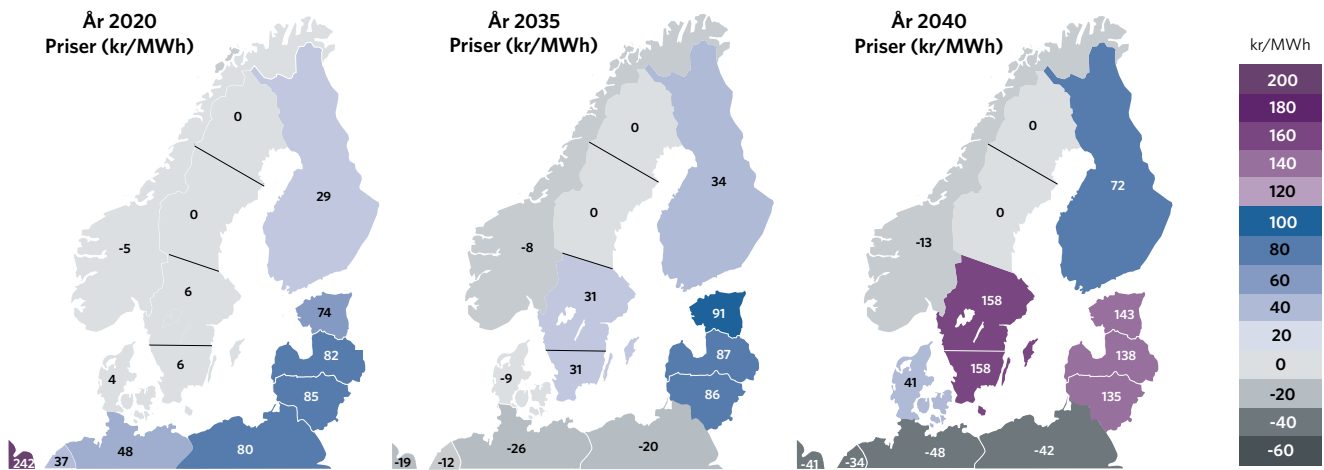
Jämfört med idag förändras två saker i scenariot. Dels flyttas flaskhalsen från Snitt 4 till Snitt 2 och dels ökar prisskillnaden mellan norra och södra Sverige.<sup>14</sup> Prisskillnaden över Snitt 2 (SE2-SE3) förväntas med ovanstående antaganden att bli cirka 160 kr/MWh. För extrema väderår blir skillnaden betydligt större. En halvering av priserna för den flexibla resursen bedöms resultera i en knapp halvering av prisskillnaden över Snitt 2 till



Figur 6. Antagen ökning av flexibilitet som behövs för att undvika effektbrist. Drygt 2,6 GW av planerbara resurser måste tillföras jämfört med dagens situation. Effektreserven, som för kommande säsong uppgår till 750 MW, är inte medräknad i diagrammet eftersom lagen om effektreserv endast gäller till år 2025.

cirka 90 kr/MWh, räknat som årsmedelvärde.

Det är viktigt att notera att prisskillnaderna är ett resultat av de antagna priserna för den flexibla resursen som behöver tillföras. Det går inte idag att säga vid vilka prisnivåer framtidens flexibilitet kommer att aktiveras. Syftet med denna analys är inte att prognostisera elpriset för år 2040, utan att peka på att det kan behövas stora mängder flexibilitet för att ersätta elproduktion som inte är lönsam att investera i.



Figur 7. Prisskillnad relativt elområde SE2 per övrigt elområde för åren 2020, 2035 och 2040. För år 2040 uppgår prisskillnaden över Snitt 2 (SE2-SE3) till cirka 160 kr/MWh. I simuleringen har Norge och Danmark delats upp i olika prisområden, vilka inte framgår av figuren.

14. Med snitt avses flaskhalsarna i nord-sydlig riktning i det svenska kraftsystemet. Snitt 1, 2 och 4 sammanfaller från norr till syd med gränserna mellan de svenska elområdena.



## SYSTEMUTVECKLING

I den inledande delen av Systemutvecklingsplanen beskrivs mer generellt hur olika drivkrafter ger en bild av i vilken riktning kraftsystemet kommer att utvecklas fram mot år 2040. Med det som utgångspunkt, och utifrån resultaten från olika analyser, har tydliga utmaningar mot den långsiktiga leveranssäkerheten beskrivits.

Den pågående utvecklingen på elmarknaden innebär stora förändringar i produktionsapparaten som skapar stora utmaningar för kraftsystemet. De stora förändringar som i första hand påverkar kraftsystemet är att antalet produktionskällor med synkrogeneratorer (som kärnkraft) minskar till förmån för andra typer och mer icke planerbar elproduktion. Detta skifte ger flera olika konsekvenser och skapar utmaningar för kraftsystemet.

Färre synkrogeneratorer leder till mindre svängmassa i kraftsystemet. Detta påverkar flera delar av systemet men framförallt påverkar det möjligheten att hålla frekvensen inom givna gränser. Den nya typen av elproduktion, av mer volatil karaktär som vind och sol, ökar och kommer att ställa högre krav på möjligheten att hålla kraftsystemet i balans.

Ytterligare en konsekvens är svårigheter att kunna garantera tillräcklig effekt i alla delar av landet, speciellt under de tider då

förbrukningen är hög och det samtidigt inte blåser tillräckligt för att vindkraften ska kunna täcka behovet av elförbrukningen. Då måste annan produktion, import eller reducerad förbrukning täcka upp underskottet. Det omvända problemet kommer också att uppstå, dvs. att en hög vindkraftsproduktion samtidigt som elförbrukningen är låg ger ett överskott på el.

Dessutom lokaliseras inte ny elproduktion på samma platser som den som avvecklas, vilket innebär att nätkapaciteten i systemet blir ytterligare en utmaning. Detta förstärks av att mer effekt måste installeras för att producera samma mängd energi jämfört med dagens elproduktion. För låg nätkapacitet mellan elområden eller mot utlandet kommer därför att leda till både längre perioder med olika elpriser och större prisdifferenser inom landet och mot omvärlden.

I de följande delarna av Systemutvecklingsplanen fördjupas de olika utmaningarna i kraftsystemet och de åtgärder och förändringar som Svenska kraftnät kommer att arbeta med under den kommande tioårsperioden konkretiseras. En viktig del i lösningen ligger i att hela systemet ska utvecklas som en helhet. Därför fokuserar Systemutvecklingsplanen på både drift- och marknadsrelaterade förändringar samt åtgärder för att utveckla och bygga ut nätet.



## 5. KRAFTSYSTEMSTABILITET

### SAMMANFATTNING

Den framtida utmaningen ligger i att fastställa kraftsystemets stabilitetsmarginaler och att anpassa styrningen av alla komponenter så att de stöttar stabiliteten i systemet efter möjlig förmåga. Konkret syftar det till att säkerställa systemets frekvens-, spännings- och rotorvinkelstabilitet. Det krävs i det perspektivet även mer generella åtgärder för att kunna förbättra stabiliteten i det framtida systemet. Svenska kraftnät arbetar bland annat med att utveckla förmågan till realtidsövervakning samt motåtgärder och automatisk reglering av stabilitetsfenomenen.

#### Frekvensstabilitet

De nyligen avslutade gemensamma nordiska projekten som syftar till att analysera nuläge och åtgärdsbehov pekar på att en ny strategi behöver tas fram för den framtida frekvenshållningen. Svenska kraftnät arbetar nu tillsammans med de övriga nordiska systemoperatörerna för att ta fram en sådan strategi. Några delar i strategin kommer att utgöras av följande:

- > Utveckling av verktyg för att beräkna hur mycket svängmassa som finns tillgänglig i systemet.
- > Utveckling av en lösning för att kunna minska dimensionerande fel vid behov.
- > Nya krav på systemtjänster för primärreglering och deras prestanda för att säkerställa systemstabilitet. Denna lösning hanterar frekvensstabilitet ner till en viss nivå på svängmassan givet det i dagsläget största dimensionerade felet.
- > Vidareutvecklade krav med hänsyn till aktuella nivåer på svängmassan. Det kan även innebära nya snabbare systemtjänster och anpassning av marknaden för att uppfylla systemets behov.

#### Spänningsstabilitet

Den strategi för spänningshållningen som Svenska kraftnät nu arbetar fram kommer bland annat att innehålla följande:

- > Utveckling av nya krav på dynamisk spänningsreglering för olika typer av anslutningar och produktion.
- > Svenska kraftnät kommer i större omfattning än tidigare att göra investeringar i anläggningar som kan leverera dynamisk spänningsreglering.

#### Rotorvinkelstabilitet:

Att nätet innehåller mindre svängmassa innebär också att risken för rotorvinkelinstabilitet ökar.

Svenska kraftnät arbetar därför med följande:

- > Genom ny teknik och bättre verktyg i kontrollrummet förbättra möjligheterna att övervaka fenomenen.
- > Ta fram nya åtgärder för att kunna dämpa effektpendlingar.

Tidigare nämndes stabilitetsbegreppet i relation till systemets tillförlitlighet. I detta kapitel utvecklas innebörden i stabilitetsbegreppet och på vilket sätt stabiliteten utmanas av förändringarna i kraftsystemet. Vidare ges en överblick över vilka utredningar som pågår samt en beskrivning av inriktningen för Svenska kraftnäts arbete framöver.

## 5.1 Det komplexa kraftsystemet

Som tidigare nämnts pågår i ett kraftsystem många parallella förlopp som måste övervakas och styras samordnat för att systemet ska vara stabilt och driftsäkert. Förbrukning och produktion varierar kontinuerligt och därmed även andra för systemet kritiska parametrar som ström, spänning och frekvens. Variationerna gäller inte bara hur stor amplitud (svängningsvidd) som pendlingar har eller hur mycket ström, spänning och frekvens ändras vid olika händelser. Hastigheten med vilken variationerna sker är också av betydelse och varierar från minuter till millisekunder. Fenomenen grundar sig i fysikaliska lagar vilka är grunden för hur kraftsystemet drivs. Kraftsystemet är med andra ord ett dynamiskt och komplext system som ur ett regler tekniskt perspektiv brukar beskrivas som "en enorm multi-variabel process som verkar i en miljö av ständig förändring".

Att utforma ett stort kraftsystem med målet att kostnadseffektivt säkerställa stabil drift är en komplex och kontinuerlig process som aldrig blir helt färdig. Historien har visat att nya fenomen kan uppstå i kraftsystem under mindre och större utvecklingsfaser. Dessa fenomen är av olika karaktär men har det gemensamt att de kan leda till instabilitet om de inte motverkas genom övervakning och styrning. I många fall har dessa "nya" instabilitetsfenomen uppstått utan att uppmärksammas förrän efter att de orsakat stora störningar. Stora störningar medför stora kostnader och förmågan att hela tiden utveckla metoder och verktyg för att övervaka och styra kraftsystemet mot dess stabila läge är central för systemets fortsatta leveranssäkerhet och kostnadseffektivitet.

Att systemet är stabilt innebär att det skapats en jämvikt mellan de, i många fall, motverkande krafter som ett kraftsystem inrymmer. Eftersom både små och stora störningar rubbar denna jämvikt (stabilitet) måste också kraftsystemets förmåga att snabbt uppnå ett nytt jämviktsläge efter en störning tas i beaktande när systemets stabilitet bedöms.

Dynamiken som nämns ovan innebär att varje kraftsystem är i ständig "rörelse" runt sitt jämviktsläge. Störningar i form av kortslutningar, jordfel, bortkoppling av produktion och andra kraftsystemkomponenter medför att storheter som ström, spänning och frekvens mycket snabbt kan variera och börja pendla mot, för systemstabiliteten, kritiska nivåer. Detta kan skapa flera samtidigt reaktioner i kraftsystemets många parallella förlopp.

Att en kritisk kraftsystemkomponent kopplas bort av ett skyddssystem kan påverka kraftsystemet på olika sätt. Exempelvis kan det medföra ändrade överföringsmönster, ändrade spänningsnivåer, att roterande maskiner ändrar rotationshastighet (frekvens), att regulatorer för frekvens och spänning hos både produktion och nätkomponenter aktiveras, att förbrukningen ändras samt att ytterligare skyddssystem som



FOTO: TOMAS ARLEMO

finns för att skydda enskilda komponenter aktiveras. En sådan kedjereaktion försvagar systemet och leder till osäker drift av kraftsystemet, ett tillstånd då kraftsystemet blir mycket sårbart med konsekvensen att en ytterligare, normalt "trivial" störning plötsligt kan leda till en kollaps av hela systemet.

För att systemet ska vara stabilt krävs att de variationer som uppträder vid normaldrift kan hanteras och att det finns funktioner på plats för att snabbt återföra systemet till ett nytt stabilt läge i samband med störningar. Dessa kritiska funktioner går under samlingsnamnet Systemtjänster och skiljer sig åt beroende på vilket stabilitetsproblem som ska lösas.

## 5.2 Nätstyrka och svängmassa – kritiska faktorer

Nätstyrka och svängmassa är två mycket kritiska kraftsystemfaktorer som, fram till nyligen inte varit i så stort fokus. Anledningen till att de nu uppmärksammas är det faktum att nivån på nätstyrka och svängmassa utgör randvillkor för systemtjänsternas och systemskyddens design och funktion. Att bland annat dessa faktorer nu rör sig mot nya nivåer påverkar i hög grad kraftsystemets funktion. Därför är det sannolikt att det behöver göras genomgripande förändringar och stakas ut en ny väg för systemstabiliteten som helhet (en övergripande strategi) men också för dess delar, vilket tas upp längre fram i kapitlet.

Nuvarande stabilitetsstrategier har fungerat väl men är i huvudsak anpassade till det kraftsystem som byggdes upp före elmarknadsreformen. De skyddssystem och kritiska reglerfunktioner (systemtjänster) som ingår i strategierna har inte utformats för det mer ekonomiskt optimerade och volatila kraftsystem som nu växer fram. Den utveckling som pågår innebär en ny riktning där systemet över tid kommer att stressas hårdare och där stabilitetsmarginalerna kommer att minska. Kraftsystemet kommer då att vara betydligt mindre robust än det har varit och kraven på observerbarhet och styrbarhet kommer att öka markant.

Ökad observerbarhet och styrbarhet blir därför en viktig del av de nya strategier som måste implementeras för att kunna driva kraftsystemet stabilt med denna nya situation. Det är en så pass fundamental förändring så att de nya strategierna också



FOTO: TOMAS ÅRENO

behöver bygga på delvis nya tankesätt, en ny stabilitetsfilosofi för kraftsystemet behöver tas fram.

Det finns ingen färdig lösning idag med det pågår ett omfattande utvecklingsarbete inom flera områden. Det är dock viktigt att betona att förändringarna som här nämns på ett eller annat sätt kommer att påverka alla aktörer på elmarknaden.

Det som i dagsläget kan sägas om inriktningen för kommande strategier är följande:

- > Kraven på systemtjänster kommer generellt att öka och kommer mycket tydligare återspegla och anpassas till systemets behov. I vissa fall kan markanta förändringar i kraven förväntas.
- > Nya och utvecklade systemtjänster kommer att behövas.
- > Kraven på data och verktyg för att övervaka och styra systemstabiliteten i det operativa skedet kommer att behöva öka, även uppföljning blir centralt.
- > Kraven på att prova systemtjänsternas verkliga prestanda kommer att öka jämfört med tidigare, både vad gäller att uppfylla krav för att leverera befintliga systemtjänster men också för ny teknik med potential att leverera nya systemtjänster.
- > Det behövs mer av proaktivt och långsiktigt arbete, som inte bara fokuserar på aktuella problemområden, utan också kontinuerligt utvecklar kompetens och arbetssätt inom stabilitetsområdet som helhet. De satsningar som genomförs inom FoU kommer att ha en stark koppling till de nya strategierna.

Nedan följer en djupare genomgång av utmaningar, lösningar och pågående arbeten inom de tre områden som kraftsystem-

stabilitet kan delas in i: frekvensstabilitet, spänningsstabilitet och rotorvinkelstabilitet.

### 5.3 Frekvensstabilitet

Frekvensstabilitet som begrepp handlar om kraftsystemets förmåga att upprätthålla en stadig frekvens efter att det utsatts för en större störning i balansen mellan produktion och förbrukning. Om störningens omfattning är inom N-1-kriteriet ska systemtjänsterna för frekvensregleringen (primärregleringen) automatiskt hantera situationen och balansera systemet inom fem till tio sekunder. Frekvensen kan sedan återställas manuellt (sekundärreglering) till samma nivå som innan störningen.

Vid störningar utöver N-1-kriteriet är primärregleringen inte dimensionerad att klara av att återställa frekvensen till ett nytt stabilt läge på egen hand. Då ska istället en rad skyddsfunktioner aktiveras för att stabilisera frekvensen. Syftet med dessa funktioner är att stabilisera systemet med ett minimalt inslag av ofrivillig bortkoppling av elanvändare. Vid extremt kraftiga frekvensfall kan detta emellertid inte undvikas utan förbrukningsfrånkoppling blir en nödvändighet för att rädda systemet. Traditionellt har frekvensstabilitet relaterats till reserverna och generellt kan sägas att frekvensinstabilitet beror på felaktig funktion i primärregleringen eller en felaktig kravbild för primärregleringen, otillräcklig mängd reserver eller en otillräcklig effekt av skyddssystemet för extrema störningar. Ett randvillkor för de krav som ställs på både primärregleringen och skyddssystemen är systemets samlade nivå av svängmassa. Det innebär, vid sjunkande nivåer av svängmassa, att primärregleringen och skyddsfunktionerna vid en viss lägre nivå inte längre kommer att kunna stabilisera frekvensen om de inte succesivt anpassas till

de nya förhållandena i kraftsystemet som bland annat minskande svängmassa medför.

Svängmassan, reserver och skyddssystem är emellertid inte de enda faktorerna som påverkar frekvensstabiliteten. Den maximala obalans (dimensionerande fel) som kan uppstå är en annan faktor och kraftsystemets självreglering vid frekvensfall ytterligare en. Den senare är ett fenomen som innebär att förbrukningen i viss mån minskar vid frekvensfall – ett fenomen som delvis hjälper till att stabilisera frekvensen. Hur stort bidraget är varierar och påverkas av en rad olika faktorer.

Att tillfälligt och marginellt minska dimensionerande felet, dvs. den maximala obalans som systemet kan utsättas för, är också något som minskar risken för instabilitet. Detta bör bara ske om det är nödvändigt och om det kan motiveras samhällsekonomiskt. I detta sammanhang är det viktigt att poängtera att de största produktionsanläggningarna driver upp kostnaderna för primärregleringen under hela året, i och med att ju större produktionsbortfall som kan ske i ett kraftsystem desto mer reserver måste systemoperatörerna ha att tillgå.

Eftersom det finns en dynamik mellan svängmassa, största momentana obalans och reserver är det inte självklart att utmaningen med lägre svängmassa enbart ska hanteras genom att primärregleringen uppgraderas eller genom att svängmassan ökas. Dels finns det tekniska begränsningar för den befintliga maskinparkens förmåga att leverera precis det kraftsystemet behöver i form av snabb och stabil primärreglering. Dels går det att, under korta perioder, reglera största tillåtna felfall (obalans) till en nivå som kraftsystemet för stunden klarar att hantera utan ökad risk för att förbrukning kopplas bort.

Vidare är det ingen självklarhet att mer av dagens reserver kan säkerställa frekvensstabiliteten då nivån på svängmassan sjunker. Att enbart öka mängden reserver är inte nödvändigtvis lösningen på minskad svängmassa i systemet. Det kan förklaras med följande exempel:

Primärregleringen fungerar så att den mäter frekvensen och försöker motverka frekvensavvikelse genom att justera produktionen. Dock tar det en viss tid för det automatiska systemet och kraftverken att justera produktionen. Med för stor mängd reserver finns det risk för att primärregleringen överkompenserar. Detta resulterar i att primärregleringen återigen försöker kompensera, men i motsatt riktning. Risken är då att systemet kommer i självsvängning med regleringssystemet.

Det finns olika lösningar för att hantera ett kraftsystem med minskad svängmassa, men oavsett vilket eller vilka alternativ som väljs kommer detta definitivt att innebära ökade krav på att primärregleringen levererar systemtjänster med rätt kvalitet.

Förutom de tre huvuddelar som utgör grunden för frekvensstabilitet, svängmassa, reserver samt dimensionerande fel (momentan obalans) så är anläggningars beteende (tekniska egenskaper) vid störningar också av stor vikt för kraftsystemets förmåga att återgå till ett nytt stabilt läge. Dessa tekniska egenskaper regleras genom anslutningskoder eller avtal och specificerar till exempel vilka förhållanden anläggningar måste tåla utan att kopplas bort samt vid vilka förhållanden de får kopplas bort. Det som ska undvikas med dessa krav är att flera anläggningar kopplas bort samtidigt i samband med normala störningar.

Det råder ingen tvekan om att det blir mer utmanande än tidigare att stabilisera kraftsystemet framöver. Det kommer att bli viktigare än någonsin att ha en detaljerad överblick på alla delar i kraftsystemet för att säkerställa leveranssäkerheten i realtid och att allt fungerar som det är tänkt.

Eftersom det är flera faktorer som påverkar frekvensstabiliteten så måste olika lösningsstrategier utredas. För närvarande pågår ett omfattande utredningsarbete med avseende på framtida frekvensstabilitet. Då frekvensstabilitet berör hela det synkrona systemet sker detta arbete på nordisk nivå. Insikter och slutsatser av det arbetet indikerar att en ny mer utvecklad frekvensstabilitetsstrategi behöver tas fram. Bland annat behövs ett utvecklat arbetssätt för att hitta ett dynamiskt optimum mellan storlek på dimensionerande fel, nivå av svängmassa och primärreglering samtidigt som kravet avseende frekvens alltid inryms.

För att få fram underlag till en uppgraderad frekvensstabiliseringsstrategi i Norden pågår fyra parallella utredningsprojekt som har starka beroenden sinsemellan. Ett projekt ska ta fram och rekommendera en metod för att fastställa och värdera frekvenskvaliteten ur ett samhällsekonomiskt perspektiv. Ett annat projekt ska ta fram förslag på nya krav för reservsystemtjänsterna FCR-N och FCR-D. Ett tredje projekt ser över och föreslår en ny utformning av förbrukningsfrånkopplingssystemet relativt de nya förhållanden som kommer att råda. Det fjärde projektet syftar till att utreda och besvara prioriterade frågeställningar som rör utmaningarna med mindre svängmassa samt rekommendera lösningar och fortsatt utredningsarbete. De prioriterade uppgifterna för detta projekt är:

- > Utveckla en förbättrad metod för att kunna estimerar nivån av svängmassan i realtid.
- > Föreslå åtgärder för att hantera låga nivåer av svängmassa.
- > Utveckla en metod för att kunna estimerar marginalen för frekvensstabilitet.



FOTO: TOMAS ÅRLEVO





FOTO: HASSEKSSON

På senare år har det diskuterats mycket om så kallad syntetisk svängmassa. Det kan beskrivas som det extra bidrag i form av elektriskt moment som fås genom styrning proportionellt mot frekvensförändringen per tidsenhet. Den syntetiska svängmassan kan till exempel komma från vindkraftverk där effektuttaget kortsiktigt ökas eller minskas genom att utnyttja vindkraftverkets upplagrade rotationsenergi. Syntetisk svängmassa innebär att svaret från en enhet efterliknar svaret från svängmassan hos synkrogeneratoren.

Ett bredare begrepp är snabb frekvensregleringsreserv (FFR - fast frequency reserve) som är en systemtjänst med snabb aktiveringstid men inte nödvändigtvis efterliknar synkrogenerators inneboende egenskap. Frivillig momentan reduktion av elanvändning, vindkraftparker och batterier är några exempel som kan tänkas leverera en sådan tjänst. Syftet med tjänsten är att täcka upp inverkan av en minskad svängmassa genom att leverera en snabb reserv som kortvarigt levererar effekt. Tekniskt sett kan även likströmsförbindelserna leverera en mycket snabb och uthållig tjänst under förutsättning att möjligheten finns på andra sidan förbindelsen. Denna tjänst finns i dagsläget inte i det nordiska systemet men är något som studeras närmare i detta fjärde projekt. I framtiden ger GL EB systemansvariga möjligheter att reservera kapacitet på förbindelser för systemtjänster, vilket skapar förutsättningar för att utnyttja likströmsförbindelserna för detta ändamål. Svenska kraftnät har konstaterat att frekvenskvaliteten och frekvensstabiliteten kommer att vara en stor utmaning i framtiden och åtgärder behöver vidtas. De projekt som genomförts och fortfarande pågår indikerar att en ny strategi behöver tas fram som säkerställer den framtida frekvenshållningen.

## 5.4 Spänningsstabilitet

Spänningsstabilitet som begrepp berör ett kraftsystems förmåga att upprätthålla stabila spänningsnivåer och återgå till ett nytt jämviktsläge efter att ha utsatts för en störning. För att ett system ska vara spänningsstabilt krävs att systemets behov av reaktiv effekt i varje enskild del av nätet kan tillgodoses. Om detta villkor inte är uppfyllt betraktas systemet som spänningsinstabilt med minskade marginaler till att spänningskollaps kan inträffa. En spänningskollaps kan innebära elavbrott för hela eller delar av systemet. Spänningskollaps var upphov till den senaste störningen i södra Sverige (år 2003).

Vid långsam spänningsinstabilitet är det främst förbrukningens beteende vid störningar som ligger bakom då den tenderar att återställas till den nivå den var på innan störningen, utan att anpassa sig till systemets nu reducerade förmåga att överföra effekt. Denna process kan i värsta fall leda till spänningskollaps.

Anledningen till att varje del av nätet måste ha rätt mängd reaktiva resurser följer av de fysikaliska lagarna vilka säger att reaktiv effekt i princip inte kan överföras över stora avstånd. Då flödet av reaktiv effekt på stamnätet i princip drivs av spänningsskillnader mellan olika områden innebär det att överföring av reaktiv effekt kan förvärra spänningsinstabiliteten vid störningar. Det är alltså viktigt att den reaktiva effekten produceras eller konsumeras på rätt ställen i nätet för att säkerställa spänningsstabiliteten. Denna nödvändiga geografiska spridning av de reaktiva resurserna är förklaringen till att det inte lämpar sig att ha en marknadsplats för reaktiv effekt.

En annan kritisk faktor är vilken typ av kraftsystemkomponent som bidrar till spänningshållningen. Det finns två huvudgrupper av komponenter, dels de dynamiska steglösa komponenterna (generatorer och kraftelektronik) och dels de



FOTO: TOMAS ÅRLEMO

brytarkopplade, stegvisa, komponenterna som shuntkondensatorer och shuntreaktorer.

De dynamiska komponenterna är i många avseenden överlägsna de brytarkopplade komponenterna men de är också mycket dyrare. Samtidigt finns det en teknisk gräns för hur många brytarkopplade komponenter som kan finnas i systemet utan att det blir instabilt. För att systemet effektivt och säkert ska kunna återgå till ett nytt jämviktsläge efter en störning krävs att det innehåller en viss mängd snabba, dynamiska, steglösa, komponenter.

Nedläggning av kärnkraft med synkrongeneratorer som är direktanslutna till stamnätet innebär att mängden dynamiska komponenter som har betydelse för överföringssystemets spänningsstabilitet minskar. Det medför att Svenska kraftnät behöver kompensera för denna brist med nätkomponenter. Vilken dynamisk funktionalitet som ställs på komponenterna behöver utredas, men klart är att det kommer att behövas fler nätkomponenter med dynamiska egenskaper i stamnätets södra delar. Det är inte något stort tekniskt komplicerat problem men ökar kostnaderna för stamnätsdriften.

Den nya produktion som ansluts till nät på lägre spänningsnivåer i systemet kan inte ersätta spänningsregleringen på stamnätet. Spänningsreglering måste ske i rätt punkt och reaktiv effekt kan inte effektivt transporteras mellan spänningsnivåer i systemet. Verkningsgraden blir då helt enkelt för låg.

Kraven på spänningsregleringen, både vad gäller att hålla spänningen inom i nätkoderna fastställda gränser och reaktiva reserver för spänningsstabilitet, är generiska. Det gör att det blir svårt att förlita sig till spänningsreglering från produktion som inte är planerbar, eftersom inte heller systemtjänster som denna levererar blir planerbara. Dessutom kvarstår problemet som

nämnts med att verkningsgraden på stamnätsspänningen är låg från reaktiva resurser i nät på lägre spänningsnivåer.

Utbyggnaden av den icke planerbara produktionen har även förändrat det aktiva effektlödesmönstret. Ny produktion har anslutits till region- och lokalnät i mellersta och södra Sverige vilket har resulterat i att stamnätet tidvis avlastas betydligt, med höga spänningar som följd. Sammantaget innebär det att behovet av spänningsreglerande åtgärder för stamnätet ökar och kommer att öka ytterligare. Det gäller alltså åtgärder för att både kunna upp- och nedreglera spänningen.

Spänningsreglering med anslutna synkronmaskiner kommer även i framtiden att spela en stor roll i norra och mellersta Sverige där huvuddelen av vattenkraftgeneratorerna finns. Det förutsätter dock att de är anslutna till nätet när de behövs och att regleringen är rätt inställd.

Med nuvarande marknadsmodell kommer driftsituationer att uppstå där variabla, icke planerbara, produktionsanläggningar prismässigt tränger ut delar av vattenkraftgeneratorernas aktiva produktion från marknaden. Eftersom det finns betydande svårigheter med att utforma en väl fungerande marknad som ger aggregatsägarna ekonomiska incitament att driva generatorerna i synkron drift, dvs. att producera eller konsumera enbart reaktiv effekt för att reglera spänningen, går det inte att räkna med att aggregaten alltid finns tillgängliga. Därmed är det nödvändigt att delar av spänningsregleringen sker genom utbyggnad av spänningsreglerande utrustning i näten och Svenska kraftnät behöver därför säkerställa att detta sker. I de flesta fall innebär det att brytarkopplade resurser behöver installeras. När avvecklingen av kärnkraft inleds kommer spänningsregleringen med hjälp av synkronmaskiner sannolikt att ersättas av spänningsreglerande nätkomponenter. De HVDC-förbindelser



FOTO: HANS BLOMBERG/VATTENFALL

(NordBalt och SydVästlänken) som nu ansluts i södra Sverige kommer även att bidra till en förbättrad spänningshållning genom sin förmåga att leverera reaktiv effekt till stamnätet.

För att säkerställa att stamnätet har en stabil spänningshållning som garanterar ett fortsatt stabilt kraftsystem utreds för närvarande dessa utmaningar. Utredningen ska leda fram till en strategi som ska lägga fast riktningen för hur stamnätets spänningshållning ska utformas.

## 5.5 Rotorvinkelstabilitet

Begreppet rotorvinkelstabilitet omfattar hur rotorvinklarna för de olika synkrona generatorer som är anslutna till kraftsystemet förhåller sig till varandra. Rotorvinkelstabilitet handlar alltså i första hand om att dämpa den inbördes rörelse som finns mellan generatorernas rotor. Ett mått på denna rörelse är hur mycket rotorernas inbördes vinkelskillnad varierar. Bli vinkelskillnaden för stor mellan systemets generatorer kan det resultera i att en eller flera generatorer tappar synkroniseringen med resten av systemet och kopplas bort. Vid störningar i systemet kommer rotorvinklarna att förändras och det kan uppstå effektpendlingar mellan generatorerna. Det som bestämmer hur stora dessa effektpendlingar blir är störningens storlek, varaktigheten av störningen och hur systemets dämpning fungerar. Bli dessa effektpendlingar för stora kan det leda till systemkollaps.

Rotorvinkelstabilitet delas in i två undergrupper, småsignalstabilitet och transient stabilitet. Med småsignalstabilitet menas hur systemet hanterar små störningar, som till exempel att den mekaniska effekten i en generator förändras med 10 procent. Med transient stabilitet menas istället systemets förmåga att hantera större störningar som till exempel kortslutningar.

Elnätet som binder samman generatorerna fungerar som

ett fjädrande system och vinkelskillnaden mellan generatorernas rotor beror av effektöverföringen i nätet. Stabiliteten kan bevaras om nätet är "trögt" och har tillräcklig nätstyrka för att klara störningen och återföra systemet till ett nytt stabilt läge genom att pendlingar som följer av störningen dämpas ut.

Naturliga åtgärder för att förbättra ett kraftsystems stabilitet (nätstyrka) är nätförstärkningar, att öka kortslutningseffekten eller spänningsstöttande åtgärder.

