

Systemutvecklingsplan 2022–2031

Vägen mot en dubblerad elanvändning





Om Svenska kraftnät

Svenska kraftnät är ett statligt affärsverk med uppgift att förvalta Sveriges transmissionsnät för el. Verket har också systemansvaret för el. Svenska kraftnät utvecklar transmissionsnätet och elmarknaden för att möta samhällets behov av en säker, hållbar och ekonomisk elförsörjning. Därmed har Svenska kraftnät också en viktig roll i klimatpolitiken.

Foto: Johan Alp, Tomas Ärlemo

Europeiska förordningar

Anslutning	
RFG	Nätanslutning av generatorer
DCC	Anslutning av förbrukare
HVDC	Nätanslutning av system för högspänd likström
Marknad	
CACM	Kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning
FCA	Förhandstilldelning av kapacitet
EB	Balanshållning avseende el
Drift	
SO	Drift av elöverföringssystem
ER	Nödsituationer och återuppbyggnad

Stödtjänster och avhjälpande åtgärder

Balanseringstjänster	
FRR	Frekvensåterställningsreserver (Frequency Restoration Reserves)
- aFRR	- med automatisk aktivering
- mFRR	- med manuell aktivering
RR	Ersättningsreserver (Replacement Reserves)
Frekvensregleringstjänster	
FCR	Frekvenshållningsreserver (Frequency Containment Reserves)
- FCR-N	- för normaldrift, aktiv vid frekvens mellan 49,9 och 50,1 Hz
- FCR-D	- för störning, aktiveras vid frekvens under 49,9 Hz
Avhjälpande åtgärder	
FFR	Snabba frekvensreserver (Fast Frequency Reserves)

Förord

Denna systemutvecklingsplan är den tredje i ordningen som redovisar Svenska kraftnäts bild av kraftsystemet och de förändringar vi ser och har att hantera. Den innehåller såväl tekniska detaljer som övergripande resonemang om framtiden. Omställningen och utvecklingen av energisystemet involverar ett stort antal aktörer och påverkar direkt eller indirekt oss alla. Systemutvecklingsplanen ska därmed också ses som en del i en ökad dialog om allas våra gemensamma möjligheter och utmaningar i denna omställning. Jämfört med tidigare planer har vi i denna utgåva infört fördjupningar inom forskning och utveckling, digitaliseringsområdet – som i allt högre utsträckning utvecklar sig till en del i vårt kärnuppdrag samt våra uppgifter inom totalförsvaret. Dessa uppgifter ökar till följd av det försämrade säkerhetspolitiska läget i vår omvärld.

Svenska kraftnät ska säkerställa att transmissionsnätet är kostnadseffektivt och driftsäkert. Och rustat att hantera nya utmaningar. Vi ser nära nog dramatiska öknings av önskemål om ökat effektuttag hos industrier som vill fasa ut fossila bränslen liksom helt nya industrier som vill etablera sig. Transportsektorn elektrifieras. Vindkraft har ökat stort och det finns mycket stora ansökningar om fortsatta anslutningar, såväl till land som till havs. Detta leder till omfattande behov av förstärkningar av nätkapacitet. Avveckling av planerbar produktion i södra Sverige har lett till underskott av elproduktion och försämrat effektsituationen vid de allra kallaste timmarna.

Förändringen i produktionsmix innebär utmaningar vad gäller t.ex. stabilitet och driftsäkerhet samt tillgången på effekt vid de kallaste tidpunkterna. Behovet att balansera produktion och konsumtion av el ökar påtagligt och en följd av det är att mer volatila elpriser är att vänta.

Svenska kraftnät har för åren 2022–2031 planerat för reinvesteringar på ca 46 miljarder kronor för att hantera ett nät som är i behov av förnyelse, samtidigt som vi genomför anslutningsprojekt, systemförstärkningar och marknads-

integration för drygt 49 miljarder kronor för att täcka identifierade behov. De första stegen i det stora NordSyd programmet på totalt ca 75 miljarder kronor har tagits genom beslut om projekt på drygt 6 miljarder kronor, stora investeringar pågår i storstadsregionerna och på västkusten. Vi har därutöver investeringar på ca 7 miljarder kronor i utveckling av huvudsakligen IT system. För att klara att möta investeringsbehoven, som i flera fall uppkommit förhållandevis snabbt, behöver de långa ledtiderna i investeringsprocesserna kortas och processen för att identifiera kapacitetsbehov utvecklas. Svenska kraftnät har ambitiösa mål för att korta ledtider i tillståndsprocessen men fler aktörer behöver bidra i detta arbete. Dialog och samverkansformer har utvecklats och behöver fortsatt göra det med kommuner, länsstyrelser och andra intressenter som påverkar, och påverkas av, hur elektrisk infrastruktur ska kunna utvecklas på effektivast sätt. Vi utvecklar arbetet med prognoser tillsammans med regionnätägarna.

Svenska kraftnät har också i uppdrag att utveckla elmarknaden till gagn för konsumenterna, och ett omfattande arbete pågår med att genomföra europeiska regelverk för detta. Det betyder ett stort regulatoriskt, juridiskt och tekniskt samarbete också med TSO:erna i Norden, runt Östersjön och inom EU.

Den utveckling som sker i Sverige sker också i Norden och i EU. Vi har sedan lång tid tillbaka ett gott och värdefullt samarbete på framförallt nordisk, men också europeisk nivå, och detta samarbete kommer fortsätta vara mycket viktigt. Ett enskilt lands investeringar och förbindelser till andra länder, får omedelbart konsekvenser för ett annat land. Brister i t.ex. IT-säkerhet äventyrar andra TSO:ers integritet.

Omställningen av energisystemet drivs av klimat- och energipolitiska styrmedel, av marknadens och konsumenters preferenser och av tekniska genombrott. Svenska kraftnät är en del i, och en förutsättning för stora delar av, denna omställning.

Vi ska samtidigt som vi utvecklar och förstärker vår infrastruktur, fortsatt säkra att transmissionsnätet är driftsäkert och kan leverera den kraft som samhället förväntar sig. Men omställningen av kraftsystemet ska ske tillsammans med branschen och andra relevanta aktörer. Det är en gemensam uppgift.

Energibranschen växer. Tillsammans har vi en avgörande roll i energiomställningen och utvecklingen av framtidens hållbara samhälle. Det är med stolthet och tillförsikt som jag blickar framåt på vårt uppdrag att fortsatt se till att Sverige vare sig stannar eller slocknar. Som arbetsgivare är Svenska kraftnät beroende av kompetenta och engagerade medarbetare. Vår förhoppning är att allt fler fortsätter söka sig till branschen och växer med oss – tillsammans skapar vi en säker elförsörjning för en hållbar samhällsutveckling.

Jag hoppas Du som läsare finner värdefull information i denna plan och ser fram emot en konstruktiv dialog om utvecklingen av kraftsystemet kommande år!

Sundbyberg den 16 november 2021

Lotta Medelius-Bredhe

Generaldirektör, Svenska kraftnät



SVENSKA KRAFTNÄTS VISION

Säker elförsörjning för en hållbar samhällsutveckling

- > Vi bidrar till energiomställningen med ett drifts- och personsäkert kraftsystem.
- > Vi arbetar för att Sveriges elförsörjning ska vara säker och fungera även vid svåra påfrestningar på samhället.
- > Vi bidrar till ett ekologiskt, socialt och ekonomiskt hållbart samhälle.
- > Den yttersta samhällsnyttan av vårt uppdrag är en trygg elförsörjning som möjliggör välfärd och tillväxt, nu och för framtida generationer.

Innehåll

Förord	4	5. Långsiktigt överföringsbehov och effekttillräcklighet	48
1. Introduktion	10	5.1 Fyra scenarier	49
2. Framtida förutsättningar	14	5.2 Analysresultat	52
2.1 Omvärldsanalys	15	5.2.1 Långsiktigt överföringsbehov	52
2.2 Energipolitikens grundpelare och mål	17	5.2.2 Effekttillräcklighet	54
2.3 Långsiktsscenarioer för elmarknadsanalys	17	6. Totalförsvarsperspektivet	60
2.4 Leveranssäkerhet och totalförsvarsperspektivet	19	6.1 Totalförsvaret förr och nu	61
2.5 Systemansvar och systemutmaningar	19	6.2 Politiska målkonflikter skapar utmaningar	61
2.6 Marknadsdesign	19	6.3 Åtgärdsbehov inom elförsörjningen	61
2.7 Digitalisering	20	6.4 Områden att utreda och stärka	62
2.8 Nätutveckling och intressekonflikter	21	6.5 Finansiering av åtgärder för ökad totalförsvarsförmåga	63
2.9 Energilager och vätgas	21	7. Samspelet mellan samhälle och infrastruktur	66
2.9.1 Placering av energilager	22	7.1 Åtgärder för framtida elförsörjning	67
2.9.2 Batteri som energilager	24	7.2 Samhällsekonomisk lönsamhetsbedömning	67
2.9.3 Vätgas som energibärare	26	7.2.1 Samhällsekonomiska effekter	68
3. Forskning och utveckling	30	7.3 Samråd och tillståndsprocess	69
3.1 Behovet av forskning och utveckling	32	7.3.1 Dagens process	69
3.2 Svenska kraftnäts FoU	32	7.3.2 Förbättrad tillståndsprocess	71
3.2.1 Samarbeta är en förutsättning för att nå målet	33	8. Systemansvaret och systemutmaningar	74
3.2.2 Ny teknik & Miljö	33	8.1 Leveranssäkerhet	75
3.2.3 Systemutmaningar	34	8.1.1 Tillförlitlighetsnorm	76
3.2.4 Digitalisering & Cybersäkerhet	35	8.1.2 Systemdrifftillstånd	77
3.2.5 Strategisk kompetensförsörjning	36	8.2 Stödtjänster och avhjälpande åtgärder	78
4. Lagstiftning för energiomställning	38	8.2.1 Stödtjänster och avhjälpande åtgärder för balansering och frekvensstabilitet	81
4.1 Svenska kraftnäts roller och ansvar	38	8.2.2 Icke-frekvensrelaterade stödtjänster	82
4.1.1 Systemansvaret enligt EU-regelverket	38	8.2.3 Avhjälpande åtgärder	82
4.1.2 Systemansvarig myndighet	39	8.2.4 Effektreserven	83
4.1.3 Elberedskapsmyndighet	40	8.3 Övergripande systemförändringar	83
4.1.4 Tillsynsmyndighet för säkerhetskydd	40	8.4 Kraftsystemstabilitet och balansering	84
4.1.5 Totalförsvarsrollen	40	8.4.1 Frekvensstabilitet	84
4.1.6 Myndighet för dammsäkerhet	40	8.4.1.1 Frekvensstabilitet	
4.2 EU:s lagstiftning	40	- Hänt sedan senast	85
4.2.1 Europaparlamentets och rådets direktiv och förordningar	41	8.4.1.2 Frekvensstabilitet – Fortsatt arbete	86
4.2.2 Kommissionsförordningar		8.4.1.3 Dimensionering av stödtjänster	86
- nätföreskrifter och riktlinjer	43	8.4.1.4 Förkvalificeringsprocessen	87
4.2.2.1 Anslutning till kraftsystemet	45	8.4.1.5 Störningsreserven samt kompletterande upphandling	87
4.2.2.2 Marknad	45	8.4.2 Spänningsstabilitet	87
4.2.2.3 Drift, nödsituationer och återuppbyggnad	46	8.4.2.1 Spänningsstabilitet	
		- Hänt sedan senast	88

8.4.2.2	Spänningsstabilitet - Fortsatt arbete	88	10.2.2.1	Utveckling av det operativa systemansvaret	119
8.4.2.3	Regeringsuppdrag avseende stödtjänster och avhjälpande åtgärder	89	10.2.2.2	Utveckling av det strategiska systemansvaret	120
8.4.2.4	Hantering av specifika driftsituationer	89	10.2.3	Internationella plattformar	121
8.4.3	Rotorvinkelstabilitet	89	10.2.4	Datadriven verksamhet	122
8.4.3.1	Rotorvinkelstabilitet - Hänt sedan senast	89	10.3	Förutsättningar för digitalisering	122
8.4.3.2	Rotorvinkelstabilitet - Fortsatt arbete	90	11.	Nätutveckling	126
8.4.4	Balansering	90	11.1	Drivkrafter för nätutvecklingen	128
8.4.4.1	Balansering - hänt sedan senast och fortsatt arbete	90	11.1.1	Reinvesteringar	128
8.4.4.2	Nya nordiska balanseringsmodellen	91	11.1.2	Anslutningar	132
8.4.4.3	Vindkraften som leverantör av stödtjänster för balansering	94	11.1.3	Systemförstärkningar	133
8.5	Nya utmaningar och åtgärder till följd av kraftsystemets förändring	95	11.1.4	Marknadsintegration	134
8.5.1	Ökande andel kraftelektronikomriktare	95	11.2	Havsbaserad vindkraft	136
8.5.2	Ökande användning av kablar	99	11.3	Aktuella behovsutredningar	137
8.5.3	Ökande andel produktion anslutet till distributionssystemet	100	11.3.1	Industrielektrifiering	137
8.5.4	Mer varierande och förändrade effektflöden	100	11.3.2	Nätkapacitet Norrlandskusten	137
8.5.5	Summering och vägen framåt	102	11.3.3	Nätkapacitet runt Östersund	137
9.	Elmarknadsutveckling	106	11.3.4	220 kV-nätet mellan Krångede och Sundsvall	138
9.1	Vidareutveckling av dagen före- och intradag-marknaderna	107	11.3.5	Nätkapacitet kring Västra Götaland	138
9.1.1	15-minuters handelsprodukter	107	11.3.6	Östra korridoren längs svenska sydostkusten	138
9.1.2	Flödesbaserad kapacitets- beräkningsmetod	107	11.3.7	Gotland	139
9.2	Elområdesöversyn	109	11.3.8	Öst-Västligt flöde	139
9.3	Integrering av havsbaserad vindkraft	110	11.4	Större investeringar i transmissionsnätet under 2022-2031	139
9.4	Långsiktig prissäkring och transmissionsrätter	111	11.4.1	Kapaciteten mellan Sverige och Finland	139
9.5	Översyn av transmissionsnättariffen	111	11.4.2	Hansa PowerBridge	141
10.	Digital utveckling	114	11.4.3	Långbjörn-Storfinnforsen	141
10.1	Svenska kraftnäts roll i digitalisering av kraftsystemet	116	11.4.4	NordSyd	142
10.2	Planerade initiativ	117	11.4.5	Stockholms Ström och Storstockholm Väst	144
10.2.1	Digitala anläggningar	119	11.4.6	Förnyelse av ledningar på västkusten och i Skåne	145
10.2.2	Effektivt beslutsstöd och automatisering	119	11.4.7	Skogssäter-Stenkullen	145
			11.4.8	Ekhyddan-Nybro-Hemsjö	146
			11.4.9	Åtgärder för bibehållen förmåga till spänningsreglering på västkusten	146
			12.	Ekonomisk utveckling	148
			12.1	Kraftsystemets utveckling påverkar vår ekonomi	149
			12.1.1	Investeringar	149
			12.1.2	Stödtjänster och avhjälpande åtgärder	149
			12.1.3	Kapacitetsavgifter	151

12.2 Framtida avgifter för transmissionsnätskunder	153
12.2.1 Förutsättningar	153
12.2.2 Utveckling av resultatpåverkande poster	153
12.2.3 Utveckling av effektagiften och energiavgiften	154
12.3 Framtida avgifter för balansansvariga parter	155
12.3.1 Förutsättningar	155
12.3.2 Utveckling av resultatpåverkande poster	155
12.3.3 Utveckling av avgifter från balansansvariga parter	156
12.4 Finansiell utveckling Affärsverket	157
12.4.1 Utgifter och finansiering	157
12.4.2 Resultat och nyckeltal	158
12.4.3 Effektiviseringsprogrammet	158
10-årsplan nätinvesteringar	160
Stockholms Ström och Storstockholm Väst	163
Västkustpaketet	165
NordSyd	167
Anslutningar under övervägande	169
Projekt i elområde SE1	171
Projekt i elområde SE2	173
Projekt i elområde SE3	177
Projekt i elområde SE4	183
Ledningsrevisioner och övriga projekt	185
5-årsplan utvecklingsprojekt	188



1. Introduktion

Energiomställningen är central för att lösa klimatutmaningen och Svenska kraftnät spelar tillsammans med övriga aktörer i elsektorn en avgörande roll. Ökad elektrifiering är en av nyckellösningarna, framför allt för sektorer med stora klimatutsläpp så som industri och transporter. Omställningen innebär nya möjligheter men skapar också stora utmaningar då det innebär förändrade förutsättningar för drift, marknad och utveckling av kraftsystemet.

Samhället står inför en omfattande elektrifiering. Den berör de flesta sektorer med större energianvändning. Stål- och järnmalmsindustrin elektrifierar sina processer, gods- och persontransporter blir fossilfria genom eldrift, tillverknings- och kemiföretag ökar sin elanvändning och uppvärmning av bostäder sker redan i dag i stor utsträckning med eldrivna värmepumpar. Även nya verksamheter som serverhallar och batterifabriker tillkommer, vilka redan från början är baserade på el som energibäare. Drivkraften är direkt eller indirekt densamma för alla, ett behov och önskan att övergå till ett långsiktigt hållbart samhälle där fossila bränslen inte längre har en roll.

Övergången förväntas ske snabbare än tidigare antaget. Förbrukningsprognoser som publicerades för bara något år sedan är redan inaktuella jämfört med dagens prognoser. Svenska kraftnäts egna långsiktiga marknadsanalys hade för två år sedan ett högsta scenario med ca 180 TWh förbrukning 2040. I 2021 års analyser har detta ersatts med ett högförbrukningsscenario som visar upp mot 290 TWh för 2045, men sedan de publicerades i början av året har ytterligare ett stort antal planer på elektrifiering av ny och existerande industri tillkommit. Regeringen har också i arbetet med sin elektrifieringsstrategi kommunicerat att en utgångspunkt är en planeringsram för en möjlig dubblerad elanvändning till 2045. Samtidigt måste konstateras att elanvändningen varit nära nog konstant under lång tid trots att BNP ökat kraftigt. Prognoser är svåra och det sker en ständigt pågående effektivisering. Det nya, som leder oss till att tro att vi faktiskt kan vänta en kraftigt ökad elkonsumention, är att konsumenternas preferenser, politiska styrmedel och marknadsutvecklingen går hand i hand med stora teknikgenombrott. Det viktiga är dock inte exakt vilken nivå på förbrukningen som prognoserna kommer fram till, det är att de alla visar på en snabb ökning av elförbrukningen genom det skifte vi står inför, och att det kommer att krävas helt nya lösningar för att möta behovet.

Förändrad elproduktion ger nya förutsättningar. Under den senaste tioårsperioden har elproduktionen redan genomgått en mycket stor förändring. Sverige har i dag en elproduktion som i princip är helt fossilfri och baserad på vind-, vatten- och kärnkraft, även om en ökande mängd också kommer från småskalig solkraft. Stora mängder vindkraft har byggts, inledningsvis drivet av subventioner genom elcertifikatsystemet men nu allt mer av egen kraft i takt med att kostnaden för investeringar i vindkraft gått ned. Utvecklingen har lett till att lönsamheten för delar av den planerbara elproduktionen blivit sämre, bl.a. för att deras produktionskostnader är högre, vilket medfört att den konkurrerats ut och lagts ned. Ågarna av de äldre kärnkraftsblocken har bedömt att de inte har möjlighet att drivas vidare med fortsatt lönsamhet, något som även påverkats av ökade kostnader för att genomföra de säkerhetshöjande åtgärder som krävts enligt lagstiftning, men även flera kraftvärmeverk har lagts ned.

Förändrade drivkrafter påverkar produktion och priser. Den kraftigt ökade elförbrukningen kräver naturligt nog också en stor tillförsel av ytterligare el, antingen producerad i Sverige eller importerad från omvärlden. Tillförsel av ytterligare produktion ska i grunden ske som en följd av den elmarknad vi sedan länge har där utbud och efterfrågan på längre sikt balanserar varandra. Ett underskott av elproduktion ger högre priser vilket attraherar ny elproduktion och omvänt. Den ökade elektrifieringen sker dock till stor del av andra orsaker än ett lågt elpris. Industrins konkurrenskraft på världsmarknaden för de produkter som tillverkas påverkas allt mer av den klimatpåverkan de har. Ökande årsmedelpriser på el kommer därför sannolikt inte att tydligt begränsa efterfrågan. Ett likartat resonemang gäller även för t.ex. övergången till elbilar där politiska beslut och individuella val kommer att driva på av klimatskäl, oavsett elpris.

Nya lösningar för fortsatt driftsäkerhet. Med nuvarande utveckling i Sverige sker ökningen i elproduktion i första hand genom ny vindkraft, även om solkraft kan komma att utgöra en ökande del. Svenska kraftnät ser i dag inte några tydliga signaler om att andra typer av elproduktionsanläggningar konkret är planerade, även om biobränsleanläggningar och små kärnkraftsanläggningar diskuteras. Detta är den grundläggande orsaken till många av de utmaningar som vi tar upp i systemutvecklingsplanen, eftersom en minskande andel planerbar elproduktion innebär stora utmaningar för

elkraftsystemets leveranssäkerhet. Från ett kraftsystemperspektiv är det stor skillnad på att ha stora årliga elenergiöverskott och att också klara perioder då väderberoende elproduktion som vind och solkraft inte producerar lika mycket som efterfrågas av kunderna. Rent eltekniskt skiljer också sig de traditionella roterande stora synkrongeneratorerna och de kraftelektronikstyrda sol- och vindkraftverken åt på många sätt, något som påverkar kraftsystemets stabilitet. Många olika lösningar kommer att behövas för att klara av att på ett driftsäkert sätt leverera den el som kunderna behöver framöver, inklusive en mer flexibel förbrukning men också ytterligare planerbar elproduktion.

Moderna IT-system övervakar kraftsystemet. Svenska kraftnät har länge arbetat med digitalisering och utveckling av nya IT-lösningar kopplat till kraftsystemet. Behovet att hantera allt mer varierande elproduktion och förbrukning har redan lett till en ökning i vår förmåga att övervaka och styra kraftsystemet. Fundamentalt i det mesta av den utvecklingen är modernare IT-system. Den europeiska integrationen av elmarknaden och av de regelverk som i dag styr alla delar av vår verksamhet ställer också den stora krav på nya IT-system och anpassningar av de befintliga. Följden är att Svenska kraftnät i dag långt ifrån är en myndighet som endast bygger infrastruktur i stål och betong, vi är till stora delar också en modern IT-verksamhet som av flera skäl måste ligga i framkanten av den digitala utvecklingen. Utvecklingen är dock en balansgång mellan nyttan av den omfattande digitaliseringen av samhällskritisk verksamhet och behovet av hög IT-säkerhet.

Havsbaserad vindkraft har stor potential. Vindkraften har fram till i dag till största del byggts på land i norra Sverige, även om bl.a. de högre elpriserna i södra Sverige lett till många vindkraftsetableringar där de senaste åren. En stor potential för vindkraft finns dock till havs. För att snabba på utvecklingen av havsbaserade elproduktion ytterligare kommer Svenska kraftnäts instruktion att ändras från 1 januari 2022. Ändringen ger Svenska kraftnät i uppgift att bygga ut transmissionsnät även till områden inom Sveriges sjöterritorium där det finns förutsättningar att ansluta flera elproduktionsanläggningar. Arbetet med att förbereda hur processen för anslutningen av havsbaserad vindkraft ska utformas pågår redan, och kommer intensifieras i dialog med berörda aktörer. Regeringen har också gett ett uppdrag till Svenska kraftnät att påbörja ett förberedande arbete för att ge aktörerna tydliga förutsättningar. Uppdraget ska redovisas 15 juni 2022.

Behov av både framförhållning och anpassningsförmåga. I dag är utvecklingen med kraftigt ökad elanvändning och den ökade elproduktion som måste följa av den, väldigt tydlig på en övergripande nivå. Det är däremot långt ifrån lika tydligt exakt vilka industriprojekt som kommer att genomföras, eller vilka av alla de vindkraftsparkar som nu ansökt om anslutning som kommer att byggas. Det finns stora frågetecken kring hur de tekniska lösningarna kommer att se ut för t.ex. en storskalig produktion, transport och lagring av vätgas och

därmed i vilken grad det kommer att beröra transmissionsnätet. Det är dock troligt att transmissionsnätet för el kommer att ha en allt större betydelse för att hantera samhällets övergång till fossilfria energikällor. Risken är dock påtaglig att det är elnätet som i en del områden blir begränsande för möjligheten att elektrifiera en del verksamheter eller ansluta produktion i den takt som annars vore möjligt, något som vi redan sett exempel på. En anledning är de mycket långa ledtiderna för att genomföra en förstärkning av transmissionsnätet sett i relation till den tid det tar att bygga ny produktion eller för industrin att ställa om till el. Detta är något som Svenska kraftnät arbetar aktivt med för att förbättra men det krävs också åtgärder i själva tillståndsprocessen om tiderna ska kunna kortas väsentligt.

Stora behov av förnyelser. Dagens transmissionsnät för el är stabilt med hög driftsäkerhet. Stora delar av anläggningarna börjar dock uppnå sina tekniska livslängder och vi har stora investeringar framför oss för att förnya dem. I samband med dessa reinvesteringar byggs ledningar och stationer för att klara mer effekt än tidigare. På många ställen ersätts äldre 220 kV-nät med 400 kV och då kan vi förnya på ett sätt som kraftigt ökar kapaciteten i det nya nätet.

God elberedskap, säkerhet och robusthet i fokus. Samhällets ökande beroende av el, och speciellt av el som produceras i stora anläggningar och sedan överförs till förbrukning genom elnätet, innebär i kombination med ett allt större fokus på totalförsvaret nya utmaningar. Svenska kraftnät har som elberedskapsmyndighet uppdraget att säkerställa elförsörjningens förmåga att motstå allvarliga påfrestningar. Vi intensifierar arbetet med att se hur vi kan öka robustheten och säkerheten i framtidens elkraftsystem, både i de fysiska och i de digitala systemen, så att det också kan fortsätta att försörja samhällets viktigaste funktioner även under kriser och mer ansträngda situationer.

Sammantaget leder den pågående utvecklingen till några fundamentala frågor som vi kommer att behandla djupare i systemutvecklingsplanen:

- > Hur ska transmissionsnätet förnyas, förändras och förstärkas tillräckligt snabbt för att möjliggöra en omfattande elektrifiering och samtidigt uppfylla allt större krav avseende miljöpåverkan, robusthet och kostnadseffektivitet?
- > Hur ska kraftsystemets leveranssäkerhet kunna hållas på en tillräckligt god nivå under årets alla timmar med en kraftigt ökande andel väderberoende elproduktion och ett större beroende av import?
- > Hur ska de allt viktigare driftkritiska IT-systemen och europeiska elmarknadslösningarna som följer av ökad reglering utformas så att säkerheten i kraftsystemet inte äventyras?





2. Framtida förutsättningar

Utgångspunkten för Svenska kraftnäts verksamhet är vårt statliga uppdrag: att på ett affärsmässigt sätt förvalta, driva och utveckla ett kostnadseffektivt, driftsäkert och miljöanpassat kraftöverföringssystem. I uppdraget ingår att verka för att de energipolitiska mål som riksdagen beslutat om kan uppnås. Det gör vi genom att skapa möjligheter för att nya användningsområden för el kan tas tillvara i omställningen av kraftsystemet och att elproduktion kan byggas ut och överföras för att möta samhällets elbehov.

En grundläggande förutsättning för att kunna utföra vårt uppdrag på bästa sätt är att vi har en tillräckligt god uppfattning om hur framtiden kommer att se ut för att vi i tid ska kunna påbörja de åtgärder som behövs. Med tanke på de långa tider det tar att t.ex. bygga nya ledningar och de betydande intrång och kostnader de för med sig, behöver vi försöka att förutse behovet både 10–15 år framåt men också att det behovet kvarstår på längre sikt, så att nya ledningar inte byggs på felaktiga grunder.

Utvecklingen av kraftsystemet sker i huvudsak som en följd av den övergripande samhällsutvecklingen. Den ökande elförbrukning drivs t.ex. till största delen genom att verksamheter som i dag får sin energi från fossila källor i hög grad förväntas elektrifieras av klimatskäl, och genom att det tillkommer helt nya typer av förbrukning som t.ex. serverhallar drivna av den ökade digitalisering. Traditionellt planerbara förändringar som tidigare legat till grund för nät- och

produktionsutbyggnad, att fler vanliga kunder tillkommer ökar endast i mindre grad förbrukningen och kompenseras delvis av ökande energieffektivitet. Det som nu sker är att större energianvändare övergår till el som energibärare vilket ger förbrukningsökningar som i högre omfattning sker i stora steg, både lokalt och på nationellt nivå, vilket skapar utmaningar för kraftsystemet.

I detta kapitel kommer vi övergripande att beskriva de antaganden som ligger bakom den utveckling vi utgår ifrån i analyser och planering av åtgärder inom de olika områden vi behandlar i systemutvecklingsplanen. Inom vissa områden ligger fokus naturligt nog på förbrukningsökning och övergången till fossilfri elproduktion men i andra är det framtida lagstiftning, teknisk utveckling eller andra faktorer som påverkar vår bild av hur det framtida kraftsystemet behöver dimensioneras. Målet är att beskriva de dimensionerande förutsättningarna som vi behöver arbeta mot för att klara vårt uppdrag och därmed inte nödvändigtvis att korrekt förutspå den exakta nivån på framtida förbrukning och produktion.

För att skapa en övergripande gemensam grund utgår vi från s.k. megatrender som vi ser kommer att påverka samhällets och därmed kraftsystemets utveckling. Dessa presenterar vi i en separat omvärldsanalys som uppdateras årligen. De övergripande trenderna konkretiseras sedan på olika sätt för att översättas till vilken påverkan de får på kraftsystemet och används på så sätt inom våra olika verksamhetsområden.

Globala megatrender

Megatrender						
	Klimatförändringar och bredare hållbarhetsfokus	Teknologiska genombrott och ökad digitalisering	Urbanisering och en större mobil medelklass	Ökat fokus på samhällssäkerhet och sårbarhet	Globalisering och individualisering	Ökat fokus på statligt ansvar
Trender i energisektorn	<p>Ökad elektrifiering för att minska CO₂-utsläpp</p> <p>Större andel förnybar elproduktion</p> <p>Hållbara energisystem</p>	<p>Nya tekniker för produktion, överföring, förbrukning och handel med el</p>	<p>Elförsörjningen är en grundbult i samhällsutvecklingen</p>	<p>Ökat behov av säkerhet i energisektorn</p> <p>Ökat behov av elberedskap och självförsörjning</p>	<p>Jämkning av lagstiftning och jämkning av intressen</p> <p>Globaliserad energisektor</p>	<p>Ökat behov av staten som garant för viktiga samhällsfunktioner</p> <p>Behov av utbyggd samhällsinfrastruktur</p>

Figur 1: Omvärldsanalysens övergripande globala megatrender.

2.1 Omvärldsanalys

Klimatförändringar och teknologiska genombrott är exempel på omvärldsförändringar som driver på energiomställningen. Förändringarna påverkar förutsättningarna för vårt uppdrag och en viktig del av Svenska kraftnäts arbete är att följa omvärldens utveckling och ta hänsyn till den i alla delar av vår verksamhet.

Svenska kraftnäts systematiska omvärldsanalys tar sin utgångspunkt i de övergripande globala megatrenderna och ser hur de påverkar trender i energisektorn, med fokus på elförsörjningen i Sverige. De megatrender som har tydligast påverkan på kraftsystemet sammanfattas i bilden ovan.

Klimatförändringar och bredare hållbarhetsfokus

Det sker en ökad elektrifiering och stora satsningar på förnybar elproduktion för att minska utsläpp av koldioxid och andra växthusgaser. Ny elintensiv verksamhet tillsammans med ökad elektrifiering av transport och industri gör att behovet av el förväntas att öka mycket kraftigt, trots en allt effektivare energianvändning.

Den globala energiomställningen märks även tydligt inom de politiska regelverk som till stor del styr utvecklingen. Ett exempel på detta är att EU nyligen har beslutat om den s.k. taxonomin som genom reglering av finanssektorn syftar till att främja miljömässigt hållbara investeringar. Ett stort fokus läggs globalt på vind- och solkraft men för den fossilfria kärnkraften är bilden mer splittrad. Den avvecklas av olika

skäl i många länder medan andra bygger ny och introduktionen av nya små modulära enheter är möjlig framöver.

Elektrifieringen och stora satsningar på förnybar elproduktion leder till ett mer komplext kraftsystem. Den ökade produktionen från oplanerbara källor som vind- och solkraft minskar andelen synkront ansluten- och planerbar produktion i kraftsystemet. Detta leder till större variationer i driften av kraftsystemet mellan t.ex. blåsiga och vindstilla dagar. Ju mer väderberoende produktion som installeras i kraftsystemet, desto viktigare blir också tillgången till planerbar produktion för att balansera och stabilisera systemet. Behoven av en mer flexibel elförbrukning och att kunna lagra större mängder el vid överskott ökar också samtidigt som behovet av import under ansträngda timmar blir större.

Teknologiska genombrott och ökad digitalisering

Ny teknik och en ökad digitalisering är en förutsättning för att klara energiomställningens allt mer komplexa kraftsystem. Stora offentliga och privata belopp satsas globalt på forskning och utveckling inom många områden som direkt påverkar kraftsystemet. Det syns tydligt inom energilagring, lokal produktion samt tekniker för omvandling till el från olika energibärare. Nya lösningar för ö-drift och off-grid kommer att utvecklas. Den ökade digitaliseringen får en allt större påverkan också på kraftsystemet genom t.ex. bättre övervakning, men också genom ökade möjligheter att interagera med förbrukning genom smarta hem och förbrukningsstyrning som t.ex. både kan användas för momentan balansering och utjämning av förbrukningstoppar. Med en högre

grad av automatiska funktioner kommer det att vara en utmaning att säkerställa och upprätthålla tillräcklig kompetens inom både IT och kraftsystem. Sårbarheten hos de automatiserade lösningarna, tillsammans med behovet av att bibehålla manuell kunskap och kompetens om driften av kraftsystemet, är det som kan påverka digitaliseringstakten. Den skydds nivå som bedöms nödvändig för kraftsystemet och som EU kan enas om kommer att vara avgörande för hur fort och hur långt elsektorn kommer att digitaliseras.

Det sker även mer fundamentala tekniska genombrott som leder till att helt nya sektorer kan elektrifieras. Vätgas bedöms på många håll som framtidens stora energibärare, med vitt spridda användningsområden: som processgas i industri, som energilager, som bränsle i fordon, m.m. Klimatkraven kommer att leda till investeringar i produktion av förnybar vätgas baserad på el i större skala, vilket påverkar kraftsystemen. Vi kan förvänta oss en stor sektorsintegration mellan de olika energisystemen i framtiden, något som leder till en totalt sett ökad energieffektivitet och optimering.

Urbanisering och en större mer mobil medelklass

Samhällsutveckling är beroende av en väl fungerande elförsörjning. Elektrifieringen har bidragit till en växande urban och mobil medelklass globalt sett. Sveriges industri och näringsliv har utvecklats bl.a. utifrån en mycket god och säker tillgång till el med jämförelsevis låga elpriser. För att utvecklingen ska fortsätta, och omfatta omställningen från fossila bränslen, krävs en fortsatt väl fungerande elförsörjning även på nya platser där det sker nyetableringar i t.ex. Norrbotten och Västerbotten.

Samhällsdebatten i Sverige har i dag börjat uppmärksamma kraftsystemets utmaningar och elförsörjningens betydelse för samhällsbyggnadsstrukturen, välfärden och tillväxten. Om elsektorn inte lyckas anpassa sig till förändringarna i omvärlden och leva upp till krav på driftsäkerhet, anslutning, låga priser och ett hållbart kraftsystem, så kommer den politiska styrningen både europeiskt och nationellt att öka.

Ökat fokus på samhällssäkerhet och sårbarhet

Geopolitisk spänning, digitalisering och internationalisering innebär redan i dag en ökad sårbarhet genom att även medvetna handlingar kan hota energisektorn och det finns därmed ett ökat behov av säkerhet.

Mot bakgrund av dagens incidenter och sårbarheter inom IT-området är det inte osannolikt att Sverige, liksom hänt i andra länder, kommer att drabbas av en större IT-incident. Om en sådan IT-incident drabbar elförsörjningen kan konsekvenserna bli mycket allvarliga. Kraven på säkerhet och säkerhetsskydd för elförsörjningen och kraftsystemet är höga. Elsektorn behöver ägna ökat fokus både på fysiskt skydd och på skyddet inom cybersäkerhetsområdet, i takt med att hotbilden förändras.

Mycket pekar på att samhällets säkerhet och sårbarhet fortsätter att vara i fokus, och det kan innebära att högre krav på förmågan att motstå svåra påfrestningar behöver ställas redan i utformningen av kraftsystemet.

En förändrad hotbild gör att behovet av elberedskap och självförsörjning redan i dag ökar, nationellt och på individnivå. Även om leveranssäkerheten i kraftsystemet är mycket hög kommer teknisk utveckling i kombination med ökade elprisvariationer och en individuell eller lokal önskan om ökat självförsörjande leda till mer lokal elproduktion och lagring. De lösningar för ö-drift, och i viss mån även off-grid, som följer av en sådan utveckling behöver integreras i kraftsystemet i syfte att minska sårbarheten och öka redundansen.

Globalisering och individualisering

Energisektorn blir alltmer global, med världsomspännande leverantörskedjor för leverans av utrustning och tjänster. Även om vi nu ser en ökad nationalism och medvetenhet om de sårbarheter ett beroende av internationell handel innebär, inte minst i spåren av Corona-pandemin, så är det svårt att se att detta ändras på ett avgörande sätt. En globalt sammanlänkad energisektor kommer troligen också att leda till hårdare konkurrens om kompetens och resurser, nationellt och internationellt.

För att minska beroendet av länder som anses utgöra ett hot och för att minska sårbarheten, är en sannolik utveckling att leverantörskedjor går mot att bli europeiska snarare än fullt globala.

Den starka individualiseringstrenden kan leda till att fler ifrågasätter vilka lösningar som väljs för olika samhällsfunktioner som t.ex. elförsörjningen. Individualiseringen tar plats på bekostnad av samhällsnytta. Nationellt finns utmaningar där energiomställningen bromsas på grund av mark- och ägarintressen, andra miljöintressen samt ökade förväntningar från individer att få sina privata behov tillgodosedda på bekostnad av det allmänna.

Ökat fokus på statligt ansvar

Det förändrade säkerhetsläget har lett till en renässans för staten som aktör och garant för säkerhet och stabilitet. Återuppbyggnaden av totalförsvaret och ökade anslag för de statliga aktörerna är ett exempel. Diskussionerna om ökat statligt ansvar i ljuset av pandemin har ytterligare förstärkt den trenden, och allt fler röster höjs för att staten bör ta ett större ansvar för det som behöver samordnas och säkerställas på nationell nivå. Ägandet, förvaltandet och utbyggnaden av det svenska transmissionsnätet är ett sådant statligt ansvar för grundläggande samhällsinfrastruktur, där statens roll förstärks genom den expansiva utbyggnad av energiinfrastrukturen som planeras.

2.2 Energipolitikens grundpelare och mål

Utöver de mer allmänna omvärldstrenderna har Europa och Sverige formulerat konkreta klimat- och miljömål som tydligt påverkar utvecklingen i elkraftsystemet. Detta sker genom att lagkrav, skatter och subventioner direkt eller indirekt påverkar vilka typer av elproduktion som byggs och hur fort t.ex. transportindustrin elektrifieras.

Målen tar utgångspunkt i Parisavtalet som bl.a. innebär att den globala uppvärmningen ska hållas långt under två grader och sträva efter att begränsas till 1,5 grader jämfört med förindustriell nivå. En viktig del för att uppnå Parisavtalet är att ställa om energisystemen, från att i dag främst baseras på fossila bränslen, till att bli helt fria från utsläpp av klimatgaser. För att möjliggöra omställningen gör Svenska kraftnät investeringar såväl i den fysiska infrastrukturen som i åtgärder för att anpassa stödtjänster och andra lösningar som kraftsystemet är i behov av.

Den svenska energipolitiken bygger på samma tre grundpelare som energisamarbetet i EU. Politiken syftar till att förena ekologisk hållbarhet, konkurrenskraft och försörjningstrygghet. De åtgärder och aktiviteter Svenska kraftnät vidtar stödjer ofta flera av de energipolitiska grundpelarna. Exempelvis bidrar det pågående utbyggnadsprogrammet NordSyd till att stödja alla de tre energipolitiska grundpelarna.

Sverige har också miljömål i form av ett generationsmål och sexton miljökvalitetsmål som på flera sätt berör både vår och elbranschens verksamhet. Ett exempel är vattenkraften där det är avgörande för en effektiv omställning av energisystemet att dess bidrag till planerbar kraftproduktion består vid en bedömning av miljökvalitetsmålet Levande sjöar och vatten drag i kommande omprövningar av vattenkraftens miljövillkor.

Europeiska kommissionen presenterade i december 2019 den s.k. The Green Deal, den europeiska gröna given, som slår fast att EU ska bli klimatneutralt senast 2050. Flera länder, däribland Sverige, har dock satt skarpare mål för klimatneutralitet.

Riksdagen har enats om klimatpolitiska mål där Sverige senast 2045 inte ska ha några nettoutsläpp av växthusgaser till atmosfären, med målet att därefter nå negativa utsläpp. Samtidigt slår målet för energipolitiken fast att Sverige 2040 ska ha 100 procent förnybar elproduktion. Detta är dock inte ett stoppdatum som förbjuder kärnkraft och innebär inte heller en stängning av kärnkraft med politiska beslut. Målet är också 50 procent effektivare energianvändning 2030, jämfört med 2005, uttryckt i termer av tillförd energi i relation till bruttonationalprodukten (BNP). En totalt sett effektivare resurs- och energianvändning kan många gånger leda till ett ökat elbehov, t.ex. vid elektrifiering av transportsektorn.

Energiöverenskommelsen från 2016 innehöll även skrivningar om att anslutningsavgifter för havsbaserad vindkraft bör slopas. Regeringen har nu infört en lösning som innebär att kostnaden för anslutningsledningarna till havs flyttas från vindkraftsproducenten till att belasta elkunderna som kollektiv, genom att Svenska kraftnäts instruktion ändras från 1 januari 2022 och vi får i uppdrag att även bygga ett transmissionsnät till havs.

Hur dessa mål påverkar kraftsystemet är inte helt entydigt. Vi hanterar den osäkerheten genom att arbeta med flera olika framtidsscenarioer i våra analyser.

2.3 Långsiktsscenarier för elmarknadsanalys

Svenska kraftnät tar fram långsiktiga scenarier för det nordeuropeiska kraftsystemet. Syftet är att få en fingerisning om var och när det kan vara aktuellt att överväga förstärkningar. Studierna fokuserar på överföringskapaciteten inom landet och mot våra grannländer, samt på de konsekvenser som uppstår i form av prisskillnader om inga ytterligare åtgärder genomförs utöver de som redan i dag är planerade. Analysen används också för att hur risken för effektbrist utvecklas med olika antaganden.

I alla de scenarier vi tagit fram har transmissionsnätet och övriga elnät en avgörande betydelse för att möjliggöra omställningen till ett klimatneutralt energisystem. Elnät i sig räcker dock inte, utvecklingen kommer även att ställa stora krav på att tillräckligt med elproduktion finns tillgängligt på rätt platser, att nya stödtjänster tas fram och att incitament ges för en kraftigt ökad flexibilitet och lagring.

Megatrender och politiska förutsättningar ger de övergripande målen och visionerna för framtiden, men behöver konkretiseras för att utnyttjas i arbetet med att skapa scenarier. Svenska kraftnät tar inte fram några egna grundprognoser för framtida elförbrukning och produktion utan vi utnyttjar de olika analyser och prognoser som andra myndigheter, branschorganisationer m.fl. tar fram inom sina respektive områden. Vi gör dock egna tolkningar och kombinationer av dessa för att få en logik och balans i de olika scenarier vi skapar. Det är t.ex. inte rimligt att det sker en massiv förbrukningsexpansion om det inte tillförs liknande mängder ny elproduktion eftersom elpriserna då skulle bli så höga att det motverkar delar av förbrukningsökningen. Vi vill att våra scenarier ska illustrera utvecklingar som påverkar kraftsystemet på olika sätt för att visa på hur robusta olika åtgärder är för framtida förändringar.

I nedanstående beskriver vi delar av det underlag som vi använt när scenarierna som ligger till grund för de analyser som presenteras i denna systemutvecklingsplan och som presenterats separat i vår långsiktiga marknadsanalys 2021¹,

¹ Svenska kraftnät 2021: Långsiktig marknadsanalys 2021 – Scenarier för elsystemets utveckling fram till 2050

togs fram. De fyra scenarierna som används presenteras i korthet i kapitel Långsiktigt överföringsbehov och effekttillräcklighet där även slutsatser kring långsiktigt överföringsbehov och effekttillräcklighet analyseras.

Inom regeringsinitiativet Fossilfritt Sverige har branscher i Sverige under 2018, 2019 och 2020 presenterat färdplaner för att uppnå netto noll utsläpp av klimatgaser till 2045. I färdplanerna uppskattas behovet av biobränslen och el. Flera aktörer i Sverige har sammanvägt färdplanerna och tillsammans med antaganden för övrig elanvändning, t.ex. för serverhallar, uppskattat Sveriges totala behov av el. Uppskattningarna för årsmedelbehovet varierar mellan 180 och 225 TWh el inklusive förluster, jämfört med dagens nivå på ca 140 TWh. Samtidigt presenteras regelbundet nya satsningar som ofta innebär ett än mer ökat behov av fossilfri el. I november 2020 presenterade t.ex. LKAB en storsatsning i storleksordningen 400 miljarder kronor för att över en 20-årsperiod ställa om sin verksamhet till fossilfrihet. LKAB uppskattar att omställningen kommer medföra ett ökat behov av el på 55 TWh el, varav enbart 15 TWh inkluderats i färdplanerna. Det bör konstateras att osäkerheten om framtidens behov av el är stor, t.ex. runt hur stor del av den förutsedda ökningen som kan mötas av effektiviseringsåtgärder. Effektivare energianvändning har historiskt sett spelat en viktig roll för att möta ett ökat behov av el. Andra osäkerhetsfaktorer är hur fordonssektorn elektrifieras, via elvägar, batterier eller biodrivmedel skapade av el, och hur mycket el som kommer behövas till digitaliseringen av samhället.

Oavsett vilket behov av el vi kommer ha framöver är en viktig del i energiomställningen att behovet kan mötas med fossilfri elproduktion. Stödsystem för förnybara energikällor tillsammans med kraftigt sjunkande kostnader har inneburit en stor utbyggnad av vind- och solkraft. Vind- och solkraft kommer att fortsätta spela en viktig roll i framtidens energisystem, och ställer krav på ökad flexibilitet hos förbrukningen och andra produktionskällor för att kunna möta effektbehovet även när det inte blåser eller solen inte skiner. I Norden har vi vattenkraften som är ett storskaligt batteri med förmågan att lagra energi i dammar och där produktionen kan regleras. Vattenkraften, och inte minst dess möjlighet till reglering, är mycket viktig för att möjliggöra omställningen. Kärnkraft och biobaserad kraftvärme bidrar med planerbar fossilfri elproduktion och dessutom med viktiga förmågor som rotationsenergi och spänningsreglering till kraftsystemet. Kraftvärmens spelar även en viktig roll för den lokala effektbalansen i många tätorter, men också i situationer då t.ex. ö-drift behövs och även för lokal försörjningsförmåga sett ur ett totalförsvarsperspektiv. Konkurrens från elproduktion med låga marginalkostnader, och för kraftvärmens ökad koldioxidskatt i elproduktion, har lett till vikande lönsamhet för de planerbara kraftslagen och framtiden beror bl.a. på beskattning och vilken ersättning som kan erhållas för stödtjänster.

Med en ökad användning av el behöver mer el också produceras. Det är tydligt att med en årsmedelförbrukning som ökar med 10 000-tals MW så behövs det utöver den förnybara oplanerbara elproduktionen även mer fossilfri planerbar elproduktion, oavsett vilken produktionsteknik som används. Med en ökande andel oplanerbar produktion kommer även flexibel elanvändning att vara en nyckelfråga för att på ett kostnadseffektivt sätt nå klimatmålen. Elanvändningen behöver i större utsträckning jämnas ut över dygnet och anpassas till när produktion finns tillgänglig. Smart laddning av elbilar och lagringsmöjligheter i form av batterier är exempel på sätt att öka flexibiliteten. Även stora överskott av elproduktion behöver hanteras. Integration mellan el och gas kan spela en viktig roll. Detta i och med att gas kan produceras vid överskott av billig förnybar elproduktion och användas för att ersätta fossila bränslen i t.ex. industri-, värme- och transportsektorn. Gasen kan även användas för att producera el under bristtimmar. Dock innebär omvandlingsstegen i sådana processer stora energiförluster.

Europeiska kommissionen antog 2020 en strategi för integrering av energisektorn och en vätgasstrategi. I strategin fastslås att vätgasen spelar en avgörande roll för EU:s åtagande att uppnå koldioxidneutralitet senast 2050 och att genomföra Parisavtalet. Strategin innehåller en ambitiös färdplan för utveckling av distribution, produktion och användning av vätgas. I Sverige är vätgas en nyckelfaktor i omställningen till fossilfri stålindustrin, men nämns även som en viktig förutsättning i kemisk plaståtervinning.

Utgångspunkten för vårt arbete med att bedöma långsiktiga överföringsbehov är alltså ett fortsatt stort behov av att överföra el mellan olika delar av landet och för handel med våra grannländer. De stora förändringar som sker med stora volymer elproduktion och förbrukning som lokaliseras på andra platser än i dag kommer också att leda till stora behov av att förstärka nätet för överföringsmönster som vi inte sett tidigare.

2.4 Leveranssäkerhet och totalförsvarsperspektivet

En av de tydligaste långsiktiga trenderna är att samhället till stora delar kommer att använda el som energikälla, antingen direkt eller indirekt genom att el används för att framställa t.ex. vätgas. Följden av ett samhälle som är allt mer beroende av el är naturligt nog ett ökande krav på robusta och säkra elleveranser. Det finns i huvudsak två typer av utmaningar. Den ena är de elkraftrelaterade systemutmaningar som följer av energiomställningen på produktionssidan och från de ökade förbrukningsnivåerna. Den andra är fysiska och digitala hot mot anläggningar som kommer från klimatförändringen, från samhällsutvecklingen utanför elbranschen samt från den ökande risken för krig som uttrycks i den ändrade nationella inriktningen av totalförsvarsplaneringen.

Klimatförändringar leder till en förväntad ökning av svåra väderhändelser, pandemier kan påverka leveranser av varor och tjänster och cyberkriminalitet kan påverka IT-system. Den utvecklingen pekar på ett ökat behov för Svenska kraftnät och elbranschen att i ännu större utsträckning öka fokus på kraftsystemets robusthet samt på planering och förberedelser för perioder med omfattande störningar i olika delar av kraftsystemet.

Den ändrade nationella inriktningen av totalförsvarsplaneringen ställer också krav på utformningen av kraftsystemet. På många sätt sammanfaller de behov som följer av en planering för att hantera krig med de som behövs för att hantera andra påfrestningar men vissa grundförutsättningar, som vilken elförbrukning som ska tillgodoseas, skiljer sig åt betydligt.

Utgångspunkten för vårt arbete med att långsiktigt säkerställa robusta och tillförlitliga elleveranser är att kraven på kraftsystemet att hantera även händelser med låg sannolikhet kommer att öka i takt med att samhället blir allt mer beroende av el. Fokus behöver ligga på att undvika längre avbrott där konsekvenserna blir störst. Störningar som medför kortare avbrott kommer alltid att kunna ske. Svenska kraftnät är, liksom övriga bevakningsansvariga myndigheter, i en omställningsfas för att möta den nya hotbilden och de krav som följer av den.

2.5 Systemansvar och systemutmaningar

I flera av de scenarier vi har tagit fram för 2045 antar vi att många av de förändringar som lett till de systemutmaningar vi ser redan i dag förväntas fortsätta. Allt större delar av den planerbara elproduktionen, och i princip all tillkommande produktion, kan komma att ersättas av väderberoende elproduktion. Vattenkraften finns kvar, med delvis reducerad produktion eller reglerbarhet som en följd av strängare

miljökrav, men det kan komma att uppstå perioder då enbart sol och vindkraft kommer att räcka för att täcka förbrukningsbehovet och exporten. Detta gör att vi behöver utveckla lösningar för att hantera de mer tekniska systemutmaningarna som frekvens-, spännings- och rotorvinkelstabilitet. Även andra utmaningar som uppstår genom bl.a. en ökande användning av kraftelektronik i elproduktion, överföring och förbrukning behöver adresseras.

Utvecklingen av energilagring och en ökad sektorsintegration med i huvudsak vätgas kommer att ge stora möjligheter till ökad flexibilitet i förbrukningen och sannolikt i allt högre grad även ge möjligheter till att producera el. Detta antas kunna utnyttjas i de stödtjänster som utgör grunden i vår förmåga att utöva systemansvaret. En avgörande faktor för att klara den allt större paletten av resurser som används i stödtjänsterna är en omfattande automatisering och digitalisering av både övervaknings- och styrsystem, men även av de marknadssystem som ligger bakom.

2.6 Marknadsdesign

Integreringen av den europeiska elmarknaden förväntas fortsätta och alla avgörande metoder, regler och marknadsplatser kan förväntas vara likriktade fram mot 2040. Stora delar av kapacitetsbestämning och riskhantering kommer att styras och övervakas av europeiska kontrollcenter och inte längre i vårt nationella kontrollrum. Elmarknaderna kommer att vara mer integrerade över hela Europa och därmed ge möjligheter till marknadstillträde för flera leverantörer samtidigt som elkunder kommer att få ett stärkt inflytande över sin situation. Det innefattar ökade möjligheter till efterfrågeflexibilitet, energilagring och energieffektivitet för elkunder samtidigt som möjligheter till aggregering av decentraliserad produktion ökar potential för ökat marknadstillträde. För Svenska kraftnäts del behövs en fortsatt effektiv utbyggnad och användning av transmissionsnätet för att skapa förutsättningar för integrerade, välfungerande elmarknader. Det är troligt att såväl tidsupplösningen som den geografiska upplösningen behöver öka i elmarknaderna, och att fler och nya typer av aktörer behövs för att hantera de framtida utmaningarna.

Delar av den tydliga europeiseringstrenden kan potentiellt stå i konflikt med en önskan om ökat nationellt ansvarstagande för högre självförsörjning, drivet både ur ett totalförsvarsperspektiv och ur erfarenheterna från pandemin. De europeiska regelverken kräver t.ex. att elproduktionsreserver och regler-tjänster ska handlas öppet på europeiska marknader för att öka effektivitet genom konkurrens, något som förutsätter tillgång till utlandsförbindelserna. I en mycket allvarlig kris eller som en följd av krigshandling, kan tillgången till utlandsförbindelser vara kraftigt nedsatt. Detta är något som behöver beaktas vid utformningen av kraftsystemet och de marknader som behövs för dess drift.

2.7 Digitalisering

Digitalisering är en förutsättning för energiomställningen och behövs för att praktiskt ordna samspelet mellan fler aktörer och nya typer av digitaliserade anläggningar, stödtjänster och marknadslösningar i ett mer komplext sammanhängande europeiskt kraftsystem.

Central europeisk koordinering och styrning kommer utöver nya former av samarbete och IT-lösningar kräva tillgång till närmast komplett data om det europeiska kraftsystemet. Detta innebär i sin tur krav på helt standardiserad informationsdelning mellan alla aktörer, sannolikt med stöd av nya typer av säkra tekniker som vi behöver utveckla och anpassa för vår bransch.

Det är rimligt att anta att kraftsystemet 2040 i huvudsak balanseras och styrs automatiskt via en kombination av centrala och lokala autonoma förmågor. Detta gör det möjligt att hantera minskade marginaler för att bättre utnyttja systemets kapacitet, men digitaliseringens baksida är en ökad risk där felaktig data eller medveten manipulation kan orsaka systemkollaps. Svenska kraftnät ansvar i detta är tydligt, vi ska säkerställa att digitalisering genomförs på ett säkert sätt, inte genom att undvika den utan genom att

bedriva ansvarsfull och samtidigt effektiv automatisering tillsammans med kraftsystemets aktörer.

Tillit mellan aktörer och kontroll över data är avgörande för att klara kraven på såväl informationsdelning, cybersäkerhet som automatisering. Svenska kraftnät och övriga kraftsystemaktörer behöver etablera en stark förmåga till styrning och förvaltning av data. Denna förmåga behövs för att säkerställa en datakvalitet som medger stegvis mer automatisk styrning och för att skydda känslig information. Samtidigt ska öppen data kunna göras tillgänglig för såväl gamla som nya aktörer så att utveckling av nya stödtjänster och produkter för förbrukningsflexibilitet och laststyrning kan ske så effektivt som möjligt.

Framtiden kommer att kräva en utvecklad förmåga att strategisk digitalisering av kraftsystemet, med samlad kompetens för IT- och teknikutveckling, data science och cybersäkerhet. Ny och noga genomtänkt arkitektur och IT-infrastruktur för inbyggd säkerhet och möjlighet till utveckling, analys och innovation krävs. Minst lika viktigt är att detta också kompletteras av en struktur med nya roller och arbetssätt så vi tillsammans kan integrera produkter och lösningar till en strategisk helhet för svenska, nordiska och i slutändan det europeiska kraftsystemet.

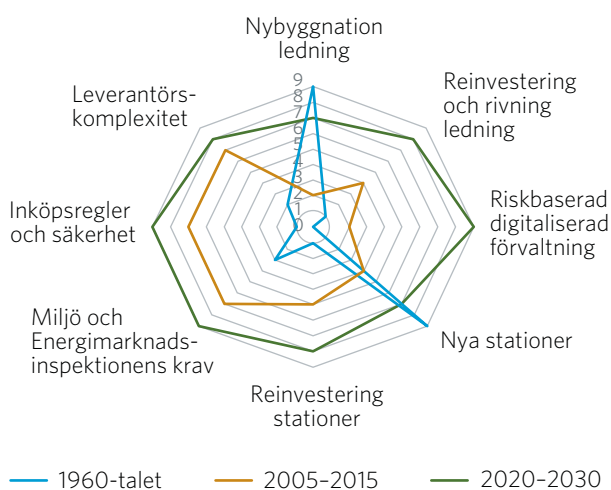


2.8 Nätutveckling och intressekonflikter

Det framtida behovet av åtgärder i transmissionsnätet kommer att öka, både för att hålla dagens nät i gott skick men också för att möta de ökande behoven som följer av den omfattande elektrifieringen. Kraven på leveranssäkerhet, robusthet och kostnadseffektivitet samt tekniska begränsningar leder till att de ledningar som Svenska kraftnät kommer att bygga framöver i huvudsak kommer att förbli i form av luftledning. Med det som utgångspunkt kan vi förvänta oss att de intressekonflikter vi ser i dag mellan behovet av elektrisk infrastruktur och samhällets acceptans för den kan komma att bestå eller öka.

För att illustrera den utmaning som vi står inför kan vi blicka tillbaka på 1960-talet då transmissionsnätet också stod inför en omfattande utbyggnad. Figuren nedan illustrerar, utan att vara baserad på direkta nyckeltal, hur utmaningen har utvecklats över tid under transmissionsnätets framväxt. Under dess tidiga år byggdes mycket nytt, med stor teknisk utveckling och stora volymer men utan att stora krav ställdes på miljöhänsyn, säkerhet eller upphandlingsregler. På tidigt 2000-tal ställdes större formella krav men behovet av byggnation var begränsat. Vi är nu i en situation med stora behov av investeringar för att både förnya de äldre delarna av nätet och för att öka överföringskapaciteten, samtidigt som lagstiftningen skärpts inom ett flertal områden. Det innebär bl.a. att konflikten mellan elektrisk infrastruktur och andra samhällsintressen är tydligare, säkerhetskraven högre och regelverket avseende upphandling mer komplext.

Komplexitet i utvecklingen av transmissionsnätet



Figur 2: Illustration för att visa hur utmaningen har utvecklats över tid under transmissionsnätets framväxt.

Det finns dock flera trender i omvärldsanalysen som skulle kunna utgöra grunden för en förändrad attityd. Den mest uppenbara är att det stora engagemanget som finns för att motverka klimatförändringarna sprider sig, från individuella åtgärder som val av eldrivna fordon till en långsamt ökad acceptans för den elektrisk infrastruktur som är nödvändig för att ladda både dessa fordon och möjliggöra för den industri som övergår från fossila bränslen till el. På motsvarande sätt kan ett ökat fokus på samhällssäkerhet och sårbarhet och de konsekvenser större störningar i elförsörjningen får i ett allt mer elektrifierat samhälle också leda till en större förståelse för att elledningar är en infrastruktur som behöver utvecklas.

Svenska kraftnät har en viktig roll i att minska de potentiella intressekonflikterna och vi kommer att arbeta med hur de specifika samråden runt enskilda åtgärder kan förbättras. Vi kommer också att bidra i den mer generella kunskaps-spridningen att ökad elanvändning är en nyckel till en klimat-neutral framtid, men att det medför ett behov av mer elektrisk infrastruktur.

2.9 Energilager och vätgas

En ökande andel väderberoende elproduktion gör det allt svårare att anpassa produktionen av elektricitet till efterfrågan vid en given tidpunkt eftersom både själva produktionen och förbrukningen nu varierar vilket ger större obalanser att hantera. Behovet av att kunna reglera har därmed ökat, och kommer att öka allt mer framöver. I dag sker regleringen till största delen i vattenkraften men ett ökat reglerbehov gör att den behöver kompletteras med andra källor. En av dem är flexibilitet i förbrukningen som sådan, något som vi återkommer till på flera ställen i den här planen, och en annan är nya typer av energilager. Detta avsnitt är relativt omfattande och bitvis tekniskt men vi ser att energilager och vätgas kommer att spela en betydande roll i kraftsystemets framtida utveckling och att området därmed behöver belysas lite djupare.

I enlighet med Energimarknadsinspektionens förslag om definition i ellagen sammanfattas infrastruktur för uppskjutning av slutlig användning av el som energilagringssystem. Med sådana anläggningar avses infrastruktur i kraftsystemet där energi lagras. I dagligt tal kallas dessa anläggningar oftast för energilager och förknippas mest med batterier. Likväl finns det flertalet innovativa lösningar för hur den elektriska energin kan lagras och därmed även till vilka ändamål de olika teknikerna passar bäst.

Användningen av energilager har tidigare varit av störst intresse för mindre energiproducenter som lagrat sin överskottsenergi för senare användning, då oftast med hjälp av batterier. För mer storskalig lagring av energi har, förutom vattenkraftmagasin, pumpkraften, där vatten pumpas upp i ett magasin vid överskott för att senare användas för



elproduktion vid underskott, spelat en betydande roll, men även tryckluft har använts. Hittills har energilagring huvudsakligen använts för flytt av energi i tiden dvs. för att balansera utbud och efterfrågan. De närmaste åren förväntas energilagringens betydelse för andra ändamål, som ökad kvalitet och stabilitet, öka, mycket till följd av allt mer integration av förnybar el i kraftsystemet.

Val av teknik för lagring av energi beror på vilka behov som ska tillgodoses. Det finns stor nytta i att använda lagring för bl.a. arbitragemöjligheter och kapacitetsutjämning, och också god potential till ökad konsumtion av egenproducerad el. Användning i transmissions- och distributionssystemet samt för stödtjänster är i viss mån mer komplexa, men blir allt viktigare i ett föränderligt energilandskap. Vem som får äga energilagrar regleras dock av europeiska bestämmelser. Förenklat kan reglerna sägas hindra nätägare och systemoperatörer från att äga energilagrar för andra funktioner än för kompensation av förluster och för användning vid nöddrift och vid felfall. För andra ändamål behöver energilagren ägas av elproducenter eller andra aktörer. Förutom grundläggande funktioner som frekvens- och spänningsreglering samt bidrag vid dödnätsstart och ö-drift kan energilagrets funktion även i vissa fall utnyttjas för t.ex. senareläggning av nätinvesteringar eller för att hantera ökade uttag under tiden arbete med förstärkningar pågår. Det finns internationellt många exempel där främst batterilagrar används för sådana ändamål. I Sverige pågår i dagsläget flera olika försök och demonstrationsprojekt som CoordiNet och sthlmflex.

Även den tekniska utformningen av energilagrar beror på flera faktorer. Framförallt behöver lagren utformas efter vilken elektrisk effekt de ska laddas med, hur mycket energi som ska kunna lagras och vilken effekt lagret ska kunna laddas ur med. En annan viktig faktor som behöver tas i beaktande är svartiden, dvs. hur snabbt lagret kan gå från att ladda eller vara i viloläge till dess att full effekt matas ut till elnätet.

2.9.1 Placering av energilagrar

Energilagrar har många olika tillämpningar men kan i dag i delar upp i tre huvudsakliga grupper utifrån var de placeras i förhållande till den avräkningspunkt som finns mot elnätet.

Hos en elproducent

För en elproducent kan energilagrar användas för att säkra tillgång på egenproducerad el samt ta tillvara på möjligheter med fluktuerande elpris.

Ekonomiska vinster uppstår då energilagret laddas när elpriset är lågt. Den lagrade energin säljs sedan tillbaka då priset är högre. Energilagret kan också utnyttjas för att undvika eller minska spill under lågprisperioder eller då det råder minuspris. Energilagret kan då istället laddas för att sedan leverera el till nätet då efterfrågan åter finns.

Energilagrar som placeras bakom elmätaren hos producenten kan även användas för kapacitetsutjämning av oplanerbar elproduktion. Denna lösning innebär att energilagret används för att få en mer konstant produktion under en given tidsperiod. Då används energilagret för att lagra energin under perioder

då det produceras som mest, oavsett efterfrågan på el. En sådan lösning underlättar i prognostiseringen av produktionen och därmed även försäljning och säkerställande av balansansvaret. För större produktionsanläggningar kan detta alternativ även syfta till att möta krav som ställs från nätägaren, t.ex. på maximala variationer eller på tillåtna spänningsvariationer, för att minska den maximala belastningen på elnätet. Ett annat skäl kan vara att bättre utnyttja abonnemang. Batterilager kan även ge ägare av produktionsanläggningar med långsam uppreglering möjlighet att delta på stödtjänstemarknader, eller med avhjälpande åtgärder, där krav på snabb reglering, som Fast Frequency Response (FFR), finns.

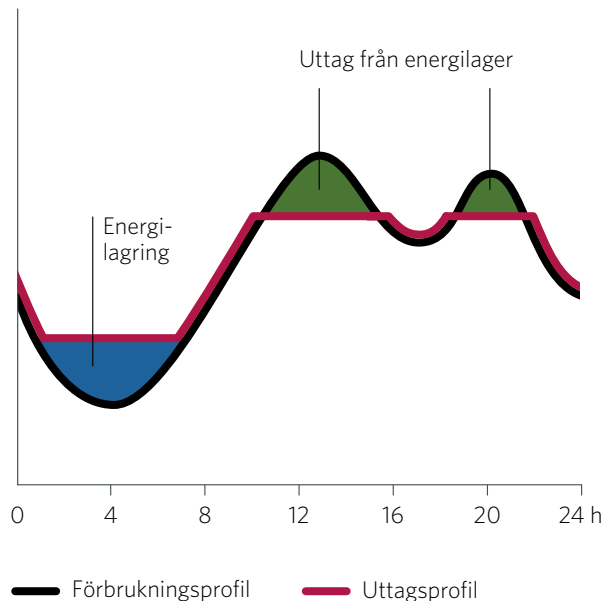
Hos en elanvändare

Som ansluten kund till elnätet kan behoven av energilager vara olika beroende på vilken typ av kund man är. Ökad konsumtion av egenproducerad el är nog det mest konventionella tillämpningsområdet där överskott lagras lokalt i stället för att matas ut på elnätet, för att konsumeras när egenproduktionen minskar eller förbrukningen ökar. Likväl har de samtida effekterna av elektrifiering, allt mer distribuerad och väderberoende elproduktion samt ökad medvetenhet bland kundkollektivet vidgat behovsbilden.

Energilagren kan exempelvis användas för att säkerställa mycket höga krav på leveranssäkerhet hos vissa användare som t.ex. datacenter där energilagren kan användas för egen reservkraft vid störningar för att upprätthålla leveransen av el. För konsumenter vars elavgifter till stor del baseras på maximalt effektuttag istället för totalt använd energi finns stora möjligheter att minska kostnaderna genom att trycka ned topparna och jämna ut effektuttaget över tid. Även hos privatkonsumenter kommer denna möjlighet sannolikt att öka då allt fler nätbolag börjar införa effektbaserade avgifter. Ett lokalt energilager kan då möjliggöra en lägre säkringsstorlek på anslutningen till det lokala nätet eller ge ett lägre maxuttag, något som normalt ger lägre nätavgift.

Vissa industrikunder, t.ex. inom stålproduktion, har mycket ojämnt effektuttag. De anläggningarna kan redan i dag behöva vara kompletterade med utrustning för att minska den påverkan det kan få på spänningen, s.k. SVC:er eller STATCOM. Om dessa system kompletteras med energilager, kan kundernas maximala uttag minskas och de ofta kostsamma effekttopparna kapas med hjälp av energilagret, s.k. peak shaving. Ett likartat behov finns vid snabbbladdningsstationer för elfordon där de stora men relativt kortvariga laddeffekterna inte kan eller är ekonomiskt ofördelaktiga att tas direkt från elnätet. Där kan energilagren laddas med lägre och jämnare uttag under hela dygnet och sedan leverera höga laddeffekter vid behov.

Utjämnning av förbrukning



Figur 3: Illustration av hur energilager används för utjämnning av förbrukning.

Energilager kan i dessa sammanhang också komma att utnyttjas som en del i möjligheten att sälja förbrukningsflexibilitet. Den samlade potentialen i elanvändarnas energilager kan även komma att skapa förutsättningar för alternativa tillämpningsområden på kraftsystemnivå. Enskilda små lager är inte effektiva att använda direkt i stödtjänster men om en aggregator får möjlighet att fjärrstyra ett stort antal små energilager, kan ägarna av lagren få ekonomisk ersättning för deltagande i tjänster för t.ex. frekvensreglering. Redan i dag ser vi den här typen av tjänster kopplade mot elbilar, som på många sätt kan ses som ett energilager, även om det primära skälet ofta är att styra laddningen till tider med lägst elpris. Vi ser gärna att flera aggregatorer gör det möjligt för kunder med mindre energilager att få tillgång till elmarknadens olika delar.

Direkt till elnätet

I tider av effektbrist och allt mer påtaglig lokal kapacitetsbrist har frågor om lokal kompensering och distribuerade stödtjänster tagit allt större plats. Frekvensreglering är en tjänst som bidrar till att frekvensen i elnätet hålls inom ett givet intervall (49,9–50,1 Hz). Ett energilager skulle kunna bidra till frekvensregleringen genom balansmarknaden. I syfte att upprätthålla god spänning i näten kan energilager även utföras så att de kan leverera eller konsumera reaktiv effekt. I stunder av hög produktion från väderberoende källor kan det sistnämnda bli ytterst aktuellt, inte minst på lokal nivå.

För att avhjälpa kapacitetsbrist, och kanske speciellt under den ofta långa tid det tar att få en ny ledning eller traditionella elproduktionsanläggningar på plats, kan energilagren utnyttjas

som avlastning. För elnätbolag kan nätinvesteringar senare läggas då förekomsten av lokala flaskhalsar kan minskas eller elimineras genom det effektbehov som energilagret kan tillgodose, speciellt i kombination med flexibilitet i förbrukningen. Även abonnemangen mot överliggande nät kan vara lägre då ett energilagret bistår med att hålla nere uttaget vid tider av hög förbrukning eller låg lokal elproduktion. Med målet att hålla nere kostnader för kundkollektivet är det sistnämnda även en tydlig lösning som skulle kunna reducera kostnadsbildningen för nätägaren samtidigt som det avlastar näten från vilka uttagen sker.

Energilagret i transmissionsnätet

Svenska kraftnät har översiktligt studerat möjligheten att utnyttja batterilagret som en åtgärd för att kunna öka överföringskapaciteten i transmissionsnätet. Analysen använde Snitt 2 mellan elområde SE2 och SE3 som exempel där det finns stor nytta med att kunna öka kapaciteten i väntan på att de beslutade ledningsförstärkningarna kommit på plats.

Utgångspunkten för analysen var den normala driftsäkerhetsprincipen, den s.k. N-1-principen, där kapaciteten i snittet begränsas av den maximala belastning som kvarvarande ledningarna i snittet tål under ca 15 minuter efter att ett fel kopplat bort en av dem. Under de 15 minuterna vidtas regleråtgärder för att sänka överföringen till en ny permanent acceptabel nivå. Ett batterilagret som är placerat i underskottsområdet skulle mycket snabbt kunna gå från ett garanterat uppladdat viloläge till en full effektutmatning på ca 200 MW och producera det under 15 minuter utöver den vanliga regleringen. Om det kritiska ledningsfelet aktiverar batterilagret skulle ledningarna avlastas så snabbt att en något högre kapacitet alltid skulle kunna tillåtas i snittet. Det skulle också behövas lite större regleråtgärder för att förbereda för att batterilagret slutar producera effekt efter 15 minuter.

Analyserna visade dock att driftsituationerna varierar så mycket att det är ett flertal olika ledningar, belägna i olika geografiska delar av snittet, som begränsar överföringen vid olika tider. Följden blir att det finns allt för många kombinationer av händelser och begränsningar för att det ska gå att hitta en tillräckligt säker lösning på var ett batterilagret skulle installeras för att ge en tydligt ökad överföringskapacitet genom det aktuella snittet. Någon ytterligare kostnadsnyttoanalys har därför inte gjorts men principen kan komma att bli aktuell i framtiden i andra delar av nätet, där det går att finna en placering av ett batterilagret som mer entydigt bidrar till att avlasta nätet.

2.9.2 Batteri som energilagret

Batterier är något som de flesta personer kommer i kontakt med dagligen och är därför det energilagret som är mest bekant. Elektrokemiska batterier har funnits i över 100 år men har genomgått en markant teknikutveckling de senaste decennierna där de gått från stora bly- och syra-baserade till dagens små kompakta litiumbaserade. Teknikutvecklingen har hittills drivits av telekomindustrin och följt mobiltelefonens utveckling men i dag sker också utveckling i stor utsträckning kopplat till fordonsindustrin. Utvecklingen av framtidens batterier siktar till att öka energitätheten (kWh/vikt och volymenhet) men också till att minska beroendet av sällsynta material.

Blybatterierna har en energidensitet som i dag ligger omkring 24–48 Wh/kg på cellnivå med en livslängd på maximalt 2 500 cyklar. Målet inom EU är att dessa nivåer ska höjas till 30–60 Wh/kg samt 4 800 cyklar till 2030. I dag kan nästintill 100 procent av blybatterierna återvinnas. Litiumjonbatteriernas energidensitet ligger å andra sidan i dag på 60–250 Wh/kg med en maximal livslängd strax under 3 500 cyklar, något som förväntas öka till 300–450 Wh/kg och 10 000 cyklar till 2030.



Dock kan endast 50 procent av själva batteriet återvinnas i dag men utvecklingen pekar mot betydligt högre nivåer 2030, då närmare 85 procent av batteriet förväntas kunna återvinnas.

Litiumbatteriers förväntade utveckling bygger bl.a. på att nya materialkombinationer och på litiumbatterier som använder sig av en fastfas elektrolyt istället för en flytande. Samtliga av dessa förväntas kunna öka energidensiteten, hållbarheten, effekten, laddnings/urladdningshastigheten och möjligheten till återvinning, men även göra batterierna mer stabila och mindre brandfarliga.

Utöver litiumbaserade batterier så sker det även en stor utveckling inom natriumjonbatterier och metalluftbatterier. Natriumjonbatterier bygger på samma princip som litiumjonbatterier men, eftersom natrium återfinns i betydligt större grad i naturen skulle de vara billigare att producera. Dock är natriumjonbatterier större än de som baseras på litiumjonteknik. Detta utgör ett väsentligt problem som mycket forskning och resurser läggs på att lösa, även om storleken som sådan inte bör vara ett avgörande problem för applikationer i kraftsystemet. Metalluft batterier framställs med exempelvis zink och bygger på att luften reagerar med metallen så att en ström skapas. Batterierna visar på bättre säkerhet och prestanda jämfört med litiumjonbatterier men

kostnaden för dessa är fortfarande väldigt hög. Detta är dock något som forskning försöker att lösa.

Den snabba och omfattande utvecklingen på batterisidan kan komma att leda till att flera av de faktorer som till viss del begränsar användningen av batterier i kraftsystemet kommer att förbättras kraftigt, och att vi därför kan förvänta oss betydligt fler sådana tillämpningar.

Batterilager används i dag för flera applikationer i kraftsystemet. En inneboende begränsning i batterisystem som lager är att dubbling av lagringskapaciteten i princip dubblar investeringen till skillnad från t.ex. en bensinbil där en dubbling av lagringskapaciteten kan åstadkommas med ett par billiga reservdunkar. Batterier passar därför i dag bäst för applikationer där det är relativt kort tid mellan laddning och urladdning och inte för långtidslagring av energi, om inte t.ex. aktiveringshastighet är en viktig del av det primära motivet.

I tabellen nedan görs en principjämförelse mellan olika energilagringstekniker utifrån deras förmågor relaterade till kraftsystemet. Vi har dock inte gjort något försök att ta fram en kostnadsjämförelse eller någon jämförelse avseende den mängd energi som kan lagras kostnadseffektiv med de olika teknikerna.

Olika energilagringsteknikers tekniska egenskaper, typvärden

	Responstid (Tid till full effekt)	Verkningsgrad (Från el tillbaka till el)	Karaktäristik	Exempel på användning
Svänhjul	0,001 s	90%	<ul style="list-style-type: none"> > Begränsad energimängd > Laddas direkt från elnätet innan nästa användning > Kraftelektronikomriktare 	Snabbt frekvensstöd (FFR) Elkvalitet, stabilitet Lokal effektutjämnning
Batterier (Li-ion)	0,1 s	85-95%	<ul style="list-style-type: none"> > Begränsad energimängd > Laddas direkt från elnätet innan nästa användning > Begränsad livslängd > Kraftelektronikomriktare 	Snabbt frekvensstöd FFR, Frekvenshållning, FCR-D Lokal effektutjämnning
Vätgas- Bränslecell	10-600 s	25-35%	<ul style="list-style-type: none"> > Större energimängd genom separat vätgaslager > Kraftelektronikomriktare 	Frekvenshållning, FCR-D Frekvensåterställning, aFRR Storskalig effektutjämnning/lagring
Pumpkraftverk baserat på vattenkraft	10 s	70-85%	<ul style="list-style-type: none"> > Större energimängd genom separat vattenmagasin > Synkrongenerator 	Frekvenshållning, FCR-D Frekvensåterställning, aFRR Stabilitet (rotationsenergi) Storskalig effektutjämnning/lagring
Vätgas- Förbrännings- turbין (gasturbין)	1 000 s	30-40%	<ul style="list-style-type: none"> > Större energimängd genom separat vätgaslager > Synkrongenerator 	Frekvenshållning, FCR-D Frekvensåterställning, aFRR Stabilitet (rotationsenergi) Storskalig effektutjämnning/lagring

2.9.3 Vätgas som energibärare

Vätgas som energibärare är långt ifrån en ny upptäckt, men dess betydelse för det framtida energisystemet har de senaste åren väckt mycket intresse. Vätgasen har en mängd användningar inom industrin och energisystemet, antingen direkt eller som ett medium att förhållandevis kostnads-effektivt kunna lagra, och transportera energi.

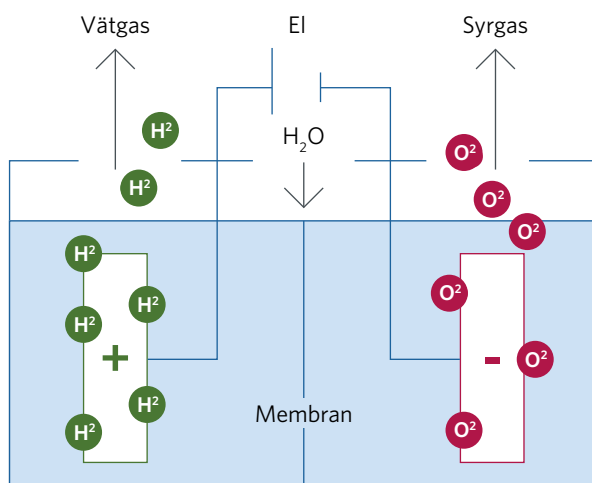
Tillverkning och lagring

Power to Gas är ett samlingsbegrepp för processer som framställer gasformiga bränslen som t.ex. vätgas eller syntetisk metan från el men vätgas är det som fått störst uppmärksamhet.

Det finns många sätt att framställa vätgas från fossila källor, men s.k. grön vätgas produceras genom att spjälka vatten via en elektrolysör, med hjälp av el producerad från förnybara källor. Restprodukterna är syrgas och värme som kan tillvaratas och utnyttjas för ökad verkningsgrad. Den tillverkade vätgasen trycksätts av en kompressor och förs in i själva lagringsutrymmet. För mindre lager utnyttjas ofta gasbehållare av stål men för storskalig förvaring kan täta berggrum eller liknande användas. Då energilagrets lagringskapacitet är oberoende av storleken på elektrolysörerna och ofta har relativt sett låga investerings- och driftkostnader lämpar sig vätgaslager väl för långtidslagring. Det bör noteras att vätgas har lätt för att läcka och kan i viss blandning med syre bli explosiv.

Det finns flera olika tekniker för elektrolysörer men grundprincipen illustreras nedan. Alla tekniker har dock nackdelen att omvandlingen har relativt stora förluster i form av värme. Nyttan med klimatneutrala bränslen, teknikutvecklingen, utnyttjning av värmen och planering av vätgastillverkning utifrån ett överskott på el gör att förlusterna i processen sannolikt inte kommer att bromsa övergången till vätgas i många sektorer.

Principskiss av en elektrolysör



Figur 4: Principskiss av en elektrolysör.

Direkt användning av vätgas

Stora delar av den svenska basindustrin kan komma att använda vätgas direkt i sina processer när de går över till en koldioxidfri tillverkning. I stålindustrin kommer vätgas att användas i stället för kol för att ta bort syret ur järnmalm och motsvarande utveckling sker även inom andra stora industri-sektorer. I dagsläget utgår denna användning från att vätgasen tillverkas och lagras invid industrierna. Det ger därmed upphov till ett kraftigt ökat elbehov vid dessa platser. Detta kan komma att ändras vid en utveckling där vätgas, tillverkad och lagrad t.ex. där ett elöverskott finns, kan transporteras genom rörledningar som ett konkurrenskraftigt alternativ.

Vätgas för tillverkning av elektrobränslen

Vätgas kan användas i tillverkning av olika former av elektrobränslen, som sedan kan användas direkt i traditionella förbränningsmotorer. Vätgasen blandas med koldioxid i en reaktor som producerar elektrobränslet. Koldioxiden kan potentiellt utvinnas ur luften eller komma som biprodukt från andra processer. Nackdelarna är i dag de stora värmeförlusterna och därmed de höga produktionskostnaderna men integrerade lösningar där värmen kan tas tillvara och där koldioxid bildas i andra processer, som t.ex. fjärrvärmeanläggningar, kan göra det mer attraktivt i framtiden.

Vätgas för tillverkning av el

Den lagrade energin i form av vätgas kan också användas för att producera elektricitet. De tekniker som i dag finns tillgängliga bygger på bränsleceller eller vätgasturbiner. I bränsleceller slås vätgasen återigen samman med syre och bildar elektricitet med vatten som enda utsläpp. Ett exempel på användning är elfordon drivna med el från bränsleceller där tiden det tar att tanka är mycket kort i förhållande till att ladda batterier. I vätgasturbiner används vätgasen som bränsle för att få turbinerna att rotera och driva elgeneratorerna i vad som är en traditionell planerbar elproduktionsanläggning. Båda teknikerna lämnar endast efter sig vatten och värme vid sidan om elektricitet, men vätgasturbinerna bidrar också med rotationsenergi till kraftsystemet. Den totala effektiviteten i cykeln el till vätgas tillbaka till el är dock inte speciellt hög i dagsläget. Under rätt förutsättningar och om inga bättre alternativ finns tillgängliga kan det sannolikt bli intressant, men troligen endast för relativt få drift-timmar. Ett exempel på användning är ersättning av dagens reservkraftverk som drivs med diesel, där möjligheten att förse dem med vätgas i tankar skulle kunna användas för att ge längre drifttider än vad batterilager medger.

Transport av vätgas

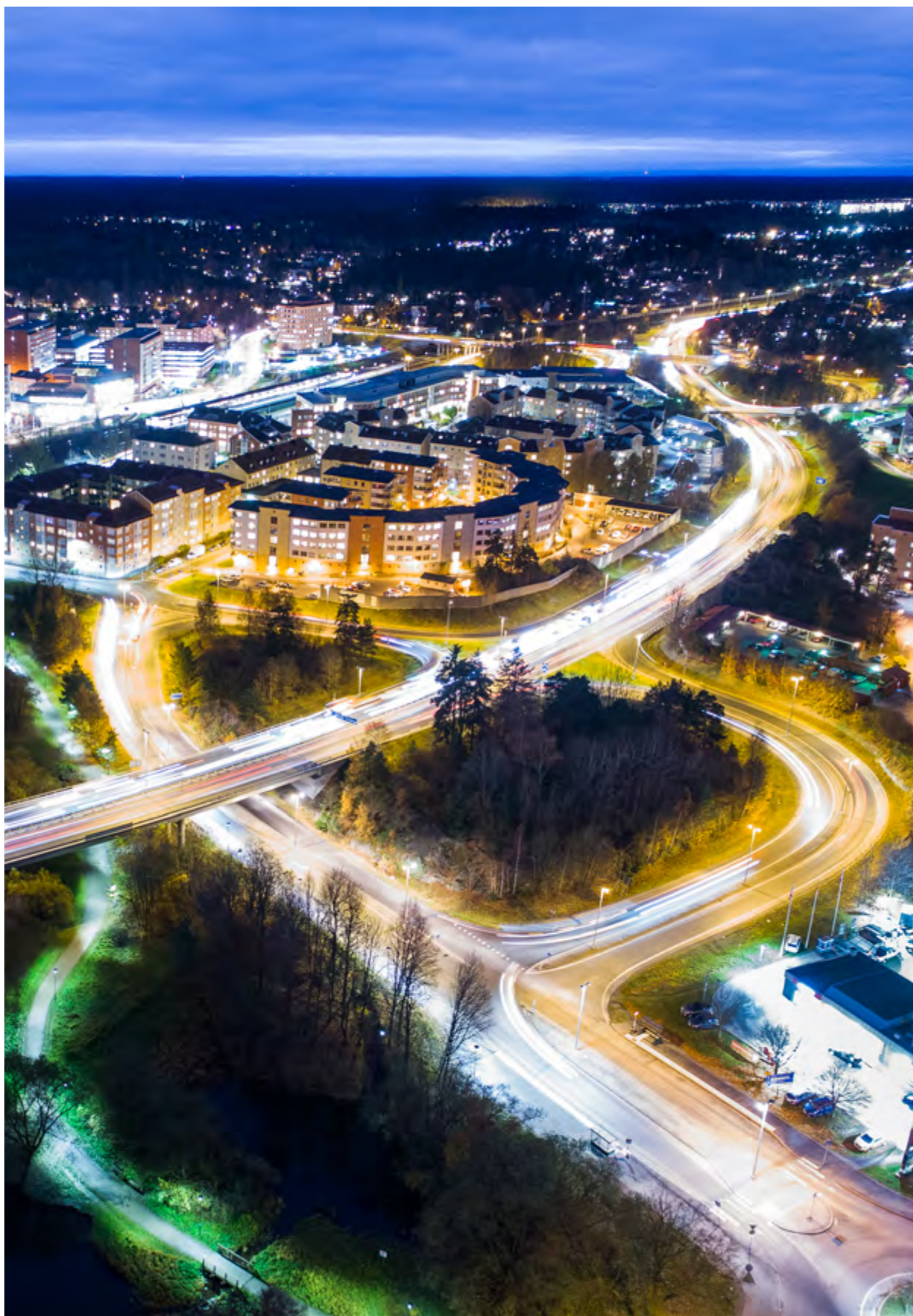
Energien bunden i form av vätgas behöver inte tillverkas eller lagras på samma plats som den ska användas. Den fungerar som vilket bränsle eller råvara som helst som kan tillverkas, lagras i större gemensamma lager, säljas och transporteras till den plats där den behövs. Vätgas kan antingen transporteras i tankar med högt tryck med t.ex. båt och tåg eller

i rörledningar, där en jämförelse med elnätet blir uppenbar. En direkt jämförelse mellan rörledningar och kraftledningar blir allt för komplex för att göra här eftersom den påverkas av en mängd faktorer bl.a. av hur vätgas respektive el avses användas på mottagarsidan. Det går dock att dra slutsatsen att överföring av stora energimängder med rörledningar för vätgas på intet sätt är tekniskt orimlig.

Vi är inte ännu i det läge att vi rent konkret har behövt göra jämförelser mellan el- och gasöverföring och många frågor återstår att besvara innan det kan bli aktuellt. Det är också ett område där det pågår en hel del forskning, både i Sverige och internationellt. Den inledda sektorsintegrationen mellan t.ex. el och vätgas inom industrin gör dock att en bedömning av hur och var vätgasen ska produceras, lagras och ev.

överförs på effektivast sätt kommer att behöva göras i vissa fall. De s.k. energiöar som diskuteras, och även börjar förverkligas, i vår omvärld är ett exempel på att havsbaserad vindkraft mycket väl kan användas till att producera både el och vätgas. Den vätgas som produceras kan i princip sedan transporteras i rörledningar till vätgaskunder utan att behöva passera transmissionsnätet för el.

Det finns många olika möjliga alternativ för hur el- och gasöverföringar skulle utföras för att komplettera varandra och utvecklingen kommer att visa vilka lösningar som är mest effektiva. Det är dock ett område som är mycket aktuellt för oss att bevaka och vara delaktig i, och vi har därför inlett diskussioner med företrädare för vätgasbranschen.





3. Forskning och utveckling

Breddat fält inom forskning och utveckling. För Svenska kraftnät och för hela branschen kommer de utmaningar som kraftsystemet står inför de kommande decennierna kräva innovation, nya lösningar och kompetens på en ny ambitionsnivå. Det betyder att Svenska kraftnät och branschen måste bedriva forskning och utveckling som sträcker sig inom, men även utanför de traditionella ansvars- och kompetensområdena för att hitta rätt lösningar.

Satsningar inom teknik, system och digitalisering. Svenska kraftnät utvecklar vår FoU-verksamhet för att möta behoven. Ansträngningarna fokuseras mot de mest centrala utmaningarna, både för den del som bedrivs inom ramen för separat FoU, och för den del av utvecklingen som sker inom ramen för ordinarie verksamhet.

Vi ser ett behov av satsning på innovation och utveckling inom fyra områden:

- > Teknik för effektivare utnyttjande av befintlig och kommande utbyggnad av infrastruktur samt standardiserad och interoperabel leverantörsteknik.
- > Systemaspekter avseende ökad andel kraftelektronik, ökad kablifiering, integration av havsbaserad vindkraft, hybrida AC/DC-nät och utvecklade planerings- och prognosmetoder.
- > Digitaliseringsaspekter i form av digitala arbetsmetoder, effektiva beslutsstödsystem, automatisering och cybersäkerhet.
- > Kompetensförsörjningen är en utmaning. Det gäller både för Svenska kraftnät och för branschen i stort. Gemensamma satsningar behöver genomföras för att attrahera innovativa ingenjörer och forskare i syfte att säkra det framtida behovet av kompetens.

Forskning och utveckling (FoU) har en central roll i Svenska kraftnäts förmåga att ta till vara de möjligheter och hantera de utmaningar som kraftsystemet står inför som en följd av de energi- och klimatpolitiska målen, samt att säkerställa en hållbar samhällsutveckling. Med perspektivet att kraftsystemet står inför genomgripande förändringar för att möjliggöra energiomställningen behöver vi vara både innovativa och framåtblickande. För att möta detta behov behöver vi även attrahera och behålla kompetens som vill vara delaktiga i att utveckla den nya tekniken och bygga Sveriges framtida energisystem. Svenska kraftnät vill uppnå detta genom att bedriva FoU i egen regi, i samarbete med partners, så som universitet,

industrin och myndigheter, och som en del av internationella forsknings- och utvecklingsprogram. Nedan beskrivs ett antal utmaningar där FoU kommer att vara extra viktigt framöver.

Framgångsrik forskning och utveckling inom elkraftteknik har över tid varit viktig för Svenska kraftnät och företag i branschen, både för elnätsägare och tillverkande industri. Genom stöd till utbildning och forskning vid landets universitet och högskolor bidrar vi till en långsiktig kompetensförsörjning i Sverige och till framtida forskningsresultat och exportframgångar.

FÖRDJUPNING

Historiska FoU-samarbeten

Det finns många exempel på framgångsrikt FoU-samarbete för teknikutveckling i Sverige. Ett av dem var samarbetet mellan Svenska kraftnät och ABB, och deras föregångare Statens vattenfallsverk och ASEA, vilket lagt grunden till modern kraftteknik. Ett exempel på framgångsrikt, FoU är världens första 400 kV-luftledning som driftsattes i Sverige på 1950-talet, och världens första överföring för högspänd likström mellan fastlandet och Gotland.

I början på 2000-talet tog Svenska kraftnät ett viktigt steg i utvecklingen mot högre leveranssäkerhet när frångående effektbrytare började användas i alla våra nya transformator- och kopplingsstationer. Steget var möjligt tack vare att Svenska kraftnät hade ett uttalat behov av att i framtiden vilja undvika separata frångående eftersom dessa både varit underhållskrävande och dessutom varit orsaken till flera stora störningar. Genom att tydligt uttrycka våra behov och ge ett löfte om att utvärdera och överväga produkten kunde ABB

visa en produkt som klarade alla kvalificerande prov. Denna typ av utrustning finns numera hos alla större tillverkare av ställverksutrustning och har lett till ställverk med färre apparater och högre driftsäkerhet.

Värda att nämna är också Static Var Compensator (SVC) samt Cable Load Prediction System (CLPS) för likströmsförbindelser (föregångaren till dagens Real Time Thermal Rating för kablar). Båda använder mer avancerade mät- och kontrollsystem och är exempel på hur integration av modernare IT-teknik med traditionell elkraftteknik lett till en effektivare utnyttjning av kraftsystemets komponenter. Även här skedde utvecklingen i samverkan mellan flera parter och med involvering från Svenska kraftnät.

I alla dessa projekt gjordes banbrytande framsteg som var möjliga genom ett unikt samarbete mellan flera parter på ingenjörnivå. Teknik som i dag ses som självklar. Vi kommer även i framtiden att fortsätta med denna form av samarbetsprojekt utifrån de behov vi identifierar i kraftsystemet.



3.1 Behovet av forskning och utveckling

Syftet med FoU-inriktningen är att identifiera och prioritera forsknings- och utvecklingsområden där gapet, dvs. kunskapsluckan, mellan nuläge och önskat läge är stort. Vi identifierar och prioriterar forsknings- och utvecklingsområden som bör finansieras av Svenska kraftnät eller där vi bör ingå som en samarbetspartner.

Svenska kraftnäts omvärldsanalys samlar vår tolkning av hur samhällsutvecklingen i stort kan förväntas påverka vårt uppdrag och hur verksamheten behöver utvecklas. När det gäller kraftsystemets utveckling är det flera tydliga skeenden hos megatrender som är särskilt värda att beakta ur ett FoU-perspektiv och som kommer att kräva dedikerade insatser. Dessa utmaningar kan sammanfattas med ökad elektrifiering och stora satsningar på förnybar elproduktion med målet att minska utsläpp av koldioxid och andra växthusgaser. Teknikutveckling och innovation, digitalisering samt sårbarhet och cybersäkerhet kommer också att få ett stort genomslag.

En ökad elektrifiering påverkar både effekt och kapacitet; energiomställningen ger större andel förnybar elproduktion och därmed ökad volatilitet i kraftsystemet och den lägre andelen planerbar produktion i mixen ökar behovet av stöd-tjänster och flexibilitet i förbrukning och produktion. Nya tekniker för produktion, energilagring, stödtjänster, överföring och handel med el skapar effektiviseringar som bidrar till att möta efterfrågeökningen; stora industrietableringar med bl.a. ny teknik baserad på vätgas ger upphov till hög förbrukning på nya platser; elsektorn blir mer digitaliserad vilket ger ökade möjligheter till analys, styrning och automatisering men öppnar frågan om sårbarhet och samhällssäkerhet. Här finns stora möjligheter för nya lösningar och innovationer gällande både nya och etablerade områden.

En utmaning, som väcker frågor relaterat till system- och driftsäkerhet är den ökande andelen nätansluten kraftelektronik i form av ny distribuerad produktion samt en ökande andel moderna anläggningar i kraftsystemet, som exempelvis likströmsförbindelser och STATCOM. En minskad tröghet och motståndskraft mot störningar och med andra förmågor i jämförelse med synkrongeneratorer, innebär att nya typer av fenomen uppstår i kraftsystemet, vilka behöver tas om hand. Detta område belyser vi lite mer tekniskt längre fram i systemutvecklingsplanen.

De nya och förändrade behoven kopplade till de politiska klimatmålen kommer att kräva automation och verktyg för beslutsstöd samt förmåga att möta hot i form av cyberattacker. Utvecklingen av det digitaliserade kraftsystemet kommer att vara en nyckel för att uppnå detta.

Svenska kraftnät har för att möta dessa utmaningar identifierat fyra prioriterade områden för våra FoU-aktiviteter.

Dessa områden innehåller de mest prioriterade frågorna vi behöver kunna lösa för att klara de långsiktiga utmaningarna som kraftsystemet står inför. Inom varje område anges vilket behov av forskning och utveckling Svenska kraftnät identifierar och balansen mellan forskning och utveckling. I Svenska kraftnäts FoU-plan² finns en mer detaljerad beskrivning av varje område.

Forskningsområden



Ny teknik & Miljö



Systemutmaningar



Digitalisering & Cybersäkerhet



Strategisk Kompetensförsörjning

Figur 5: Svenska kraftnäts strategiska forskningsområden.

3.2 Svenska kraftnäts FoU

Svenska kraftnäts FoU-verksamhet spänner från tillämpad forskning till pilottester, den första tillämpningen i operativ miljö, och kan grovt delas in i två delar.

Den ena delen har betoning på forskning som hanteras inom ramen för vår separata FoU-budget på ca 30 miljoner årligen. Denna ligger utanför ordinarie verksamhetsbudget och omfattar forskning, långsiktig utveckling, samarbeten och tvärfunktionella frågor. Omfattningen är i dag ca 70 pågående projekt och samarbeten, företrädesvis med externa parter.

Den andra delen av vår FoU-verksamhet har betoning på utveckling. Dit hör tillämpning av befintlig teknologi, intern utveckling, anpassning till bl.a. europeiska regelverk, ny teknisk kravställning mot leverantörer. Den ingår som en väsentlig del i ordinarie verksamhet och drivs till stor del med interna resurser. De resurser vi lägger på detta är betydligt större än budgeten för den mer forskningsbetonade delen.

Vi arbetar med FoU inom ett brett ämnesmässigt spektrum från ledningsgators bidrag till den biologiska mångfalden i ett förändrat kulturlandskap, via teknik- och systemlösningar som ger ett effektivare kraftsystem med mindre miljöbelastning, förbrukningsflexibilitet, till smarta elnät och cybersäkerhet. Det grundläggande syftet med FoU-aktiviteterna är att fortsätta lägga grunden för framtidens lösningar genom kompetensförsörjning för banbrytande resultat och innovationskraft inom hela elkraftsområdet.

² Svenska kraftnät 2020: Forsknings- och utvecklingsplan 2021-2024

3.2.1 Samarbete är en förutsättning för att nå målet

En förutsättning för att Svenska kraftnät ska kunna genomföra ändamålsenliga FoU-aktiviteter på en tillräckligt hög nivå är kompetenta samarbetspartners och vi har ett brett nätverk av sådana såväl nationellt som internationellt.

Det ekosystem vi agerar inom består både av samarbete med näringslivet och med högskolor och universitet, antingen direkt eller genom samarbetsprojekt, där vi deltar som en av flera finansiärer. Vi arbetar också tillsammans med andra myndigheter, t.ex. Energimyndigheten och MSB, forskningsinstitut som RISE, den europeiska samarbetsorganisationen för systemoperatörer (ENTSO-E) och de andra nordiska TSO:erna inom synkronområdet.

Europeiska forskningsprogram och svenska kompetenscenter utgör viktiga samarbetsplattformar där Svenska kraftnät med mindre direkta insatser kan delta inom områden som rör bl.a. det framtida gröna kraftsystemet, energilagring och vindkraft.

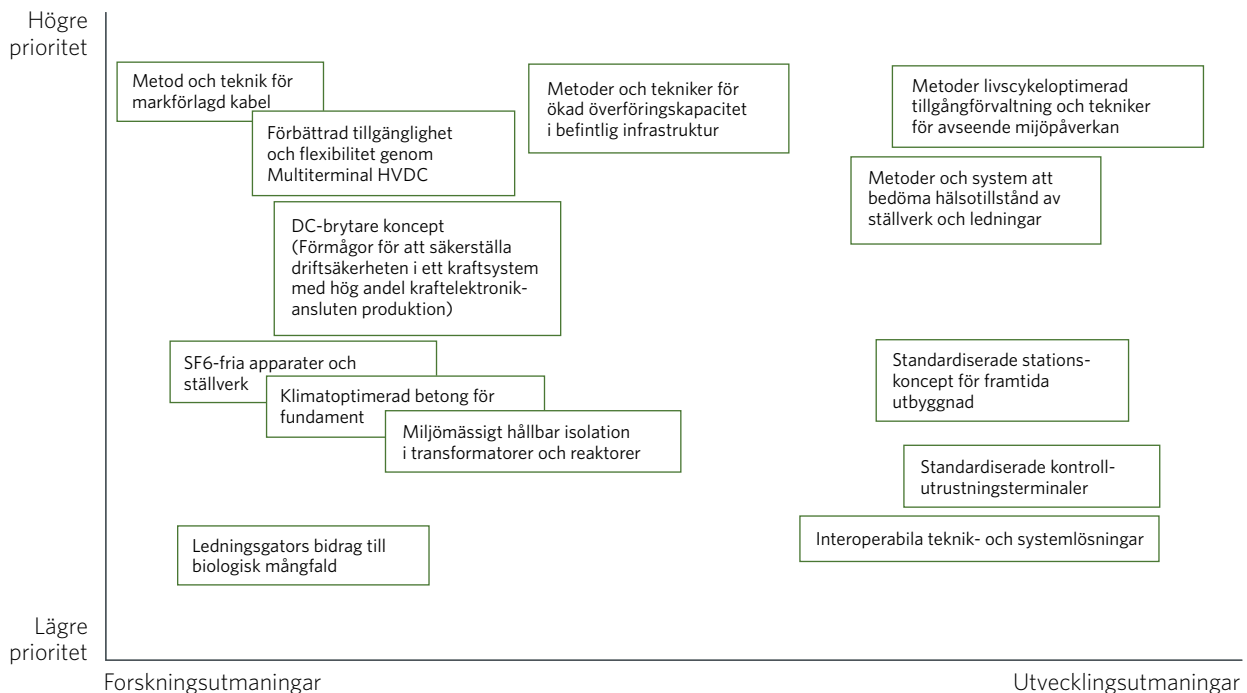
3.2.2 Ny teknik & Miljö

Fokusområdet Ny teknik & Miljö innefattar forskning och utveckling av effektiva och gångbara lösningar som underlättar utbyggnaden av transmissionsnätet.

Målet med arbetet är att det ska bidra till:

- > Ett mer personsäkert, driftsäkert, kostnadseffektivt och miljöanpassat transmissionsnät.
- > Att skapa förutsättningar för ett transmissionsnät med hög tillgänglighet och rätt kapacitet.
- > Tekniska lösningar med förbättrade egenskaper i form av bättre prestanda, högre kapacitet, längre livslängd och ökad funktionalitet och helst även till en lägre livscykelkostnad.
- > Utrustning med ökad hållbarhet sett till hela livscykeln, såsom minskning av miljöpåverkande ämnen, minskad resursförbrukning och minskad påverkan på natur och samhälle i stort.
- > Lösningar som ger förbättrad arbetsmiljö och ökad personsäkerhet vid anläggningar.
- > Effektivare förvaltning av anläggningstillgångar.

Ny teknik & Miljö



Figur 6: Prioriterade utmaningar inom fokusområdet Ny teknik & Miljö.

3.2.3 Systemutmaningar

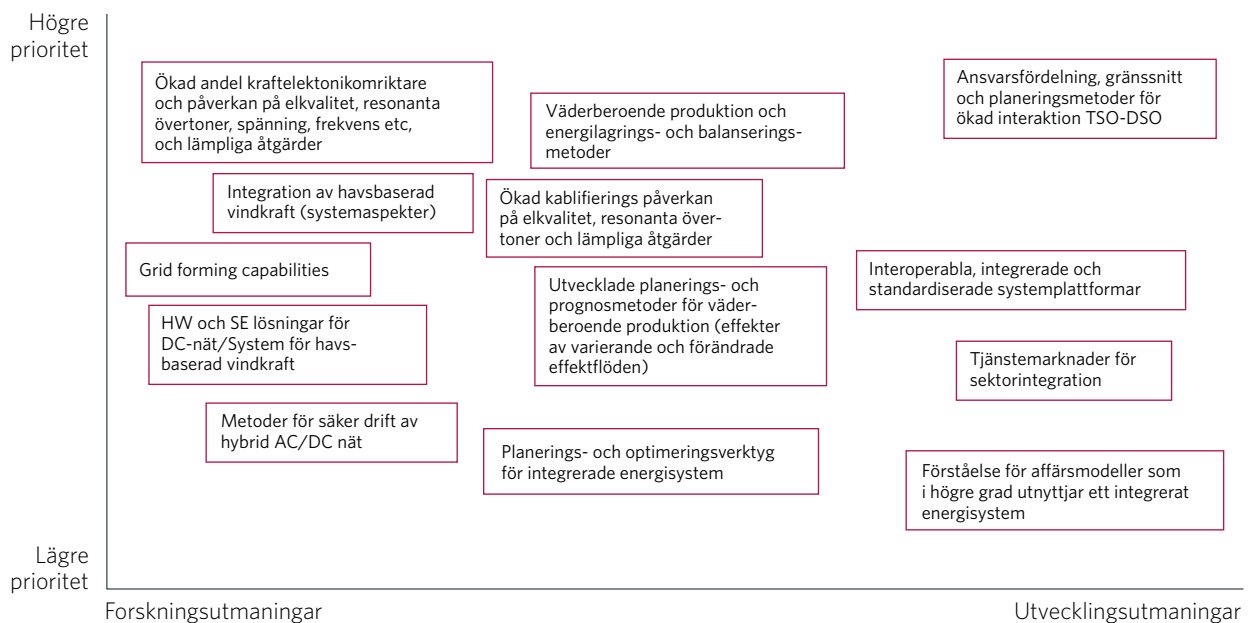
Fokusområdet Systemutmaningar innefattar forskning och utveckling som syftar till att Svenska kraftnät, med förbättrad driftsäkerhet för elkraftssystemet, ska kunna hantera de systemutmaningar som blir en följd av energiomställningen med en ökad andel oplanerbar elproduktion och en lägre andel konventionell elproduktion i det nordiska kraftsystemet. Det pågår även en stor förändring av förbrukningens lokalisering, volym och mönster genom de planer som finns på en omfattande elektrifiering av industrin och transportsektorn och samhällets ökande digitalisering.

Utmaningen ligger i att energiomställningen förändrar el- och energisystemets grundläggande egenskaper och vi behöver vara aktiva inom de områden som berörs, dels för att öka vår och branschens förståelse för vad som kan komma att ske, dels för att bidra till utvecklingen av de åtgärder och lösningar som behövs.

Målet med fokusområde Systemutmaningar är att bidra till:

- > En förbättrad systemstabilitet och driftsäkerhet.
- > En elmarknad och styrmedel anpassade till de nya förutsättningarna.
- > En kostnadseffektiv integration av förnybar elproduktion.
- > Att hantera en förändrad produktionsmix bestående av en ökad mängd väderberoende produktion som är ansluten till kraftsystemet via kraftelektronik.
- > Att ta fram krav och regler för produktion, förbrukning och elnät som leder till ett tillförlitligt och kostnads-effektivt kraftsystem.
- > Förbättrad kunskap om elkvalitets- och driftsäkerhetsfrågor.

Systemutmaningar



Figur 7: Prioriterade utmaningar inom fokusområdet Systemutmaningar.

3.2.4 Digitalisering & Cybersäkerhet

Samhällskritiska funktioner såsom energiförsörjning, kommunikation, transport, handel och tillverkning är i dag i stor utsträckning beroende av informationsteknologi. Tillförlitliga och säkra IT-system är därför en förutsättning för ett väl fungerande samhälle.

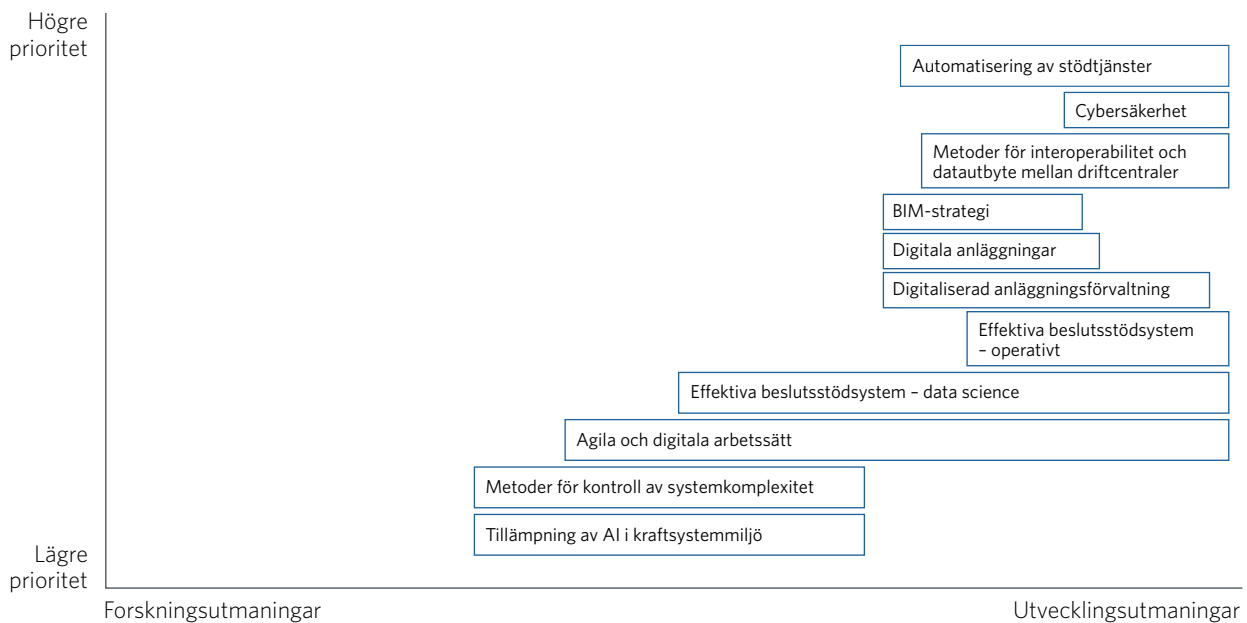
Digitalisering ligger till grund för mycket av utvecklingen och leder till nya möjligheter. Ett större informationsflöde och insamling av allt större mängder data har vidareutvecklat områden som maskininlärning och artificiell intelligens. Digitalisering kan göra det möjligt att kombinera olika systems information och mätdata vilket öppnar för nya lösningar.

Utmaningen är att digitaliseringen skapar en sårbarhet som i sin tur kräver att vi skapar tillförlitliga och säkra IT-system i en tid då vi måste utgå ifrån att fientliga angrepp i olika former kommer att ske.

Målet med fokusområde Digitalisering & Cybersäkerhet är att bidra till:

- > Att utveckla metoder och tekniker för driftövervakning och styrning av kraftsystemet.
- > Att utveckla möjligheter till ökad automatisering, i drifts-, planerings-, projekterings- och entreprenadfaserna.
- > Att möta behovet av nya metoder och digitala verktyg för kontrollrummet, för att kunna säkerställa driftsäkerhet.
- > Att möjliggöra användningen av smarta algoritmer och artificiell intelligens för att övervaka och förbättra driftsäkerheten.

Digitalisering & Cybersäkerhet



Figur 8: Prioriterade utmaningar inom fokusområdet Digitalisering & Cybersäkerhet.

3.2.5 Strategisk kompetensförsörjning

Energibranschen har en stor bredd och ett stort kompetensbehov. Komplexa och tvärvetenskapliga problemställningar är vardag inom branschen. Utöver en bredd finns ett stort behov av förkovring för att kunna bibehålla Sveriges starka ställning och möjliggöra energiomställningen på ett säkert, samhällsekonomiskt och effektivt sätt.

Utmaningen är att se till att det på sikt finns tillgång till den kompetens som krävs. Kompetensprofiler ändras över tid på grund av t.ex. ökad digitalisering och kraftsystemets nya egenskaper. Det finns ett stort behov av kompetensutveckling för att Sverige ska kunna behålla sin historiskt starka ställning men även för att möjliggöra energiomställningen på ett säkert, samhällsekonomiskt och effektivt sätt. Elbranschen måste därför göras mer attraktiv då konkurrensen om medarbetare och kompetens är stor.

Målet med fokusområdet Strategisk kompetensförsörjning är att det ska bidra till:

- > Att säkerställa Sveriges, branschens och Svenska kraftnäts behov av kompetens i energibranschen. I det ingår att säkerställa relevant utbildning som ger en lämplig rekryteringsbas och tryggar den långsiktiga kompetensförsörjningen på alla utbildningsnivåer. Till detta kommer att skapa intresse för högskolestudier och naturvetenskap på gymnasienivå.
- > Att relevant forskning bedrivs på högskola och universitet samt att Svenska kraftnät fortsätter att vara en attraktiv framtida arbetsgivare.

Svenska kraftnät arbetar därför aktivt med:

- > Stöd till högskolor och universitet i form av erfarenhetsutbyte och forskningsarbeten för att göra elkraftutbildningarna mer attraktiva och för att ingenjörer med relevant kompetens ska utbildas i tillräcklig omfattning.
- > Att erbjuda examensarbeten, traineeprogram, sommarjobb, etc. för att konkret visa vilket samhällsviktigt framtidsområde elbranschen är och därigenom öka branschens och Svenska kraftnäts attraktionskraft och skapa en rekryteringsbas för Svenska kraftnät.
- > Att lyfta fram elbranschen som en innovativ framtidsbransch som påtagligt bidrar till att klimat- och miljömålen kan uppnås, i kommunikation riktad till studenter och skolelever.



4. Lagstiftning för energiomställning

Brett och komplext ansvar. Svenska kraftnät har flera olika roller och ansvarsområden som bestäms bl.a. av hur Sverige implementerar EU-lagstiftningen. Vi är systemansvarig myndighet och ansvarar för att kraftsystemet är driftsäkert. Vi ska balansera kraftsystemet i realtid, förvalta och bygga ut transmissionsnätet, tilldela överföringskapacitet till marknaden och utföra tillsyn för driftsäkerhet.

Lagstiftning på EU-nivå. Den lagstiftning vi berörs av är till stora delar europeisk och mycket omfattande. Ett stort arbete har redan genomförts för att anpassa verksamheten efter lagstiftningens krav men mycket behöver göras även framöver. Kraven i lagstiftningen är inte statiska, de nuvarande förordningar ses över och revideras, samtidigt som det tillkommer nya regelverk parallellt med att den tekniska utvecklingen pågår.

Nytt Systemforum för ökat samarbete. Svenska kraftnät har en lång tradition av ett nära samarbete med region- och lokalnätstföretagen, DSO:erna. Att vi ansvarar för ett sådant samarbete är numera fastställt genom förordningen om den inre marknaden för el. Som ett led i att stärka och utveckla samarbetet har vi startat ett Systemforum mellan Svenska kraftnät och ett antal DSO:er under 2021.

Fokus på anslutningsförfarandet. För att leva upp till kraven vi har på oss när det gäller anslutning till transmissionsnätet kommer vi att fokusera på anslutningsförfarandet under kommande år. Det är den process där vi fastställer anslutningskraven och den kontroll som ska göras för att se till att de anläggningar som är anslutna till kraftsystemet verkligen uppfyller de fastställda kraven.

4.1 Svenska kraftnäts roller och ansvar

Svenska kraftnät är den myndighet som ansvarar för att det svenska överföringssystemet för el är hållbart, säkert och kostnadseffektivt. Våra roller bestäms genom ett antal styrande dokument. Det handlar om hur Sverige inför elmarknadsdirektivet³ vilket bl.a. sker genom ellagen⁴ och hur regeringen formulerat vårt uppdrag. Vi är systemansvarig för överföringssystemet och systemansvarig myndighet och ska ansvara för att överföringssystemet är driftsäkert, balansera det i realtid, tilldela överföringskapacitet till marknaden, utföra tillsyn för driftsäkerhet samt förvalta och bygga ut infrastrukturen för transmissionsnätet⁵.

4.1.1 Systemansvaret enligt EU-regelverket

Svenska kraftnät är systemansvarig för överföringssystemet, vanligen förkortat TSO (Transmission System Operator), i enlighet med elmarknadsförordningen och elmarknadsdirektivet.⁶ En TSO är enligt direktivets definition den som ansvarar för drift av överföringssystemet, underhåll samt utbyggnad av transmissionsnätet och den som ska säkerställa att systemet på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på överföring. Motsvarande definition finns även för systemansvariga för distributionssystem (DSO). Det är i elmarknadsdirektivet uppgifterna för en TSO är fastställda. Där står bl.a. att en TSO, i samarbete med andra angränsande TSO:er och DSO:er, ska säkerställa systemets långsiktiga förmåga att bemöta en rimlig efterfrågan på el, bidra till

³ Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2019/944 av den 5 juni 2019 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om ändring av direktiv 2012/27/EU

⁴ Ellag (1997:857), Förordningen om systemansvar för el (1994:1806), Elförordningen (2013:208).

⁵ Enligt 8 kap. 1 § ellagen (1997:857) och 1 § förordningen (1994:1806) om systemansvaret för el samt Förordning (2007:1119) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät

⁶ Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el, Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2019/944 av den 5 juni 2019 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om ändring av direktiv 2012/27/EU



försörjningstryggheten genom lämplig överföringskapacitet och systemtillförlitlighet, styra elflödena i systemet, säkerställa nödvändiga stödtjänster och upphandla dem för att säkerställa driftsäkerheten. Direktivet har inte genomförts i svensk lagstiftning ännu men det kommer i huvudsak ske genom en revidering av ellagen, se även avsnitt 4.2.1.

Det ligger inom systemansvaret för varje TSO och DSO att säkerställa att kraftsystemet är driftsäkert på kort och lång sikt, trots förändringar som sker i underliggande förbruknings- och produktionsmönster hos befintliga kunder. Den europeiska lagstiftningen är tydlig med att det är DSO som är ansvarig för att upprätthålla driftsäkerheten i distributionssystemen medan TSO har ansvar för att upprätthålla driftsäkerheten i överföringssystemet. Det som skiljer en TSO:s systemansvar från DSO:ernas ansvar är att TSO ska samordna användningen av förmågor i hela observerbarhetsområdet⁷ för att upprätthålla driftsäkerheten i överföringssystemet. Driftsäkerheten i kraftsystemet är inte enbart beroende av förhållanden i själva ledningsnätet utan också i hög grad beroende av egenskaper och förmågor hos samtliga anläggningar inom kraftsystemet samt hur dessa anläggningar samverkar. TSO:n ansvarar också för att släppa överföringskapaciteter för handeln på elmarknaden, med hänsyn tagen till driftsäkerheten.

4.1.2 Systemansvarig myndighet

Enligt ellagen är Svenska kraftnät systemansvarig myndighet. Det innebär att vi utöver att vara TSO även har en myndighetsroll och styrs av regeringen samt åläggs vissa uppdrag och uppgifter. Detta innebär vissa skillnader jämfört med andra TSO:er i Europa. Olika TSO:er har olika former av ägande och styrs därför på olika sätt, de allra flesta TSO:er i EU är statliga eller privata bolag. Med den europeiska lagstiftningen, och hur uppgifterna för systemansvarig är definierat, minskar sannolikt skillnaderna.

Vårt systemansvar har vi delat upp i det strategiska och det operativa systemansvaret. Det strategiska systemansvaret omfattar långsiktigt arbete för att säkerställa förutsättningar för att upprätthålla driftsäkerheten medan det operativa systemansvaret omfattar driftsäkerheten i driftskedet.

Som systemansvarig myndighet har vi tillsynsansvar gällande driftsäkerheten i hela det nationella kraftsystemet. Det innebär exempelvis att vi ska utöva tillsyn så att de anläggningar som ansluts uppfyller de tekniska krav som ställs på dem. Svenska kraftnät har i sitt regleringsbrev för 2021 ett återrapporteringskrav vad gäller tillsynsarbetet och återkommer således till detta i början av 2022.

⁷ Observerbarhetsområdet består av det egna överföringssystemet, relevanta delar av lokal- och regionnät samt angränsande överföringssystem som Svenska kraftnät övervakar eller som ingår i våra olika typer av modelleringar.

4.1.3 Elberedskapsmyndighet

Svenska kraftnät är Sveriges elberedskapsmyndighet enligt elberedskapsförordningen. Det innebär att vi ska se till att hela den svenska elförsörjningen har beredskap för händelser som krig, terrorhandlingar och andra allvarliga händelser. Det handlar om störningar som ligger utanför de enskilda elföretagens eget ansvar.

- > Vi arbetar med att förebygga sådana störningar och arbetar för att kunna hantera dem om de skulle uppstå.
- > Vi ser till att åtgärder genomförs för att höja beredskapen inom teknik, kommunikation och fysiskt skydd.
- > Vi utbildar branschen och genomför förberedande övningar.
- > Vi ger även ut föreskrifter som riktar sig till elföretag. Föreskrifterna är kopplade till förordningen om elberedskap.

Det är bara de störningar som drabbar stora geografiska områden som Svenska kraftnät ansvarar för. Därför samordnar vi beredskapsåtgärderna på både regional och nationell nivå, men inte lokala åtgärder.

Elberedskapslagen anger också att förändringar i anläggningar och verksamhet måste anmälas till Svenska kraftnät och att vi ska informeras vid allvarliga störningar som skulle kunna få allvarliga konsekvenser för samhället.

4.1.4 Tillsynsmyndighet för säkerhetsskydd

Svenska kraftnät är tillsynsmyndighet för elförsörjningens säkerhetsskydd. Genom föreskrifter, samråd, vägledning och tillsyn inriktar vi och följer upp elförsörjningens åtgärder till skydd för Sveriges säkerhet.

4.1.5 Totalförsvarsrollen

Svenska kraftnät har, i egenskap av systemansvarig myndighet, elberedskapsmyndighet, bevakningsmyndighet enligt krisberedskapsförordningen och sektorsansvarig myndighet för elförsörjningens säkerhetsskydd, bl.a. ett utpekat ansvar i krig, eller när regeringen annars bestämmer. I samverkan med övriga totalförsvarsmyndigheter ska vi tillgodose samhällets behov av elkraft genom att planera, leda och samordna elförsörjningens resurser. Svenska kraftnät har också ett ansvar enligt elberedskapslagen att planera, förebygga, motstå och hantera allvarliga krissituationer i fredstid.

4.1.6 Myndighet för dammsäkerhet

Svenska kraftnät har i uppdrag att verka som Sveriges myndighet för dammsäkerhet. I denna roll ska vi främja dammsäkerheten i landet. Det gör vi genom att vägleda länsstyrelser i dammsäkerhetsfrågor, stödja utvecklingen av beredskap för dammhaverier och främja forskning och utveckling inom dammsäkerhetsområdet. Varje år rapporterar vi till regeringen om hur dammsäkerheten utvecklas.

4.2 EU:s lagstiftning

EU:s lagstiftning inom elområdet syftar bl.a. till att de energi- och klimatpolitiska målen i unionen ska nås. Lagkraven på olika områden som marknad, drift, anslutning och riskberedskap lägger grunden för att klara av och främja omställningen till en allt högre andel förnybar elproduktion och att anpassa kraftsystemet till de nya förutsättningarna. Parallellt med att EU:s medlemsstater inför de senaste lagarna som trätt i kraft görs samtidigt en översyn som en följd av skärpta målsättningar inom klimat och energi. Vi kan förvänta oss ytterligare revideringar i och med genomförandet av den europeiska gröna given som styr mot ett klimatneutralt EU 2050.