Den förändring som systemet nu genomgår kommer att innebära att det drivs under nya förhållanden och effektflöden, vilket nuvarande reglersystem inte är optimerade för. Förändringarna i kraftsystemet bidrar till att minska marginalerna till rotorvinkelinstabilitet på grund av att:

- > Produktion som inte är synkront ansluten till systemet (sol och vind) har andra egenskaper än synkront ansluten produktion och bidrar inte på samma sätt med kortslutningseffekt till systemet. Bidraget till kortslutningseffekten från icke synkront kopplad produktion beror till stor del på hur den styrs under förloppet. Nätstyrkan kommer att minska med förändrad produktionsmix och marginalen till instabilitet minskar.
- > Synkrogeneratorer i det nordiska kraftsystemet är utrustade med dämptillsatser (PSS:er, Power System Stabilizers) som automatiskt hjälper till att dämpa pendlingar i systemet. Förändringen innebär alltså att även dämpbidrag från PSS:er minskar, vilket kan krympa marginalerna till rotorvinkelinstabilitet ännu mer.
- > En tredje faktor som kan minska marginalerna till instabilitet är det faktum att överföringen i systemet ökar och att fler utlandsförbindelser kommer att byggas. Det innebär att

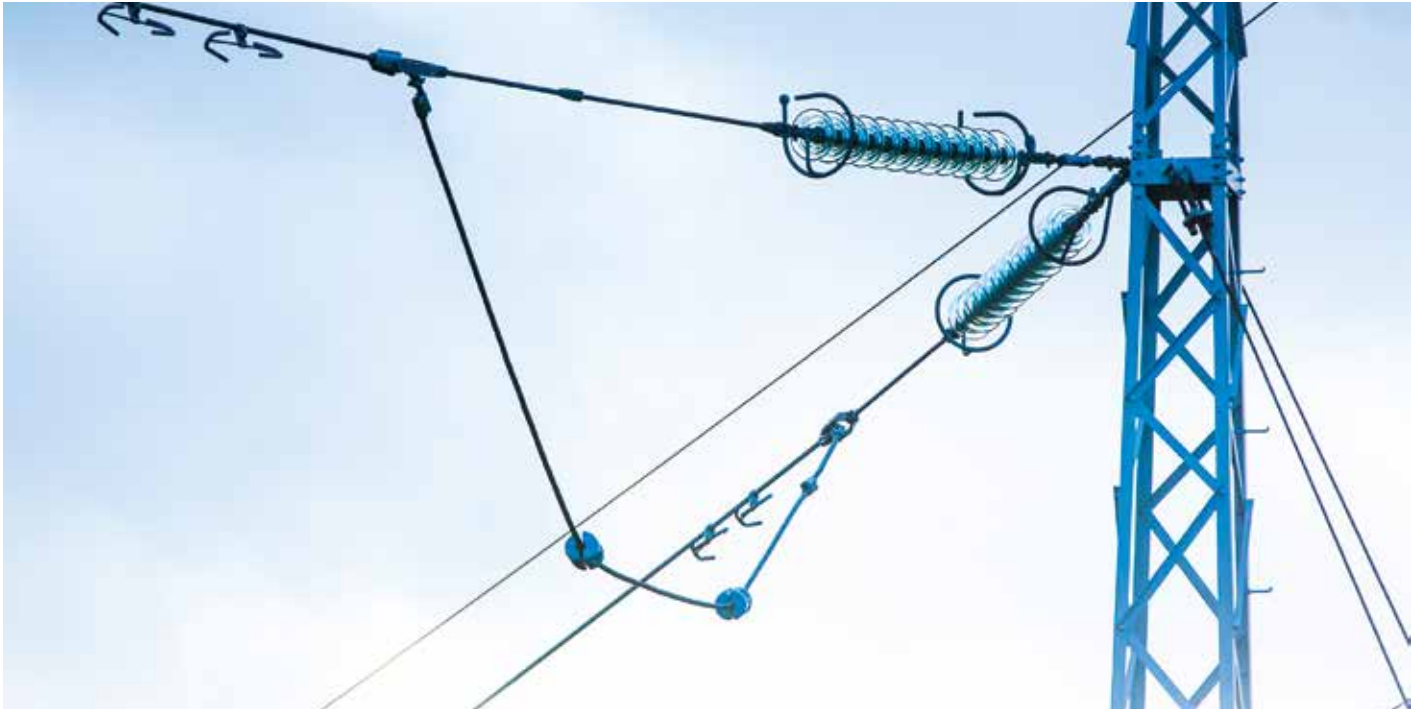


FOTO: TOMAS ÅRLEMO

mer effekt ska överföras över större avstånd vilket i sig innebär en risk för att rotorvinkelinstabilitet kan uppstå. Samma utveckling skedde under åttiotalet när överföringen mellan de nordiska länderna ökade och pendlingar uppstod. Då blev rotorvinkelinstabilitet i flera fall det som begränsade maximal överföring mellan elområden.

Det ska poängteras att olika stabilitetsfenomen ofta ligger till grund för överföringsbegränsningar och mindre ofta ledningarnas förmåga att tåla belastning. Nätinfrastrukturen kan således i dessa fall inte utnyttjas till sin fulla kapacitet.

Att observera rotorvinklarna och hitta sätt att dämpa pendlingar utan att bygga nya ledningar är mycket kostnadseffektivt. Historiskt har det varit möjligt att lösa problemet genom att ändra parametrarna för PSS:erna i synkrogeneratorerna och därmed anpassa dämpbidraget till rådande situationer. Men när antalet synkrogeneratorer minskar går det inte att förlita sig till att enbart justera generatorernas PSS:er. Andra åtgärder kommer också att krävas.

Ett ytterligare problem avseende rotorvinkelinstabilitet är att det inte varit tekniskt möjligt att övervaka detta fenomen i realtid. Hittills har rotorvinkelstabiliteten fått studeras genom simuleringar med hjälp av matematiska modeller av kraftsystemet. Med den utveckling som Svenska kraftnät nu ser kommer risken för pendlingar sannolikt att öka i framtiden. Att fortsatt inte ha möjligheten att observera detta fenomen i realtid skulle innebära att det måste införas större säkerhetsmarginaler som säkerställer att rotorvinkelinstabilitet inte inträffar. Ny teknik i mät- och övervakningssystem (WAMS/PMU) möjliggör nu för etablering av verktyg för att på sikt kunna observera rotorpendlingar i realtid och att även kunna utveckla nya åtgärder för att dämpa pendlingar.

Den nya tekniken kan också komma att fungera som ett hjälpmedel för analyser och för att validera nätmodeller och stabilisatorer (PSS:er) så att dessa är rätt inställda. Det ger också möjligheter att bättre observera, förstå och styra systemet avseende andra fenomen, till exempel subsynkron resonans. Att i realtid observera stabilitetsmarginaler är därför en utveckling som blir mycket viktig för att kunna hantera det framtida systemet. Åtgärder som kommer att utvecklas syftar till att inte låta rotorvinkelstabilitet begränsa överföringskapaciteten. För detta behövs automatiska system i kombination med instruktioner i den operativa driften. Det behöver ställas höga krav på utvecklade åtgärder, och de nya automatiska system som införs måste genomgå rigorösa säkerhetstester som säkerställer att de fungerar korrekt och att de fungerar när de väl behövs, så att de inte förvärrar situationen i vissa driftlägen.

Svenska kraftnät arbetar intensivt med att utveckla och etablera ett sådant system, såväl i Sverige som på nordisk nivå, och har idag ett WAMS-system på plats. Det kommer dock att krävas mycket fortsatt utvecklingsarbete innan det finns ett verktyg i kontrollrummet för att både kunna observera och styra kraftsystemet på ett önskvärt sätt. Målet är att alla nordiska systemoperatörerna ska ha tillgång till liknande visualisering av stabilitetsmarginalerna i realtid. Dessutom ska det finnas stöd i det operativa skedet för att rätt åtgärder på rätt ställen kan utföras så att nödvändiga stabilitetsmarginaler bevaras. Den plan som Svenska kraftnät arbetar med tillsammans med de nordiska systemoperatörerna syftar till att ett prototypsystem ska vara på plats inom några år.

## 6. BALANSERING

### SAMMANFATTNING

En ökad andel väderberoende elproduktion, samt de nya krav som ställs i den europeiska lagstiftningen, leder till att den nordiska balanseringsmodellen behöver utvecklas i en snabbare takt än hittills. Förändringarna innebär att behovet av flexibilitet ökar och för att främja flexibiliteten behöver marknadsaktörerna tydligare incitament. Kraven på resurser som används i balanseringen kommer också att behöva utvecklas.

Svenska kraftnät utvecklar löpande den nordiska balanseringsmodellen för att ge tydligare ansvar och incitament för balanshållning per elområde samt ett mer effektivt utnyttjande av balanseringsresurser. Svenska kraftnät, Statnett och Energinet är överens om ett fördjupat samarbete inom balanseringsprocessen och planerar att införa ett nytt nordiskt balanseringskoncept. Det nya konceptet höjer förmågan att hantera den volatilitet som uppstår med en allt större andel icke planerbar produktion samt möter kraven som ställs i nätkoderna. Det nya balanseringskonceptet är planerat att implementeras stegvis under kommande fem år.

Balanseringsprocessen kan delas upp i tre huvudsakliga delprocesser: systemdesign och utveckling, planering och drift, samt avräkning. Inom samtliga delar finns ett behov av utveckling.

#### Systemdesign och utveckling

Inom systemdesign och utveckling har identifierats ett antal viktiga utvecklingssteg som Svenska kraftnät kommer att arbeta med under de kommande åren:

- > En mer dynamisk hantering av systemtjänsterna utifrån driftsituation samt utveckling av strategier och verktyg för att effektivisera och säkerställa rätt volym av systemtjänster i driftskedet.
- > De olika balanseringstjänsterna kommer delvis att få förändrade roller. Exempelvis väntas på sikt mFRR främst användas för proaktiv balansering och aFRR för korrigerande balansering vid uppmätt obalans. Det kan även krävas att nya, snabbare systemtjänster införs samt att kraven på de olika tjänsterna utvecklas.
- > För att möjliggöra utbyte av balanseringstjänster över gränserna behövs en möjlighet att reservera överföringskapacitet för balanseringsändamål. Nyttan måste dock vägas mot minskad elhandelsnytta.
- > Förbrukningsflexibilitet och energilager kommer att få ökad betydelse i balanseringen. För vissa ändamål kan förbrukningsflexibilitet och energilager vara tekniskt lämpligare än produktion. I nuläget genomförs pilotprojekt med syfte att identifiera existerande hinder och utmaningar för att kunna få en kommersiell användning av förbrukningsflexibilitet och energilager.

#### Planering och drift

De ökade kraven innebär också att kontrollrummet ställs inför nya utmaningar. Det innebär att ett antal åtgärder behöver genomföras, bland annat:

- > En utökad insamling av realtidsmätvärden. Insamlingen omfattar inte endast mätvärden från Svenska kraftnäts anläggningar utan även mätvärden från produktionsanläggningar, underliggande regionnät och övriga europeiska stamnätsoperatörer.
- > Svenska kraftnäts kontrollrum befinner sig mitt i utvecklingen mot både en centraliserad europeisk elmarknad och större lokala utmaningar som en ökad andel produktion samt förbrukningsflexibilitet på lägre spänningsnivåer medför. En förbättrad koordinering mot både delsystemoperatörer för regionnät och systemansvariga stamnätsföretag är därför nödvändig. Exempelvis ökar behovet av att utbyta information när nya typer av driftsituationer ska hanteras.

## SAMMANFATTNING (FORTS.)

- > Utökat IT-stöd som är anpassat till nya behov för att visualisera skeenden är en förutsättning för att operatören snabbt ska kunna förstå driftläget och utföra korrekta balanseringsåtgärder.

Andra utvecklingsinsatser innefattar:

- > Utveckling av nordiska och europeiska FRR-plattformar för att möjliggöra marknadskoppling på balansmarknaden.
- > Övergång till MACE-kontroll.
- > Information delges marknadsaktörerna närmare realtid, Svenska kraftnät är positivt under förutsättning att publiceringen inte påverkar driftsäkerheten negativt eller snedvrider konkurrensen.
- > Koordinering mellan de olika balanseringstjänsterna så att tjänsternas totala bidrag uppfyller systemets behov även i framtiden.

### Avräkning

Avräkningen ska utöver kostnadstäckning även skapa tydliga incitament och prissignaler till marknadsaktörerna. De mest centrala utvecklingsstegen är:

- > Avräkningsperiodens längd kortas ned till 15 minuter. Därmed skapas tydligare prissignaler för aktörerna på balansmarknaden och prissättningen återspeglar tydligare realtidsvärdet av balanseringsenergi. 15 minuters avräkningsperiod kommer enligt nuvarande tidplan att införas år 2020.
- > En balansposition och enprisavräkning förväntas ersätta den nuvarande nordiska avräkningsmodellen med två positioner (för produktion och förbrukning) samt tvåpris för produktion. Förutsättningarna för förändringarna är inte fastslagna utan är föremål för ett pågående europeiskt harmoniseringsarbete med utgångspunkt i kommissionsriktlinjen GL EB.
- > Korrekta prissignaler med utgångspunkt i resultat från projektet Full Cost Balancing. Marginalprissättning och tydlig återspeglning i obalanspriset vid knapphet är viktiga principer.

I detta kapitel beskrivs utmaningar samt planerade och möjliga förändringar av balanseringsprocessen som Svenska kraftnät bedömer nödvändiga för att säkerställa en effektiv balansering av systemet i framtiden. Här beskrivs balanseringen av systemet utifrån ett helhetsperspektiv, vilket därmed också inkluderar den momentana frekvensstabiliteten.

Balansmarknaden ska kunna säkerställa tillräckliga och långsiktiga incitament till marknadsaktörerna för att skapa goda förutsättningar för en flexibilitet i elproduktion och elförbrukning. Den ska också främja utvecklingen av ny flexibilitet. Flexibiliteten innebär att aktören i fråga kan öka eller minska sin elproduktion eller elförbrukning när så krävs och är en nödvändighet för den framtida driften av kraftsystemet. Brist på flexibilitet kommer i längden att riskera leveranssäkerheten samtidigt som det hindrar en säker utbyggnad av icke planerbar elproduktion.

Balanseringsprocessen behöver skapa tillräckliga incitament för marknadsaktörer och kunna svara på följande frågor för att stödja en marknadsorienterad balanseringsmodell:

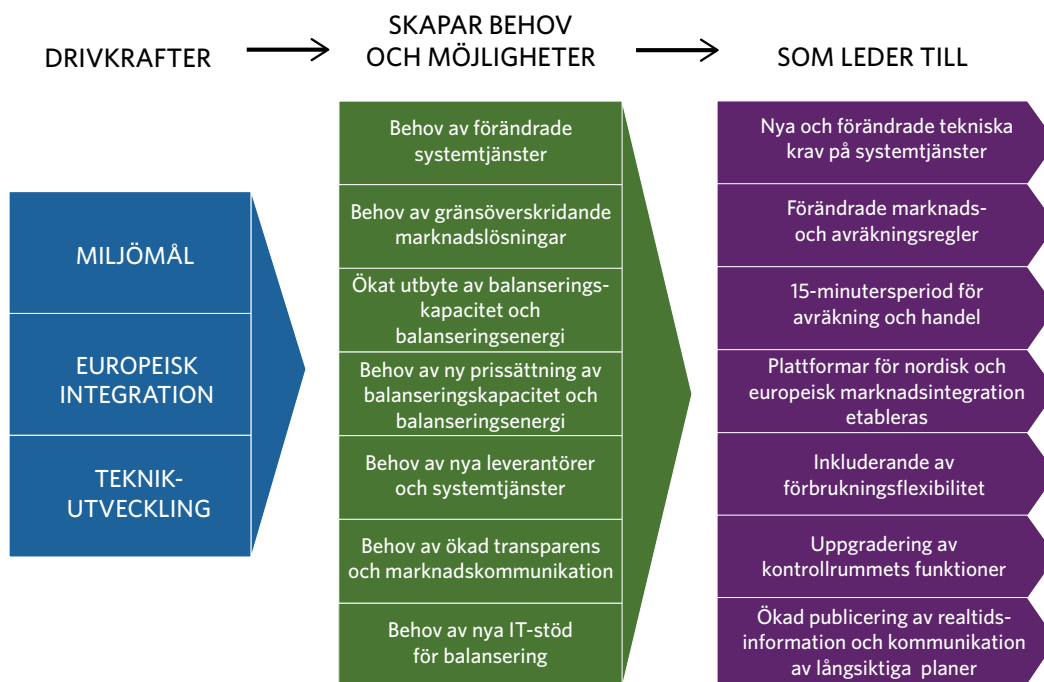
- > Vilka balanseringstjänster och volymer behövs?
- > När behövs de?
- > Var bör reserverna vara lokaliserade?

Dessa behöver ingå i de signaler eller incitament som marknaden skapar åt marknadsaktörerna och kommuniceras till aktören genom prissignaler på balansmarknaden avseende kapacitet, energi, avräkningen av obalanser eller relevanta processer för rapportering och/eller prekvalificering.

## 6.1 Drivkrafter för förändring

Arbetet med att utveckla balanseringsprocessen så att den även fortsatt uppfyller de krav som ställs på den är primärt motiverat av en eller flera av följande tre drivkrafter:

- > Förändrade klimatmål och konsekvenserna av dessa i form av förändrad produktion och användning av elenergi.
- > Målet att nå en gemensam europeisk energi- och balansmarknad.
- > Teknikutveckling, vilket skapar mycket bättre möjligheter att automatisera, styra och övervaka kraftsystemet liksom att integrera förbrukningsflexibilitet eller distribuerad produktion samt nya verktyg för effektiv balansering och marknadsintegration.



Figur 8. Drivkrafterna för förändring av balanseringsmodellen skapar nya behov och möjliggör lösningar.

I figur 8 illustreras vilka behov och möjligheter som dessa drivkrafter skapar, samt vilka konsekvenser det leder till. Till sammans skapar drivkrafterna nya behov och funktionskrav på balanseringsprocessen, men också nya möjligheter och alternativa lösningar. Exempelvis åtgärdsprogram där kraftsystemkompetens samverkar med nya IT-lösningar och förändringar av de regelverk och incitamentsmodeller som styr balansmarknaden idag. Ett annat exempel är den ökande marknadsintegrationen, både i form av nya utlandsförbindelser och gemensamma europeiska marknadsregler, som skapar stora utmaningar och behov av utveckling. Samtidigt är denna en viktig del av den framtida helhetslösningen.

Den nya balanseringsmodellen befinner sig därför mitt i skärningspunkten mellan flera olika drivkrafter. Drivkrafterna sätter samtidigt olika villkor och måste därför vägas mot varandra - men de möjliggör också nya lösningar.

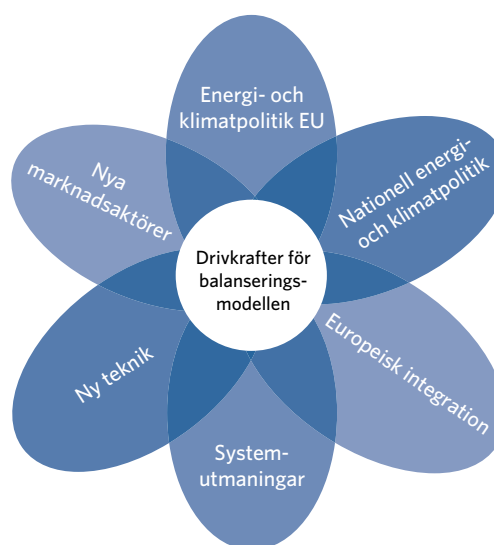
### 6.1.1 Typer av obalanser

Obalanser kan delas in i olika typer utifrån den bakomliggande orsaken till att de uppstår. Systemoperatörerna kan i varierande utsträckning förutse dessa olika typer av obalanser.

De *marknadsstrukturella obalanserna* härstammar från att handeln på elmarknaden sker på timbasis och att elanvändningen varierar kontinuerligt. Strukturella obalanser är skillnaden mellan den planerade elhandeln per timme (MWh/h) och det prognostiserade kontinuerliga utfallet (MW).

Under timmar med ökande elanvändning är det nödvändigt med nedreglering av produktion i början av timmen medan det behövs uppregering i slutet av timmen. Omvänt gäller för

timmar med minskande elanvändning. Om handeln istället sker i 15 minutersperioder kommer produktionen att anpassas i fyra steg under timmen, vilket minskar de strukturella obalanserna. Strukturella obalanser kan också uppstå av andra skäl. Produktionsändringar i generatorer sker inte momentant och det finns systemmässiga begränsningar för hur snabbt HVDC-förbindelser kan öka eller minska effektflödet. Detta innebär att stora, snabba förändringar i förbrukning eller tillförsel inte alltid hinner mötas av korrigerande åtgärder.



Figur 9. Balanseringsmodellen befinner sig i skärningspunkten mellan flera drivkrafter som sätter villkoren och måste vägas mot varandra.

TYP AV OBALANS	BAKOMLIGGANDE ORSAKER	ORSAKENS KARAKTÄR	SYSTEMTJÄNSTER SOM BEHOVS FÖR REGLERING	TREND	MOTIVERING TILL TREND
<b>STRUKTURELL - MARKNADS-RELATERAD</b>	Marknadsutformning	Mellan - långsam	Produktionsförflyttningar	Minskar	Kortare elhandelsperioder
<b>STRUKTURELL - TEKNISKA BEGRÄNSNINGAR</b>	Begränsningar i effektändringar	Mellan - snabb	FCR-N och aFRR	Ökar	Fler HVDC-förbindelser
<b>PROGNOSFEL</b>	Skillnad mellan prognos och utfall för tillförd och förbrukad effekt	Långsam	mFRR och aFRR	Ökar	Större andel icke-planerbar elproduktion
<b>STÖRNING</b>	Oplanerade större händelser	Snabb	FCR-D	Ökar	Oftare på grund av fler N-1, exempelvis stora vindkraftparker och fler HVDC-länkar
<b>STOKASTISK</b>	Oplanerade mindre händelser	Snabb	FCR-N	Ökar	Större andel icke-planerbar elproduktion
<b>SPECIALREGLERING UTFÖRD AV SYSTEM-OPERATÖR</b>	Nätskäl	Långsam	mFRR	Oförändrad	
<b>STRATEGISK</b>	Obalanser på grund av att planer ej följs	Långsam	aFRR och mFRR	Minskar	Incitament att följa planer

Tabell 2. Översikt av obalanser, dagens lösning samt framtida trend.

*Prognosfel* är skillnaden mellan prognos och utfall för momentant tillförd och förbrukad effekt. Denna väntas öka i takt med en större andel icke planerbar produktion. På sikt kan prognosernas osäkerhet minska genom att det utvecklas förbättrade metoder.

*Störningar* innebär att större produktionsanläggningar eller större enskilda elanvändare plötsligt förändrar sin in- eller utmatning. Stokastiska obalanser är mindre störningar som kontinuerligt pågår i kraftsystemet och väntas öka med ökande andel icke planerbar produktion.

*Specialregleringar* görs för att hantera begränsningar i elnätet och dessa aktiveringar kan också skapa obalanser.

*Strategiska obalanser* orsakas av att marknadsaktörer inte följer inrapporterade planer.

Ovan nämnda typer av obalanser är sammanfattade i tabell 2.

## 6.2 Långsiktig strategi för balansering

Inom Norden har förtroendet för den nordiska balanseringsmodellen varit stort och den allmänna uppfattningen har varit att den på flera sätt är överlägsen motsvarande modeller i Europa. Den nordiska modellen har framhållits som ett föredöme i flera avgörande huvudfrågor för hur balanseringen ska gå till. Denna uppfattning har i många fall präglat nätkodarbetet genom att de nordiska aktörerna försökt styra in utvecklingen i riktning mot en balanseringsmodell av nordiskt snitt.

Sedan ett antal år har det dock blivit alltmer tydligt att det finns skäl att ifrågasätta detta förhållningssätt. De långsiktiga styrkorna med den europeiska modellen och dess innehåll som föreslås i nätkoderna har blivit allt tydligare. Samtidigt har en insikt om att den nordiska modellen inte fullt ut klarar att hantera de framtida systemutmaningarna vuxit fram. Nuvarande modell

fördelar inte ansvar och ekonomisk börda på ett korrekt sätt, därutöver saknar den förutsättningar för att dra nytta av den pågående europeiska harmoniseringen inom balanseringsområdet. Därför har Svenska kraftnät tillsammans med Statnett beslutat att fördjupa samarbetet kring den nordiska balanseringsprocessen ytterligare och tagit fram ett koncept för den framtida balanseringen av det nordiska kraftsystemet. Den vidare designen samt implementeringen av det nya balanseringskonceptet, inklusive IT-utveckling, kommer att innebära ett omfattande arbete under kommande år. Enligt nuvarande plan kommer en gradvis implementering att ske under kommande fem år.

I dagsläget är systemoperatörerna i Sverige, Norge och Danmark överens om ett fördjupat samarbete inom balanseringsprocessen.

### 6.2.1 Det nya nordiska balanseringskonceptet

Den utvecklade modellen för balansering grundar sig på beprövade tekniker i kombination med kraftfulla IT-lösningar. Utgående från denna modell är det möjligt att härleda ett antal övergripande designaspekter. I rapporten "Nordic balancing concept"<sup>15</sup> återfinns tolv sådana designaspekter. Huvudprinciperna för dessa är:

- > Kraftsystemet delas in i så kallade LFC-områden motsvarande dagens elområden. Tillsammans utgör LFC-områdena ett eller flera LFC-block. Syftet är att beskriva den nordiska kontrollstrukturen vilket är den områdesstruktur som ansvaret för balansering utgår ifrån. Samtliga delprocesser såsom dimensionering, aktivering och avräkning utformas utifrån kontrollstrukturen.
- > Balansmarknaden tillämpar 15 minuters handelsperiod

15. Rapport Svenska kraftnät och Statnett år 2017: The Nordic Balancing Concept.



### IDAG - BALANSERING AV FREKVENSEN PÅ NORDISK NIVÅ



Idag balanseras Norden med avseende på synkronområdets frekvens.

### MÅL - BALANSERING AV ACE MED MODERNA IT-LÖSNINGAR



Moderna IT-lösningar möjliggör effektiv nettning och handel.

Figur 10. Frekvensstyrd balansering på nordisk nivå idag samt övergång till Modernized ACE Control (MACE).

såväl som 15 minuters avräkningsperiod. Det huvudsakliga syftet med en kort handels- och avräkningsperiod är att åstadkomma en mer korrekt prissättning av flexibilitet.

- > För att säkerställa balanseringen i varje elområde tillämpas dimensioneringskrav enligt systemdriftavtalet samt utbyte av balanskapacitet mellan elområden. Det kan vid behov ske genom att reservera överföringskapacitet.
- > Systemoperatörerna i LFC-blocket etablerar en gemensam balansmarknad med funktioner för upphandling och aktivering av balans tjänster. Detta möjliggörs genom att systemoperatörerna anpassar och harmoniserar regelverk men en fullt integrerad balansmarknad kräver dessutom gemensamma plattformar och IT-stöd.

Det nya balanseringskonceptet innebär också en övergång från en frekvensstyrd balansering på nordisk nivå till Modernized ACE Control (MACE). Det innebär att LFC-blocket balanseras genom att ta hänsyn till områdesfelet (ACE) i respektive budområde. Områdesfelet är ett mått på den momentana obalansen och beräknas genom att jämföra uppmätta flöden med planerade flöden på samtliga områdesgränser, med hänsyn taget till aktiverad FCR. Områdesfelet kan beräknas per budområde eller nationellt och summan av alla ACE i ett synkronområde motsvarar frekvensavvikelsen. På toppen av ACE läggs kraftfulla moderna IT-lösningar som möjliggör effektiv nettning och handel. Nettning innebär att systemoperatörerna undviker samtidig aktivering av balanseringstjänster i motsatta riktningar genom att motriktade obalanser i olika områden tillåts ta ut varandra.

Det nya konceptet ger flera positiva effekter. All aktivering och nettning av reserver avseende FRR kommer tillhandahållas

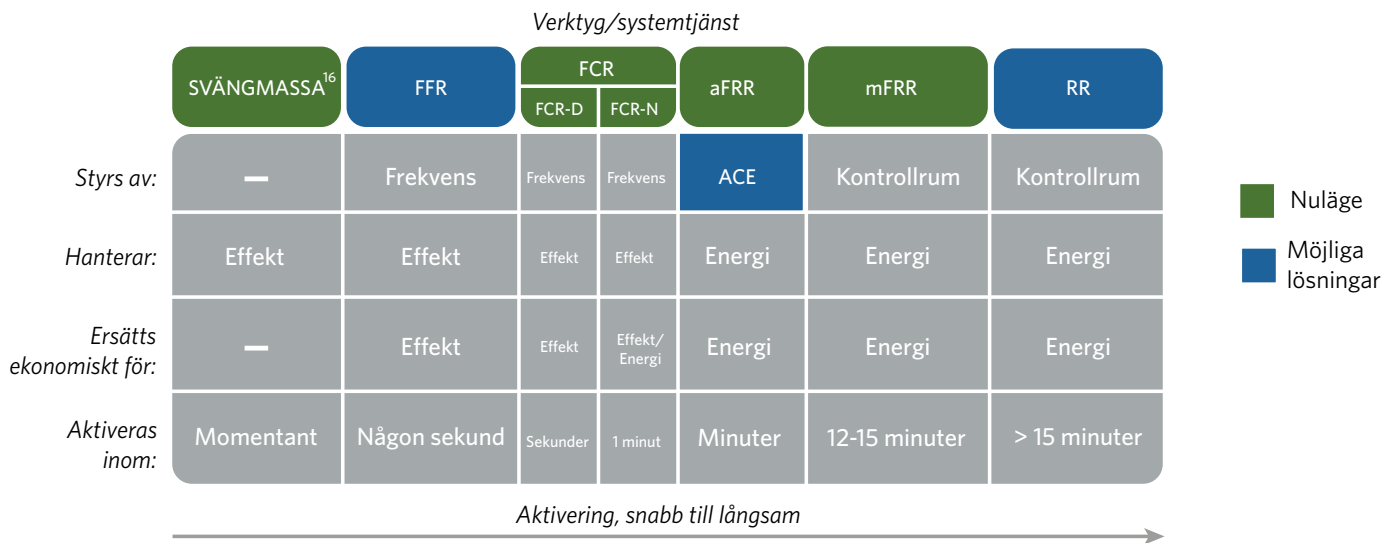
från ett budområde till ett annat. Därmed möjliggörs en mer exakt avräkning av all aktivering jämfört med dagens kontrollstruktur. Det kommer gå att räkna av aktivering i motsatt riktning inom samma avräkningsperiod och det kommer även gå att separera aktivering av olika systemtjänster med olika priser. En viktig förutsättning i den nya kontrollstrukturen är att det går att säkra tillgång på resurser i alla områden. Därmed blir dimensionering av reserver och möjlighet till reservering av överföringskapacitet viktiga verktyg.

### 6.3 Utveckling av de olika delarna av balanseringsprocessen

Balanseringsprocessen kan delas in i tre huvudsakliga delprocesser:

- > Systemdesign och utveckling handlar om att säkerställa en korrekt utformning av kontrollrummets verktyg genom att specificera balanserings- och systemtjänster, dimensionera och reservera överföringskapacitet samt marknadsdesign.
- > Planering och drift fokuserar på att kontrollrummet ska ha rätt förutsättningar att fatta rätt beslut samt verktyg och metoder för att aktivera tillgängliga resurser på ett driftsäkert och samhällsekonomiskt effektivt sätt.
- > Avräkningen ska resultera i en god kostnadsallokering som skapar rätt incitament för marknadens aktörer baserat på de principer som marknadsdesignen utformat.

Utvecklingsinitiativ inom de olika delprocesserna för balanseringen beskrivs i kommande avsnitt.



Figur 11. Verktyg och systemtjänster för balansering av det framtida kraftsystemet. Blå färg indikerar möjliga lösningar.

### 6.3.1 Systemdesign och utveckling

Systemdesign och utveckling kan ses som en långsiktig delprocess av balanseringsprocessen. Där säkerställs att kontrollrummet har relevanta verktyg genom att specificera systemtjänster, dimensionera och reservera överföringskapacitet samt att vidareutveckla marknadsdesignen. Nedan presenteras både planerade och möjliga åtgärder som berör denna delprocess.