FÖRDJUPNING

Den europeiska gröna given

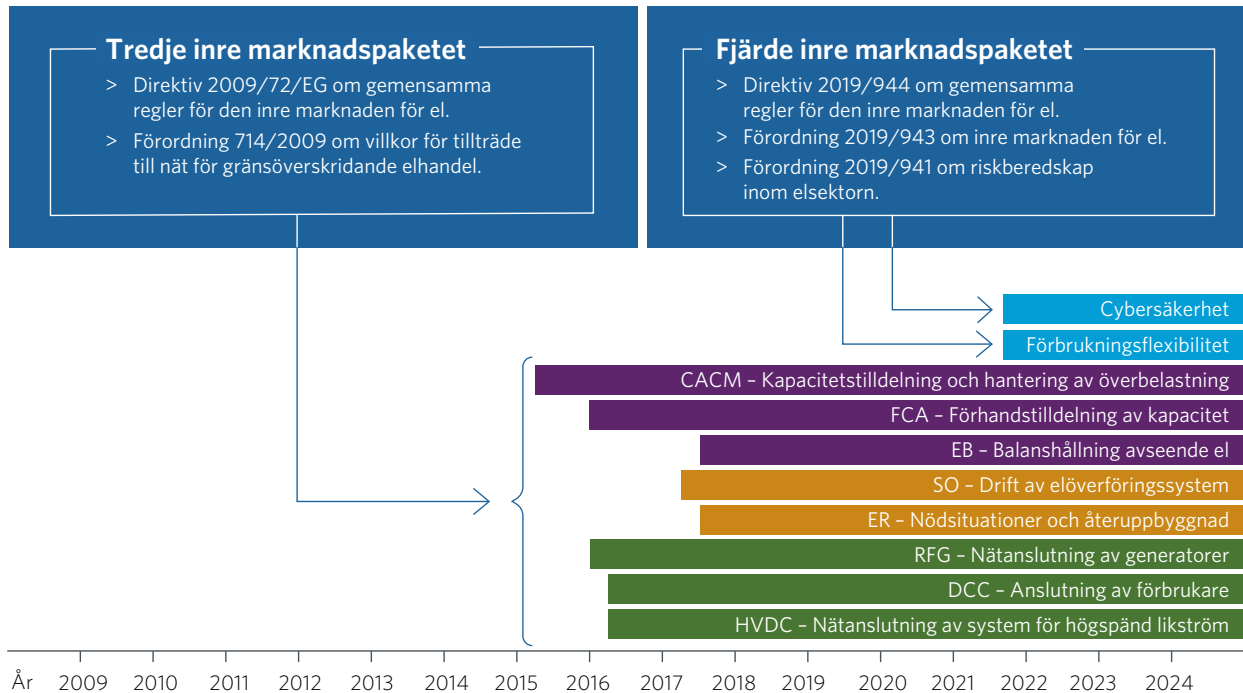
I december 2019 presenterade EU-kommissionen den europeiska gröna given som är en färdplan med åtgärder för att EU ska nå målet att bli världens första klimatneutrala region till 2050. Den gröna given ska omfatta alla sektorer och bidra till att allmänheten och näringslivet inom EU kan dra nytta av de möjligheter som en grön omställning innebär. Den gröna given är också en tillväxtstrategi för att göra EU:s ekonomi hållbar med hjälp av investeringar i grön teknik, hållbara lösningar och nya företag. Omställningen ska också vara rättvis och socialt jämlik så att ingen medborgare eller region lämnas utanför.

Målet om klimatneutralitet till 2050 samt ett skärpt mål om en minskning av växthusgasutsläppen med 55 procent till 2030 har formaliserats genom en europeisk klimatlag. Arbetet mot målet kommer att övervakas av ett oberoende expertorgan. Medlemsstaternas bidrag för att nå klimatneutralitet i enlighet med klimatmålen styrs genom lagstiftning på klimat- och energiområdet. Detta innebär exempelvis skärpta mål för minskningen av utsläpp av växthusgaser, högre andel förnybar energi, krav på energi-effektivisering och utsläppsgränser för fordon. Denna lagstiftning kommer att ses över och under sommaren 2021 har EU-kommissionen lagt fram förslag till reviderad lagstiftning i paketet Fit for 55.

EU:s lagstiftning för den inre elmarknaden samlas i s.k. marknadspaket. Deras innehåll beskrivs utförligt i Svenska kraftnäts senaste systemutvecklingsplan⁸. Det tredje marknadspaketet som beslutades 2009 innehöll ett direktiv och en förordning för den inre marknaden för el⁹. Det fjärde och senaste marknadspaketet trädde i kraft 2019 och innehåller förutom reviderade direktiv och förordning för den

inre marknaden för el även en riskberedskapsförordning. Det fjärde marknadspaketet införs nu inom EU och i nationell lagstiftning¹⁰. Parallellt pågår arbetet med att implementera de krav i kommissionsförordningar som kom i samband med det tredje marknadspaketet, i form av nätföreskrifter och riktlinjer som fortfarande gäller.

Europeisk lagstiftning



Figur 9: Lagstiftning för en inre marknad för el.

4.2.1 Europaparlamentets och rådets direktiv och förordningar

Arbetet med att uppfylla kraven i lagstiftningen är en pågående process. Sedan nätföreskrifterna och riktlinjerna beslutats har Svenska kraftnät utfört ett omfattande arbete för att utarbeta och införa metoder, utveckla verktyg för datautbyte och etablera samarbete med andra aktörer. Vi arbetar löpande med att analysera lagkraven och hur väl de är uppfyllda för att kunna prioritera resurser och åtgärder. Under 2021 har Svenska kraftnät ett regeringsuppdrag att beskriva vilka regelverk som berör oss och det återstående arbetet för att implementera kraven. Uppdraget ska redovisas 1 april 2022.

Elmarknadsdirektivet och elmarknadsförordningen

Elmarknadsdirektivet¹¹ beskriver de grundläggande förutsättningarna och de allmänna principerna för elmarknaden inom EU. Det är i direktivet som grunduppgifterna för systemansvariga för överföringssystemet och rollen som systemansvarig för distributionssystemen sätts och hur dessa ska samordna sitt arbete. Direktivet gäller inte direkt i Sverige utan ska omsättas i svensk lagstiftning så att syftet och målsättningen med direktivet uppnås. Det sker bl.a. i ellagen, förordningen om systemansvar och förordningen med instruktion för Svenska kraftnät.

⁸ Svenska kraftnät 2019: En statusuppdatering om läget i kraftsystemet, Systemutvecklingsplan 2020-2029

⁹ Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/72/EG av den 13 juli 2009 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om upphävande av direktiv 2003/54/EG och Europaparlamentets och rådets förordning (EG) nr 714/2009 av den 13 juli 2009 om villkor för tillträde till nät för gränsöverskridande elhandel

¹⁰ EU-direktiv måste implementeras i svensk lagstiftning medan EU-förordningar gäller direkt i alla medlemsländer

¹¹ Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2019/944 av den 5 juni 2019 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om ändring av direktiv 2012/27/EU

I ellagen fastställs vår roll som systemansvarig myndighet och våra viktigaste ansvarsområden. Ellagen fastställer också att en systemansvarig för överföringssystemet inte får handla eller producera el, förutom för att täcka nätförluster eller ersätta el vid elavbrott. När det gäller regeln att en systemansvarig för överföringssystemet inte får äga, utveckla, förvalta eller driva energilagringssystem såsom t.ex. ett batterilager har elmarknadsdirektivet skärpts. Det som tidigare bedömdes vara tillåtet, att äga och driva energilagringssystem som en del av nätdriften, har nu begränsats. Undantag kan beviljas av Energimarknadsinspektionen för energilagringssystem som är helt integrerade nät-komponenter¹² och som är nödvändiga för att upprätthålla systemets driftsäkerhet.

Elmarknadsförordningen¹³ omfattar huvudsakliga principer för handel med el på elmarknaden, för balansansvar samt för vilken roll de olika aktörerna på elmarknaden har. I förordningen har vissa krav som finns i nätföreskrifterna och riktlinjerna plockats in, därför förekommer viss dubbelreglering. Elmarknadsförordningen ska säkerställa att elområden fastställs på ett korrekt sätt. Den nuvarande elområdesindelningen i Sverige tillkom före förordningen. Svenska kraftnät ser nu över elområdena utifrån den gemensamma europeiska metoden vilket vi beskriver djupare i avsnittet om elområdesöversyn.

Det europeiska nätverket av systemansvariga för överföringssystem för el (ENTSO-E) har till uppgift att ta fram beräkningar av resurstillräckligheten, ett mått på hur väl produktionen täcker efterfrågan på effekt, enligt en fastställd metod. Det är medlemsstatens uppgift att övervaka resurstillräckligheten och det är även möjligt för medlemsstaten att göra nationella analyser, baserat på samma metod, som ett komplement till den europeiska bedömningen. Dessa uppgifter har Svenska kraftnät fått delegerade till sig genom ett tillägg i instruktionen. En kapacitetsmekanism, för svensk del i nuläget effektreserven som upphandlats enligt en särskild svensk lag, får användas först som en sista utväg för att lösa problem med resurstillräcklighet. För att få ha en kapacitetsmekanism behöver det vara ett konstaterat resurstillräcklighetsproblem utifrån en av medlemsstaten fastställd tillförlitlighetsnorm¹⁴. Det behöver också finnas en genomförandeplan för att undanröja snedvridningar på elmarknaden. Energimarknadsinspektionen har tagit fram ett förslag till en sådan genomförandeplan och en tillförlitlighetsnorm för Sverige, se även avsnittet om leveranssäkerhet. Sverige kommer fram till 2025 anpassa effektreserven till kraven i förordningen.

I elmarknadsförordningen beskrivs också ENTSO-E:s huvuduppgifter samt ombildningen av den befintliga regionala säkerhetssamordningen (RSC) till Regionala samordningscentrum (RCC) med nya arbetsuppgifter.

Ett nyttillkommet avsnitt i elmarknadsförordningen är att det bildas en europeisk sammanslutning, EU DSO enheten, som ska samordna Europas systemansvariga för distributionsystemen (DSO) på ett liknande sätt som ENTSO-E samordnar Europas systemansvariga för överföringssystemen (TSO). För svensk del innebär det att svenska nätföretag, som är systemansvariga för distributionssystemen, ska delta.

Ökad dialog, samverkan och samsyn mellan branschens aktörer är en förutsättning för att möta systemutmaningarna. Det ställs också krav i förordningen på samarbete mellan TSO och DSO. Svenska kraftnät har som ett led i detta startat ett Systemforum¹⁵, där branschrepresentanter samlas för att arbeta vidare med samverkan mellan TSO och DSO gällande systemfrågorna. Syftet är att skapa samsyn och samverkan i frågor kopplade till systemansvar för transmissionsnät, regionnät, distributionsnät och lokalnät i kraftsystemet, tolkningar av regelverk samt att initiera fördjupade analyser där så krävs. Den övergripande målsättningen är att säkerställa leveranssäkerhet och systemstabiliteten.

Riskberedskapsförordningen

Riskberedskapsförordningen¹⁶ är helt ny i det fjärde marknadspaketet men samlar krav från andra befintliga förordningar tillsammans med nya krav på medlemsstaternas arbete med risker och elkriser. En elkris definieras i förordningen som en existerande eller omedelbart förestående situation där det råder betydande elbrist eller där det är omöjligt att försörja kunder med el.

I riskberedskapsförordningen anges regler för att förebygga, förbereda sig inför och hantera krissituationer inom elförsörjningen samtidigt som kraven på en elmarknad uppfylls. Förordningen inför krav och gemensamma metoder för hur samarbetet mellan medlemsstater och deras riskbedömningar ska gå till, vilket ökar jämförbarheten och insynen i förberedelsefasen men även underlättar arbetet under en pågående elkris. Förordningen ger också en ram för en mer systematisk övervakning av frågor som rör säsong- och resurstillräcklighet via ENTSO-E:s arbetsgrupp för samordning på elområdet. Förordningen bidrar bl.a. till att säkerställa att marknadsbaserade åtgärder prioriteras även i krissituationer och att marknader kan fungera så länge som möjligt.

¹² Integrerade nätkomponenter är sådana som är integrerade i överförings- eller distributionssystemet, däribland lagringssystem, och som används uteslutande för att säkerställa säker och tillförlitlig drift av överförings eller distributionssystemet, och inte för balansering eller hantering av överbelastning.

¹³ Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el

¹⁴ En tillförlitlighetsnorm ska på ett transparent sätt ange den nödvändiga nivån för medlemsstatens försörjningstrygghet.

¹⁵ <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmanna-nyheter/2021/okad-branschsamverkan-i-systemfragor>

¹⁶ Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/941 av den 5 juni 2019 om riskberedskap inom elsektorn och om upphävande av direktiv 2005/89/EG

Energimyndigheten är utsedd till behörig myndighet enligt riskberedskapsförordningen. Att vara behörig myndighet innebär ett ansvar för att utföra vissa uppgifter i enlighet med förordningen. Den behöriga myndigheten ska exempelvis utarbeta en riskberedskapsplan och informera EU-kommissionen om det föreligger risk för elkris. Både Energimyndigheten och Svenska kraftnät har fått tillägg i sina respektive instruktioner som förtydligar vad respektive myndighet har för ansvar i relation till kraven i förordningen. Energimyndigheten har sedan tidigare ansvaret för Styrel, det vill säga den planeringsprocess under vilken statliga myndigheter, länsstyrelser, kommuner, privata aktörer och elnätsföretag samarbetar för att kunna prioritera samhällsviktig verksamhet vid en manuell förbrukningsfrånkoppling (MFK).

Under 2020 pågick arbetet med att anta nationella elkris-scenarier. Under 2021 har Energimyndigheten tagit fram ett utkast till en riskberedskapsplan i samarbete med Svenska kraftnät kring vilken samråd med externa aktörer har skett. Även EU-kommissionen och angränsande medlemsstater granskar planen innan den ska fastslås i januari 2022. Svenska kraftnät har stärkt upp sin organisation och sitt arbete kring risker för elkris för att uppfylla kraven i förordningen i samband med detta arbete.

Transparens och integritet

Krav på datautbyte, tillgängliggörande av information och transparens finns i flera delar i lagstiftningen, men hanteras på ett övergripande sätt i den s.k. transparensförordningen¹⁷. Syftet med transparensförordningen är att säkerställa att grundläggande data om kraftsystemet i god tid delas till elmarknadens aktörer. På så sätt får alla tillgång till samma information vilket ger förutsättningar för en välfungerande elmarknad i EU.

Transparensförordningen ställer krav på att ENTSO-E ska skapa en gemensam europeisk transparensplattform för publicering av data som ska vara öppna och gratis för marknadsaktörer att inhämta. Denna plattform är nu skapad och används för ökad transparens för marknadens aktörer. Förordningen specificerar också vilken data som ska publiceras. Den ställer krav på olika aktörer att dela data, exempelvis systemansvariga för överföringssystemet, elbörser och elproducenter.

Svenska kraftnät deltar både i det nordiska och europeiska utvecklingsarbetet av transparensplattformen. Detta inbegriper även arbete med att uppfylla kraven att nominerade elmarknadsoperatörer (NEMO)¹⁸ ska delge marknaden

information om sina produkter. På den nordiska plattformen NUCS¹⁹ (Nordic Unavailability Collection System) samlas data om otillgänglig produktion och kapacitet i det nordiska överföringssystemet och som publiceras på den europeiska transparensplattformen.

Förordningen om integritet och öppenhet på grossistmarknaderna för energi²⁰ (REMIT) syftar till att främja konkurrens på lika grunder till fördel för slutkonsumenterna. REMIT innehåller bl.a. förbud mot insiderhandel och otillbörlig marknadspåverkan, skyldighet att offentliggöra insiderinformation, regler om marknadsövervakning och insamling av uppgifter.

Svenska kraftnät behöver utveckla arbetet med att övervaka våra balansmarknader för att förhindra marknadsmissbruk. Det omfattar manuell och automatisk övervakning av marknadsöverträdelser och marknadsmissbruk på balansmarknaderna. På den nordiska transparensplattformen NUCS finns möjlighet att offentliggöra insiderinformation som det ställs krav på i REMIT.

4.2.2 Kommissionsförordningar - nätföreskrifter och riktlinjer

EU-kommissionen har fått mandat att utfärda förordningar i form av nätföreskrifter och riktlinjer genom elmarknadsförordningen vilka ibland med ett samlingsnamn kallas nätkoder. I kommissionsförordningarna konkretiseras de övergripande kraven från direktivet om gemensamma regler och förordningen om den inre marknaden för el. Nätföreskrifterna och riktlinjerna delas in i tre områden som de reglerar nämligen anslutning, marknad och drift. Tabellen på nästa sida listar de åtta ursprungliga förordningarna och deras engelska och svenska namn, enligt den officiella översättningen av lagtexten. Vi har i texten valt att i huvudsak använda förkortningarna eftersom det vanligen är i de termerna branschen talar om de olika förordningarna.

I och med att elmarknadsförordningen reviderats behöver även riktlinjerna och nätföreskrifterna revideras. Detta gäller exempelvis förordningarna kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning (CACM) och drift av elöverföringssystem (SO) som behöver anpassas, ett arbete som påbörjats under 2021. I EU har arbetet med två kommande nätföreskrifter påbörjats, en om cybersäkerhet och en om efterfrågefleksibilitet. För nätföreskriften om cybersäkerhet har de europeiska tillståndsmyndigheternas samarbetsorganisation (ACER) fått i uppdrag av EU-kommissionen att ta fram en

¹⁷ Kommissionens förordning (EU) nr 543/2013 av den 14 juni 2013 om inlämnande och offentliggörande av uppgifter på elmarknaderna och om ändring av bilaga I till Europaparlamentets och rådets förordning (EG) nr 714/2009

¹⁸ Enhet som av den behöriga myndigheten utsetts att utföra arbetsuppgifter i samband med gemensam dagen före- eller intradagskoppling.

¹⁹ www.nucs.net

²⁰ Europaparlamentets och rådets förordning (EU) nr 1227/2011 av den 25 oktober 2011 om integritet och öppenhet på grossistmarknaderna för energi

ramriktlinje. Den innehåller principer för EU-gemensamma regler för bl.a. gränsöverskridande riskhantering, cybersäkerhet, informationsutbyte, incidenthantering och krishantering i det europeiska kraftsystemet. Förslaget har varit på konsultation och föreskriften ska fyllas med innehåll.

Där får såväl ENTSO-E som EU DSO-enheten viktiga roller. Nätföreskriften om cybersäkerhet kommer att antas under 2022 eller i början av 2023. Föreskriften om efterfrågeflexibilitet är inte lika långt gången i processen och kommer troligen att antas i slutet av 2023.

Gällande nätföreskrifter och riktlinjer och deras officiella benämning på engelska och svenska samt huvudsakligt innehåll

Anslutning			
RFG	Network Code on Requirements for Grid connection of Generators	Nätanslutning av generatorer	Tekniska krav för generatorer som vill ansluta till systemet
DCC	Network Code on Demand Connection	Anslutning av förbrukare	Funktionskrav på större elanvändare och distributionsnät som ansluts till systemet
HVDC	Network Code on requirements for grid connection of High Voltage Direct Current systems and direct current-connected power park modules	Nätanslutning av system för högspänd likström	Krav på likströmsförbindelser och likströmsanslutna produktionsanläggningar som t.ex. havsbaserad vindkraft
Marknad			
CACM	Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management	Kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning	Krav och metoder för att beräkna och tilldela kapacitet för dagen före handeln och intradag-handeln samt utveckling och drift av gemensamma marknadsplattformar
FCA	Guideline on Forward Capacity Allocation	Förhandstilldelning av kapacitet	Krav och metoder för att beräkna och tilldela kapacitet för marknaderna med längre tidshorisont än dagen före
EB	Guideline on Electricity Balancing	Balanshållning avseende el	Regelverken för en väl fungerande marknad för balanstjänster
Drift			
SO	Guideline on electricity transmission System Operation	Drift av elöverföringssystem	Behandlar tre huvudområden: <ul style="list-style-type: none"> > Driftsäkerhet, definierar systemdrift-tillstånd och grundförutsättningar för driftsäkerhet > Driftplanering, krävställer avbrottsplanering och samordnade säkerhetsanalyser > Lastfrekvensreglering och reserver, krävställer reserver för frekvenshållning
ER	Network Code on electricity Emergency and Restoration	Nödsituationer och återuppbyggnad	Krav på systemskyddsplan och återuppbyggnadsplan, samt provningsplan i förhållande till dessa, för att hantera driftsituationer med allvarliga störningar eller systemkollaps

4.2.2.1 Anslutning till kraftsystemet

Förutsättningar och krav på användare och utrustning, inbegripet krav på distributionssystem, som ska ansluta till kraftsystemet regleras i tre kommissionsförordningar: nätanslutning av generatorer (RFG)²¹, nätanslutning av stora förbrukare (DCC)²² och nätanslutning av högspänd likström (HVDC)²³ som alla tre är nätföreskrifter. Dessa ställer tekniska krav på de produktionsanläggningar, förbrukare vilket omfattar såväl industrier, serverhallar som distributionsnät m.m. samt anläggningar för högspänd likström som ska anslutas till kraftsystemet, så att inte driftsäkerheten utmanas.

Vissa av de tekniska bestämmelserna ska fastställas nationellt, vilket vi i Sverige gjort genom föreskrifter. Det är Energi-marknadsinspektionen, i rollen som tillsynsmyndighet, som utfärdat de flesta föreskrifterna. Förordningar gäller generellt endast för nya anslutningar men vid modernisering av en existerande anläggning där ett nytt anslutningsavtal behövs kan även delar av förordningarna och föreskrifterna gälla.

Det faktum att det i Sverige är DSO:erna som äger 130 kV-nätet, till skillnad från övriga Europa där det vanligaste är att TSO:erna äger det, medför att majoriteten av anslutningarna sker till DSO:ernas nät och inte till TSO:ns. Detta ställer ytterligare krav på samarbete mellan TSO och DSO gällande kravställningen så att behov från båda parter fångas upp.

Förutom ett ökat samarbete med DSO:erna kommer Svenska kraftnät att fokusera på anslutningsförfarandet under kommande år. Anslutningsförfarandet är den process där vi fastställer anslutningskrav och den kontroll som ska göras för att säkra att de anläggningar som är anslutna till kraftsystemet verkligen uppfyller de fastställda kraven och därmed har de förmågor som krävs för att hantera systemutmaningarna.

4.2.2.2 Marknad

Hur elmarknaden ska organiseras och harmoniseras regleras i tre förordningar i form av riktlinjer. Förordningarna ställer krav på framtagandet av rutiner och metoder. I många fall är det Energimarknadsinspektionen i sin roll som tillsynsmyndighet som ska godkänna dessa. Om flera tillsynsmyndigheter inte enas om ett godkännande eller om det skett en ändringsbegäran av exempelvis regionala eller europeiska metodförslag hamnar beslutet hos de europeiska tillståndsmyndigheternas samarbetsorganisation ACER.

Kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning (CACM)

CACM²⁴ reglerar roller och ansvar på dagen före- och intradag-marknaden. Den innehåller en rad villkor och metoder i syfte att skapa en gemensam europeisk elmarknad med lika förutsättningar. Målet är en heltäckande marknadskoppling på dagen före- och intradag-marknaderna. Arbetet med att implementera villkor och metoder i den svenska och nordiska elmarknaden pågår.

CACM ska säkerställa att:

- > Tillgänglig överföringskapacitet beräknas och tilldelas marknaden på ett samordnat sätt.
- > Korrekta elområden fastställs inom unionen.
- > Elbörserna kan konkurrera med varandra på lika villkor.
- > Kostnaderna som uppstår i samband med utvecklingen och driften av marknadskopplingen fördelas mellan berörda aktörer och medlemsstater på ett rimligt sätt.

CACM som togs fram efter tredje marknadspaketet behöver uppdateras och omarbetas efter att fjärde marknadspaketet trätt i kraft. I januari 2021 fick ACER i uppdrag av EU-kommissionen att ta fram motiverade ändringsförslag för CACM. I april 2021 gick ACER ut med en offentlig konsultation avseende föreslagna ändringar

Förhandlingstilldelning av kapacitet (FCR)

FCA²⁵ innehåller krav och metoder för att beräkna och tilldela kapacitet för elmarknaderna med längre tidshorisont än dagen före. För FCA har Energimarknadsinspektionen beslutat att Svenska kraftnät inte ska sälja långsiktiga transmissionsrätter. Vart fjärde år fattar Energimarknadsinspektionens, i samråd med de nationella reglermyndigheterna i angränsande länder, ett nytt beslut i frågan. Nästa beslut bör komma under 2021. Energimarknadsinspektionens beslut att Svenska kraftnät inte ska sälja långsiktiga transmissionsrätter innebär ett undantag från delar av FCA. Undantaget gäller dock inte hur överföringskapaciteten till angränsande budområden för kommande år ska beräknas. ACER gjorde i september 2020 bedömningen att metodförslaget för kapacitetsberäkningsregionen Baltikum (Estland, Lettland och Litauen) inte uppfyllde gällande lagar och förordningar. Svenska kraftnät arbetar därför tillsammans med de andra systemansvariga för överföringssystemen i den baltiska

²¹ Kommissionens förordning (EU) 2016/631 av den 14 april 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av generatorer (förkortas vanligen RfG från engelskan Requirements for Generators)

²² Kommissionens förordning (EU) 2016/1388 av den 17 augusti 2016 om fastställande av nätföreskrifter för anslutning av förbrukare (förkortas vanligen DCC från engelskan Demand Connection Code)

²³ Kommissionens förordning (EU) 2016/1447 av den 26 augusti 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av system för högspänd likström och likströmsanslutna kraftparksmoduler (förkortas vanligen HVDC från engelskan High Voltage Direct Current)

²⁴ Kommissionens förordning (EU) 2015/1222 av den 24 juli 2015 om fastställande av riktlinjer för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning (förkortas vanligen CACM efter engelskan Capacity Allocation and Congestion Management)

²⁵ Kommissionens förordning (EU) 2016/1719 av den 26 september 2016 om fastställande av riktlinjer för förhandlingstilldelning av kapacitet (förkortas vanligen FCA efter engelskan Forward Capacity Allocation)

regionen med ett nytt metodförslag. Det nya metodförslaget ska överlämnas till de nationella reglermyndigheterna inom 24 månader från ACER:s formella beslut, dvs. senast i september 2022.

Balanshållning (EB)

EB²⁶ fastställer gemensamma principer för balansering av el. Förordningen innehåller generella regler som syftar till att harmonisera t.ex. offentliggörandet av information (transparensplattformen), samarbete med systemansvariga för distributionssystemen, villkor för balansansvariga, upphandlingsförfaranden, allokering av kapacitet, regler för avräkning och rapporteringsförfaranden.

Svenska kraftnät förbereder anslutning till de europeiska plattformarna för balansenergi (MARI och PICASSO) tillsammans med de övriga nordiska TSO:erna Statnett, Fingrid och Energinet inom projektet Nordisk balanseringsmodell (NBM). Ett steg på vägen till anslutningen är införande av 15 minuters avräkningsperiod, istället för 60 minuter som gäller i dag. 15 minuters avräkningsperiod kommer att införas i Sverige och Norden i maj 2023. Dessutom medför EB en uppdelning av balansansvaret i två roller – leverantörer av balanstjänster (BSP) och balansansvariga parter (BRP). Svenska kraftnät har lämnat förslag på villkor för dessa roller till Energimarknadsinspektionen. Läs mer i kapitlet om elmarknaden.

EB föreskriver också rätten för TSO:er att upprätta marknader för balanskapacitet. Svenska kraftnät och de övriga nordiska TSO:erna har tagit fram ett förslag för kapacitetsmarknad för automatiska frekvensåterställningsreserver (aFRR). Förslaget godkändes av ACER i augusti 2020. Förutsättningen för införandet av denna marknad är dock att vi beräknar kapacitetstilldelning enligt den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden, s.k. Flow-based-metoden. Att få en kapacitetsmarknad för aFRR på plats är en av grundbultarna i den gemensamma nordiska balanseringsmodellen (NBM) som är under utveckling och ett viktigt delmål i den plan de nordiska TSO:erna har satt ut för att kunna ansluta till de europeiska plattformarna för balanskapacitet. Ytterligare ett arbete som återstår är att ta fram en metod för beräkningen av överföringskapacitet för balansering mellan elområden. Detta arbete ska vara klart senast november 2022.

4.2.2.3 Drift, nödsituationer och återuppbyggnad

Syftet med riktlinjen för drift av överföringssystemet (SO)²⁷ är ett driftsäkert och effektivt överföringssystem. Kommissionsförordningen innehåller tre olika delar med krav för driftsäkerhet, för driftplanering samt för balansering och reserver. Kraven gäller bl.a. hur TSO:erna ska övervaka och fastställa överföringssystemets systemdrifttillstånd, systematiskt arbeta med att identifiera möjliga fel och nödvändiga åtgärder för att hantera dessa, utbyte av data mellan systemansvariga och betydande nätanvändare²⁸, samordnad avbrottsplanering och samordnat arbete med frekvensreserver inom synkronområdet. Systemdrifttillstånden beskriver överföringssystemet status ur driftsäkerhetssynpunkt. Fem tillstånd finns definierade: normaldrifttillstånd, skärpt drifttillstånd, nöddrifttillstånd, nätsammanbrott och återuppbyggnadstillstånd, vilket vi beskriver i avsnittet om leveranssäkerhet.

Hur TSO:erna ska hantera systemdrifttillstånden nöddrifttillstånd, nätsammanbrott och återuppbyggnadstillstånd styrs av förordningen om nödsituationer och återuppbyggnad (ER)²⁹. ER syftar till att minimera konsekvenserna om fel inträffar som kraftsystemet inte är dimensionerat för, samt att återuppbyggnad av systemet efter nätsammanbrott ska ske så fort som möjligt. Åtgärderna beskrivs till huvudsak i tre olika planer: systemskyddsplan, återuppbyggnadsplan samt en provningsplan. ER ställer krav på att dessa planer ska hållas uppdaterade och att provning av hjälpmedel och tjänster ska ske regelbundet.

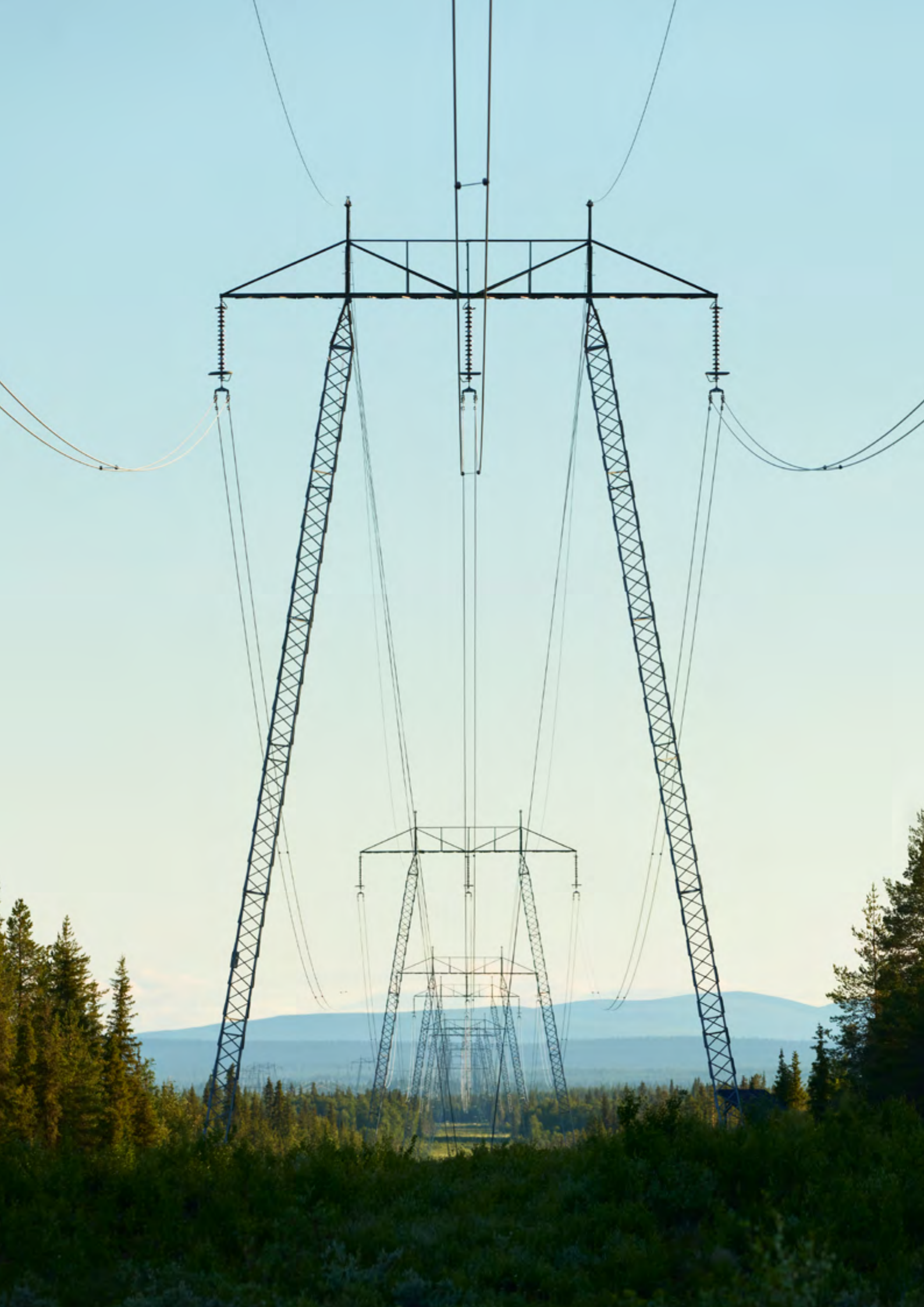
Arbetet med att uppfylla ER är också ett viktigt led för att harmonisera systemdriften för överföringssystemen inom Europa. Syftet är att öka stabiliteten och säkerheten för hela det europeiska kraftsystemet. Arbetet sker i tre steg. I den första fasen utformas åtgärderna och detaljerna i systemskyddsplanen och återuppbyggnadsplanerna, i den andra fasen sker utveckling och installation av de åtgärder, nödvändiga hjälpmedel och tjänster som beskrivs i planerna. Den tredje fasen är en aktiveringsfas där planerna och åtgärderna tas i bruk och används. Arbetet ska sedan förvaltas och hållas levande genom översyn och överensstämmelseprovning i cykler om minst ett, tre och fem år beroende på typ av anläggning och förmåga. Inom Svenska kraftnät pågår arbete med att komplettera de befintliga systemskydds- och återuppbyggnadsplanerna kontinuerligt. Under 2021 och 2022 kommer vi att arbeta igenom de tre faserna som beskrivs ovan. Provningsperioden är planerad att inledas under mitten av 2022. Innan dess kommer vi samverka med DSO:er och andra intressenter.

²⁶ Kommissionens förordning (EU) 2017/2195 av den 23 november 2017 om fastställande av riktlinjer för balanshållning avseende el (förkortas vanligen EB från engelskan Electricity Balancing)

²⁷ Kommissionens förordning (EU) 2016/1719 av den 26 september 2016 om fastställande av riktlinjer för förhandstilldelning av kapacitet (förkortas vanligen SO från engelskan System Operation)

²⁸ Betydande nätanvändare är enligt artikel 2 i SO-riktlinjen bland annat kraftproducenter, distributionssystem och förbrukningsanläggningar.

²⁹ Kommissionens förordning (EU) 2017/2196 av den 24 november 2017 om fastställande av nätföreskrifter för nödsituationer och återuppbyggnad avseende elektricitet



5. Långsiktigt överföringsbehov och effekttillräcklighet

Förändringar i kraftsystemet sker allt snabbare. För att spegla tänkbara utvecklingar har både elanvändning och elproduktion varierats mer i de fyra scenarierna i Svenska kraftnäts senaste långsiktiga marknadsanalys (LMA2021) än i tidigare scenarioarbeten. Att de fyra scenarierna täcker in en stor variationsbredd avseende kraftsystemets utveckling gör att robusta åtgärdsalternativ kan identifieras.

De mest centrala trenderna och identifierade utmaningarna är följande:

- > **Ökat behov av el.** För att möjliggöra omställningen till ett energisystem utan nettoutsläpp av växthusgas kommer elanvändningen att öka radikalt. Årsmedelbehovet av el är mellan 175 och 290 TWh 2045 i LMA2021. Den snabba utveckling som skett för elektrifiering av elintensiv industri indikerar att elanvändningen kan öka mer än vad som har antagits i scenarierna.
- > **Ett mindre förutsägbart kraftsystem.** De långsiktiga scenarierna visar att dagens säsongs- och dygnsbundna överföringsmönster kommer att brytas. Utfallsrummet för möjliga driftfall kommer även att öka avsevärt. Detta innebär stora utmaningar med att balansera kraftsystemet samt att upprätthålla kraftsystemstabiliteten och effekttillräckligheten. Hittills sällsynt förekommande driftlägen kan plötsligt bli vanliga. Stora förändringar i förbrukning och produktion sker också mycket snabbare än vad korrigerande åtgärder i nätet hinner vidtas.
- > **Överföringskapacitet behövs.** Resultaten från LMA2021 pekar på nyttor såväl med att förstärka de interna snitten i Sverige som med att öka överföringskapaciteten mellan Sverige och våra grannländer. Ytterligare studier behövs dock för att fastställa nyttorna utifrån ett bredare samhällsekonomiskt perspektiv.
- > **Sektorsintegration mellan el och vätgas.** Tillämpningsområden för förnybar vätgas finns bl.a. inom industri-, kraftproduktions- och byggnadssektorerna där vätgasen kan ersätta fossila bränslen. Produktion av förnybar vätgas kan skapa ökad lönsamhet för förnybara kraftslag. Förnybar vätgas kan produceras vid överskott av billig förnybar elproduktion. Vätgasen kan även användas för att producera el under bristtimmar. Elektrolysörer för vätgasframställning har även stor potential att bidra med stödtjänster.
- > **Flexibilitet viktig i framtidens kraftsystem.** Studier av effekttillräckligheten i Sverige visar att stora problem med effektbrist uppkommer för de två scenarierna med störst elektrifiering. Som mest kan elbehovet inte tillgodoses under 890 av årets timmar 2045, om ingen flexibilitet finns hos förbrukningen. Flexibilitet hos elanvändningen kan bidra till minskad risk för effektbrist. Flexibilitet kan dock även skapas genom lagring och flexibel elproduktion, exempelvis vindkraft som kombineras med lagringsmöjligheter eller planerbar elproduktion. Utöver en stor volym flexibilitet i kraftsystemet blir även ett tillskott av planerbar elproduktion avgörande för om elektrifieringsplaner inom olika industrisektorer ska kunna bli verklighet. Svenska kraftnät avser inleda dialoger med berörda aktörer för att säkerställa att tillkommande elanvändning för industrin bidrar med flexibilitet.

Investeringar i transmissionsnätet är ofta stora komplexa projekt som tar många år att genomföra från identifierat behov till driftsatt anläggning. För att möta framtidens utmaningar med rätt åtgärder i rätt tid, är det viktigt att tidigt identifiera vilka behov som kan uppstå på längre sikt. Till detta använder Svenska kraftnät framtidsscenarioer som simuleras i modeller av kraftsystemet. Genom att analysera simuleringsresultaten som priser, flöden, produktion och elförbrukning, kan en tydligare bild skapas över framtidens behov av effekt, energi och överföring. Scenarierna spelar också en viktig roll i att jämföra olika åtgärdsalternativ och hitta den mest samhällsekonomiska lösningen för att möta behoven. Ungefär vartannat år uppdateras och analyseras de långsiktiga scenarierna i och med den långsiktiga marknadsanalysen (LMA). Scenarierna och analysresultatet från senaste uppdateringen, LMA2021, presenteras kortfattat i kommande avsnitt.

5.1 Fyra scenarier

Vi har i inledningen av systemutvecklingsplanen beskrivit några av de förändringar som energisystemet står inför. Framtidsanalyser omgärdas av osäkerheter och det finns i princip oändligt många vägar som utvecklingen skulle kunna ta. I LMA2021 har fyra scenarier arbetats fram för att visa på olika utvecklingsvägar för kraftsystemet och vilka olika behov dessa kan medföra. Gemensamt för de fyra scenarierna är att användningen av el ökar för att möjliggöra omställningen från ett samhälle beroende av fossila bränslen till ett energisystem med noll nettoutsläpp av växthusgaser. Årsmedelbehovet av el för Sverige uppgår i de fyra scenarierna till mellan 175 och 290 TWh för 2045, jämfört med dagens ca 140 TWh.

Vilken produktionsmix som kommer att möta den ökade elanvändningen antas i viss mån vara frikopplad från behovet. Det politiska landskapet samt teknik- och kostnadsutveckling kommer att spela en stor roll för framtidens produktionsmix. I LMA2021 har produktionsmixen i scenarierna i viss utsträckning antagits gå i olika riktningar. Detta dels för att ta höjd för osäkerheten i utvecklingen, dels för att skapa oss en bild av hur olika fördelningar, både med avseende på kraftslag och på lokalisering, påverkar vår verksamhet. Avgörande för omställningen är dock att utbyggnaden av produktionskapaciteten går i takt med det ökade behovet av fossilfri el.

I scenarierna antas olika grad av integrering mellan el och vätgas. Vätgas kan komma att spela en viktig roll framöver, dels för omställningen av t.ex. industri- och transportsektorn, dels för lönsamheten för förnybara kraftslag där timmar med överskott på el kan utnyttjas för vätgasframställning.

Vid bristtimmar med högt elpris kan vätgasen i sin tur användas för elproduktion. Lagerhållning gör att vätgasen skulle kunna bidra med viktiga flexibilitetsresurser för kraftsystemet.

Nedan beskrivs kortfattat utvecklingen i de fyra scenarierna: Småskaligt förnybart (SF), Färdplaner mixat (FM), Elektrifiering planerbart (EP) och Elektrifiering förnybart (EF). I figur 10 visas antagen elanvändning och produktion för Sverige, där elbehov för vätgasproduktion brutits ut från den övriga elanvändningen. I figur 11 visas produktion, elanvändning och elenergibalans för Sveriges elområden. Texten och figuren beskriver utvecklingen i Sverige men scenarierna innehåller motsvarande utveckling för vår omvärld. Mer om utvecklingen i resterande Europa och scenarierna i övrigt finns att läsa i rapporten Långsiktig marknadsanalys 2021 (LMA2021)³⁰.

> **Småskaligt förnybart, SF (173 TWh 2045):** I Sverige stiger elanvändningen jämfört med i dag, men inte i samma utsträckning som i övriga scenarier. I scenariot ligger ett stort fokus på att hushålla med resurser, effektivisera energianvändandet och samtidigt öka självförsörjandegraden.

En mycket kraftig utbyggnad av solkraftsproduktion sker. Även för kraftvärmen sker en viss nybyggnation i tätorter. Den mer storskaliga förnybara produktionen fortsätter att öka, men i mindre utsträckning jämfört med övriga scenarier. Ett av Sveriges kärnkraftverk stängs 2030 och samtliga reaktorer har avvecklats till 2045.

En hög grad av sektorsintegration mellan transport- och elsektorn bidrar i scenariot till kortsiktig flexibilitet och lastutjämning över dygnet.

> **Färdplaner mixat, FM (187 TWh 2045):** Elanvändningen i Sverige baseras på utvecklingen i de färdplaner som tagits fram inom Fossilfritt Sverige³¹.

De förnybara kraftslagen fortsätter att växa där den landbaserade vindkraften kompletteras med havsbaserad vindkraft längs kusterna. Sjunkande kostnader för solceller innebär en stor utbyggnad, men inte i samma utsträckning som i scenario Småskaligt förnybart. Produktion från kraftvärmeverk minskar då reinvesteringar inte är lönsamma och värmebehovet tillgodoses genom bl.a. ett ökat tillvaratagande av restvärme. En kärnkraftsreaktor stängs före 2030 och ytterligare en 2040. Två reaktorer livslängdsförlängs för drift efter 2050.

Vätgasen får inte fullt genomslag och spelar en mer begränsad roll jämfört med övriga scenarier. Batterier och efterfrågeflexibilitet tillkommer i viss utsträckning.

³⁰ Svenska kraftnät 2021: Långsiktig marknadsanalys 2021 — Scenarier för elsystemets utveckling fram till år 2050

³¹ fossilfritt Sverige.se/fardplaner/



- > **Elektrifiering planerbart, EP (261 TWh 2045):** I Sverige sker en kraftig ökning av elanvändningen. El används inom kemiindustrin och för framställning av gröna bränslen till luft- och sjöfart samt till tyngre trafik. Transportsektorn elektrifieras i stor utsträckning. Sverige förädlar och exporterar fossilfria råvaror och produkter som vätgasreducerad järnsvamp och klimatneutrala cementprodukter. Elektrifieringen av industri-sektorn är dock inte lika omfattande som vi kommer att se i scenario Elektrifiering förnybart.

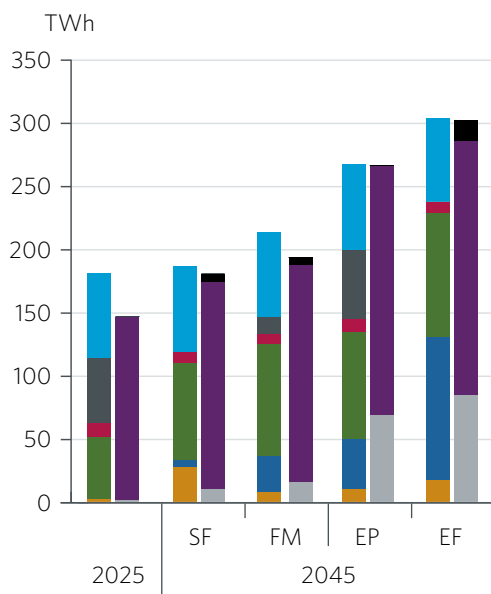
Klimatmålen står fortsatt i centrum för politiken, men fokus är på koldioxidutsläppen snarare än det förnybara. Väderberoende förnybar elproduktion fortsätter att växa i absoluta tal och kombineras med planerbar, fossilfri produktionskapacitet. Investeringar för tillsvidaredrift av kärnkraften i Sverige utförs och nya kärnkraftsreaktorer etableras även i elområde SE3.

I städerna avlastar lokal planerbar produktion näten och bidrar med flexibilitet. Även vätgas spelar en viktig roll i energisystemet och för omställningen från fossila bränslen.
- > **Elektrifiering förnybart, EF (286 TWh 2045):** Precis som för scenario Elektrifiering planerbart är el den primära energibäraren för Sverige i omställningen till ett samhälle med noll nettoutsläpp av växthusgaser till 2045. El används dock i ännu större utsträckning för förädling och export av fossilfria råvaror och produkter.

Elproduktionen domineras av landbaserad vindkraft i norr och av storskalig havsbaserad vindkraft längs kusterna. Även solenergi byggs ut. Den planerbara produktionen i form av kraftvärme minskar då värmebehovet tillgodoses genom bl.a. ett ökat tillvaratagande av restvärme. Kärnkraftsreaktorerna avvecklas alltefter-som de uppnår 60 års livslängd.

Vätgas utgör en mycket viktig pusselbit i omställningen och är en källa till flexibilitet, kombinerat med batterier för mer kortsiktig lagring.

Simulerade årsmedelvärden för elproduktion och elanvändning



Värden i TWh

Vattenkraft	68	68	67	68	66
Kärnkraft	51	0	14	55	0
Övrig termisk	11	9	8	10	9
Vindkraft land	48	76	88	85	98
Vindkraft hav	1	6	29	39	113
Solkraft	3	28	8	11	18

Total produktion	182	187	215	269	304
-------------------------	------------	------------	------------	------------	------------

El till vätgas	-2	-11	-16	-69	-85
----------------	----	-----	-----	-----	-----

Övrig elanvändning	-145	-163	-172	-197	-201
--------------------	------	------	------	------	------

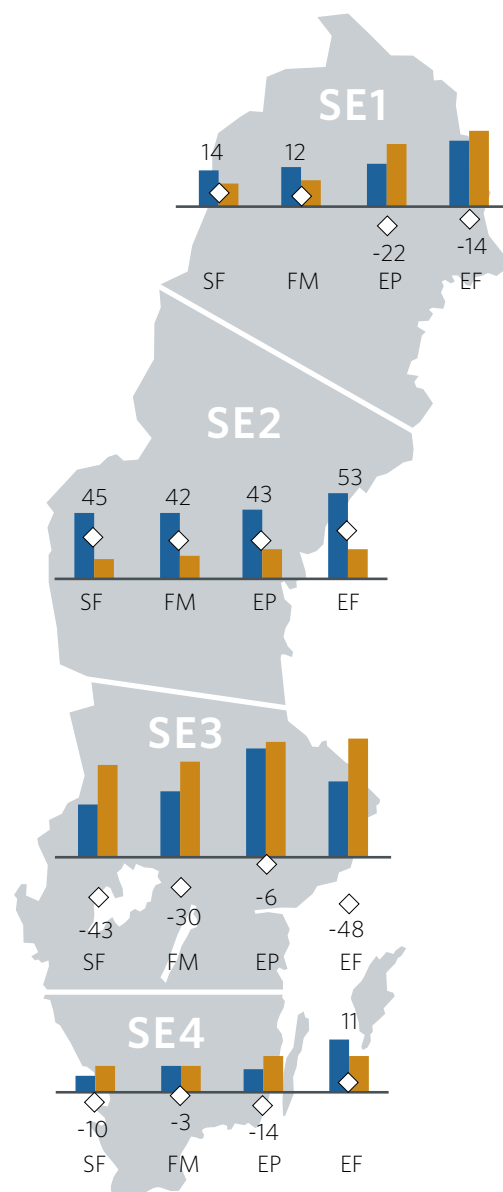
Total elanvändning	-148	-174	-188	-266	-286
---------------------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------

Spill	0	-7	-6	-1	-16
-------	---	----	----	----	-----

Balans	34	6	21	2	2
--------	----	---	----	---	---

Figur 10: Simulerat årsmedel för elproduktion, -användning och -balans för Sverige i TWh per år.

Simulerade årsmedelvärden för elproduktion, elanvändning och balans per elområde 2045



■ Årsproduktion i TWh ■ Årselanvändning i TWh
◇ Balans (annan skala, utskrivet som dataetikett)

Figur 11: Simulerat årsmedel för elproduktion, elanvändning och elbalans illustrerat för Sveriges elområden i TWh per år.

5.2 Analysresultat

De fyra långsiktsscenarierna analyseras utifrån flera aspekter, t.ex. överföringsbehov, effektillräcklighet, balansering och kraftsystemstabilitet. I detta kapitel har vi valt att titta närmare på analyserna av långsiktigt överföringsbehov och effektillräcklighet.

5.2.1 Långsiktigt överföringsbehov

Överföringskapaciteten i scenarierna från LMA2021 baseras på dagens kapacitet och planerade projekt. Eftersom ett av syftena med LMA är att undersöka utbyggnadsbehov är transmissionsnätet i scenarierna ett referensnät baserat på dagens kända förstärkningar och kan alltså vara underbyggt för framförallt 2045. Scenarierna ska visa på vilka behov som kan finnas, inte hur kraftsystemet och marknaden ser ut efter att behoven är uppfyllda.

De interna svenska snitten

Scenarierna i LMA2021 visar på ett kraftigt förändrat kraftsystem jämfört med i dag. I figur 12 presenteras simulerat handelsflöde för de svenska interna snitten. I figurerna har simulerat flöde per timme sorterats från lägsta till högsta värde. Negativa värden innebär handel från exempelvis

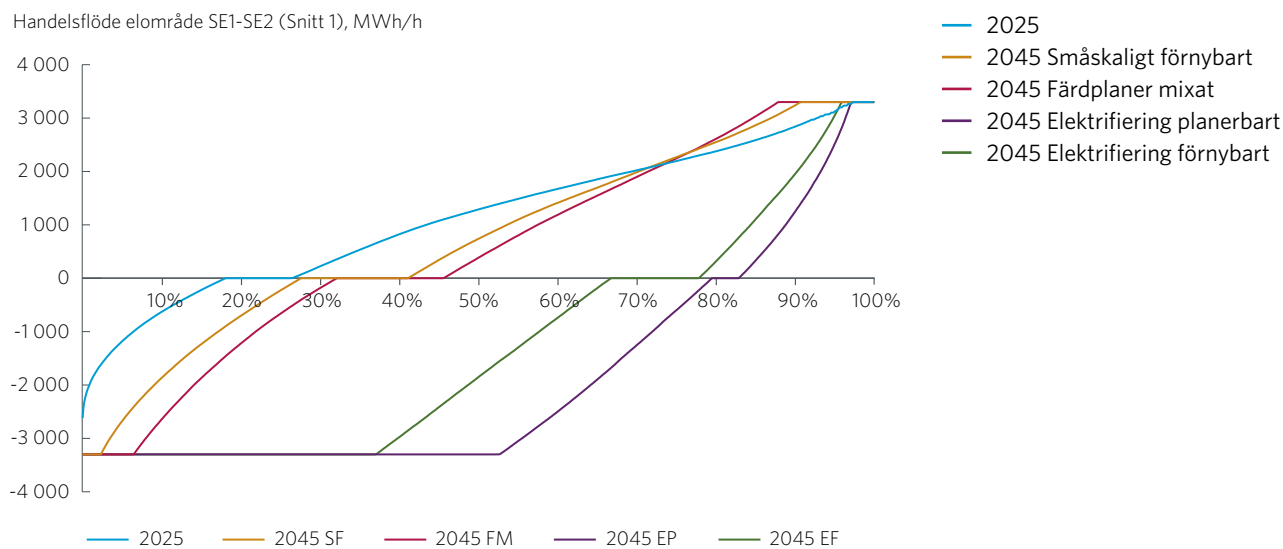
elområde SE2 till SE1, dvs. ett norrgående flöde, i figuren för Snitt 1. Att handelsflödet slår i taket i förhållande till vilken överföringskapacitet som antagits illustreras i figurerna med att strecken planar ut horisontellt.

Den stora omställningen av industrin i norra Sverige, främst i scenarierna Elektrifiering planerbart och Elektrifiering förnybart, innebär att handelsflödet över Snitt 1 på årsnettobasis kommer gå norrut från elområde SE2 till SE1. Simuleringsresultatet visar att handelsflödet kommer att begränsas under stor del av tiden med den överföringskapacitet i Snitt 1 som antagits (3 300 MW). I Elektrifiering förnybart medför utbyggnaden av havsbaserad vindkraft längs Sveriges södra kust att även det norrgående handelsflödet över Snitt 4 kommer begränsas under stora delar av året. I dag är det mycket ovanligt med begränsningar för den norrgående handeln över de svenska snitten. Norrgående kapacitet i både Snitt 1 och Snitt 4 skulle dock långsiktigt, sannolikt med relativt enkla medel, kunna ökas jämfört med vad vi antagit i scenarierna. Förändring av snittkapaciteterna behöver dock studeras utförligt i Svenska kraftnäts verktyg för nätanalyser innan en eventuell annan nivå kan antas i det långsiktiga scenarioarbetet. LMA2021 visar tydligt på ett sådant utredningsbehov och studier kommer att påbörjas.

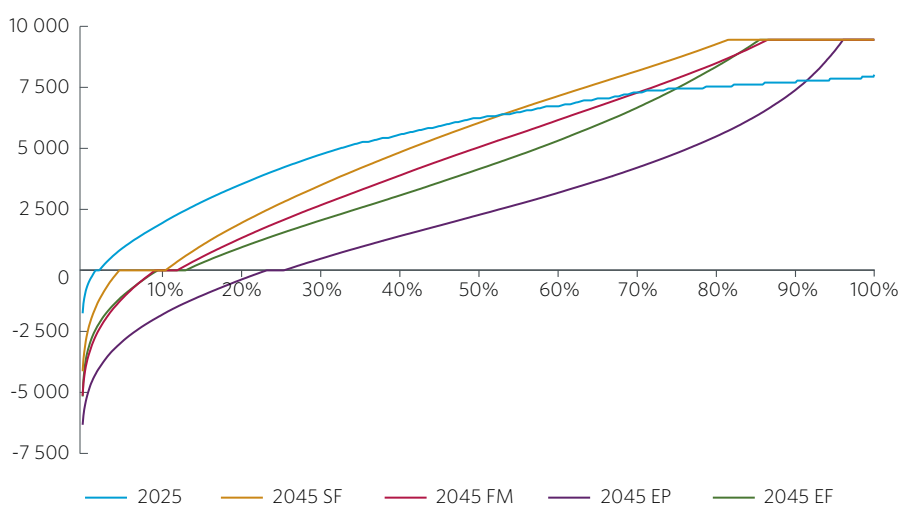


Simulerat handelsflöde per snitt

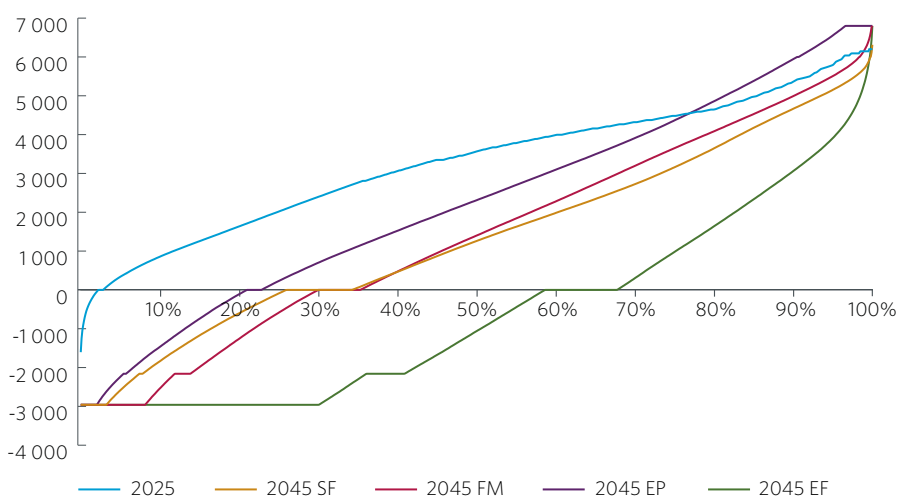
Handelsflöde elområde SE1-SE2 (Snitt 1), MWh/h



Handelsflöde elområde SE2-SE3 (Snitt 2), MWh/h



Handelsflöde elområde SE3-SE4 (Snitt 4), MWh/h



Figur 12: Simulerat handelsflöde för de svenska interna snitten i MWh/h.

I LMA2021 antas överföringskapaciteten i Snitt 2 höjas i takt med att investeringarna i NordSyd-programmet kommer på plats. Trots investeringarna, och trots att en större del av produktionen i elområde SE2 behövs för att möta elbehovet i elområde SE1, uppstår begränsningar över Snitt 2 i södergående riktning under mer än 10 procent av tiden för scenarierna för 2045. Undantaget är scenario Elektrifiering planerbart där södergående handel slår i taket endast under ca 3 procent av tiden som en följd av bl.a. förbättrad års-energiequilibrans i elområde SE3 eftersom stora mängder kärnkraft finns kvar i det scenariot. Analyserna visar att Snitt 2 även framöver kommer spela en mycket viktig roll för att överföra el från norra till södra Sverige. Det bör poängteras att drivkraften för NordSyd-programmet även är att möta ett reinvesteringsbehov.

Kapacitet på utlandsförbindelser

Analyserna indikerar generellt en ökad nytta med överföringskapacitet mellan Sverige och våra grannländer. Det gäller både nyttan mot kontinentala Europa, inklusive västra Danmark och Baltikum, Finland samt Norge. Analysen är dock mycket övergripande och ytterligare studier behövs för att avgöra eventuella investeringars lönsamhet ur ett bredare samhällsekonomiskt perspektiv. Flera av dagens utlandsförbindelser som är i drift kommer även att falla för åldersstreckets fram till 2045. Det blir då naturligt att utreda om en kapacitetsökning är berättigad ur ett samhällsekonomiskt perspektiv i samband med analyser av om och hur förbindelserna ska ersättas. Behov av interna förstärkningar för att kunna utnyttja eventuell ny eller ökad överföringskapacitet mot utlandet behöver utredas där geografisk placering till ett internt starkt nät prioriteras. Svenska kraftnät kommer även studera hur integrering av elproduktion till havs med transmissionsnät bäst utformas, mer om detta i kapitel Nätutveckling.

Prioriterade öknings av överföringskapacitet

För att upprätthålla driftsäkerheten behöver Svenska kraftnät i dag regelbundet reducera den säkra överföringskapaciteten på de svenska interna snitten och på utlandsförbindelser under deras nominella kapacitet till följd av förändrade flöden i nätet. Flera åtgärder pågår för att hantera problemen som t.ex. beror på spänningshållning och överlastar på enskilda nätkomponenter. De långsiktiga scenarierna visar att större variationer i nettobalanser och flöden oftare kommer att uppstå, vilket kan innebära stora utmaningar för kraftsystemet när exempelvis tidigare sällsynta driftlägen plötsligt kan bli vanligt förekommande. Utmaningarna vi ser i dag kommer alltså även att vara ett faktum i det långsiktiga perspektivet. Analyserna i LMA fångar i dag inte överföringsbegränsningar kopplat till produktionens och elanvändningens geografiska placering inom elområden. Analysen visar dock på ett ökat behov av att kunna handla el mellan elområden framöver. Det är alltså av yttersta vikt att marknaderna kan ges största möjliga kapacitet. De begränsningar som kan uppstå behöver kontinuerligt analyseras och mötas med lämpliga åtgärder.

Tillgänglig handelskapacitet är något som Svenska kraftnät har stort fokus på och vars betydelse inte kommer minska framöver. Införandet av flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod kommer att effektivisera driften av kraftsystemet och maximera kapaciteten till marknaden genom att bättre ta hänsyn till hur kraften flödar i nätet. I LMA har simuleringarna utförts i en ren elmarknadsmodell. Utveckling och kvalitets-säkring pågår dock för att framöver kunna analysera utveckling i modellerna med den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden.

För de scenarier där vi ser en stor tillkommande elanvändning i norra Sverige kommer nätet behöva förstärkas kraftigt, både inom elområden och mellan elområden. Analyserna i LMA2021 pekar framförallt på behov av ökad överföringskapacitet i norrgående riktning över Snitt 1, men Svenska kraftnät kommer även studera förstärkningar mellan Sverige och grannländerna Norge och Finland, där speciellt ett utökat kapacitetsbehov mot Finland kommer studeras ytterligare.

Generellt ser vi i scenarierna ett ökat behov av överföringskapacitet till kontinentala Europa, inklusive Baltikum och västra Danmark. Här finns i dag flera likströmsförbindelser som kommer att falla för åldersstreckets fram till 2045. Svenska kraftnät kommer ta ett helhetsgrepp över hur den framtida marknadsintegrationen med övriga Europa bäst kan utformas för att uppnå största samhällsekonomiska nytta. I detta arbete kommer även elproduktion till havs inkluderas.

Utvecklingen som scenarierna pekar på ställer stora krav på bl.a. Svenska kraftnät. Om överföringsystemet inte utvecklas i takt med förändrade produktions- och förbrukningsmönster så kommer klimat- och energipolitiska mål bli svåra att uppnå och samhällets välfärd och utveckling kommer att försämrats. Svenska kraftnäts mål är därför klart: vi kommer att fortsätta att aktivt arbeta för att de delar av elkraftsystemet som vi är ansvariga för inte ska utgöra ett betydande hinder för energiomställningen. Vi arbetar med att korta våra interna ledtider för våra utbyggnadsprojekt, men ser att även de långa ledtiderna i tillståndsprocessen behöver kortas för att inte riskera att bromsa byggandet av ny elektrisk infrastruktur.

5.2.2 Effekttillräcklighet

Svenska kraftnät använder två olika metoder, en probabilistisk och en statisk, för att studera effekttillräckligheten. Den probabilistiska metoden simulerar hela det nordeuropeiska kraftsystemet med import och export mellan elområden. Simuleringen utförs för ett stort antal timmar, motsvarande 245 s.k. väderår, med korrelerande temperatur, tillrinning, vind och solinstrålning. Avbrott i produktionsanläggningar och för överföringsförbindelser slumpas fram för varje simulerad timme enligt antagna avbrottstal som ska spegla den verkliga tillgängligheten. Interna flaskhalsar inom elområden som kan begränsa överföringskapaciteten beaktas inte i modellen.