#### Förändringar av systemtjänster

Balanshållningen i framtidens kraftsystem ställer ökade krav på systemtjänster och den totala prestanda som behöver levereras av framtida systemtjänster måste specificeras. Inledningsvis finns behov av att förbättra koordineringen av nuvarande systemtjänster för att säkerställa balanseringen och syftet med systemtjänsterna.

Hantering av systemtjänster kommer i framtiden att behöva vara mer dynamisk genom att upphandla varierande volym utifrån driftsituationen. Strategier och verktyg kommer därför att utvecklas för att effektivisera och säkerställa rätt volym av reserver.

Syftet med systemtjänsterna är att FCR hanterar plötslig obalans, aFRR hanterar icke prognostiserad energiobalans inom driftkvarten och återställer FCR, mFRR hanterar prognostiserad energiobalans i nästa driftkvart och återställer aFRR, RR hanterar prognostiserad energiobalans längre fram i tiden och återställer mFRR. Utöver de existerande systemtjänsterna kan det vara aktuellt att införa nya snabbare systemtjänster (FFR). Inget beslut är i dagsläget fattat om införande av denna typ av tjänster.

Den stokastiska momentana obalans som uppkommer under drift är svår att reducera och är istället något som balanseringstjänsten aFRR kommer att hantera. Ett utökad tillåtet frekvensintervall skulle ge större utrymme för balansering och användningen av svängmassan. En sådan utökning skulle även

möjliggöra att mer FCR-N-reserver kan upphandlas. Å andra sidan kan systemet balanseras på ett bättre sätt genom att befintliga reserver återställs mer effektivt alternativt genom en snabbare reserv. Ett effektivare återställande av FCR-N-reserven ger mer utrymme för variationer och en snabbare reserv skulle först och främst bidra till mindre reglerarbete mot snabba variationer för FCR-N-enheter. Effektivare återställning kommer att ske när rätt volym aFRR finns, vilket behöver koordineras med den nya balanseringsstrategin med MACE-kontroll.

Svenska kraftnät behöver utreda att lämpligt tillåtet frekvensintervall används i normaldrift samt vidareutveckla kvalitativa mått för frekvenskvalitet. Kvalitetsmålet kommer att sättas i relation till uppsatta driftsäkerhetsmål och kommande driftföresättningar.

I det nya nordiska balanseringskonceptet kommer aFRR att ha en mer framträdande roll i framtiden. I målmodellen används aFRR som huvudsaklig systemtjänst för balanseringen vid uppmätt obalans under drift, medan huvudsaklig funktion för mFRR är att tillgodose den proaktiva balanseringen inför drift. Balanseringstjänsten mFRR är på grund av sin längre aktiveringstid mer lämpad för långsammare förlopp samtidigt som en proaktiv användning möjliggör ett större energiutbyte på den europeiska plattformen för mFRR.

#### Dimensionering av reserver

En korrekt dimensionering av systemtjänster möjliggör att drift- och leveranssäkerheten i kraftsystemet upprätthålls på ett kostnadseffektivt sätt. De olika systemtjänsterna samverkar och interagerar, se figur 11, vilket innebär att processen och principerna för dimensionering av en enskild tjänst behöver ta hänsyn till hur övriga systemtjänster dimensioneras. Det blir därmed mer rättvisande att tala om en portfölj av tjänster som specificeras och dimensioneras gemensamt.

I takt med att kraftsystemet förändras, bland annat avseen-

16. För svängmassa ges ingen ekonomisk ersättning. Däremot är svängmassa en systemtjänst som motverkar frekvensändringar och som därmed bidrar till kraftsystemets stabilitet.

de produktionsmix och grad av marknadskoppling av balansmarknader i Norden och Europa, förändras också regionala och nationella balanseringsbehov. Ett konkret exempel är den nära relationen mellan FCR-N och aFRR. Båda tjänsterna är idag designade för att i huvudsak användas inom det normala frekvensintervallet och en koordinering av dimensioneringen kan ge nyttor i form av optimering.

I syfte att uppdatera den helhetsbild som behövs för en optimal dimensionering av systemtjänster även i framtiden pågår ett intensivt nordiskt arbete inom en rad projekt och initiativ. Det kan dock påpekas att dimensionering är ett kontinuerligt arbete.

Som nämnts ovan kommer aFRR att ha en mer framträdande roll i framtiden och användas som huvudsaklig systemtjänst för balansering vid uppmätt obalans under drift och måste då dimensioneras i enlighet med det. Vidare behöver relationen till svängmassa och FCR-N beaktas. Huvudsaklig funktion för mFRR blir att tillgodose den proaktiva balanseringen inför drift. I tillägg till det behöver dimensioneringen säkra tillräckliga reserver för hantering av dimensionerande fel samt interna flaskhalsar i elnätet.

En viktig del av dimensioneringsprocessen är att också beakta möjligheterna till att dela reserver mellan elområden och mellan länder. Här måste även det nationella ansvaret för balanseringsförmåga vägas in. Detaljerna för dimensioneringsprinciperna för FRR utreds vidare inom ramarna för det nordiska systemdriftavtalet.

### Snabb aktiv störningsreserv

Svenska kraftnät måste alltid se till att systemet kan hantera nya störningar och det är därför viktigt att snabbt kunna återställa FCR-D när de har utnyttjats genom balanseringstjänsten mFRR. Detta görs i Sverige och Norden genom den snabba aktiva störningsreserven. Denna har också som syfte att snabbt återföra överföringarna i nätet inom gällande gränser om en störning har lett till överlast. De nordiska systemansvariga har i det nordiska systemdriftavtalet (SOA) ställt krav på hur mycket snabb aktiv störningsreserv de olika länderna ska tillhandahålla. Svenska kraftnät har idag säkerställt tillgången på nödvändig mängd snabb aktiv störningsreserv genom ett antal långsiktiga avtal med ägare av totalt 22 gasturbiner i elområdena SE3 och SE4 med en total installerad effekt om 1358 MW. Av detta ägs 690 MW av Svenska Kraftnät Gasturbiner AB, som är ett dotterbolag helägt av Svenska kraftnät.

Reglerkraftmarknaden utgörs av frivilliga upp- eller nedregleringsbud och det uppstår därför situationer när det inte finns tillräckligt stora volymer av mFRR-bud för att återställa de automatiskt aktiverade reserverna. Det är därför Svenska kraftnät har ett behov av att också säkra tillgången på störningsreserver genom avtal. Vid en störning aktiveras alltid tillgängliga bud på reglerkraftmarknaden först, därefter störningsreserven. När den totala tillgängliga mängden effekt från den kontrakterade snabba aktiva störningsreserven understiger det aktuella dimensionerande felet kompenserar Svenska kraftnät detta genom att reservera överföringskapacitet motsvarande underskottet över Snitt 2 (SE2-SE3). Svenska kraftnät eftersträvar

att reserveringar av överföringskapacitet för att säkerställa tillgången på snabb aktiv störningsreserv ska ske i minsta möjliga omfattning för att minimera påverkan på elmarknaden.

Utöver de direkt störningsrelaterade funktionerna hos den snabba aktiva störningsreserven bidrar de kontrakterade gasturbinerna även med andra samhällsviktiga och elberedskapsrelaterade funktioner. De har en kritisk roll i kraftsystemets möjlighet att återstartas efter omfattande nätsammanbrott och utgör därför en viktig del av Svenska kraftnäts strategier för driftåteruppbyggnaden. Att samla dessa nyttor i en gemensam upphandling har varit den mest samhällsnyttiga lösningen för att långsiktigt säkerställa snabb aktiv störningsreserven med minsta möjliga påverkan på elmarknaden.

I nätkoderna (GL SO samt GL EB) samt i artikel 54 i EU-kommissionens nyligen presenterade "Clean Energy Package" finns krav som skulle kunna innebära att Svenska kraftnät i framtiden inte kan kombinera flera nyttor på det sätt som har gjorts vid upphandlingarna av gasturbinerna i störningsreserven. Den mFRR-kapacitet som behövs för att hantera störningar måste särskiljas från övriga nyttor och upphandlas på en transparent marknadsplats där samtliga resurser som uppfyller kraven har möjlighet att delta. Exempelvis är det fullt möjligt att den del av den snabba aktiva störningsreserven som fungerar som mFRR lika gärna skulle kunna bestå av förbrukningsreduktion som av gasturbiner. Denna marknadsplats finns inte i Sverige idag.

Svenska kraftnät påbörjar nu ett arbete för att säkerställa att den framtida snabba aktiva störningsreserven ska kunna efterleva de krav som ställs i nätkoderna samtidigt som driftsäkerheten upprätthålls.

### Reservering av överföringskapacitet

I Europa såväl som i Norden pågår en utveckling mot ett ökat regionalt utbyte av balansenergi. Det är något som även uppmuntras i EU-kommissionens åtgärds paket "Ren energi för alla i Europa" där det poängteras att regionalt utbyte på elmarknaden bland annat kommer de europeiska slutkonsumenterna till godo i form av sänkta elpriser och ökad leveranssäkerhet. Reserveering av överföringskapacitet för balansenergi motiveras främst av samhällsekonomiska vinster samt att det behövs för att möjliggöra utbyggnaden av en gemensam nordisk och europeisk marknad för balanseringstjänster. Vidare skapar transparenta och tydliga metoder för att reservera överföringskapacitet ett mer formaliserat regionalt utbyte av balansenergi samtidigt som överbelastning av elnätet kan undvikas.

Att reservera överföringskapacitet för regionalt utbyte av balansenergi innebär att en lägre kapacitet tilldelas dagen före-handeln eller intradag-handeln, vilket i sin tur innebär en minskad elmarknadsnytta. Därför bör nyttan av att reservera kapacitet för utbyte av balansenergi alltid vägas mot den minskade kapacitetstilldelningen.

Svenska kraftnäts hållning är att reservering av överföringskapacitet för regionalt utbyte av balansenergi är motiverat om det är samhällsekonomiskt lönsamt, dvs. att nyttan av att använda kapaciteten på balansmarknaden är större än nyttan av att använda den på dagen före- eller intradag-marknaden. Mer

specifikt är det motiverat att reservera överföringskapacitet för balansenergi, om prisskillnaden på balansmarknaden mellan de olika elområdena för vilka utbytet äger rum är större än den förväntade prisskillnaden på spotmarknaden.

### Förbrukningsflexibilitet i balansregleringen

Utvecklingen av den europeiska elmarknaden går i en riktning där behovet av aktiv efterfrågan blir allt tydligare. Förbrukningsflexibilitet är också en viktig pusselbit i hanteringen av de framtida balanseringsutmaningarna. Det finns idag en uttalad ambition både i svensk energipolitik<sup>17</sup> och i arbetet med att harmonisera de europeiska elmarknaderna, att minimera marknadsmässiga hinder för en ökad förbrukningsflexibilitet.

Begreppet förbrukningsflexibilitet innefattar många olika typer av resurser där elanvändningen, beroende på någon form av yttre signal, förändras och/eller flyttas över tid. Det kan vara (enskild eller aggregerad) elanvändning i exempelvis hushåll och industrier. Egenskaperna hos dessa varierar mycket i fråga om kapacitet, repeterbarhet, uthållighet och snabbhet vilket gör att de är lämpade för olika typer av balansering. Det är därför viktigt att utformningen av marknadsstruktur och systemtjänster är kompatibla med förbrukningsflexibilitet. Balansmarknaden ska också vara teknikneutral och icke diskriminerande så att olika typer av resurser har möjlighet att delta på samma villkor. Idag finns därför ett behov av att teknikneutralisera reglerna och eliminera de barriärer som finns för att aktörer ska kunna delta med elförbrukning som reserv. Nuvarande beskrivningar och regelverk för att delta på balansmarknaden är formulerade utifrån vattenkraftens förutsättningar. Svenska kraftnäts avräkning av primär- och sekundärreglering är också anpassad utifrån produktionsresurser.

Avseende förbrukningsflexibilitet, där elanvändarens förmåga att anpassa sin förbrukning paketeras och exempelvis bjuds in på balansmarknaden, ses aggregering som en viktig möjlighet. Beroende på hur regelverket för aggregering utformas kan en rad nyttor uppnås. I stora drag utgår nyttorna från möjligheten att sätta samman många små och passiva elanvändares förmågor till större och aktivt tillgängliga flexibilitetsbud. I flera europeiska länder har därför marknads regelverk justerats för att underlätta för en ny marknadsaktör, aggregatorn. Även EU-kommissionen diskuterar nu, inom ramen för paketet "Ren energi för alla i Europa" på vilket sätt motsvarande lagstiftning bör utformas på europeisk nivå.

Stora delar av förbrukningsflexibiliteten som härrör från enskilda mindre elanvändare i aggregerad form, servicesektor eller industri, kan bidra genom automatiskt styrd reglering där frekvensen utgör styrsignalen. Det är av stort intresse för Svenska kraftnät för att möjliggöra en ökad konkurrens. I nuläget består de automatiska reserverna enbart av vattenkraft, främst i SE1 och SE2 (> 90 procent). En introduktion av nya typer av reserver såsom förbrukningsflexibilitet skulle öka det idag begränsade antalet budgivare i upphandlingen av automatiska reserver. Det skulle även möjliggöra tillgång till automatiska reserver i områden där dessa inte finns idag, till exempel i SE4. En annan tänkbar nytta med att få in förbrukningsflexibilitet på marknaderna för manuella och automatiska (frekvensstyrda) reserver,



FOTO: TOMAS ARLENO

är att kapacitet i vattenkraften frigörs och att den sammanlagda reglerförmågan i kraftsystemet ökar.

För att utvärdera aggregering av förbrukningsflexibilitet har Svenska kraftnät genomfört pilotprojektet "Flexibla hushåll" där varmvattenberedare i cirka 100 hushåll aggregeras och bjuds in till marknaden för primärreglering (FCR-N). Resultaten i slutrapporten<sup>18</sup> visar att varmvattenberedarna skulle kunna bidra till att balansera kraftsystemet. Styrningen av varmvattenberedarna följde variationerna i frekvensen väl och förbrukningsflexibiliteten aktiverades tillräckligt snabbt för att uppfylla de tekniska kraven för FCR-N. Samtidigt fanns utmaningar med att uppfylla de tekniska kraven på rapportering av mätvärden till Svenska kraftnäts driftövervakningssystem. Det fanns också utmaningar med att uppnå kravet på minsta budstorlek med det antal testkunder som deltog i pilotprojektet och ett större antal varmvattenberedare än de som deltog i testet skulle ha behövts för att leverera tillräckligt stor kapacitet med tillräcklig uthållighet. Pilotprojektet har bidragit till att tydliggöra vilka anpassningsbehov som finns i IT-system och regelverk för att möjliggöra en bred kommersiell introduktion av aggregerad förbrukningsflexibilitet i frekvensregleringen.

Svenska kraftnät fortsätter nu arbetet med att utreda hur förutsättningarna för automatiska reserver från förbruknings-sidan på olika sätt kan främjas, bland annat har verket utlyst ett nytt pilotprojekt och arbetar med att ta fram en strategi för hur nödvändiga marknadsförändringar ska genomföras. Enligt nuvarande tidplan kommer ett nytt pilotprojekt att startas upp avseende förbrukningsflexibilitet för FCR-D under första kvartalet 2018.

17. Energikommissionens betänkande, SOU, 2017. Kraftsamling för framtidens energi - Betänkande av Energikommissionen, Stockholm: Statens Offentliga utredningar SOU 2017:2.

18. Svenska kraftnät (2017): Slutrapport pilotprojekt Flexibla hushåll (Svk 2016/1688).

### 6.3.2 Planering och drift

Planering och drift kan ses som en andra delprocess inom balanseringsprocessen. Denna delprocess fokuserar på att kontrollrummet ska ha rätt förutsättningar att fatta rätt beslut samt verktyg och metoder för att kunna aktivera tillgängliga resurser på ett driftsäkert och samhällsekonomiskt effektivt sätt. Nedan presenteras både planerade och möjliga åtgärder som berör denna delprocess.

#### Arbetet i kontrollrummet

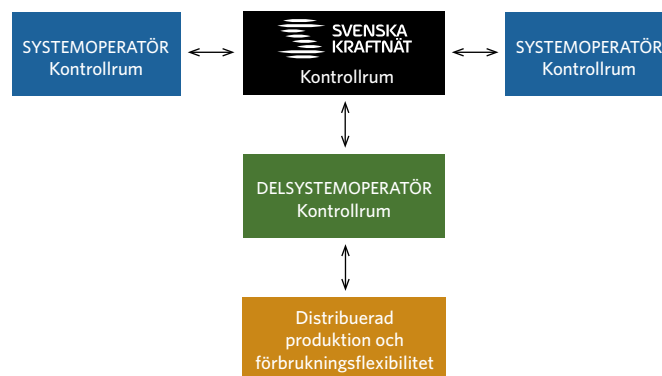
Det arbete som personalen på Svenska kraftnäts balanstjänst utför, består i huvudsak av att genomföra manuella regleringar, i syfte att upprätthålla det nordiska kraftsystemets leveranssäkerhet och frekvenskvalitet samt att återföra kraftsystemet till ett driftsäkert tillstånd efter eventuella störningar. Konkret går arbetet ut på att, med hjälp av manuella regleringar:

- > Frigöra systemets automatiska reservkapacitet (FCR-N, FCR-D och aFRR), efterhand som denna tas i anspråk för uppkomna systemobalanser.
- > Styra flöden på kraftsystemets överföringar, så att dessa inte överstiger aktuella gränser.
- > Hantera störningar och ansträngda driftsituationer.

Tillsammans utgör de två första arbetsuppgifterna den så kallade balansregleringen. Rent fysikaliskt går balansregleringen ut på att, genom att justera produktion och förbrukning samt import och export, styra kraftsystemets balans på en aggregerad (frekvensreglering) och en lokal systemnivå (reglering av flöden).

#### Ökade utmaningar för kraftsystemkontrollen

Att kraftsystemet tillförts en stor mängd vindkraft under de senaste åren har bidragit till att balansregleringen blivit allt mer komplex och utmanande. Andra trender som också påverkat förutsättningarna för balansregleringen är exempelvis en ökad sammankoppling och marknadsintegration med angränsande kraftsystem. För Svenska kraftnäts balanstjänst handlar den ökade komplexiteten och den allt större utmaningen om att kraftsystemets obalanser fått en förändrad och ökad dynamik, en förändrad förutsägbarhet, samt att obalanserna fått en förändrad geografisk fördelning. Även obalansernas storlek och



Figur 13. Ökat behov av samordning mellan Svenska kraftnäts och andra nät- och systemoperatörers kontrollrum.

variation har förändrats. Detta illustreras i ovanstående sammanställning av det totala antalet bud (mFRR) som Svenska kraftnäts balanstjänst har aktiverat den senaste 10-årsperioden, se figur 12.

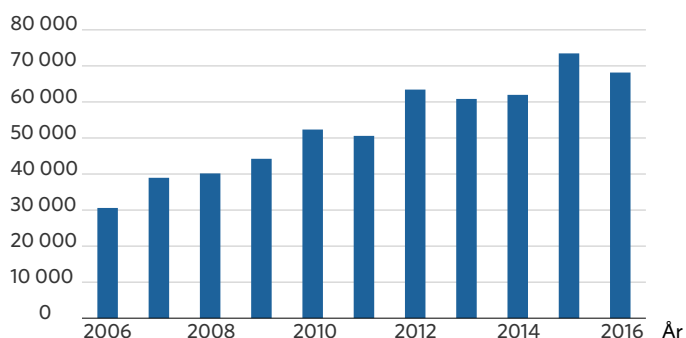
Den operativa personalen i Svenska kraftnäts kontrollrum aktiverade år 2016 mer än dubbelt så många bud jämfört med tio år tidigare. Med tanke på de energipolitiska målsättningar som finns på såväl svensk som på europeisk nivå är det högst sannolikt att balansregleringen kommer att bli ännu mer krävande i framtiden.

Omställningen i kraftsystemet innebär att framtidens normaldriftssituationer kommer att bli alltmer komplexa jämfört med idag. Samtidigt kommer det operativa samarbetet att ställa högre krav både på det internationella planet mot andra europeiska systemoperatörer såväl som mot delsystemoperatörer inom Sverige. Svenska kraftnäts kontrollrum, som befinner sig i mitten av utvecklingen mot både centralisering och lokala utmaningar, får en ännu tydligare nyckelroll i den dagliga driften. I figur 13 beskrivs pågående förändringar via två olika flöden som kommer att få stor påverkan på kontrollrummets operativa verksamhet.

Kopplingarna i det horisontella planet beskriver det utökade samarbetet och integrationen mellan stamnäts- och systemoperatörernas kontrollrum som kommer att krävas för europeisk harmonisering.

Det vertikala planet berör en ökad koppling mot region- och lokalnätoperatörer. Detta drivs av den pågående utvecklingen mot en mer decentraliserad elproduktion, en ökande andel mikroproduktion och förbrukningsflexibilitet som innebär förändrade kraftflöden. Med ett förändrat förbrukningsmönster och en ökad mängd decentraliserad produktion på lägre spänningsnivåer tvingas delsystemoperatörer att hantera nya typer av driftsituationer. I en allt större omfattning kommer de att behöva genomföra regional balansering för att hantera flaskhalsar eller kapacitetsbrist i sina nät. Detta innebär också att kapacitet behöver handlas upp för att säkerställa att nödvändiga resurser finns tillgängliga lokalt där de behövs. Oavsett vilka lösningar

Antal avropade bud per år



Figur 12. Antal bud per år för upp- och nedregleringar som aktiverats av Svenska kraftnäts balanstjänst under åren 2006-2016.



FOTO: TOMAS ARLEMO

som väljs är det ofrånkomligt att det behövs en utökad koordinering med Svenska kraftnäts kontrollrum.

Svenska kraftnät och det nationella kontrollrummet ställs inte bara inför utmaningarna som en mer komplex normaldrift medför. Lika viktigt är att kompetens och beredskap finns för att hantera konsekvenser av störningar som uppkommer eller i värsta fall en återuppbyggnad av nätet efter en storstörning.

#### Åtgärder för att förbättra kontrollrummets förutsättningar

I takt med att balanseringen blir mer utmanande kommer det att krävas flera olika typer av åtgärder, inte minst för att förbättra kontrollrumspersonalens möjligheter att upprätthålla en korrekt och tillfredställande lägesbild. Dessa kan delas in i fyra huvudsakliga områden:

- > Tillgång till information och en utökad insamling av realtidsmätvärden. Insamlingen omfattar inte endast mätvärden från Svenska kraftnäts egna anläggningar utan även mätvärden från produktionsanläggningar, underliggande regionnät och övriga europeiska stamnätsoperatörer.
- > Nya arbetssätt som är anpassade till de förändrande förutsättningarna som kräver elektroniska avrop och en utökad andel automatiska reserver.
- > Förbättrad koordinering med delsystemoperatörerna för regionnät.
- > Förbättrade IT-stöd som är anpassade till nya behov av visualisering är en förutsättning för att operatören snabbt ska kunna förstå driftläget och initiera korrekta balanseringsåtgärder.

#### Nordiska och europeiska FRR-plattformar

Som nämnts ovan sker en harmonisering av balansmarknaderna på europeisk såväl som nordisk nivå. Ett konkret exempel är att de europeiska systemoperatörerna enligt GL EB ska etablera plattformar för utbyte av balansenergi. GL EB föreskriver bland annat plattformar för balanseringstjänsterna mFRR, aFRR och RR och att alla systemoperatörer som använder sig av respektive balanseringstjänst ska ansluta sig till plattformen. De europeiska FRR-plattformarna kommer även att hantera avräkningen mellan systemoperatörer.

Plattformarna möjliggör marknadskoppling av balansmarknader och Svenska kraftnät är djupt involverade och ser samhällsekonomiska vinster i att utvidga balansmarknaderna. Samtidigt ställer GL SO krav på att ansvaret för vissa funktioner relaterat till FRR förläggs regionalt för varje synkronområde, LFC-block samt LFC-område. Vidare resulterar det faktum att viktiga balanseringsfunktioner förläggs till europeiska plattformar i hårda krav på att det skapas en robust nordisk IT-plattform (fallback-plattform) för att säkerställa driftsäkerheten.

I enlighet med den långsiktiga strategin för balansering av det nordiska kraftsystemet kommer processen för aktivering av FRR-bud vara en del i kontrollen av områdesfelet (s.k. MACE-kontroll) för respektive LFC-område. Enligt strategin ska mFRR aktiveras huvudsakligen proaktivt och aFRR reaktivt. Strategin är långsiktig och det kan antas att det under överskådlig tid kommer finnas behov av att även aktivera mFRR i reaktivt syfte, exempelvis vid oförutsedda variationer eller fel i produktionsanläggningar eller nätet. För dessa aktiveringar kommer det behövas en nordisk funktion.

Processen för aFRR är en fullt automatiserad balanseringsprocess med syftet att minimera områdesfelet i varje budområ-

de. För balansering i normalfallet kommer aFRR på sikt att vara det huvudsakliga verktyget för reaktiv aktivering i Norden.

### Information till marknadens aktörer

Det ställs allt högre krav på elmarknadens aktörer att publicera information. Som systemoperatör inkluderar det, vilket bland annat framgår av GL EB, att publicera information om balansområdets tillstånd närmare realtid. Bland annat ska systemoperatörer publicera information om systembalansen senast 30 minuter efter realtid. Vidare ska varje systemoperatör publicera information om bud, anonymiserat om nödvändigt, senast 30 minuter efter avslutad marknadstidsenhet avseende bland annat typ av produkt, volym och pris. Detta ska ske senast två år efter att GL EB trätt i kraft, vilket enligt nuvarande tidplan är under år 2019 eftersom GL EB väntas träda i kraft under år 2017.

Beroende på vilken information som publiceras skapar det olika möjligheter för marknadsaktörerna att agera. Mer information närmre realtid kan potentiellt skapa tydligare incitament för marknadsaktörerna att agera och därigenom återspegla faktiskt obalanspris. Samtidigt finns risker i form av potentiella överbelastningar i nätet i händelse av att information om systemets balans får många aktörer att snabbt agera i en viss riktning. Det är inte nödvändigtvis så att elnätet faktiskt har förmågan att tillgodose många aktörers agerande på kort varsel i en viss riktning. Vidare är det viktigt att beakta hur publicering av information närmare realtid kan påverka marknadsaktörernas förutsättningar att konkurrera med varandra. Konkurrensen mellan aktörer får inte snedvridas. En kortare avräkningsperiod kan dock tänkas avhjälpa ovan nämnda problematik.

Svenska kraftnät är i grunden positivt till att förse marknaden med information närmare realtid om det kan skapa tydligare prissignaler och bättre återspegla realtidsvärdet av balanskraft, så länge inte nätbelastningen och därigenom leveranssäkerheten äventyras.

### 6.3.3 Avräkning

En tredje delprocess inom balanseringsprocessen är avräkning. Denna delprocess ser till att kostnaderna fördelas på ett sätt som skapar incitament för marknadens aktörer enligt de principer som utformats på elmarknaden. Nedan presenteras både planerade och möjliga åtgärder som berör denna delprocess.

#### Avräkningsperiodens längd

Idag tillämpar Sverige liksom övriga Norden en avräkningsperiod om 60 minuter. Avräkningsperioden är den tidsperiod för vilken den balansansvarige enligt sitt avtal med Svenska kraftnät (Balansansvarsavtalet) ska fullgöra sitt balansansvar genom att löpande planera för och affärsmässigt åstadkomma balans mellan sin tillförsel och sitt uttag av el. Den balansansvarige är finansiellt ansvarig för uppkomna obalanser varför avräkningsperiodens längd är en grundläggande designparameter i balansavräkningen. Avräkningsperiodens längd påverkar också utformningen av balansmarknaden såväl som handelsperioden på intradag-handeln. I sin förlängning påverkas också handelsperioden för dagen före-marknaden.

På grund av dess genomgripande påverkan på marknadens

utformning är en harmonisering av avräkningsperiodens längd en central målsättning i det europeiska integrationsarbetet. Genom GL EB introduceras därför en gemensam 15 minuter lång avräkningsperiod senast tre år efter det att riktlinjen trätt ikraft. Undantag ska endast kunna ske under begränsad tid genom systemoperatörens ansökan och tillsynsmyndighetens godkännande. Inom ramen för EU kommissionens paket "Ren energi för alla i Europa" kompletteras också det legala ramverket genom att handelsperioden för intradag- och dagen före-handeln blir 15 minuter senast år 2025.

Utöver en harmoniserad periodlängd ser Svenska kraftnät också fördelar med att välja en kortare period än de nuvarande 60 minuterna. 15 minuters avräknings- och handelsperiod möjliggör en mer korrekt prissättning av flexibilitet genom att priset på balansenergi och obalansenergi tillåts att i större utsträckning återspegla realtidsvärdet av energi. Utöver detta realiseras även operativa nyttor såsom att strukturella obalanser reduceras.

Svenska kraftnät ställer sig därför positivt till en harmoniserad och kortare avräknings- och handelsperiod och ser det som en möjlighet till en effektivare balanseringsmodell. Under våren 2017 genomförde Svenska kraftnät tillsammans med övriga nordiska systemoperatörer en kostnad-nyttö-analys av hur den kortare avräkningsperioden (15 minuter) bäst kan introduceras i Norden. Kostnaderna är huvudsakligen av engångskaraktär kopplade till själva implementeringen (exempelvis förändringar i system för mätning och avräkning) medan nyttorna kopplar till långsiktiga marknadsmässiga och operativa värden såsom exempelvis tydligare prissignaler, bättre förutsättningar för handel med utlandet och minskning av strukturella obalanser.

Den nordiska kostnad-nyttö-analysen inkluderar också en första övergripande implementeringsplan som föreslår ett införandedatum under år 2020. Under hösten 2017 har Svenska kraftnät påbörjat arbetet med att förfinna tidplanen och förbereda implementeringen i samarbete med marknadens aktörer och de övriga nordiska systemoperatörerna.

#### Avräkning av obalanser

Utöver kortare avräkningsperiod medför GL EB även harmonisering av flera andra delar av balansavräkningen där antal positioner samt beräkningen av obalanspriset hör till de mest centrala. Istället för två balanspositioner per balansansvarig och elområde – en för produktion och en för förbrukning – förväntas en gemensam position införas. Därutöver planeras nuvarande tvåprisavräkning för produktion att ersättas med en modell baserad på enprisavräkning även om tvåprisavräkning fortfarande kan tillämpas under vissa förutsättningar. Under vilka förutsättningar så kan ske är fortfarande föremål för europeisk metodutveckling.

Svenska kraftnät ser både fördelar och utmaningar med den europeiska målmodellen för balansavräkning. En position och enprisavräkning förenklar för aggregatorer samt skapar incitament för att stödja systembalansen. Samtidigt riskerar incitamenten för att följa produktionsplanen att försvagas vilket kan bli en operativ utmaning. Den förändrade balansavräkningen behöver därför kompletteras med ett lämpligt regelverk för att



FOTO: TOMAS ÅRLEMO

publicera information för aktörer samt balanserade incitament för självreglering.

#### **Avräkning av aktiverad balansenergi mellan systemoperatörer**

Avräkning mellan systemoperatörer delas av GL EB in i planerat och ej planerat utbyte av energi. Planerat utbyte definieras som utbyte av balansenergi i form av balanseringstjänster, typiskt europeiska standardtjänster för FRR och RR eller andra eventuella regionalt definierade balanseringstjänster. Principer för prissättning och avräkning mellan systemoperatörer ska i detta sammanhang utformas på europeisk nivå och det är de europeiska plattformarna som kommer att hantera avräkningsfunktionen för standardtjänsterna. Inom arbetet med den framtida nordiska balanseringsmodellen föreslås att den balansenergi som utbyts mellan systemoperatörer ska räknas av mot marginalpris. Detta ligger också i linje med den europeiska målmodellen.

”Ej planerat utbyte” definieras indirekt enligt GL EB som energi som inte är ett resultat av planerat utbyte. Principer för avräkning av ”ej planerat utbyte” ska enligt GL EB tas fram av samtliga systemoperatörer inom ett synkronområde. Detta arbete kommer att initieras i Norden och ett förslag ska presenteras under år 2019.

Det europeiska regelverket för avräkning av energiutbyte mellan systemoperatörer skiljer sig grundligt från de principer som för närvarande tillämpas i Norden och implementeringen av GL EB innebär därmed stora förändringar.

#### **Det nordiska projektet Full Cost Balancing**

I syfte att komplettera det juridiska ramverket för balansavräkning som den europeiska lagstiftningen utgör samt identifiera

möjliga vägar för att utveckla den nordiska balansavräkningen genomförde de nordiska systemoperatörerna under våren 2017 ett gemensamt projekt kallat Full Cost Balancing. Projektet resulterade i ett antal möjliga förändringar som Svenska kraftnät tillsammans med sina nordiska motsvarigheter kommer att använda som utgångspunkt i ett fortsatt arbete. Sammanfattningsvis föreslås följande:

- > Det dyraste aktiverade budet på balansmarknaden som motverkar obalansen sätter marginalpriset. Detta gäller oberoende av produkt, dvs. oberoende av huruvida det är ett bud avseende aFRR, mFRR eller möjliga framtida balanseringstjänster såsom RR.
- > Leverantören av balanseringstjänster (BSP:n) kompenseras alltid enligt marginalpriset oberoende av anledningen till aktivering. Budområden utan överföringsbegränsningar sinsemellan får samma marginalpris.
- > Knapphet av balanseringsresurser återspeglas i obalanspriset på ett tydligare vis än idag.

Förslagen skiljer sig från nuvarande förfarande där obalanspriset beräknas utifrån marginalpriset för mFRR. När volymerna av balanseringsenergi från andra balanseringstjänster såsom aFRR ökar bör också värdet av denna energi visas i obalanspriset. Förslagen innebär också en ny definition av prissättningen av specialregleringar.

Svenska kraftnäts huvudsakliga målsättning är att värdera olika möjligheter till att mer korrekta prissignaler skapas av balansmarknaden (inklusive balansavräkningen).



## 7. DAGEN FÖRE- OCH INTRADAG-MARKNADERNA

### SAMMANFATTNING

Merparten av den fysiska elhandeln i Sverige sker på dagen före- och intradag-marknaderna. För att få en effektiv marknadsmässig balansering av förbrukning och produktion av el behöver dessa marknader ha tillgång till tillräckligt med överföringskapacitet och produktionskapacitet. På senare tid har produktionskapaciteten hamnat i allt större fokus i takt med elmarknadens strukturomvandling mot ökad andel icke planerbar produktion, mindre basproduktion och annan planerbar produktion. Utvecklingen går tydligt mot en situation där risken för effektbrist ökar och olika åtgärder behövs för att hantera detta. Svenska kraftnät ansvarar inte för att säkerställa effekttillräckligheten men bidrar ändå indirekt till att stärka denna genom att till exempel bygga utlandsförbindelser för att stärka kopplingen till det europeiska kraftsystemet. Exempel på andra åtgärder som indirekt ökar tillgången på effekt är:

- > Svenska kraftnät föreslog tillsammans med de övriga nordiska systemoperatörerna en implementering av en flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod (flow-based). Metoden skapar marknadsflöden som bättre representerar de fysiska flödena jämfört med dagens metod. Det väntas att metoden implementeras tidigast år 2020.
- > Implementering av fördjupad europeisk integration på intradag-marknaden (XBID) är en viktig del i att skapa marknadslösningar som stöder ett kraftsystem med en större andel förnybar kapacitet. XBID väntas öka möjligheterna för marknadsaktörer att handla sig i balans och den nya lösningen planeras att bli genomförd under år 2018.
- > Effektreserven kommer till nästa vinterperiod 2017/2018 att prissättas efter takpriset på dagen före-marknaden. Därmed påverkas prisbildningen på marknaden mindre och de svenska och finska regelverken harmoniseras. Dessutom är det i linje med framtida regelverk som förordar tydligare prissignaler vilket främjar flexibilitet och därmed stärker kraftsystemets tillräcklighet.

Merparten av den fysiska elhandeln i Sverige och övriga Europa sker på dagen före- och intradag-marknaderna. Dagen före-marknaden är den huvudsakliga platsen för elhandel där köp- och säljbud matchas för timvis leverans av el kommande dag. Prissättningen styrs av utbud och efterfrågan samt eventuella överföringsbegränsningar i elnätet. Intradag-marknaden är ett komplement till dagen före-marknaden där marknadsaktörer kan handla sig i balans. Handeln sker kontinuerligt fram till en timme innan driftperioden (idag motsvarande "drifftimmen"). Omsättningen på intradag-marknaden är idag liten jämfört med dagen före-marknaden. Samtidigt ser Svenska kraftnät att intradag-marknaden får en allt viktigare roll i takt med att andelen icke planerbar produktion ökar. Europeisk marknadskoppling på dagen före- och intradag-marknaderna utvecklas i snabb takt vilket resulterar i större marknader avseende geografi såväl som likviditet. Utvecklingen drivs i hög grad av GL CACM och Svenska kraftnät är djupt involverade i arbetet med dess implementering.

### 7.1 Tillräcklighet

Kraftsystemets tillräcklighet kan beskrivas som dess förmåga att möta elanvändarnas behov av el. Tillräcklighet behövs både avseende nätkapacitet och produktionskapacitet. Produktionskapaciteten har blivit ett område som fått ökat fokus med avseende på tillräcklighet de senaste åren. Det sker en strukturomvandling på elmarknaden mot ökad andel icke planerbar produktion, mindre basproduktion och annan planerbar produktion. Samtidigt resulterar låga elpriser i dålig lönsamhet och sämre förutsättningar för investeringar i ny produktionskapacitet. Elmarknadens förmåga att skapa incitament för att tillräckligt med effekt ska finnas tillgänglig har därför börjat ifrågasättas. Det ligger dock inte inom Svenska kraftnäts ansvar att säkerställa effekttillräckligheten.

#### 7.1.1 Effekttillräcklighet

Kraftsystemets utveckling fram mot år 2040 väntas innebära att Sverige på årsbasis har en fortsatt positiv energibalans. Med



en större andel icke planerbar produktion väntas dock ett stort antal timmar med effektbrist i framförallt södra Sverige, vilket innebär en stor utmaning för tillräckligheten i kraftsystemet.

För att minska risken för att situationer med effektbrist uppstår har Svenska kraftnät handlat upp en effektreserv inom ramar för lagen om effektreserv<sup>19</sup>, vilken gäller fram till år 2025. Enligt lagen ska effektreserven skapas genom att den systemansvariga myndigheten dels ingår avtal med elproducenter om att ställa ytterligare produktionskapacitet till förfogande, dels ingår avtal om minskad elförbrukning. Därmed bidrar effektreserven till en förbättrad effektillräcklighet. Effektreserven ska finnas tillgänglig mellan den 16 november och den 15 mars.

I en situation där inte ens tillskottet genom effektreserven räcker för att tillgodose efterfrågan kan Svenska kraftnät behöva beordra bortkoppling av förbrukning för att klara balansen i kraftsystemet.

## 7.2 Utvecklingsprojekt för ökad tillräcklighet

Även om det inte ligger inom Svenska kraftnäts ansvar att säkerställa effektillräckligheten så genomför Svenska kraftnät åtgärder inom sitt ansvarsområde som bidrar till att "främja en öppen svensk, nordisk och europeisk marknad för el". Många av dessa åtgärder bidrar till att stärka effektillräckligheten även om det inte är deras primära syfte. Det planeras flera åtgärder och projekt som väntas stärka kraftsystemets tillräcklighet.

Utbyggnaden av stamnätet är ett exempel på hur Svenska kraftnät stärker nätkapaciteten. Lokal effektbrist kan åtgärdas

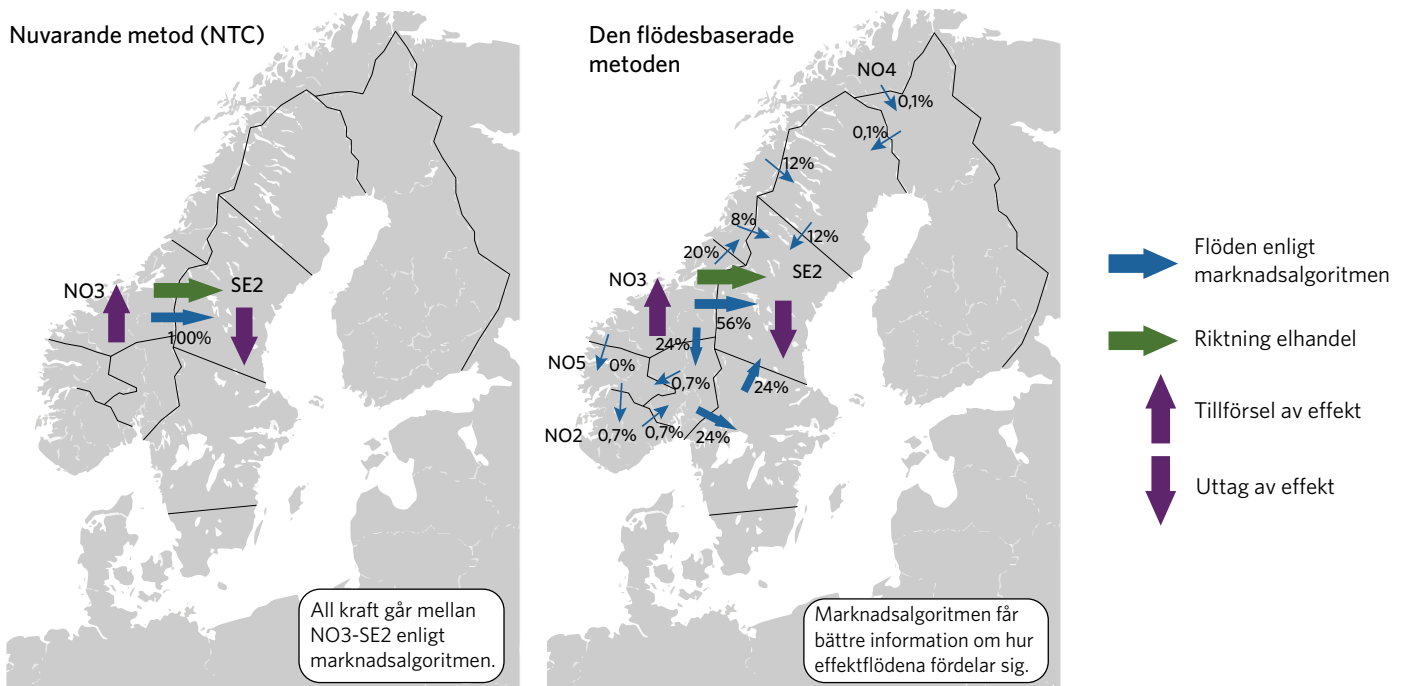
genom nätutbyggnad om det finns tillgänglig produktion som inte kan utnyttjas på grund av begränsningar i överföringssystemet. Nya överföringsförbindelser mot utlandet möjliggör ökad import vid bristsituationer förutsatt att det finns ett överskott hos den exporterande parten. Detta bygger också på att kapaciteten i det interna nätet hos den exporterande parten och på att överföringsförbindelsen är tillgänglig.

Relaterat till produktionskapacitet genomför Svenska kraftnät också ytterligare åtgärder utöver nätförstärkningar för att stärka kraftsystemets tillräcklighet. Många åtgärder är relaterade kopplade till elmarknadens utformning vilket innebär att de genomförs i samarbete med de övriga nordiska systemoperatörerna. I en rapport framtagen av de nordiska systemoperatörerna<sup>20</sup> presenteras flera viktiga förändringar som kommer att påverka den framtida utformningen av elmarknaden och relaterade systemtjänster:

- > **Högre tidsupplösning på elmarknaderna:** genom att introducera högre tidsupplösning på elmarknaderna väntas de strukturella obalanserna minskas vilket frigör reservkapacitet.
- > **Projektet Full Cost Balancing:** projektet syftar till att skapa tydligare incitament för balansansvariga att vara i balans genom att exponera dem för den faktiska kostnaden för obalanser. I sin tur bidrar det till tillräckligheten genom att främja flexibilitet.
- > **Gemensam nordisk kapacitetsberäkningsmetod:** en gemensam nordisk kapacitetsberäkningsmetod väntas maximera nyttan av elnätet och möjligheten att följa upp regionala utmaningar avseende tillräcklighet.

19. Lag (2003:436) om effektreserv

20. Svenska kraftnät et al. rapport 2017: Generation Adequacy - market measures to secure it and methodology for assessment



Figur 14. Illustrativt exempel som visar hur den flödesbaserade metoden skiljer sig från den nuvarande metoden NTC. Exemplet visar flödet mellan elområdena SE2 och NO3.

> **Stärka elanvändarna:** genom att introducera nya tekniska lösningar och tjänster på elmarknaderna kan elanvändarna bland annat ges möjlighet att dra nytta av den potentiella flexibilitet som finns i deras förbrukning.

Utöver dessa förändringar arbetar Svenska kraftnät med tre projekt relaterade till dagen före- och intradag-marknaderna och som bidrar till att stärka tillräckligheten i kraftsystemet.

### 7.2.1 Förändrade kapacitetsberäkningsmetoder

Dagen före- och intradag-marknaden tillhandahåller effektiv matchning av förbrukning och produktion av el med hänsyn tagen till elnätets överföringsförmåga. Elnätet har en viss samlad kapacitet att överföra el och dess relevanta fysiska begränsningar behöver beräknas, förenklas och kommuniceras till elmarknaden för att säkerställa driftsäkerheten i kraftsystemet. Metoden för denna beräkning benämns kapacitetsberäkningsmetod.

Enligt GL CACM ska den flödesbaserade metoden (Flow-based) gälla som kapacitetsberäkningsmetod i alla medlemsländer i EU, om inte de berörda systemansvariga kan visa att en tillämpning av metoden för samordnad nettoöverföringskapacitet (C-NTC) är mer effektivt.

Mot bakgrund av detta har Svenska kraftnät och övriga nordiska systemansvariga arbetat med ett projekt för att bedöma för- och nackdelar med att införa en flödesbaserad metod för kapacitetsberäkning i de nordiska länderna. Inom projektet har det bland annat genomförts marknadssimuleringar för att jämföra den flödesbaserade metoden med den nuvarande kapacitetsberäkningsmetoden. Vidare har projektet arbetat med

att utveckla en metod för samordnad nettoöverföringskapacitet. Resultaten i projektet indikerar att den flödesbaserade metoden medför en ökad samhällsnytta för den nordiska elmarknaden jämfört med dagens metod (NTC).

Svenska kraftnät föreslår tillsammans med de övriga nordiska systemoperatörerna att implementera flödesbaserad kapacitetsberäkning på dagen före-marknaden och C-NTC som en interimslösning på intradag-marknaden. En flödesbaserad kapacitetsberäkning innebär en marknadslösning som bättre stödjer systemdriften. Den skapar marknadsflöden som bättre representerar de fysiska flödena jämfört med dagens kapacitetsberäkningsmetod, illustrerat i figur 14.

Metoden tar också hänsyn till kapaciteten för handel både inom och mellan elområden, även för elområden som inte angränsar till varandra. Flödesbaserad kapacitetsberäkning väntas därmed på sikt bidra till att nätkapacitet allokeras så att den skapar störst nytta.

Enligt nuvarande tidplan kommer den godkända metoden implementeras i Norden på dagen före-marknaden tidigast år 2020. För intradag-marknaden kommer den metod som används initialt att vara samordnad nettoöverföringskapacitet, eftersom den IT-lösning som implementeras för intradagslösningen inte stödjer den flödesbaserade metoden. Någon tidplan för när en implementering av flödesbaserad kapacitetsberäkning på intradag-marknaden beräknas ske kan inte ges i dagsläget.

Flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod kommer potentiellt att medföra ett effektivare utnyttjande av stamnätet. En konsekvens av metoden är att det troligen oftare kommer att uppstå prisskillnader mellan elområden men att de blir mindre.



FOTO: TOMAS ÅRLEMO

Det beror på metodens sätt att justera priserna i alla elområden när det uppstår en flaskhals någonstans i det nordiska systemet. Som en följd av det kommer alla elområden att få olika pris.

För Sverige innebär det att det kan uppstå en prisskillnad mellan svenska elområden trots att kapaciteten inte används fullt ut. Detta inträffar eftersom det samtidigt finns andra handelsflöden som ökar den totala nordiska samhällsnyttan mer. Svenska kraftnäts sammantagna bedömning är ändå att den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden är den bästa lösningen.

Enligt GL CACM ska hänsyn tas i kapacitetsberäkningen till tidigare reserverad kapacitet mellan elområden. Kapacitet kan reserveras på förbindelser för överföring av systemtjänster innan dagen före-marknadens kapacitetsberäkning och tilldelning. Den reserverade kapaciteten medför att mindre kapacitet kan tilldelas i dagen före och intradagsmarknaden.

Med metoden för samordnad nettoöverföringskapacitet kan reservering göras direkt på de relevanta elområdesgränserna. Detta är dock inte möjligt i den flödesbaserade metoden eftersom den tar hänsyn till hur effektlödet fördelar sig i nätet mellan olika ledningssegment. Därför behöver reservering av kapacitet med den flödesbaserade metoden direkt relateras till vilket ledningssegment som påverkas samt det elområde där balansenergin ska produceras respektive konsumeras. Den reserverade kapaciteten på varje individuellt ledningssegment kommer att subtraheras från den tillgängliga kapaciteten på varje relevant ledningssegment.

## 7.2.2 Marknadskoppling på intradag

Intradag-marknaden är av central betydelse för att marknadsaktörer ska kunna justera sin balans efter det att dagen före-handeln är slutförd. I takt med en allt större mängd icke planerbar elproduktion ökar även betydelsen av intradag-marknaden eftersom aktörernas möjlighet att justera balansen efter förändringar i väderprognoser då kan få ett större genomslag.

Svenska kraftnät har tillsammans med fjorton andra

systemoperatörer och fyra elbörser i Europa varit engagerat i ett utvecklingsprojekt, Cross Border Intraday (XBID). Det syftar till att fördjupa integrationen mellan elmarknaderna i Europa genom att etablera en gemensam plattform för den gränsöverskridande intradag-handeln. Projektet är ett led i att implementera kraven i GL CACM och processen följs noga av EU-kommissionen.

Genom att tillgängliggöra gränsöverskridande handel även på intradag-marknaden kan XBID öka möjligheterna för marknadsaktörer att handla sig i balans i och med att de får tillgång till en större marknad. Därmed kan projektet bidra till att skapa bättre förutsättningar för att minimera obalanserna innan driftskedet vilket frigör reservkapacitet.

Enligt nuvarande tidplan kommer XBID att lanseras under år 2018.

## 7.2.3 Prissättning av effektreserven

Hittills har den effektreserv som Svenska kraftnät handlat upp i Sverige prissatts till 0,1 euro/MWh över det högsta kommersiella budet när bedömningen är att det finns risk att utbudet inte möter efterfrågan och det därmed uppstår effektbrist. Svenska kraftnät kommer från och med perioden 16 nov 2017 till 15 mars 2018 istället att prissätta effektreserven efter takpriset på dagen före-marknaden, vilket idag är 3 000 euro/MWh.

Syftet med förändringen är att uppnå flera effekter:

- > Effektreservens marknadspåverkan minskas.
- > Regelverket harmoniseras med Finland som också prissätter reserven enligt takpris på dagen före-marknaden (det enda övriga land i Norden som också har en effektreserv).
- > Det är i linje med framtida regelverk som förordar tydligare prissignaler.
- > En sådan prissättning kan bidra till att ytterligare förbrukningsflexibilitet tillgängliggörs marknaden.

## 8. NÄTUTVECKLING

### SAMMANFATTNING

Nätutvecklingen sker utifrån fyra huvudsakliga drivkrafter:

- > En stor drivkraft för nya investeringar i stamnätet är anslutningen av ny elproduktion där majoriteten utgörs av ny vindkraft. Den största mängden vindkraft förväntas anslutas i norra Sverige.
- > Den europeiska marknadsintegrationen i kombination med anslutningen av stora mängder icke planerbar elproduktion ger ett ökat behov av förbindelser mellan länderna i Norden och mellan Norden och kontinenten.
- > Stora förbrukningsökningar i storstadsregionerna, drivna både av allmän tillväxt men också specifikt av att serverhallar etableras, leder till omfattande nätinvesteringar för att säkra elförsörjningen till dessa områden. Lokaliseringen av tillkommande produktion, i kombination med utvecklingen av kärnkraft och ökande förbrukning i södra Sverige, ökar också behovet av överföringskapacitet från norr till söder i stamnätet.
- > Nätutvecklingen drivs också av behovet av reinvesteringar. De äldsta delarna av det svenska stamnätet närmar sig sin tekniska livslängd och stora delar av stamnätet kommer att behöva förnyas de kommande decennierna.

Två stora utmaningar finns för att klara av att genomföra de nödvändiga åtgärderna i tid:

- > Långa ledtider i tillståndsprocesserna. En bidragande orsak till detta är brister i den regionala översiktliga planeringen som vid till exempel etablering av nya bostadsområden eller industrier, inte tar hänsyn till att förstärkning av elnätet samtidigt behöver göras.
- > Många avbrott måste göras på förbindelser i stamnätet i samband med ny- och reinvesteringar. Dessa kommer att leda till reducerad handelskapacitet för elmarknaden, vilket ger en negativ samhälls-ekonomisk konsekvens.

Detta kapitel fokuserar på de nätinvesteringar som följer av de olika drivkrafterna för nätutvecklingen. Även om det inte framgår i respektive fall så har valet av åtgärd föregåtts av en analys av hur behoven kan mötas på effektivaste sätt. I många fall är det uppenbart att nya ledningar eller stationer måste byggas. I andra fall kombineras systemrelaterade åtgärder och marknadsåtgärder med nätinvesteringar för att på effektivaste sätt uppnå målet. Många gånger finns det också en blandning av åtgärder med olika tidsperspektiv. Som exempel kan olika systemvarnslösningar, eller andra typer av driftåtgärder, användas för att tillfälligt öka kapaciteten medan arbetet med att etablera en ny ledning pågår. Det är dock viktigt att sådana lösningar inte riskerar driftsäkerheten i systemet. Olika typer av nätinvesteringar övervägs också innan det slutliga valet görs. Om flera

mindre stationsåtgärder kan uppnå samma resultat som en ny ledning kan stationsåtgärderna vara den åtgärd som Svenska kraftnät i första hand väljer.

Svenska kraftnät har valt att kategorisera nätutvecklingsprojekten i olika delportföljer utifrån de huvudsakliga drivkrafterna som ligger bakom. Ett av de viktigaste skälen för det är att internt kunna säkerställa att vissa typer av projekt, speciellt förnyelse av åldrande anläggningar, inte omedvetet prioriteras bort till förmån för andra. De projektkategorier som nu används är: anslutning, marknadsintegration, systemförstärkning och reinvesteringar.

## 8.1 Förändringar mot Nätutvecklingsplan 2016–2025

Svenska kraftnät publicerade i slutet av år 2015 en nätutvecklingsplan för perioden 2016–2025. Det har sedan dess skett ett antal förändringar i nätutvecklingsprojekten. De större förändringar som är av mer allmänt intresse är att:

- > Svenska kraftnäts styrelse beslutade i maj år 2017 att avsluta arbetet med den tidigare planerade Gotlandsförbindelsen. Det huvudsakliga skälet till detta är att den samhällsekonomiska nyttovärdesanalysen visar att kostnaderna för kabeln väsentligt överstiger de olika nyttovärden som den skulle ge.
- > Svenska kraftnät och Fingrid har gemensamt beslutat att gå vidare med den planerade tredje växelströmsförbindelsen mellan länderna. Svenska kraftnäts styrelse tog därför i slutet av år 2016 beslut om att genomföra en teknisk förstudie inklusive förberedande tillståndsarbeten för ledningen på svensk sida. Överenskommelsen mellan Svenska kraftnät och Fingrid innebär också att stora delar av kostnaden på svensk sida bekostas av Fingrid eftersom nyttovärdena till största del uppstår i Finland.
- > Projektet med kapacitetsökning av Snitt 1 läggs tills vidare på is. De senaste analyserna av Snitt 1 och behovet av en kapacitetsökning visar på ett mindre antal flaskhalstimmar och att behovet minskar som en följd av att den tredje ledningen till Finland byggs. Kapaciteten i Snitt 1 har enligt tidigare analyser bedömts kunna öka från 3 300 till 4 500 MW genom att ledningarna i snittet seriekompenseras.
- > Planeringsarbetet med Hansa PowerBridge, en ny förbindelse mellan södra Sverige och Tyskland, fortsätter. Svenska kraftnäts styrelse tog i mars 2017 ett beslut som innebär att arbetet med att söka nödvändiga tillstånd för förbindelsen nu påbörjats. Hansa PowerBridge är planerad som en HVDC-förbindelse med 700 MW överföringskapacitet och utvecklas i samarbete med den tyska stamnätsoperatören 50Hertz. Ett slutligt investeringsbeslut väntas kunna tas i slutet av år 2022 vilket skulle kunna medföra en drifttagning av förbindelsen år 2025–2026.
- > Ett 20-tal ledningar har kommit så nära sin tekniska livslängd att arbetet med att förnya dessa kommer att påbörjas under perioden 2018–2027. En övergripande systemstudie har startats för att studera hur förnyelsen av dessa ledningar ska genomföras på bästa sätt.

## 8.2 Drivkrafter för nätutvecklingen

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 tillsammans med ett åldrande stamnät utgör de största övergripande drivkrafterna för nätinvesteringarna idag och under det kommande årtiondet. Det förväntas att stamnätet byggs ut i takt med samhällsutveck-

lingen, så att politiska ambitioner kan fullföljas utan att nätet utgör en starkt begränsande faktor. Svenska kraftnät genomför nu flera stora projekt som syftar till att möta dessa förväntningar. På ett område har dock Svenska kraftnät idag svårt att leva upp till förväntningarna. I storstadsområdena ökar den förväntade förbrukningen betydligt snabbare än vad Svenska kraftnät har möjlighet att genomföra nödvändiga förstärkningar.

De pågående och kommande stora förändringarna av elproduktionen och elförbrukningen innebär att överföringsnäten, inklusive stamnätet, behöver anpassas för att möta nya behov. Till exempel innebär nedläggningen av den svenska kärnkraften en negativ påverkan på överföringskapaciteten i stamnätet, om inte motsvarande reaktiva resurser installeras. Utöver åtgärder för att öka överföringskapaciteten behövs alltså åtgärder för att behålla dagens kapacitet. Stora delar av stamnätet börjar närma sig sin tekniska livslängd och reinvesteringsbehovet är stort. Omfattande åtgärder i stamnätet behövs därför för att kunna möta framtidens kapacitetsbehov.

Uppdelningen av drivkrafterna i fyra områden är en modell som fångar de olika orsaker som ligger bakom de nätåtgärder som Svenska kraftnät genomför. Samma uppdelning används också i det interna arbetet för att underlätta planering och hantering av alla pågående och kommande projekt. Nedan beskrivs de olika drivkrafterna och hur de påverkar utvecklingen av stamnätet.

### 8.2.1 Anslutningar

Svenska kraftnät ansluter i huvudsak nät från andra nätägare till stamnätet. Dessa tecknar inmatnings- och/eller uttagsabonnemang utifrån den produktion och förbrukning som de i sin tur ansluter. I många fall ansluter till exempel stora vindkraftparker direkt till stamnätet via en ledning skild från övriga region- eller lokalnät. En sådan anslutningsledning ägs i de flesta fall av en separat nätägare. För att tydliggöra resonemangen och orsakerna till de anslutningar Svenska kraftnät arbetar med används i detta avsnitt uttrycket "anslutning av vindkraft" även om det formellt inte är helt korrekt.

Anslutningar av ny eller ökad produktion eller förbrukning innebär alltid mer eller mindre omfattande anpassningar av stamnätet. Det gäller både anslutning av ny vindkraftproduktion eller större förbrukare som serverhallar. Anpassningarna kan bestå av alltifrån mindre justeringar i en befintlig stamnätsstation till helt nya ledningar och stationer. Svenska kraftnät har enligt lag en skyldighet att ansluta produktion och förbrukning om inte synnerliga skäl finns att neka.

### Anslutningar under åren 2018–2027

Svenska kraftnät får löpande in ansökningar om olika anslutningar till stamnätet<sup>21</sup>. Den summerade effekten i ansökningarna om ny anslutning till stamnätet har tidigare ökat stadigt. Den främsta orsaken är utbyggnaden av vindkraft. Svenska kraftnät har dock under de senaste två åren sett en minskning av den summerade effekten i nya anslutningsärenden kopplade till vindkraft. Istället har ansökningar om anslutning av större förbrukning dykt upp som en relativt ny företeelse. Svenska kraftnät har för närvarande ansökningar om anslutning av i

21. Anslutningsärenden som har utretts är inkluderade i bilagan "10-årsplan nätinvesteringar"



FOTO: TOMAS ÅREMO

huvudsak vindkraft för perioden fram till år 2025 på i storleksordningen 18 000 MW. Enligt Svenska kraftnäts prognos för framtida utbyggnad av vindkraft är uppskattningen att cirka 15 procent av denna effekt kommer att realiseras. 18 000 MW är dubbelt så mycket som den installerade effekten i all svensk kärnkraft och motsvarar 75 procent av landets maximala effektbehov. Till detta kommer alla de ansökningar som finns hos landets regionnätägare om anslutning av vindkraft till lägre spänningsnivåer. Motsvarande förfrågningar om anslutning av större elförbrukning eller generellt ökat effektuttag ligger för närvarande på i storleksordningen 4 000 MW.

Även om Svenska kraftnät under de senaste två åren sett en utplaning av den summerade effekten i ansökningar kopplade till vindkraft så kommer det utökade elcertifikatsystemet med 18 TWh till år 2030 att innebära fortsatt vindkraftutbyggnad. Detta motsvarar 6 000 MW installerad vindkraft om en tillgänglighet på 3 000 fullasttimmar per år för vindkraftverken antas. Den omfattande vindkraftsutbyggnaden innebär en betydande utmaning för Svenska kraftnät när nätets utbyggnadsbehov planeras. Det råder ofta stor osäkerhet om och när planerade vindkraftinvesteringar kommer till stånd och hur omfattande de i slutändan blir. Många av de utredningar som görs resulterar inte i någon anslutning på grund av att motparten drar sig ur i ett sent skede. Utmaningarna i planeringen understryks ytterligare av att tillståndprocesserna för att bygga ut stamnätet normalt är väsentligt längre än motsvarande processer för tillståndsgivning och uppförande av vindkraftsanläggningarna.

Havsbaserad vindkraft utgör i dagsläget en mycket liten andel av den planerade vindkraftsutbyggnaden och Svenska

kraftnät har inga pågående ärenden av direkt anslutna vindkraftparker till havs. Den största potentialen för stora volymer vindkraft till havs finns i södra Sverige. Att bygga vindkraft till havs är i dagsläget betydligt dyrare än att bygga den på land. Speciellt gäller det vindkraftparker längre ut till havs som behöver anslutas till stamnätet med likströmsförbindelser. Svenska kraftnäts bedömning är att om inte kraftiga subventioner till havsbaserad vindkraft införs kommer den största delen av vindkraftutbyggnaden att ske på land eller i kustnära lägen. Energikommisionens betänkande innehåller förslag på stöd till havsbaserad vindkraft. Det är dock oklart hur omfattande stödet är tänkt att bli. För att ansluta en havsbaserad vindkraftspark krävs normalt både en anslutningsledning från vindkraftsparken till närmaste anslutningspunkt på land och omfattande interna nätförstärkningar för att kunna föra vidare effekten till förbrukningsområden. I normalfallet tillfaller nyttan av de interna nätförstärkningarna enbart den anslutande vindkraftsparken som därmed också ska betala för dessa via ett så kallat investeringsbidrag. Det är oklart om Energikommisionens betänkande innebär att enbart anslutningsledningen ska subventioneras eller om även de interna nätförstärkningarna ska subventioneras. Givet att det finns bra vindlägen kustnära och på land kan det starkt ifrågasättas om ett sådant stöd är samhällsekonomiskt motiverat.

Anslutning av större enskilda elanvändare har under de senaste åren återigen blivit aktuellt. Svenska kraftnät har fått flera ansökningar som gäller anslutning av elintensiva industrier och då särskilt serverhallar. De större anslutningsansökningarna på upp till 500 MW, har hittills gällt platser i mellersta och norra Sverige. Serverhallar och annan elintensiv industri kräver hög el-effekt och leder till kraftigt ökat effektuttag i de stamnätspunk-

ter där de ansluts. Storleken på uttagen gör det svårt att ansluta dessa utan att genomföra nätförstärkningar. Detta gör ofta att kapaciteten på ledningarna i närområdet inte räcker till. Det är framförallt 220 kV-ledningar som matar uttagspunkterna som belastas av de ökade effektuttagen.