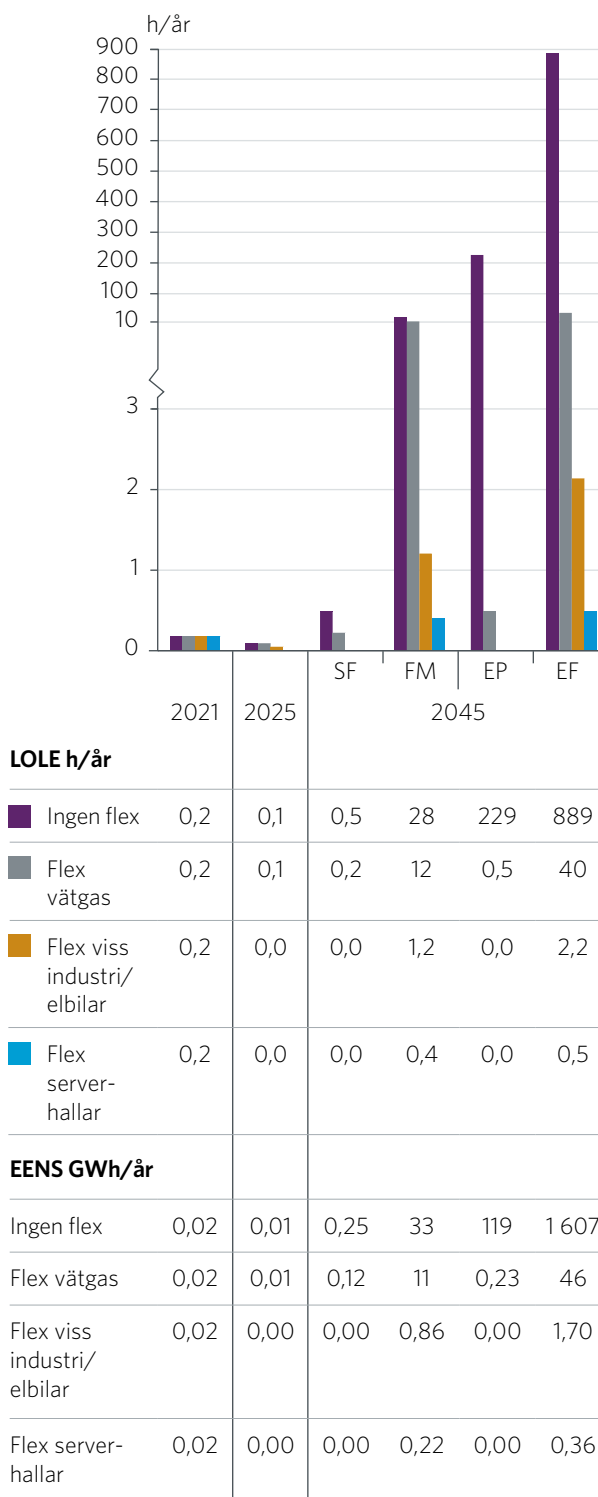
När produktion och import inte räcker till uppstår effektbrist, vilket presenteras i värdena Loss Of Load Expectation (LOLE) och Expected Energy Not Served (EENS). LOLE visas i antal timmar med effektbrist per år. I verkligheten motsvaras det av lastfrånkoppling. EENS visas i antal GWh elenergi per år som efterfrågas, men inte kan levereras.

Effekttillräckligheten kan också bedömas med den s.k. statistiska metoden som sedan länge används i rapporten Kraftbalansen på den svenska elmarknaden³². Topplasten, vinterns högsta förbrukning uppskattas med hjälp av årsmedelbehovet av el och historiskt förbrukningsbeteende. Genom att jämföra förväntad tillgänglig produktion³³ med topplasten erhålls en effektbalans. Import och export beaktas inte. Om effektbalansen är negativ måste återstående effektbehov täckas med import från elområden utanför Sverige, och om detta inte är möjligt återstår förbrukningsfrånkoppling. Effektbalans i den statistiska metoden är alltså framförallt ett mått på importbehovet som i förlängningen också säger något om marginaler till lastfrånkoppling, då det inte alltid går att importera.

Probabilistisk metod

Effektbrist med den probabilistiska metoden har simulerats för tre nivåer av ökande flexibilitet i elanvändningen. Som jämförelse visas även resulterande effektbrist helt utan flexibilitet i elanvändning. Simuleringen utan flexibilitet innebär bl.a. att el används för vätgasproduktion samt inom industri- och transportsektorn enligt de modellerade förbrukningsmönstren oavsett hur högt elpriset blir. I scenarierna är dock en del av den tillkommande elanvändningen flexibel vilket bygger på antagande att elkunder vid höga elpriser har möjlighet att dra ned sin förbrukning, övergå till andra energibärare eller utnyttja egna lager av t.ex. vätgas. Första flexibilitetsnivån i figur 13, Flex vätgas, avser både behovet av vätgas till järn- och stålindustrin och för bl.a. framställning av gröna bränslen. I nästa steg läggs antagande om flexibilitet även i övrig industri och elbilsladdning till. I sista steget undersöks även hur simulerade bristtimmar påverkas om också serverhallarna i scenarierna har möjlighet att sluta använda el från elnätet under de mest ansträngda timmarna. För mer information om flexibilitet för de olika åren och scenarierna hänvisas till slutrapporten för LMA2021. I figur 13 presenteras LOLE för de tre stegen av staplar i figuren medan EENS enbart är utskriven i datatabellen under diagrammet.

Modellerad genomsnittlig effektbrist



Figur 13: Modellerad genomsnittlig effektbrist (LOLE timmar per år) vid ökande nivå av flexibilitet. Notera att varje ny rad av flexibilitet även inkluderar flexibiliteten i raderna ovan. Även rader för effektbristens volym (EENS GWh per år för Sverige totalt) visas i datatabellen men inte som staplar.

³² Svenska kraftnät 2021: Kraftbalansen på den svenska elmarknaden

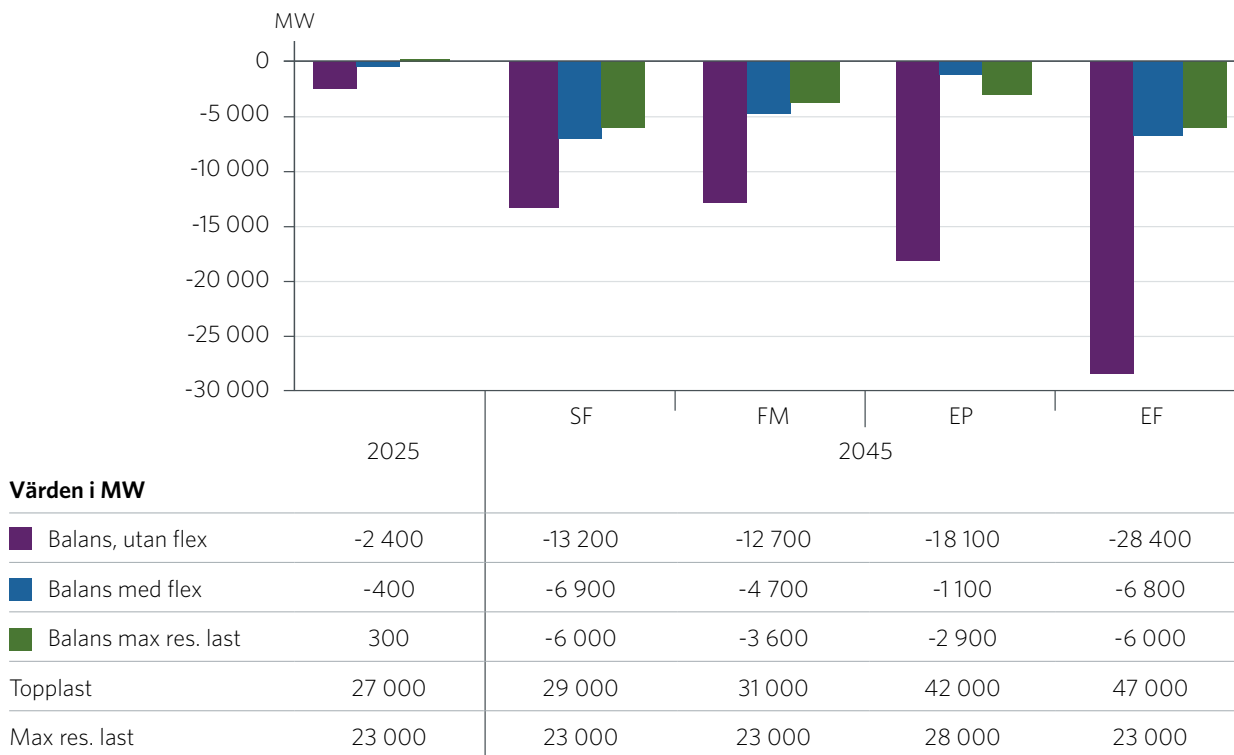
³³ Tillgänglig produktion beräknas som installerad effekt multiplicerat med tillgänglighetstalet för kraftslaget. För vattenkraft, kärnkraft, kraftvärme och vindkraft är tillgänglighetstalen 82, 90, 77 respektive 9 procent. Detta anger den tillförlitliga tillgängligheten under just denna timme och inte generellt över året eller vintern.

Modellresultaten med den probabilistiska metoden visar att flexibilitet är nödvändig för ett fungerande kraftsystem. För scenario Elektrifiering förnybart uppstår effektbrist i genomsnitt under nästan 900 timmar per år, 10 procent av tiden, och för samtliga 245 simulerade väderår³⁴. Att simuleringarna visar på stora problem då ingen flexibilitet i elanvändningen inkluderas är inte speciellt förvånande givet den kraftiga ökningen av elbehovet. Otillräckligheten i scenarierna Färdplaner mixad och Elektrifiering förnybart är dock inte försumbara om serverhallar inte kan anses flexibla, 1,2 respektive 2,2 timmar per år, vilket är klart sämre än i dagens system. En förenkling är att begränsad uthållighet för flexibla förbrukare inte beaktas, t.ex. om serverhallar har batterier som bara räcker i några timmar och sedan skulle återgå till att försörja verksamheten med el från elnätet. I den probabilistiska metoden styr modellen även mot att minimera effektbrist i hela det simulerade kraftsystemet, vilket innebär att all tillgänglig produktion kommer att utnyttjas under bristtimmar. I verkligheten ställer detta krav på en väl fungerande marknad där Europas länder hjälps åt för att klara ansträngda situationer. Detta är dock något som kan vara utmanande eftersom de flesta av våra grannländer har en liknande utveckling som Sverige och importbehov kan uppstå i flera länder samtidigt.

Statisk metod

Även för den statiska metoden presenteras resultatet utan och med antagen flexibilitet i scenarierna. För den senare har antagen flexibel elanvändning för samtliga tre flexibilitetsnivåer som tidigare har beskrivits dragits av från årsmedel-elanvändningen innan beräkningen för topplasttimmen sker. Även en effektbalans där istället simulerad maximal residuallast jämförs med planerbar tillgänglig produktion har tagits fram. Residuallasten definieras som differensen mellan simulerad elanvändning inklusive flexibilitet och elproduktion från vind- och solkraft. Den visar timmen med störst behov av planerbar produktion, istället för timmen med högst effektbehov. Denna uppställning skiljer sig mot den traditionella statiska metoden då elbehovet simuleras istället för uppskattas utifrån historiskt utfall. Flexibilitet i elanvändningen tas i beaktande och vindkraftens produktion simuleras istället för att uppskattas med hjälp av tillgänglighetstal. Tillgänglig planerbar kraft uppskattas på samma sätt som i den statiska metoden. I datatabellen under figur 14 redovisas även simulerad topplast och den maximala residuallasten för en normalvinter. Dessa behöver inte inträffa vid samma timme eftersom vind- och solkraftsproduktionen varierar.

Effektbalans statisk metod och balans vid max residuallast



Figur 14: Effektbalans i Sverige vid topplastimme utan och med flexibel elanvändning samt balans vid maximal residuallast. Även den simulerade topplasten respektive maximala residuallasten visas i tabellen under diagrammet.

³⁴ I slutrapporten för LMA2021 finns mer specifik data för simuleringarna med den probabilistiska metoden, t.ex. simulerad maximal brist och under hur många av de simulerade väderåren som brist uppstår.

Analysen med den statistiska metoden visar på stort importbehov vid en toppplastimme 2045, särskilt för scenarierna Småskaligt förnybart och Elektrifiering förnybart. Även för 2035 är importbehovet stort, men skillnaderna mellan scenarierna är mindre. Den traditionella metoden med flexibilitet inkluderat i elanvändningen och metoden för balans vid maximal residuallast visar någorlunda liknande siffror. Hur problematiskt ett importbehov på omkring 6 000 MW en normalvinter kan bli 2045 är svårt att bedöma, men jämfört med dagens situation försämras effekttillräckligheten. Den totala importkapaciteten till Sverige i scenarierna är dock högre, för 2045 drygt 11 000 MW, men det innebär inte att möjligheten till import är så hög. Detta kan bl.a. bero på att förbindelserna inte är tillgängliga eller att det inte finns produktionskapacitet som kan exporteras till Sverige. Traditionell statistisk metod utan flexibilitet inkluderat i elanvändningen ger ett extremt stort importbehov, 28 400 MW för scenario Elektrifiering förnybart 2045.

Flexibilitet för minskad effektbristrisk

Analyserna av effekttillräckligheten i Sverige visar att en ökad elanvändning utan betydande volymer flexibilitet i kraftsystemet kan ge stora problem med effektbrist redan till 2035, särskilt när den ökade elanvändningen kombineras med en stor utbyggnad av oplanerbar elproduktion. Situationen blir ohållbar för 2045, med stort antal bristtimmar i de flesta scenarierna.

I de studerade långsiktiga scenarierna blir Sverige under ansträngda timmar helt beroende av stora volymer flexibilitet i kraftsystemet och av import från grannländer. Tre nivåer av flexibilitet i elanvändningen simulerades i effekttillräcklighetsanalysen som gjordes med den probabilistiska metoden. Simuleringarna visar att flexibilitet hos elanvändningen kan bidra till att minska risken för effektbrist. De volymer av flexibilitet hos elanvändningen som skulle behövas kan dock skilja sig väsentligt från vad som blir möjligt för industrierna att leverera. Flexibilitet kan även skapas genom lagring och flexibel elproduktion. Flexibel elproduktion kan exempelvis vara vindkraft som kombineras med lagringsmöjligheter eller planerbar elproduktion.

Utifrån ett helhetsperspektiv för kraftsystemet, där exempelvis även behoven för att upprätthålla systemstabiliteten beaktas, blir flexibel elanvändning, lagring och lagring i kombination med oplanerbar elproduktion inte tillräckligt för att klara omställningen av kraftsystemet. Ett tillskott av planerbar elproduktion kommer också att behövas. Utbyggnad av den planerbara elproduktionen är också en förutsättning för att elektrifieringsplanerna inom olika industrisektorer ska kunna bli verklighet. För att säkerställa att den planerade omfattande industriförbrukningen kommer att kunna bidra med flexibilitet i kraftsystemet avser Svenska kraftnät inleda en dialog med berörda parter.





6. Totalförsvarsperspektivet

Totalförsvarsförmågan ska återuppbyggas. Svenska kraftnät arbetar kontinuerligt med att förstärka beredskapsförmågan inom elförsörjningen, bl.a. utifrån ett totalförsvarsperspektiv. I nuläget finns ännu mycket att återuppbygga för att nå den totalförsvarsförmåga som den återupptagna totalförsvarsplaneringen, lagstiftningen och regeringsbeslut kräver.

Beredskap för krig. Enligt svensk lag ska varje myndighet i sin verksamhet beakta totalförsvarets krav. Det innebär i praktiken att Svenska kraftnät ska planera så att kritisk verksamhet kan fortlöpa även under minst tre månader av krig på svensk mark eller i närområdet. Planeringen ska ske i samverkan med bl.a. andra myndigheter men också med berörda aktörer i näringslivet.

Behov av prioriteringar. Svenska kraftnät har identifierat ett antal områden där åtgärder bör genomföras för att stärka kraftsystemets totalförsvarsförmåga. Det gäller inom skydd och robusthet, reparationsberedskap, ö-drift, lednings- och samverkansförmåga och cybersäkerhet. En förutsättning för att kunna genomföra de åtgärder vi identifierat är ett antal grundläggande och vägledande ställningstaganden och beslut på nationell nivå när det gäller prioriteringsordning och finansiering. I dagsläget finns exempel på potentiella konflikter mellan totalförsvarspolitiska och andra politiska mål vilket skapar utmaningar vid planering, utveckling och utbyggnad av kraftsystemet.

Gemensamt ansvar för elsektorns aktörer. Elsektorns aktörer, privata som offentliga, har ett stort eget ansvar och skyldigheter som inte upphör i krissituationer. Sektorn har, och tar, ett gemensamt ansvar utifrån sina respektive roller. Samtliga i sektorn ska också delta i totalförsvarsplaneringen.

Geopolitiska spänningar, ökad digitalisering och automatisering samt internationalisering medför en ökad sårbarhet och därmed ett ökat behov av säkerhet i hela energisektorn inklusive elsektorn. Den förändrade hotbilden gör att behovet av ett proaktivt arbete inom totalförsvaret ökar.

Regeringen beslutade 2015 att Försvarsmakten, Myndigheten för samhällsskydd och beredskap (MSB) och övriga berörda civila myndigheter ska återuppta en sammanhängande planering av totalförsvaret³⁵. Sveriges totalförsvaret innefattar all verksamhet som behövs för att förbereda landet för krig. Det består av två delar; det militära försvaret och det civila försvaret. För Svenska kraftnät, som är Beredskapsmyndighet och en del av den civila delen av totalförsvaret, innebär totalförsvarsperspektivet en omfattande och utmanande del i arbetet när framtidens säkra, kostnadseffektiva och hållbara kraftsystem planeras och byggs.

Svenska kraftnät är Sveriges elberedskapsmyndighet och ansvarar för att säkerställa god elberedskap i händelse av samhällsstörningar, kris eller ytterst krig. Vi arbetar kontinuerligt med förstärkning av elberedskapsförmågor inom sektorn. Under 1990-talet utvecklades en del av de förmågor som är nödvändiga utifrån den behovsbild som det nya försvarsbeslutet innebär. Inom elförsörjningen fanns en del förmågor kvar, men även i denna sektor finns stora behov av utveckling och förstärkning. Utmaningarna för att nå de krav på totalförsvarsförmåga som lagstiftning och regeringsbeslut kräver är stora då det finns motstridiga mål och skilda intressen t.ex. gällande utformning och utbyggnad av nätinfrastuktur.

Elförsörjningen är en samhällskritisk verksamhet med avgörande betydelse för totalförsvaret och en förutsättning för att flera andra samhällsviktiga sektors funktionalitet ska kunna upprätthållas. I krig eller när regeringen annars

³⁵ Regeringsbeslut. Fö2015/0916/11FI

bestämmer är det Svenska kraftnäts uppgift att tillgodose samhällets behov av el genom att planera, leda och samordna elförsörjningens resurser. Svenska kraftnät samverkar både nationellt och internationellt för en effektiv elberedskap och krishantering. För att klara svåra påfrestningar är det viktigt att olika aktörer i samhället samarbetar. Enligt svensk lag ska varje myndighet i sin verksamhet beakta totalförsvarets krav. Detta innebär att myndigheten genom sin verksamhet ska minska sårbarheten i samhället och utveckla en god förmåga att hantera sina uppgifter under fredstida krissituationer och inför och vid höjd beredskap. I praktiken innebär det att Svenska kraftnät ska planera och genomföra åtgärder så att kraftsystemet ytterst klarar av att hantera minst tre månader av krig på svensk mark eller i närområdet.

6.1 Totalförsvaret förr och nu

Totalförsvaret i Sverige växte fram under 1900-talets andra hälft och planerades mot bakgrund av erfarenheter från de två världskrigen. Då, liksom nu, visade analyser att det militära försvaret behövde kompletteras för att säkra de civila funktionerna i samhället. Det svenska totalförsvaret hade till syfte att säkerställa att nationen självständigt, om än under begränsad tid, skulle kunna säkerställa de viktigaste samhällsfunktionerna vid ett militärt angrepp från främmande makt. Bland dessa funktioner fanns inom elförsörjningen t.ex. driftvärn vilka hade till uppgift att skydda myndigheters anläggningar och verksamheter. Många anläggningar placerades i berggrum och reparationsberedskapen var mer decentraliserad.

Efter kalla krigets slut och Sovjetunionens fall på 1990-talet ledde politiska beslut till en nedmontering av många av dessa förmågor. Den förändrade hotbilden och inriktningen av totalförsvaret innebar att de resurser som hade skapats för det civila försvaret till stora delar avvecklades samt att det generellt inte skedde någon planering för höjd beredskap hos myndigheter och andra berörda aktörer.

6.2 Politiska målkonflikter skapar utmaningar

Det finns ibland motsatsförhållanden mellan totalförsvarets krav och mål för t.ex. önskad utveckling och utbyggnad av elinfrastruktur gentemot de av riksdagen fastslagna klimatpolitiska målen samt ambitioner inom EU-lagstiftningen. Det finns också delar i arbetet med att utveckla kraftsystemet som är gynnsamt för totalförsvaret, t.ex. arbete med kraftsystemets ökade robusthet och leveranssäkerhet. Svenska kraftnät ser dock att det finns flera områden där prioritering kommer behöva göras bland de olika målen.

Målkonflikter inom utveckling av elinfrastruktur

Miljö- och tillståndskrav och ökande konkurrens om markområden skulle kunna innebära en ökad samlokalisering av t.ex. kraftledningar eller mot ökad användning av markkablar, något som kan leda till att systemet blir mindre robust vid extrema händelser såsom kris eller krig. För att uppnå önskad robusthet, och möjliggöra reparationer även under svåra förhållanden då leveranskedjor, import av reservdelar och kompetens kan vara ansträngd eller förhindrad, behöver transmissionsnätet vara både tillgängligt och standardiserat i så stor omfattning som möjligt. Här har Svenska kraftnäts analyser påvisat att luftledning vanligtvis är det mest lämpliga alternativet.

Målkonflikter inom systemutveckling

Mål inom europeisk energipolitik fokuserar ofta på en ökad internationell handel, byggande av gemensamma system och delning av data, vilket inte alltid överensstämmer med den svenska totalförsvarspolitiken, där skydd av känslig information och egen rådighet är viktiga beståndsdelar.

Nuvarande mål inom klimatpolitiken innebär en minskad andel planerbar elproduktion. När ett fåtal stora elproducenter ersätts av ett större antal mindre elproducenter leder det till mer spridd produktion, något som kan innebära en minskad sårbarhet ur totalförsvarsperspektiv. Samtidigt ökar det behovet av import från omvärlden under perioder med låg elproduktion från t.ex. vindkraft, och kan leda till problematik rörande ö-driftsförmåga. Ett ökat importberoende i kombination med minskad andel planerbar elproduktion kan leda till bristsituationer i samband med höjd beredskap och krig eftersom det inte går att säkerställa att import kan ske i samma omfattning som i fredstid.

6.3 Åtgärdsbehov inom elförsörjningen

Under 2020 redovisade³⁶ Svenska kraftnät till regeringen ett antal åtgärdsområden nödvändiga för att höja och säkerställa elförsörjningens totalförsvarsförmåga. Rapporteringen var del av underlaget inför proposition och beslut om den fortsatta inriktningen av det civila försvaret. Analysen genomfördes mot bakgrund av att elförsörjningen ska uppfylla de dimensioneringskrav på totalförsvaret som regering och försvarsberedning definierat. Kraven omfattar en period av gråzon³⁷ följt av väpnat angrepp eller krig under en period om tre månader. Målbilden är sammanfattningsvis ett kraftsystem som på samtliga spänningsnivåer, funktioner och tjänster är rustat för att kunna motstå förhållanden som kan uppstå vid krigsfara eller krig. Svenska kraftnät har, tillsammans med aktörer inom energisektorn och totalförsvaret, påbörjat ett omfattande och komplext arbete för att stärka

³⁶ Uppdrag till bevakningsansvariga myndigheter att inkomma med underlag för den fortsatta inriktningen av det civila försvaret (Ju2019/02477/SSK).

³⁷ Ett tillstånd mellan krig och fred som präglas av osäkerhet.

kraftsystemets förmågor ur ett totalförsvarsperspektiv. Vilka åtgärder som ska genomföras och i vilken ordning återstår att utredas och beslutas.

Verksamheten kommer att utvecklas för att ytterligare kunna beakta totalförsvarskraven i utvecklingen av kraftsystemet. En fortsatt och utökad samverkan pågår med såväl myndigheter som näringsliv inom energisektorn, men även över sektorsgränser. Detta gäller särskilt samverkan med och rapportering till Myndigheten för samhällsskydd och beredskap samt Försvarsmakten som är ledande i den övergripande planeringen av totalförsvaret.

6.4 Områden att utreda och stärka

Ytterligare kraftsamling kring ett antal områden, men också möjligheterna som förnybar elproduktion ger, bygger en stabil grund för att stärka landets elförsörjning ur ett totalförsvarsperspektiv.

Då arbetet med att möta kraven på att tillhandahålla totalförsvarsförmågor innebär omfattande investeringar och kräver omfattande resursåtgång över tid ser vi ett stort behov av långsiktiga planeringsförutsättningar i form av principer för styrning och finansiering av ett utvecklat totalförsvaret. Detta är särskilt viktigt inom elförsörjningen, en sektor med långa ledtider för utvecklings- och investeringsinsatser, och som ofta är förknippade med höga kostnader. Svenska kraftnät kan konstatera att behovet av en fastslagen, långsiktig målbild i enlighet med planeringsförutsättningar som nu föreligger är av största vikt.

Svenska kraftnät ser även inför det fortsatta arbetet med totalförsvaret ett grundläggande behov av att Sveriges krav på självförsörjandegrad utreds. Krav på leveranssäkerhet och effekttillräcklighet behöver även tydliggöras och säkerställas både nationellt, regionalt och lokalt utifrån ett totalförsvarsperspektiv.

För att stärka kraftsystemets totalförsvarsförmåga har Svenska kraftnät identifierat följande prioriterade åtgärdsområden:

> Skydd och robusthet

Ett robust och säkert kraftsystem är en förutsättning för att hantera svåra påfrestningar över tid. Arbetet med säkerhet, beredskap, kontinuitet och säkerhetsskydd är grundläggande för vår förmåga att hantera antagonistiska hot och för att minska sårbarheten på alla nivåer i samhället. Vi behöver fortsatt analysera och se över vilka tillkommande krav totalförsvaret ställer på fysiskt skydd av anläggningar, kontrollrum och andra funktioner samt se över dimensionering av anläggningar och stödtjänster.

Förebyggande arbete, t.ex. i form av regelbundna hot- och riskanalyser samt säkerhetsskyddsanalyser, är fortsatt av största vikt.

Flera av de investeringsprojekt som Svenska kraftnät arbetar med inom transmissionsnätet medför synergieffekter genom att de även bidrar med beredskaps- och därmed totalförsvarshöjande åtgärder.

> Reparationsberedskap

Kraftsystemet är beroende av att anläggningarna fungerar enligt högt ställda krav samt att de vid behov kan repareras eller bytas ut på ett drift- och personsäkert sätt och inom en tidsrymd som gör att risken för störningar på elnätet minimeras. Ett fortsatt arbete med att analysera behov av utökade lager av komponenter, drivmedel till reservkraft samt säkerställande av tillgång till rätt kompetens och personella resurser är något som behöver prioriteras.

Elsektorns aktörer har ett ansvar för att utforma och underhålla sina anläggningar så att de är robusta, tillgängliga och tillförlitliga. Svenska kraftnät arbetar i dag på flera sätt för att stärka sektorns förmåga att reparera elnät under svåra påfrestningar. För att stödja aktörerna har Svenska kraftnät bl.a. skapat en gemensam reparationsberedskap som kan användas vid svåra påfrestningar, den s.k. insatsstyrkan. Vi anordnar även övningar och utbildningar inom vårt ansvarsområde.

> Ö-drift

Vid svåra påfrestningar på samhället så som i kris kan elförsörjningen behöva säkerställas i mindre eller större delområden, s.k. ö-drift.

I dag pågår ett stort arbete inom Svenska kraftnät tillsammans med elnätsaktörer och elproducenter för att gemensamt utveckla förmågan till ö-drift. Svenska kraftnät ser ett behov av fortsatt arbete för att möjliggöra elförsörjningen i delområden vid större störningar.

> Lednings- och samverkansförmåga

En förutsättning för en fungerande elförsörjning, även under svåra påfrestningar, är att elsektorn samt övriga berörda samhällsaktörer har förmåga att samverka, och ledas. Vi ser ett behov av att fortsatt utveckla arbetet med kontinuitetsplanering för att stärka elförsörjningens ledningsförmåga både tekniskt och organisatoriskt genom utvecklad samverkan.

> Cybersäkerhet

Elförsörjningens aktörer är och blir i allt högre utsträckning beroende av IT-system. Säkra driftsystem är av avgörande betydelse för kraftsystemet i vardag, vid svåra samhällsstörningar och ytterst krig. Alla aktörer inom elförsörjningen ska arbeta systematiskt med cybersäkerhet för att öka säkerheten.

Kraven på ökad totalförsvarsförmåga, tillsammans med andra samhällsförändringar i stor skala, innebär att vi behöver väga in delvis helt nya krav och balansera tidvis motsägande parametrar vid utveckling och förvaltning av kraftsystemet. Även om många delar av arbetet som ingår i totalförsvaret redan är en del av flertalet processer undersöker Svenska kraftnät möjligheten att addera totalförsvarsperspektivet i våra samhällsekonomiska lönsamhetsbedömningar.

I dag sammanfaller en stor del av Svenska kraftnäts arbete för att skapa ökad robusthet ur ett totalförsvarsperspektiv med redan pågående arbete och satsningar med att säkerställa kraftsystemets leveranssäkerhet. Utöver det arbete som beskrivits enligt ovan kan det t.ex. handla om projekt för ökad överföringsförmåga på befintliga eller nya förbindelser, utvecklande av stödtjänster och förbättrade processer för bevakning av elförsörjningens intressen inom samhällsplaneringen.

6.5 Finansiering av åtgärder för ökad totalförsvarsförmåga

De totalförsvarsåtgärder inom elförsörjningen som Svenska kraftnät tillsammans med andra myndigheter inom energisektorn identifierat bedöms kunna medföra kostnader om minst 11,5 miljarder kronor. Eftersom många av åtgärderna kan komma att bli omfattande och komplexa till sin karaktär, samt omfattar många års utredande och tillståndsprovningar, bedöms kostnaderna uppstå under en period från nu och 10–15 år framöver.

Det är i dagsläget inte klarlagt hur fördelningen av finansieringen av dessa totalförsvarsåtgärder ska ske. Klart är att enbart en viss del kan bekostas av elberedskapsmedel. Svenska kraftnäts bedömning är dock att elberedskapsanslaget behöver öka för att kunna svara mot flera av de behov av åtgärder inom elberedskap som identifierats utifrån ett totalförsvarsperspektiv. En del av totalförsvarsåtgärderna kan också komma att finansieras via överföringstariffen. Därutöver behöver flera aktörer i elförsörjningen vidta åtgärder för att stärka säkerhetsskyddet i sina respektive verksamheter, åtgärder som kan vara kostnadsdrivande. Detta är kostnader som tillkommer utöver kostnaderna för totalförsvarsåtgärder och som elförsörjningens aktörer ansvarar för själva. Svenska kraftnät har inte gjort någon uppskattning av hur stora dessa investeringar är.





IN LOURISITTE OITUS

GAJLA STAN
TEGELACKEN

LESTERS
BODERMAN

7. Samspelet mellan samhälle och infrastruktur

Behovet av nätutveckling är stort. Energiomställningen ställer stora krav på överföring av el, och Svenska kraftnät ser att utveckling av nätet kommer att behövas och att det bidrar med stor nytta.

Att genomföra rätt åtgärd är centralt. Kraftsystemets och elmarknadens behov är utgångspunkten. Vi säkerställer att rätt åtgärder genomförs med hjälp av en grundlig tillståndsprocess, där Svenska kraftnät i samråd med berörda aktörer kan identifiera lämplig lokalisering och utformning.

Prognossamverkan mellan samhällets aktörer.

Att samverka tillsammans med regioner, andra myndigheter och elbranschen är en nyckelfaktor för att lyckas med elektrifieringen i Sverige. Med gemensamma långsiktiga prognoser för framtida behov kan vi optimera elnätet och effektivisera tiden från behov till lösning.

Samhällsekonomisk analys ett viktigt underlag.

Alla relevanta effekter av en åtgärd tydliggörs, såväl pris-satta som icke prissatta. Positiva och negativa effekter sammanställs och motstående intressen vägs mot varandra. Om de positiva effekterna överväger är åtgärden samhällsekonomiskt lönsam.

Luftledningar ger generellt störst samhällsekonomisk nytta.

Luftledningar förblir vår utgångspunkt när vi inleder planering av nya ledningar. Varje projekt har egna unika förutsättningar, och det kan finnas skäl som motiverar andra lösningar, men generellt är luftledning den åtgärd som ger störst samhällsekonomisk nytta, med hög driftsäkerhet, kostnadseffektivitet och robusthet.

Transmissionsnätets rättsliga status bör stärkas.

Svenska kraftnät anser att transmissionsnätet bör ha samma rättsliga förutsättningar som annan samhällsviktig verksamhet av nationell betydelse, exempelvis genom att riksintresse för energidistribution pekas ut för transmissionsnätets befintliga markanspråk.

Det finns ett tydligt ökande behov av överföringskapacitet i transmissionsnätet för att möta energiomställningen och den ökade elektrifieringen, samt ett stort behov av förnyelse av det redan existerande lednings- och stationsnätet. Följden av detta är att Svenska kraftnät kommer att behöva investera mycket kraftigt i bl.a. nya kraftledningar för att möta behoven. Samtidigt är diskussionen intensiv kring hur hela vårt framtida kraftsystem ska utformas, dvs. hur produktionsanläggningar, elnät, efterfrågeflexibilitet och lagring tillsammans ska se till att samhällets behov av el alltid kan tillgodoses. Utformningen av vårt framtida kraftsystem kommer att påverkas av politiska beslut, teknikutveckling och marknadsförutsättningar. Svenska kraftnäts roll i detta är att säkerställa ett robust och driftsäkert kraftsystem med tillräcklig överföringskapacitet på transmissionsnätet, och att utveckla nätet genom att finna balansen mellan samhällsnytta och påverkan på vår omgivning.

Våra åtgärder påverkar funktionen i kraftsystemet, alltifrån leveranssäkerhet, elkvalitet, anslutningsmöjlighet till förekomsten av flaskhalsar, men de påverkar också samhället vi lever i. Vi bygger ledningar och stationer som påverkar miljö och boende i närområdet, förnybar produktion bidrar till minskad klimatpåverkan, ökad överföringskapacitet får genomslag på elpriser och på nyttan för elkonsumenter och elproducenter och inte minst möjliggör det växande samhällen och en övergång till el som energibärande. Alla dessa faktorer spelar roll när vi beslutar om vilka åtgärder vi vill genomföra för att utveckla transmissionsnätet, och vår målsättning är att alltid genomföra den mest lämpliga åtgärden.

7.1 Åtgärder för framtida elförsörjning

Transmissionsnätet i Sverige består till övervägande del av stationer och luftledningar för växelström, och drivs med 400 kV spänning. Samtidigt som vi möter nya behov i transmissionsnätet, t.ex. av ökad kapacitet för nya anslutningar eller ökat uttag, behöver vi upprätthålla driftsäkerhet och elkvalitet. Att förstärka nätet genom uppgradering av befintliga ledningar eller genom att bygga nya luftledningar har därför varit ett driftsäkert och kostnadseffektivt sätt att möta de behov som funnits.

Ibland, när helhetslösningen blir bättre, eller förutsättningarna kräver det, använder vi andra tekniker eller väljer andra åtgärder. En mycket vanlig frågeställning kring utformningen av våra ledningar är ifall de ska byggas med traditionell luftledningsteknik eller med markförlagd kabel. Luftledningstekniken är då både driftsäker och kostnadseffektiv, medan fördelarna med markförlagd kabel kan vara minskade intrångseffekter eller ökad framkomlighet.

Det finns även andra åtgärder som kompletterar vår verktygslåda när vi utvecklar transmissionsnätet. Dynamisk kapacitetsberäkning, s.k. dynamic line rating, och högttemperaturlinor är exempel på åtgärder som kan öka överföringsförmågan i en befintlig ledning eller genom linbyte i befintliga stolpar. I särskilda fall kan situationer uppstå som kräver kortsiktiga åtgärder, t.ex. att förbereda automatik för produktionsfrånkoppling, innan permanenta lösningar med bibehållen driftsäkerhet kan komma på plats.

En annan typ av åtgärder är sådana som i vissa fall kan avhjälpa kapacitetsbrist till tåtorter genom lokalt ökad produktion eller minskad förbrukning. Genom sådana avhjälpande åtgärder under kritiska timmar, kan efterfrågan på el hos befintliga eller tillkommande kunder mötas. Den flexibla produktionen eller elanvändningen skulle kunna avtalas bilateralt eller genom flexibilitetsmarknader. För att kunna använda sig av denna typ av resurser kan det dock krävas att det finns en långsiktighet i tillgängligheten, samt i vissa fall en direkt styrning när åtgärder behöver vidtas i driftskedet.

Svenska kraftnät ser att alla dessa åtgärder kommer att behövas för att lösa de utmaningar vi står inför. Vi ser också att luftledning även framöver ofta kommer vara en åtgärd som förstärker nätet på ett driftsäkert och kostnadseffektivt sätt. Tillsammans med ett antal regionnätsföretag har Svenska kraftnät därför överlämnat en branschgemensam skrivelse till regeringen³⁸ med ett antal förslag för att säkerställa utbyggnaden av elnätet. De undertecknande företagen har en samsyn kring att luftledning som utgångspunkt utgör bästa

möjliga teknik på höga spänningsnivåer, och genom att t.ex. förtydliga ellagens krav kan regeringen förtydliga förutsättningarna för utbyggnad av transmissions- och regionnät. Av tekniska, driftsäkerhetsmässiga och samhällsekonomiska skäl är markkabel sällan ett realistiskt alternativ för högre spänningsnivåer, utan är ett alternativ som övervägs i vissa speciella fall. Förväntan hos allmänheten på storskalig kabelfiering av elnätet på de högsta spänningsnivåerna, eller långtgående krav på utökade utredningar i alltför hög utsträckning, riskerar att förlänga tillståndsprocesserna.

Frågan om lämpliga åtgärder för att möta behoven i kraftsystemet innehåller också en strategisk aspekt. Dels finns det fördelar när enhetliga eller likartade lösningar kan användas flera gånger t.ex. i planering, drift och förvaltning, jämfört med om kraftsystemet innehåller ett stort antal lösningar med exempelvis riskbaserad överföringskapacitet, fränkopplingsautomatik och avtalad flexibilitet. Dels finns aspekten med att bygga tillräckligt robust inför den energiomställning vi ser komma och med tanke på kraven som ställs utifrån ett totalförsvarsperspektiv. Svenska kraftnät utgår från scenarier och prognoser i den långsiktiga planeringen, men sannolikheten att scenarierna inte kommer träffa helt rätt, särskilt på lokal nivå, får anses ganska hög. Ett nät med utbyggd fysisk kapacitet är då mer robust än ett nät med större inslag av alternativa åtgärder.

7.2 Samhällsekonomisk lönsamhetsbedömning

En viktig del i beslutsprocessen för våra planerade investeringar är den samhällsekonomiska analysen. Den syftar till att beskriva och sammanställa effekter på bl.a. elmarknad, leveranssäkerhet, klimat samt lokal miljö så att beslut kan tas baserat på en samhällsekonomisk lönsamhetsbedömning. Detta kommer i förlängningen att leda till att vi bygger ett kostnadseffektivt transmissionsnät med rätt kapacitet. Alla effekter kan inte prissättas, det vill säga beskrivas i kronor, utan ingår som kvalitativt bedömda effekter i lönsamhetsbedömningen. Svenska kraftnäts samhällsekonomiska analyser liknar på detta sätt många andra offentliga aktörers beslutsunderlag, t.ex. Trafikverkets Samlad effektbedömning³⁹.

Genom den samhällsekonomiska analysen tydliggörs de planerade åtgärdernas påverkan, och när det finns flera åtgärdsalternativ som tillgodoser behoven kan det samhällsekonomiskt mest lönsamma väljas. I analysen beskrivs alla relevanta effekter av åtgärden, såväl positiva som negativa, och en bedömning av åtgärdernas sammanvägda samhällsekonomiska lönsamhet sker.

³⁸ Svenska kraftnät 2021: Förslag till åtgärder för att säkerställa utbyggnaden av elnätet, skrivelse-till-departementet 20210129-final.pdf (svk.se)

³⁹ Trafikverket, <https://www.trafikverket.se/for-dig-i-branschen/Planera-och-utreda/Planerings--och-analysmetoder/Metod-for-samlad-effektbedomning>

Det ingår i Svenska kraftnäts uppdrag⁴⁰ att utveckla ett kostnadseffektivt transmissionsnät. Även i de fall när det inte är ekonomiskt eller resursmässigt försvarbart att genomföra en full samhällsekonomisk analys så säkerställs det i utrednings- och förberedelsefaserna att åtgärderna är lämpliga och kostnadseffektiva med beaktande av den påverkan som åtgärderna medför.

7.2.1 Samhällsekonomiska effekter

Svenska kraftnäts samhällsekonomiska analyser omfattar ett antal olika effekter på elmarknad och kraftsystem, klimat och miljö. Dessutom ingår naturligtvis investeringskostnaden i bedömningen. De effekter som ingår är:

Elmarknadsnytta	Elmarknadsnytta för befintliga elkonsumenter och elproducenter samt kapacitetsavgifter till systemansvariga
	Anslutning av framtida elanvändning
Nätförluster	Värdet av förändrade nätförluster
Leveranssäkerhet	Tillräcklighet – påverkan på kraftsystemets förmåga att tillgodose efterfrågan på el
	Driftsäkerhet – påverkan på kraftsystemets förmåga att motstå och hantera fel med bibehållen funktion, och kostnader för att upprätthålla driftsäkerheten
Lokal miljöpåverkan	Anläggningars påverkan på lokal miljö
Intrångseffekter	Effekter av inanspråktagande av mark
Klimat och utsläpp	Klimatpåverkan från anläggningen och kraftsystemet
	Övriga ej klimatpåverkande utsläpp
Kostnader	Investeringskostnader
	Drift- och underhållskostnader
Övriga effekter	Exempelvis elkvalitet, kostnader för balanskraft eller påverkan på elberedskapen

Vid en utredning av potentiella åtgärder bedöms dessa effekter och sammanställs i beslutsunderlaget. Beroende på vad åtgärderna är, så är det ofta inte relevant att inkludera samtliga effekter i analysen. Effekter under investeringens livslängd ska inkluderas, och det innebär att framtida nyttor och kostnader behöver räknas om till ett så kallat nuvärde⁴¹. Alla prissatta effekter i den samhällsekonomiska kalkylen räknas sedan ihop till ett så kallat nettonuvärde. Ett positivt nettonuvärde betyder att nettoeffekten av alla prissatta nyttor och kostnader under investeringens livslängd är positiv.

Tillsammans med bedömningarna av de icke prissatta effekterna sker sedan en samhällsekonomisk lönsamhetsbedömning. En åtgärd som verkar samhällsekonomiskt lönsam sett till de prissatta effekterna kan, med hänsyn till icke prissatta effekter som t.ex. intrångseffekter och miljöpåverkan, istället bedömas som samhällsekonomiskt olönsam. Det omvända kan också gälla, en investering som i kalkylen visar negativt nettonuvärde, kan vid beaktande av positiva, men icke prissatta, effekter på driftsäkerheten bedömas som samhällsekonomiskt lönsam och därmed värd att genomföra.

För större åtgärder med omfattande påverkan på framtida elmarknad eller miljö, kan lönsamhetsbedömningen behöva kompletteras med analyser av fördelningseffekter dvs. vilka aktörer eller områden som får störst nytta och vilka som får ev. negativ nytta och av hur åtgärden påverkar måluppfyllelsen och samhällets kostnader för att nå miljö- och energipolitiska mål. Även totalförsvarsperspektivet är viktigt att beakta vid vår planering. Allt detta ingår då i den samlade bedömning som alltid ligger till grund för Svenska kraftnäts investeringar. I vissa fall är inte den samhällsekonomiska analysen helt entydig. En åtgärd kan t.ex. ge ekonomisk nytta men väsentlig negativ påverkan på lokal miljö, eller bygga på stora osäkerheter. Det är då Svenska kraftnäts styrelses roll att väga detta inför beslut om genomförande eller prioritering.

Avgränsningar

En samhällsekonomisk analys strävar i princip efter att omfatta alla effekter som påverkar vår, och omvärldens, välbefinnande. I praktiken är detta så klart inte möjligt, och man måste alltid välja avgränsningar. När vi analyserar effekter på elmarknadens befintliga aktörer, så avgränsar vi oss till de direkta nyttorna för elanvändare och elproducenter, och utelämnar de mer indirekta effekterna på exempelvis arbetsmarknad eller offentliga finanser.

I huvudsak omfattar Svenska kraftnäts samhällsekonomiska analyser effekter inom Sverige. För större åtgärder som påverkar våra grannländer är det dock naturligt att redovisa även dessa effekter. Klimatpåverkan är till sin natur global, och utsläpp från kraftsystemet omfattas av det europeiska systemet för handel med utsläppsrätter.

⁴⁰ Förordning (2007:1119) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät

⁴¹ Svenska kraftnät utgår från ekonomisk livslängd (upp till 60 år) för komponenter, och en real kalkylränta på 3,5% vid diskontering i enlighet med bl.a. Trafikverket (ASEK 7.0).

Metodutveckling

Det pågår kontinuerligt arbete med att utveckla de metoder som ligger till grund för våra samhällsekonomiska analyser. Vi strävar efter att kunna prissätta fler effekter för att inkludera dem i kalkylen, och vi utvecklar våra metoder för att kvalitativt bedöma de svårvärderade effekterna, de icke prissatta. Samtidigt följer vi med i den utveckling av analysmetoder som används inom den europeiska samarbetsorganisationen för systemoperatörer, ENTSO-E, och anpassar metodiken efter styrande krav och direktiv från Energimarknadsinspektionen och regeringen.

Även om metodutveckling pågår så kommer vi inte kunna prissätta alla effekter, och vi kommer inte kunna reducera den samhällsekonomiska lönsamhetsbedömningen till en formel. Den samhällsekonomiska analysen är platsen där motstående intressen tydligt ska komma till uttryck, exempelvis elförbindelser som ger lägre elpris som gynnar elkunder men inte elproducenter, eller ledningar som minskar flaskhalsarna i systemet men orsakar negativa intrångseffekter osv.

Syftet med de samhällsekonomiska analyserna är att de tydligt ska visa effekterna av våra planerade åtgärder, så att vi kan fatta beslut baserade på relevanta underlag, och att bedömningsgrunderna är transparenta.

7.3 Samråd och tillståndsprocess

Processen från identifierat behov av en ledning fram till dess att den är tagen i drift är lång. Att bygga och driva elnät kräver koncession, vilket utfärdas av Energimarknadsinspektionen. Det är en omfattande och tidskrävande process att genomföra de utredningar och samråd, och att ta fram de underlag som krävs för koncessionsansökan. Till det kommer arbetet med att projektera, upphandla och bygga ledningen. Processen från start av arbetet till färdig transmissionsnätsledning kan ta 10–15 år. Vid ombyggnation av befintliga ledningar beror processen, och tidsåtgången, på om ändringarna är av sådan art att koncessionen behöver ändras. Koncessioner ger i regel möjlighet till att ersätta en gammal ledning med en ny men om ombyggnationen innebär förändringar som inte ryms inom koncessionens villkor behöver samma process som vid nybyggnation följas. Koncessionen innebär dock inte fullt ut ett rättsligt skydd för Svenska kraftnäts ledningar. Andra skydd, för t.ex. naturmiljö och biotoper, kan tillkomma som innebär hinder för träsäkring och underhåll för ledningen så att anläggningen hotas. De faktiska och rättsliga möjligheterna för Svenska kraftnät att säkra fortsatt utnyttjande av befintliga anläggningar har visat sig vara begränsade, bl.a. beroende på:

- > Brist på beaktande av transmissionsnätets markbehov i kommunernas fysiska planering.

- > Att nätkoncession för linje inte ger rättsligt skydd mot vissa ingripanden enligt miljöbalken.
- > Att andra beslut om ändrad markanvändning, t.ex. utpekande av skyddade områden, fattas invid transmissionsnätets anläggningar på ett sätt som gör att utnyttjandet av anläggningen i framtiden försvåras.
- > Att hushållningsbestämmelserna prövas enligt ellagen även när eltransmission eller eldistribution utgör pågående markanvändning, vilket bl.a. innebär att andra riksintressen, trots mångårig samexistens, kan hävda risk för påtaglig skada med anledning av en befintlig ledning.

Om vi behöver göra mindre ändringar på en kraftledning behöver vi ofta följa samma process som för en ny ledning. Svenska kraftnät ser ett stort behov av att hela utbyggnadsprocessen behöver effektiviseras om samhällets behov ska tillgodoses i den takt som förväntas. Ledtiderna från ett identifierat behov till en färdig ledning är alltför långa och det finns ett antal faktorer som riskerar att fördröja processerna ytterligare i framtiden.

För att nå kortare ledtider krävs förändrade arbetssätt såväl från Svenska kraftnäts sida som från andra berörda myndigheter. Vi arbetar aktivt med att effektivisera både vårt interna arbete och kontakterna med andra myndigheter men för att effektivisera hela tillståndsprocessen och minska risken för onödiga förseningar är det också av stor betydelse att lagstiftningen ses över i syfte att underlätta utbyggnaden av elnät. En fråga som inte alls har utretts, men som vi menar är viktig att pröva, är t.ex. möjligheterna att koncessionsprövningen för transmissionsnätet i större utsträckning sker med utgångspunkt i åtgärder som samverkar för att uppnå syftet med förstärkningarna och därmed har en sammanhängande betydelse för systemet.

7.3.1 Dagens process

Beskrivningen av dagens process utgår från att den åtgärd som är samhällsekonomiskt mest lönsam för att möta behovet är en ny ledning och berör därför inte de andra åtgärder som avfärdas i analyserna.

Tidigt skede

I utbyggnadsprocessens tidiga skede identifierar Svenska kraftnät att en åtgärd behöver vidtas i kraftsystemet för att möta ett behov inom elförsörjningen. Vi genomför en utredning och identifierar en genomförbar och samhällsekonomiskt lämplig åtgärd som möter behovet, t.ex. en ny kraftledning. Utredningen identifierar de systemtekniska förutsättningarna för den aktuella åtgärden, men inte exakt lokalisering eller utförande. Baserat på detta fattar vi ett inriktningsbeslut att gå vidare med den föreslagna åtgärden.

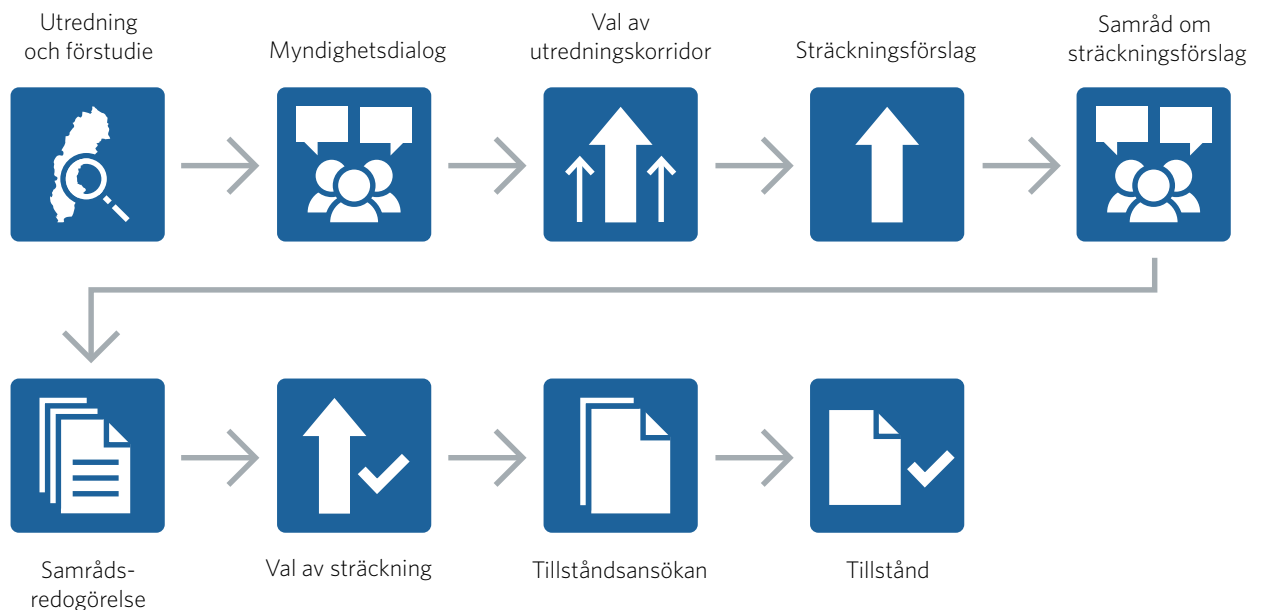
Myndighetsdialog, samråd och ansökan

När åtgärden som vi har identifierat är en ny kraftledning ska den fortsätta processen svara på hur och var ledningen kan byggas. Beslut om ledningens lokalisering och utformning fattas successivt baserat på dialog med samhällets aktörer och analys av miljöeffekter och bedömning av miljökonsekvenser. Efter inriktningsbeslut genomför Svenska kraftnät en framkomlighetstudie för att identifiera utredningskorridorer, dvs. bredare områden där den nya ledningen kan placeras. Dessa utredningskorridorer analyseras utifrån aspekter som teknik, säkerhet och påverkan på omgivningen, såsom närhet till bebyggelse och skyddad natur- eller kulturmiljö. Vi för en dialog med bl.a. berörda kommuner, regioner och länsstyrelser samt andra berörda myndigheter, som t.ex. Trafikverket och Försvarsmakten för att få in viktig information och identifiera ytterligare utredningsbehov.

Efter myndighetsdialogen tar vi fram ett sträckningsförslag inom den korridor som bedöms medföra minst sammantagen påverkan på människa och miljö. I denna fas genomförs också inventeringar och fördjupade utredningar samt avgränsnings-samråd enligt miljöbalken med berörd länsstyrelse, övriga statliga myndigheter, kommuner, enskilda och allmänheten. Syftet med detta samråd är dels att klarlägga miljöpåverkan ordentligt, dels att de berörda ska kunna framföra synpunkter och påverka den planerade verksamheten. Vid behov kan också kompletterande samråd kring justeringar av delsträckor genomföras. När samrådsperioden är över sammanställs och bemöts inkomna yttranden i en samrådsredogörelse. Därefter tas ansökan om koncession och miljökonsekvensbeskrivningen fram.

Tiden för denna fas har tidigare uppskattats till 3-4 år, men genom effektivare myndighetsdialog och tydligare vägledning kan detta numera kortas med uppemot ett år.

Tillståndprocessen



Figur 15: Tillståndprocessen.

Handläggning av koncessionsansökan och övriga tillstånd

När ett färdigt förslag på lokalisering och utformning finns lämnar Svenska kraftnät in en koncessionsansökan till Energi- marknadsinspektionen (Ei). Ei tar sedan ställning till om ledningen uppfyller miljöbalkens och ellagens krav. Under Ei:s handläggning skickas ärendet ut på remiss till berörda sakägare som då har möjlighet att lämna sina synpunkter till Ei. Om Ei:s beslut överklagas så avgörs ärendet av regeringen.

Handläggningstiden för Svenska kraftnäts koncessions- ansökningar har i snitt legat på drygt två år. Även här finns utrymme för effektivare dialog mellan myndigheter och för förbättrade arbetssätt. I betänkandet Moderna tillstånds- processer för elnät⁴² föreslås även lagändringar t.ex. för ändring av en koncession som kan bidra till kortare hand- läggningstider i vissa ärenden.

Utöver nätkoncessionen krävs det ofta även ett stort antal andra tillstånd t.ex. från länsstyrelsen såsom Natura 2000-prövningen, dispens från biotopskydd, strandskydd eller reservatsföreskrifter, tillstånd enligt kulturmiljölagen samt anmälningar såsom eventuell vattenverksamhet. Samråd för exempelvis tillfartsvägar eller upplag kan bli aktuellt. Även kommunala tillstånd eller anmälningar kan behövas. Dessa prövningar kan endast till vissa delar ske parallellt med koncessionsprövningen.

Detaljprojektering, markåtkomst och byggnation

Parallellt med processen ovan inleder Svenska kraftnät projekteringen av ledningen. Det är dock först när koncession meddelas som detaljprojekteringen kan slutföras och upphandling genomföras.

Vi inleder också dialog med markägare parallellt med tillståndsprocessen, i syfte att komma överens om åtkomst till den mark som behövs för ledningen, tillfartsvägar m.m. Om vi inte kan nå en överenskommelse får dock i regel ansökan om ledningsrätt ges in till lantmäteriet först efter Energimarknadsinspektionen har fattat beslut om koncession. När lantmäteriet har tagit beslut om ledningsrätt kan arbeten med t.ex. avverkning och byggnation påbörjas. Därefter byggs ledningen, driftsäkerhetskriterier kontrolleras och ledningen tas i drift efter slutbesiktning och drifttillstånd. Denna fas efter beslut om koncession uppskattas till 3–5 år.

Riksdagen beslutade, den 23 juni 2021 om betänkande om Moderna tillståndsprocesser för elnät⁴³. Riksdagen sa där- med ja till regeringens förslag om ändringar i bl.a. ellagen. Ändringarna ska bidra till att det blir enklare att bygga ut elnäten i Sverige. Förfarandet ska bli mindre krävande för både elnätsföretagen och de berörda myndigheterna.

Lagändringarna börjar gälla den 1 augusti 2021. För Svenska kraftnät kan lagändringarna t.ex. innebära att lednings- förrättning oftare kan inledas innan beslut om koncession fattas.

7.3.2 Förbättrad tillståndsprocess

Beslut om byggande av nya ledningar behöver fattas med adekvata underlag och med hänsyn till många olika intressen. Det innebär att processerna för att bygga nya transmissions- nätsledningar behöver ta tid. Svenska kraftnät anser dock att det finns ytterligare möjligheter att effektivisera processerna utöver det som vi redan gjort själva men också utöver det som har beslutats i Moderna tillståndsprocesser för elnät. Vi bedömer att det kan ske med bibehållen kvalitet i till- ståndsprövningarna och med fortsatt starkt skydd för miljö, människor och äganderätten.

Det är också viktigt att minska risken för förseningar. Svenska kraftnät ser att projekten blir alltmer komplexa och vi står inför ett omfattande investeringsbehov med stor geografisk utbredning. Projekten behöver ofta genomföras i miljöer med stor konkurrens om marken och där många motstående intressen finns. Samtidigt ställs generellt sett allt högre krav i miljöprövningar. Detta i sig innebär ofta stora utmaningar. Därtill kommer att Svenska kraftnäts anläggningar, befintliga såväl som planerade, har ett svagt skydd i lagstiftningen jämfört med annan samhällsviktig infrastruktur. Det finns därför fortsatt en stor risk för att långa tillståndsprocesser fördröjer samhällets omställning och elektrifiering.

Ökat skydd för befintlig infrastruktur

Svenska kraftnät anser att transmissionsnätet bör ha samma rättsliga förutsättningar som annan samhällsviktig verksamhet av nationell betydelse t.ex. genom:

- > Att riksintresse för energidistribution pekas ut för transmissionsnätets befintliga markanspråk.
- > Att 3–4 kap. miljöbalken (hushållningsbestämmelserna och bestämmelserna om riksintresse) endast ska prövas vid förändrad markanvändning.
- > Att åtgärder som behövs för att underhålla och reinvestera hos befintliga ledningar inte ska vara förbjudna i biotopskyddsområde.
- > Att ledningar på högre spänningsnivåer som har koncession inte ska kunna förbjudas genom tillsyn enligt miljöbalken.

Många av de åtgärder som planeras innebär ombyggnation eller förstärkning av befintliga kraftledningar. Dessa ändringar är därför av betydelse inte bara för möjligheterna att bibehålla utan även att förstärka nätet i framtiden.

⁴² Moderna tillståndsprocesser för elnät, SOU 2019:30

⁴³ Moderna tillståndsprocesser för elnät, betänkande 2020/21:NU22

Utpekande av riksintresse och beaktande av elnät i fysisk planering

När det gäller riksintresse för energidistribution har endast ett fåtal särskilda områden pekats ut som riksintressanta. Svenska kraftnät anser att det är nödvändigt att ett sådant utpekande sker av transmissionsnätet för att skydda befintliga anläggningar så att dessa kan utnyttjas även i framtiden. Det är också nödvändigt att säkra vissa strategiska och avgörande passager för planerade ledningar. Utpekande av de områden som är av riksintresse för energidistribution, och även för totalförsvarets civila delar, skulle öka hänsynstagandet till transmissionsnätet vid samhällsplanering. Det skulle också innebära att samverkan kring befintliga anläggningar i den fysiska planeringen formaliseras. Riksintressesystemet bygger på att det tas fram kunskap om områdenas värden och på en aktiv dialog mellan stat och kommun, där staten tydligt redovisar sina anspråk och intressen och där kommunerna aktivt förhåller sig till dem i den kommunala översiktsplaneringen.

Det är av avgörande betydelse för effektivare processer att den fysiska planeringen inkluderar hänsyn till markbehov för elinfrastruktur och det ökade behov av effekt som förändrad markanvändning kan föra med sig, t.ex. vid stadsutveckling eller nya industrier. Svenska kraftnät anser att den kommunala energiplaneringen behöver moderniseras och anpassas till de behov vi ser av nätutveckling i en stor andel av landets regioner. Översiktsplaneringen behöver inkludera befintligt elnät samt planerade och beslutade investeringar i nätutbyggnad. Det finns behov av en regional och i vissa fall även storregional samordning för elförsörjningen där samverkan mellan kommuner, nätbolag och användare kan ske. Arbete med långsiktiga och trovärdiga prognoser skulle kunna vara en lämplig aktivitet för en sådan samverkan där vi ser att länsstyrelserna med fördel skulle kunna ta en aktiv roll. Gemensamma prognoser kan ge en bättre helhetsbild av länets framtida effektbehov och vara till hjälp för lokala och regionala nätutvecklingsplaner.

Boverket bör också ge tydligare vägledning för hur plan- och bygglagstiftningen ska tillämpas för att undvika intressekonflikter mellan befintliga kraftledningar och nybyggnation på sätt som nätkoncessionsutredningen lyfter fram i sitt betänkande.