I Mellansverige finns behov att förnya flera 220 kV-ledningar på grund av att de närmar sig sin tekniska livslängd. När dessa ledningar förnyas vägs framtida överföringsbehov in i utförandet. Dessa förstärkningar ligger dock 5–10 år fram i tiden och i många fall råder kapacitetsbrist i nätet fram till att förnyelsen är genomförd. Även när helt nya förbindelser krävs för att förstärka nätet är genomförandetiden lång. Att kunna ansluta först om 5–10 år kan framstå som alltför avlägset för de aktörer som vill ansluta, kanske speciellt för serverhallar, vilket påverkar deras slutliga beslut om genomförande. Ännu har inga avtal tecknats om ökat effektuttag för serverhallar från stamnätet.

Svenska kraftnät har också flera ansökningar om ökat uttag i storstadsregionerna där det råder stor kapacitetsbrist i elnäten och möjligheten att öka uttagen i dagsläget är redan begränsade.

Sammantaget innebär de stora osäkerheterna i anslutning av både produktion och av ökat effektuttag en betydande utmaning för Svenska kraftnät när behovet av att bygga ut nätet planeras. Inte minst med hänsyn till de långa ledtiderna för att få tillstånd att bygga nya ledningar och det faktum att Svenska kraftnät inte kan bygga ledningar på spekulation.

### 8.2.2 Marknadsintegration

Denna kategori av nätinvesteringar syftar till att öka eller bibehålla handelskapaciteten mellan de svenska elområdena och mellan Sverige och grannländerna. Syftet är att bidra till en integrerad nordisk och europeisk elmarknad. Nyttan av dessa projekt består främst i att de gör det möjligt att utnyttja produktionsresurser mer effektivt och bidrar till en ökad leveranssäkerhet genom att förmågan att överföra el från överskotts- till underskottsområden ökar.

Framtida behov av ökad marknadsintegration identifieras som regel genom analyser i olika elmarknadsmodeller. I analyserna används olika scenarier och känslighetsanalyser för att identifiera de mest robusta och lönsamma förstärkningsprojekten. Analyserna utförs dels inom ramen för det europeiska och det nordiska planeringssamarbetet, dels i Svenska kraftnäts eget arbete. Samarbete med grannländernas stamnätsföretag är avgörande för att kunna beräkna nyttovärdet och kostnader på bästa sätt. Beslut om investering i nya förbindelser tas dock nationellt och bilateralt när det gäller utlandsförbindelser.

Svenska kraftnät har infört arbetet med Systemutvecklingsplanen inte genomfört någon separat elmarknadsanalys för att identifiera behovet av nya marknadsintegrationsprojekt. De behov som lyfts fram är en sammanvägd bild av resultaten från de analyser som görs i andra sammanhang.

#### Marknadsintegration under åren 2018–2027

Behovet av överföringskapacitet från norr till söder i Sverige förväntas öka under de närmsta decennierna. Drivkrafterna bakom detta är vindkraftutbyggnaden i norr i kombination med att kärnkraft och annan termisk kraft läggs ner i södra Sverige.

Till detta kommer den ökande förbrukningen i söder som drivs dels av ökad inflyttning till storstadsregionerna, dels av nya elanvändare i form av exempelvis serverhallar.

Svenska kraftnäts analyser visar ett behov av ökad överföringskapacitet främst över Snitt 2 mellan elområde SE2 och SE3. Nätförstärkningar är dock bara en av flera åtgärder som behövs för att undvika stora prisskillnader mellan norra och södra Sverige och för att säkerställa effekttillräckligheten söder om Snitt 2. Ökad förbrukningsflexibilitet och energilagring kan bidra till att förbättra effekttillräckligheten. Därtill kommer ny planerbar produktion att behövas söder om Snitt 2. Ingen av de senare åtgärderna ligger dock inom Svenska kraftnäts ansvarsområden.

Förutom ökande nord-sydliga flöden i nätet förutses förändrade mönster i handelsutbytet med grannländerna. Starka förbindelser mot grannländerna, som möjliggör export av el under perioder med överskott och import vid underskott, blir allt viktigare med en ökande icke planerbar elproduktion.

Svenska kraftnät har i dagsläget två nätutredningar som rör marknadsintegration. Den ena rör den nord-sydliga kapaciteten genom Sverige och speciellt Snitt 2 mellan elområde SE2 och SE3. Den andra rör ersättningen av den äldre likströmsförbindelsen Fenno-Skan 1 mellan Sverige och Finland. Två större marknadsintegrationsprojekt har påbörjats och befinner sig i en tidig samrådsfas. Det är den tredje växelströmsledningen mellan norra Sverige och Finland (SE1 – FI) och en ny likströmsförbindelse (Hansa PowerBridge) mellan Sverige och Tyskland (SE4 – DE).

På längre sikt har de nordiska stamnätsföretagen enats om att undersöka behovet av ökad kapacitet i ett antal "korridorer" där ett potentiellt behov av ökad kapacitet identifierats mellan de nordiska länderna. Dessa korridorer beskrivs i den gemensamma nätutvecklingsplan som publicerades av de nordiska stamnätsföretagen i augusti 2017. De korridorer som direkt berör Sverige är gränsen mellan södra Sverige och södra Norge samt mellan södra Sverige och Danmark. Därtill kommer behovet av ökad kapacitet mellan södra Norge och västra Danmark samt nordligaste Norge och Finland att undersökas. Det senare beror främst av en omfattande vindkraftutbyggnad i dessa områden, vilket även påverkar det svenska kraftsystemet. Under åren 2018 och 2019 kommer Svenska kraftnät tillsammans med övriga nordiska stamnätsföretag att utreda det långsiktiga behovet av ökad kapacitet i dessa korridorer samt vilka konsekvenser det får för de interna förstärkningsbehoven.

### 8.2.3 Systemförstärkningar

Systemförstärkningar är investeringar i stamnätet som görs för att stärka eller upprätthålla driftsäkerhet och därmed långsiktig leveranssäkerhet i kraftsystemet, även om investeringarna inte kan relateras till någon specifik anslutning eller marknadsbehov. Behovet av dessa investeringar uppstår till följd av fortgående förändringar i exempelvis produktionsmix, uttagsmönster, stabilitet och effekttillräckligheten.

#### Systemförstärkningar under åren 2018–2027

Inom enskilda regioner pågår en ökning av den sammanlagda



produktionskapaciteten. På samma sätt ökar förbrukningen regionalt i storstadsområdena. Flera av de systemförstärkningar som planeras under perioden genomförs för att hantera utbyte av stora effektlöden mellan regionala produktions- och förbrukningscentra via stamnätet.

Stamnätet innehåller sträckningar med parallella 400 kV- och 220 kV-förbindelser. Flödesfördelningen mellan förbindelser som drivs parallellt med olika systemspänningar är i vissa fall ofördelaktig, vilket påverkar nätets totala överföringsförmåga. Nätförstärkningar genomförs därför för att hantera sådana begränsningar. Vidare görs också ett antal stabilitetsökande åtgärder som säkerställer systemets övergripande förmåga att dynamiskt upprätthålla spänningen och överföringsförmågan.

Effektförserjningen till storstadsområdena är en utmaning för Svenska kraftnät. Städer växer då nya bostäder byggs och ny infrastruktur och nya samhällsfunktioner etableras. Denna organiska tillväxt har varit svår för lokala och regionala regionnätägare att prognostisera. Svenska kraftnät ser idag svårigheter att tillgodose ökat uttag i de större städerna Stockholm, Göteborg, Malmö och Uppsala utan omfattande nätförstärkningar.

En del av utmaningen är att det idag saknas en samordning av övergripande mål för storstadsregionerna. Idag kan till exempel en kommun satsa stort på etablering av serverhallar som kräver ett ökat uttag från stamnätet samtidigt som grannkommunen eller till och med en annan del av samma kommun säger nej till den kraftledning som behövs för att möjliggöra satsningen. Eftersom stamnätets stationer matar stora områden kan kommunernas behov också konkurrera med varandra. En kommun kan få problem att erhålla tillräcklig kapacitet för sin organiska tillväxt om grannkommunen hinner före och etablerar serverhallar som utnyttjar all ledig uttagskapacitet. Situationen förvärras om kommunerna dessutom verkar för att lägga ner lokal elproduktion eftersom produktionen behöver ersättas av ett ökat uttag från stamnätet.

För att lösa utmaningarna med begränsad kapacitet till storstäderna, på både kort och lång sikt, krävs helhetssyn och samverkan för att hitta den totalt sett bästa lösningen för samhället. Det är viktigt att den kommunala planeringen tar hänsyn

till att kapaciteten i elnäten är begränsad och att förstärkningar av näten tar lång tid att genomföra.

#### 8.2.4 Reinvesteringar

Svenska kraftnät ansvarar för att tillgodose samhällets behov av ett robust stamnät genom att upprätthålla den tekniska funktionen med bibehållen hög personsäkerhet, hög tillgänglighet och låg påverkan på miljön. Svenska kraftnät strävar också efter att göra det på ett kostnadseffektivt sätt genom regelbundet underhåll och förnyelse av hela anläggningar.

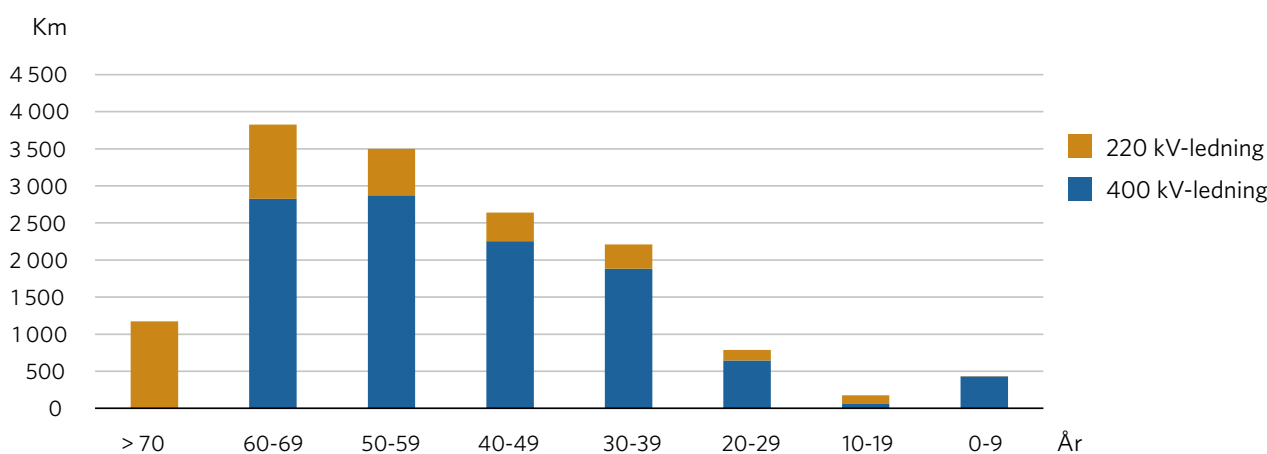
Ett fel på stamnätet kan få stora konsekvenser för personsäkerhet, underliggande nät, kunder anslutna till näten och i slutändan elanvändarna. Detta gör att Svenska kraftnät i dialog med stamnätskunderna måste planera och genomföra nödvändiga reinvesteringssåtgärder innan risken för fel blir för hög.

När enbart underhållsåtgärder eller utbyten av anläggningsdelar riskerar att inte längre räcka till för att en anläggning ska kunna upprätthålla sin funktion, görs en total förnyelse av anläggningen.

#### Reinvesteringar under åren 2018-2027

Svenska kraftnät har långsiktiga reinvesteringssplaner som omfattar både stamnätsstationer och ledningar inom den kommande 10-årsperioden. Under år 2018 närmar sig de äldsta av stamnätets 400 kV-ledningar 70 års ålder och delar av 220 kV-nätet är ännu äldre. Dessa ledningar har blivit så gamla att det inte längre är tillräckligt att underhålla dem utan de behöver förnyas i sin helhet. Totalt rör det sig om sammanlagt runt 800 km ur rent förnyelsebehov men ytterligare åtgärder kan tillkomma av andra skäl.

Utöver dessa ledningsförnyelser kommer Svenska kraftnät även att förnya i storleksordningen 30 stamnätsstationer, 15 kontrollanläggningar samt tio reaktorer och transformatorer. Dessutom planeras ett utbytesprogram för ett stort antal enskilda apparater och kontrollanläggningsdelar där de enskilda kostnaderna är relativt små, men där den totala volymen blir betydande. Under de kommande tio åren uppskattas att mellan 40 och 50 apparater kommer bytas varje år fördelat på ett



Figur 15. Åldersfördelning på 400 kV- och 220 kV-ledningar i stamnätet.

varierande antal stamnätsstationer. Detta innebär att närmare 500 högspänningsapparater ska bytas ut under hela perioden.

### Strategisk förvaltning

Anläggningsförvaltningens syfte är att Svenska kraftnäts anläggningar ska hålla hög tillgänglighet med få fel och få avbrott, såväl planerade som oplanerade. Anläggningarna ska också vara personsäkra, ha låg miljöpåverkan och förvaltningen ska ske på ett kostnadseffektivt sätt.

Svenska kraftnät arbetar proaktivt och löpande med anläggningsförvaltning. Data som felstatistik och driftdata kommer i än högre grad än idag att användas för att kunna planera åtgärder med större noggrannhet. Denna strategi gör att data om tekniskt tillstånd utgör grunden för reinvestering- och underhållsplanerna. Reinvesteringar är nödvändiga för att behålla en låg risk för att funktioner i anläggningarna ska falla.

Avbrottsplaneringen innebär en stor utmaning om reinvesteringssplanerna ska kunna genomföras med bibehållen driftsäkerhet i nätet och begränsad negativ påverkan på elmarknaden. De avbrottsmöjligheter som finns tillgängliga kommer i första hand att användas för större åtgärder. Vad gäller de mindre åtgärder, på både stationer och ledningar, ser Svenska kraftnät fördelar med att utöka andelen arbete med spänning (AMS) som arbetsmetod för att bättre kunna upprätthålla både driftsäkerhet och handelskapacitet.

### Reinvesteringsbehovets påverkan på nätplaneringen

Stora delar av 220 kV-nätet byggdes på 1940- och 50-talet för det behov som förutsågs då. Ledningsnätet utvecklades i norra delen av landet för att ansluta och samla ihop vattenkraft längs älvarna. Längre söderut är 220 kV-nätet utformat för att leverera el till industrier och städer. Genom åren har vissa åtgärder genomförts på ledningarna för att kunna installera mer produktion, men den lediga kapaciteten är till stora delar begränsad. Inom vissa delar av 220 kV-nätet finns det idag ett stort önskemål att dels installera mer produktion i form av vindkraft, dels att öka uttagen. För att kunna möta önskemålen måste större åtgärder genomföras.

När äldre ledningar behöver bytas ut måste hänsyn tas till det framtida överföringsbehovet så att de nya ledningarnas kapacitet blir tillräckliga. Svenska kraftnät har i dag standardiserat det tekniska utförandet för ledningar vilket medfört att kapaciteten på ledningarna kan öka. De ledningar som byggs idag är normalt dimensionerade för en högre överföringskapacitet. I vissa fall kan denna kapacitetsökning av 220 kV-ledningarna räcka, men i andra delar av nätet sker större förändringar som måste tas i beaktande vid planeringen och här kommer andra avvägningar in. Ett alternativ är att öka spänningen i delar av 220 kV-nätet till 400 kV, vilket ger betydande kapacitetsökningar. Ett alternativ som övervägs för att åstadkomma detta är att bygga ledningar i 400 kV-standard men driva dem med 220 kV till dess det är lämpligt att höja spänningen. Här måste kostnad, markåtkomst och det framtida behovet vägas mot varandra. Andra alternativ som kan avlasta 220 kV-nätet kan vara att bygga nya transformeringspunkter som till exempel nu genomförs i Hjälta.

## 8.3 Tillstånd och teknikval

Kraven på ökad driftsäkerhet och överföringskapacitet, tillsammans med de energi- och klimatpolitiska ambitionerna, är drivkrafter för Svenska kraftnäts nätinvesteringar. Det handlar både om att bygga nya anläggningar och att underhålla och investera i befintliga anläggningar.

Det förändrade överföringsbehovet och det stora antalet ledningsförnyelser som måste göras för att behålla drift- och personsäkerheten i stamnätet innebär att möjligheten att få tillstånd för nödvändiga investeringar och reinvesteringar får stor betydelse för Svenska kraftnäts verksamhet. Därmed får det också stor betydelse för förmågan att uppfylla det uppdrag som riksdag och regering har givit verket. Tillståndsprocesserna är avgörande för hur snabbt investeringarna i näten kan genomföras.

### 8.3.1 Långa ledtider för tillstånd

För att bygga och driva anläggningar för elöverföring krävs en rad tillstånd från olika myndigheter och instanser. Högt ställda krav på samrådets genomförande, teknikval och miljökonsekvensbeskrivningar innebär att tillståndsprocessen blir omfattande avseende både tid och arbete. Det gäller framför allt den långa processen för att få koncession. Ledtider på tio år från investeringsbeslut till drifttagning är inte ovanliga när det gäller utbyggnader i stamnätet.

### 8.3.2 Kolliderande lagstiftning

Ett oklart förhållande mellan ellagen och miljöbalken kan innebära ett hinder för Svenska kraftnät att fullgöra de uppgifter inom klimat- och energipolitiken som regering och riksdag har ålagt verket. För att Svenska kraftnät ska kunna fullgöra sitt uppdrag måste konflikten mellan lagarna undanröjas. Därför har både Svenska kraftnät och Energimarknadsinspektionen påtalat behovet av en harmonisering.

Som ett exempel har ett avgörande från Mark- och miljööverdomstolen, med hänvisning till miljöbalken, inneburit att Svenska kraftnät, till betydande kostnader, ska flytta en ledning där verket under mer än 40 år haft koncession enligt ellagen. Detta trots att det i varje koncessionsärende görs en fullständig miljöprövning enligt miljöbalkens regler.

### 8.3.3 Intressekonflikter och framkomlighet

Ledningar och stationer i stamnätet medför intressekonflikter, miljöpåverkan och markintrång. Utgångspunkten när Svenska kraftnät planerar för nya ledningar och stationer är att den sammanlagda påverkan på människa och miljö ska bli så liten som möjligt. Omgivningspåverkan och intressekonflikter kommer dock aldrig att kunna undvikas helt.

För kommuner, markägare och andra berörda innebär luftledning ett stort intrång. Ersättningsnivåerna enligt expropriationslagens regler upplevs också som för låga. Till detta kommer den naturliga önskan att inte vilja ha storskalig infrastruktur nära in på sitt boende eller i sin närmiljö.

Därtill ökar konkurrensen gällande markanvändningen. Som exempel kan nämnas annan infrastruktur, skydd för exploaterande natur- och miljöintressen samt försvarets stoppområden som kan komma i konflikt med Svenska kraftnäts utbyggnadsplaner.

Tätbebyggda områden, såsom städer, innebär särskilt komplicerande omständigheter ur ett framkomlighetsperspektiv.

Svenska kraftnät arbetar med dialog och information för att skapa förståelse för uppdraget och behovet av en trygg och driftsäker elförsörjning i Sverige.

### 8.3.4 Teknikval

Det svenska stamnätet är baserat på växelströmteknik, som är den dominerande tekniken i elförsörjningens alla led. När Svenska kraftnät förstärker stamnätet görs det som regel med luftledning. Teknikvalet leder ofta till utmaningar i tillståndprocessen. Allmänhet och andra intressenter önskar att kraftledningen ska byggas som markkabel för att minimera påverkan på landskapsbilden och minska andelen mark som tas i anspråk. En markkabel kan dock inte på samma sätt som en luftledning uppfylla Svenska kraftnäts uppdrag om kostnadseffektivitet, driftsäkerhet och miljöanpassning.

En markförlagd kabel är åtta till tolv gånger dyrare att bygga än en luftledning och har därtill bara hälften så lång teknisk livslängd. Det är dock begränsningarna vad gäller teknik och driftsäkerhet, snarare än de ekonomiska aspekterna, som gör att Svenska kraftnät undviker markkablar i växelströmsnätet.

Markförlagda kablar har andra elektriska egenskaper än luftledningar vilket leder till att reaktiv kompensationsutrustning måste installeras med 20–40 kilometers mellanrum på 400 kV-förbindelser. Varje sådan station tar i anspråk en yta på cirka 120 x 60 meter, beroende på kompenseringsbehovet. Förutom ökade markanspråk och det visuella intryck som stationerna medför innebär de också fortfarande en oprövad teknik förenad med stor teknisk komplexitet och osäkerhet.

Utöver de tekniska begränsningarna för överföringskapacitet och kompensationsbehov påverkar markförlagda kablar även driftsäkerheten i stamnätet. Markförlagda kablar måste skarvas

med ungefär 700 meters mellanrum och varje skarv, såväl som varje kompenseringsstation, som byggs blir en ny potentiell felkälla i stamnätet.

En annan viktig faktor för driftsäkerheten är reparationstiderna när fel uppstår. Markförlagda kablar tar längre tid att felsöka och reparera än luftledningar. Kablarna går sönder oftare än luftledningar och det tillsammans med den längre reparationstiden gör att de är ett betydligt sämre alternativ ur driftsäkerhets-synpunkt.

I städer, där framkomlighetsaspekter omöjliggör förstärkningar med luftledning, kan markkabel utgöra det enda återstående alternativet för en förstärkning av nätet. Även i dessa fall ska markkabel användas för så få och korta sträckor som möjligt. Ju fler markkablar desto större blir risken för elektriska resonansfenomen. Kortfattat innebär problematiken att markkablers elektriska egenskaper är sådana att de kan bidra till skadliga spänningshöjningar i elnätet, med en potentiell driftstörning som följd. Resonansproblemet är mer utmanande för högre än för lägre spänningsnivåer. Det yttrar sig konkret i att det antal kilometer markkabel som kan installeras innan en påtaglig risk uppstår är mindre för höga systemspänningar än för låga.

Vidare gör markkablers och luftledningars olika överföringsegenskaper att de inte är direkt utbytbara mot varandra. En markförläggning av en förbindelse som tidigare varit luftledning kan få stor påverkan på överföringskapaciteten från ett område till ett annat. En snedfördelning av energiflödena på parallella kraftledningar uppstår som regel alltid. Det typiska är att markkabeln riskerar att exponeras för alltför hög ström i förhållande till parallella redan existerande luftledningar. Det kan i sin tur skapa behov av ännu fler nya luftledningar för att skapa balans mellan energiflödena. Svenska kraftnät försöker att undvika den här typen av scenarion och strävar naturligtvis efter att inte bygga fler ledningar än vad som är nödvändigt.



FOTO: TOMAS ÅRLENO



FOTO: TOMAS ÅRLEMO

I praktiken gör fenomenet med reaktiv effekt, resonanser och behovet av kringutrustning att kabelteknik i stamnätet endast är ett tekniskt hanterbart alternativ under speciella omständigheter och för korta avstånd.

## 8.4 Avbrott och påverkan på driften

Svenska kraftnäts omfattande investeringsplaner för att förnya och förstärka stamnätet påverkar i allt högre grad även driften av nätet och handelskapaciteten på elmarknaden.

Genomförandet av de planerade nätåtgärderna medför ett ökat behov av avbrott på ledningar och i stationer. Om det samlade avbrottsbehovet kan spridas ut över en längre tidsperiod uppstår inga större problem. I en situation med ett åldrande stamnät, ett högt tryck på snabb anslutning av ny produktion, en ökande förbrukning i storstäderna och behov av ytterligare integration med Europa finns emellertid inte det alternativet. Det är därför nödvändigt att genomföra investeringarna i hög takt för att leveranssäkerheten inte långsiktigt ska minska och för att stamnätet inte ska bli en begränsande faktor i utvecklingen mot ett klimatmässigt mer hållbart energisystem.

Den höga investerings- och reinvesteringstakten kan innebära att kombinationer av avbrott som tillsammans ger avsevärda sänkningar i överföringskapaciteten måste accepteras. I många situationer kommer Svenska kraftnät att ställas inför en konflikt mellan att upprätthålla kapaciteten till elmarknaden och samtidigt upprätthålla kraftsystemets leveranssäkerhet. I det valet måste kraftsystemets säkerhet väga tyngre. Svenska kraftnät förväntar sig därför att tillfälliga sänkningar av handelskapaciteten, som en följd av den ökade mängden avbrott, kommer att bli mer vanligt förekommande i framtiden än de har varit hittills. I sådana situationer är det av yttersta vikt att alla avbrott blir så korta som möjligt och att vissa arbeten till exempel kan behöva göras under spänning. Den långsiktiga samhällsnyttan av åtgärderna kommer att vara mycket stor men kostnaderna för att genomföra dem kommer att öka.

Svenska kraftnät kommer inte heller ha möjlighet att flytta inplanerade avbrott med kort varsel i samma omfattning som tidigare gjorts om marknadssituationen förändras. Även om den beräknade marknadskostnaden under avbrottet ökar så är den långsiktiga konsekvensen av att skjuta avbrott framför sig att nödvändiga åtgärder inte kan genomföras i tid.

## 8.5 Större investeringar i stamnätet under åren 2018–2027

Här presenteras de större investeringarna i stamnätet under den kommande tioårsperioden. Investeringarna är ordnade geografiskt, från norr till söder. En mer detaljerad lista med enskilda projekt finns i bilagan "10-årsplan nätinvesteringar".

### 8.5.1 Kapaciteten mellan Sverige och Finland

Den senaste tiden har priserna i Finland legat högt över priserna i de övriga nordiska länderna. Detta beror till stor del på att kostnaderna för äldre kondenskraft är så höga att den inte längre är lönsam. En annan orsak är att nya marknadsmekanismer i Ryssland inneburit högre kostnader med följd att den import Finland haft har minskat. När den nya kärnkraftsreaktorn i Olkiluoto tas i drift kommer Fingrid att behöva begränsa importen från Sverige med cirka 300 MW. Denna begränsning orsakas av att de måste kunna hantera ett bortfall av den stora produktionsanläggningen.

Under år 2016 genomfördes en utredning där kapacitetsbehovet mellan Sverige och Finland analyserades. Både växelströms- och likströmsförbindelser analyserades. Den samhällsekonomiska analysen visade sammantaget en stor nordisk elmarknadsnytta för en förstärkning av handelskapaciteten

mellan länderna. Högst samhällsekonomisk lönsamhet gav en tredje växelströmsledning mellan norra Sverige och Finland (SE1 – FI). Nyttovärdena är dock inte jämnt fördelade mellan länderna vilket gör att investeringsutgifterna fördelas i proportion till nyttan för respektive land. Ledningen planeras mellan 400 kV-stationerna Messaure i Sverige och Keminmaa i Finland.

Den 23 november 2016 tog Svenska kraftnäts styrelse beslut om att påbörja planering av ledningen. Förstudien beräknas vara klar i början av år 2018. Ledningen byggs på svensk sida av Svenska kraftnät och på finsk sida av Fingrid och planerad drifttagning är år 2025.

När förbindelsen är byggd ökar handelskapaciteten mellan Sverige och Finland med 800 MW. Den underlättar också ett mer effektivt utnyttjande av reglerresurser och reserver mellan länderna. Samtidigt förstärks robustheten i den synkrona kopplingen mellan Sverige och Finland, dvs. risken för att Finland separeras från övriga Norden under avbrott på någon av dagens ledningar mellan länderna minskar.

Den gemensamma svensk-finska nätstudien analyserade även olika likströmsalternativ. Orsaken till detta är att den äldsta av de två befintliga likströmsförbindelserna, Fenno-Skan 1, börjar närma sig sin tekniska livslängd. För att handelskapaciteten mellan länderna inte ska minska kommer denna förbindelse så småningom att behöva ersättas med en ny.

Ett alternativ är att ersätta Fenno-Skan 1 i ungefär befintlig sträckning. Fördelen med detta alternativ är att det blir fortsatt möjligt att driva förbindelsen tillsammans med den nyare Fenno-Skan 2. Detta gör att ingen ny återledarkabel behöver läggas för att förhindra att returströmmen orsakar skador. Nackdelen

med dagens placering är dock att väldigt stora flöden koncentreras till ett litet område i nätet på både svensk och finsk sida, i synnerhet när Olkiluoto 3 tas i drift. Alternativet innebär att ytterligare förstärkningar i både Sverige och Finland är nödvändiga för att kunna utnyttja förbindelsen fullt ut.

Ett betydligt bättre alternativ är att i stället ersätta Fenno-Skan 1 med en ny förbindelse längre norrut, från elområde SE2, som har ett stort produktionsöverskott. Förutom att en sådan lösning kräver mindre förstärkningsåtgärder skulle den även avlasta Snitt 2 och ha betydande nättekniska fördelar även på finsk sida. På grund av de systemtekniska skälen är därför inriktningen att ersätta befintliga Fenno-Skan 1 med en förbindelse mellan elområde SE2 och Finland. Förbindelsen mellan SE2 och FI går under arbetsnamnet Kvarken och beräknas vara genomförd fram mot år 2030.

### 8.5.2 Markbygden

I ett 450 kvadratkilometer stort område väster om Piteå och Luleå planeras den idag största vindkraftsparken i Sverige; Markbygden. Planen är att etablera upp till 1 100 vindkraftsverk med en total effekt på upp till 4 000 MW. Genomförandet är uppdelat i tre etapper. För att ansluta den första etappen har en ny 400 kV-station, Råbäcken, redan byggts. En andra station, Trolltjärn, är under genomförande. Planen är att ansluta vindkraftsparkens andra etapp dit. Den tredje etappen, vilken omfattar cirka 1 500 MW, är under utredning och åtgärder för att ansluta denna är fortfarande oklara men för att kunna hantera den stora effekten måste stamnätet troligtvis förstärkas med nya ledningar.

### 8.5.3 Området runt Midskog samt Midskog – Järpströmmen

I området kring Midskog finns det idag flera ansökningar om att ansluta ny vindkraftsproduktion men även stora uttagsökningar. För att kunna hantera samtliga driftlägen som kan uppstå med bibehållen driftsäkerhet måste dels stationen Midskog förstärkas med en ny transformator mellan 400 kV och 220 kV, dels måste delar av det befintliga 220 kV-nätet förstärkas. Stamnätstationen Midskog är därtill i behov av en förnyelse och ett projekt pågår för att ersätta med en ny station något söder om den befintliga.

Mellan stationerna Midskog och Järpströmmen går det idag två parallella ledningar, en 400 kV-ledning och en 220 kV-ledning. 220 kV-ledningen börjar närma sig sin tekniska livslängd och en total förnyelse av ledningen är aktuell. Området är även i behov av kapacitetsökning då det finns planer på dels ny vindkraft, dels eventuellt en ökad kapacitet mellan Sverige och Norge. En utredning pågår för att se på behovet av en kapacitetsökning och hur den befintliga 220 kV-ledningen kan ersättas. Inriktningen idag är att ersätta delar av 220 kV-nätet med en ny 400 kV-ledning från Järpströmmen till området kring Midskog.

### 8.5.4 Kapacitetshöjande åtgärder i Norrland

Stamnätet i norra Sverige karakteriseras av långa 400 kV-ledningar uppförda med syftet att överföra vattenkraftproduk-



FOTO: TOMAS ÅRLEMO

tion till den förbrukning som finns i landets södra delar. Kring älvarna i norr utbreder sig även ett 220 kV-nät som historiskt fungerat som ett uppsamlingsnät för älvarnas vattenkraftproduktion. På senare tid har även vindkraftproduktion börjat anslutas i delar av 220 kV-nätet samtidigt som ansökningar om att ansluta större förbrukning som serverhallar tillkommit. Det har i sin tur ökat behovet av överföringskapacitet på flera ställen i nätet. Tyngdpunkten i de ansökningar Svenska kraftnät fått om att ansluta ny vindkraft ligger i elområde SE1 och SE2 som en följd av de goda vindförhållandena och den låga befolknings-tätheten.