Effektivare och mer ändamålsenlig koncessionsprövning

Svenska kraftnät lägger särskild vikt vid att det sker ett förtydligande av hur prövningen av anläggningens allmänna lämplighet ska ske, och att det blir möjligt att handlägga ansökan om ledningsrätt parallellt med koncessionen.

Vi anser att det därutöver krävs förändringar i ellagen som möjliggör ett helhetsperspektiv i tillståndsprövningen av elinfrastruktur. Såväl systemperspektivet som beredskapsperspektivet behöver kunna vägas in i lämplighetsprövningen och miljöbedömningar. Det är också av stor betydelse att det tydliggörs hur bästa möjliga teknik ska bedömas när det gäller elinfrastruktur.

Behov av en statlig utredning

Många effektiviseringar kan genomföras genom att Svenska kraftnät och andra berörda myndigheter optimerar arbetssätt och dialog. Vi bedömer dock att en statlig utredning behövs i syfte att se över brister i lagstiftningen för att ytterligare kunna effektivisera utbyggnadsprocessen och minska risken för förseningar.

Klimaträttsutredningen har i delbetänkande⁴⁴ föreslagit att under sin andra fas prioritera en översyn av lagstiftningen inom bl.a. åtgärdsområdet Underlättad utbyggnad av elnätet. Syftet med översynen är enligt delbetänkandet att förbättra förutsättningarna för att prövningar av elnätsutbyggnad ska ta hänsyn till elektrifieringens betydelse för energiomställningen och att bidra till en snabbare tillståndsprocess, t.ex. genom att förtydliga förutsättningarna för teknikval på de högsta spänningsnivåerna och vad som ska anses utgöra bästa möjliga teknik på dessa spänningsnivåer. Det handlar också om att säkerställa att system- och beredskapsperspektivet beaktas vid koncessionsprövning och annan tillståndsprövning av elnät samt att tydliggöra oklarheter i, och undanröja motstridigheter mellan, nämnda lagar. Klimaträttsutredningens förslag är mycket välkommet och skulle kunna innebära att nödvändiga förändringar kan genomföras på några års sikt.

⁴⁴ Regeringen SOU 2021:21 - En klimatanpassad miljöbalk för samtiden och framtiden



8. Systemansvaret och systemutmaningar

Utmaningar för ett kraftsystem i förändring. Kraftsystemet förändras i en allt snabbare takt vilket skapar stora utmaningar för driftsäkerheten, systemstabiliteten och balanseringen. Vi går mot ett kraftsystem med ökad andel väderberoende elproduktion som är ansluten via kraftelektronik, samtidigt som den planerbara elproduktionen utgör en minskande andel av den samlade volymen. Elproduktion ansluts i ökande grad också till distributionssystemet istället för till transmissionssystemet, och allt fler stora förbrukningsanläggningar ansluts till kraftsystemet. Det sker även en geografisk omfördelning av både elproduktion och förbrukning, vilket leder till förändrade effektlöden. En ökad kabelanvändning ger också upphov till nya utmaningar.

Förändringarna och utmaningarna måste adresseras för att möjliggöra energiomställningen. Svenska kraftnät kommer därför att fokusera på följande områden:

- > **Öka förståelsen för behovet av planerbar elproduktion.** Bristen i tillräcklighet på produktionsidan måste åtgärdas genom att ny fossilfri planerbar produktion tillförs systemet, och Svenska kraftnät kommer att arbeta för att öka förståelsen för detta behov.
- > **Strategiskt arbete för systemstabilitet.** Ett långsiktigt strategiskt framåtblickande arbete rörande systemstabiliteten kommer att starta.

- > **Bättre stöd för uppföljning och prognoser.** Vi inför en ökad mätning, datainsamling, uppföljning och återkoppling samt bättre prognos- och modelleringsverktyg.
- > **Ökad kravställning.** Vi arbetar för en ökad kravställning på kraftelektronikomriktares egenskaper. Vi ska också införa en ökad kravställning inom spänningsregleringsområdet.
- > **Nya stödtjänster.** Vi hanterar ett ökat behov av nya stödtjänster och avhjälpande åtgärder, med hög grad av säkerställd tillgång.
- > **Ökat samarbete inom branschen.** TSO, DSO och övriga inom branschen behöver öka samarbetet för att sätta gemensamma mål samt tydliggöra ansvarsområden och gränssytor.
- > **Ny balanseringsmodell.** För att klara det framtida balanseringsbehovet behöver en helt ny och förändrad balanseringsmodell införas. Enligt tidsplanen införs 15 minuters avräknings- och marknadsperiod senast den 22 maj 2023. Den nordiska marknaden för automatisk frekvensåterställningsreserv (aFRR) tas i drift andra kvartalet 2022 och är en viktig milstolpe på vägen mot en nordisk balansering.

Det finns redan i dag lösningsförslag på flera av områdena, men för att lyckas genomföra och nå dessa i tid behöver Svenska kraftnät tillsammans med branschen agera snabbt.

I och med de stora förändringar som sker med bl.a. mer väderberoende produktion och ökad förbrukning uppstår stora utmaningar i kraftsystemet. Dessa behöver hanteras för att säkerställa leveranssäkerheten både i enlighet med det uppdrag Svenska kraftnät, som systemansvarig för överföringssystemet (TSO) och systemansvarig myndighet, har och med gällande lagkrav.

I EU-regelverket används begreppet överföringssystem både för TSO:ns nätinfrastruktur och för det funktionella system som består och är beroende av TSO:ns nätinfrastruktur samt större produktionsanläggningar och distributionssystem.

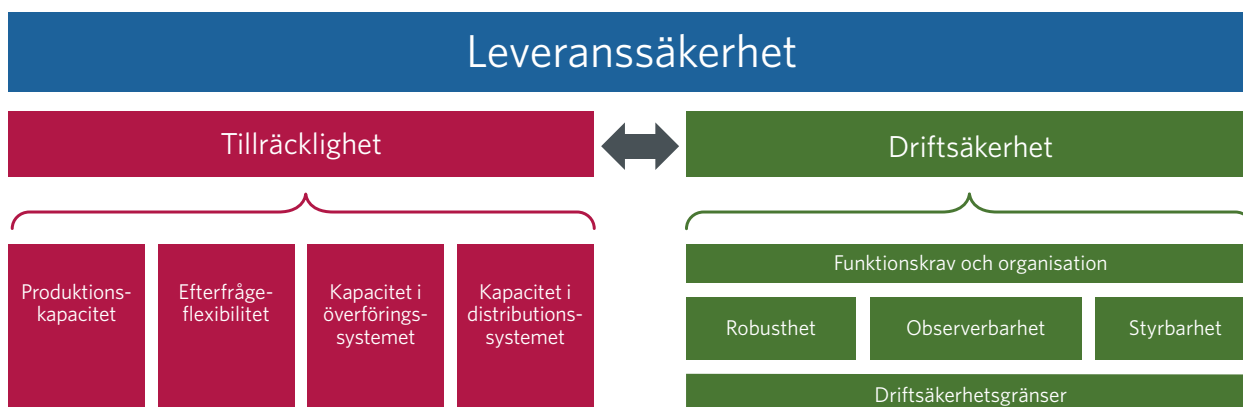
Detta är även något som Energimarknadsinspektionen föreslår när Sverige ska genomföra elmarknadsdirektivet genom en revidering av ellagen, men eftersom detta inte är genomfört ännu använder vi i denna systemutvecklingsplan begreppet transmissionsnät för den del av överföringssystemet fysiska infrastruktur, ledningarna och stationer, som Svenska kraftnät ansvarar för, samt överföringssystemet för den del av kraftsystemet som är TSO:ns ansvar. Kraftsystemet används som ett generellt begrepp som inkluderar hela systemet med elnät, elanvändare, elproducenter och i många fall även den styrning, övervakning och de marknadslösningar som finns.

8.1 Leveranssäkerhet

I Svenska kraftnäts arbete med att hantera de förändringar som nu sker har vi sett ett behov av att förtydliga några delar rörande begreppet leveranssäkerhet för att underlätta kommunikationen kring vilka roller och vilket ansvar de olika

aktörerna i kraftsystemet har. För att skapa en ökad tydlighet kring vad som påverkar elförsörjningens leveranssäkerhet används en förenklad modell för att beskriva leveranssäkerhetens delar och beroenden. Kraftsystemets leveranssäkerhet är beroende av att alla delar i kedjan uppfyller de krav som ställs på dem och kan delas upp i tillräcklighet och driftsäkerhet.

Svenska kraftnäts modell för leveranssäkerhet



Figur 16: Svenska kraftnäts modell för leveranssäkerhet.

Tillräcklighet

Den nationella tillräckligheten avser kraftsystemets förmåga att producera, överföra och distribuera tillräckligt med effekt och energi i förhållande till elanvändarnas efterfrågan. Tillräckligheten kan i sin tur delas upp i produktionskapacitet, efterfrågeflexibilitet och nätkapacitet, där nätkapaciteten avser både kapacitet i transmissionsnät och distributionsnät. Kapacitetssituationen i distributionssystemet har en lokal påverkan som är relevant att inkludera utifrån ett slutkundsperspektiv. I det framtida kraftsystemet kommer även efterfrågeflexibilitet att bli avgörande för tillräckligheten i systemet.

Svenska kraftnäts ansvar när det gäller tillräckligheten i leveranssäkerheten är att säkerställa tillräcklig kapacitet i transmissionsnätet och att göra det möjligt för efterfrågeflexibilitet att ingå i elmarknaderna. I enlighet med det europeiska regelverket ansvarar Svenska kraftnät även för att övervaka att det finns tillräckligt med produktionskapacitet på medellång sikt (1-10 år), för att kunna bedöma behovet av en nationell effektereserv eller andra former av kapacitetsmekanismer. Vi ansvarar också för att följa och varna för kortsiktiga risker i elförsörjningen både på säsongs och på veckobasis. Enligt det europeiska regelverket ska bedömning av tillräcklighet göras på som lägst elområdesnivå.

Driftsäkerhet

Den nationella driftsäkerheten avser kraftsystemets förmåga att upprätthålla säkra leveranser av effekt och energi. Driftsäkerheten kan i sin tur delas upp i egenskaper som måste finnas på plats för att den ska vara tillräckligt hög. Grundläggande för driftsäkerheten är att det finns relevanta funktionskrav och uppställda driftsäkerhetsgränser. Andra nödvändiga egenskaper är att kraftsystemet har en robusthet. Begreppet omfattar bl.a. att tillräckliga marginaler finns för att kunna hantera störningar som uppträder. Robustheten skapas i utvecklingen och planeringen av åtgärder i kraftsystemet men även i hanteringen i driftskedet. För att kunna vidta rätt åtgärder för att upprätthålla systemets driftsäkerhet krävs observerbarhet och styrbarhet, dvs. en förmåga i driftcentralerna att övervaka och möjlighet att styra systemets komponenter och anläggningar.

Som TSO ansvarar Svenska kraftnät för att upprätthålla driftsäkerheten i överföringssystemet, dvs. förmågan att bibehålla systemet i normaldrifttillstånd eller återvända till normaldrifttillstånd så snart som möjligt efter en eller flera händelser. DSO:erna ansvarar i sin tur för att upprätthålla driftsäkerheten i distributionssystemen. Det som skiljer en TSO:s systemansvar från DSO:ernas ansvar är att TSO ska samordna användningen av förmågor i hela observerbarhetsområdet⁴⁵ för att upprätthålla driftsäkerheten i överföringssystemet.

⁴⁵ Observerbarhetsområdet består av det egna överföringssystemet, relevanta delar av lokal- och regionnät samt angränsande överföringssystem som Svenska kraftnät övervakar eller som ingår i våra olika typer av modelleringar.

Tillräcklighet och driftsäkerhet är tätt sammankopplade och har ett starkt ömsesidigt beroende. Ett exempel på detta beroende är hur driftsäkerheten och kraven på överlasthantering kan påverka tillräckligheten genom att kapaciteten i transmissionsnätet behöver sänkas. Ett annat exempel är balanseringen, genom mFRR och aFRR, där brist på produktionskapacitet eller förbrukningsflexibilitet kan innebära att kraftsystemet inte kan återställas innanför driftsäkerhetsgränsernas normalfrekvensintervall efter en händelse även om den initiala obalansen kan hanteras.

Under normala driftförhållanden används vanligtvis endast en liten del av kraftsystemets, och därmed ingående anläggningars och komponenters, samlade egenskaper och förmågor. Det är dock helt nödvändigt att kraftsystemet också har de egenskaper och förmågor som krävs för att kunna hantera allvarliga händelser och snabbt återgå till normal drift. Exempelvis kan detta vara egenskaper i form av passiv tålighet mot onormala driftförhållanden såväl som en anläggnings automatiskt eller manuellt aktiverade förmågor för att påverka kraftsystemets tillstånd. För att kunna säkerställa hög driftsäkerhet behöver en grundläggande robusthet, observerbarhet och styrbarhet uppnås, vilket sker genom kravställning, uppföljning och tillsyn.

Svenska kraftnät har i rollen som systemansvarig för överföringssystemet, och som systemansvarig myndighet, ett ansvar för att på både kort och lång sikt säkerställa överföringssystemets funktionalitet och driftsäkerhet. Detta kräver dels ett operativt arbete för att kortsiktigt hantera överföringssystemet och de felhändelser som inträffar och kan inträffa, dels ett strategiskt arbete för att långsiktigt utveckla ett effektivt överföringssystem. Den snabba förändring som nu sker ställer stora krav på det strategiska arbetet för att långsiktigt säkerställa en leveranssäker och kostnadseffektiv elförsörjning. För att bedöma hur driftsäkerheten påverkas krävs bl.a. modeller och analyser som beaktar utvecklingen i kraftsystemet och möjliga felhändelser. Detta kan även användas som grund för bedömning av vilken kravställning som behövs på egenskaper hos ingående anläggningar i kraftsystemet. Det krävs en tydligare och mer omfattande kravställning på anläggningar som ansluts till kraftsystemet för att säkerställa dess långsiktiga driftsäkerhet och funktionalitet. I grunden är driftsäkerhetsanalysen en riskanalys som tar hänsyn till sannolikheter och konsekvenser för olika scenarier samt händelser som påverkar överföringssystemet och i förlängningen det nationella kraftsystemet.

Fokus för Svenska kraftnäts arbete med att hantera de utmaningar kraftsystemet står inför ligger både på de som primärt påverkar driftsäkerheten och tillräckligheten, dvs. kapaciteten i transmissionsnätet som i förlängningen är avgörande för elanvändarnas leveranssäkerhet. Utmaningar som primärt kan relateras till tillräckligheten, såsom effektbrist

och kapacitetsbrist, har vi bl.a. berört i kapitlet om långsiktigt överföringsbehov. Det är dock viktigt att komma ihåg att tillräcklighet och driftsäkerhet är tätt sammankopplade och att det finns ett starkt ömsesidigt beroende dem emellan.

8.1.1 Tillförlitlighetsnorm

Energimarknadsinspektionen har fått i uppdrag av regeringen att ta fram ett förslag⁴⁶ till en tillförlitlighetsnorm enligt europeiskt regelverk vilken presenterades i slutet på maj 2021. Energimarknadsinspektionen föreslår att tillförlitlighetsnormen för Sverige ska uppgå till 0,99 timmar per år. Det ska tolkas som att produktionen och importen av elen ska kunna täcka hela det förväntade förbrukningsbehovet 99,989 procent av tiden. En tillförlitlighetsnorm ska, enligt definitionen i elmarknadsförordningen, på ett transparent sätt ange den nödvändiga nivån för medlemsstatens försörjningstrygghet.

Tillförlitlighetsnormen motsvarar det antal timmar per år som effektbrist är samhällsekonomiskt motiverat. Den baseras på måttet Loss Of Load Expectation (LOLE) men säger inte något om vilken utebliven energileverans som är acceptabel.

Tillförlitlighetsnormen utgår från ett samhällsekonomiskt lönsamhetsresonemang baserat på historiska analyser av värdet av utebliven elleverans, Value of Lost Load (VoLL), och dagens bedömning av kostnaden för ny ersättningsproduktion, Cost Of New Entry (CONE). Svenska kraftnät anser att tillförlitlighetsnormen kan utgöra en del av ett mål för tillräckligheten i kraftsystemet. Vi kommenterar E:is förslag till tillförlitlighetsnorm och genomförandeplan i respektive remiss.

För att upphandla s.k. strategiska reserver, som dagens effektreserv, kräver elmarknadsförordningen att en probabilistisk metod används för att värdera risken för effektbrist. En medlemsstat med konstaterade resurstillräcklighetsproblem ska utveckla och offentliggöra en genomförandeplan, med en tidsplan, för antagande av åtgärder för att undanröja alla konstaterade snedvridningar till följd av lagstiftning eller marknadsmisslyckanden. Som sista utväg kan en medlemsstat införa en kapacitetsmekanism, t.ex. en strategisk reserv motsvarande dagens effektreserv hos Svenska kraftnät, under tiden som genomförandeplanen implementeras. Energimarknadsinspektionen har tagit fram ett förslag till en sådan genomförandeplan. Svenska kraftnät anser att åtgärderna i den föreslagna planen bör genomföras. Vi ser dock inte att genomförandet av dessa åtgärder på något väsentligt sätt kommer att förbättra den långsiktiga resurstillräckligheten.

⁴⁶ Energimarknadsinspektionen, 2021: E:is förslag till tillförlitlighetsnorm för Sverige, Ei R2021:05

Systemdrifftillstånden

Normaldrifftillstånd	Skärpt drifftillstånd	Nöddrifftillstånd	Nätsammanbrott	Återuppbyggnadstillstånd
Inom driftsäkerhetsgränser	Inom driftsäkerhetsgränser	Utom någon driftsäkerhetsgräns	Minst 50 % förbrukning frånkopplad	Har varit i nätsammanbrott
Åtgärder tillräckliga Klarar N-1	Åtgärder otillräckliga N-1 klaras ej	Aktiverat systemskyddsplan	Spänningslöst 3 minuter i kontrollområdet	Aktiverat återbyggnadsplan

Figur 17: Systemdrifftillstånden

8.1.2 Systemdrifftillstånd

I riktlinjen för driftsäkerhet (SO) definieras fem systemdrifftillstånd: normaldrifftillstånd, skärpt drifftillstånd, nöddrifftillstånd, nätsammanbrott och återuppbyggnadstillstånd. Hantering av de tre sista beskrivs i mer detalj i den separata nätförordningen för nödsituationer och återuppbyggnad (ER).

Indelningen av överföringssystemets status i fem olika systemdrifftillstånd skapar en god struktur för att definiera systemets status. Det ger även en tydlighet i kommunikationen kring överföringssystemets tillstånd mellan Svenska kraftnät och branschens aktörer. Det ger också en tydlighet i vilka åtgärder som kan och behöver vidtas vid olika drifftillstånd för att återföra systemet till normaldrifftillstånd. Systemdrifftillstånden är definierade utifrån var systemet befinner sig i förhållande till uppsatta driftsäkerhetsgränser och tillgången på reserver och avhjälpande åtgärder. Svenska kraftnät har kartlagt de olika drifftillstånden och upprättat rutiner för hur de ska hanteras. Analyser av driftsäkerhetsindikatorer sker kontinuerligt eller minst var 15:e minut och övervakning sker inom tre områden:

- > Mätdata från driftparametrar i realtid (överlast, balansering, spänning, frekvensstabilitet).
- > Felfall och tillgången till avhjälpande åtgärder samt reserver.
- > Tillgång till kritiska IT-system.

Resultatet av dessa analyser avgör i vilket systemdrifftillstånd överföringssystemet befinner sig i och därmed vilka åtgärder som får användas. SO ställer även krav på regelbunden rapportering och informationsutbyte med TSO:er i Norden och i de andra länder som vi är sammanlänkade med.

Det återstår fortfarande en del arbete innan införandet av systemdrifftillstånden kan sägas vara klart. Eftersom avhjälpande åtgärder förutsätts även hos systemansvariga för distributionssystemen krävs samordning med andra aktörer. Samarbetet mellan TSO och DSO är något som kommer öka under de närmaste åren.

Systemdrifftillstånden styr vilka avhjälpande åtgärder och stödtjänster den systemansvarige kan utnyttja och när. Om överföringssystemet inte är i normaldrifftillstånd eller i skärpt drifftillstånd ska kommissionsförordningen ER följas. ER ställer krav på att fastställa en systemskyddsplan, en återuppbyggnadsplan och en provningsplan, vilka Svenska kraftnät tagit fram. Planerna innehåller metod och åtgärder för nöddrifftillstånd och för att starta upp överföringssystemet efter ett nätsammanbrott. Åtgärderna ska därför inte användas vid normaldrift eller skärpt drifftillstånd.

De metoder och åtgärder som arbetet med att införa systemdrifftillstånden leder till kommer att skapa bättre förutsättningar för att upprätthålla driftsäkerheten och därmed överföringssystemets leveranssäkerhet.



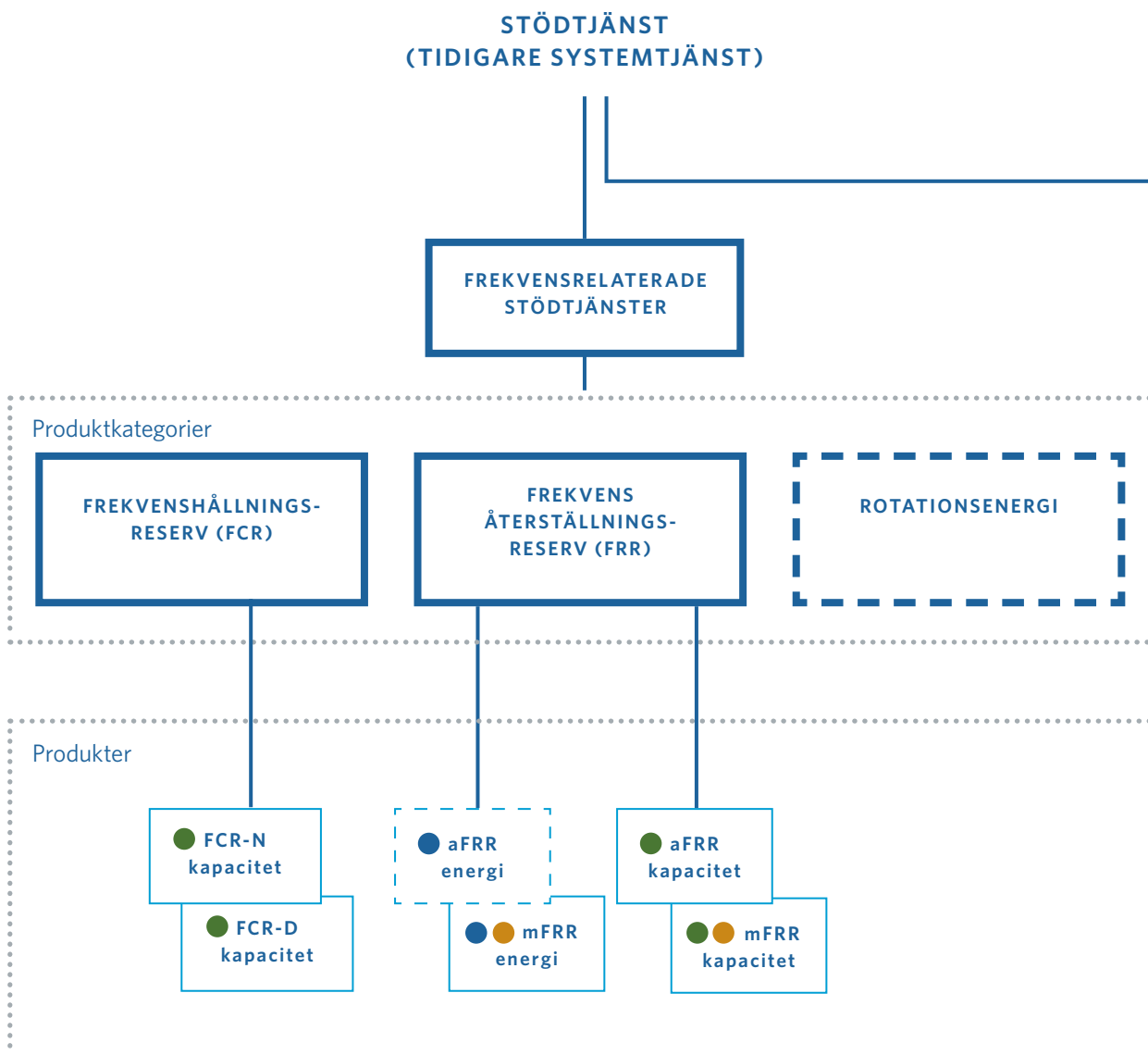
8.2 Stödtjänster och avhjälpande åtgärder

För att hålla systemet inom driftsäkerhetsgränserna ansvarar Svenska kraftnät för att det finns tillräckliga reserver av aktiv och reaktiv effekt. För att erhålla reserver av aktiv effekt anskaffar Svenska kraftnät stödtjänster i form av fördefinierade produkter. Enligt elmarknadsdirektivet är stödtjänster något som behövs för driften av ett överförings- eller distributionssystem, inbegripet balansering och icke-frekvensrelaterade stödtjänster men inte inbegripet överlasthantering. Icke-frekvensrelaterade stödtjänster används av en TSO eller DSO för t.ex. spänningsreglering i stationärt tillstånd, snabba inmatningar av reaktiv effekt, tröghet för upprätthållande av stabiliteten i lokala nät, kortslutningsström, förmåga till dödnätsstart och till ö-drift. För dessa planerar Svenska kraftnät att genomföra pilotförsök för

marknadsmässig anskaffning under de närmaste åren. Detta är i enlighet med den tidsplan som Svenska kraftnät redovisat i regeringsuppdraget om stödtjänster⁴⁷, och vi hänvisar till detta uppdrag på flera ställen i systemutvecklingsplanen under detta begrepp.

För de tillfällen då reserverna av aktiv och reaktiv effekt som finns tillgängliga genom stödtjänsterna inte räcker till så är en TSO skyldig att vidta förberedda avhjälpande åtgärder. Avhjälpande åtgärder dimensioneras och anskaffas utifrån normaldrifttillstånd och skärpt drifttillstånd. Avhjälpande åtgärder är enligt definitionen i SO alla åtgärder som manuellt eller automatiskt tillämpas av en eller flera TSO:er i syfte att upprätthålla driftsäkerheten. Det kan handla om att hantera överbelastning genom motköp. Figuren på nästa uppslag ger en översikt av hur stödtjänster och avhjälpande åtgärder används för olika behov.

⁴⁷ Regeringen I2020/02874 - Uppdrag att beskriva arbetet med stödtjänster och avhjälpande åtgärder samt lämna förslag till ersättningsmodeller och regeländringar.



● **Återuppbyggnadstjänst**

● **Balanskapacitetstjänster:** En volym reservkapacitet som en leverantör av balanstjänster har accepterat att upprätthålla och för vilken leverantören av balanstjänster accepterat att lämna in bud på motsvarande volym balansenergi till den systemansvariga för överförings-systemet under avtalets löptid. Handlas på balanskapacitetsmarknaden, ger tillgång till FRR och FCR kapacitet.

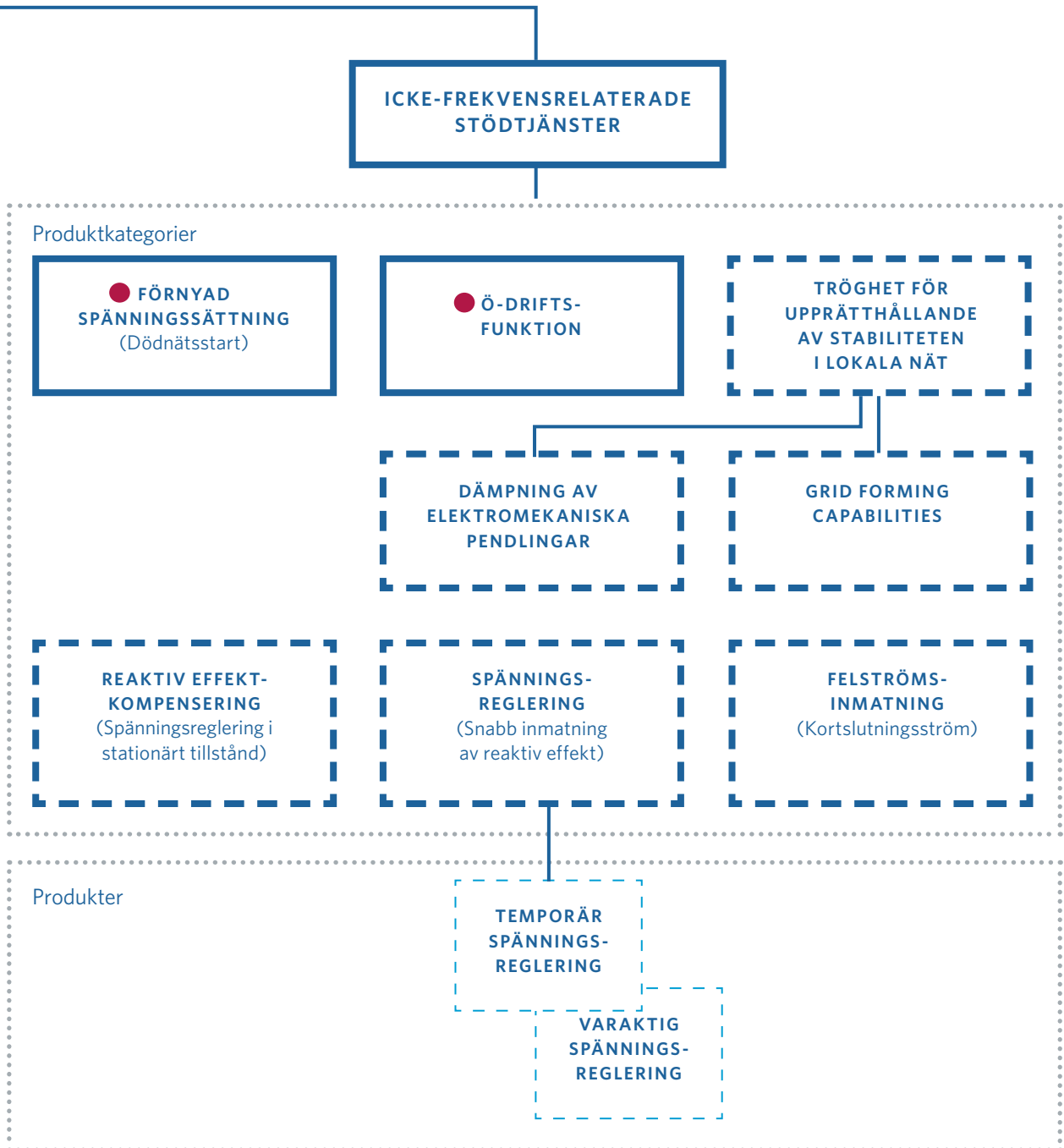
● **Balansenergitjänster:** Energi som används av systemansvariga för överföringssystem för balansering och som tillhandahålls av en leverantör av balanstjänster. Handlas på balansenergimarknaden. Ger tillgång till FRR Energi.

● **Störningsreserven:** Levererar till flera typer av stödtjänster.

■ **Framtida produktkategorier**

- - **Framtida produkter**

Figur 18: Schematisk beskrivning av stödtjänster.



8.2.1 Stödtjänster och avhjälpande åtgärder för balansering och frekvensstabilitet

Balansering och frekvenshållning av kraftsystemet utgör en central funktion i att åstadkomma en säker och hållbar elförsörjning genom att i varje ögonblick tillföra systemet lika mycket effekt som det förbrukas. De stora förändringar som präglar kraftsystemet innebär att Svenska kraftnät behöver utveckla och bredda portföljen av stödtjänster och avhjälpande åtgärder, både genom att tillföra nya men också genom att anpassa de befintliga.

Detta skapar möjligheter för både nya och befintliga leverantörer av stödtjänster och avhjälpande åtgärder, då marknaderna växer i omfattning. Harmoniserade krav och s.k. standardprodukter skapar dessutom förutsättningar för ett ökat utbyte av balanstjänster på både nordisk och europeisk nivå, vilket är viktigt för att säkerställa tillräcklig tillgång.

Dagens manuella balanseringsprocess kommer under de närmaste åren att genomgå en stor automatisering och digitalisering. Denna utveckling sker stegvis fram till dess att anslutning mot de europeiska plattformarna kan ske i början

av 2024. IT-verktyg utvecklas för prognostisering, optimering och aktivering av tjänster för balansering. Detta leder till ökad effektivitet och transparens, men medför också potentiella risker som behöver hanteras så att robustheten i processen kan bibehållas.

De tjänster som används ligger inom dagens produktportfölj av stödtjänster och avhjälpande åtgärder för frekvenshållningen:

Stödtjänster


- > Frekvenshållningsreserv normaldrift, FCR-N (symmetrisk reserv)
- > Frekvenshållningsreserv störd drift, FCR-D (uppreglering och från 2022 även nedreglering)
- > Automatisk frekvensåterställningsreserv, aFRR
- > Manuell frekvensåterställningsreserv, mFRR

Avhjälpande åtgärder

- > Snabb frekvensreserv, FFR⁴⁸

Stödtjänster och avhjälpande åtgärder för balansering och frekvensstabilitet

	FFR	FCR			aFRR		mFRR
		FCR-D upp	FCR-D ned	FCR-N	ACE	Frekvens	
Styrs av:	Frekvens*	Frekvens	Frekvens	Frekvens	ACE	Frekvens	Kontrollrum
Hanterar:	Effekt	Effekt	Effekt	Effekt	Energi		Energi
Ersätts ekonomiskt för:	Effekt	Effekt	Effekt	Effekt/Energi	Effekt/Energi		Effekt/Energi**
Aktiveras inom:	Någon sekund	Sekunder	Sekunder	Sekunder	Minuter	12-15 minuter	


 Aktivering, snabb till långsam

* FFR styrs av frekvensförändringar (aktiveras vid tillräckligt snabbt frekvensfall vid låga frekvenser)

** Effekt i form av långa kontrakt vid störningsreserven samt en årlig upphandling av ca 300 MW i elområde SE3 och SE4

■ Nuvarande lösning ■ Kommande lösning ■ Avhjälpande åtgärd

Figur 19: Stödtjänster och avhjälpande åtgärder för balansering och frekvensstabilitet.

⁴⁸ FFR har tidigare beskrivits som en stödtjänst. Efter en närmare analys bedömer Svenska kraftnät att FFR bör klassificeras som en avhjälpande åtgärd.

Under de senaste åren har kostnaderna för stödtjänster stigit kraftigt. Det finns ett stort behov av att attrahera nya leverantörer och att öka utbudet av stödtjänster och avhjälpande åtgärder både för att förbättra konkurrensen mellan aktörer/leverantörer, men också för att säkerställa tillräcklig tillgång vid alla tillfällen. Den ekonomiska utvecklingen beskrivs närmare i ett eget kapitel.

I slutet av 2020 fick Svenska kraftnät ett regeringsuppdrag att dels beskriva det pågående arbetet med att utveckla stödtjänster och avhjälpande åtgärder, dels att beskriva en tidsplan för samhällsekonomiskt motiverade åtgärder. Regeringsuppdraget om stödtjänster⁴⁹ avrapporterades i oktober 2021 och beskriver ett antal åtgärder i form av förändringar i befintliga stödtjänster och införandet av nya stödtjänster. När det gäller frekvensstabilitet ser vi både ett behov av att vidareutveckla den snabba frekvensreserven (FFR) och ett behov att komplettera den med en ersättningsmodell för rotationsenergi. Detta kräver dock ett vidare arbete på nordisk nivå. Vi ser fortsatt att prissättningen av FCR bör ändras och att en övergång till marginalpris bör göras. För att en förändring av prissättning inte ska leda till för höga priser är det dock viktigt att konkurrensen på FCR-marknaden förbättras. Mot den bakgrunden har vi satt ett mål att gå över till marginalprissättning av stödtjänster under 2024 för att under tiden fram tills dess kunna arbeta med att attrahera ytterligare leverantörer och resurser till FCR-marknaden och också öka utbytet av FCR i Norden.

8.2.2 Icke-frekvensrelaterade stödtjänster

Icke-frekvensrelaterade stödtjänster innefattar spänningsreglering i stationärt tillstånd, snabba inmatningar av reaktiv effekt, tröghet för upprätthållande av stabiliteten i lokala nät, kortslutningsström, förmåga till dödnätsstart och till ö-drift.

I dagsläget har Svenska kraftnät inga produkter i kategorin icke-frekvensrelaterade stödtjänster. Avtalen för störningsreserven kombinerar dock tjänster för balanskapacitet med tjänster för icke-frekvensrelaterade stödtjänster. Hur tjänsterna anskaffas kommer att behöva förändras så att vi kan få bättre konkurrens på marknaden och för att uppfylla kraven i regelverken.

I driftskedet upprätthålls spänningen och den reaktiva effektbalansen i transmissionsnätet med hjälp av avhjälpande åtgärder som bl.a. tillhandahålls av helt integrerade nät-komponenter, t.ex. shuntreaktorer, och av anslutande parter.

I regeringsuppdraget om stödtjänster har flera åtgärder som rör icke-frekvensrelaterade stödtjänster redovisats. Detta innefattar ett behov av en stödtjänst för spänningsreglering, marknadsbaserade pilotupphandlingar av spänningsreglering i områden/punkter med särskilt stora behov, samt ett behov av en stödtjänst för felströmsinmatning.

8.2.3 Avhjälpande åtgärder

Avhjälpande åtgärder är definierat i SO som "alla åtgärder som manuellt eller automatiskt tillämpas av en eller flera TSO:er i syfte att upprätthålla driftsäkerhet". I dagsläget används avhjälpande åtgärder för spänningshantering för de tillfällen då stödtjänster och helt integrerade nät-komponenter för reaktiv effekt inte räcker för att hålla systemet i normaldrifttillstånd, för hantering av överbelastning, hantering av kortslutningsström samt för hantering av dynamisk stabilitet. Stödtjänster ska som utgångspunkt, även om möjlighet till undantag finns för icke-frekvensrelaterade stödtjänster, anskaffas utifrån ett marknadsbaserat förfarande, vanligen genom avrop. Avhjälpande åtgärder behöver dock bara anskaffas utifrån marknadsbaserade principer, t.ex. genom upphandling för längre tidsperioder, så långt det är möjligt. För omdirigering av produktion för att t.ex. reducera en överlast gäller dock att de anläggningar som ska omdirigeras som huvudregel väljs bland de resurser som använder sig av marknadsbaserade mekanismer.

Avhjälpande åtgärder för hantering av överbelastning

Om en överbelastning inträffar kan Svenska kraftnät i det korta perspektivet vidta ett antal avhjälpande åtgärder. För att avlasta den enskilda ledningen aktiveras först de åtgärder som har störst verkningsgrad i förhållande till kostnad. Det brukar vanligtvis vara omdirigering av flöden genom förändringar i nättopologin, t.ex. förbikopplingar av serie-kondensatorer eller sektioneringar, som för den aktuella driftsituationen är möjliga att göra utan att andra gränser för effektflöden riskerar att överskridas. I de fall det inte är tillräckligt används motköp och omdirigering för att aktivera de reglerobjekt som har störst påverkan på överbelastningen. Detta sker i dag genom aktivering av mFRR-bud⁵⁰ och sker antingen genom att aktivera nästa reglerobjekt på budstegen eller genom specialreglering där en specifik produktions- eller förbrukningsanläggning beordras att ändra sin produktion eller sin förbrukning.

Om dessa åtgärder tar för lång tid, mer än de 15 minuter som driftsäkerhetskriterierna utgår från, eller om de tillgängliga reglerobjekten inte räcker till, kan Svenska kraftnät aktivera delar av störningsreservens gasturbiner och begära manuell nödeffekt (EPC) på tillgängliga likströmsförbindelser. Dessa åtgärder behöver dock i sin tur sedan avlastas med hjälp av motköp eller effektkraftaffärer med andra TSO:er för att återställa deras tillgänglighet inför ytterligare störningar. Som ett sista steg, om inga ytterligare avhjälpande åtgärder är tillgängliga, behöver systemskyddsplanen aktiveras med manuell fränkoppling (MFK) av last som följd.

I dagsläget används mFRR-resurser för omdirigering och motköp. Vår bedömning är att behovet av avhjälpande åtgärder för att hantera överbelastning i transmissionsnätet

⁴⁹ Regeringen: I2020/02874 - Uppdrag att beskriva arbetet med stödtjänster och avhjälpande åtgärder samt lämna förslag till ersättningsmodeller och regeländringar.

⁵⁰ Motköp på likströmsförbindelser sker genom överenskommen kraftaffär med angränsande TSO.

kommer att öka. Resursernas placering i kraftsystemet får därför ökad betydelse för att kunna avlasta nätet mest effektivt. För att kunna utföra de mest ekonomiskt effektiva åtgärderna behöver Svenska kraftnät därför mer detaljerad information om lokalisering av aktiva resurser och deras tillgänglighet.

I och med att den europeiska marknadskopplingen för produkter som mFRR-energiaktivering genomförs kommer förfarandet att aktivera mFRR för motköp att förändras. Aktiveringsprocessen kommer att automatiseras och själva avropsförfarandet kommer att ske i en europeisk aktivering- och optimeringsfunktion (AOF).

Innan Norden ansluter sig till den europeiska mFRR-energiaktiveringsmarknaden sker avrop för motköp i den nordiska AOF:n. Under en övergångsperiod kommer avropen för motköp att hanteras tillsammans med avrop för balansering. Detta kommer att medföra att motköpsbehoven kommer att påverka balansenergipriserna för mFRR och i sin tur obalanspriset.

Svenska kraftnät kommer också att införa en standardprodukt för mFRR. De nationella tekniska kraven för standardprodukten för mFRR är ännu inte beslutade. För utbyte mellan TSO:er kommer kraven bl.a. att innebära kortare aktiveringstid, från dagens 15 minuter till 12,5 minuter. Följden kan bli att vissa av dagens mFRR-resurser inte kan delta i mFRR-energiaktiveringsmarknaden efter det att standardprodukter introducerats, vilket således riskerar att minska utbudet av resurser som kan användas i den automatiserade processen.

Vi anser att de resurser som inte kommer att uppfylla kraven på den standardiserade mFRR-produkten fortfarande kan fylla en viktig funktion för hantering av omdirigering och motköp. En åtgärd för att veta om resurserna är tillgängliga är att aktörerna ska kunna lämna in uppgifter om sin flexibilitet till en TSO med syfte att användas till planerade motköp och omdirigeringar. Aktören måste dock få möjlighet att först vara aktiv på intradag-marknaden, och därför ska det vara möjligt att uppdatera resurserna i listan efter intradag-marknadens stängningstid.

8.2.4 Effektreserven

Den svenska effektreserven är en s.k. strategisk reserv. För att tillåtas att ha en strategisk reserv måste det, enligt Elmarknadsförordningen, genomföras en bedömning av tillräckligheten i medlemsstatens elförsörjning, som vi beskriver lite djupare i kapitel 8.1.1. Om det nationella målet för tillräcklighet inte uppfylls ska medlemsstaten publicera en genomförandeplan för att säkerställa att hinder på elmarknaden undanröjs. Som en sista utväg kan medlemsstaten tillåtas införa en strategisk reserv eller annan kapacitetsmekanism för att hantera tillräcklighet. Införande av strategisk reserv eller annan kapacitetsmekanism ska

godkännas av EU-kommissionen innan en eventuell upphandling kan ske.

Utöver själva processen där medlemsstaten Sverige behöver ansöka om att få införa en strategisk reserv, efter att dagens avtal om effektreserv löper ut, kommer reglerna i Elmarknadsförordningen leda till följande förändringar för den svenska effektreserven:

- > I dag kan effektreserven aktiveras på dagen före marknaden om utbudet inte kan möta efterfrågan. I framtiden kommer effektreserven endast kunna aktiveras om Svenska kraftnät riskerar att utnyttja samtliga bud på balansmarknaden.
- > De resurser som deltar i effektreserven måste hållas utanför energimarknaderna och balansmarknaden under kontraktperioden. I dag kan effektreserven aktiveras på dagen före marknaden om utbudet inte kan möta efterfrågan.
- > I det fall effektreserven aktiveras ska obalanserna prissättas som lägst till det värde på VoLL som Energimarknadsinspektionen fastställt⁵¹, 7 869 €/MWh i 2020 års prisnivå. Det betyder att obalanskostnaden vid aktivering kommer vara högre än de 3 000 €/MWh som gäller i dag.

En preliminär tidsplan är att ovan nämnda förändringar kommer att genomföras inför vintern 2022/2023.

8.3 Övergripande systemförändringar

Den omställning av energisystemet som pågår innebär att nya åtgärder måste vidtas för att behålla ett leveranssäkert kraftsystem. Kraftsystemet är nu i starten på det som är den största och snabbaste förändringen som skett sedan det började byggas upp för mer än 100 år sedan. Efter avregleringen av elmarknaden på 1990-talet, där bl.a. ägandet av nät och elproduktion delades, har ingen enskild part längre ett heltäckande ansvar för samplanering av kraftsystemets tillräcklighet, något som i praktiken sköttes av Vattenfall tidigare. Tillräckligheten i systemet beror av produktions- samt överförings- och distributionskapacitet, satt i förhållande till samhällets behov av en säker och kostnadseffektiv energi- och elförsörjning. De snabba och till viss del fundamentala förändringar som nu sker medför att många av kraftsystemets egenskaper förändras. Detta ställer stora krav på de aktörer och parter som har en roll i dagens omställning och utveckling mot ett hållbart samhälle. Det är därför viktigt att alla aktörer gemensamt hanterar de utmaningar omställningen medför för den långsiktiga leveranssäkerheten i kraftsystemet, så att inte otillförlitliga elleveranser leder till att delar av omställningen försenas eller uteblir. Genom att

⁵¹ Energimarknadsinspektionen 2020: 103580, Fastställande av värdet av förlorad last (VoLL)

redovisa och öppet diskutera de utmaningar som kraftsystemet har och står inför ökar möjligheterna att tillsammans med branschens aktörer och andra myndigheter i tid utforma krav och metoder för att hantera dem.

Energiomställningen medför stora förändringar i produktionsmixen och innebär att vi går mot en större andel oplanerbar produktion. Det har redan fått och förväntas fortsatt få stor påverkan på leveranssäkerheten, både för tillräckligheten i produktionskapacitet och för överföringskapacitet samt för driftsäkerheten.

I tillägg till de förändrade egenskaper som den oplanerbara produktionen har så ansluts den på andra geografiska platser i systemet. En stor del av den tillkommande produktionen ansluts på distributionsnätsnivå och ersätter produktion på transmissionsnätsnivå. Detta innebär bl.a. att det blir svårare för Svenska kraftnät att ställa direkta krav på t.ex. spänningsreglering och andra nödvändiga förmågor, utan detta behöver ske via DSO:erna. Placeringen av produktionsanläggningar på distributionsnätsnivå medför också att spänningsregleringen i kraftsystemet förändras. Den förändrade produktionsmixen innebär att vi går från synkront anslutna anläggningar till anläggningar som ansluter till elnätet via kraftelektronik. Produktion som ansluter via kraftelektronik bidrar inte automatiskt med samma förmågor som den synkront anslutna produktionen och skapar därmed utmaningar för systemets leveranssäkerhet, både vad gäller tillräcklighet och driftsäkerhet. Däremot har kraftelektroniken möjlighet att bidra med viktiga förmågor, om rätt krav ställs och om tillräckliga ekonomiska incitament kan utformas. Svenska kraftnät ska arbeta för att främja en sådan utveckling.

På efterfrågesidan finns det många tecken på att vi kommer att se en intensifierad utveckling över de kommande decennierna, med en kraftigt ökad elförbrukning och ökat elberoende. Denna utveckling leder till behov av såväl ökad produktions- som överföringskapacitet i kraftsystemet. Samtidigt kan utvecklingen möjliggöra nya lösningar i form av att den nytillkommande förbrukningen har möjlighet att vara flexibel och att olika former av energilager kan komma att anslutas. Digitaliseringen öppnar också upp för nya lösningar, exempelvis genom att distribuerade eller aggregerade resurser på efterfrågesidan lättare kan användas för att leverera flexibilitet och andra tjänster till kraftsystemet.

Svenska kraftnät arbetar aktivt med en mängd nya lösningar som påverkar leveranssäkerheten. I de följande avsnitten beskrivs och konkretiseras några av de förändringar och efterföljande systemutmaningar som Svenska kraftnät identifierat, samt de åtgärder som vi redan startat eller avser att starta. Inledningsvis berörs de utmaningar och lösningar som nämnts i tidigare systemutvecklingsplaner dvs. frekvens-, spännings- och rotorvinkelstabilitet samt balansering.

8.4 Kraftsystemstabilitet och balansering

Kraftsystemet behöver vara stabilt för att kunna överföra el från producent till konsument på ett driftsäkert sätt. Frekvens och spänning ska hållas inom definierade gränser för att producenter, konsumenter och nätägare på ett effektivt sätt ska kunna utforma och använda sin utrustning för önskad verksamhet. Kraftsystemstabilitet är ett sätt att beskriva kraftsystemets förmåga att göra detta, eller med andra ord, att vid normaldrift upprätthålla stabila elektriska storheter. Begreppet innefattar även förmågan att kunna återgå till ett nytt jämviktsläge efter att ha utsatts för en störning.

Sedan Systemutvecklingsplan 2020–2029 publicerades har det hänt mycket rörande kraftsystemstabilitet och driftsäkerhetsfaktorer, både runt om i världen men också på Svenska kraftnät. Historiskt har kraftsystemstabilitet delats in i frekvens-, spännings- och rotorvinkelstabilitet, men nya utmaningar har lett till att begreppet behöver vidgas, något vi går in på i ett eget avsnitt. De historiska områdena är dock långt ifrån överspelade och ett omfattande arbete har bedrivits för att adressera de stora förändringar som sker. Störst fokus har de senaste åren legat på frekvensstabilitet och den minskande rotationsenergin vilka har bedömts vara de mest prioriterade utmaningarna att hantera, men även andra områden kommer att behöva omfattande åtgärder.

8.4.1 Frekvensstabilitet

Frekvensstabilitet kan beskrivas som kraftsystemets förmåga att hålla frekvensen stabil då det uppstår en obalans när produktionen av el inte är lika stor som konsumtionen. Kraftsystemets frekvensstabilitet påverkas av olika faktorer, framförallt av det dimensionerande felets storlek, mängden rotationsenergi och av stabiliserande resurser i form av reserver, samt obalansernas volym.

Svenska kraftnät har arbetat hårt för att förbättra frekvensstabiliteten, vilket börjar ge resultat i form av minskad tid utanför normalfrekvensintervallet som är 49,9–50,1 Hz. Under 2020 bröts inte bara trenden med allt sämre frekvenskvalitet, utan kvaliteten var den bästa på de senaste fem åren. Flera faktorer har bidragit till denna positiva utveckling. En viktig del är resultatet av det utvecklingsarbete med automatiska reserver som Svenska kraftnät bedriver i samarbete med övriga nordiska TSO:er. Samarbetet sker eftersom Norden är ett synkronområde och frekvensstabiliteten därmed är gemensam för hela det nordiska kraftsystemet. Utöver det har det dessutom bedrivits arbete på europeisk nivå för att harmonisera de olika marknaderna och därmed påverkas även frekvensstabilitetsrelaterade åtgärder såsom stödtjänsterna positivt. Frekvensstabilitet är fortsatt en högaktuell fråga som är mycket viktig att bevaka och agera på i utvecklingen av kraftsystemet och dess funktionalitet.

8.4.1.1 Frekvensstabilitet – Hänt sedan senast

I denna del presenteras några områden inom frekvensstabilitet som vi har arbetet med sedan den förgående systemutvecklingsplanen gavs ut. Områdena är införandet av Fast Frequency Reserve (FFR), nya tekniska krav för FCR, införandet av stödtjänsten FCR-D nedreglering samt införandet av nya europeiska krav på automatisk förbrukningsfrånkoppling (AFK).

Införandet av den avhjälpande åtgärden FFR

I den föregående systemutvecklingsplanen informerade vi om att den nya avhjälpande åtgärden Fast Frequency Reserve (FFR) skulle införas till sommaren 2020. FFR har nu införts i Norden för att bibehålla den transienta frekvensstabiliteten och hantera situationer med låg rotationsenergi, vilket främst uppstår under sommarhalvåret. Svenska kraftnät upphandlade ca 70 MW FFR 2020 och 110 MW 2021, vilket är ungefär en tredjedel av den totala nordiska volymen. Mängden FFR som behöver upphandlas baseras på det största dimensionerande felfallet i varje givet ögonblick. För att få en korrekt uppfattning om det aktuella behovet av FFR används ett prognostiseringsverktyg. Vi bedömer att införandet av FFR har varit framgångsrikt, då reserven bidragit till ökad driftsäkerhet, men att marknadsdesignen kan förbättras, exempelvis genom upphandling närmare driftdygnet för att med större säkerhet spegla behovet. För att hantera ytterligare minskning av rotationsenergin i Norden då andelen synkrongeneratorer minskar, behövs även andra lösningar för att skapa rätt incitament.

Nya harmoniserade tekniska krav för FCR

Sedan 2015 har det pågått ett gemensamt arbete mellan de nordiska TSO:erna för att ta fram nya harmoniserade tekniska krav för stödtjänsterna Frequency Containment Reserve for Normal Operation (FCR-N) och Frequency Containment Reserve for Disturbance (FCR-D). Under 2021 har de nordiska TSO:erna presenterat ett förslag på de nya tekniska kraven, som har utvecklats nordiskt i dialog med en referensgrupp från branschen. Några av de förändringar som föreslås är införandet av stabilitetskrav och motsvarande tester, men samtidigt även mjukare stabilitetskrav för FCR-D kortvarigt efter en störning. Utöver det föreslås tydligare kravspecifikationer för resurser med begränsad energireserv, med central styrning och för aggregerade resurser, samt för deaktivering av resurser. Efter en snabb och konstruktiv återkoppling från branschen uppdaterades förslaget och kraven prövas nu i en testfas som pågår fram till första kvartalet 2022. Branschen har visat ett stort intresse av att delta. Efter analys av testfasen kan kraven komma att justeras innan det slutgiltiga förslaget konsulteras i ett offentligt samråd. Målet är en nordisk harmoniserad kravbild och att säkerställa kraftsystemets förmåga att stabilisera frekvensstörningar.

Införandet av stödtjänsten FCR-D ned

Den nya stödtjänsten FCR-D nedreglering (FCR-D ned) kommer att införas vid årsskiftet 2021/2022. De tekniska kraven för FCR-D ned är i linje med kraven för den ursprungliga FCR-D-produkten, numera kallad FCR-D uppreglering (FCR-D upp), men i motsatt regleringsriktning. FCR-D ned införs för att stabilisera frekvensen vid överfrekvensstörningar. Dessa störningar kan exempelvis uppstå då mycket förbrukning plötsligt försvinner i kraftsystemet eller vid fel på en exporterande likströmsförbindelse. Svenska kraftnät behöver då tillfälligt kunna minska mängden elproduktion i kraftsystemet. Situationer med överfrekvenser har tidigare varit ovanliga i det nordiska kraftsystemet, men väntas öka i takt med att fler och större likströmsförbindelser och stora förbrukningsanläggningar etableras. Förkvalificeringsmöjligheten för att få delta på marknaden för stödtjänsten FCR-D ned öppnade 4 januari 2021 och kommer att pågå löpande. Upphandlad volym kommer att öka stegvis de kommande åren i takt med att tillräcklig förkvalificerad volym finns tillgänglig. Slutmålet är en maximalt upphandlad volym i Sverige på ca 565 MW, men mängden beror på aktuellt dimensionerande fel.

Automatisk förbrukningsfrånkoppling (AFK)

Förbrukningsfrånkoppling används i nöddrift för att förhindra ett okontrollerat sammanbrott och därmed begränsa omfattningen och tiden för elavbrott. Förbrukningsfrånkoppling kan vara både manuell (MFK) och automatisk (AFK). AFK aktiveras då frekvensen sjunker till 48,8 Hz eller lägre och bortkopplingen kan ske i flera steg. Aktiveringen sker via reläskydd i regionnäten i södra delen av Sverige, ungefär motsvarande elområde SE3 och SE4, vilket innebär att utrustningen ägs och förvaltas av DSO:erna. Det krävs därför bra samarbete mellan TSO och DSO:erna, där Svenska kraftnät som systemansvarig för överföringssystem är ansvarig för att utfärda föreskrifter för förbrukningsfrånkoppling.

I slutet av 2019 inledde Svenska kraftnät arbetet med att införa de nya europeiska kraven på AFK funktionen. Arbetet har omfattat att uppdatera föreskriften rörande AFK utifrån kraven i ER-koden, samt att genomföra behovsanalyser runt hur mycket och vilken typ av effekt som behöver omfattas av AFK för det svenska kraftsystemet. Förslaget på de nya föreskrifterna var på öppen remiss sommaren 2020 och Svenska kraftnäts styrelse godkände förslaget i februari 2021 varefter föreskrifterna publicerades. De nya kraven ska vara införda före 18 december 2022. Några av förändringarna är att tidigare krav på bortkoppling av större elpannor och värmepumpar vid 49,4 Hz har tagits bort samt att omfattningen av frånkopplingen har förändrats något. Utöver detta ställs även krav i föreskrifterna som möjliggör en ökad övervakning av AFK i Svenska kraftnäts kontrollrum. Den övervakningen omfattar en kontinuerlig mätning av mängden AFK för att säkra en korrekt storlek på bortkopplingen och därmed öka systemsäkerheten vid störningar.

Samtidigt pågår ett nordiskt koordineringsarbete för att samordna implementeringen av gemensamma krav på förbrukningsfrånkoppling i det nordiska synkronområdet.

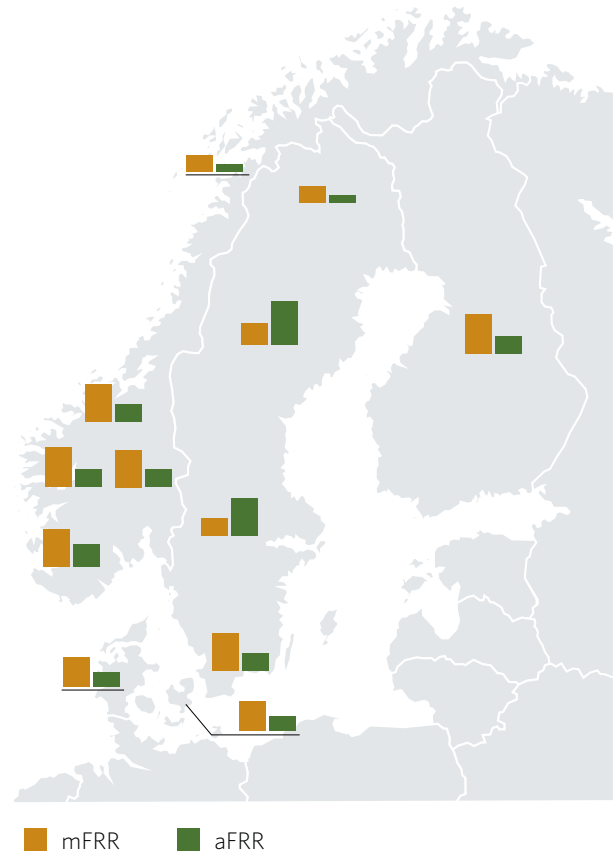
8.4.1.2 Frekvensstabilitet – Fortsatt arbete

För att möjliggöra mer förnybar elproduktion i kraftsystemet och samtidigt upprätthålla driftsäkerheten fortsätter Svenska kraftnät att förstärka portföljen av stödtjänster. Stödtjänster utvecklas kontinuerligt till följd av ny lagstiftning och kraftsystemets behov. Förändringarna skapar behov av nya stödtjänster, nya tekniska krav, större volymer och fler timmar då stödtjänster används. Utvecklingen av frekvensrelaterade och andra typer av stödtjänster beskrivs mer detaljerat i regeringsuppdraget om stödtjänster och avhjälpanande åtgärder samt nedan.

8.4.1.3 Dimensionering av stödtjänster

Dimensioneringen syftar till att bestämma hur stora volymer av olika stödtjänster som behöver vara tillgängliga för att upprätthålla en säker drift av kraftsystemet. Dimensioneringen av stödtjänster behöver ändras över tid, både säsongsvis och över år. Dimensionering av stödtjänster innefattar såväl att beskriva de förmågor som krävs, som vilka resulterande krav på teknisk design och volym av stödtjänster som behövs för att uppfylla de krav som ställs på Svenska kraftnät som systemansvarig, bl.a. genom förordningen SO.

Som kommunicerats i föregående systemutvecklingsplan har de nordiska TSO:erna tagit fram en gemensam metod för dimensionering av FRR inom Norden. Metoden är godkänd av de nordiska tillsynsmyndigheterna och ska vara implementerad under 2022. Dimensioneringen av FRR innebär att behovet av mFRR och aFRR beräknas per elområde, baserat på historiska obalanser i respektive elområde samt det dimensionerande felet. Med ökad andel väderberoende produktion förväntas även obalanserna att öka, vilket ger en förväntad framtida ökning av behovet, dimensioneringen, av stödtjänsterna. Figur 20 exemplifierar resultatet av dimensioneringsprocessen.



Figur 20: Bilden är endast ett illustrativt exempel på behov av mFRR och aFRR per elområde.

Dimensionering av FCR-N sker på nordisk nivå och volymkravet i det nordiska synkronområdet är totalt 600 MW. Den totala volymen fördelas ut till respektive TSO efter en fördelningsnyckel som beräknas utifrån summan av total förbrukning och produktion i respektive land relativt hela Norden. Det svenska kravet under januari till december 2021 är 242 MW.

Dimensionering av FCR-D baseras på det aktuella dimensionerande felet i systemet och kan därför variera under året. Om kärnkraftblocket Oskarshamn 3 är i drift utgör blocket det dimensionerande felet i Norden med sina 1450 MW. Det totala kravet i Norden fördelas sedan per TSO på samma sätt som för FCR. Det svenska kravet för FCR-D under januari-december 2021 är därmed maximalt 585 MW.

Dimensioneringen av FFR baseras på analyser om hur mycket rotationsenergi som det nordiska kraftsystemet behöver säkerställa för att vid ett fel inte understiga lägsta frekvens 49,0 Hz. Denna siffra omvandlas sedan till ett krav på snabb frekvensreserv, FFR, under timmar då rotationsenergin prognostiseras vara otillräcklig. För närvarande är maximalt behov av FFR ca 300 MW i Norden.

8.4.1.4 Förkvalificeringsprocessen

Förkvalificeringen är den process som en enhet eller grupp av enheter behöver genomgå med godkänt resultat för att få leverera stödtjänster. Förkvalificeringsprocessen bidrar till leveranssäkerheten genom att säkerställa rätt förmåga, tillräckliga resurser samt korrekt leverans av stödtjänsterna. Samtidigt måste förkvalificeringsprocessen bidra till en kostnadseffektiv anskaffning av reserver genom att tillräckligt många kan delta på marknaderna, att nå en diversitet i utbudet av resurser samt att säkerställa likvärdig behandling av exempelvis olika teknikslag.

Under de kommande åren kommer Svenska kraftnät att behöva genomföra ett stort antal förkvalificeringar. Det beror dels på att vi ser flera nya leverantörer av både befintliga och nya stödtjänster, och dels på att SO föreskriver att det ska ske en förnyad bedömning av kvalificeringen för FCR och FFR vart femte år. Eftersom SO trädde i kraft 14 september 2018 innebär det att de förnyade bedömningarna av de enheter som levererade FCR och FRR redan då behöver vara genomförda senast 14 september 2023. Det rör sig om i storleksordningen 700 förnyade bedömningarna. Omfattningen kommer att innebära betydande utmaningar för både Svenska kraftnät och marknadsaktörerna.

Under våren 2021 kommunicerade Svenska kraftnät en handlingsplan för hur det stora antalet förkvalificeringar ska kunna genomföras inom den legala tidsramen. Handlingsplanen innebär att en förenklad bedömning införs som komplement till en fullständig omkvalificering. Den förenklade bedömningen innebär att en enklare rapportering görs istället för fullständiga tester. En fullständig omkvalificering med nya tester behöver dock ske senast vid nästa omkvalificeringstillfälle. På så sätt kan driftsäkerheten fortsätta säkerställas samtidigt som tid sparas för bägge parter, då fullständiga kvalificeringar kan genomföras med jämnare flöde och längre framförhållning samt kan planeras in i samband med ombyggnationer eller annan teknisk utveckling.

En förutsättning för att klara av det stora antalet förkvalificeringar och förnyade bedömningar är att processen effektiviseras. Det blir helt nödvändigt att digitalisera delar av processen, och Svenska kraftnät planerar att utveckla ett verktyg som aktörerna själva kan använda som förberedelse för att se om deras anläggningar har möjlighet att uppfylla kraven innan en förkvalificering skickas in för bedömning.

8.4.1.5 Störningsreserven samt kompletterande upphandling

Som systemansvarig ska Svenska kraftnät alltid säkerställa att kraftsystemet kan återföras till normaldrift inom 15 minuter efter att ett enskilt fel inträffat. Om en störning sker och de frivilliga buden på reglerkraftmarknaden (mFRR) inte räcker för att hantera störningen, eller för att kunna återställa frekvenshållningsreserven FCR-D tillräckligt snabbt, behöver vi använda bud som säkrats i förväg. Störningsreserven är en sådan resurs i dag och utgörs av ett antal långsiktiga avtal med ägare av totalt 22 gasturbiner i elområdena SE3 och SE4, vars kapacitet uppgår till ca 1 360 MW. Utöver avtalen för gasturbiner delar Svenska kraftnät reserver med den danska TSO:n Energinet vilket ger tillgång till ytterligare 300 MW. Störningsreserven bidrar dock inte bara med aktiv effekt inom 15 minuter (mFRR), utan också med en rad andra nyttor som inte är frekvensrelaterade.

På grund av bl.a. en försämrad tillgänglighet hos de allt äldre gasturbinerna har Svenska kraftnät genomfört en kompletterande upphandling om ytterligare 300 MW mFRR-kapacitet i elområde SE3 och SE4 för avtalsperioden 2 juli 2021 till 31 maj 2022.

Den årliga upphandlingen av mFRR är en övergångslösning. De nordiska TSO:erna arbetar för närvarande med att utveckla IT-stöd och marknadsdesign för en kapacitetsmarknad för mFRR med upphandling dagen före tillhandahållandet (D-1), se avsnitt 8.4.4. Det tar dock tid att bygga en likvid D-1 marknad med förmågan att hantera det totala behovet av mFRR-kapacitet under årets alla timmar och därför behövs den årliga upphandlingen fortsatt. Svenska kraftnät har ett godkänt undantag som medger upphandling av mFRR-kapacitet på avtal om maximalt 12 månader till och med 2025.

8.4.2 Spänningsstabilitet

Spänningen i kraftsystemet behöver regleras med lokala eller regionala resurser, och kan inte handlas på marknader för resurser placerade i andra delar av landet eller Europa. Bristande förmåga att säkerställa acceptabla spänningsnivåer och en god spänningsstabilitet kan dock få nationell och europeisk påverkan genom att det påverkar hur stor överföringskapacitet som kan tillåtas i olika delar av nätet. Därför krävs ett bra samarbete mellan olika aktörer, bl.a. gällande vilken typ av spänningsreglerande förmågor det ska finnas i underliggande nät för att säkra en högre överföringskapacitet utan att riskera spänningskollaps. För att hantera förändringarna i kraftsystemet har Svenska kraftnät börjat ställa högre krav på att anslutande aktörer ska bidra till spänningsstabiliteten och arbetar med att införa ekonomiska incitament. Extra stort fokus ligger på distributionssystem med större produktionsanläggningar och hur dessa kan och ska bidra till driftsäkerheten.

8.4.2.1 Spänningsstabilitet – Hänt sedan senast

Det bedrivs och har bedrivits ett flertal arbeten på Svenska kraftnät rörande spänningsreglering och hantering av reaktiv effekt i kraftsystemet varav några nämns i detta avsnitt. Utöver dessa aktiviteter genomför vi löpande utredningar och analyserar behovet av spänningsreglering och reaktiv effektkompensering. Utifrån analyserna vidtas åtgärder genom exempelvis installation av reaktiva resurser och samordning med anslutna aktörer.

Ett resultat av tidigare genomförda analyser är installation och idrifttagning av en STATCOM i Stenkullen för att bl.a. öka den dynamiska regleringen och kompensera för minskningen av spänningsstöttande resurser från avvecklade kärnkraftsblock.

Förstudie spänning och reaktiv effekt

Sedan hösten 2020 har Svenska kraftnät bedrivit en förstudie om spänning och reaktiv effekt med målet att skapa en samlad överblick, beskriva tekniska risker i dag och i framtiden samt belysa de rättsliga och ekonomiska förutsättningarna att hantera dessa risker. Förstudien har haft till uppgift att tydliggöra behov och utmaningar och utifrån dessa bidra till att formulera ett gemensamt mål för vad Svenska kraftnät vill uppnå inom området. Förstudien har under arbetet identifierat ett stort antal aktiviteter, initiativ och projekt som relaterar till spänning och reaktiv effekt och som bedrivs på olika håll inom Svenska kraftnät. Vidare har förstudien sammanställt en färdplan som omfattar både pågående och nya förändringsaktiviteter och åtgärder. Förstudien har färdigställts under hösten 2021.

Kravställning i anslutningsavtal

I anslutningsavtalet fastställs plats- och anläggnings-specifika krav som ska uppfyllas för att en anläggning ska få ansluta till transmissionsnätet, exempelvis gällande förmåga till spänningsreglering och reaktivt effektutbyte. Under våren 2021 har Svenska kraftnät såväl arbetat med att utveckla och uppdatera arbetsprocessen som med kravbild. Arbetet kommer att fortsätta under hösten 2021 genom bl.a. ökad samverkan med branschen och anslutande parter.

Tarifföversyn gällande reaktiv effektkompensering

Svenska kraftnät har under 2021 och inom ramen för pågående tarifföversyn arbetat med att ta fram ett detaljerat förslag till hur reaktiv effektkompensering kan inkluderas i nättariffen. Målet är att dels ge incitament för att anslutande parter ska utbyta reaktiv effekt på ett sätt som minskar kostnaden i kraftsystemet och dels att hålla nollutbyte när det är lämpligt. Ett första förslag presenterades efter sommaren 2021 och en faktisk tariff kan som tidigast införas från och med 2024.

8.4.2.2 Spänningsstabilitet – Fortsatt arbete

Utöver fortsatt arbete inom eller till följd av ovan nämna aktiviteter så fortsätter Svenska kraftnät att utreda och analysera det långsiktiga behovet av spänningsreglerande resurser. Detta för att kunna säkerställa en tillfredsställande reglering, framförallt i sydvästra och sydöstra Sverige där en avveckling av två kärnkraftsblock har skett under senaste åren, och ytterligare två block tidigare. Behovet av sådana analyser finns även i norra Sverige. För att kunna bedöma vilka marginaler som är rimliga för spänningsstabiliteten utvecklas även metoder och verktyg för att analysera detta. Svenska kraftnät tar bl.a. del av internationell kunskap i olika samarbeten. Det är extra viktigt att kunna bedöma stabilitetsmarginaler i ett kraftsystem som går från synkront kopplad produktion till en hög grad av kraftelektronik, som har andra egenskaper gällande spänningsstabilitet.

Fortsatt arbete kommer också att ske för att tydliggöra ansvarsfördelningen mellan TSO och DSO, bl.a. avseende kravställning på anslutande produktionsanläggningar. Detta för att ge anslutande produktionsanläggningar större möjligheter att bidra med icke-frekvensrelaterade stödtjänster och avhjälpan åtgärder, dels för att ge Svenska kraftnät tillräckliga förutsättningar att säkerställa driftsäkerheten i överföringssystemet med avseende på spänningsreglering och felströmsinmatning. Svenska kraftnät ser ett problem i att större nya produktionsanläggningar i dag ofta ansluts på en lägre spänningsnivå, exempelvis 30 kV, vilket leder till suboptimal reglering av exempelvis spänningen. Vi ser också ett problem med att ägare till ledningar i direkt anslutning till produktionsanläggningar blir klassade som DSO:er, i stället för att ledningarna är en del av produktionsanläggningen. Detta kan innebära att ägaren till produktionsanläggningen får ansvaret för kravställning och verifiering på sin egen produktionsanläggning, vilket inte kan anses vara förenligt med den princip om åtskilt ägande som är grunden för en elmarknad i konkurrens. Det kan även leda till att driftsäkerheten i kraftsystemet äventyras om kravställningen eller verifieringen är otillräcklig. Svenska kraftnät behöver i detalj tillsammans med branschen och Energimarknadsinspektionen se över hur detta ska hanteras för att Svenska kraftnät ska ges förutsättningar att upprätthålla en kostnadseffektiv driftsäkerhet i överföringssystemet. Svenska kraftnät avser att behandla frågan inom det nyinrättade Systemforum.

8.4.2.3 Regeringsuppdrag avseende stödtjänster och avhjälpande åtgärder

I rapporten Stödtjänster och avhjälpande åtgärder i ett energisystem under förändring⁵² har Svenska kraftnät beskrivit bl.a. tre åtgärder som adresserar hantering av spänning och reaktiv effekt:

- > Svenska kraftnät föreslår införandet av en icke-frekvensrelaterad stödtjänst med administrativt fastställt ersättning för spänningsreglering med två ersättningsnivåer; en nivå för temporär och en för varaktig spänningsreglering i anslutningspunkten. Svenska kraftnät har tagit fram ett förslag till teknisk utformning av stödtjänsten, men ett fortsatt utredningsarbete är nödvändigt. Svenska kraftnät har för avsikt att samråda med branschen och vidareutveckla förslaget under 2022.
- > Svenska kraftnät har för avsikt att initiera ett arbete för att utforma pilotförsök för marknadsmässig anskaffning av reaktiv effektkompensering, eller andra identifierade behov, i ett eller flera områden eller anslutningspunkter med särskilt stort behov. Behovsidentifiering och utformning av piloter kommer att göras under 2022, med målet att kunna genomföra upphandlingar under 2023. Leveransperioden förväntas inledas under 2025.
- > Svenska kraftnät renodlar anslutningsavtalen och inför ett driftavtal som skapar en struktur som underlättar överenskommelser och tydlighet mellan olika parter gällande när och hur olika förmågor ska användas, exempelvis vid vilket systemdrifttillstånd. Anslutningskoder tillsammans med anslutningsavtal reglerar vilka förmågor som ska finnas för att en anläggning ska få ansluta till kraftsystemet. Driftkoderna tillsammans med driftavtal reglerar hur förmågorna får och ska användas. Till skillnad från anslutningskoderna så omfattar driftkoderna även befintliga anläggningar och hur tillgängliga förmågor hos dessa anläggningar får och ska användas för att upprätthålla driftsäkerheten vid olika systemdrifttillstånd. Svenska kraftnät har för avsikt att samråda med branschen och ta fram en ny avtalsstruktur. Arbetet inleds under hösten 2021.

8.4.2.4 Hantering av specifika driftsituationer

Under sommaren 2020 tvingades Svenska kraftnät införskaffa extra avhjälpande åtgärder för att klara av oförutsedda händelser och upprätthålla driftsäkerheten. Då skedde bl.a. underhåll av transmissionsnätet och flera av kärnkraftverken hade förlängda revisioner och var därför inte i drift och kunde bidra med viktiga förmågor. Svenska kraftnät ingick då tillfälliga avtal med ett antal producenter i södra Sverige om att de skulle vara tillgängliga och kunna bidra med sin reaktiva förmåga och kortslutningseffekt. Ett bilateralt avtal slöts även under sommaren 2021 med Ryaverket för att bidra med sin

reaktiva förmåga och kortslutningseffekt, detta för att hantera att Ringhals 3 var under revision längre än planerat. Den förlängda revisionen medförde att båda Ringhalsreaktorerna var bortkopplade från nätet under cirka en månad, mellan 26 juli och 27 augusti. Driftsäkerhetsmässigt kunde situationen hanteras, delvis tack vare den reaktiva förmågan hos SydVästlänken och en nyligen idrifttagen STATCOM, en anläggning med dynamisk spänningsregleringsförmåga. Ökad flexibilitet och stödåtgärder i någon form bedöms fortsatt behövas vid särskilda driftförutsättningar för att säkra en god driftsäkerhet på längre sikt. Sammantaget arbetar Svenska kraftnät kontinuerligt med att förbättra riskanalyser och öka graden av proaktivitet, bl.a. för att skapa en ökad transparens för branschens aktörer.

8.4.3 Rotorvinkelstabilitet

Effektpendlingar kan uppstå i kraftsystemet när direktanslutna synkrongeneratorer i olika delar av systemet börjar pendla mot varandra. Pendlingarna kan i värsta fall växa och leda till att kraftsystemet bryter samman. Elektriskt uppstår effektpendlingarna genom vinkelförändringar mellan olika direktanslutna synkrongeneratorers rotoror orsakade av någon händelse i systemet. Vinkelskillnadernas storlek beror på effektöverföringen i nätet, där högre överföring respektive längre avstånd leder till större vinkelskillnader och därmed till ökad risk för att rotorvinkelinstabilitet kan uppstå. Marginalerna för rotorvinkelstabiliteten påverkas av de förändringar som sker i kraftsystemet. I ett kraftsystem med färre synkront anslutna produktionsanläggningar sjunker den s.k. kortslutningseffekten vilket gör det mer känsligt för pendlingar. I kombination med att mer effekt överförs långa avstånd, både inom och mellan länder, leder det till minskade stabilitetsmarginaler. De förstärkningar som görs i nätet bidrar dock positivt på rotorvinkelstabiliteten genom att ett starkare nät minskar de elektriska avstånden mellan systemets olika delar.

8.4.3.1 Rotorvinkelstabilitet – Hänt sedan senast

Svenska kraftnät har utökat arbetet rörande rotorvinkelstabilitet genom en ökad småsignalanalys av pendlingar. Vi har bl.a. följt upp och gjort analyser av historiska händelser för att utvärdera dämpningen av pendlingar i det nordiska systemet. Dessutom pågår det ett gemensamt arbete där Svenska kraftnät och ägare av olika typer av produktionsanläggningar har genomfört mätningar för att kunna validera de modeller som används för att representera generatorerna och deras kontrollsystem. Syftet är att i ett fortsatt arbete förbättra modellerna för magnetiseringssystemet. Genom att ha korrekta modeller kan inställningarna för synkrongeneratorernas dämp tillsatser, de s.k. Power System Stabilizers (PSS), undersökas och utvecklas. Det pågår även arbete som syftar till att precisera funktionskrav på PSS-liknande funktionalitet för vindkraft, ofta benämnt

⁵² Svenska kraftnät 2020: Svk 2020/4162 Stödtjänster och avhjälpande åtgärder i ett energisystem under förändring

Power Oscillation Damping (POD). Detta kommer att kunna ge viktiga insikter för att vidta rätt åtgärder så att risken för att odämpade pendlingar uppträder kan minska, och i förlängningen till att mindre marginaler behöver användas när säkra överföringskapaciteter bestäms.

8.4.3.2 Rotorvinkelstabilitet – Fortsatt arbete

Inom området WAMS (Wide Area Management System) startades det 2021 upp ett gemensamt fyraårigt projekt mellan Sverige och Norge, där både TSO:er, forskningsinitiativ och högskolor är med. Projektet heter NEWEPS (Nordic Early Warning Early Prevention System) och syftar till att både utveckla men främst demonstrera WAMS-applikationer i det PMU-baserade systemet (Phasor Measurement Unit) för att övervaka och därmed veta hur vi ska styra den dynamiska stabiliteten i det nordiska synkronområdet. Svenska kraftnät är även en del av det nordiska FoU-projektet SPARC (SynchroPhasor Automatic Realtime Control) som syftar till att utveckla nya metoder och bättre verktyg för övervakning och kontroll av transmissionsnätet. Utöver det pågår det förbättringsarbeten rörande högre tillgänglighet och full integrering av WAMS i vårt kontrollrum för att tillgängliggöra exempelvis förbättrade larmfunktioner för operatörerna. Ett ytterligare projekt rörande övervakningssystem som nu pågår är ett arbete där detekteringen och visualiseringen av effektpendlingar undersöks.

8.4.4 Balansering

Balanseringen av kraftsystemet syftar till att hantera de obalanser som uppstår mellan produktion och förbrukning. Med allt mer variation i elproduktionen går det inte längre att fortsätta som tidigare utan hela balanseringsmodellen behöver förändras. Svenska kraftnät arbetar därför med att införa en ny balanseringsprocess som bättre ska kunna hantera de obalanser som uppstår, både genom åtgärder i realtid och genom att skapa korrekta incitament för marknadens aktörer att i förväg planera sig i balans. Processen utgörs därför inte enbart av själva balanseringen i driftögonblicket utan omfattar även dimensionering, upphandling samt avräkning och verifiering av balanseringstjänsterna. En allt högre grad av väderberoende elproduktion, distribuerad produktion och snabba förändringar i konsumtionsmönstret medför utmaningar för balanseringsprocessen och ställer krav på effektivisering.

Den största drivkraften till att balanseringsprocessen nu genomgår en stor förändring är energiomställningen. För att möjliggöra en säker, effektiv och hållbar balansering i hela Europa ställs krav på harmoniserade villkor för att möjliggöra en ökad marknadsintegration och främja konkurrensen. För närvarande utvecklas de s.k. balanseringsplattformarna för att göra det möjligt att utbyta balansenergi i hela Europa.

Den nordiska energiaktiveringsmarknaden för mFRR, även kallad reglerkraftmarknaden, saknar i dag tillräcklig likviditet i vissa elområden under vissa timmar. Detta gäller exempelvis möjligheten att reglera ned produktion under sommaren, då det blåser mycket och förbrukningen är låg.

Tidsenheten på dagens elmarknader är en timme och så är även avräkningen. Detta skapar otillräckliga incitament för det balanseringsarbete som krävs inom timmen samt otillräckliga prissignaler. I dag socialiseras, kostnaderna i hög grad istället för att belasta dem som orsakat obalansen och därmed också visa geografiskt var behovet av balanseringsresurser är som störst. Exempelvis speglar dagens obalanspris inte att aktivering kan ha skett i bägge riktningar under timmen utan endast priset utifrån den dominerande riktningen.

8.4.4.1 Balansering – hänt sedan senast och fortsatt arbete

Då behovet av stödtjänster för balansering ökar kommer utbudet att behöva öka för att anskaffningen ska kunna genomföras på ett samhällsekonomiskt effektivt sätt och för att kunna säkerställa leveranssäkerheten. För att öka utbudet krävs ett gott samarbete med befintliga och nya aktörer samt innovationsvilja både från leverantörer och Svenska kraftnät. Svenska kraftnät har en viktig roll i att tydliggöra behoven och föra en öppen dialog med intressenter. Vi har sett ett behov av att enklare kunna pröva nya lösningar och ny design. En rutin för att hantera pilotprojekt har därför upprättats tillsammans med Energimarknadsinspektionen. Rutinen främjar en snabbare utveckling, men säkerställer samtidigt transparens och rättvisa villkor.

Nya roller införs – BSP och BRP

Svenska kraftnät har sedan föregående systemutvecklingsplan fortsatt arbetet med att utveckla villkor för balansering i enlighet med förordningen avseende balansering (EB). Villkoren gäller de två svenska rollerna Leverantör av balans-tjänster (BSP) och Balansansvarig part (BRP). Svenska kraftnät arbetar med att komplettera tidigare inlämnade förslag till villkor och planerar att lämna dessa för godkännande av Energimarknadsinspektionen före utgången av 2021. Efter godkännande har Svenska kraftnät och marknadens aktörer 12 månader på sig att implementera villkoren. De nya rollerna BSP och BRP ersätter dagens roll som balansansvarig, vilket innebär att BSP- och BRP-avtalen kommer ersätta Balansansvarsavtalet. De nya rollerna innebär ett antal skillnader jämfört med dagens roll som balansansvarig.

BSP är den aktör som levererar balanstjänster, balanskapacitet och balansenergi, till Svenska kraftnät. Det sker i form av bud på balansmarknaderna som avropas och aktiveras efter behov. En aktör som avser bli BSP ska förkvalificera sina enheter eller grupper av enheter som ska leverera balanstjänster. Förkvalificeringen syftar till att kontrollera att enheten

eller grupperna av enheter kan leverera enligt de krav som ställs på balanstjänsten i fråga.

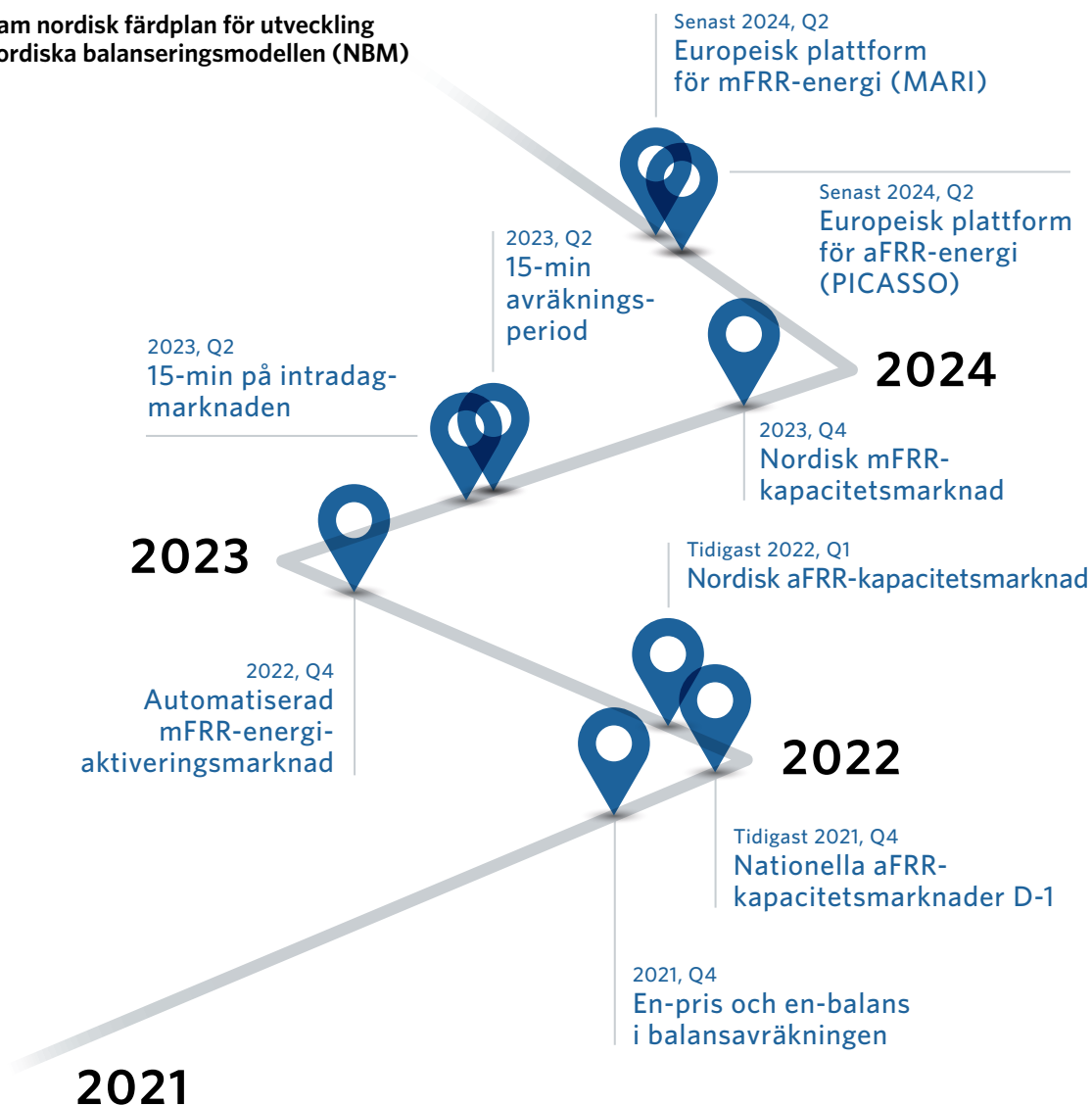
BRP har det ekonomiska ansvaret för obalanserna och handlar på dagen före- och intradag-marknaderna.

Avräkningen för BSP och BRP sker separat. BSP avräknas på de avropade bud denne lämnat till balansmarknaderna med avseende på balanskapacitet och balansenergi. BRP avräknas efter obalanserna i den eller de anslutningspunkter som denne är ansvarig för.

8.4.4.2 Nya nordiska balanseringsmodellen

Arbetet med att utveckla och implementera en ny nordisk balanseringsmodell (NBM) fortsätter. Förändringsbehovet av den nordiska balanseringen drivs av omställningen av kraftsystemet och även av europeisk harmonisering och marknadskoppling. De konkreta förändringar som kommer närmast i tid inkluderar förändrad obalansprissättning samt ett införande av en gemensam nordisk kapacitetsmarknad för aFRR. Inom ett par år kommer även en automatiserad mFRR-energiaktiveringsmarknad att införas samt en övergång till 15 minuters avräkningsperiod att ske. Därefter står anslutning till de europeiska balanseringsplattformarna näst på tur.

Gemensam nordisk färdplan för utveckling av nya nordiska balanseringsmodellen (NBM)



Figur 21: Färdplan för implementering av nordisk balanseringsmodell 15 minuters avräkningsperiod.

15 minuters avräkningsperiod

Införandet av 15 minuters avräkningsperiod skapar ett flertal nyttor. Framförallt bidrar det till en mer korrekt prissättning av balansenergi och obalansenergi då det i högre grad speglar realtidsvärdet av energi. Även de strukturella obalanserna som i dag uppträder runt tidskiften förväntas minska. De nordiska TSO:erna har begärt undantag från införande av 15 minuters avräkningsperiod fram till 22 maj 2023, vilket även tillsynsmyndigheterna har godkänt. En förutsättning för att gå över till 15 minuters avräkningsperiod och 15 minuter som tidsenhet på marknaderna är en ökad automatisering av balanseringsprocessen. Att ändra avräkningsperioden till 15 minuter är ett krav enligt europeisk lagstiftning, men en övergång kräver också att det finns en marknad att handla sig i balans på. Därför är införandet också beroende av implementering av 15 minuter som tidsenhet på elmarknaden. Det införandet beskrivs närmare i kapitlet om elmarknadsutveckling.

aFRR kapacitetsmarknad

Införandet av en nordisk marknad för aFRR-kapacitet är en mycket viktig milstolpe för utveckling av den nordiska balanseringen. Det är också en viktig förutsättning för att successivt kunna öka volymerna av aFRR i Norden, både vad gäller tillräcklighet och ekonomisk effektivitet. Att kunna säkerställa

ökade volymer aFRR alla årets timmar är en förutsättning för att möta energiomställningens utmaningar och en ökad automatisering i och med övergången till 15 minuters tidsenhet på marknader och i avräkning. Enligt beslut av ACER är den nordiska kapacitetsmarknaden för aFRR villkorad med att flödesbaserad kapacitetstilldelning är i parallell drift. Svenska kraftnät kommer att ansluta till den nya nordiska marknadsplattformen för aFRR-kapacitetsmarknad under januari 2022 och enligt nuvarande planering kan den nordiska marknaden tas i drift andra kvartalet 2022.

mFRR kapacitetsmarknad

De nordiska TSO:erna har olika behov av en gemensam marknad för upphandling av mFRR-kapacitet. Vidare finns i dag flera olika typer av kapacitetsupphandling av mFRR i de nordiska länderna. Svenska kraftnät ser att en gemensam nordisk kapacitetsmarknad för mFRR är ett naturligt steg för att åstadkomma en effektiv anskaffning av resurser. Eftersom Sverige i dag saknar en kapacitetsmarknad för mFRR är Svenska kraftnät inställda på att starta med en nationell marknad som ett första steg. Vi ser samtidigt att det är mycket positivt att utveckla en gemensam nordisk IT-plattform som kan hantera nationella mFRR-kapacitetsmarknader dagen före driftdygnet, och som i ett senare skede även kan operera en gemensam nordisk mFRR-kapacitetsmarknad.



mFRR-energiaktiveringsmarknad (EAM) och anslutning till MARI

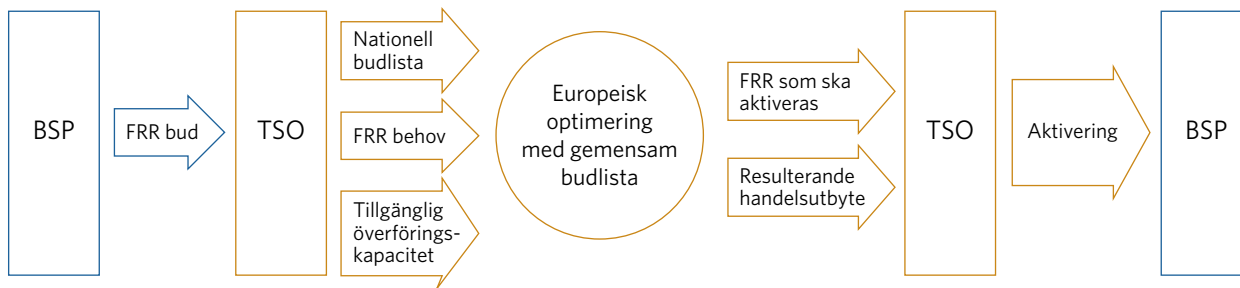
Den nordiska energiaktiveringsmarknaden för mFRR, även kallad reglerkraftmarknaden, kommer genomgå betydande förändringar under de kommande åren. Dels för att anpassas till 15 minuters tidsenhet och dels för att hantera den kommande områdesbaserade balanseringen. Det handlar i korthet om att hela processen, inte minst de interna processerna hos TSO:erna, behöver automatiseras och digitaliseras. Följande steg beskriver målmodellen för mFRR-processen:

1. Prognoser för obalanser i varje elområde genereras automatiskt för nästkommande 15-minutersperioder. Prognoserna baseras på produktionsplaner och väderprognoser, men även historiska obalansdata för timmar med liknande förutsättningar, genom självlärande system s.k. AI.
2. Obalansprognoserna utgör grunden för automatiskt genererade mFRR-energiaktiveringsbehov per elområde.

3. mFRR-behov skickas tillsammans med en budlista per elområde samt tillgänglig överföringskapacitet mellan elområdena till en nordisk optimeringsfunktion, Automated Optimisation Function (AOF)
4. Optimeringsfunktionen genomför en ekonomisk optimering av mFRR-aktiveringen, baserad på underlag från samtliga nordiska elområden
5. Resultatet i form av aktiveringar, underlag för priser samt använd överföringskapacitet skickas tillbaka till TSO:erna, varpå aktiveringssignaler skickas till leverantörerna av mFRR (BSP). Aktiveringarna av mFRR-energi sker genom elektroniska avrop istället för per telefon som i dag.

Processen ovan är principiellt densamma som kommer tillämpas på europeisk nivå för både mFRR och aFRR i och med utvecklingen av de europeiska plattformarna för utbyte av balansenergi, MARI (mFRR) och PICASSO (aFRR).

Process för utbyte av balansenergi på europeiska plattformar



Figur 22: Process för utbyte av balansenergi på europeiska plattformar.

För att alla nordiska TSO:er ska införa processen koordinerat har det nordiska projektet mFRR EAM startats. Inom mFRR EAM pågår nu ett intensivt arbete för att utveckla och testa de IT-verktyg som är förutsättningar för den automatiska balanseringen av mFRR som beskrivs ovan, det är denna automatiska balansering som tidigare kallades MACE. Nästa stora milstolpe i mFRR EAM är att ta i drift de automatiska balanseringsprocesserna och därmed övergå till balansering per 15 minuter enligt den europeiska målmodellen, s.k. scheduled activation, samtidigt som avräkningen fortsatt baseras på 60 minuter. Denna förberedelse inför 15 minuters avräkningsperiod kommer att inledas fjärde kvartalet 2022 och pågår till den 22 maj 2023.

En viktig förutsättning för mFRR EAM är att samtliga leverantörer av mFRR använder elektroniska avrop. Därför pågår ett pilotförsök med elektroniska avrop där samtliga balansansvariga som levererar mFRR deltar. Senast fjärde kvartalet 2022 kommer det att bli obligatoriskt med elektroniska avrop och fram till dess kommer Svenska kraftnät erbjuda test och stöd i implementering av elektroniska avrop.

Genomförande av projektet mFRR EAM och därefter införande av 15 minuters avräkningsperiod är en förutsättning för att de nordiska TSO:erna ska kunna ansluta till den europeiska plattformen, MARI, för utbyte av mFRR. Senast möjliga anslutning till MARI är andra kvartalet 2024. De nordiska TSO:erna arbetar med att ta fram en detaljerad tidsplan och tidpunkt för anslutning.

aFRR Energiaktiveringsmarknad och anslutning till PICASSO

Att gå från dagens pro rata-baserade aktivering av aFRR i hela Norden, som baseras på frekvensen, till elområdesbaserad aktivering enligt prisordning, även kallat merit order, är en komplex process, vilket är huvudorsaken till att införande sker stegvis. De steg som krävs för att möjliggöra merit order-aktivering per budområde är i första hand interna processer hos de nordiska TSO:erna och inkluderar upphandling och implementering av funktionalitet i IT-system för att styra aktivering av aFRR per område, samt funktionalitet för att samordna optimeringen på nordisk nivå. När dessa steg är på plats kan aktiveringen ske per område och i prisordning. Nästa steg är att Norden ansluter till PICASSO, till en början endast för utbyte av aFRR inom Norden och inte med övriga synkronområden. Slutligen kan utbyte med övriga synkronområden ökas successivt för att till slut ske till full potential. Senast möjliga anslutning till PICASSO är andra kvartalet 2024. De nordiska TSO:erna arbetar med att ta fram en detaljerad tidsplan och tidpunkt för anslutning.

Avräkning av obalanser

Utöver kortare avräkningsperiod föranleder EB-förordningen även en europeisk harmonisering och därmed förändringar av balansavräkningen. Införande av en (1) nettoobalans samt tillämpande av enprisavräkning hör till de mest centrala förändringarna som gemensamt införts i hela Norden den 1 november 2021. Istället för nuvarande två balanspositioner per balansansvarig och elområde, en för produktion och en för förbrukning, införs en gemensam nettoposition som avräknas med enpris. Enpris betyder att samma pris tillämpas för negativa och positiva obalanser på samma vis som nuvarande avräkning av förbrukningsobalansen. De nordiska TSO:erna har tidigare utvärderat möjligheten att under vissa förutsättningar även i fortsättningen tillämpa tvåpris, men beslutat sig för att införa en rak enprismodell.

Utöver ovan nämnda förändringar införs justeringen att den slutgiltiga positionen endast beräknas utifrån handelsplaner, samt en anpassning av avgiftsstrukturen för den balansansvarige.

Utöver de förändringar som införs den 1 november 2021 kommer flera andra förändringar av balansavräkningen att införas successivt de kommande åren. I samband med införande av en kortare avräkningsperiod den 22 maj 2023 och de samtidiga förändringarna av mFRR-energiaktiveringsmarknad förändras också reglerna för beräkning av dominerande riktning samt hur obalanspriset beräknas. Även tillämpning och beräkning av balansgrundpriset kommer att behöva revideras. De nordiska TSO:erna planerar att öppna en dialog kring införande av en bristprissättningskomponent, vilket för närvarande bedöms ske efter införandet av kortare avräkningsperiod.

Vid anslutning till de europeiska balanseringsplattformarna MARI och PICASSO, beräknas balansenergipriserna för mFRR och för aFRR europeiskt, och kommer tillsammans att bestämma obalanspriset. Den kanske viktigaste förändringen här är inkludering av ett separat balansenergipris för aFRR och flera balansenergipriser från mFRR. Detta då den europeiska marknadskopplingen skiljer på schemalagd aktivering för varje kvartstimme och direktaktiveringar vid behov.

Svenska kraftnät ser många fördelar, men också några utmaningar, med den europeiska målmodellen för balansavräkning. Enbalans- och enprisavräkning förenklar för marknadens aktörer och skapar incitament för att stödja systembalansen, så kallad självreglering. Samtidigt riskerar incitamenten för att följa produktionsplanen att försvagas vilket utgör en operativ utmaning. Den förändrade balansavräkningen har därför också kompletterats med gemensamma nordiska regler i syfte att öka incitamenten att följa produktionsplanerna, då vi befinner oss i en stor förändring vad gäller balansering och den förändrade balansavräkningen lämpar sig bäst tillsammans med en kortare avräkningsperiod.

Utöver ovan nämnda förändringar, som pågår för att anpassa balanseringsprocessen och frekvenshållningen till det förändrade systemet, behöver det även ställas krav på och införas bättre prognosverktyg, flexibla resurser och automatiserade processer i kontrollrummet. Det krävs för att Svenska kraftnät ska kunna hantera snabba förändringar från väderberoende produktion under drift.

8.4.4.3 Vindkraften som leverantör av stödtjänster för balansering

Vindkraften har potential att bidra med flexibilitet och stödtjänster till kraftsystemet, särskilt till nedreglering i situationer med produktionsöverskott. Ett typiskt scenario är tillfällen under sommaren med låg förbrukning i Norden och mycket vind som inte prognosticerats och som behöver regleras ned för att få ett balanserat system. Hittills har vindkraften i Sverige dock endast i begränsad utsträckning varit aktiv på marknaden för stödtjänster. Bristen på nedregleringsresurser innebär att Svenska kraftnät behöver ta till åtgärder som tar längre tid, ger sämre driftsäkerhet och till ett högre pris för samhället.

Svenska kraftnät behöver tillsammans med vindkraftbranschen se hur vindkraften kan bidra till balanseringen. Både kravbild och förkvalificeringsprocess behöver tydliggöras för att öka vindkraftens inträde på balansmarknaderna. Svenska kraftnät för redan i dag en konstruktiv dialog med aktörer i branschen gällande vindkraftens förmågor och möjligheter till reglering. Det finns också ett behov av att dela kompetens mellan aktörer, då det på vindkraftssidan ofta är vindturbinstillverkaren som har den tekniska kompetensen, medan anläggningsägaren kan verka inom helt andra

branscher än elbranschen. Med en förväntad ökad expansion av vindkraft till havs, och därmed mycket stora anläggningar, är det centralt att få ett ökat deltagande på reglerkraftmarknaderna även från dessa anläggningar.

Det är stora skillnader jämfört med t.ex. Danmark där vindkraftsproducenterna är betydligt mer aktiva på reglermarknaderna. För att kunna fortsätta expansionen av väderberoende produktion och samtidigt ha ett driftsäkert kraftsystem är vår bedömning att det är av stor betydelse att en sådan utveckling också kommer till stånd i Sverige. De ekonomiska incitamenten för att leverera balanstjänster ökar, dels till följd av mycket låga obalans- och/eller dagen före-priser, växande marknader för stödtjänster samt styr- och reglerteknisk utveckling.

En annan förklaring som branschen givit kring sin begränsade aktivitet som leverantör av stödtjänster är de komplicerade marknadslösningarna och avtalsförhållandena, där s.k. Power Purchase Agreements (PPA) utgör en del. Den nytilkommande vindkraften är till stor del projektfinansierad. Det innebär att investerarna behöver kunna låsa in prisrisker för att få finansiering till sina projekt. PPA:er är traditionella långtidskontrakt för elleveranser och kan därmed ses som ett marknadsmässigt svar på att hantera risker för investerare och fördela risker mellan producenter och köpare. Det är således naturligt att denna typ av kontrakt blivit dominerande för förnybar kraftproduktion. Däremot kan det vara problematiskt om det medför att många producenter med PPA inte får några incitament att vara aktiva som leverantörer av stödtjänster. Sannolikt kommer aktörerna att över tid även justera kontraktsformerna, men i nuläget finns en tröskel-effekt som försvårar för aktörerna att vara med och agera på marknaderna.

8.5 Nya utmaningar och åtgärder till följd av kraftsystemets förändring

Exempel på utmaningar som påverkar driftsäkerheten har i tidigare systemutvecklingsplaner, samt i kapitel 8.4 ovan beskrivits under det elkraftstekniska begreppet kraftsystemstabilitet, vilket delats in i frekvens-, spännings- och rotorvinkelstabilitet. I takt med att kraftsystemet förändras ökar dock behovet av att dels beakta fler stabilitetsfenomen än frekvens-, spänning- och rotorvinkelstabilitet, och dels belysa förändringar av andra faktorer som också påverkar driftsäkerheten. Faktorer som påverkar driftsäkerheten men som inte kan klassas som stabilitetsfenomen är t.ex. termiska överlastar på ledningar, stationära spänningsavvikelser utanför tillåtna intervall, olika elkvalitetsfenomen samt skyddssystemets utformning. Andra förändringar i kraftsystemet som tillför nya faktorer som påverkar driftsäkerheten är den ökande mängden kraftelektronik och den

ökande användningen av kablar på högre spänningsnivåer. Hur driftsäkerheten påverkas av dessa faktorer behöver beaktas i och med de snabba förändringar som nu sker.

Till skillnad mot tidigare avsnitt där utgångspunkten har varit de identifierade systemutmaningarna och vad som orsakat dem så lyfts i följande avsnitt ett antal förändringar som kraftsystemet står inför, och vilka utmaningar de kommer att leda till om inga åtgärder vidtas. Det är förändringar som behöver beaktas i ett allt mer komplext kraftsystem och som påverkar driftsäkerheten och därmed leveranssäkerheten.

Kraftsystemstabilitet utgör dock fortsatt en stor och mycket viktig delmängd av alla faktorer som påverkar driftsäkerheten och som Svenska kraftnät även i fortsättningen fokuserar på.

Introduktionen av ny väderberoende produktion bidrar till de utmaningar som nämnts i tidigare avsnitt. Den nya typen av produktionen medför också flera större förändringar för kraftsystemet. Dessa beskrivs i de kommande avsnitten, tillsammans med de utmaningar förändringarna innebär:

- > Ökande andel kraftelektronikriktare
- > Ökande användning av kablar
- > Ökande andel produktion anslutet till distributionssystem
- > Mer varierande och förändrade effektflöden

8.5.1 Ökande andel kraftelektronikriktare

Det svenska kraftsystemet har under lång tid dominerats av produktionslag som vattenkraft och kärnkraft, där en synkrongenerator är den del i produktionsanläggningen som omvandlar rotationsenergi till elektrisk energi. Generatoren drivs i sin tur av en turbin som roterar med hjälp av vatten eller ånga. Synkrongeneratorer är direkt kopplade till nätet, och deras rotationshastighet är synkront bunden till kraftsystemets frekvens.

Det elkraftssystem som utvecklats sedan 1890-talet då trefassystemet först introducerades är djupt sammanflätat med roterande maskiner och i synnerhet synkrongeneratorn. Den elkraftsteori som beskriver stora elkraftsystem är därför till stor del baserad på egenskaper hos synkrongeneratorn, och hur den interagerar med resten av kraftsystemet. Uppbyggnaden och utvecklingen av kraftsystemen under 1900-talet har i stort sett skett hand i hand med utvecklingen av synkrongeneratorn. Stora kraftsystem är i dag designade så att de kräver en viss andel roterande maskiner, och de medföljande egenskaper och förmågor som de bidrar med, för att vara driftsäkra.

Med energiomställningen ökar andelen produktionslag som ansluts asynkront till nätet via kraftelektronik. Generatorns rotationshastighet är i asynkrona anslutningar inte bunden till

nätets frekvens utan generatoren kan drivas med den hastighet som är effektivast, direkt av t.ex. vindkraftens rotor, vilket ökar effektiviteten i moderna vindkraftsparker. Den el som produceras i generatoren, eller direkt från solpaneler som inte har någon generator alls, omvandlas via kraftelektroniken till nätets frekvens. Även elanvändningen driver på omställningen till mer kraftelektronik i kraftsystemet genom t.ex. serverhallar, laddare till elfordon och elektrifiering av olika industrisegment. Dessutom innebär en ökad marknadsintegration mellan länder och utbyggnad av havsbaserad vindkraft i Europa och Norden generellt en utbyggnad av likströmsförbindelser, som också är anslutna med kraftelektronikomriktare.

Kraftelektronikomriktare används för att omvandla el mellan olika former, AC-DC, eller till omvandlingen mellan olika DC-spänningsnivåer. Teknikutvecklingen har gjort det ekonomiskt mer fördelaktigt och enklare tekniskt för vindkraftsproducenterna att elen som genereras i vindkraftverket går via kraftelektronikomriktare in i kraftsystemet. En låg andel anläggningar som ansluts på detta sätt har en begränsad systempåverkan, men en hög andel kraftelektronikomriktare förändrar kraftsystemets egenskaper och funktionalitet. Svenska kraftnät och övriga aktörer på marknaden har hittills inte kravställt på kraftelektronikomriktares egenskaper och förmågor i tillräckligt hög grad för att säkerställa att de har de egenskaper och förmågor som kraftsystemet behöver. Utan krav på viss funktionalitet hos kraftelektronikomriktarna kommer stabilitetsmarginalerna i kraftsystemet minska.

Roterande maskiner, såsom synkrogeneratorer, tillför på ett inneboende sätt egenskaper och förmågor som ger en tröghet och motståndskraft mot störningar i systemet, vilket bl.a. motverkar snabba fenomen i kraftsystemet. Kraftelektronikomriktare har med dagens standarddesign andra och färre nyttiga egenskaper och förmågor än vad en synkrogenerator bidrar med. Däremot finns det potential hos kraftelektronikomriktare att bidra med fler nyttiga egenskaper och förmågor om de designas på rätt sätt. Dels sådana som liknar synkrogenerators egenskaper, men även helt nya och än bättre egenskaper som stöttar kraftsystemet och bidrar till driftsäkerheten.

Systemutmaningar med en ökande andel kraftelektronikomriktare

Traditionellt har stabilitetsfenomen varit beroende av långsammare elektromekanisk dynamik. Kraftelektronikomriktare introducerar stabilitets- och interaktionsfenomen i form av elektromagnetiska interaktioner i ett mycket bredare frekvensband än vad som tidigare behövt beaktas, från lågfrekventa oscillationer under 1 Hz upp till högfrekventa oscillationer med tusentals Hz.

Ökande andel kraftelektronikomriktare innebär att teorin för elkraftssystemet till viss del förändras. Det är inte längre tillräckligt att bara analysera frekvens-, spännings- och rotorvinkelstabilitet utan flera typer av stabilitetsfenomen behöver beaktas.

Med energiomställning installeras allt mer förnybar och kraftelektronikbaserad produktion, samt likströmsförbindelser och FACTS, anläggningar för att styra aktiv och reaktiv effekt, i närheten av varandra och förutsättningarna som rådde vid installationen kan i vissa fall förändras snabbt. På grund av den ökande närheten mellan installationerna ökar risken för oönskade interaktioner och resonanser. Risken för oönskade resonanser ökar också till följd av en ökad användning av växelströmskablar i transmissionsnätet eftersom kablar har en annan elektrisk karakteristik än luftledningar. Även introduktionen av produktionsanläggningar på eller i närheten av seriekompenserade ledningar⁵³ ökar risken för oönskade interaktioner och resonanser.

Två systemstabilitetsfenomen som börjar etableras är omriktardriven stabilitet och resonansstabilitet, vilka introducerats till följd av den ökande andelen kraftelektronik. Det pågår fortsatt internationellt arbete för att definiera, beskriva och utreda de nya stabilitetsfenomenen och Svenska kraftnät följer den utveckling som pågår. En kort beskrivning av omriktardriven stabilitet ges nedan och en beskrivning av resonansstabilitet ges i avsnittet om Systemutmaningar med en ökande användning av kablar. Det är dock viktigt att nämna att det inte bara är nya stabilitetsfenomen som introduceras till följd av förändringarna som sker. Även de traditionella stabilitetsfenomenen frekvens-, spännings- och rotorvinkelstabilitet påverkas av den ökande andelen kraftelektronik. Exempelvis minskar trögheten i form av minskad rotationsenergi när mängden synkron produktion ersätts med kraftelektronikansluten produktion. Det är orsaken till att frekvensändringshastigheten (RoCoF) blir högre i kraftsystemet, som i sin tur har en stark koppling till frekvensstabiliteten.

⁵³ Det svenska transmissionsnätet är långsträckt med ett stort avstånd mellan vattenkraftproduktionen i norr och förbrukningscentra i söder. För att kunna upprätthålla överföringskapaciteten och stabiliteten har seriekondensatorer installerats på de långa ledningarna. En seriekondensator introducerar en kapacitans i serie med ledningens induktiva karakteristik vilket gör att seriekondensatorer kan användas på långa ledningar för att göra ledningen elektriskt kortare.

FÖRDJUPNING

Omriktardriven stabilitet

En praktisk förklaring av en reglersysteminteraktion är då en anläggning reagerar på ett närliggande fel i kraftsystemet, varpå en annan närliggande anläggning i sin tur reagerar på svaret från den första anläggningen, vilket i sin tur får den första anläggningen att reagera igen osv. Omriktardriven stabilitet, converter-driven stability, beskriver hur mjukvaru-algoritmer i reglersystem hos kraftelektronikomriktare interagerar med varandra eller övriga delar av kraftsystemet. Dessa interaktioner kan antingen vara långsamma med typiska frekvenser under 10 Hz, eller så kan de vara snabbare med frekvenser runt hundratalet Hz eller potentiellt tusentals Hz. Interaktionerna kan leda till tillgänglighetsproblem genom att kraftelektronikbaserad produktion, likström- eller FACTS-anläggningar inte kan tas i drift eller användas tillsammans.

I vissa sammanhang benämns interaktioner i frekvensområdet överstigande 50 Hz som övertonsstabilitet, harmonic stability. Dessa typer av interaktioner ska inte blandas ihop med elkvalitet som är ett statistiskt fenomen, medan harmonic stability är ett dynamiskt fenomen som beror på en elektromagnetisk interaktion mellan nätet och mjukvaru-algoritmer i reglersystem hos kraftelektronikomriktare.

Svenska kraftnät ska utreda hur låg andel roterande maskiner jämfört med andelen kraftelektronikomriktare, med dagens standarddesign, som kraftsystemet kan hantera utan att driftsäkerheten äventyras, t.ex. under timmar med mycket hög vindkraftsproduktion. För att driva kraftsystemet med väldigt hög andel kraftelektronikomriktare krävs det att vissa kraftelektronikomriktare helt eller delvis tillför liknande nyttiga egenskaper och förmågor som roterande maskiner gör, alternativt andra eller mer utvecklade och bättre nyttiga egenskaper som kraftsystemet behöver. För att säkerställa driftsäkerheten även i sådana situationer behöver Svenska kraftnät anpassa och skärpa kravställningen på såväl våra egna anläggningar, t.ex. likströmsförbindelser, FACTS och STATCOM, som på produktionsanläggningar med kraftelektronikomriktare såsom vind-, solkraft och batterisystem.

Ett annat möjligt alternativ för att hantera den ökande andelen kraftelektronikomriktare är att använda synkronkompensatorer⁵⁴ för att därigenom öka andelen roterande maskiner. På kort sikt utreder Svenska kraftnät om installationer av synkronkompensatorer krävs och är ett ekonomiskt och tekniskt alternativ, för att på ett driftsäkert sätt möjliggöra fortsatt expansion av vindkraft och annan kraftelektronikansluten produktion. På lång sikt kommer teknik- och kostnadsutvecklingen få avgöra vad som är den mest driftsäkra och kostnadseffektiva lösningen.



⁵⁴ En synkronkompensator är en synkrongenerator som drivs utan att utbyta aktiv effekt med kraftsystemet.

FÖRDJUPNING

Skillnader mellan roterande maskiner och kraftelektronik

Roterande maskiner såsom synkrogeneratorer har inneboende energilagrar i form av rotationsenergi hos rotorn och turbinen samt magnetiskt upplagrad energi i dess rotor- och statorlindningar. I kombination med en hög termisk tålighet mot kortvariga överbelastningar kan den lagrade energin utnyttjas för att motverka snabba förändringar i kraftsystemet. Roterande maskiner kan på ett inneboende sätt sägas tillföra tröghet och motståndskraft mot ändringar i kraftsystem.

Kraftelektronikomriktare har med dagens standard-design, i jämförelse med synkrogeneratorer, väldigt begränsade energilagrar och en låg termisk tålighet. En kraftelektronikomriktares regler- och skyddssystem både kan, och behöver av denna anledning, vara väldigt snabba, för att hantera olika händelser i kraftsystemet utan att skada själva omriktaren.

Detta medför tre huvudsakliga skillnader mellan kraftelektronik och roterande maskiner:

- > Beteendet för hur en kraftelektronikomriktare interagerar med kraftsystemet vid snabba förändringar bestäms inte av elektromekaniska egenskaper, utan av elektriska egenskaper och algoritmer för styrning av responsen. Det är alltså främst de dynamiska egenskaperna som skiljer och dessa kan designas nästan hur som helst givet den tillhörande hårdvarudesiggen.
- > Kraftelektronikomriktare kan sägas ha en hög bandbredd, och för att kunna beskriva deras egenskaper och förmågor behöver förhållandevis snabba, högfrekventa, förlopp beaktas.
- > Om det inte uttryckligen krävs kommer kraftelektronikomriktare inte bidra med den tröghet och motståndskraft som roterande maskiner tillför på ett inneboende sätt.

När mängden synkron produktion ersätts med kraftelektronikansluten produktion minskar trögheten i form av minskad rotationsenergi. Det är orsaken till att frekvensändringshastigheten (RoCoF) blir högre i kraftsystemet, vilket i sin tur har en stark koppling till frekvensstabiliteten. Ett annat exempel på konsekvenser av dessa skillnader är att kortvariga spänningssänkningar kan få en större utbredning och blir djupare när synkron produktion ersätts med kraftelektronikansluten produktion.

Det finns dock stora tekniska möjligheter att påverka egenskaperna och förmågorna hos kraftelektronik så att dessa efterliknar beteendet hos roterande maskiner, eller bidrar med andra och bättre egenskaper för att stötta kraftsystemet. ENTSO-E har definierat sju förmågor, s.k. grid forming capabilities, som är viktiga för att säkerställa driftsäkerheten i ett kraftsystem med hög andel kraftelektronikansluten produktion. Det pågår för närvarande mycket utveckling inom detta område, och kraftelektronikomriktare som bidrar med dessa egenskaper och förmågor har börjat benämnas grid forming converters. Omriktare som helt saknar detta kallas grid following converters. Synkrogeneratorer och synkronkompensatorer har på ett inneboende sätt grid forming capabilities.

8.5.2 Ökande användning av kablar

När elnäten byggs ut i dag behöver växelströmskabel i vissa fall användas av framkomlighetskäl, t.ex. vid dragning i städer, även för transmissionsnätet. Lägre spänningsnivåer har sedan en längre tid genomfört en ökande kablifiering, ofta drivet av önskan att reducera antalet strömbrott vid t.ex. stormar, något som inte uppnås i transmissionsnätets redan trådsäkrade ledningsgator. I framtiden kan även t.ex. havsbaserad vindkraft komma att anslutas via växelströmskablar. Svenska kraftnät har tidigare beskrivit olika utmaningar med installation av kablar istället för luftledningar i transmissionsnätet. Detta avsnitt fokuserar på de systemutmaningar och lösningar som är kopplade till elkvalitet, stabilitet och driftsäkerhet orsakade av en ökande användning av växelströmskablar.

FÖRDJUPNING

Elkvalitet

Elkvalitet är ett samlingsbegrepp för störningsfri elleverans. Det går att beskriva elkvalitetsbegreppet utifrån parametrar såsom avvikelser i spänning, ström, eller frekvens som kan leda till störningar eller avbrott. I ett växelströmssystem med god elkvalitet så eftersträvas endast grundtonskomponenten, 50 Hz, i spänning och ström. För spänning- eller strömkomponenter med högre frekvens än 50 Hz används begreppet övertoner.

Nätimpedansen i ett växelströmsnät är frekvensberoende och bestäms i huvudsak av den resistans, induktans och kapacitans som kan beräknas eller uppmätas för varje punkt i nätet. Induktanser och kapacitanser skapar i sin tur resonansfrekvenspunkter i kraftsystemet. Antalet och frekvensen hos dessa resonanspunkter beror på egenskaperna hos de ingående kraftsystemkomponenterna, dels de elektriska egenskaperna och parametervärdena, dels placeringen av komponenterna i förhållande till varandra och i förhållande till den elektriska punkt som undersöks.

De elektriska egenskaperna skiljer sig avsevärt mellan kablar och luftledningar. Kablar karaktäriseras t.ex. av att kapacitansen är betydligt större än hos luftledningar. En konsekvens av en ökad andel kabel i transmissionsnätet är därför att nya elektriska resonanser introduceras, samt att de förekommande resonanserna flyttas mot lägre frekvenser. Eftersom det naturligt förekommer övertoner i kraftsystemet längre ner i frekvensbandet (100–150 Hz) riskerar elkvaliteten att påverkas negativt när resonansfrekvensen sammanfaller med dessa övertoner.

Systemutmaningar med en ökande användning av kablar

Det har de senaste åren rapporterats om försämrad elkvalitet orsakad av introduktion av låga resonansfrekvenser på grund av kabelförläggning istället för luftledning på högre spänningsnivåer. Risken med låga elektriska resonansfrekvenser i transmissionsnätet är att de kan orsaka temporära överspänningar, s.k. resonanta överspänningar, som sker i samband med kopplingar och fel. Dessutom orsakar de förstärkning av redan befintliga övertoner. Det kan i sin tur leda till överslag med efterföljande haveri i närliggande anläggningar i nätet och skadlig uppvärmning av elektriska komponenter. Några motsvarande problem med låga resonansfrekvenser uppstår inte vid tillämpningar med luftledningar.

Den ökande mängden kraftelektronikomriktare och den ökande mängden kablar i kraftsystemet riskerar alltså att minska systemets stabilitetsmarginaler genom olika resonansfenomen. Fenomenet med låga resonansfrekvenser påverkas också av många faktorer som kan förändras över tid, såsom förändrad elproduktion och mängden kabel i anslutande nät. Ett exempel är den planerade utbyggnaden av havsbaserad vindkraft som kan leda till en kraftigt ökad användning av växelströmskablar i södra Sverige. I viss omfattning kan utmaningar förknippade med kabelförläggningar hanteras, men det förutsätter att markkabelteknik tillämpas restriktivt i resten av transmissionsnätet. Bland annat för att skapa utrymme för och möjliggöra anslutning av havsbaserad vindkraft, om växelströmsanslutningar bedöms vara mest driftsäkra och kostnadseffektiva.

För att kunna analysera övertoner och resonanser i transmissionsnätet krävs ändamålsenliga nätmodeller både av det svenska transmissionsnätet och av våra grannländers transmissionsnät. Detta för att kunna bedöma hur våra grannländer påverkar och påverkas. Därtill tillkommer behovet av elkvalitetsmätningar i syfte att verifiera modeller och bevaka långtidseffekter. Historiskt har det i Sverige, på grund av hur transmissionsnätet är uppbyggt, inte varit några större problem med elkvalitet. I och med att fokus på denna fråga ökar behöver förutsättningar skapas i form av bl.a. framtagning och kravställning av nödvändiga modeller och mätsystem med tillräcklig noggrannhet. Arbete pågår inom Svenska kraftnät för att accelerera analyser och kravställning inom detta område. Det är ett omfattande och utmanande arbete sett till de kompetenser och verktyg som krävs.

FÖRDJUPNING

Resonansstabilitet

Begreppet resonansstabilitet, resonance stability, omfattar subsynkron resonans i frekvensområdet från några Hz till strax under den synkrona frekvensen 50 Hz. Resonansstabilitet omfattar elektromekaniska resonanser och rena elektriska resonanser. En elektromekanisk subsynkron resonans kan exempelvis uppkomma mellan seriekompenseringsutrustning och långa turbin- och rotoraxlar i synkrogeneratorer. Att dessa resonanser uppkommer i det subsynkrona frekvensområdet beror på att serieresonanser från seriekompenserade ledningar och turbinaxlars egenfrekvenser vanligtvis hamnar i detta område. En risk vid elektromekanisk subsynkron resonans är skador och haverier på generatoraxlar.

En rent elektrisk subsynkron resonans kan exempelvis uppkomma mellan seriekompenseringsutrustning och den elektriska karakteristiken hos vissa generatorer, men resonanser mellan andra elektriska komponenter kan också förekomma. Subsynchrona resonanser mellan vindkraft och seriekompenserade ledningar kan uppstå antingen som ett fenomen där själva generatortorn är inblandad, Induction Generator Effect eller där reglersystemet är inblandat, Subsynchronous Control Interaction.

En faktor i det nordiska elkraftsystemet som ökar risken för resonansinstabilitet är en ökad användning av växelströmskabel på högre spänningsnivåer och en omfattande förändring av seriekondensatorinstallationer samt installationen av fler shuntkondensatorer. Dessa förändringar kan leda till resonanser i frekvensområden som traditionellt inte har behövt beaktas i samma omfattning.

8.5.3 Ökande andel produktion anslutet till distributionssystemet

Produktion som historiskt bidragit med nödvändiga förmågor till kraftsystemet har traditionellt anslutits direkt till transmissionsnätet. Den direktanslutna produktionen börjar dock minska, antingen till följd av permanenta avvecklingar eller genom periodvisa avställningar drivna av bl.a. lönsamhetsskäl. En stor del av den tillkommande produktionen som anslutits de senaste åren och planerar att anslutas de kommande åren ansluts istället till distributionssystemen. I Sverige blir denna förskjutning och konsekvens extra stor då många andra TSO:er i Europa även äger näten ner till 130 kV, nät som i Sverige ägs av DSO:erna. Tekniskt innebär detta att en ökad andel av produktionen hamnar längre ifrån överföringssystemet, både geografiskt och elektriskt, med följden att också vissa förmågor som

krävs för överföringssystemets driftsäkerhet hamnar längre bort och därmed får en svagare koppling till överföringssystemet. De nödvändiga förmågorna finns alltså inte i anslutningspunkten.