En specifik studie av nätet i norra Sverige har därför genomförts för att identifiera nödvändiga åtgärder för att kunna ansluta stora mängder vindkraftproduktion. Studien har också sett på vilka åtgärder som behövs för att säkerställa att den nord-sydliga överföringskapaciteten inte reduceras på grund av begränsningar i stamnätet inom elområde SE1 och SE2. Målet har varit att hitta de nätförstärkningar som kommer att krävas oavsett hur vindkraftsutbyggnaden fördelar sig i Norrland. Studiens preliminära slutsatser är att det finns förstärkningsbehov i form av kapacitetshöjning av en befintlig ledning samt ett behov av ytterligare en ny 400 kV-ledning för att kunna möta den vindkraftsutbyggnad som planeras. Utredningen är ännu inte helt klar med att identifiera exakt hur den slutliga nätlösningen kommer att se ut.

### 8.5.5 NordSyd

Snitt 2, stamnätet mellan elområde SE2 och SE3, utgör den stora skiljelinjen mellan norra Sveriges stora produktionsområden och de södra delarna av landet där det förbrukas mycket el. Snittet består av åtta 400 kV-ledningar och tre 220 kV-ledningar. 220 kV-ledningarna är äldst och byggdes under 1940-talet medan 400 kV-ledningarna byggdes under en längre period mellan år 1952 och fram till slutet av 80-talet. För att öka överföringskapaciteten är 400 kV-ledningarna utrustade med seriekompenseringsstationer.

De äldsta 220 kV-ledningarna, och också seriekompenseringsanläggningarna, behöver förnyas inom den kommande tioårsperioden. De första förnyelserna av 400 kV-ledningarna behöver vara genomförda runt år 2035 om hänsyn enbart tas till deras tekniska livslängd.

De drivkrafter som driver nätutvecklingen påverkar tydligt överföringsbehovet genom Snitt 2. Med en utbyggnad av vindkraft i norr, avveckling av kärnkraft och ökande förbrukning i söder ökar den förväntade överföringen genom snittet kraftigt. Begränsningar i kapaciteten i Snitt 2 kommer att ha stor negativ påverkan på elmarknaden men också på leveranssäkerheten i södra Sverige. Det finns därmed tydliga motiv för att utreda en förstärkning av kapaciteten i samband med planeringen av förnyelseåtgärderna.

Två huvudalternativ utreds. Det ena utgår från möjligheten att behålla dagens grundläggande nätstruktur och förnya samt förstärka ledningar och andra anläggningar inom den till exempel genom att ersätta 220 kV-nätet med 400 kV. Den andra är att etablera nya ledningsstråk. Även utformning och placering av seriekompenseringsstationerna ses över eftersom det



FOTO: JANNA WÄRBERG

påverkar möjligheten att ansluta ny produktion till ledningarna. Utredningen överväger också möjlighet och konsekvenser av att bygga dubbelledningar (där två ledningar placeras i gemensamma stolpar). Om någon ledning tidigt förnyas som dubbelledning skulle detta dessutom kunna förenkla avbrottsshantering i ett senare skede av förnyelsearbetet.

Avbrottsmöjligheterna är en viktig parameter i arbetet. Om kapaciteten genom Snitt 2 reduceras under en lång tid på grund av att en ledning tas ur drift för förnyelse får det en stor påverkan på elmarknad och leveranssäkerhet. Olika alternativ där den förnyade ledningen färdigställs innan den gamla ledningen rivs utreds därför.

Genom att uppgradera befintliga anläggningar samt genomföra kompletterande åtgärder kan det framtida kapacitetsbehovet i Snitt 2 tillgodoses. Några åtgärder är redan beslutade och genomförs. Det inkluderar shuntkompensering i de nya stationerna Karlslund och Grönviken för att öka gränsen mot spänningskollaps. Ytterligare shuntkompensering planeras i samband med förnyelsen av station Bäsna.

Andra åtgärder som har koppling till kapaciteten i Snitt 2 rör 220 kV-nätet längre söderut. De två östliga 220 kV-stråken mellan Krångede-Västerås-Enköping och Stadsforsen-Uppsala behöver få ökad överföringskapacitet. För dessa kan det vara aktuellt att uppgradera ledningarna till 400 kV, antingen som enkel- eller dubbelledningar. Syftet med ledningsåtgärderna är bland annat att avlasta ledningar norrifrån in mot Stockholmsregionen, speciellt Stackbo-Hamra och Untra-Valbo, vilka ansträngs hårt vid vissa driftsituationer.

### 8.5.6 Uppsala

I södra Uppland finns ett antal 220 kV-ledningar som matar Uppsala och Roslagen. Området står inför avsevärda förändringar eftersom förbrukningen i Uppsalaområdet ökar stadigt och omfattande ombyggnationer planeras i regionnätet. Området påverkas också av de förändringar som sker i nätstrukturen in mot Stockholm och de reinvesteringsbehov som finns i det nuvarande ledningsnätet.

Svenska kraftnät har startat ett arbete med att ta fram en övergripande och koordinerad investeringsstrategi för området i syfte att identifiera den bästa helhetslösningen. Det kan inte uteslutas att det är nödvändigt att etablera nya ledningar och stationer för transformering till regionnätet.

### 8.5.7 Stockholms Ström och Storstockholm Väst

Svenska kraftnät kommer fram till år 2027 att investera närmare sex miljarder kronor i nätåtgärder kopplade till att förstärka matningen till Stockholmsregionen. Åtgärderna är samlade under namnet Stockholms Ström. Programmet omfattar ett 50-tal delprojekt och involverar utöver Svenska kraftnät även nätägarna Vattenfall Eldistribution och Ellevio. Det berör 21 kommuner i Stockholms län.

Bakgrunden till nätförnyelsen inom Stockholms Ström är ett regeringsbeslut från år 2004. I detta beslut uppdrog regeringen åt Svenska kraftnät att ta fram ett förslag till utformning av det framtida elnätet i Stockholmsregionen. Tillsammans med regionnäsägarna tog Svenska kraftnät fram ett förslag på en ny nätstruktur som skulle uppfylla framtida krav på tillgänglighet, driftsäkerhet och god miljö. Förslaget presenterades i en delrapport år 2005 och en slutrapport år 2008.

Den nya nätstrukturen innebär att delar av dagens förhållandevis finmaskiga 220 kV-nät avvecklas. I andra delar av nätet höjs spänningsnivån från 220 kV till 400 kV. En ny, delvis markförlagd 400 kV-ledning etableras mellan Upplands-Väsby i norr och Haninge i söder. Mittensträckan på den nya förbindelsen byggs under innerstaden i en borrhad tunnel.

I samband med genomförandet av Stockholms Ström kommer cirka 15 mil luftledning att rivas. Kommuner och andra markägare medfinansierar Stockholms Ström i förhållande till värdet på den mark som därigenom frigörs för annan användning.

Den storskaliga användningen av 400 kV kabelteknik i Stockholmsområdet medför många stora tekniska utmaningar, framförallt när det gäller drift, elkvalitet och spänningshållning. Kablarnas reaktiva effekttillförsel kommer till största delen att kompenseras av shuntreaktorer. I vissa stationer övervägs dock dynamiska reglerresurser för att kunna reglera spänningen vid olika förbrukningsförhållanden.

Elbehovet har ökat snabbare än vad som förutsågs när den nya nätstrukturen för Stockholmsområdet togs fram på 2000-talet. Befolkningsökningen, minskad lokal elproduktion, ny elberoende infrastruktur samt en önskan att etablera Storstockholm som ett internationellt centrum för serverhallar är de främsta orsakerna till det ökade behovet.

För att möta den kraftigt ökade efterfrågan på el och säkerställa driftsäkerheten i Stockholms län på lång sikt, så planerar Svenska kraftnät ytterligare förstärkningar i form av en ny

nord-sydlig 400 kV-förbindelse, benämnd Storstockholm Väst, genom västra delen av regionen. Den är tänkt att ersätta dagens 220 kV-förbindelser på sträckningen Hamra-Överby-Beckomberga-Bredäng-Botkyrka-Kolbotten. Åtgärderna innefattar bland annat en uppgradering av 220 kV-ledningen mellan Odensala och Överby till 400 kV, samt en rad nya transformatorstationer. Investeringen uppskattas i grova drag till i storleksordningen fyra miljarder kronor utöver de kostnader som är kopplade till åtgärder i Stockholms Ström. Förbindelsen kommer att byggas i etapper mellan åren 2023-2030.

### 8.5.8 Skogsäter-Stenkullen

Svenska kraftnät har ett pågående projekt för att bygga en ny 400 kV-ledning längs västkusten mellan stationerna Skogsäter och Stenkullen. Trots att de tidigare planerna på en stor vindkraftsutbyggnad i Västergötland, Bohuslän och Dalsland har reducerats så är ledningen fortsatt mycket viktig. Det finns i dag endast två nord-sydgående 400 kV-ledningar norr om Göteborg vilket begränsar överföringskapaciteten och säkerheten i matningen till regionen.

Vid fel i stamnätet riskerar det parallella regionnätet att överlastas med omfattande elavbrott i regionen som följd. Den nya ledningen mellan Stenkullen och Skogsäter förhindrar detta och bygger samtidigt bort nuvarande begränsning i överföringen längs västkusten, vilket påverkar hur mycket effekt som kan exporteras till Norge (SE3-NO1).

Ledningens angelägenhetsgrad har ökat markant sedan Vattenfall beslutat att avveckla två kärnkraftsblock i Ringhals.



FOTO: TOMAS ÅRLENO

Det minskar produktionskapaciteten i västra elområde SE3 med nära 1 800 MW. Eftersom produktionsbortfallet i stor utsträckning måste kompenseras med tillförsel utifrån, till exempel från svensk och norsk vattenkraft, kommer betydelsen av en ny nord-sydlig ledning att öka med tiden.

En kärnkraftsavveckling minskar även förmågan till spänningsreglering på västkusten, vilket i sin tur reducerar möjligheterna att på ett driftsäkert sätt tillföra området effekt utifrån. För att kompensera bortfallet av den spänningsreglering som Ringhals i dag bidrar med planerar Svenska kraftnät att ersätta dagens automatiska spänningsregleringsutrustning i Stenkullen och att installera ytterligare fyra nya shuntkondensatorer.

### 8.5.9 Västkustledningar (SE3 och SE4)

Nio 400 kV-ledningar mellan Trollhättan och Malmö är idag drygt 60 år gamla och i stort behov av upprustning. Såväl fundament, stolpar och faslinor har korroderat i snabb takt på grund av de saltmättade vindarna. Arbetet med att byta ut dessa ledningar med en sammanlagd längd av cirka 40 mil påbörjas under planperioden men kommer inte att hinna slutföras under denna. Det beror på dels de långa tillståndprocesserna, dels på begränsade möjligheter till avbrott på dessa hårt belastade ledningar.

### 8.5.10 Ekhyddan-Nybro-Hemsjö

Svenska kraftnät har sökt koncession för en ny, cirka 20 mil lång, 400 kV-ledning från Ekhyddan i elområde SE3 via Nybro till Hemsjö i elområde SE4. Efter att utlandsförbindelsen NordBalt anslöts till Nybro så har effekttransporten genom området ökat med 700 MW i båda riktningarna. Den nya ledningen behövs för att säkerställa driften av NordBalt och för att förbättra stamnätets överföringsförmåga. Den behövs också för att öka driftsäkerheten genom att säkerställa att det parallella regionnätet i Småland inte överlastas med omfattande elavbrott som följt vid ett fel i 400 kV-nätet. Intill dess att ledningen har tagits i drift så har ett provisoriskt systemvärn installerats, som kan koppla bort NordBalt vid ett kritiskt fel i stamnätet.

Ledningen Ekhyddan-Nybro-Hemsjö stabiliserar även generator O3 i Oskarshamns kärnkraftverk, så att den uppnår den driftsäkerhet som Svenska kraftnät kräver av anslutna produktionsanläggningar. Detta är särskilt viktigt nu när Uniper avvecklar de två äldsta generatorerna O1 och O2 i Oskarshamns kärnkraftverk. Det medför att O3 kommer att få en ännu viktigare roll som spänningsstabiliserande generator i området.

Ledningsprojektet har bedömts som så viktigt för utvecklingen av den gemensamma elmarknaden i Europa att projektet har tilldelats status som ett Project of Common Interest (PCI) av EU-kommissionen.

### 8.5.11 Hansa PowerBridge

Svenska kraftnäts styrelse beslutade våren 2017 att fortsätta med nästa fas i arbetet med att etablera en ny likströmsförbindelse mellan södra Sverige och Tyskland. Denna fas omfattar arbeten kopplade till bottenundersökningar, tillstånd och markåtkomst samt att ta fram förfrågningsunderlag för upphandling. Ett slutligt investeringsbeslut väntas kunna tas i slutet

av år 2022 vilket skulle kunna innebära att förbindelsen kan tas i drift under år 2025/2026.

Hansa PowerBridge är planerat som en HVDC-förbindelse med 700 MW överföringskapacitet och utvecklas i samarbete med den tyska stamnätsoperatören 50Hertz. Ett samarbetsavtal tecknades i början av år 2017 för att reglera det fortsatta samarbetet.

Förbindelsen kommer att anslutas till stamnätet i Hurva utanför Hörby i Skåne. Det är till samma station som HVDC-förbindelsen SydVästlänken ansluter norrifrån. Detta ger möjlighet att föra delar av effekten som kommer via SydVästlänken vidare till Tyskland utan att belasta det omgivande växelströmsnätet.

Förbindelsen är av stor vikt för möjligheterna att integrera de stora mängder förnybar elproduktion som kommer att etableras i Sverige och Norden. Den ökade handelskapaciteten mellan Sverige och Tyskland gör det möjligt att exportera större mängd förnybar energi i perioder med överskott i Norden men även att importera när stora överskott i resten av Europa ger lägre priser där än i Norden.

Ökningen i handelskapacitet är också av stor betydelse för att kunna importera mer effekt i de stunder då den väderberoende elproduktionen i Sverige och Norden inte producerar tillräckligt mycket för att, tillsammans med övriga produktionskällor, kunna täcka förbrukningen. Detta är något som är speciellt betydelsefullt eftersom nedläggningen av svensk kärnkraft väntas leda till fler tillfällen med allvarlig risk för effektbrist i södra Sverige.



FOTO: TOMAS ÅRLENO



## 9. FINANSIELL UTVECKLING

### SAMMANFATTNING

- > De nätinvesteringar som redovisas i Systemutvecklingsplanen under planperioden för åren 2018–2027 innebär ett stort ekonomiskt åtagande. Den sammantagna investeringsvolymen uppgår till 60 miljarder kronor, varav 45 miljarder kronor bedöms falla ut under planperioden för åren 2018–2027. Av dessa utgör 22 miljarder kronor reinvesteringar i befintliga stationer och ledningar och resterande 23 miljarder kronor nyinvesteringar.
- > Den finansiella utvecklingen är beroende av en rad förutsättningar och antaganden. Flera projekt är fortfarande i planeringsstadiet varför det råder osäkerhet om när och i vissa fall även om de kommer att genomföras. Avvikelse i investeringsvolymen får en betydande påverkan på den finansiella utvecklingen. Andra faktorer som är svårbedömda och har stor påverkan på den finansiella utvecklingen är räntekostnader och avskrivningskostnader, samt inflödet av kapacitetsavgifter.
- > Enligt gjorda antaganden bedöms koncernen Svenska kraftnäts belåning uppgå till 24 miljarder kronor år 2027. Det motsvarar en skuldsättningsgrad på 240 procent.
- > Den höga investeringstakten bedöms medföra en fördubbling av effektavgiften fram till år 2027.

Stamnätet är inne i en period då investeringsbehovet är mycket omfattande, vilket kommer att få stor påverkan på Svenska kraftnäts finansiella utveckling. Den sammantagna investeringsvolymen för de nätinvesteringar som redovisas i Systemutvecklingsplanen uppgår till 60 miljarder kronor, varav 15 miljarder kronor faller ut utanför planperioden för åren 2018–2027.

För planperioden för åren 2018–2027 uppgår investeringarna till mellan tre och sju miljarder kronor per år med en sammanlagd investeringsvolym om 45 miljarder kronor. Därav utgör investeringar i nya ledningar och stationer cirka 23 miljarder kronor. Reinvesteringar i befintliga ledningar och stationer beräknas till 22 miljarder kronor.

Utvecklingen av verkets investeringar fördelat på de fyra drivkrafterna anslutning, marknadsintegration, systemförstärkning och reinvestering framgår av figur 16. Det bör noteras att en investering kan inkludera fler drivkrafter än dess huvudsakliga tillhörighet. Det som anges i figuren är bruttosiffror dvs. investeringsbidrag från extern part ingår inte.

### 9.1 Finansieringskällor

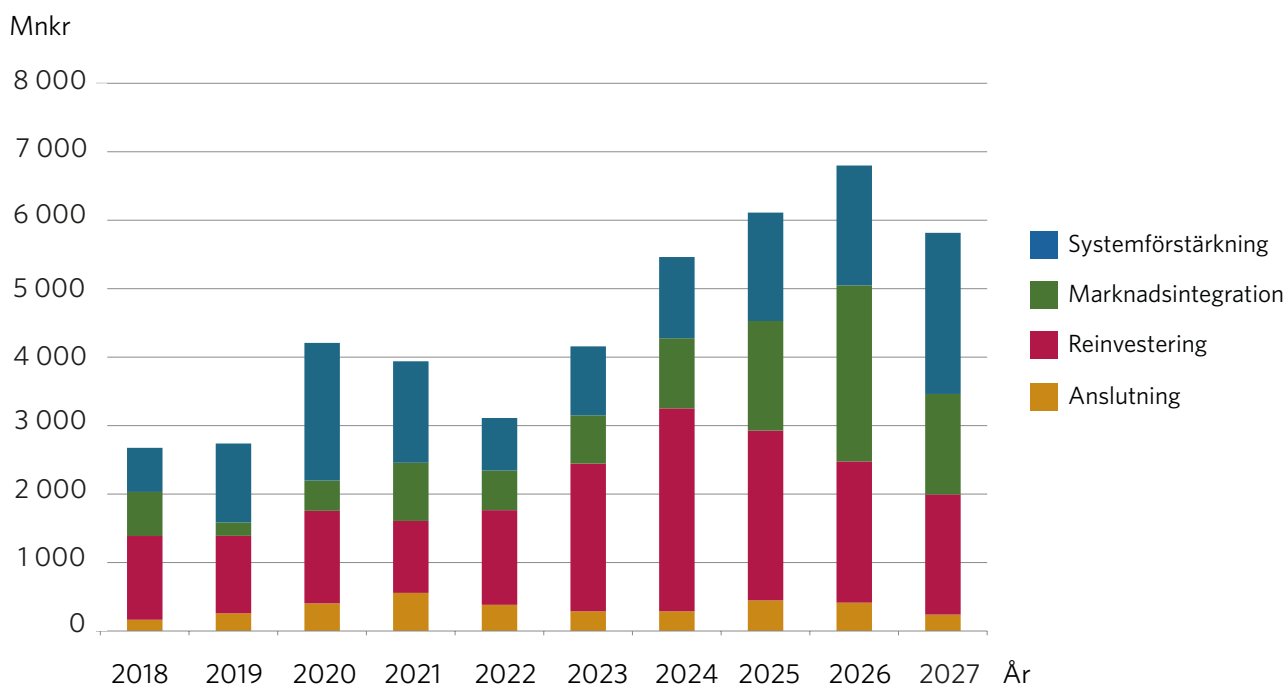
Svenska kraftnäts investeringar finansieras dels genom lån via Riksgälden och dels genom egen finansiering. Därutöver finns

ytterligare två betydande finansieringskällor: investeringsbidrag och kapacitetsavgifter.

Investeringsbidrag är den vanligaste finansieringskällan när ny elproduktion eller ny elförbrukning tillkommer, exempelvis serverhallar. I dessa fall är nätföretagen skyldiga att ansluta. Om det inte finns ledig kapacitet i nätet eller om driftsäkerheten påverkas negativt får den anslutande producenten eller elanvändaren betala ett investeringsbidrag för att finansiera den investering som krävs för att ansluta. Investeringsbidrag kan också ges av till exempel fastighetsägare, när nätutbyggnader medför att värdefull mark kan frigöras. En förutsättning är att det är systemtekniskt möjligt utan att driftsäkerheten påverkas negativt och att en ny acceptabel sträckning kan hittas.

Kapacitetsavgifter är en annan viktig finansieringskälla. Kapacitetsavgifter uppstår vid prisskillnader mellan angränsande elområden, antingen andra länder eller svenska elområden. Kapacitetsavgifter som uppstår mellan svenska elområden tilldelas med hundra procent till Svenska kraftnät. För kapacitetsavgifter som uppstår mellan länder gäller att femtio<sup>22</sup> procent tilldelas Svenska kraftnät och femtio procent det angränsande landets stamnätsoperatör.

22. För SwePol Link pågår för närvarande ett försök som innebär en annan fördelning.



Figur 16. Investeringsnivåerna åren 2018-2027 fördelat på huvudsakliga drivkrafter för nätinvesteringarna.

## 9.2 Förutsättningar och utmaningar för finansiell planering

En planering av verkets finansiella utveckling förutsätter en rad antaganden. Den finansiella utvecklingen är också starkt beroende av en rad faktorer som följer av investeringarna, såsom räntekostnader och avskrivningskostnader, och som i många fall är svåra att prognostisera med god träffsäkerhet<sup>23</sup>.

Svenska kraftnät har idag ett avkastningskrav från regeringen på sex procent på justerat eget kapital över en konjunkturcykel. Detta antas gälla oförändrat under perioden. Regeringen har dock påbörjat en översyn av avkastningskravet. Om översynen leder till en förändring av avkastningskravet får det sannolikt betydande konsekvenser för den finansiella utvecklingen.

Utöver regeringens avkastningskrav på verket regleras Svenska kraftnäts intäktsnivåer inom nätverksamheten av den intäktsram som fastställs av Energimarknadsinspektionen. Givet de antaganden som denna plan baseras på och under förutsättning att det avkastningskrav som Svenska kraftnät lyder under är oförändrat, ger intäktsramen tillräckligt utrymme för verkets intäktstbehov. Intäktsramen innefattar dock ett effektiviseringskrav på det som i regleringen benämns påverkbara kostnader såsom kostnader för personal, drift och underhåll. Utbyggnaden av stamnätet kommer att leda till högre nivåer för alla kostnader, även om verket ökar kostnadseffektiviteten. Detta tas det inte någon hänsyn till i intäktsramen vilket i ett långsiktigt perspektiv kan innebära svårigheter för verket att hålla sig inom de nivåer som regleringen tillåter.

Den finansiella planeringen och utvecklingen är starkt beroende av investeringsvolymen vilken är förknippad med

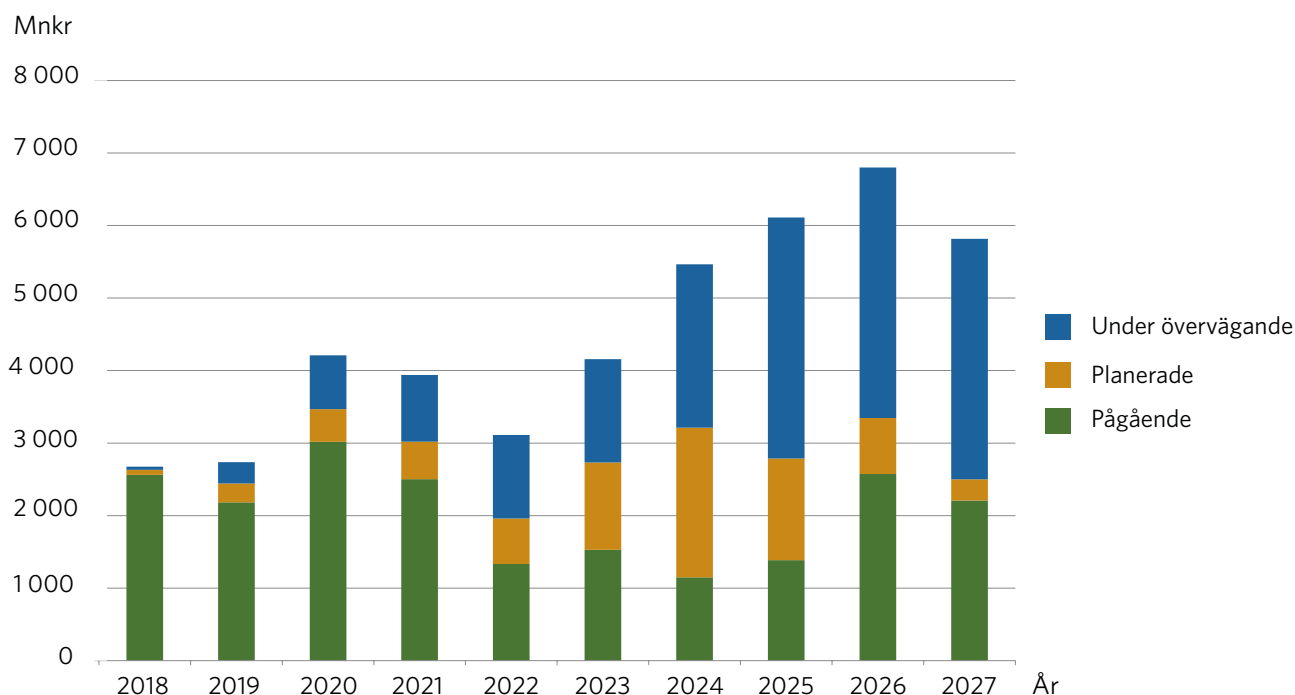
stor osäkerhet. Investeringar som ligger i genomförandefas kan antas få ett utfall som ligger nära angiven plan medan sådana investeringar som ligger i planeringsfas och därför inte är beslutade ännu är mindre säkra. Planerade vindkraftsanslutningar har emellanåt en tendens att bli senarelagda eller avbrutna till följd av till exempel finansieringssvårigheter eller att vindkrafts-exploatören ändrar sin lönsamhetsbedömning. Ett antal vindkraftsanslutningar ingår i Systemutvecklingsplanen men det råder stor osäkerhet om vilka som kommer att genomföras. Än mindre säkra är investeringar som kategoriseras som under övervägande. Här finns risk för att de antingen avbryts eller att belopp och tidplaner förändras. Figur 17 visar hur stor del av den årliga investeringsvolymen som utgörs av investeringar i respektive fas. Investeringsvolymen för perioden 2018-2027 beräknas uppgå till 45 miljarder kronor. Av dessa investeringar är en stor del fortfarande inte beslutade, vilket kan ge en viss indikation om hur stor del av den årliga investeringsvolymen som är förknippad med osäkerhet.

Den huvudsakliga kostnadsökning som Svenska kraftnäts investeringar beräknas ge upphov till utgörs av räntekostnader och avskrivningskostnader vilka båda är svåra att prognostisera.

För prognostisering av såväl räntenivån som inflationsantaganden använder verket Konjunkturinstitutets prognos som underlag. Antagen räntenivå är -0,4 procent i början av planperioden och 3,1 procent i slutet av perioden. Givet Svenska kraftnäts planerade höga belåning kommer varje avvikelse från den antagna räntenivån att få stor betydelse för den finansiella utvecklingen.

Svenska kraftnäts omfattande investeringsbehov får direkt påverkan genom ökade avskrivningskostnader men också

23. Det bör även noteras att den finansiella utveckling som redovisas i denna plan endast beaktar de investeringar som följer av nätutvecklingen. Det innebär att eventuella åtgärder som följer av systemutmaningar enligt ovan inte har beaktats i de finansiella beräkningarna.



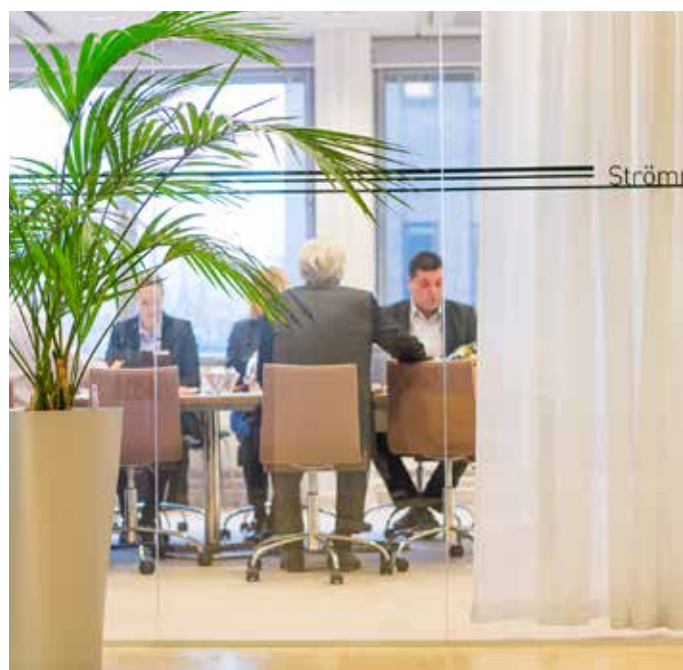
Figur 17. De årliga nivåerna för nätinvesteringar uppdelade enligt fas.

indirekt genom en ökning av relaterade kostnader för drift och underhåll av ett allt större anläggningsbestånd. Planeringen av Svenska kraftnäts avskrivningskostnader är beroende av investeringsprojektens drifttagningsdatum, vilka är svåra att prognostisera med träffsäkerhet. Projektens långa ledtider medför svårigheter att beräkna tidplaner och kommande drifttagningsdatum. Därtill kan tidplaner förskjutas av många olika orsaker och påverka projektens drifttagningsdatum, och följaktligen planeringen av avskrivningskostnaderna. Under planperioden beräknas det att avskrivningskostnaderna nästan dubblas från 1,1 miljarder kronor i periodens början till 2,0 miljarder kronor vid utgången av år 2027.

Påverkan på kostnaderna när ett antal projekt och motsvarande avskrivningskostnader och räntekostnader utgår ur planen kan belysas med ett exempel. Om planerade projekt om cirka en miljard kronor med en avskrivningstid på 40 år och antagen räntesats om tre procent utgår ur planen kommer det att påverka tariffen genom en lägre kostnad om cirka 60 miljoner kronor per år vilket motsvarar en lägre tariff om en till tre procent årligen.

En annan faktor som har stor påverkan på den finansiella utvecklingen är inflödet av kapacitetsavgifter. De senaste åren har kapacitetsavgifterna varit en betydande finansieringskälla för Svenska kraftnät, men de är mycket svåra att prognostisera. Det totala inflödet av kapacitetsavgifter avgörs av de skillnader i elpris som uppstår vid elhandel mellan länder eller mellan de svenska elområdena. Skillnaderna beror i sin tur på de förutsättningar som elmarknaden råder under såsom väder, 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 ännu svårare på tio års sikt. Historiskt, sedan elområden infördes i Sverige, har kapacitetsavgifterna varierat mellan 700 miljoner kronor och 2 100 miljoner kronor årligen. I denna plan har kapacitetsavgifterna beräknats till mellan 700 och 1 000 miljoner kronor per år varav i genomsnitt cirka 70 procent avser kapacitetsavgifter mellan länder.



### 9.3 Finansiell ställning

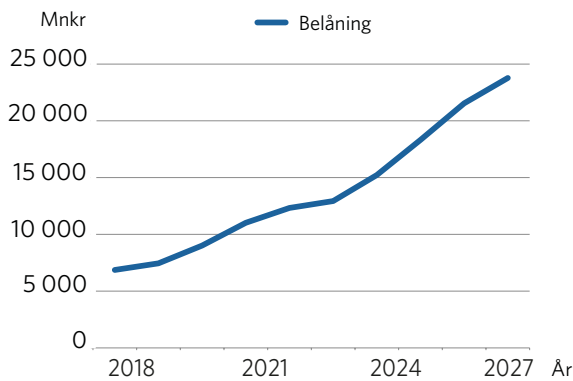
Investeringarna i Systemutvecklingsplanen för planperioden för åren 2018–2027 kommer att få betydande konsekvenser för verkets ekonomi och den stamnätstariff som tas ut av nätkunderna. Med ovan angivna förutsättningar och antagna ingångsparametrar bedöms det att koncernen Svenska kraftnäts<sup>24</sup> belåning år 2027 kommer att uppgå till 24 miljarder kronor. Det motsvarar en ökning av skuldsättningsgraden på hela 150 procentenheter till 240 procent vid utgången av år 2027. Soliditeten bedöms minska från 29 procent vid periodens början till 19 procent vid utgången av år 2027.

De finansiella nyckeltalen skulle för ett privat företag indikera en osund finansiell ställning och det skulle bli svårt och kostsamt för verket att finansiera investeringarna om inte Svenska kraftnät vore en del av staten och kan låna från Riksgälden. Utvecklingen

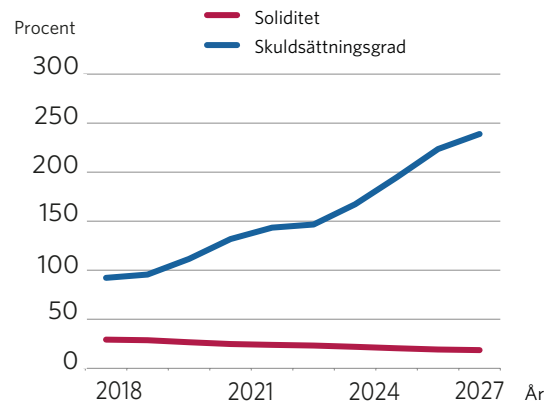
av belåningen under perioden 2018–2027 redovisas i figur 18 och utvecklingen av soliditeten och skuldsättningsgraden under perioden 2018–2027 redovisas i figur 19.

Investeringarna finansieras utöver lån med egen finansiering, bidrag och kapacitetsavgifter. Fördelningen mellan olika finansieringskällor för investeringarna under perioden 2018–2027 redovisas i figur 20<sup>25</sup>. Som framgår av figuren är det främst upplåningen som ökar när investeringsnivåerna skjuter i höjden.

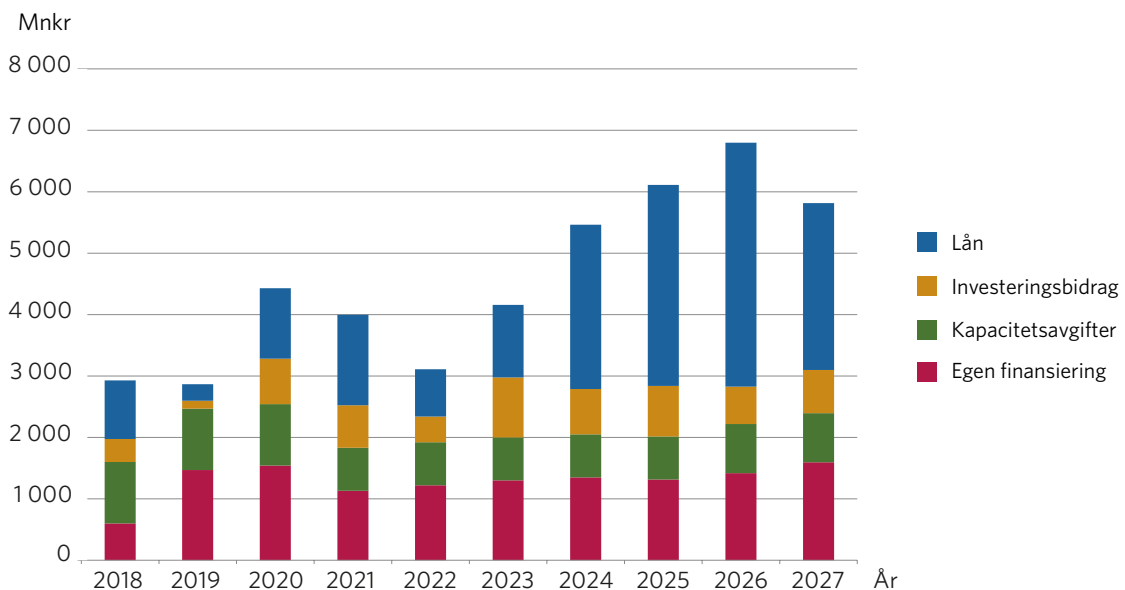
Mot bakgrund av de olika finansieringskällorna kan det vara intressant att jämföra hur väl investeringarna fördelat per huvudsakliga drivkrafter följer finansieringen av dessa. En idealisk fördelning erhålls om investeringar med drivkraften anslutning finansieras med investeringsbidrag, marknadsintegrationsinvesteringar som syftar till att minska flaskhalsar och öka kapaciteten mellan elområden finansieras med kapacitets-



Figur 18. Prognostiserad utveckling för Svenska kraftnäts belåning fram till år 2027.



Figur 19. Prognostiserad utveckling för Svenska kraftnäts soliditet och skuldsättningsgrad fram till år 2027.



Figur 20. Fördelning mellan olika finansieringskällor för investeringarna fram till år 2027.

24. Den finansiella ställningen är beräknad utifrån koncernen Svenska kraftnät, dvs. dotterbolaget Svenska Kraftnät Gasturbiner AB är inkluderat i beräkningarna.  
25. Utöver nätinvesteringar ingår IT-investeringar om totalt ca 700 mnkr åren 2018–2021.

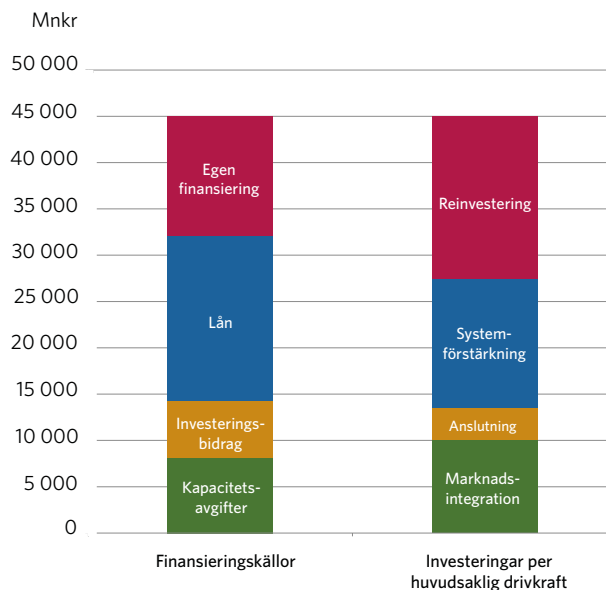
avgifter och investeringar som stärker stamnätet, systemförstärkningar, finansieras av nyupplåning. Reinvesteringar bör finansieras med egen finansiering, dvs. att Svenska kraftnät ska generera ett resultat som bidrar till återinvestering i befintligt anläggningsbestånd. Nu är en perfekt och entydig fördelning inte möjlig eftersom varje investering kategoriseras till en huvudsaklig drivkraft samtidigt som de ofta även kan motiveras av andra drivkrafter. En relativt jämn fördelning bör dock erhållas. I figur 21 åskådliggörs förhållandet mellan investeringarna per huvudsaklig drivkraft och dess finansieringskällor under planperioden för åren 2018–2027. Under planperioden möter investeringar med drivkraften marknadsintegration sin motsvarande finansieringskälla relativt väl. Investeringar med drivkraft anslutning är något lägre än investeringsbidragen vilket förklaras av att ersättning från fastighetsägare också ingår i posten investeringsbidrag. För reinvestering är egenfinansieringen betydligt lägre än investeringsnivån, vilket kan indikera att Svenska kraftnäts avkastningskrav behöver höjas alternativt att utdelningen minskas. Dock råder en viss osäkerhet om nivåerna för reinvestering eftersom dessa kan inkludera viss andel nyinvestering.

### 9.3.1 Stamnätstariffen

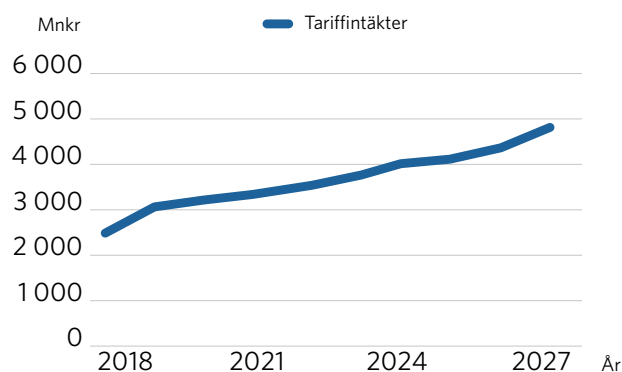
De ökade kostnader som investeringarna ger upphov till betalas framför allt av Svenska kraftnäts nätkunder genom stamnätstariffen. Nätkunderna betalar via stamnätstariffen för all inmatning till och uttag från stamnätet och det är främst effektavgiften<sup>26</sup> som ska täcka de ökade kostnaderna.

Sammantaget innebär den höga investeringstakten att effektavgiften måste höjas. Sett över hela planperioden för åren 2018–2027 bedöms höjningen uppgå till totalt cirka 100 procent. Det är viktigt att notera att uppskattningen gäller generellt för hela nätkollektivet. För den enskilde nätkunden kan utfallet bli annorlunda, beroende på avgiftsstruktur och var i nätet kunden är ansluten.

I figur 22 åskådliggörs utvecklingen av Svenska kraftnäts totala intäkter för effektavgiften.



Figur 21. Förhållandet mellan investeringarna per huvudsaklig drivkraft och dess finansieringskällor under planperioden för åren 2018–2027.



Figur 22. Utveckling av verkets tariffintäkter från effektavgiften fram till år 2027.

26. Stamnätstariffens andra del (utöver effektavgiften) är energiavgiften. Energiavgiften ska täcka verkets kostnader för att upphandla de förluster som överföringen på stamnätet ger upphov till. Utvecklingen för energiavgiften är således till stor del beroende av elprisutvecklingen och bara indirekt av nätutbyggnaden genom de ökningar eller minskningar av förlusterna som denna ger upphov till.



# BILAGA. 10-ÅRSPLAN NÄTINVESTERINGAR

I denna bilaga redovisas de investeringar i stamnätet som i dag bedöms komma att bli aktuella under tioårsperioden 2018–2027<sup>1</sup>. De projekt som redovisas i planen utgör dagens bästa bedömning. Nya projekt kommer successivt att tillkomma medan andra utgår eller justeras i tid och omfattning. Det är en ofrånkomlig följd av de många parametrar som påverkar förutsättningarna och drivkrafterna för investeringsverksamheten. Det pågår också ett ständigt utvecklingsarbete kring grundläggande antaganden för investeringsplanen i form av till exempel avbrottsmöjligheter och resursåtgång.

Bilagan är huvudsakligen uppdelad i elområden. Inom varje elområde redovisas projekten dels i tabeller, dels geografiskt i form av kartor<sup>2</sup>.

**Elområde SE1:** omfattar Norrbottens och en del av Västerbottens län. Större städer i området är Kalix, Haparanda, Luleå, Piteå och Skellefteå.

**Elområde SE2:** omfattar Västernorrlands och Jämtlands län, samt delar av Västerbottens, Dalarnas och Gävleborgs län. Större städer i området är Umeå, Örnköldsvik, Härnösand och Sundsvall.

**Elområde SE3:** omfattar större delen av mellersta Sverige. Hit hör Stockholms, Uppsala, Västmanlands, Örebro, Södermanlands, Östergötlands, Värmlands, Gotlands och Västra Götalands län, samt delar av Dalarnas, Gävleborgs, Hallands, Jönköpings, Kronobergs och Kalmar län. I SE3 ligger åtta av landets tio största städer – Stockholm, Göteborg, Uppsala, Västerås, Örebro, Linköping, Jönköping och Norrköping.

**Elområde SE4:** omfattar Skåne och Blekinge län, samt delar av Hallands, Jönköpings, Kronobergs och Kalmar län. Större städer i området är Malmö, Lund, Helsingborg, Ystad, Trelleborg, Karlskrona och Kalmar.

Projekten i respektive område är i sin tur indelade i de tre kategorierna pågående, planerade och under övervägande.

## Pågående projekt

Ett projekt klassas som pågående när Svenska kraftnät har fattat beslut om att starta genomförandet. Svenska kraftnät ser även arbetet med att erhålla nödvändiga tillstånd som en del av detta. Pågående projekt kan i undantagsfall komma att utgå men normalt handlar justeringar i sådana projekt om ändringar i tidplaner eller kostnadsuppskattningar, ofta till följd av omprövning, försening eller förbättrad information om kostnader.

## Planerade projekt

Ett projekt klassas som planerat när det befinner sig mellan utredning och beslut om projektstart. Här genomförs fördjupade tekniska förstudier som syftar till att ge ett bättre underlag för tidplaner och kostnadsbedömningar. I projekt med externa parter pågår arbete med att upprätta eventuella avtal. Det förekommer att planerade projekt inte realiserar som tänkt. Ofta handlar det om projekt gällande anslutning av extern part. I dessa fall styr inte enbart Svenska kraftnät över beslutsprocessen. Genomförandet kan till exempel vara beroende av att en vindkraftsexploator får finansiering till sitt projekt för att kunna teckna ett anslutningsavtal med Svenska kraftnät.

## Projekt under övervägande

Ett projekt klassas som under övervägande när det pågår en utredning om förutsättningarna för att en investering ska genomföras. Inom kategorin inkluderas även projekt för vilka en sådan utredning ännu inte påbörjats, men där ett tydligt behov av att påbörja åtgärder de närmaste tio åren har identifierats. Majoriteten av dessa gäller reinvesteringar som behöver initieras inom tioårsperioden där respektive anläggning närmar sig gränsen för sin tekniska livslängd. Projekt som gäller anslutning av extern part är inte inkluderade i bilagan i de fall förutsättningarna ännu inte har utretts. Inom kategorin under övervägande föreligger den största osäkerheten kring om och när projekt kommer att genomföras.

## Förklaringar till tabellerna

Tabellerna för respektive elområde och fas innehåller följande information:

**Nr:** löpnummer som visas i kartbilden för respektive elområde.

**Projektstart:** bedömd tidpunkt för att starta projektet.

**Drifftagning:** planerad tidpunkt för att ta anläggningen i drift. Om detta sker i etapper anger datumet tidpunkten för den första drifftagningen.

**Utgift:** den totala uppskattade utgiften inklusive investeringar och kostnader. Osäkerheten i uppskattningen är större i tidigare projektskeden varför utgiften för dessa anges i spann. Projekt för vilka utgiften bedöms vara mindre än 5 mnkr är inte inkluderade i bilagan.

**Drivkraft:** projektens drivkrafter kan delas in i Anslutning, Marknadsintegration, Systemförstärkning, eller Reinvestering. Drivkrafterna beskrivs i kapitel 8.2. I tabellerna anges respektive projekts främsta drivkraft.

1. Investeringar inom dotterbolaget Svenska Kraftnät Gasturbiner AB är inte inkluderade i bilagan.

2. Datakälla bakgrundskartor © Lantmäteriet.

## B.1 Elområde Luleå (SE1)

### PÅGÅENDE PROJEKT SE1

NR	PROJEKT	DRIFTTAGNING	UTGIFT (MNKR)	DRIVKRAFT
303	Trolltjärn ny 400 kV-station anslutning UL6 S3-7	2020	120	Anslutning
054	Porjusberget stationsförnyelse Porjus PK1	2018	190	Reinvestering
597	Letsi - Betåsen UL6 S3-7 status åtg	2018	5	Reinvestering
516	Harsprånget-Porjus UL24 S1 opto	2018	5	Reinvestering
525	Vargfors-Tuggen UL7 S1 statusåtg	2019	35	Reinvestering
132	Harsprånget PK2 stationsförnyelse	2020	120	Reinvestering
518	Messaure-Letsi UL6 S2 opto	2020	5	Reinvestering
514	Porjus-Grundfors UL1 S1-3 opto och statusåtg	2020	50	Reinvestering

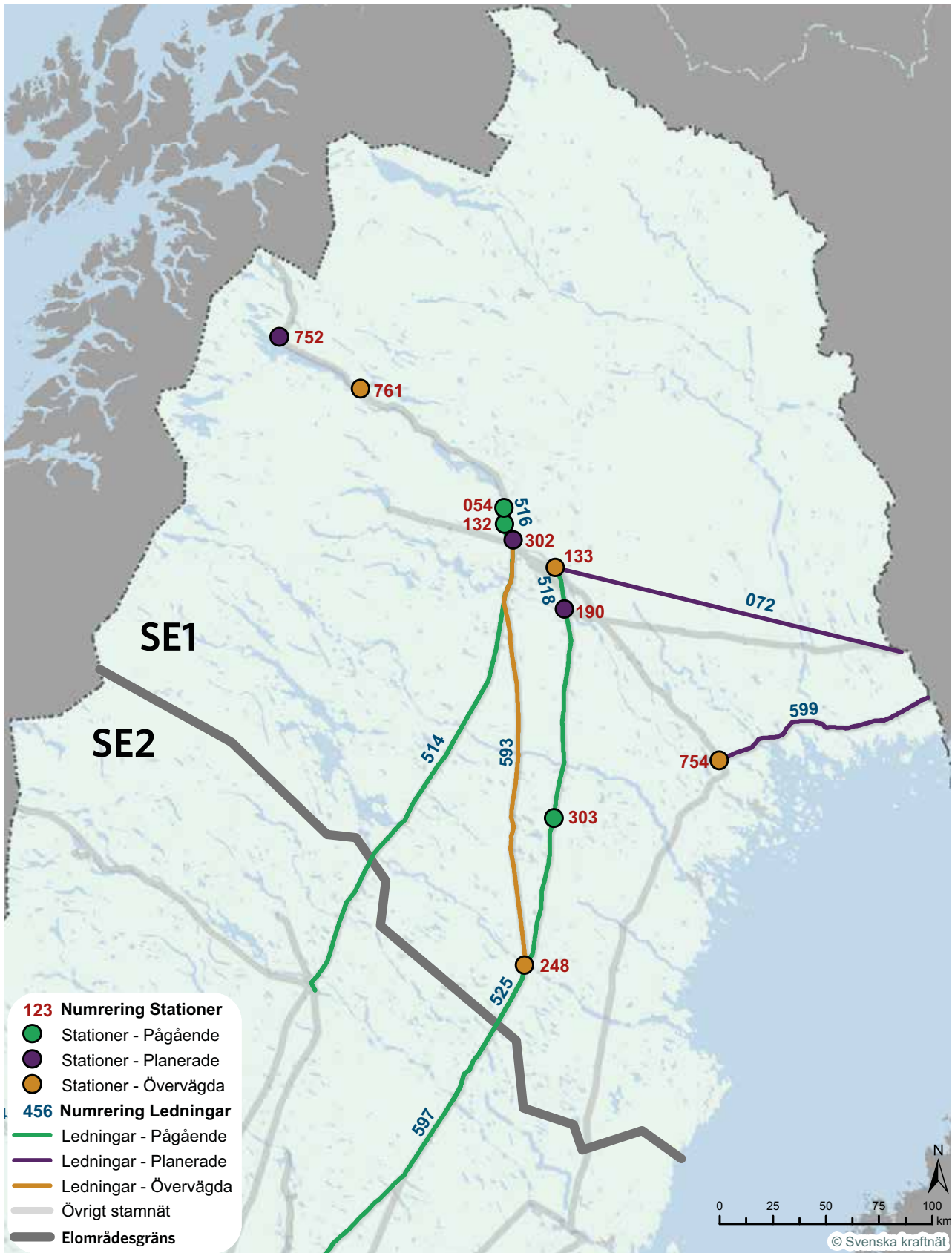
### PLANERADE PROJEKT SE1

NR	PROJEKT	PROJEKTSTART	DRIFTTAGNING	UTGIFT (MNKR)	DRIVKRAFT
072	Messaure-Keminmaa ny 400 kV-ledning	2018	2026	Ca 2 mdkr	Marknadsintegration
599	Förv.proj Svartbyn - Finska gränsen UL21 status åtg	2018	2020	Över 5	Reinvestering
752	Ritsem PK51 stationsförnyelse	2017	2021	Över 25	Reinvestering
190	Letsi PK46 stationsförnyelse	2018	2022	Över 100	Reinvestering
302	Ligga PK3 stationsförnyelse	2018	2023	Över 100	Reinvestering

### PROJEKT UNDER ÖVERVÄGANDE, SE1

NR	PROJEKT	PROJEKTSTART	DRIFTTAGNING	UTGIFT (MNKR)	DRIVKRAFT
133	Messaure PK4 stationsförnyelse	2019	2024	Över 25	Reinvestering
761	Vietas PK52 stationsförnyelse	2020	2024	Över 25	Reinvestering
754	Svartbyn UT42 stationsförnyelse	2020	2025	Över 25	Reinvestering
248	Vargfors NK25 stationsförnyelse	2022	2027	Över 100	Reinvestering
593	Ligga-Vargfors UL25 statusåtg	2026	2028	Över 5	Reinvestering





### Projektöversikt SE1

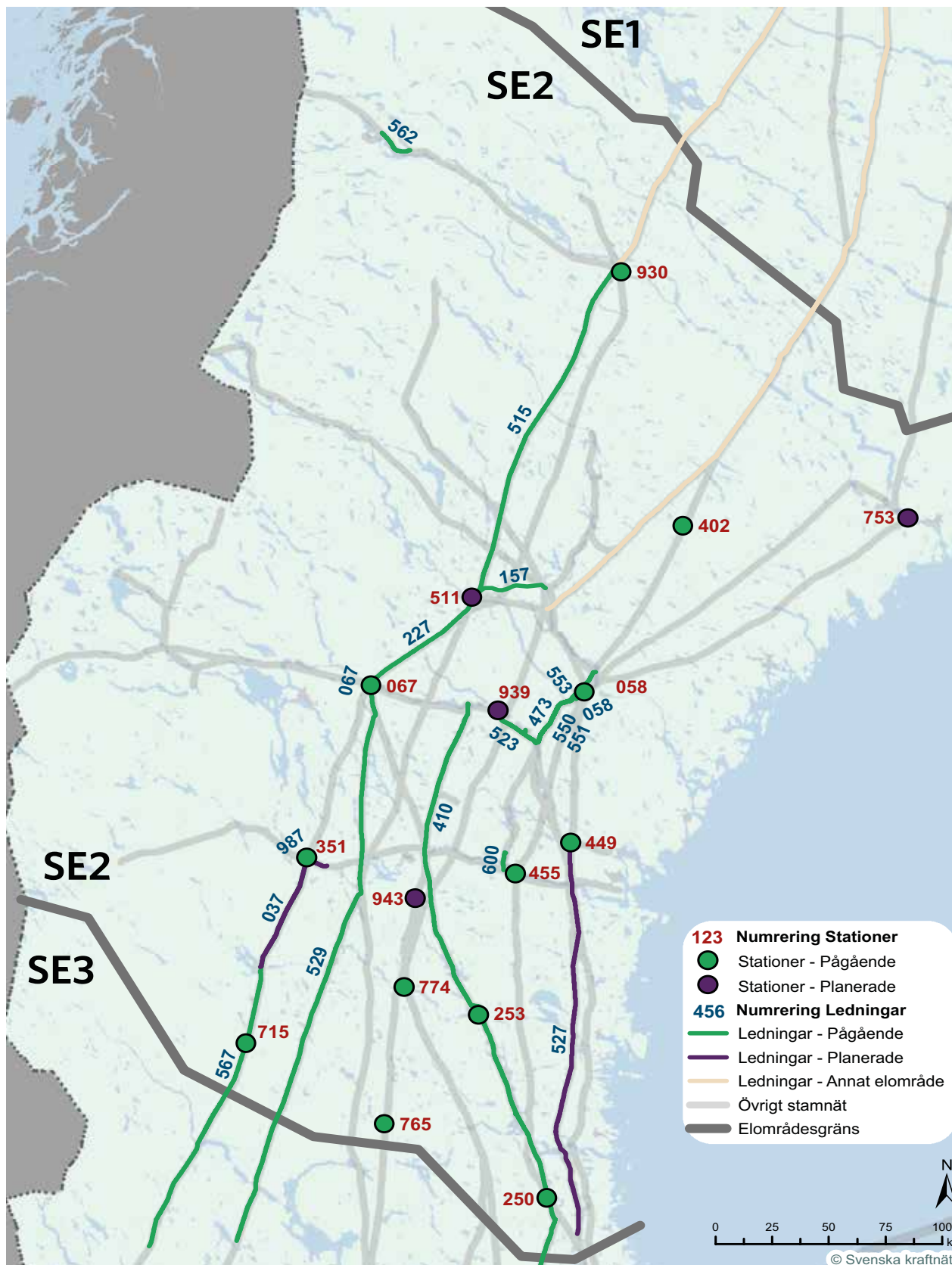
## B.2 Elområde Sundsvall (SE2)

### PÅGÅENDE PROJEKT SE2

NR	PROJEKT	DRIFTTAGNING	UTGIFT (MNKR)	DRIVKRAFT
449	Nysäter CT32 anslutning vindkraft	2018	20	Anslutning
058	Hjälta-området - ny 400/220 kV-transf - stationsåtgärder	2018	160	Systemförstärkning
774	Laforsen RT72 anslutning vindkraft	2018	15	Anslutning
227	Storfinnforsen-Midskog ledningsförnyelse	2018	410	Systemförstärkning
473	Hjälta-området ny 400/220 kV-transf - ledningsåtgärder	2018	100	Systemförstärkning
250	Grönviken ny 400/130 kV-station, anslutning på UL17	2019	160	Anslutning
157	Långbjörn-Storfinnforsen ny 400 kV-ledning	2020	330	Systemförstärkning
765	Gäddtjärn ny 400 kV-station ansl CL4 och förnyelse EK4 Djurmo	2021	230	Anslutning
402	Norrtjärn ny 400/130 kV-station anslutning UL7 S2	2021	80	Anslutning
715	Olingan ny 400 kV-station anslutning CL26 S3-4	2021	80	Anslutning
253	Ljusdal RT22 Utbyte haverad X1	2018	15	Reinvestering
523	Hammarforsen-avgr Svarthålsforsen RL3 S1-2 S9 statusåtg	2018	5	Reinvestering
410	Krångede-Horndal	2018	150	Reinvestering
562	Ajaure-avgr Gejmån AL7 S3 statusåtg	2018	5	Reinvestering
	Avveckling av fränskiljare 9 påstick i område Norr	2018	10	Reinvestering
553	Forsse avgr AL5 S8 statusåtg	2018	10	Reinvestering
551	Stadsforsen-Forsse AL5 S1, S2-3 statusåtg	2018	10	Reinvestering
550	Stadsforsen-Hjälta kraftstation AL4 statusåtg	2018	15	Reinvestering
067	Midskog IK2 stationsförnyelse och anslutning vindkraft	2019	490	Reinvestering
351	Rätan CT269 förnyelse flytt T3 och anslutning vindkraft	2019	280	Reinvestering
455	Stöde UT73 stationsförnyelse	2019	100	Reinvestering
529	Förv.proj Midskog-Kättbo CL1 S2-3 statusåtg	2019	10	Reinvestering
567	Rätan - Tandö CL26 S3-4 status åtg	2020	10	Reinvestering
930	Grundfors NK6 stationsförnyelse & anslutning vindkraft	2022	250	Reinvestering
600	Torpshammar-avgr Torpshammar RL22 S8 ledningsförnyelse	2022	40	Reinvestering
515	Grundfors-Storfinnforsen UL1 S4-5 opto och statusåtg	2022	35	Reinvestering

### PLANERADE PROJEKT (SE 2)

NR	PROJEKT	PROJEKTSTART	DRIFTTAGNING	UTGIFT (MNKR)	DRIFTKRAFT
511	Storfinnforsen CT90 anslutning vindkraft	2017	2021	Över 5	Anslutning
943	Tovåsen ny 400 kV-station anslutning CL7 S1-2	2018	2022	Över 25	Anslutning
939	Hammarstrand ny station	2018	2022	Över 25	Anslutning
037	Rätan CT269 anslutning av RL22 S1 och RL5 S7	2018	2024	Över 25	Systemförstärkning
527	Nysäter-Vittersjö CL3 S2 statusåtg	2018	2020	Över 5	Reinvestering
753	Stornorrfor NK1 stationsförnyelse	2019	2023	Över 100	Reinvestering
987	Rätan RT52 ny 220 kV ledning	2018	2023	Över 5	Reinvestering



Projektöversikt SE2, pågående och planerade



Projektöversikt SE2, under övervägande

## PROJEKT UNDER ÖVERVÄGANDE, SE2

NR	PROJEKT	PROJEKTSTART	DRIFTTAGNING	UTGIFT (MNKR)	DRIVKRAFT
	Kapacitetshöjande apparatåtgärder i SE2	2018	2019	Över 5	Systemförstärkning
403	Betåsen - Hjalta, ny 400 kV - ledning	2019	2027	Över 500	Systemförstärkning
404	Kilforsen - Ramsele, kapacitetsuppgradering av ledning	2019	2027	Över 100	Systemförstärkning
777	Midskog-Järpströmmen KL8 uppgr 400 kV	2019	2028	Över 500	Systemförstärkning
946	Kvarken - ny HVDC SE2-FI	2020	2029	Ca 3 mdkr	Marknadsintegration
	Snitt 2 förnyelse av 400 kV-ledning	2019	2030	Ca 5,5 mdkr	Systemförstärkning
221	Bågede-Linnvasselv AL1 S3-6, S8, S9 opto	2019	2022	Över 100	Reinvestering
962	Stadsforsen IK1 stationsförnyelse	2019	2022	Över 100	Reinvestering
071	Kilforsen IK33 stationsförnyelse	2018	2023	Över 25	Reinvestering
760	Vaple RT571 stationsförnyelse	2019	2023	Över 25	Reinvestering
547	Förv.proj Degerforsen avgr-Gulsele AL3 S2, S9 statusåtg	2020	2023	Över 5	Reinvestering
546	Förv.proj Långbjörn-avgr Degerforsen AL3 S1 statusåtg	2020	2023	Över 5	Reinvestering
533	Bågede avgr-Linnvasselv AL1 S3-6, S8, S9 statusåtg	2019	2023	Över 5	Reinvestering
532	Förv.proj Långbjörn-Havsnäs-Bågede AL1 S1-2, S7 statusåtg	2019	2023	Över 5	Reinvestering
756	Söderala RT80 stationsförnyelse	2019	2024	Över 25	Reinvestering
090	Utbyte av reaktor X1 i KT82 Mörsil	2020	2024	Över 5	Reinvestering
749	Mörsil KT82 stationsförnyelse	2020	2025	Över 25	Reinvestering
531	Nysäter-Bandsjö CL3 S9 opto	2023	2025	Över 5	Reinvestering
522	Hällsjö-Vaple RL57 opto	2023	2025	Över 5	Reinvestering
744	Lasele IK34 stationsförnyelse	2021	2025	Över 25	Reinvestering
152	Ånge-Laforsen RL7 S2 ledningsförnyelse	2020	2025	Över 250	Reinvestering
729	Forsmo IK31 stationsförnyelse	2021	2026	Över 25	Reinvestering
148	Hällsjö-Söderala RL8 S4, S7 ledningsförnyelse	2020	2026	Över 500	Reinvestering
980	Rätan RT52 stationsförnyelse	2021	2026	Över 25	Reinvestering
831	Hammarforsen-avgr Svarthålforsen RL3 S2 ledningsförnyelse	2019	2027	Över 25	Reinvestering
832	Hammarforsen-Krångede RL3 S3 ledningsförnyelse	2019	2027	Över 25	Reinvestering
737	Hölleforsen IK6 stationsförnyelse	2022	2027	Över 25	Reinvestering
454	Laforsen-Hofors-Finnslätten RL7 S3-4 ledningsförnyelse	2020	2027	Ca 1,5 mdkr	Reinvestering
698	Ljusdal-Dönje-Ockelbo KL2 S4-5 ledningsförnyelse	2020	2027	Över 100	Reinvestering
829	Stadsforsen-Torpshammar RL2 S1 ledningsförnyelse	2019	2027	Över 100	Reinvestering
699	Ockelbo-Horndal KL2 S7-8 ledningsförnyelse	2020	2027	Över 250	Reinvestering
830	Svarthålforsen påstick-Stadsforsen RL3 S1 ledningsförnyelse	2019	2027	Över 25	Reinvestering
747	Moforsen AT68 stationsförnyelse	2023	2028	Över 5	Reinvestering
364	Grundfors-Norska gränsen-Gejman AL7 S1-4, S9 toplinebyte	2026	2028	Över 5	Reinvestering
595	Grundfors-Ramsele UL5 S1-5 statusåtg	2025	2028	Över 5	Reinvestering
578	Järnvägsforsen avgr-Ånge RL22 S3 opto	2026	2028	Över 5	Reinvestering
577	Turinge - avgr Järnvägsforsen RL22 S2 toplinebyte	2025	2028	Över 5	Reinvestering
827	Krångede-Gammelänge KL4 ledningsförnyelse	2021	2028	Över 25	Reinvestering
519	Vittersjö CT33 EK3 stationsförnyelse	2024	2028	Över 25	Reinvestering
526	Vittersjö CT33 EK5 stationsförnyelse	2024	2028	Över 25	Reinvestering
893	Bräcke-Ljusdal KL1 S3-6 ledningsförnyelse	2022	2030	Över 500	Reinvestering
892	Krångede-Bräcke KL1 S1-2 ledningsförnyelse	2022	2030	Över 100	Reinvestering
855	Långbjörn-Lasele-Nämforsen, Betåsen-Lasele, AL6 S3, S4, S7, S8 ledningsförnyelse	2025	2031	Över 100	Reinvestering