Systemutmaningar med ökande andel produktion ansluten till distributionssystemet

Utvecklingen, som innebär att andelen produktion ansluten direkt till transmissionsnätet minskar i förhållande till den som ansluts till distributionssystemen ökar, utmaningarna gällande observerbarhet och styrbarhet för överföringssystemet. Påverkan sker i flera områden, t.ex. kopplat till spänningsstabiliteten i systemet, vilket beskrivits tidigare.

Utvecklingen innebär även utmaningar kopplade till ansvarsfrågan gällande kravställning på anläggningar som ansluts till distributionssystemen. DSO:erna ansvarar för driftsäkerheten i sina distributionssystem och därmed för att den produktion som ansluts dit har de förmågor som behövs där. Det medför dock att det skapas oklarheter, och därmed risker, kring vems ansvar det är att se till att både TSO:ns och DSO:ns behov fångas upp och omvandlas till kravställningar på anslutande produktion, både vid anslutning till överföringssystemet och till distributionssystemet. Vid kravställning behöver det också säkerställas att olika förmågor koordineras så att det inte medför nya problem. Det finns också utmaningar med hur uppföljning och tillsyn ska gå till samt vems ansvar det är. För att minska riskerna kring ansvarsfrågan och för att undvika att de tekniska förändringarna skapar problem för endera parten finns det ett stort behov av utveckling och samarbete mellan TSO:er och DSO:er. Svenska kraftnät har därför tagit initiativ till ett Systemforum med representanter från Svenska kraftnät och Sveriges DSO:er.

För att hantera den ökande mängden produktion ansluten till olika delar av systemet krävs även noggranna modeller över anslutna anläggningar, i synnerhet över produktionsanläggningarna. Det är ett arbete som kräver hög detaljkunskap om modellering och produktionsanläggningarnas egenskaper i kombination med kraftsystemkompetens och som behöver adresseras i det samarbete som kommer att bedrivas i Systemforum.

8.5.4 Mer varierande och förändrade effektflöden

Avvecklingen av kärnkraft och kraftvärme, anslutning av ny väderberoende produktion på andra platser än där den avvecklade låg, nya likströmsförbindelser samt en snabbt ökande förbrukning, av ny karaktär, i antingen Sverige eller angränsande länder är alla exempel på förändringar som påverkar effektflödena i transmissionsnätet. Dessa förändringar skapar nya effektflöden i systemet, vilket det i dagsläget inte är utformat för. Det är i dag mycket svårt att hinna anpassa överföringskapaciteten i takt med dessa



förändringar och de nya behov som uppstår. Effektflöden och överföringskapacitet brukar primärt relateras till kraftsystemets tillräcklighet och byggnationen av nya ledningar, men leder även till utmaningar för driftsäkerheten, t.ex. genom att gränserna för tillåtna spänningar eller effektöverföringar överskrids. Uppstår sådana utmaningar för driftsäkerheten leder det i sin tur till att överföringskapaciteten behöver sänkas för att bibehålla driftsäkerheten, främst behöver N-1-kriteriet uppfylls för att systemet ska drivas säkert. N-1-kriteriet beskriver det ömsesidiga beroende som finns mellan tillräcklighet och driftsäkerhet. Nya effektflöden skapar även utmaningar för Svenska kraftnät att alltid kunna tillgängliggöra 70 procent av ledningarnas driftsäkra kapacitet till marknaden, vilket är ett krav i Elmarknadsförordningen⁵⁵, då den nya flödessituationen kan innebära ökade effektflöden inom elområdena vilket minskar den kapaciteten som kan göras tillgänglig för gränsöverskridande handel.

Systemutmaningar med ökande varierande och förändrade effektflöden

Sammantaget kan de varierande och förändrade effektflödena leda till situationer där transmissionsnätet inte kan utnyttja hela sin effektöverföringspotential för att inte överträda driftsäkerhetsgränserna, eller där gränserna överskrids. 70 procent-regeln riskerar att leda till en situation där samhällsnyttiga utlandsförbindelser inte genomförs om inte kravet på att alltid kunna tillgängliggöra minst 70 procent av transmissionsnätets kapacitet kan uppfyllas. För att avhjälpa dessa utmaningar behövs såväl snabbare byggnationer av ledningar som robusta och flexibla investeringsplaner som långsiktigt kan hantera och anpassas efter

de snabba omvärldsförändringarna. För att möta kraven som främst de förändrade produktionsmönstren innebär utvecklas och införs bättre verktyg för observerbarhet och styrbarhet för hur systemet kan hanteras, där ett av dessa verktyg är användningen av flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod, vilket beskrivs i kapitlet om elmarknadsutveckling. Även flexibla nätkomponenter som t.ex. STATCOM kommer att behövas i transmissionsnätet i större utsträckning.

Öst-Västligt flöde

Det svenska transmissionsnätet är uppbyggt utifrån att effektflödena framförallt går i nord-sydlig riktning. Under det senaste året har olika förändringar i det nordiska kraftsystemet gjort att ett öst-västligt flöde i mellersta Sverige har blivit allt vanligare. Orsaken till dessa flödesförändringar är flera, stängningen av kärnkraftreaktorerna Ringhals 1 och 2, nya likströmsförbindelser från Norge och Danmark och en ökad andel vindkraftsproduktion. Detta innebär förändrade handelsmönster med import från Finland och samtidig export till Norge och Danmark. Den kortsiktiga marknadsanalysen indikerar att dessa flöden kommer att bli allt vanligare de närmsta åren.

Vid stora öst-västliga flöden behöver överföringskapaciteten genom de svenska snitten, mellan elområde SE2-SE3 och SE3-SE4, samt importen från Finland till elområde SE3 och exporten från SE3 till både Norge och Danmark sänkas för att systemet ska kunna drivas inom driftsäkerhetsgränserna.

Nätåtgärder för att hantera detta beskrivs i kapitlet om nätutveckling.

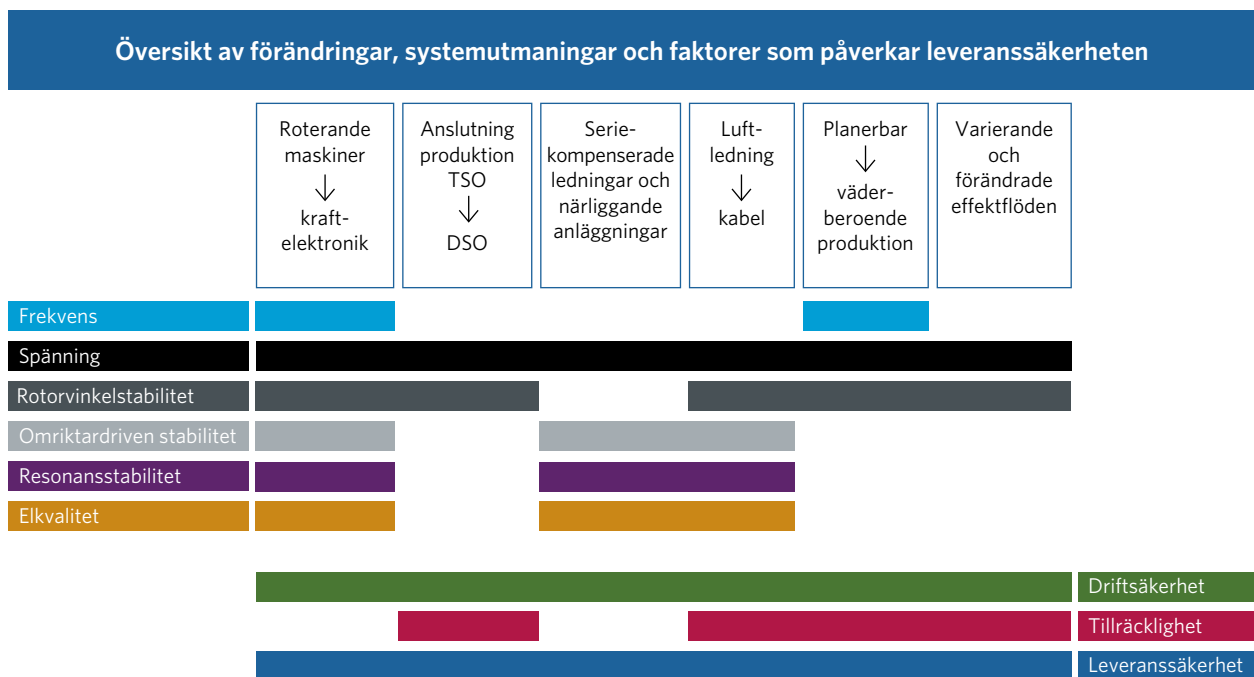
⁵⁵ Artikel 16(8) i Elmarknadsförordningen föreskriver att minst 70 procent av driftsäker överföringskapacitet ska göras tillgänglig för marknadens aktörer.

8.5.5 Summering och vägen framåt

Avsnitten ovan visar att kraftsystemet förändras i mycket snabb takt och står inför stora utmaningar inom flera områden. Vad gäller t.ex. konsekvenserna av den kraftiga ökningen av vindkraft kan det konstateras att den ansluts via kraftelektronikomriktare och till distributionssystemen. Havsbaserad vindkraft kommer att kräva kablar för anslutning från vindkraftparken in till land. Den väderberoende produktionen bidrar till ökande behov av balansering och hantering av varierande effektflöden vilka kan leda till utmaningar för leveranssäkerheten. Vindkraft är en etablerad produktionskälla och en stor möjliggörare till energiomställningen och därför är det viktigt att de utmaningar som presenteras ovan adresseras. För att öka incitamentet för vindkraft, men också för annan produktion och förbrukning, att bidra med nyttiga förmågor avser Svenska kraftnät införa nya stödtjänster och fler ekonomiska incitament. Vi arbetar också med att utveckla tydligare krav på vindkraftens styr- och reglerförmåga samt förkvalificeringsprocessen så att vindkraften såväl som variabla förbrukningsresurser kan bidra med fler stödtjänster och stöttande förmågor.

Svenska kraftnät anser att växelströmskablar kan krävas i vissa tillämpningar och på vissa platser i transmissionsnätet, men att markkabel ska användas restriktivt. Svenska kraftnät verkar för att lagstiftningen förtydligas i detta avseende. Det skapar då utrymme och större möjligheter för havsbaserad vindkraft att kunna utnyttja kabeltekniken, som är nödvändig vid anslutning. Detta behöver beaktas gemensamt av systemoperatörerna, TSO och DSO:er, vid beslut om teknikval mellan luftledning och kabel.

Figuren nedan försöker illustrera beroenden mellan förändringarna i kraftsystemet och faktorerna som påverkar driftsäkerheten, tillräckligheten och leveranssäkerheten. Förändringarna leder inte bara till att ytterligare stabilitetsfenomen tillkommer och behöver hanteras. De påverkar också förutsättningarna för att upprätthålla frekvens-, spännings- och rotorvinkelstabilitet samt icke-stabilitetsrelaterade driftsäkerhetsfaktorer som t.ex. balansering, spänningsnivåer och elkvalitet. I figuren representerar frekvens alltså inte endast frekvensstabilitet utan det inkluderar också balansering. På samma sätt representerar spänning inte bara spänningsstabilitet utan inkluderar också stationära spänningsnivåer.



Figur 23: En översikt av förändringar, systemutmaningar och faktorer som påverkar leveranssäkerheten, dvs. både kraftsystemstabilitetsfaktorer och andra typer av faktorer såsom balansering, elkvalitet och stationära spänningsnivåer.

För att långsiktig upprätthålla driftsäkerheten, och därigenom undvika oönskade begränsningar av överföringskapaciteten, måste rätt krav på anslutande anläggningar ställas. Kraven ska spegla de olika egenskaper och förmågor som behövs för att uppnå en hög driftsäkerhet och behöver kontinuerligt utvecklas i takt med kraftsystemet. Svenska kraftnät avser utveckla krav på anslutning och drift genom fler proaktiva och framåtblickande behovsanalyser. Vi kommer mer aktivt att arbeta med både direkt kravställning på våra egna anläggningar, ledningar och stationer, och med kravställning på andras anläggningar som ansluter till kraftsystemet. Kraven ska utformas så generellt som möjligt för att vara teknikneutrala och icke-diskriminerande, men samtidigt möjliggöra en utveckling av kraftsystemet. Anpassning av krav och utformning av elmarknaden är centralt för att långsiktigt upprätthålla en hög leveranssäkerhet. En otillräcklig kravställning eller en bristande efterlevnad av krav kan ge

en långsiktigt negativ påverkan på kraftsystemet och dess risknivå. Ett område där det finns ett extra stort utvecklingsbehov av kravställningen gäller kraftelektronikomriktare. Som beskrivits tidigare skapar dessa i dag utmaningar i kraftsystemet, men med rätt kravställning kan kraftelektroniken utgöra lösningar på många utmaningar kopplade till driftsäkerheten i kraftsystemet.

Arbetet med att analysera och vidta åtgärder, bl.a. genom skärpt kravställning, för att hantera de ovan beskrivna driftsäkerhetsutmaningarna kommer därför att vara högt prioriterat på Svenska kraftnät. En del i det arbetet, för att på ett mer systematiskt sätt adressera och koordinera åtgärder som behöver vidtas med andra nätägare, är ett utvecklat samarbete med DSO:erna. Det kommer att ske i det tidigare nämnda Systemforum, där roller och ansvar ska tydliggöras och gemensamma utmaningar analyseras och hanteras.





9. Elmarknadsutveckling

Nya krav på elmarknaden när kraftsystemet förändras.

I takt med att kraftsystemet förändras behöver marknadernas utformning och regelverk anpassas. Behovet av ökad flexibilitet, effektiv hantering av överföringsbegränsningar med geografisk lokalisering av resurser och korrekta styrsignaler till marknadens aktörer ökar och ställer nya krav på marknadslösningarna. Dagen före- och intradag-marknaderna utgör merparten av den fysiska elhandeln och genomgår omfattande utveckling för att möta de nya kraven.

Viktiga steg i elmarknadsutvecklingen. Svenska kraftnät ska säkerställa en väl fungerande och robust elmarknad nära driftögonblicket med god likviditet, korrekta och tydliga prissignaler på kort och lång sikt och som samtidigt möter TSO:ernas behov att säkerställa driftsäkerheten.

Svenska kraftnät kommer därför att:

- > Gå över till en flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod s.k. flow-based, som bättre representerar de fysiska förutsättningarna och marknadens efterfrågan på transmissionskapacitet.
- > Arbeta för en fortsatt effektiv hantering av överföringsbegränsningar genom att kontinuerligt se över den svenska och nordiska indelningen i elområden.
- > Utforma transmissionsnätsavgiftens struktur så att den är kostnadsriktig och ger korrekta styrsignaler.
- > Ge aktörerna bättre möjlighet att handla sig i balans genom införandet av 15-minuters handelsprodukter på dagen före- och intradag-marknaderna.
- > Utvidga och fördjupa de etablerade samarbetena för marknadskopplingarna för dagen före- och intradag-handeln i Europa.
- > Integrera havsbaserad vindkraftsproduktion till marknaden utifrån egna budområden för att säkerställa god konkurrens och korrekt prisbildning.

Utvecklingen av elmarknaden drivs såväl av förändrade behov som av krav enligt den europeiska lagstiftningen som i sin tur förändras kontinuerligt. Att ha en ändamålsenlig och väl utformad elmarknad är inte enbart viktigt för de aktörer som verkar på den utan även för den grundläggande funktionen i elkraftsystemet. Införandet av 15 minuters handelsperiod ger t.ex. aktörerna bättre möjlighet att handla med lägre ekonomiska risker i ett läge då allt större del av elproduktionen varierar mer, men det innebär också en betydande fördel för systemet genom att obalanser i skarvarna mellan handelsperioderna minskar, med bättre frekvenshållning som följd.

Elmarknaden är i dag både nationell, nordisk och europeisk. Mycket av slutkundsmarknaden är, eller upplevs av kunderna, som nationell då många slutkunder handlar från nationella

leverantörer samtidigt som marknadslösningarna för grossistmarknaderna för dagen före- och intradag-marknaderna är europeiska. Handeln med elenergi sker således via de europeiska plattformarna. En del slutkunder agerar också direkt på dessa grossistmarknader. Även vad gäller frekvenshållning som direkt berör det gemensamma nordiska synkronområdet pågår arbete med att etablera gemensamma europeiska handelsplattformar. Många av reglerna och de legala förutsättningarna för dessa plattformar har sin utgångspunkt i europeisk lagstiftning. En stor del av Svenska kraftnäts arbete med utvecklingen av elmarknaden för att finna gemensamma lösningar som fyller de sammantagna kraven sker i nära samarbete med övriga nordiska och europeiska TSO:er och NEMO:s⁵⁶.

⁵⁶ Nominerad elmarknadsoperatör (NEMO): Ett företag som vill erbjuda sina tjänster på den europeiska dagen före- och intradag-marknaden måste vara utnämnd till nominerad elmarknadsoperatör och kontinuerligt leva upp till kriterierna.

9.1 Vidareutveckling av dagen före- och intradag-marknaderna

En viktig drivkraft för utformningen av elmarknaden är utvidgningen av marknadskopplingarna som följer av EU:s mål om den europeiska inre marknaden för el. EU:s regelverk⁵⁷ medför detaljerade krav på hur de gemensamma marknadskopplingarna för dagen före- och intradag-handeln ska utformas och drivas. Svenska kraftnät arbetar med flera omfattande kortsiktiga och långsiktiga projekt för att genomföra och följa de europeiska bestämmelserna i syfte att vidareutveckla de gemensamma europeiska handelsplattformarna.

Nedan beskrivs några av de större utvecklingsinsatserna de kommande åren.

9.1.1 15-minuters handelsprodukter

I Sverige handlas och avräknas el per timme men i linje med EU:s bestämmelser för elmarknaden⁵⁸ ska marknadstidsenheten för avräkning av obalanser ändras till 15 minuter, vilket även gäller för handelsprodukterna på dagen före- och intradag-marknaderna. Övergången till 15-minuters handelsprodukter drivs bl.a. av den pågående energiomställningen som ställer krav på kraftsystemet att hantera en ökande andel väderberoende elproduktion t.ex. vindkraft. För att kraftsystemet ska kunna fortsätta vara leveranssäkert och effektivt behöver marknadslösningarna spegla det fysiska systemets beteende så bra som möjligt. Med en finare upplösning på marknadstidsenheten och därmed ökade handelsmöjligheter för marknadsaktörerna kan marknadsutfallet bättre representera kraftsystemets balans mellan produktion och konsumtion. Den kortare marknadstidsenheten syftar till att möjliggöra för marknadskoppling av balansmarknader och, ökad gränsöverskridande handel på intradag- och dagen före-marknaderna med lika villkor i Europa. Därtill syftar den till att medföra drifttekniska fördelar som minskade obalanser och en effektivare marknad genom en mer rättvisande prissättning.

På europeisk nivå pågår ett samarbete mellan de systemansvariga och elbörserna, de nominerade elmarknadsoperatörerna benämnda NEMO, för att koordinera övergången från en timme till 15 minuters marknadsperiod. Det är en komplex uppgift för alla inblandade som påverkar många tekniska system. En av de större förändringarna är att algoritmen för marknadskopplingen, inklusive prisberäkningen,

för dagen före-marknaderna behöver uppdateras för att kunna lösa mer komplexa beräkningar på kortare tid.

Utöver de europeiska och nordiska samarbetena arbetar vi nationellt med att föreslå anpassningar i nationella bestämmelser och författningar gällande mätning och rapportering av el som behövs för 15 minuters avräknings- och handelsperioder. Införandet av 15-minuters handelsprodukter på intradag-marknaden planeras ske i maj 2023, och för dagen före-marknaden är införandet planerat under 2024.

9.1.2 Flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod

Som Svenska kraftnät kommunicerat i tidigare systemutvecklingsplaner arbetar vi tillsammans med övriga nordiska TSO:er med att införa en flödesbaserad metod s.k. flow-based, för att beräkna vilken transmissionskapacitet som kan göras tillgänglig för dagen före-marknaden, och sedermera även på intradag-marknaden och balansmarknaderna. Med flödesbaserad kapacitetsberäkning utgår vi från överföringsförmågan i varje begränsande del i nätet, de fel som kan uppstå och förväntat flöde, och tillhandahåller tillgänglig kapacitet utifrån detta till marknaden. Metoden innebär att större hänsyn tas till de faktiska fysiska förutsättningarna och flöden genom att ange nätets kapacitet mer detaljerat för marknaden så att varje ledning kan utnyttjas maximalt. På så sätt kan kapaciteten som kan tilldelas elmarknaden öka samtidigt som driftsäkerheten upprätthålls. Den flödesbaserade metoden väntas lösa många av de driftutmaningar som vi med dagens beräkningsmetod inte kan hantera utan att äventyra driftsäkerheten eller tilldela lägre handelskapaciteter till marknaden. Exempelvis väntas den nya metoden minska utmaningarna med det allt större öst-västliga flödet som uppstått till följd av stängningarna av kärnkraftverken Ringhals 1 och 2 liksom de nya kablarna mellan Norge och Tyskland samt Danmark och Tyskland. Dessa utmaningar är något som vi har identifierat i tidigare systemanalyser och systemutvecklingsplaner även om vi i dag kan konstatera att omfattningen är större än vi initialt bedömde.

Marknadsaktörerna får med den nya metoden mer information om det fysiska transmissionsnätet och ökad insyn i hur TSO:erna beräknar den tillgängliga överföringskapaciteten, även om det också blir mer komplext. Som ett led i att möta behovet av ökad information och kunskap om den flödesbaserade metoden inom branschen har Svenska kraftnät fört en dialog med branschen som bidragit till en ökad konceptuell förståelse.

⁵⁷ Kommissionens förordning (EU) 2015/1222 av den 24 juli 2015 om fastställande av riktlinjer för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning (CACM-förordningen), Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el.

⁵⁸ Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el. Kommissionens förordning (EU) 2017/2195 av den 23 november 2017 om fastställande av riktlinjer för balanshållning avseende el

Övergången till flödesbaserad kapacitetsberäkning har även den sin bakgrund i EU-lagstiftning och är den föredragna metoden enligt EU-förordningen för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning (CACM). Tillsynsmyndigheterna för systemoperatörerna i Norden har beslutat att flödesbaserad kapacitetsberäkning ska användas som metod. Vi kommer därmed att ha samma sätt att beräkna kapaciteten i hela Norden och kan då samordna informationen om våra kraftsystem till marknaden. Varje systemoperatör kommer att göra en nätmodell över sitt kontrollområde för varje gällande marknadstidsenhet, i dagsläget en timma. På sikt ska marknadstidsenheten vara 15 minuter, se ovan. Nätmodellen kommer att beskriva förhållandet i nätet under den specifika marknadstidsenheten och kommer innehålla en prognos över förbrukning, produktion och tillgänglig nätkapacitet och sammanställs sedan till en gemensam nätmodell. Den gemensamma modellen används av det nordiska driftkoordineringscentret (Nordic Regional Security Coordinator) för att beräkna kapaciteten som sedan tilldelas NEMO:s och därmed elmarknaden.

Sedan maj 2021 har de systemansvariga testat flödesbaserad kapacitetsberäkning internt. Framöver kommer metoden att köras parallellt med dagens beräkningsmetod. Syftet med parallelldriften är att kunna säkerställa att den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden fungerar som avsett. Detta sker genom att de nordiska tillsynsmyndigheterna följer upp kapacitetsberäkningarna och marknads-simuleringar utifrån de prestandakrav som de har definierat. De nordiska TSO:erna kommer 6 månader efter påbörjad parallell drift sammanställa resultaten från parallell driften i en rapport som beskriver prestandan i förhållande till de angivna kraven. Rapporten kommer efter samråd med marknadsaktörer lämnats till tillsynsmyndigheterna. Om tillsynsmyndigheterna bedömer att prestanda är tillfredställande så kan Norden övergå till en flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod från tredje kvartalet 2022.

För att metoden ska fungera på bästa sätt behöver även andra utvecklingsinsatser ske. Det behövs bl.a. korrekt indelade elområden som skapar goda förutsättningar i det nordiska kraftsystemet för en korrekt prissättning för aktörerna och en effektiv hantering av strukturella överföringsbegränsningar.



9.2 Elområdesöversyn

Den 1 november 2011 delades Sverige in i fyra elområden. Reformen var ett viktigt steg i arbetet med att utveckla en inre marknad för el, men behövdes också för att uppfylla EU:s regelverk. Det har sedan dess skett, och fortsätter att ske, stora förändringar av kraftsystemet som gör det lämpligt att se över hur väl den tidigare indelningen uppfyller framtidens behov. Det har dessutom tillkommit nya europeiska regelverk som styr hur och när översyn av elområde ska göras inom EU. Detta innebär att det numera finns krav på koordinerad översyn av indelning i elområden i Europa samt att översyn kommer att ske mer regelbundet framöver. Svenska kraftnät ansvarar för Sveriges översyn, med målet att åstadkomma en korrekt och transparent elområdesindelning som ger goda förutsättningar för en säker och kostnadseffektiv drift och utveckling av kraftsystemet. Arbetet bedrivs på svensk, nordisk och europeisk nivå.

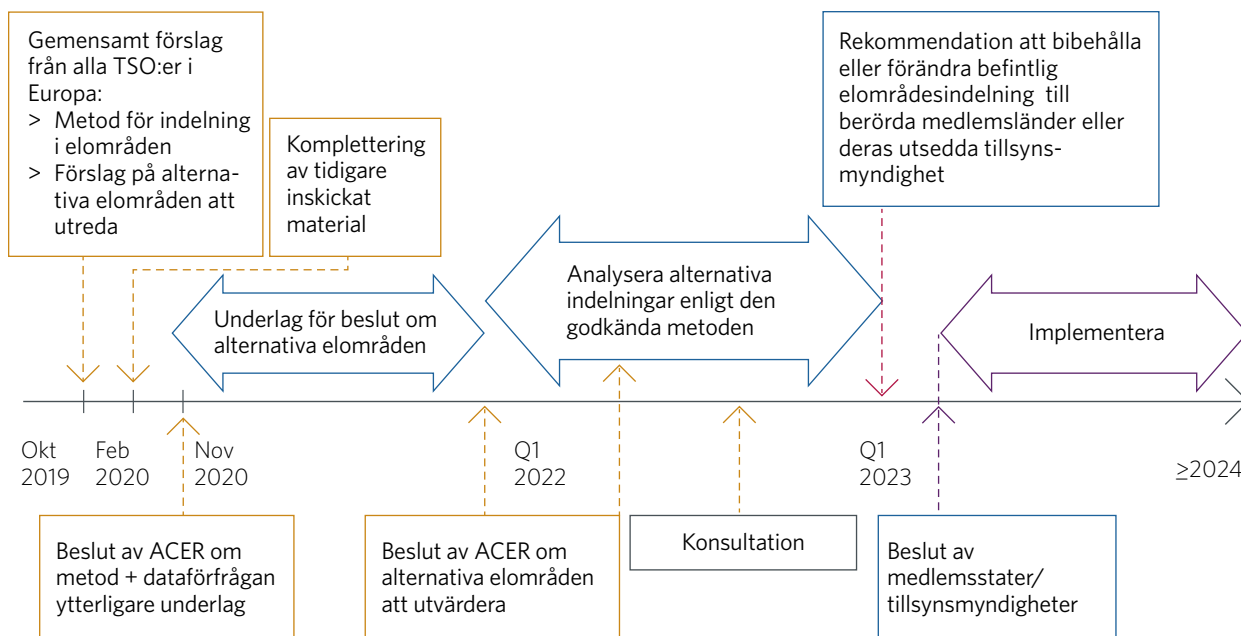
I linje med de gemensamma regelverken lämnade de europeiska TSO:erna i oktober 2019 in ett gemensamt förslag på en metod för hur utvärdering av befintlig elområdesindelning ska gå till samt på alternativa elområden som bör utredas

vidare till de nationella tillsynsmyndigheterna. Förslaget för vidare utredning innefattade för Svenska kraftnäts del en sammanslagning av de svenska elområdena SE1 och SE2 respektive SE3 och SE4 samt ett nytt elområde i form av ett område kring Storstockholmsområdet. Förslaget baserades på förväntad förekomst av strukturella flaskhalsar i transmissionsnätet 2025.

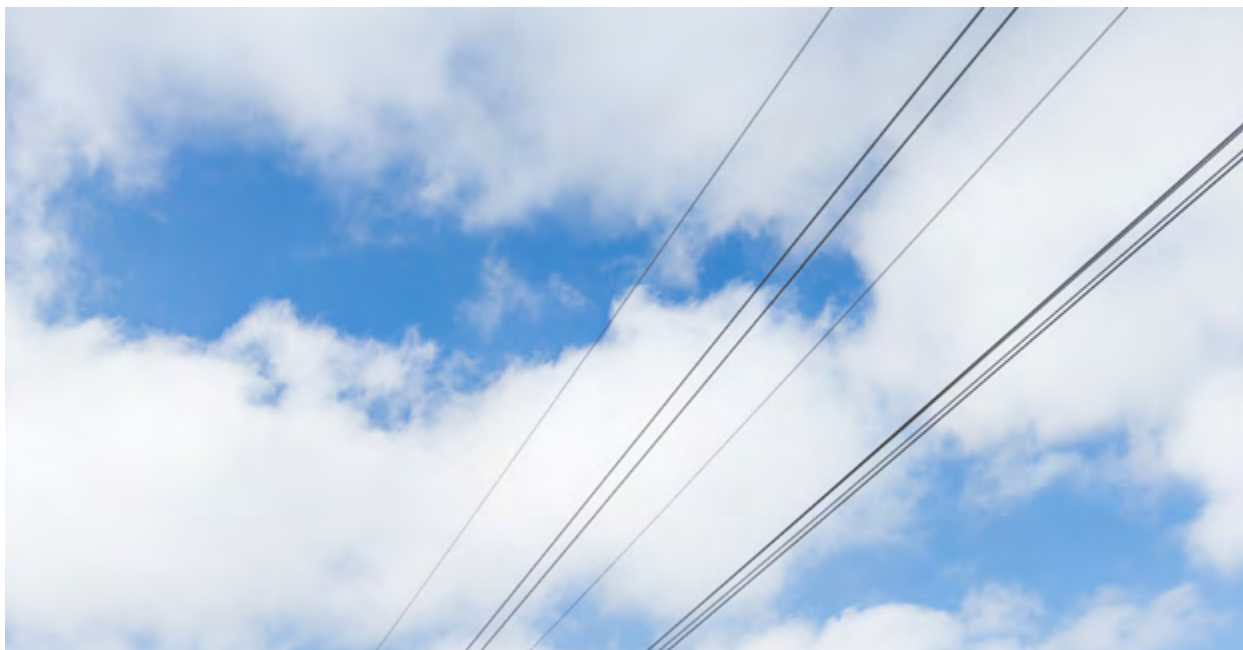
De nationella tillsynsmyndigheterna kunde under 2020 varken enas om att godkänna metoden eller om alternativa indelningar att utreda vidare. Förslaget hänvisades därför till den europeiska tillsynsmyndigheten, ACER, för vidare hantering. I november 2020 godkände ACER metoden och efterfrågade också ytterligare analysunderlag från TSO:erna inför beslutet om alternativa elområden. De vidare analyserna kan innebära att det i slutändan blir andra alternativa elområden än de som Svenska kraftnät tidigare föreslagit som kommer att utredas enligt den beslutade metoden.

ACER:s beslut om alternativa elområden som ska utredas vidare väntas i början av 2022, övergripande tidsplan framgår i av figuren nedan.

Övergripande tidplan för arbete med elområdesöversyn



Figur 24: Tidsplan för pågående arbete med elområdesöversyn. Under 2021 genomför Svenska kraftnät kompletterade analyser som underlag för ACERs beslut om vilka alternativa elområden som ska utredas vidare enligt den gemensamt beslutade metoden.



Efter ACER:s beslut om vilka alternativa områden som ska utredas vidare har Svenska kraftnät och övriga TSO:er ett år på sig att ta fram en rekommendation om att antingen behålla eller förändra nuvarande elområdesindelning. Rekommendationen, som lämnas till berörda medlemsländer eller deras utsedda tillsynsmyndigheter för beslut, ska baseras på en utvärdering av de alternativa elområdena utifrån den EU-gemensamma metoden. Detta innebär att många perspektiv kommer att vägas in, däribland påverkan på samhällsekonomisk nytta, driftsäkerhet, försörjningstrygghet och marknadslikviditet. Samråd med elmarknadsaktörerna pågår gällande de alternativa indelningarna.

Beslut om en eventuell förändring av nuvarande elområden kommer att innefatta information om tidsplanen för införande. Enligt Svenska kraftnäts preliminära uppskattningar kommer en eventuell förändring att kunna vara på plats tidigast under 2024. Det bör noteras att en översyn inte automatiskt betyder att det behöver ske en förändring av nuvarande elområdesindelning.

9.3 Integrering av havsbaserad vindkraft

Svenska kraftnät är involverat i ett flertal olika initiativ som direkt eller indirekt skapar marknadsförutsättningar för havsbaserad vindkraft. Med en ökad andel vindkraftsproduktion kommer driften av transmissionsnätet att bli mer komplext vilket skapar behov av nya marknadslösningar.

Svenska kraftnät har bl.a. deltagit i arbetet med ett gemensamt ståndpunktspapper runt egna budområden för havsbaserad vindkraft som tagits fram inom ENTSO-E⁵⁹. Slutsatserna är att en modell som baseras på att vindkraftsproduktionen bjuds till marknaden i egna elområden tenderar att vara fördelaktig jämfört med att inkludera produktionen i anslutande elområde(n). Detta gäller framförallt om vindkraftparker anslutits till utlandsförbindelser eller på ledningar mellan interna elområden. Egna elområden kan t.ex. bidra till mindre volymer motköp och omdirigering, högre transparens samtidigt som de är bättre lämpade för inkludering i en flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod. Denna marknadsdesign är vidare en förutsättning för hantering av kravet i artikel 16(8) i Elmarknadsförordningen⁶⁰ om att minst 70 procent av driftsäker överföringskapacitet ska göras tillgänglig för gränsöverskridande handel. Följden blir att vindkraftsproduktionen kommer levereras och bjudas in till det elområden med störst efterfrågan.

Övriga TSO:er inom Norden tycker liksom vi att vindkraftsproduktion till havs, anslutna till förbindelser mellan länder eller befintliga elområden, bör bjudas in till marknaden utifrån ett eget budområde. Genom indelning i elområden kan begränsningar i transmissionsnätet hanteras av marknaden på samma sätt till havs som på land, samtidigt som god konkurrens, korrekt prisbildning och sunda prissignaler säkras.

⁵⁹ ENTSO-E 2020: ENTSO-E Position on Offshore Development: Market and Regulatory Issues (azureedge.net) ENTSO-E Position on Offshore Development: Market and Regulatory Issues

⁶⁰ Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el.

9.4 Långsiktig prissäkring och transmissionsrätter

I EU:s FCA-förordning om fastställande av riktlinjer för förhandstilldelning av kapacitet⁶¹ fastställs att effektiva möjligheter till risksäkring ska utvecklas för producenter, konsumenter och elhandelsföretag, för att minska framtida prisrisker. Långsiktiga transmissionsrätter är enligt förordningen TSO:ernas främsta verktyg för att tillgodose detta behov, men andra prissäkringsinstrument är möjliga. Energi-marknadsinspektionen beslutade 2017 att det finns tillräckliga prissäkringsmöjligheter i Sverige. Beslutet togs i samråd med de nationella reglermyndigheterna i de länder som Svenska kraftnät har förbindelser till och innebär att Svenska kraftnät undantas från stora delar av FCA-förordningens krav och att vi inte ska auktionera ut långsiktiga transmissionsrätter på de svenska elområdesgränserna. Under 2021 ska de nationella reglermyndigheterna fatta ett nytt beslut om nuvarande marknadslösningar för prissäkring fortsatt bedöms vara tillräckliga eller om TSO:erna ska börja auktionera ut långsiktiga transmissionsrätter eller på annat sätt stödja prissäkringsmarknaderna. Likviditeten på den nordiska prissäkringsmarknaden har legat på samma nivå sedan 2017 enligt Energimarknadsinspektionen, men flera marknadsaktörer har uttryckt att de tycker likviditeten är för låg.

Om Energimarknadsinspektionen och den nationella reglermyndigheten i något eller i några av våra grannländer beslutar att likviditeten för prissäkring behöver förstärkas av Svenska kraftnät och TSO:n i grannlandet så innebär detta antingen att Svenska kraftnät tillsammans med TSO:n i grannlandet måste ta fram en metod för hur detta ska ske, eller implementera FCA-förordningen och auktionera ut långsiktiga transmissionsrätter. Oavsett vilket så kommer ett sådant beslut medföra ett nytt verksamhetsområde med nya arbetsuppgifter för Svenska kraftnät.

9.5 Översyn av transmissionsnätstariffen

Transmissionsnätstariffen ska vara utformad så att den ger korrekta styrsignaler, tar hänsyn till omvärldens förändringar och främjar ett effektivt nätutnyttjande samtidigt som den möjliggör för Svenska kraftnät att leva upp till verkets avkastningskrav och intäktsram. Sverige har haft en liknande tariffstruktur sedan 2002 och det är inte säkert att den längre är lämplig för framtidens kraftsystem med större variationer i inmatning och uttag och en ökad volatilitet. I dag råder det också brist på kapacitet i transmissionsnätet i vissa delar av landet där produktion har lagts ned och förbrukning har ökat i större utsträckning än förväntat. För att hantera denna omställning genomför Svenska kraftnät stora investeringar i transmissionsnätet med syfte att öka kapaciteten, ansluta ny produktion och förbättra integrationen med angränsande länder.

Sammantaget medför detta att behovet av flexibilitet och korrekta styrsignaler i transmissionsnätstariffen ökar för att vi även i framtiden ska kunna säkerställa en effektiv utbyggnad och utnyttjande av transmissionsnätet. Under 2020 inleddes därför arbetet med att se över tariffstrukturen, i en första fas låg huvudfokus på energiavgiften. Nu pågår arbete med nästa fas som behandlar det som i dag utgör effektdelen i tariffen, samt möjligheten till en reaktiv effektkomponent och potentialen att tillgängliggöra outnyttjad kapacitet som är garanterad genom nätkundernas anslutningsavtal med Svenska kraftnät. En större förändring av tariffstrukturen bedöms tidigast kunna ske i januari 2023.

⁶¹ Kommissionens förordning (EU) 2016/1719 av den 26 september 2016 om fastställande av riktlinjer för förhandstilldelning av kapacitet





10. Digital utveckling

Central roll i digitala omställningen. Ökad digitalisering och automatisering är avgörande för att säkerställa leveranssäkerheten i ett energi- och kraftsystem med mindre marginaler och högre komplexitet.

Svenska kraftnät har en viktig roll i arbetet med att driva den digitala kraftsystemutvecklingen och omställningen till nationella, nordiska och europeiska branschlösningar. Vi vill vara vägledande för kraftsystemets aktörer i den omställningen.

För att klara denna roll ser vi ett behov av digital utveckling i sex områden:

- > **Digitala anläggningar**, ökad mätning i kraftsystemet för tillförlitlig statusbedömning och optimering av tillgänglig kapacitet, modernisering och standardisering av kommunikations-/automationssystem.
- > **Effektivt beslutsstöd och automatisering**, visualisering av kraftsystemets tillstånd från realtid till prognoser på lång sikt, utveckling av beslutsstöd för ett proaktivt systemansvar med automatisering för hantering av snabbare förlopp.

- > **Internationella plattformar**, effektiv sammankoppling av kraftsystem och elmarknader med harmoniserade processer och gemensamma IT-lösningar.
- > **Datadriven verksamhet**, fullständig och korrekt data om hela kraftsystemet, insamlad och förvaltd enligt standardiserad metod och struktur.
- > **Framtidsanpassad IT-leverans**, genom kompetensökning, nya arbetssätt och lösningar för att hantera accelererad digitaliseringstakt och komplexitet.
- > **Hög säkerhet och kontinuitet**, utveckling för att skydda känslig data, möta ökad hotbild och reglering, säkerställa kontinuitet vid otillgänglighet samt egen rådgivning över IT-lösningarna som helhet.

Dagens kraftsystem är helt beroende av informationsteknologi för att upprätthålla balans och driftsäkerhet. Hela värdekedjan från insamling och bearbetning av data till beslut för styrning av produktion, förbrukning och överföring är omöjlig utan IT. I praktiken har IT-landskapet växt samman med kraftsystemet och är i dag helt nödvändigt för kraftsystemets förvaltning och operativa drift. Med hjälp av IT har centralisering av styrning och övervakning genomförts stegvis under 1900-talet och kraftsystemet har i dag en hög grad av

automatisering. Detta har möjliggjort effektivisering men också gjort oss mer beroende av IT-lösningarna och sårbara för incidenter och angrepp. Energiomställningen leder till större variationer i elproduktion, mindre marginaler och snabbare förlopp. Detta ställer krav på oss och kraftsystemets aktörer att utöka datainsamling med krav på korrekthet, tillgänglighet och säkerhet, att visualisera rätt information för rätt roll, analyser, prognoser och larm samt att ytterligare automatisera för att hantera de snabbare förloppen.

FÖRDJUPNING

Teknikens utveckling och möjligheter över tid

Kraftsystemet har förändrats över tid vilket medfört olika utmaningar. Ny teknik har genom historien använts för att hantera dessa utmaningar. De tidigaste automatiseringsteknikerna var mekaniska och vidareutvecklades med elektromekaniska reläer. Med tillkomsten av datorsystem utvecklades de vidare till programmerbara logiska styrsystem. Dessa automatiseringssystem var lokala vid kraftanläggningarna och fungerade i vissa fall inom specifika geografiska områden.

I takt med elkraftutvecklingen ökade behovet av centraliserad övervakning och styrning. Utvecklingen av det centraliserade nationella kontrollrummet i Råcksta i Stockholm speglar dessa förändringar; först en central plats där driften av kraftsystemet samordnades via telefonsystem, sedan elektromekaniska väggtaflor och instrumentpaneler för övervakning och kontroll av de mest väsentliga komponenterna i kraftsystemet.

I slutet av 1970-talet kom den första digitala omvandlingen. Den satte grunden för de moderna SCADA-systemen för övervakning och kontroll av elnät i Sverige, liksom

dagens nationella kontrollrum. Motorn i omvandlingen var utvecklingen och implementering av TIDAS (Total-Integrerad Dator System). Lösningen bestod av två delar, ett datatransmissionnät för att samla in mätningar från olika stationer i systemet och ett datorbaserat centralt system som aggregerade dessa data och utförde beräkningar för att representera systemets tillstånd för medarbetare i kontrollrummet. Nyckelkomponenter i systemet kunde fjärrstyras och telefonsystem användes för att samordna med andra kontrollrum. Detta möjliggjorde för första gången en kontinuerlig uppdatering och övervakning av kraftsystemets status från en central plats.

Framstegen inom dator- och kommunikationsteknik möjliggjorde sedan stegvis mer avancerade applikationer för styrning av kraftsystemet. Leverantörer började använda mer standardiserad hårdvara. Kommunikationsteknik och protokoll har successivt introducerats, liksom standardiserade operativsystem och databaser. Utvecklingen ställer krav på nya arbetssätt för cybersäkerhet och livscykelhantering, och därmed även krav på ny kompetens hos systemleverantörer och hos oss.

Elmarknadsutveckling och internationellt samarbete

Med avregleringen 1996 kom en kraftig ökning av antalet marknadsaktörer som behövde samarbeta och utbyta information. En utmaning var att alla kunder skulle ha fri tillgång till hela elmarknaden med fri konkurrens mellan elhandelsföretag och balansansvariga. För att etablering skulle kunna ske på tänkt sätt krävdes en gemensam standard som branschens företag kunde utnyttja för informationsutbyte, och en neutral roll för att samordna och leda informationsutbytet på elmarknaden, inklusive de tekniska lösningarna. Svenska kraftnät tog här initiativ till och utvecklade EDIEL-konceptet för rapportering av planer, handel, budgivning till reglermarknaden, mätvärden och avräkningsunderlag samt ledde implementeringen av elmarknadens processer inom branschen.

Efter schablonavräkningsreformen 1999, då alla kunder gavs möjlighet att byta elhandelsföretag utan att byta elmätare, ökade mängden leverantörsbyten mellan elhandels- och nätföretag. Månadsmättningsreformen 2009 ökade på liknande vis mätvärdestransaktionerna då avläsning av drygt 5 miljoner elmätare automatiserades. Svenska kraftnät övertog systemet BAS som Vattenfall hade utvecklat i slutet av 1980-talet, och kunde tack vare IT-utvecklare anpassa systemet efter de nya förutsättningarna på kort tid. Den grundläggande principen var automatisering baserat

på en tydlig informationsmodell med strukturdata rapporterad från marknadsaktörerna. Tidigare hade all logik, beräkningar och rapporter skötts manuellt. För kunderna blev båda dessa reformer ett stort lyft för såväl valfrihet som säkrare debitering genom att den preliminärdebitering som tillämpats tidigare avskaffades.

Genom etableringen av Svenska kraftnät som systemansvarig på den avreglerade elmarknaden växte behov av IT-utveckling fram för att sköta balanshållningen och att vara de balansansvarigas motpart. Det ledde till att vi behövde skapa lösningar för att hantera planer och prognoser, för handel på reglerkraftmarknaden och nya, ofta automatiserade, lösningar för stödtjänster. Elmarknaden har på detta sätt utvecklats mot att få en mer direkt påverkan på kraftsystemet.

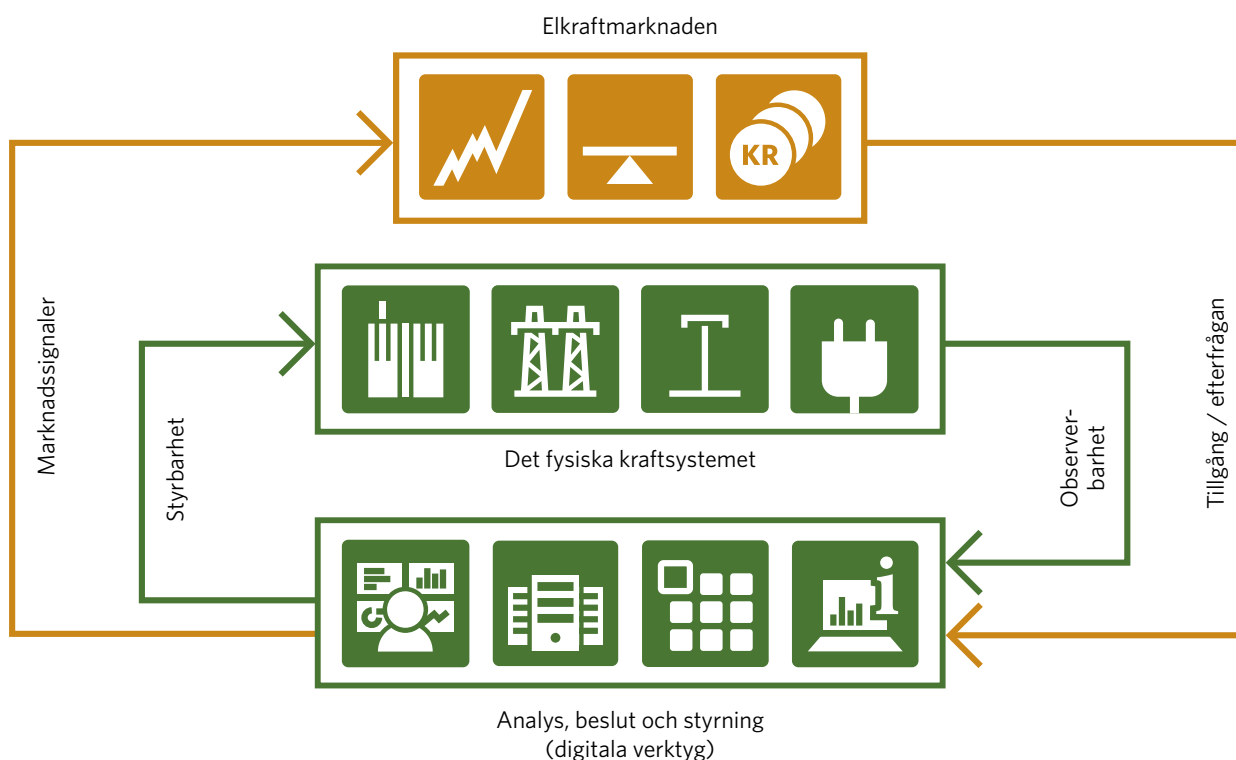
Trenden på 2000-talet har varit strävan efter gemensamma lösningar nationellt men även internationellt t.ex för avräkning och balansering. Som tidigare drivs utvecklingen ofta utifrån EU:s elmarknadsdirektiv om gemensam inre marknad för el. Nu senast med krav på gemensamma europeiska elmarknadslösningar med multinationella handelsplattformar.

10.1 Svenska kraftnäts roll i digitalisering av kraftsystemet

Införande av IT i kraftsystemet har varit en nyckel för att klara utmaningar åtminstone de senaste 50 åren. Omställningen till förnybara energikällor och ökad elektrifiering ställer nu nya krav. För att hantera den ökade volatiliteten och säkerställa att kapacitet alltid finns tillgänglig behöver elbranschen kraftigt effektivisera och automatisera operativa

processer men även samverka på europeisk och nordisk nivå för mer effektiv överföring av el mellan länder. Detta leder oss mot nya IT-lösningar som kan hantera och bearbeta data om kraftsystemet. Tillgång till fullständig och korrekt data är den viktigaste förutsättningen för att kunna ge en riktig bild av kraftsystemets tillstånd nu och i framtiden. Genom en accelererad digital utveckling ska vi klara energiomställningen med bibehållen driftsäkerhet i kraftsystemet.

Principskiss för digitaliseringens roll i kraftsystemet



Figur 25: Kraftsystemet och elkraftmarknaden är direkt beroende av digitala verktyg och Svenska kraftnät har det övergripande ansvaret för att elektriska anläggningar samverkar driftsäkert så att balans upprätthålls mellan produktion och förbrukning.

Kraftsystemet kan betraktas som en fysisk process med ett elektriskt flöde från producenter via transmissions-, region- och lokalnät till förbrukare. Styrning av processen sker genom en återkoppling av mätvärden från sensorer i kraftsystemet som samlas in, analyseras och där vi sedan kontinuerligt fattar beslut och styr delar av kraftsystemet mot rätt värden. På motsvarande sätt finns en återkoppling inom elmarknaden där prognoser, planer och uppmätta värden för tillgång och efterfrågan löpande ligger till grund för reglerande marknadssignaler. Dessa två processer har beroenden till varandra och blir mer komplicerade genom utvecklingen mot en ökad sammankoppling av kraftsystemet och elmarknaden i Norden och Europa. Svenska kraftnät har ett viktigt uppdrag att säkerställa att dessa processer fungerar på rätt sätt såväl ur ett nationellt som ur ett internationellt perspektiv. Det är ett uppdrag som förutsätter effektiva digitala verktyg för datautbyte, beslutstöd och styrning för att lyckas.

Svenska kraftnät vill driva den digitala kraftsystemutvecklingen som krävs för att möjliggöra energiomställningen och därmed vara vägledande för kraftsystemets aktörer i den utvecklingen. Det behövs ett starkt och tydligt ledarskap när så många delar av ett samhälle och ett kraftsystem ska förändras, det är ett ledarskap vi tagit historiskt och gärna fortsätter att ta. Med detta pekar vi ut en ambitiös riktning till vilken vi även kopplat en utvecklingsplan, där vi lyfter prioriterade konkreta initiativ:

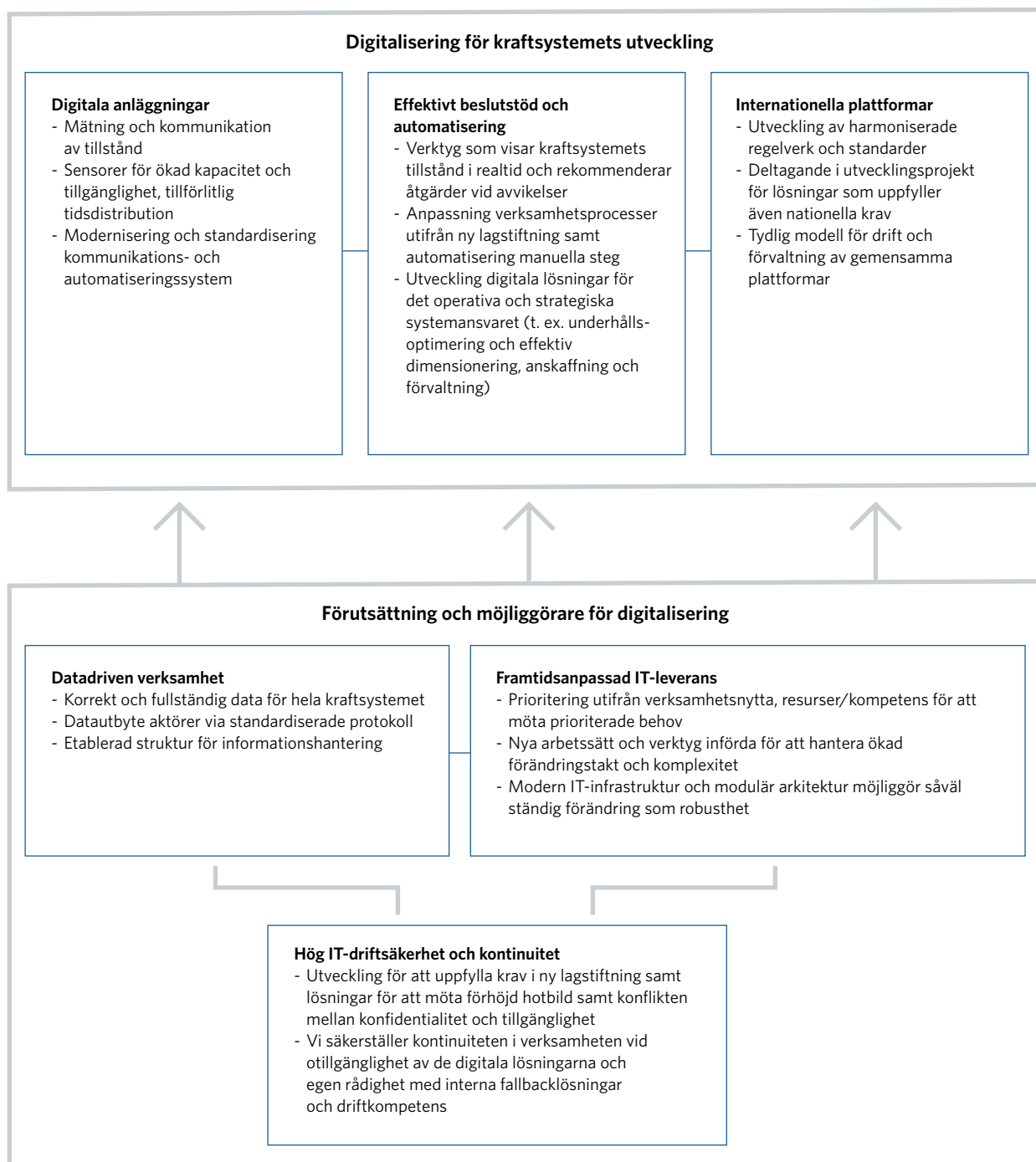
- > Med hjälp av dialog, samverkan och partnerskap vill vi främja utveckling av effektiva IT-lösningar. Vi ska också bidra till forskning, utveckling och demonstration av ny digital teknik av betydelse för verksamheten.
- > Vi förvaltar och utvecklar elmarknadslösningar, stöd-tjänster, processer och vill främja konkurrensen på elmarknaden och bidra till balansmarknader som är lätta och attraktiva att verka på för marknadsaktörer.
- > Vi driver initiativ för datautbyte och designar och utvecklar centrala informationsmodeller eller andra koncept för effektivt standardiserat informationsutbyte mellan branschens aktörer. Vi ser också till att det finns tydliga beskrivningar av informationsstrukturer, processer och hur olika aktörer ska ansluta till lösningarna på ett säkert sätt, och vi ger hjälp längs vägen. Vi ansvarar för strukturdata och informationspublicering i enlighet med aktuell lagstiftning. Vi driver med detta också omställningen till nationella, nordiska och europeiska bransch-lösningar, i samarbete med andra TSO:er och enligt regleringen.

10.2 Planerade initiativ

I denna sektion lyfter vi fram konkreta exempel på den omfattande digitalisering som pågår samt några av de möjligheter och utmaningar vi ser framför oss de kommande tio åren. Under perioden 2022–2031 genomför vi investeringar på ca 6,7 miljarder för att huvudsakligen utveckla IT-lösningar som täcker de behov vi beskriver i detta kapitel. Vi redovisar våra huvudsakliga sex digitaliseringsområden i figuren på nästa sida.

Fokusområden för digital utveckling

Mål: Svenska kraftnät möjliggör klimatomställningen med bibehållen driftsäkerhet i kraftsystemet med hjälp av digitalisering



Svenska kraftnät har en viktig roll att som systemansvarig driva den digitala omställningen och stötta kraftsystemets aktörer i den omställningen

Figur 26: Svenska kraftnäts sex huvudsakliga digitaliseringsområden.

10.2.1 Digitala anläggningar

Kraftsystemet har i dag en hög grad av automatisering. Traditionellt har automationsinfrastrukturen varit hierarkisk och lutat sig mot väl beprövad teknik med särskiljande mellan lokal- och fjärrstyrning. När nya stationer byggs i dag används mer digital utrustning för att ge bättre övervakningsmöjligheter och ökad förmåga till beslutsfattande för förbättrad driftsäkerhet men en förutsättning för detta är att vi har ordning på vår digitala anläggningsinformation.

Genom att även beskriva våra anläggningar digitalt tillgängliggör vi information för planering, drift och förvaltning för att förenkla arbetssätt och ta fram mer korrekta beräkningar och analyser. Vi kan effektivisera bygg- och förvaltningsprocesser för att klara en ökad investeringstakt och skapa mer kvalitetssäker digital informationshantering i projekt och förvaltning. På sikt kan digitala anläggnings-tillgångar möjliggöra ökad personsäkerhet genom att digitalisering minimerar manuella riskfaktorer och minskad miljöpåverkan då färre komponenter behöver användas, vilket även ger en minskad komplexitet. Nedan listas exempel på Svenska kraftnäts aktiviteter inom detta område.

Standardiserad hantering av information

Vi inför informationsstruktur anpassad till den internationella standarden ISO/IEC 81346 i etapper under de närmaste åren. Initialt hanteras luftledningarna varefter andra teknikområden tillkommer så att vi slutligen har en komplett informationsmodell över våra anläggningstillgångar med representation av funktion och plats. Standardiserad anläggningsinformation lägger grunden för riskbaserad förvaltning och ökad informationskvalitet. Arbetet kan på sikt möjliggöra ökad driftsäkerhet, tillgänglighet och bättre investeringsunderlag.

Byggnation och förvaltning med standardiserade kontrollanläggningar

Vi planerar en översyn av hur vi använder digital teknik i våra kontrollanläggningar och ser standarder som ett sätt att främja interoperabilitet och konkurrens när leverantörer får gemensamma förutsättningar. IEC 61850 är den globala standarden för digitala kontrollanläggningar, med en detaljerad specifikation över den arkitektur som kommunikationen har och hur den fungerar i en station avseende kontroll, säkerhet och övervakning. Genom fullt utnyttjande av IEC 61850 förenklas förvaltning och anpassning av antalet fysiska komponenter som behövs i varje anläggning. Målet är att minska komplexiteten och göra det lättare att återanvända tidigare konstruktioner i nya projekt. Vi planerar att ha en första station konstruerad utifrån nytt stationskoncept i drift 2025.

Metoder och system för att bedöma hälsotillstånd

Vi ser över behovet av sensorer och system som ska stötta verksamheten att bättre kunna göra statusbedömning av kraftsystemet. Detta sker genom strategisk användning av

sensorer, exempelvis värmemätning, tryckgivare och gasanalys. Med förbättrad hälsobedömning och prediktiva åtgärder kan vi förlänga livslängden på våra primärapparater och i slutändan också öka tillgängligheten i transmissionsnätet.

10.2.2 Effektivt beslutsstöd och automatisering

För att bibehålla tillräcklig driftsäkerhet i ett mer volatilt kraftsystem behövs automatisering av de operativa processerna för nätdrift och balansering. Stödjande och strategiska verksamhetsfunktioner behöver bli effektivare och mer proaktiva för att kunna fatta faktabaserade beslut som säkerställer att rätt resurser finns tillgängliga allteftersom kraftsystemet utvecklas.

10.2.2.1 Utveckling av det operativa systemansvaret

Det operativa systemansvaret omfattar processer för övervakning och hantering av kapaciteter och spänningar, balansering av kraftsystemet samt planering och hantering av avbrott. Arbetet i Svenska kraftnäts kontrollrum behöver i väsentligt högre grad än i dag ha en övervakande roll utan manuella ingripanden i normaldrift. För att åstadkomma det krävs en utökad automatisk styrning av anläggningar i kraftsystemet, och automatisering av manuella steg i verksamhetsprocesserna.

Operatörerna behöver även IT-stöd som möjliggör effektiv övervakning av status i kraftsystemet och elmarknadsprocesserna. Prioriterade avvikelser behöver visas tydligare, liksom rekommenderade åtgärder. Operatörernas arbetsplats kan liknas vid en pilots cockpit där enbart den mest relevanta informationen för aktuell situation ska lyftas fram. En helhets-syn på IT-stödet ur ett användarperspektiv är därför central. Ett viktigt kommande utvecklingsarbete inom detta område är att vidareutveckla datainsamling och visualiseringsverktyg för att på ett mer effektivt sätt presentera aktuellt systemdrift-tillstånd och ge beslutsstöd för avhjälpande åtgärder.

För att utveckla effektiva beslutsstöd och automatisering för det operativa systemansvaret pågår bl.a. flera program:

Nordisk balanseringsmodell (NBM)

För att upprätthålla en hög leveranssäkerhet utvecklas nu en ny framtidssäker balanseringsmodell för hela Norden, Nordisk balanseringsmodell (NBM). Detta sker i ett gemensamt nordiskt arbete som tar fram lösningar för hur den framtida balanseringen ska ske inom det nordiska synkronområdet och de första delarna håller nu på att införas. Det kräver en omfattande automatisering av dagens manuella processer, något som även ställer krav på omfattande IT-utveckling. Utvecklingen sker inom Svenska kraftnäts och Statnetts samägda bolag Fifty. Där utvecklar vi nu, och de närmaste åren, både nationella och nordiskt gemensamma digitala lösningar för att klara omställningen till det nya konceptet.



Lösningarna som levereras av Fifty innehåller exempelvis ny och uppdaterad funktionalitet för beräkning och prognos av områdesobalans, mottagande och aktivering av bud utifrån en ny gemensam nordisk budoptimeringsfunktion och automatisk körning av likströmsförbindelser. Denna funktionalitet kompletteras av ett gemensamt användargränssnitt och simuleringsmiljö för träning av operatörer.