Forts. nästa sida

## FORTS. PROJEKT UNDER ÖVERVÄGANDE, SE2

NR	PROJEKT	PROJEKTSTART	DRIFTTAGNING	UTGIFT (MNKR)	DRIVKRAFT
854	Nämforsen-Forsmo AL6 S1-2, S9 ledningsförnyelse	2025	2031	Över 100	Reinvestering
848	Järkvissle avgr-Hällsjö RL8 S3 ledningsförnyelse	2025	2032	Över 100	Reinvestering
846	Stadsforsen-Hölleforsen RL8 S1 ledningsförnyelse	2027	2033	Över 5	Reinvestering
850	Stadsforsen-Hjälta kraftstation AL4 ledningsförnyelse	2027	2034	Över 100	Reinvestering

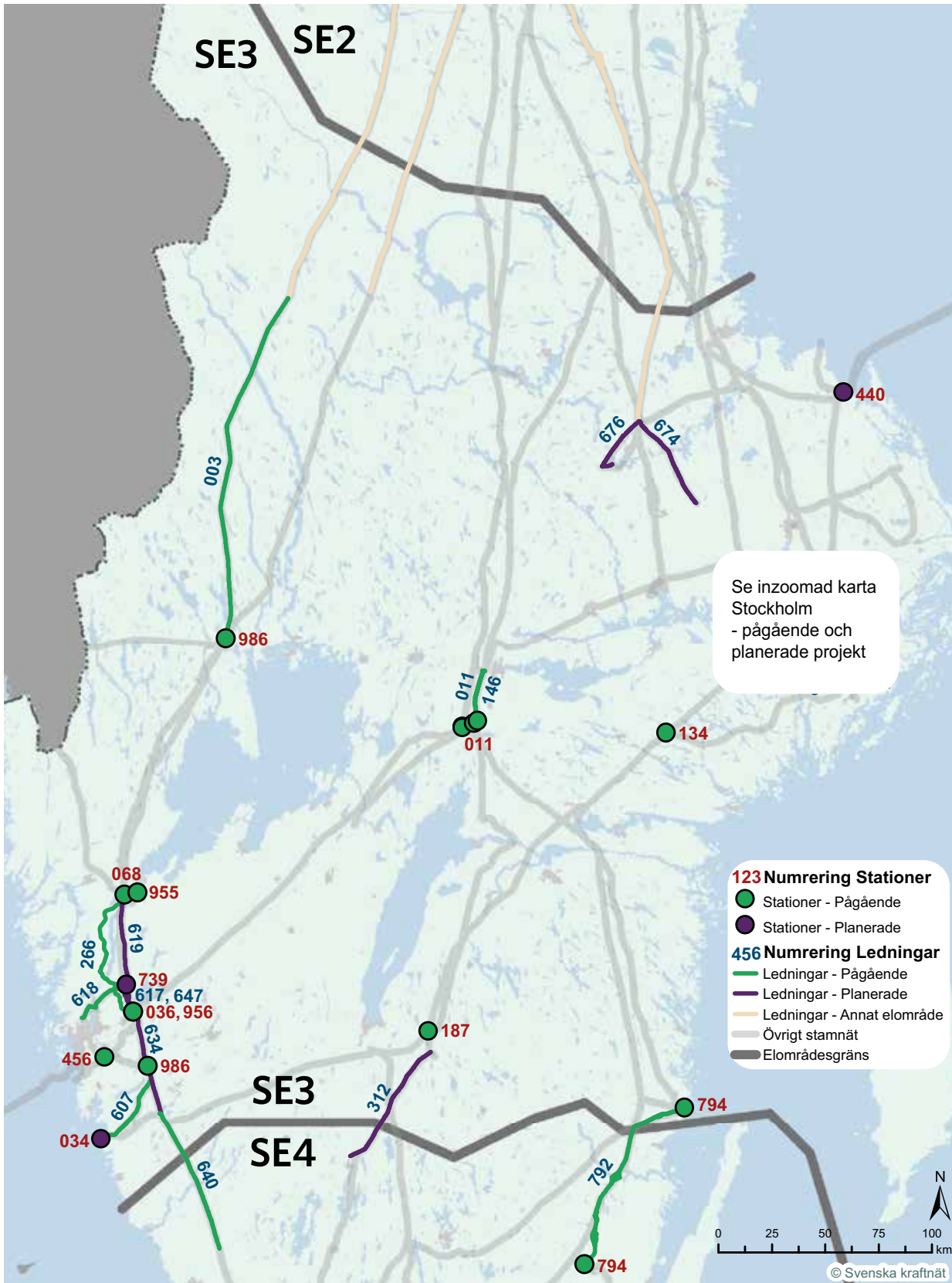


FOTO: TOMAS ÅRLEMO

## B.3 Elområde Stockholm (SE3)

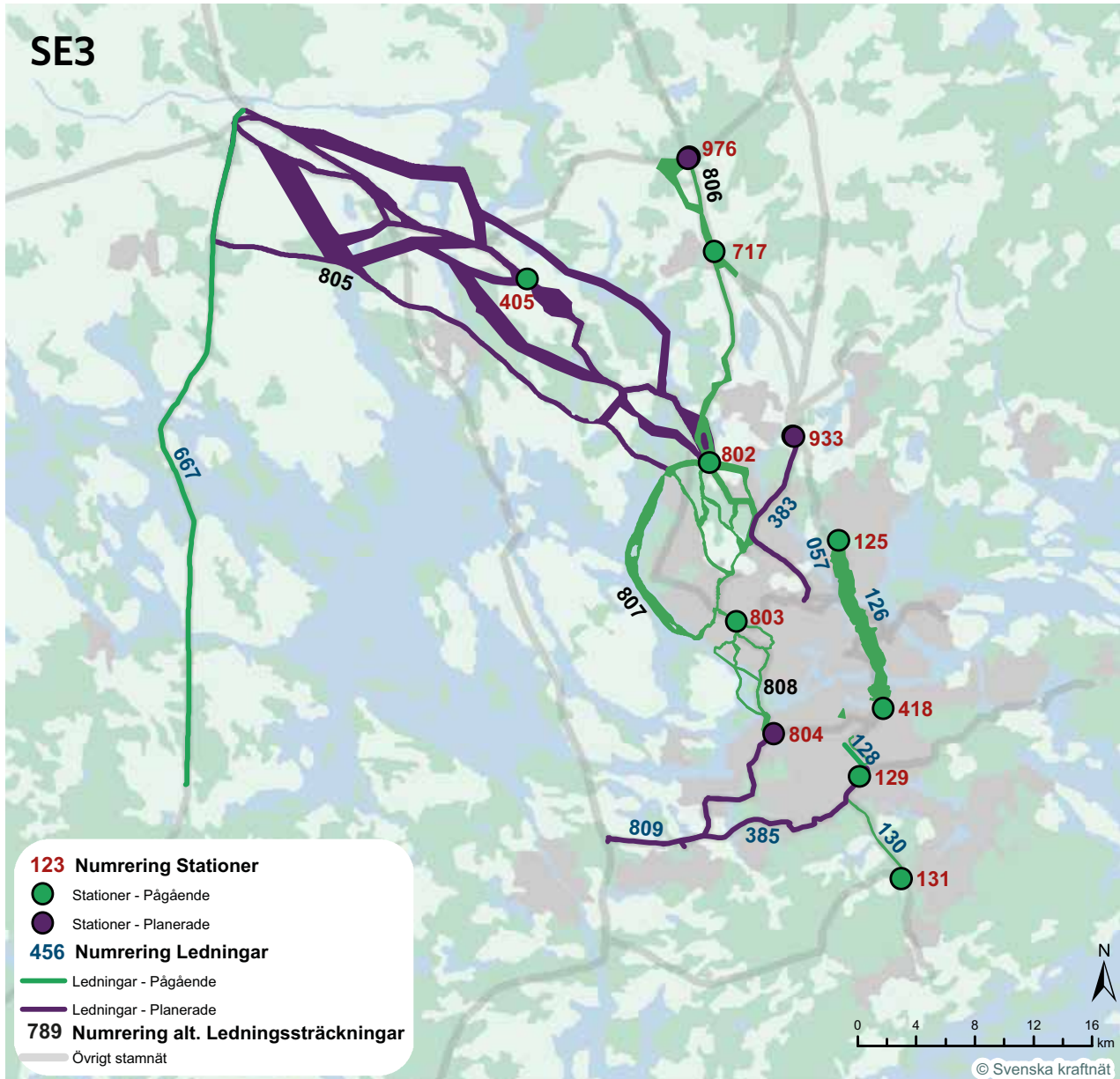
### PÅGÅENDE PROJEKT SE3

NR	PROJEKT	DRIFTTAGNING	UTGIFT (MNKR)	DRIVKRAFT
187	SydVästlänken Barkeryd DC	2018	1 030	Marknadsintegration
125	Anneberg Ny reaktor	2018	25	Systemförstärkning
986	Installation av shuntkondensatorer i Borgvik och Strömme	2018	40	Systemförstärkning
717	Måby, anslutning av ny 220/70 kV-transformator	2018	10	Anslutning
057	Anneberg-Danderyd anslutningsåtgärder	2018	10	Systemförstärkning
036	Utbyggnad av 400 kv-ställverket Stenkullen	2020	45	Systemförstärkning
956	Stenkullen, reaktiv produktion	2020	260	Systemförstärkning
146	Lindbacka-Östansjö ny 400 kV-ledning	2020	270	Systemförstärkning
011	Avveckling av 220kV nätet kring Hallsberg	2020	35	Systemförstärkning
131	Ekudden Station	2021	200	Systemförstärkning
266	Skogssäter-Stenkullen ny 400 kV-ledning	2021	900	Systemförstärkning
130	Snösätra-Ekudden Luftledning	2022	130	Systemförstärkning
128	Örby-Snösätra Markkabel	2022	400	Systemförstärkning
418	Skanstull Station	2022	500	Systemförstärkning
129	Snösätra, ny transformatorstation	2022	400	Systemförstärkning
794	Ekhyddan-Nybro-Hemsjö stationsåtgärder	2023	75	Marknadsintegration
792	Ekhyddan-Nybro ny 400 kV-ledning	2023	880	Marknadsintegration
126	Anneberg-Skanstull tunnelkabel	2026	2 830	Systemförstärkning
803	Beckomberga ny 400 kV-station	2027	450	Systemförstärkning
802	Överby ny 400 kV-station	2027	300	Systemförstärkning
806	Odensala-Överby ny 400 kV-ledning	2027	570	Systemförstärkning
807	Överby-Beckomberga ny 400 kV-ledning	2027	1 230	Systemförstärkning
808	Beckomberga-Bredäng ny 400 kV-ledning	2027	1 000	Systemförstärkning
955	Stallbacka ZT71 stationsåtgärder	2018	10	Reinvestering
618	Kilanda-Hisingen CL29 opto	2018	10	Reinvestering
667	Hamra-Åker CL3 S5 ombyggnad över Mälaren	2018	55	Reinvestering
	Uppgradering av kommunikationskanaler för längsdifferentialskydd	2018	5	Reinvestering
456	Konti-Skan 1 o 2 kontrollanläggningsförnyelse	2019	230	Reinvestering
134	Hedenlunda CT35 stationsförnyelse	2019	150	Reinvestering
068	Skogssäter CT15 stationsförnyelse	2019	270	Reinvestering
607	Strömme-Ringhals FL66-68 statusåtg	2019	45	Reinvestering
617	Kilanda-Stenkullen CL32 S1-3 opto	2019	10	Reinvestering
003	Tandö-Borgvik CL26 S5-6 statusåtg	2020	15	Reinvestering
640	Horred-Breared FL14 S3-4 ledningsförnyelse	2028	810	Reinvestering



Projektöversikt SE3, pågående och planerade





Projektöversikt Stockholm, pågående och planerade



FOTO: MAGNUS MIKELSSON

## PLANERADE PROJEKT SE3

NR	PROJEKT	PROJEKTSTART	DRIFTTAGNING	UTGIFT (MNKR)	DRIVKRAFT
933	Hagby CT65 ny 400/130 kV-anslutning	2018	2021	Över 25	Anslutning
976	Odensala CT68 ny 400/130 kV-transformator	2018	2022	Över 5	Anslutning
805	Hamra-Överby ny 400 kV-ledning	2018	2027	Över 500	Systemförstärkning
804	Bredäng ny 400 kV-station	2020	2027	Över 250	Systemförstärkning
809	Bredäng-Kolbotten ny 400 kV-ledning	2025	2030	Över 25	Systemförstärkning
312	Förv.projekt Uppgräv.av fundament 220kV led.KL15 S1 Nässjö-Värnamo	2017	2019	Över 25	Reinvestering
634	Stenkullen-Horred CL32 S4-6 ledningsförnyelse	2017	2022	Över 250	Reinvestering
676	Horndal - Avesta KL13 S1 ledningsförnyelse	2018	2022	Över 100	Reinvestering
739	Kilanda CT267 stationsförnyelse	2019	2022	Över 100	Reinvestering
674	Horndal-Starfors KL12 S1 ledningsförnyelse	2018	2023	Över 100	Reinvestering
440	Forsmark FT47 stationsförnyelse	2018	2023	Över 100	Reinvestering
385	Lindhov-Högdalen Rivn KL23 inkl omkoppl Hågelby	2019	2023	Över 5	Reinvestering
034	Ringhals VK51 stationsförnyelse	2018	2024	Över 100	Reinvestering
619	Skogssäter-Kilanda FL5 S7-8 ledningsförnyelse	2017	2024	Över 250	Reinvestering
647	Kilanda-Stenkullen FL5 S5-6 och CL32 S1-3 förnyelse	2017	2026	Ca 2,5 mdkr	Reinvestering
383	Hagby-Järva Rivning RL15/RL17	2019	2027	Över 5	Reinvestering

## PROJEKT UNDER ÖVERVÄGANDE, SE3

NR	PROJEKT	PROJEKTSTART	DRIFTTAGNING	UTGIFT (MNKR)	DRIVKRAFT
424	Shuntkompensering snitt 2	2018	2020	Över 100	Marknadsintegration
953	Kolbotten FT41 nya 400/130 kV-transformeringar	2018	2021	Över 5	Anslutning
442	Hagby, Hamra, Kolbotten - reinvestering dynamiska spänningsreglerresurser	2020	2027	Över 100	Systemförstärkning
762	Åker CT30 stationsförnyelse	2019	2022	Över 25	Reinvestering
735	Horndal RT24 stationsförnyelse	2018	2023	Över 100	Reinvestering
740	Kolstad FT92 stationsförnyelse	2019	2023	Över 25	Reinvestering
301	Bäsna CT23 stationsförnyelse	2019	2024	Över 100	Reinvestering
065	Kimstad CT36 stationsförnyelse	2019	2024	Över 100	Reinvestering
516	Djurmo CT22 EK2 stationsförnyelse	2020	2024	Över 25	Reinvestering
270	Hallsberg - Kimstad CL4 S5 Ledningsflytt	2018	2024		Reinvestering
268	Höjning FL1 S1-3, FL6 S1-2 vid Göta kanal	2018	2024		Reinvestering
733	Himmeta RT63 stationsförnyelse	2020	2024	Över 5	Reinvestering
611	Kolstad-Barkeryd-Tenhult FL9 S3-4 opto	2021	2024	Över 5	Reinvestering
730	Glan CT38 stationsförnyelse	2020	2024	Över 100	Reinvestering
522	Kättbo CT13 EK1 stationsförnyelse	2021	2025	Över 25	Reinvestering
612	Stenkullen-Strömma FL18 S1-2 opto	2022	2025	Över 5	Reinvestering
615	Horred-Häradsbo FL12 S1-2 opto	2022	2025	Över 5	Reinvestering
610	Glan-Kolstad FL9 S2 opto	2023	2025	Över 5	Reinvestering
682	Horndal-Finnslätten RL2 S5 ledningsförnyelse	2018	2025	Över 250	Reinvestering
021	Tuna CT63 220 kV stationsförnyelse	2020	2025	Över 25	Reinvestering
623	Tenhult-Alvesta FL9 S5-6 opto	2023	2026	Över 5	Reinvestering
767	Gustafs CT72 stationsförnyelse	2022	2026	Över 25	Reinvestering
732	Hall FT81 stationsförnyelse	2021	2026	Över 100	Reinvestering
746	Malsta RT192 stationsförnyelse	2021	2026	Över 25	Reinvestering
299	Tenhult FT188 stationsförnyelse	2021	2026	Över 100	Reinvestering
614	Strömma-Horred FL14 S1-2 opto	2022	2027	Över 5	Reinvestering
728	Finnslätten RT25 stationsförnyelse	2022	2027	Över 25	Reinvestering
353	Hagby CT65 220 kV stationsförnyelse	2022	2027	Över 25	Reinvestering
677	Untra-Bredåker KL21 S1 ledningsförnyelse	2020	2027	Över 250	Reinvestering
759	Valbo RT84 stationsförnyelse	2022	2027	Över 25	Reinvestering
685	Valbo-Untra RL8 S5 ledningsförnyelse	2020	2027	Över 100	Reinvestering
518	Tandö CT261 EK6 stationsförnyelse	2023	2027	Över 25	Reinvestering
608	Hallsberg-Timmersdala-Stenkullen FL5 S1-4 opto	2024	2027	Över 25	Reinvestering
241	Horred-Uddebo-Tenhult FL18 S5-8 opto	2024	2027	Över 25	Reinvestering
245	Hedenlunda-Glan CL3 S8 opto	2026	2028	Över 5	Reinvestering
017	Kolbotten FT41 400 kV stationsförnyelse	2023	2028	Över 100	Reinvestering
613	Strömma-Lindome-Billdal FL2 S1-4 opto	2023	2028	Över 5	Reinvestering
757	Timmersdala FT52 stationsförnyelse	2023	2028	Över 25	Reinvestering
658	Edinge-Gräska RL11 S3-4 opto	2025	2028	Över 5	Reinvestering
659	Kolbotten-Hall-Hedenlunda FL8 S1-4 opto	2025	2028	Över 5	Reinvestering
679	Måby-Hagby KL41 S4-6 ledningsförnyelse	2019	2028	Över 25	Reinvestering
664	Odensala-Kolbotten FL4 S1-4 opto	2025	2028	Över 5	Reinvestering
673	Horndal-Untra KL11 statusåtg och opto	2021	2028	Över 100	Reinvestering

Forts. nästa sida



Projektöversikt SE3, under övervägande

## FORTS. PROJEKT UNDER ÖVERVÄGANDE, SE3

NR	PROJEKT	PROJEKTSTART	DRIFTTAGNING	UTGIFT (MNKR)	DRIVKRAFT
723	Bredåker RT87 stationsförnyelse	2024	2029	Över 25	Reinvestering
700	Bredåker-Överby/Avgr Måby KL42 S1-8 ledningsförnyelse	2023	2030	Över 250	Reinvestering
662	Finnsletten-Himmeta RL6 S7 opto	2027	2030	Över 5	Reinvestering
665	Hallsberg-Lindbacka CL22 S7 opto	2027	2030	Över 5	Reinvestering
660	Hamra-Odensala CL11 S3-5 opto	2027	2030	Över 5	Reinvestering
663	Himmeta-Lindbacka RL6 S3 opto	2027	2030	Över 5	Reinvestering
727	Edinge RT112 stationsförnyelse	2026	2031	Över 5	Reinvestering
145	Lindbacka RT16 400 kV stationsförnyelse	2026	2031	Över 100	Reinvestering
686	Untra-Bredåker RL8 S6 ledningsförnyelse	2026	2033	Över 250	Reinvestering
672	Bäsna-Hallsberg CL44 S5-7 ledningsförnyelse	2025	2035	Ca 1,5 mdkr	Reinvestering
683	Hamra-Finnsletten RL6 S4 ledningsförnyelse	2027	2035	Över 100	Reinvestering



FOTO: MAGNUS MIKELSON

## B.4 Elområde Malmö (SE4)

### PÅGÅENDE PROJEKT SE4

NR	PROJEKT	DRIFTTAGNING	UTGIFT (MNKR)	DRIVKRAFT
191	SydVästlänken Hurva DC	2018	1 060	Marknadsintegration
787	NordBalt - Markkabel skarvbyten	2018	15	Marknadsintegration
425	Hurva-Sege FL24 S3-4 ledningsförnyelse	2021	400	Marknadsintegration
793	Nybro-Hemsjö ny 400 kV-ledning	2023	950	Marknadsintegration
794	Ekhyddan-Nybro-Hemsjö stationsåtgärder	2023	75	Marknadsintegration
367	Hansa PowerBridge - Sjö kabel	2026	950	Marknadsintegration
368	Hansa PowerBridge - Land	2026	940	Marknadsintegration
372	Hansa PowerBridge HVDC-Station	2026	1 240	Marknadsintegration
371	Döshult ledningsflytt	2018	15	Reinvestering
626	Kristinelund-Söderåsen FL23 opto	2018	15	Reinvestering
978	Söderåsen FT12 ledningsåtgärder	2018	15	Reinvestering
973	Söderåsen FT12 förnyelse reaktor X1	2018	15	Reinvestering
300	Barsebäck FT76 stationsförnyelse	2019	110	Reinvestering
341	Utbyte av Öresundskablarna 400 kV	2019	370	Reinvestering
791	Staffanstorp ledningsflytt FL7 S7-8	2021	25	Reinvestering
652	Breared-Söderåsen FL7 S3-4 ledningsförnyelse	2029	1 040	Reinvestering

### PLANERADE PROJEKT SE4

NR	PROJEKT	PROJEKTSTART	DRIFTTAGNING	UTGIFT (MNKR)	DRIVKRAFT
654	Sege-Barsebäck FL7 S7-8 ledningsförnyelse	2018	2025	Över 250	Reinvestering

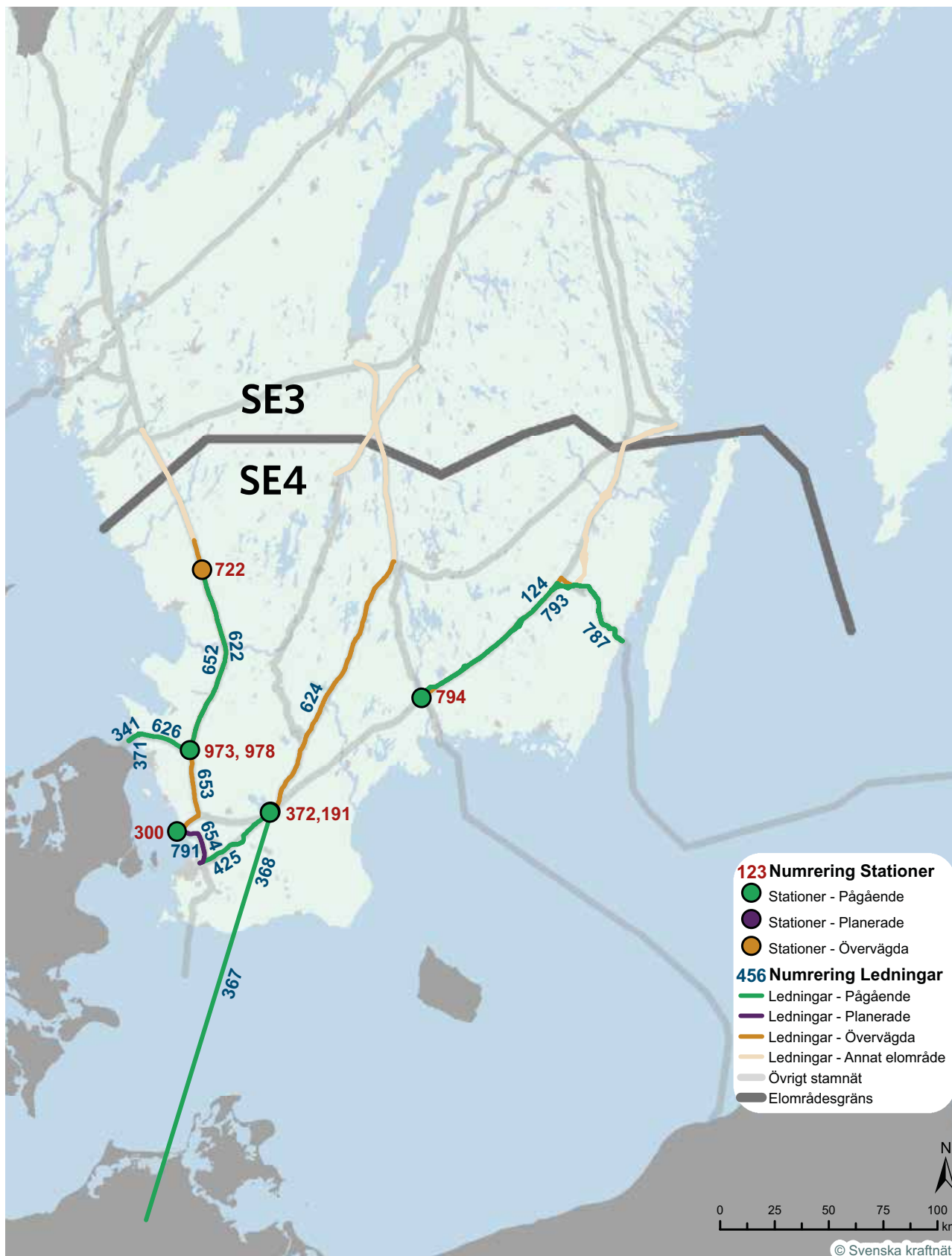
### PROJEKT UNDER ÖVERVÄGANDE, SE4

NR	PROJEKT	PROJEKTSTART	DRIFTTAGNING	UTGIFT (MNKR)	DRIVKRAFT
124	Nybro-Hemsjö FL6 S4 topplinebyte	2021	2024	Över 25	Reinvestering
622	Häradsbo-Söderåsen FL12 S3-4 opto	2023	2025	Över 5	Reinvestering
624	Alvesta-Hurva FL24 S1-2 opto	2023	2026	Över 5	Reinvestering
653	Söderåsen-Barsebäck FL7 S5-6 ledningsförnyelse	2020	2028	Över 250	Reinvestering
722	Breared FT72 stationsförnyelse	2027	2030	Över 100	Reinvestering

## B.5 Projekt SE1-SE4

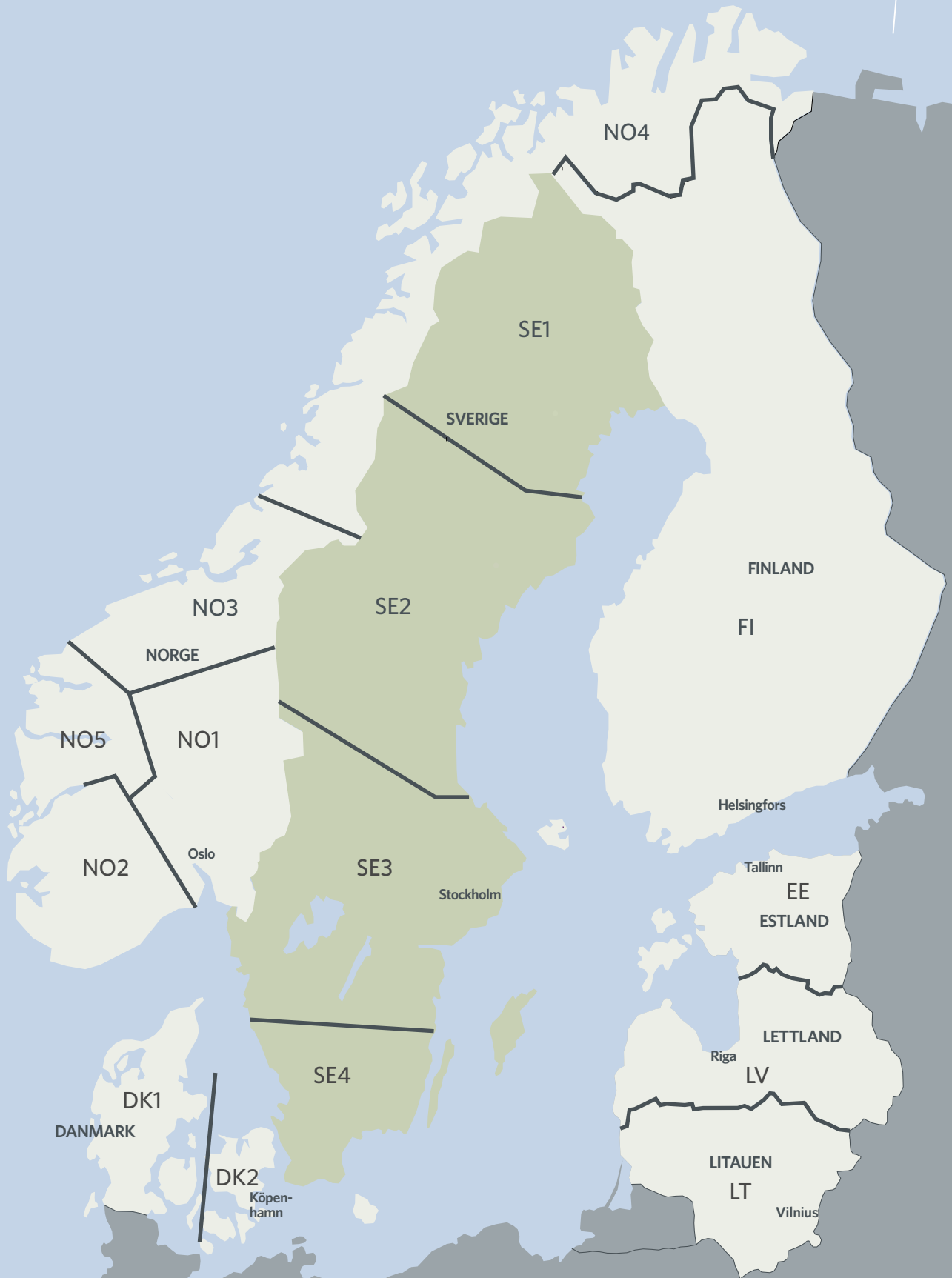
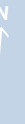
### PROJEKT SE1-SE4

NR	PROJEKT	KATEGORI	PROJEKTSTART	DRIFTTAGNING	UTGIFT (MNKR)	DRIVKRAFT
	Utbyte av DTN - del 2 (SE1-SE4)	Pågående		2018	50	Reinvestering
	Stationsanpassning - Fjärrkontrollterminaler (SE1-SE4)	Pågående		2018	80	Reinvestering
	Förv.projekt Primärapparater 2018-2020 (SE1-SE4)	Pågående		2020	20	Reinvestering
	Förnyelse kontrollanläggningar 2018-2021 (SE1-SE4)	Pågående		2019-2021	170	Reinvestering
	Kontrollanläggningsåtgärder shuntreaktorer (SE1-SE4)	Övervägande	2017	2019	Över 5	Reinvestering
	Uppgradering av TPE och avveckling av PDH (SE1-SE4)	Övervägande	2017	2020	Över 5	Reinvestering
	Förnyelse kontrollanläggningar 2022-2025 (SE1-SE4)	Övervägande	2020	2025	Över 25	Reinvestering
	Förnyelse kontrollanläggningar 2026-2030 (SE1-SE4)	Övervägande	2025	2030	Över 100	Reinvestering



Projektöversikt SE4

# ELOMRÅDEN





# STAMNÄTET FÖR EL 2017

Det svenska stamnätet för el består av 15 000 km kraftledningar, 160 transformator- och kopplingsstationer och 16 utlandsförbindelser.



---

Svenska kraftnät är ett statligt affärsverk med uppgift att förvalta Sveriges stamnät för el, som omfattar ledningar för 400 kV och 220 kV med stationer och utlandsförbindelser. Vi har också systemansvaret för el. Verket utvecklar stamnätet och elmarknaden för att möta samhällets behov av en säker, miljövänlig och ekonomisk elförsörjning. Därmed har Svenska kraftnät också en viktig roll i klimatpolitiken.

**SVENSKA KRAFTNÄT**

Box 1200  
172 24 Sundbyberg  
Sturegatan 1

Tel 010-475 80 00  
E-post: [registrator@svk.se](mailto:registrator@svk.se)  
[www.svk.se](http://www.svk.se)