Förnyat driftövervakningssystem (ROSE)

Dagens driftövervakningssystem är på väg mot slutet av sin livslängd och förberedelsearbetet för en ny lösning är klart. Driftövervakningssystemet möjliggör centraliserad styrning och övervakning av elnätet och är därför en kritisk komponent för Svenska kraftnäts förmåga att utföra det operativa systemansvaret. Beslut har tagits att införa en ny lösning som ska realisera en långsiktig målbild för säker övervakning och styrning av elnätet utifrån kraftsystemets förändrade egenskaper. Exempelvis utreds hur användande av realtidsdata från phasor measurement units (PMU) kan integreras i driftövervakningen samt hur ett användargränssnitt ska utformas för att bäst ge operatörerna lägesförståelse, s.k. situation awareness. Det nya övervakningssystemet behöver en ny IT-plattform och organisation som tillsammans möjliggör vidareutveckling utifrån fler förändrade omvärldskrav, exempelvis ny reglering.

10.2.2.2 Utveckling av det strategiska systemansvaret

Det strategiska systemansvaret inkluderar processer för utveckling och förvaltning av kraftsystemet och elmarknadslösningar, säkerställande av tillräckliga stödtjänster, avräkning, elmarknadskommunikation och förvaltning av kraftsysteminformation.

Målbilden som driver den digitala utvecklingen beskriver en förmåga att proaktivt kunna identifiera behov av utbyggnad av transmissionsnätet och/eller alternativa metoder för högre kapacitetsutnyttjande, systemutvecklings- och elmarknadsåtgärder inklusive utbudet av stödtjänster, samt en förmåga att kunna balansera och realisera dessa behov på ett effektivt sätt tillsammans med kraftsystemets aktörer.

Denna målbild kräver vidareutveckling av dagens verktyg för långtidsscenarier samt förmågan att utnyttja dessa i alla led i det strategiska systemansvaret, från långsiktiga analyser till specifik nätutveckling och anskaffning av stödtjänster. Fullständig information kopplat till kraftsystemets tillstånd behövs också för att dessa strategiska processer ska fungera effektivt. Kommande utveckling inom detta område är förbättrad uppföljning och analys av elkvalitet, spänningar och stödtjänster. För att öka antalet leverantörer av

stöd tjänster behöver hinder undanröjas för marknadsdeltagande och digitalt stöd utvecklas för förkvalificering, deltagande i reservkraftmarknaden samt uppföljning av levererade tjänster för att sammantaget säkerställa tillräcklighet och kostnadseffektivitet.

Nedan beskrivs ett par initiativ som syftar till att utveckla beslutsstöd och automatisering för det strategiska systemansvaret.

Dynamic Line Rating (DLR)

Begränsad överföringskapacitet är en av Svenska kraftnäts stora utmaningar och enskilda ledningars överföringsförmåga är idag den främsta begränsande faktorn för hur många kunder vi kan ansluta och hur mycket kapacitet vi kan tilldela elmarknaden. Ledningars överföringsförmåga påverkas av exempelvis temperatur och vind och syftet med dynamisk ledningskapacitet (DLR) är att bättre nyttja kraftsystemets faktiska överföringskapacitet.

Digitala DLR-lösningar har testats i två forskningsprojekt i Skåne och Stockholm där sensorer installerats på faslinorna varefter data i realtid analyseras och faktiska överföringsgränser fastställs. Som ett nästa steg i utvärderingen ska integrering undersökas med kontrollrummets processer och system samt gentemot våra IT-lösningar för nätplanering och kapacitetstilldelning.

Ökad effektivitet i stöd tjänster

Arbetet runt ökad effektivitet i stöd tjänsterna syftar till att identifiera åtgärder för en ökad kostnadseffektivitet gällande stöd tjänsterna och föreslå hur arbetet ska drivas vidare för att införa dessa åtgärder. Flera olika behov av nya eller vidareutvecklade IT-stöd inom området har lyfts fram. Digitalisering av förkvalificeringsprocessen är ett centralt behov, vilket innefattar nya systemstöd för kommunikation och dokumenthantering, processtöd och e-lärande för att effektivisera samarbetet med leverantörerna av stöd tjänster. IT-stödet behöver utvecklas för att främja nya tekniker och möjliggöra nya produkter, såsom möjlighet att aggregera bud och att förenkla rapporteringen av planer och bud.

10.2.3 Internationella plattformar

EU-reglering, internationellt samarbete och standardisering driver införande av gemensamma harmoniserade arbetsprocesser och marknadslösningar i Norden och Europa. Svenska kraftnät utvecklar och förvaltar i dag flera centrala IT-plattformar tillsammans med andra TSO:er, främst de nordiska men även europeiska. Det finns stor effektiviseringspotential med gemensamma IT-plattformar för att lösa gemensamma problem, men det finns även utmaningar.

För att lyckas med ett kostnadseffektivt och kvalitetsmässigt införande och därefter framgångsrik gemensam förvaltning och drift, krävs harmonisering av arbetssätt, utnyttjande av gemensamma standarder och samsyn kring arkitekturdesign och cybersäkerhetskrav. Svenska kraftnäts målsättning är att bedriva ett aktivt påverkansarbete för att lösningar ska bli tillräckliga såväl ur ett nationellt som ur ett internationellt perspektiv.

Nedan beskrivs ett par pågående digitaliseringsinitiativ inom området.

Etablering av Nordic Regional Security Coordinator

Nordic Regional Security Coordinator (RSC) i Köpenhamn, navet för den nordiska koordineringen av driftsäkerhetsrelaterade frågor, är ett kontor som bemannas av de fyra nordiska TSO:erna. Uppgiften är att stödja TSO:erna med ett antal tjänster i form av driftsäkerhetsanalyser⁶² baserade på en gemensam nordisk modell av kraftsystemet. En gemensam IT-plattform utvecklas för att stegvis kunna leverera dessa tjänster, men varje TSO kommer även behöva göra lokal anpassning av processer och IT-system.

Kritiskt i denna utveckling är att ta fram prognoser för olika tidshorisonter. Varje TSO måste göra prognoser för sitt kraftsystemområde för t.ex. den operativa timmen, dagen före och två dagar före. RSC slår sedan samman dessa prognoser till en gemensam nordisk nätmodell, Common Grid Model (CGM), och utför analyser på den. Den gemensamma metoden skapar bättre insikt, förbättrar kapacitetsfördelningen till den nordiska energimarknaden och ger förutsättningar för ökad nordisk driftsäkerhet.

I enlighet med kraven i fjärde elmarknadspaketet kommer en kravställd ägarseparation slutföras till mitten av 2022, och Nordic RSC övergår då till ett separat aktiebolag och blir ett så kallat Regional Coordination Centre (RCC). Det nya bolaget kommer ansvara för ett drygt 10-tal ytterligare tjänster, exempelvis knutet till balansering, cybersäkerhet och systemåteruppbyggnad, och vi ser ett stort behov av process- och IT-utveckling knutet till detta område de närmaste åren.

Utveckling av och anslutning till europeiska plattformar för balansenergi

MARI (Manually Activated Reserves Initiative) och PICASSO (Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation) är europeiska plattformar för att utjämna obalanser och utbyta manuellt respektive automatiskt aktiverad balansenergi för frekvensåterställningsreserver (FRR). Svenska kraftnät är, som en av 28 TSO:er, engagerade i den tekniska utvecklingen av plattformarna. Detta innefattar deltagande i ett antal arbetsgrupper för kravställning, test, beslut om kommunikationslösningar och säkerhetsfrågor. Anslutningen

⁶² Coordinated Capacity Calculation (CCC), Coordinated Security Analysis (CSA), Outage Planning Coordination (OPC), Short Term Adequacy (STA) och Common Grid Model (CGM).

till de europeiska plattformarna för balansenergi innebär även utveckling av lokala IT-system, fallbacklösningar samt möjlighet att styra och överföra FRR på likströmsförbindelser.

Anslutning är obligatorisk enligt förordningen EB och nuvarande tidsplan innebär att Svenska kraftnät och de andra nordiska TSO:erna kopplar upp till de nya plattformarna 2024.

10.2.4 Datadriven verksamhet

Tillgång till relevant, fullständig och tillförlitlig information är den viktigaste förutsättningen för kraftsystemets och Svenska kraftnäts digitalisering. Med datadriven verksamhet avser vi att stärka vår förmåga att agera på data i den dagliga verksamheten för att löpande förbättra den och fatta bättre beslut.

För att uppfylla behoven om automatisering och effektivt beslutsstöd behövs tillgång till korrekt data om hela kraftsystemet. Svenska kraftnät etablerar därför en s.k. digital tvilling som är en representation, modell, av hela kraftsystemet med kontrollerad datakvalitet där vi effektivt utbyter information med kraftsystemets aktörer via standardiserade protokoll, t.ex. CIM IEC 61850.

Att vara datadriven kräver en ökad förmåga att förvalta och skydda data, Svenska kraftnät stärker därför upp med nya roller och en ny struktur knuten till datastyrning och informations-säkerhet. Vi har ett antal initiativ i en längre färdplan och ser att det även kommer krävas ett ökat samarbete inom branschen för att nå önskad datakvalitet utifrån följande tre perspektiv:

- > **Tillgänglighet**, att data finns tillgänglig på rätt vis när behov och efterfrågan finns, för den som är behörig.
- > **Relevans**, alla kritiska dataelement identifierade och definierade.
- > **Riktighet**, att data är fullständig och att datavärdena korrekt återger de faktiska värdena utan motsägelser till andra data.

Kraven som ställs måste dock balanseras ur en helhet där det för Svenska kraftnäts verksamhet ofta är bättre med ett tillräckligt bra mätvärde i rätt tid än ett helt korrekt mätvärde för sent.

Kraftsystemhubben

För att Svenska kraftnät fullt ut ska kunna implementera det europeiska regelverket och delta i nordisk, nationell och regional planering krävs ytterligare datautbyte och interaktion med branschaktörer i Sverige och utomlands. Detta inkluderar behov för att få förståelse och observerbarhet i delar av kraftsystemet där detta saknats samt att harmonisera specifika data och processer för nordisk och nationell avbrottsplanering.

Datautbytesprogrammet är nödvändigt för att Svenska kraftnät effektivt ska kunna upprätthålla systemansvaret genom att säkerställa att alla aktörer har tillgång till det kraftsystemdata de behöver för att ta sitt ökade ansvar. Det vi gör är att bygga upp en digital grundförmåga för att:

- > Effektivt utbyta kraftsystemdata med branschaktörer och förvalta en digital avspeglning av hela kraftsystemet i en elektrisk modell av ledningar, stationer, produktionsanläggningar och större användare, samt realtidsdata som beskriver kraftsystemets momentana tillstånd.
- > Säkerställa att behöriga parter har tillgång till rätt kraftsystemdata vid rätt tidpunkt med kontrollerad datakvalitet.

Med hjälp av historisk data och modeller kan vi använda prognoser och maskinlärningsalgoritmer för att bättre förutse kommande produktion och förbrukning, och nödvändiga stödtjänster. På så vis ökar kapaciteten som tillgängliggörs för marknaden och balanseringen av elnätet förbättras. Svenska kraftnät kommer leda branschaktörerna i Sverige mot antagande och implementation av standardiserade informationsmodeller för datautbyte, specifikt baserat på ENTSO-E:s CGMES och basstandards IEC 61970, 61968 och 62325. Kraftsystemhubben väntas vara implementerad 2023.

Anläggningsinformationsmodell

Arbetet med en anläggningsinformationsmodell (AIM) syftar till att skapa en standardiserad sökbar informationsmodell utifrån standarden ISO/IEC 81346. Målet är att införa ett tydligt informationsägarskap för anläggningsinformation, effektiva arbetssätt för informationsförvaltning i organisationen, samt att praktiskt implementera informationsmodellen i vårt digitala anläggningsregister. Efter avslutat projekt, som sträcker sig över flera år, ska grunden finnas för att hantera en digital tvilling för anläggningstillgångar.

10.3 Förutsättningar för digitalisering

Vår förmåga att leverera digitaliserade lösningar behöver öka för att klara den utveckling vi beskriver här i systemutvecklingsplanen. Vi behöver tillsammans med våra branschkollegor säkerställa en mer framtidsanpassad IT-leverans där hög kompetens, nya arbetssätt och tvärfunktionellt samarbete är nyckelord då vi bygger ett moderniserat IT-landskap, vilket är en förutsättning för det digitala kraftsystemet.

Ökad förmåga till digital utveckling

Vi har under senaste åren ökat bemanningen knutet till digital utveckling. Digitaliseringsförmågan skalas också upp genom strategiska partnerskap, exempelvis det av Svenska kraftnät och Statnett gemensamt ägda bolaget Fifty A/S som ansvarar för utveckling av IT-stöd för den nya nordiska

balanseringsmodellen. Vi ser över och inför nya arbetssätt och verktyg för att hantera den ökade förändringstakten och komplexiteten, och säkerställer prioritering utifrån verksamhetsnytta.

Förnyad IT-infrastruktur och moderniserat IT-landskap med ny teknik som stöttar nya arbetssätt

Här ingår en stor investering för att byta ut och modernisera stora delar av Svenska kraftnäts IT-infrastruktur med ny säkerhetsarkitektur, plattformstöd för agil utveckling och översyn av mjukvaruarkitektur för att möjliggöra såväl ständig förändring som säkerhet och robusthet.

Hög säkerhet och kontinuitet

Kraftsystemet är en samhällsviktig funktion där IT och automatisering är nödvändigt för att lösa kraftsystemets utmaningar. Detta skapar risker i form av ökad komplexitet, fler angreppsytor och minskad robusthet. Att branschen och hela samhället blir allt mer utsatt för IT-relaterade hot är väl känt och speglas i den lagstiftning som införts under de senaste åren. Detta skapar en ökad kravbild på Svenska kraftnät och den digitala utveckling som vi bedriver:

- > Automatisering kräver korrekt data där mekanismer baserade på maskininlärning också behöver etableras för att tidigt upptäcka avsiktlig manipulation av data. Målet är att undvika att manipulation av data gör att kraftsystemet körs utanför sina säkerhetsmarginaler. Något som kan vara svårt att upptäcka när angrepp sker över längre tid i en automatiserad miljö utan operatörer som agerar mellanhand.
- > Ökande centralisering är problematisk ur ett robusthetsperspektiv. Med allt fler stödtjänster som är beroende av central styrning drabbar ett bortfall av kommunikation eller central styrförmåga hela kraftsystemet. IT-lösningar behöver därför dimensioneras med utgångspunkt från dessa egenskaper. Det behövs även medvetenhet vid design av nya tjänster och rätt värdering av decentraliserade lösningar.
- > Konflikten mellan informationstillgänglighet och konfidentialitet behöver balanseras i samband med all digital utveckling.
- > Likt många andra organisationer har Svenska kraftnät en utmaning med att säkert kunna dela nödvändig information med varierande säkerhetsklassning såväl internt som i samarbete med externa aktörer. Kravet är hög informationssäkerhet och specifikt fullgod hantering av säkerhetsskyddsklassad information.
- > Totalförsvarsperspektiv kan ställa krav på frikoppling av IT-resurser från kontrollrummet samt att kunna realisera dem från ett flertal olika platser i landet, exempelvis för att stödja ö-drift och dödnätsstart vid ett angrepp på Sverige.

Våra digitaliseringsinitiativ behöver beakta förmågan till kontinuitet, dvs. möjligheten för verksamheten att fungera även vid störningar på systemen. När vi exempelvis bygger om våra processer för den nordiska balanseringsmodellen behöver vi också se över kontinuitetsplaneringen så att vi inte gör oss helt beroende av internationella plattformar. Målet generellt är egen rådighet tack vare interna reservlösningar och driftkompetens och säkerställd kontinuitet i verksamheten vid otillgänglighet av de digitala lösningarna.





11. Nätutveckling

Både nyinvesteringar och förnyelse behövs.

Energiomställningen innebär stora utmaningar för kraftsystemet och kräver omfattande investeringar. Behovet av nyinvesteringar sammanfaller med att stora delar av transmissionsnätet har ett omfattande förnyelsebehov. För att klara t.ex. kommande förbrukningsökningar till storstadsregionerna, nya industrietableringar och elektrifieringen av befintliga industrier samt möjliggöra den omfattande anslutningen av ny vindkraft kommer Svenska kraftnät att behöva investera i nya transmissionsanläggningar parallellt med omfattande förnyelseåtgärder i befintliga anläggningar. För att genomföra detta så effektivt som möjligt bygger vår nätutvecklingsstrategi på att samordna åtgärderna så att nya ledningar så långt det är möjligt byggs på ett sätt som både ger ökad kapacitet och så att de kan ersätta de gamla.

Under den kommande tioårsperiod finns därför i Svenska kraftnäts planer en kombination av ny- och reinvesteringar som resulterar i att vi kommer att bygga ca 800 km nya ledningar och ca 25 nya stationer, under förutsättning att aktuella anslutningsärenden realiserar. Dessutom förnyar vi 1 700 km ledningar och ca 45 stationer.

Den allmänna långsiktiga utvecklingen som följer av den pågående energiomställningen, och de utmaningar och förstärkningsbehov den medför för elkraftsystemet, har beskrivits tidigare i systemutvecklingsplanen. I detta kapitel konkretiseras de generella beskrivningarna med fokus på de nätutvecklingsåtgärder som Svenska kraftnät kommer att arbeta med under de kommande tio åren. Nya behov tillkommer dock hela tiden, och då ändras eller utökas också våra planer.

Texten i detta kapitel fokuserar på nätåtgärder och berör inte direkt de andra lösningar som övervägts eller kompletterar nätåtgärden. Svenska kraftnät beaktar olika lösningar när vi analyserar hur vi på effektivaste sätt kan möta samhällets

Många vill ansluta till transmissionsnätet. Antalet ansökningar om att ansluta produktion och förbrukning till det svenska transmissionsnätet är mycket stort, fram för allt gäller det vindkraftsanslutning. Svenska kraftnät har fram till och med juli 2021 mottagit anslutningsansökningar om totalt 170 GW produktion och 22 GW förbrukning. Totalt har också ca 11 GW vindkraft installerats i det svenska nätet, vilket ungefär motsvarar kapaciteten i åtta stora kärnkraftsblock. Den årliga energiproduktionen motsvarar dock den som produceras i ungefär tre sådana block.

Nya förbindelser byggs med Tyskland och Finland.

För att öka handelskapaciteten mellan svenska elområden och mellan Sverige och grannländer pågår förberedelser för några större investeringar i transmissionsnätet. Några av dessa är en likströmsförbindelse mellan södra Sverige och Tyskland, en tredje 400 kV-växelströmsledning mellan norra Sverige och Finland och ett större projekt om kapacitetshöjande åtgärder över bl.a. Snitt 2.

förändrade behov. I många fall måste nya ledningar och stationer byggas, men i vissa fall kan andra åtgärder vara mer effektiva. Omstrukturering av det befintliga nätet genom mindre åtgärder, bortkoppling av produktion vid vissa händelser eller nya lösningar såsom Dynamic Line Rating (DLR) och byte till högtemperaturlina är några av de lösningar som i vissa fall snabbare, men ofta bara för en övergångsperiod, och kortsiktigt, kan ersätta större nätinvesteringar. Under det senaste året har även mer marknadsrelaterade åtgärder vidtagits såsom olika flexibilitetsmarknader, där kunder kan sälja en reduktion av sin förbrukning samt summaabonnemang som bättre utnyttjar nätets kapacitet vid lokal effektbrist.

Rapporteringen av de åtgärder som vi vidtar fortsätter utifrån den gruppering av huvudsakliga drivkrafter som vi använt tidigare, även om allt fler åtgärder möter olika behov. Ett av de viktigaste skälen till detta är för att det ska gå att säkerställa att vissa typer av projekt, speciellt förnyelse av åldrande anläggningar, inte omedvetet prioriteras bort till förmån för andra. De projektkategorier som används är: reinvestering, anslutning, systemförstärkning och marknadsintegration. Många av projekten har dock flera drivkrafter, när t.ex. ledningar reinvesteras sker det på ett sätt som tar hänsyn till framtida behov av kapacitet.

Det har sedan senaste systemutvecklingsplanen skett ett antal förändringar. De större förändringar som är av allmänt intresse är:

- > Länsstyrelsen underkände under 2020 den planerade dragningen för den norra delen av den nya 400 kV-ledningen Skogssäter-Stenkullen. Ledningen har därför delats i två delar vid en ny station Ingelkärr. För den södra delen Ingelkärr-Stenkullen fortsätter arbetet enligt plan, men för den norra delen har en ny utredning påbörjats för att ta fram sträckningsalternativ mellan Skogssäter och Ingelkärr.
- > Inom NordSyd har de första paketen av Uppsalabenet och Västeråsbenet beslutats och gått från under övervägande till förberedelsefasen.
- > Under sommaren 2021 togs hela SydVästlänken i drift. Länkens främsta syfte är att säkerställa spänningskvaliteten i södra Sverige. Länken bidrar också till att öka kapaciteten mellan elområde SE3 och SE4.

Vi får ofta frågor rörande hur mycket vi kommer att behöva bygga i framtiden och hur mycket vindkraft som vill ansluta. För att göra det enklare att hitta svaret på några av de frågorna så har vi samlat fakta från bl.a. den nätinvesteringsplan för perioden 2022–2031 som finns i slutet av den här systemutvecklingsplanen.

Under perioden 2022–2031 planerar vi att förnya befintliga anläggningar och bygga nya om sammanlagt:

- > 2 500 km luftledningar och kablar. Den totala längden av vårt ledningsnät är i dag ca 16 000 km.
- > 70 stationer. Av dem är ca 25 helt nya och ca 45 är totalförnyelser av befintliga stationer. Utöver dessa kommer ytterligare stationer att utvidgas för att ansluta produktion eller förbrukning. Vi har i dag 175 stationer av olika slag i transmissionsnätet. Den höga förnyelse-takten kommer att bryta det senaste decenniets trend att medelåldern på våra stationer successivt har ökat.

Det finns ett mycket stort intresse för att ansluta både produktion och förbrukning till vårt nät. Fram t.o.m. juli 2021 hade vi mottagit ansökningar om att ansluta:

- > 170 000 MW (170 GW) elproduktion, varav ca 116 000 MW havsbaserad vindkraft. När vi publicerade Systemutvecklingsplan 2020–2029 för två år sedan var motsvande siffra för ansökningar om att ansluta produktion 46 000 MW. Av de 170 000 MW har ca 33 000 MW ansökningar redan beviljats, men de är ännu inte byggda. Arbetet pågår dock i dag med att ansluta ca 8 000 MW landbaserad vindkraft, i huvudsak i norra Sverige. Det finns i dag ca 41 000 MW produktion installerat i Sverige, vara ca 11 000 MW är vindkraft.
- > 22 000 MW elförbrukning, varav ca 10 000 MW i norra delen av landet, elområde SE1, där dagens förbrukning är ca 2 000 MW. Motsvarande siffra för anslutning av förbrukning i hela landet var för två år sedan 8 000 MW. Den högsta förbrukningen för hela Sverige var under vintern 2020/21, den s.k. topplasttimmen, ca 25 500 MW⁶³.

Spänningsstabilitet är en utmaning som vi lyfter fram i systemutvecklingsplanen. För att öka överföringskapaciteten och för att hantera de ökade variationer i spänningen vi ser som följd av de allt mer varierande driftsituationerna planerar vi att under perioden 2022–2031 bygga motsvarande:

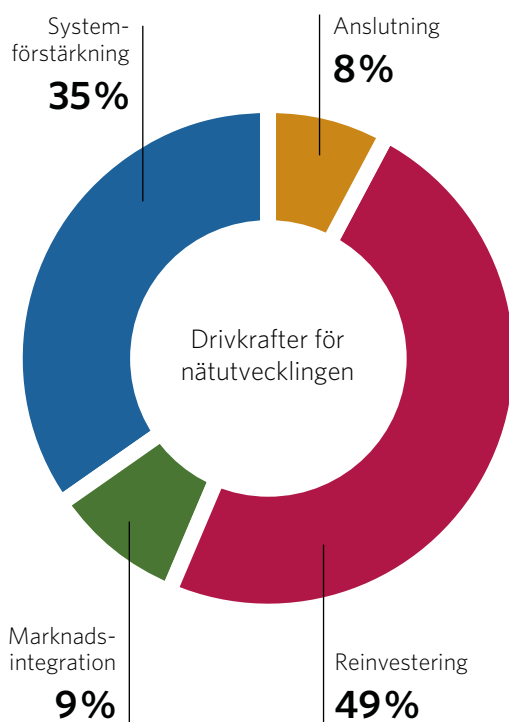
- > 4 000 Mvar reaktiv kompensering. Det kommer att ske både med fast s.k. shuntkompenseringar men också med dynamisk kompensering i form av t.ex. STATCOM.

⁶³ Avräkningsperioden är en timme så den korrekta siffran är 25 500 MWh/h

11.1 Drivkrafter för nätutvecklingen

Nätutvecklingen sker utifrån fyra huvudsakliga drivkrafter: reinvesteringar, systemförstärkningar, marknadsintegration och anslutning. Deras respektive andel av Svenska kraftnäts totala investeringsvolym under den kommande tioårsperioden visas i figuren nedan. Reinvesteringar beräknas vara den enskilt största drivkraften bakom investeringar, följt av systemförstärkningar. Många av de stora åtgärds paket som vi genomför är till stor del drivna av ett underliggande reinvesteringarbehov i nuvarande nät, men vi gör det på ett sätt som också anpassar och ökar överföringskapaciteten i det nya nätet. NordSyd-åtgärderna kan tas som ett exempel; om vi skulle ha genomfört de nödvändiga reinvesteringarna på ett sätt som enbart skulle behållit dagens kapacitet, för de kunder som redan är anslutna, skulle kostnaden ha motsvarat uppskattningsvis 2/3 av det vi nu gör. Merkostnaden för att i stället bygga ett framtidsanpassat elnät med högre kapacitet som kan bidra till energiomställningen är alltså betydligt lägre än den summa som anges för alla NordSyd-åtgärderna.

Investeringar per drivkraft



Figur 27: Uppdelning av drivkrafter för nätutveckling baserat på investeringsvolymen för de kommande 10 åren.

11.1.1 Reinvesteringar

Det finns ett tydligt samspel mellan behovet av underhåll och reinvesteringstakt och det är enbart en del av allt underhåll och alla förnyelser som vi löpande genomför som kan klassificeras som stora reinvesteringar, där åldrade ledningar och stationer rivs, och nya byggs. Det pågår ständigt besiktning av utrustning, byten av enskilda delar m.m. Målet är att förebygga haverier eftersom sådana riskerar att påverka kraftsystemets tillgänglighet, att ge negativ miljöpåverkan eller, i värsta fall, att påverka personsäkerheten. Samtidigt är det viktigt att inte byta ut väl fungerande anläggningsdelar för tidigt då det medför ökade kostnader. Svenska kraftnäts mål är att underhåll och reinvesteringar ska utföras på ett kostnadseffektivt sätt.

Strategi för anläggningsförvaltning

Svenska kraftnäts strategi för anläggningsförvaltning bygger på tre grundläggande principer:

- > **Riskbaserad förvaltning.** Ett systematiskt arbetssätt där en medvetenhet kring vilka anläggningsrisker som förekommer samt hanteringen av dessa står i fokus.
- > **Faktabaserade beslut.** I möjligaste mån ska alla beslut som rör underhåll eller reinvesteringar bygga på faktabaserade underlag.
- > **Ständiga förbättringar.** Alla metoder som rör underhåll och reinvesteringar inklusive analyser och datainsamling ska kontinuerligt utvärderas och förbättras.

För att på bästa sätt hantera den höga reinvesteringstakt som ligger framför Svenska kraftnät under 2020-talet kommer en kontinuerlig utveckling ske av metoder, beslutsunderlag och processer. Syftet är att finna den optimala balansen mellan teknisk status hos anläggningarna, möjligheter till avbrott, personsäkerhet, miljöpåverkan samt kostnader.

Framtidens behov styr förnyelse av våra befintliga anläggningar

Det svenska transmissionsnätet börjar bli gammalt och står inför ett mycket stort förnyelsebehov de kommande decennierna. Under den kommande tioårsperiod utgör reinvesteringar den enskilt största andelen av våra investeringar. Många av våra anläggningar byggdes på 1950-, 60- och 70-talen och de äldsta närmar sig nu slutet av sin tekniska livslängd. Dessa ledningar och stationer är till stora delar byggda och anpassade för de behov och krav som man såg då anläggningarna byggdes, och inte för att utgöra en del av ett system där industrier tillverkar vätgas, bilar laddas med el och produktionen kommer från sol och vind. I dag har vi därför i många avseenden helt nya krav och behov beträffande hur framtidens transmissionsnät behöver utformas.



Svenska kraftnäts utgångspunkt är bl.a. att reinvesteringar är en integrerad del i systemutvecklingen. Det innebär att vi alltmer går från att byta ut gammal utrustning till att merparten av alla stora reinvesteringar genomförs med t.ex. kraftigare ledningar eller högre spänning, och där delar av motiven därmed också är nyinvestering. Några exempel på det beskrivs i kapitel 11.4, såsom NordSyd och Västkusten där många av våra befintliga ledningar förnyas genom att bygga helt nya, både med ny sträckning och med helt andra egenskaper och högre kapacitet. Vi förnyar också våra stationer när vi samtidigt ansluter ny produktion eller förbrukning. I merparten av våra stationsprojekt har vi andra parter, såsom nätägare och producenter, att ta hänsyn till och samordna reinvesteringsbehovet med.

Förlängd livslängd på våra anläggningar

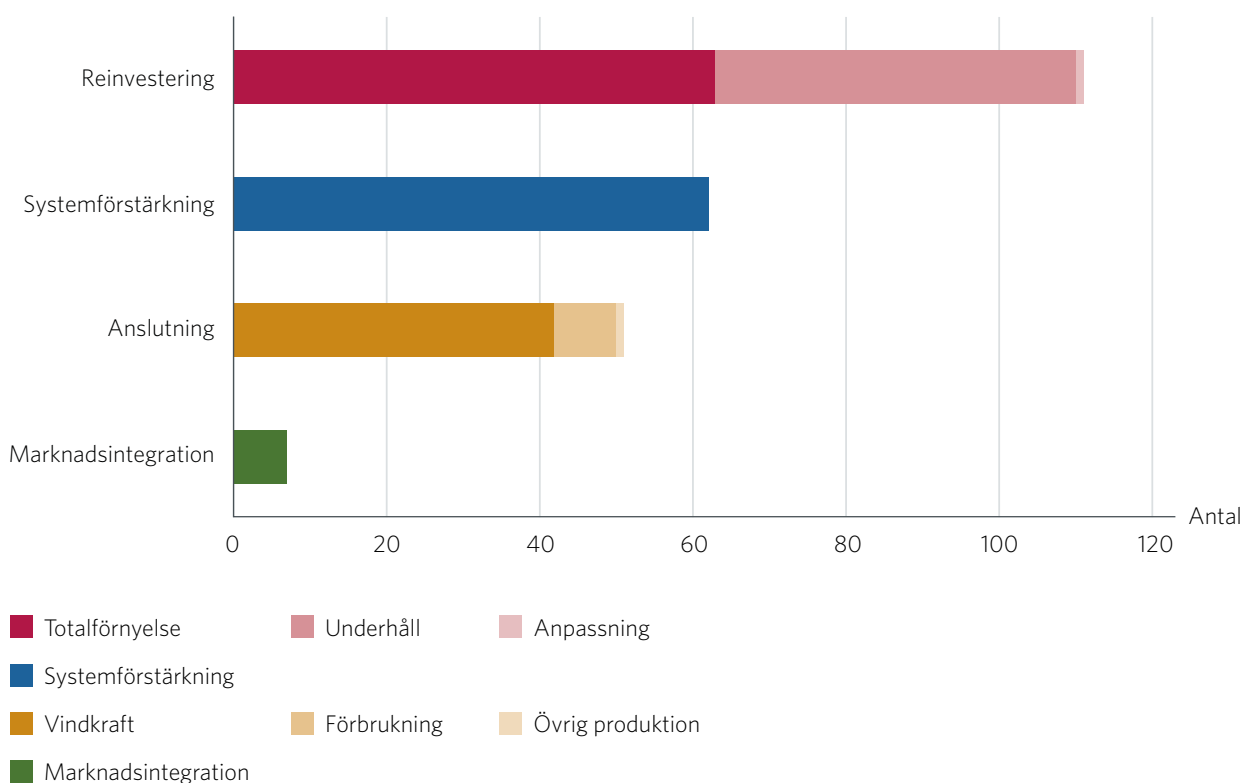
Då vi förnyar med fokus på att möta framtida behov finns flera nya utmaningar. En sådan är att förnyelser genom nyinvesteringar ofta tar längre tid att utreda och genomföra än en ren förnyelse av en befintlig anläggning. Ibland medför detta att vi behöver hålla våra befintliga anläggningar i drift flera år längre än vad som ursprungligen planerats, något som inte kan göras helt utan åtgärder. För att ändå kunna driva anläggningen med bibehållen hög drift- och person-säkerhet till dess att den kan ersättas behöver hela eller delar av anläggningarna åtgärdas så att den tekniska livslängden förlängs. Svenska kraftnät genomför därför i allt högre utsträckning det vi kallar livslängdsförlängande åtgärder. Dessa åtgärder kräver både interna och externa resurser och kostnaderna är inte försumbara. För kommande tioårsperioden uppgår dessa till ca 600 miljoner kr, främst kopplat till de stora nyinvesteringsspaketen NordSyd och programmen för Storstockholm. Alternativet, att inte genomföra våra ny- och reinvesteringar koordinerat, skulle dock leda till avsevärt högre totala kostnader och också en betydande ökad påfrestning på våra egna och våra externa parter resurser.

Historiskt hög förnyelsetakt

En stor del av transmissionsnätets stationer byggdes eller förnyades under 1970- och 80-talen och behöver förnyas inom en 20-årsperiod. I och med att stationerna byggdes under en kort tidsperiod innebär det att många stationer är jämgamla med likvärdig livslängd och följaktligen behöver de också förnyas under samma tidsperiod. Det i kombination med att vi under det senaste decenniet har prioriterat nyinvesteringar, kapacitetshöjande åtgärder och anslutning av vindkraft, före att reinvestera våra befintliga anläggningar, har resulterat i en historiskt hög förnyelsetakt kommande tioårsperiod.

Under kommande tioårsperioden kommer ca 45 stationer totalförnyas och utöver detta ett stort antal enskilda komponenter förnyas såsom kontrollsystem, skalskydd och ställverksapparater i ytterligare över 50 stationer. Dessutom planeras ca 25 nya stationer och andra stationer kommer att utvidgas för att ansluta ny förbrukning eller produktion.

Stationsprojekt per drivkraft

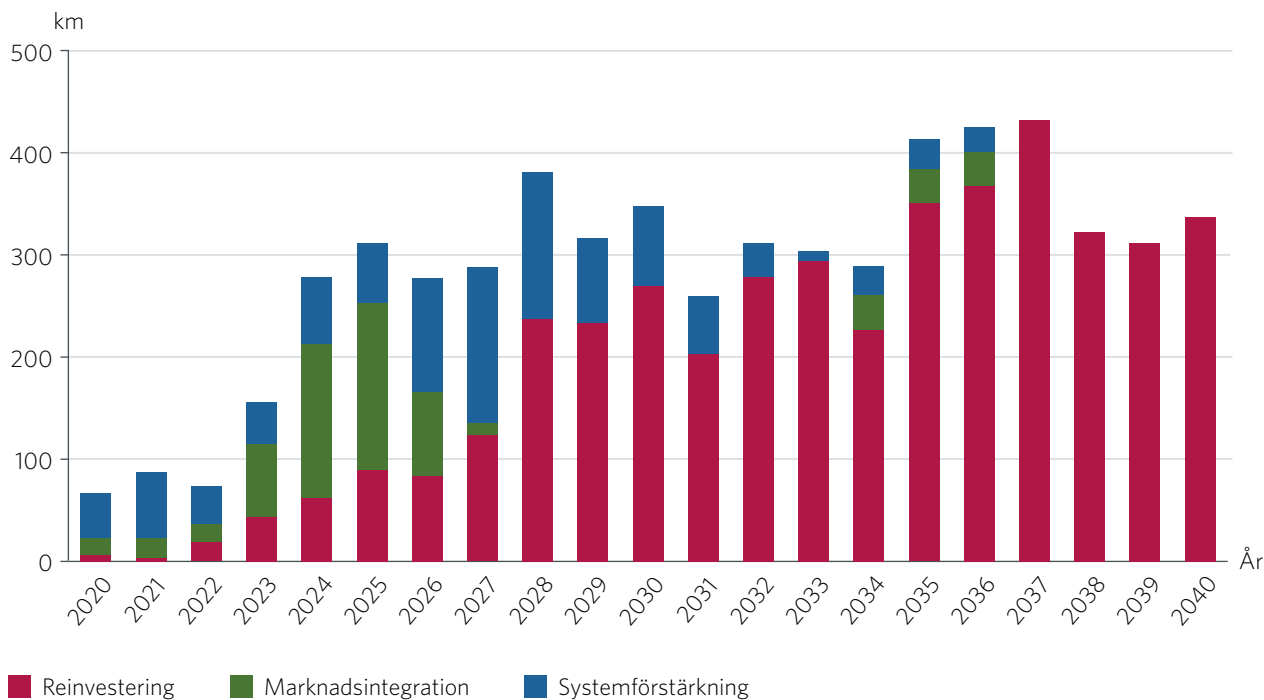


Figur 28: Antal pågående eller påbörjade stationsprojekt 2022-2031.

Hälften av det befintliga ledningsnätet för 220 och 400 kV byggdes under 1950 och 1960-talet och har också haft begränsat förnyelsebehov fram till nu. Under kommande tioårsperioden berörs ett 50-tal ledningar, omfattande totalt runt 2 500 km, av pågående eller påbörjade totalförnyelser.

Dessa reinvesteringar utgör framöver en allt större andel av de planerade ledningsåtgärderna, även om inte framtida systemförstärkningar och marknadsintegrationsåtgärder som ännu inte utretts eller beslutats visas i figuren nedan.

Byggtakt i ledningskilometer per drivkraft



Figur 29: Byggtakt i antalet km per år för ledningsåtgärder, uppdelat på drivkrafter.

Säkerställande av ledningarnas funktion under dess livslängd

Vi genomför sedan en tid systematiska ledningsrevisioner. Det innebär att vi efter ungefär halva livslängden besiktar ledningarna för att säkerställa status och genomför åtgärder så att alla delar håller under ledningens kvarvarande livslängd. Vi får samtidigt möjlighet att följa upp om våra bedömningar vad gäller teknisk livslängd stämmer för anläggningsdelarna. Under den kommande tioårsperioden kommer mer än 5 000 km ledningar att beröras, fördelat på drygt 100 olika anläggningar och flera tidsmässigt grupperade paket. Det sista paketet beräknas vara slutfört 2029.

	Antal ledningar	Antal km	Genomförande
Paket 0	17	700	2019-2024
Paket 1	20	800	2020-2025
Paket 2	37	1 700	2022-2027
Paket 3	38	2 000	2024-2029
Totalt	112	5 200	2019-2029

Ökad reinvesteringstakt för stationer

För att säkerställa att transmissionsnätets stationer reinvesteras i rätt takt och ordning kommande tioårsperioden har en status- och förnyelsebehovsanalys genomförts. Denna har identifierat ett behov av att tidigarelägga vissa reinvesteringar.

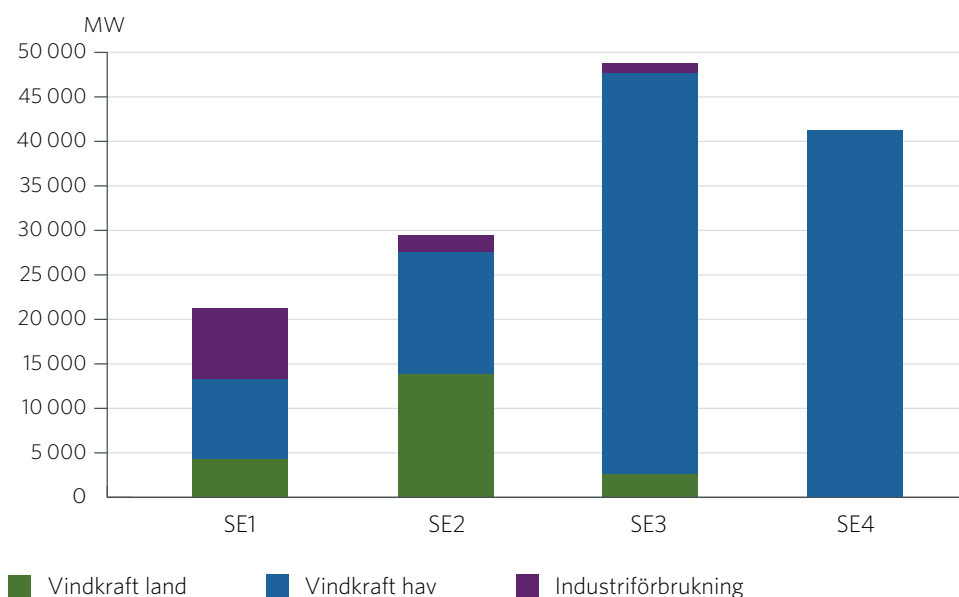
Det har resulterat i både nya och reviderade reinvesteringstätigheter som har beaktats avseende genomförbarhet med hänsyn till alla övriga nätinvesteringar. Resultatet av analysen har synliggjort behovet av att öka reinvesteringstakten avsevärt för våra stationer under kommande tioårsperioden jämfört med tidigare reinvesteringstakten.

11.1.2 Anslutningar

Inom kategorin Anslutningar hanteras de ansökningar som kommer från andra nätägare om anslutning av större produktionsanläggningar, behov av ökade uttag genom t.ex. etablering av industri eller omstrukturering av befintligt nät.

Intresset för att bygga vindkraft är fortsatt mycket stort och vindkraftansökningarna har de senaste åren ökat markant. Fram till för något år sedan har vindkraften ofta kunnat anslutas genom relativt små åtgärder, som att bygga nya stationer eller genom anpassning av befintliga stationer samt i vissa fall också installation av automatiker för produktionsfrånkoppling för att kunna hantera överlast i transmissionsnätet. Nu börjar dock kapaciteten i själva transmissionsnätet fyllas allt mer av installerad produktion och redan beviljade anslutningar. Produktionsanläggningarna blir också större, framförallt vad gäller havsbaserad vindkraft. Detta resulterar i att det blir allt svårare att ansluta mer produktion i det redan fullteknade befintliga nätet. Vi behöver vidta allt större åtgärder i form av nya ledningar och ändrad nätstruktur för att hantera detta. Vi måste också införa nya typer av lösningar för att vi ska klara att integrera mer produktion, där både krav på flexibilitet och andra marknadslösningar kan bli aktuella.

Ansökt effekt i utredningsfas



Figur 30: Totalt ansökt effekt i utredningsfas uppdelat på elområden.

Ökat samarbetet med regionnätägare

De stora utmaningarna framåt är att både kunna hantera den ökande mängden ansökningar och det faktum att önskemål om anslutning rörande såväl inmatning som uttag tenderar att bli allt större rent effektmässigt. Detta innebär att enskilda ansökningar inte kan hanteras var för sig. Större systemutredningar måste istället genomföras som tar ett helhetsgrepp inom ett område och som uppfyller samtliga behovsområden. För att få ett mer proaktivt arbete med långsiktiga nätutvecklingsplaner har ett utökat samarbete med regionnätbolagen, som är de aktörer som vanligen har den direkta kontakten med större elförbrukare och producenter, inletts. Detta samarbete syftar till att få en bättre bild av utvecklingen av förbrukning och produktion inom varje område med hänsyn till de långa ledtiderna för att bygga nya ledningar. Arbetssättet att ta fram gemensamma långsiktiga nätutvecklingsplaner finns redan i dag i bl.a. Stockholmsregionen men avsikten är att införa detta i hela landet.

En ny anslutningsprocess

För att få en mer effektiv och ändamålsenlig anslutningsprocess så pågår nu införandet av den nya process som Svenska kraftnät 2019 tagit fram efter samråd med branschen. En viktig del av processen är att kunna ge ansökande part en tidigare indikation på om kapacitet finns tillgänglig. Avsikten är också att försöka styra produktion och uttag till de områden där det finns ledig kapacitet, genom en aktiv dialog mellan Svenska kraftnät, regionnätbolagen och andra intressenter. Alla de större nätbolagen delar i dag också utmaningen med att tillståndprocesserna för att bygga ut nätet normalt är väsentligt längre än motsvarande processer för tillståndsgivning och uppförande av vindkraftsanläggningarna eller större elintensiv verksamhet som t.ex. serverhallar.

Vindkraftinvesteringar och havsbaserad vindkraft

Den landbaserade vindkraften fortsätter att öka. Volymen i de ansökningar som är under utredning för att avgöra vad som behövs för att de ska kunna ansluta är i storleksordningen 24 GW. Utöver det pågår åtgärder för att ansluta ca 8 GW. Det är framförallt i elområde SE1 och SE2 som den landbaserade vindkraften byggs.

Ansökningar för havsbaserad vindkraft har under de senaste åren gått från i det närmaste ingenting till att utgöra drygt hälften av det totala antalet ansökningar och omfattar i dag ca 116 GW. De planerade havsbaserade vindkraftsparkerna finns i huvudsak i södra Sverige och längs Bottenhavet. Ute till havs finns det ingen rådighet över vattenområdet i de tidiga skeden exploateringen nu befinner sig i, vilket innebär att flera exploatörer kan utreda vindkraft på samma geografiska plats. Detta innebär att ovan nämnda siffror sannolikt är något högre än vad som egentligen kan bli aktuellt, samtidigt som det hela tiden tillkommer nya ansökningar.

Med hänsyn till dagens transmissionsnät samt de planerade åtgärderna i Ekhyddan-Nybro-Hemsjö, se kapitel 11.4.8, och delar av NordSyd-paketet, kan ca 16 GW ansluta utan att större åtgärder behöver vidtas.

Kraftigt ökad förbrukning

Anslutningar av nya större elanvändare har under de senaste åren blivit aktuella. Det har fram till nyligen framförallt funnits ett stort intresse av att ansluta stora serverhallar, upp mot 500 MW för enskilda anläggningar i norra och mellersta Sverige.

Under det senaste året har det även inkommit ansökningar från elintensiv industri som vill gå över till en fossilfri tillverkning. Detta innebär ett stort ökat effektuttag. Ansökningarna gäller framförallt industrier i norra Sverige, elområde SE1, där den totala volymen förbrukningsökningar uppgår till ca 10 GW, vilket kan jämföras med dagens maximala förbrukning om 1,9 GW i elområdet. Intresset finns dock i hela Sverige från större industrier som vill ställa om till fossilfriproduktion baserad på el. Det förväntas därför fortsatt komma ansökningar om att ansluta mycket stora förbrukningsvolymmer. Vi har i dagsläget ansökningar om totalt sett 22 GW i hela landet men nya inkommer ständigt.

11.1.3 Systemförstärkningar

Systemförstärkningar samlar i huvudsak de åtgärder som genomförs i transmissionsnätet för att öka kapaciteten inom ett område. Behoven av åtgärder uppstår när transmissionsnätet behöver anpassas för att t.ex. öka överföringen från ett område där flera större produktionsanläggningar som vindkraft ansluts, eller för att kunna öka uttagen i t.ex. storstadsområdena. Inom kategorin ingår även de åtgärder som har en stabiliserande påverkan på nätet.

Med den utvecklingen vi ser i flera av våra scenarier med en mycket kraftig ökning av både produktion och förbrukning, i många fall på nya platser, så kommer behoven av systemförstärkningsåtgärder att öka allt mer. Det behovet kommer att finnas där oavsett var i landet ökningarna sker, om det inte sker ett tydligt skifte till en sektorsintegrerad samplanering av ny elproduktion och förbrukning på samma geografiska plats. De s.k. energiöar som bl.a. danska Energinet arbetar med är ett steg i en sådan riktning. För att minska behovet av att bygga ny eltransmission skulle vätgas kunna produceras invid vindkraftsparkerna, lagras och transporteras till industrier.

Förändrade flöden genom transmissionsnätet

En stor utmaning är att både nya produktions- och förbrukningsanläggningar samt en högre andel kablar från det nordiska synkronområdet till kontinenten medför ett ökat och ett mer varierande flöde genom Sverige. Detta ställer större krav på det svenska transmissionsnätet. Det tidigare typiska nordsydliga flödet är på väg att förändras, och redan

i dagsläget börjar det öst-västliga flödet genom Sverige bli vanligare. På sikt, om havsbaserad vind byggs i södra Sverige, kan det även bli aktuellt med ett mer syd-nordligt flöde. Baserat på scenarierna från den långsiktiga marknadsanalysen kommer analyser påbörjas och vara underlag till de långsiktiga nätutvecklingsplanerna. För att kunna ta hänsyn till alla scenarier och driftfall som kan uppkomma pågår nu en implementering av ett nytt verktyg för att överföra resultaten i den långsiktiga marknadsanalysen till nätplaneringen.

Större industrietableringar och ökad effekt till storstäderna

Ökade uttag i och kring storstäderna är fortfarande aktuella. Flera större investeringsprogram har pågått och pågår för att åtgärda den lokala effektbrist som redan nu råder eller som förväntas uppkomma de närmaste åren. Dessa åtgärder beskrivs under drivkraften Systemförstärkningar. För att kunna hantera den lokala effektbristen har dock utredningar pågått under det senaste året för att finna åtgärder som kan överbrygga gapet till dess att de större investeringarna är på plats. Syftet är att mindre och snabbare åtgärder ska kunna öka kapaciteten för att täcka de mest omedelbara behoven in till dessa områden. De åtgärder som är möjliga att genomföra med acceptabel driftsäkerhet är en ökad användning av s.k. systemvärn, högttemperaturlinor och dynamisk ledningskapacitet (DLR). Både i Stockholm och i Uppsala kan ökade uttag beviljas redan 2023–2024 med hjälp av anpassningar i det befintliga nätet. Malmös omedelbara effektbehov är löst redan från årsskiftet 2020–2021 med hjälp av det s.k. sjupunktsprogrammet⁶⁴. I detta ingår investeringar i regionnätet, systemvärn samt implementering av DLR.

Havsbaserad vindkraft

Som nämnts tidigare har Svenska kraftnät stora volymer av ansökningar från havsbaserad vindkraft. En relativt stor mängd kan ansluta utan några större förstärkningar i nätet på land då etableringarna framförallt är i södra Sverige där vi i dag har ett effektunderskott och därmed god tillgång till inmatningskapacitet. Även i områden där större produktionsanläggningar lagts ner finns det goda förutsättningar att ta emot produktion från havsbaserad vindkraft i det existerande transmissionsnätet. Detta skapar bra förutsättningar för att hantera delar av den ansökta volymen, men vi ser på sikt att det kommer att behövas nya förstärkningar och kapacitetsuppgader på befintliga ledningar. Flera större behovsutredningar kommer att startas upp de kommande åren för att kunna hantera den allt större mängden havsbaserad vindkraft som vill ansluta.

Systemstabiliserande åtgärder

De senaste åren har flera stora produktionsanläggningar lagts ner i södra Sverige, och som tidigare beskrivits får detta negativa konsekvenser för systemstabiliteten och överföringskapaciteten i området. Åtgärder för att kompensera för de försämringar som skett har redan införts, men för att analysera det långsiktiga behovet av bl.a. spänningsreglerande åtgärder har flera utredningar påbörjats. Vi har också startat en utredning för att analysera vad som behövs för att upprätthålla kraftsystemstabiliteten i ett läge helt utan kärnkraft.

Åtgärder på befintliga seriekompenseringsstationer

På mycket långa ledningar har Svenska kraftnät installerat seriekompensering för att förbättra överföringsförmågan. Att ansluta nya stationer längs en befintlig seriekompenserad ledning är tekniskt utmanande, med risk för överkompensering och svårigheter med spänningshållningen. Under de senaste åren har det inkommit ett flertal ansökningar om att ansluta vindkraft till transmissionsnätets seriekompenserade ledningar mellan elområde SE2 och SE3.

För att möjliggöra anslutning av vindkraft även till dessa ledningar planerar vi att under de kommande åren utföra åtgärder på fem av dagens åtta seriekompenserade ledningar. På flera av ledningarna kommer den befintliga seriekondensatorstationen att förnyas med ändrat utförande, men också kompletteras med ytterligare nya seriekondensatorstationer längs ledningen. På andra ledningar kommer den befintliga seriekompenseringsstationen att avvecklas helt för att istället ersättas av två nya seriekompenseringsstationer på annan plats längs ledningen. Den totala kompenseringsgraden per ledning kommer bibehållas på dagens nivå. Åtgärderna är en förutsättning för att kunna öka den överföringsförmåga från norr till söder som planeras de kommande åren. Vi planerar att åtgärda seriekompenseringsstationerna med en takt på ungefär 3–4 stycken per år och att de ska vara genomförda 2026–2028. På längre sikt planeras seriekompenseringsstationerna avvecklas i takt med att de seriekompenserade ledningarna förnyas som 400 kV-dubbelledningar inom NordSyd. I transmissionsnätet finns även seriekompensering mellan elområde SE1 och Finland. Där finns samma problematik.

11.1.4 Marknadsintegration

Denna kategori av nätinvesteringar syftar till att öka eller bibehålla handelskapaciteten mellan de svenska elområdena och mellan Sverige och våra grannländer. Åtgärderna gör det möjligt att utnyttja produktionsresurser mer effektivt, och de bidrar till ökad leveranssäkerhet genom att möjliggöra ökad överföring från överskottsområden till underskottsområden.

⁶⁴ Svenska kraftnät 2021: Pressmeddelande 2021-03-12, Ökad tillgång av el i Malmöregionen

Behov av överföringskapacitet analyseras vanligen med elmarknadsmodeller baserat på långsiktiga scenarier för det nordeuropeiska kraftsystemet, vilket beskrivs tidigare i systemutvecklingsplanen. Studier som genomförs inom det europeiska och det nordiska planeringssamarbetet är ofta en viktig del av underlaget för beslut om nätinvesteringar som leder till ökad marknadsintegration.

Flera av de befintliga likströmsförbindelserna till våra grannländer börjar närma sig den ålder där vi behöver se över om och hur de ska ersättas.

Marknadsintegration under 2022-2031

Den kommande tioårsperioden förväntas ökad överföring i transmissionsnätet från norra till södra Sverige. De huvudsakliga drivkrafterna är den förväntade vindkraftutbyggnaden i norra Sverige i kombination med en ökad elanvändning.

På längre sikt kan en utveckling med ytterligare nedlagda kärnkraftsreaktorer förstärka trenden med ökade nord-sydliga överföringar. Det finns dock även faktorer som kan bidra till minskade nord-sydliga flöden och/eller ökade syd-nordliga flöden genom det svenska transmissionsnätet, däribland:

- > Ökad förbrukningsflexibilitet och energilagring som kan bidra till att förbättra effekttillräckligheten i södra Sverige.
- > Etablering av stora mängder havsbaserad vindkraft i södra Sverige.
- > Elektrifiering av stål- och gruvindustrin som kan leda till ökad elanvändning i norra Sverige.

Dessa utvecklingar förväntas dock få ett större genomslag för behovet av handelskapacitet först på längre sikt, bortom 2031. Som nämns i kapitel Långsiktigt överföringsbehov och effekttillräcklighet pekar även Svenska kraftnäts långsiktiga scenarier på att vissa utvecklingar skulle göra att handelskapacitet mellan elområden blir än mer värdefull då ytterlägena för olika driftsituationer som kan uppstå fortsätter att öka. I scenarier med stor tillkommande elanvändning i norra Sverige behövs kraftiga förstärkningar av transmissionsnätet. De stora norrgående flöden som väntas vid sådana utvecklingar skulle medföra ett behov av ökad handelskapacitet, främst i våra interna snitt mellan elområde SE1 och SE2 och mellan elområde SE3 och SE4, men även till Finland och Norge.

Förbindelser mot grannländerna, som möjliggör export av el under perioder med överskott och import vid underskott, blir allt viktigare med en ökande andel oplanerbar elproduktion i kraftsystemet. Följande marknadsintegrationsprojekt har påbörjats och beskrivs mer i detalj längre fram:

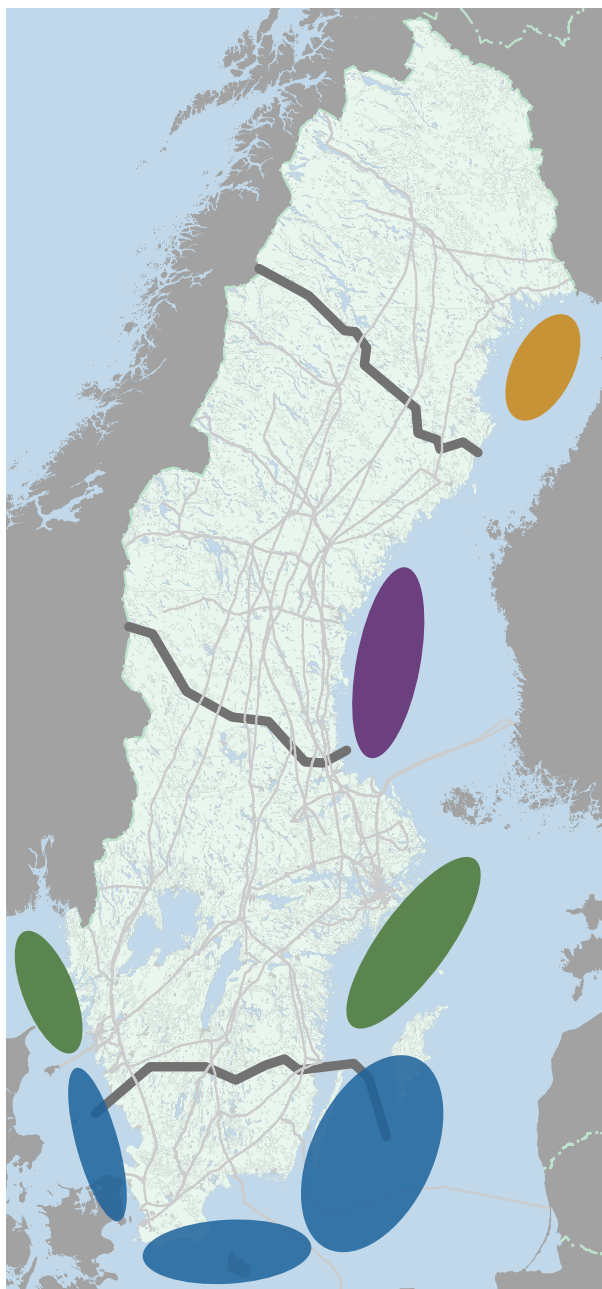
- > En tredje växelströmsledningen mellan norra Sverige, elområde SE1 och Finland. Anslutningspunkten på den svenska sidan blir 400 kV-stationen Messaure.
- > En ny likströmsförbindelse, Hansa PowerBridge, mellan södra Sverige och Tyskland. Anslutningspunkten på den svenska sidan blir Hurva.
- > Åtgärder för att förlänga livslängden för likströmsförbindelsen Fenno-Skan 1 mellan elområde SE3 och Finland.

En gemensam studie gällande förnyelse av Konti-Skan har även inletts av Svenska kraftnät och Energinet för att se över behovet av handelskapacitet mellan elområde SE3 och det danska elområdet DK1 samt möjliggöra anslutning av havsbaserad vindkraft.

Ökad kapacitet i marknadskorridorerna mellan Sverige och Norge men även mellan Sverige och Finland kan vara intressant, särskilt mot bakgrund av de ökande öst-västliga flödena i det svenska transmissionsnätet. För att möjliggöra sådana ökningar blir även interna nätförstärkningar nödvändiga, inte minst för att komma till rätta med de problem som sedan december 2020 periodvis medfört kraftiga handelsbegränsningar till och från elområde SE3 och SE4.

11.2 Havsbaserad vindkraft

Ansökningar om anslutning av havsbaserad vindkraft per elområde



■ Elområde 1 9 000 MW	■ Elområde 3 34 400 MW
■ Elområde 2 14 500 MW	■ Elområde 4 58 400 MW

Totalt 116 300 MW (116 GW)

Figur 31: Ansökningar om anslutning av havsbaserad vindkraft per elområde, 1 september 2021.

För anslutning av elproduktion, t.ex. havsbaserad vindkraft, har Sverige i dag ett system där anslutande part står för alla kostnader som uppkommer på grund av anslutningen. I energiöverenskommelsen 2016 skrevs att anslutningsavgifter för havsbaserad vindkraft bör slopas och i februari 2021 skickade infrastrukturdepartementet ut ett förslag på remiss gällande minskade anslutningskostnader för elproduktion till havs. Det innehöll ett förslag på ändring av Svenska kraftnäts instruktion så att verket får i uppdrag att bygga ut transmissionsnätet till områden inom Sveriges sjöterritorium där det finns förutsättningar för att ansluta flera elproduktionsanläggningar. En sådan utbyggnad ska ske där det främjar uppfyllelsen av Sveriges mål om förnybar elproduktion. Regeringen har ändrat Svenska kraftnäts instruktion från 1 januari 2022 och ger verket detta uppdrag. Arbete pågår för att förbereda processer för hur anslutningar av havsbaserad elproduktion ska gå till. Regeringen har också gett ett formellt uppdrag till Svenska kraftnät att påbörja ett förberedande arbete för att ge aktörerna tydliga förutsättningar. Uppdraget ska redovisas 15 juni 2022. Havsbaserad elproduktion behöver inte nödvändigtvis vara vindkraft, men vi beskriver det så eftersom det i dagsläget i princip endast är denna typ av produktion som är aktuell i större skala.

I framtiden är det sannolikt att Svenska kraftnät kommer att ha två två varianter av anslutningsförfaranden för havsbaserad vindkraft. Detaljer kring detta kommer att utredas vidare. Det ena förfarandet är enligt dagens system där anslutande part betalar för hela anslutningen, och det kommer att fortsätta att gälla för t.ex. radiella anslutningar av en enskild havsbaserad vindkraftspark. Det andra förfarandet blir enligt det nya förslaget där Svenska kraftnät bygger ut transmissionsnätet till havs till vissa utvalda punkter och sedan ger möjlighet för flera aktörer att ansluta. I det senare förfarandet betalar Svenska kraftnät för transmissionsnätet till havs och anslutande part betalar anslutningen mellan elproduktionsanläggningen och den havsbaserade knutpunkten.

Svenska kraftnät tolkar uppdraget som att vi får möjlighet att styra och planera utbyggnaden av det havsbaserade transmissionsnätet som Svenska kraftnät bekostar, så att anslutningar av havsbaserad elproduktion sker så effektivt som möjligt och på ett sätt som tar hänsyn även till kraftsystemets behov och det existerande transmissionsnätet vilket är positivt med avseende på nätplanering och stabiliteten i kraftsystemet. Utbyggnaden av transmissionsnätet till havs ska däremot inte grundas på samhällsekonomiska lönsamhetsbedömningar.

Svenska kraftnät har fram till och med 1 september 2021 mottagit ansökningar om anslutning av havsbaserad vindkraft motsvarande ca 116 GW, vilket kan ställas i relation till de ca 41 GW installerad effekt av alla kraftslag som finns i hela landet i dag. De här stora volymerna är ett resultat av den decentraliserade projektutvecklingsmodell vi har för anslutning i Sverige där projektörerna fritt väljer platser för etablering av ny förnybar elproduktion. I många andra länder har man en centraliserad modell där staten pekar ut områden för havsbaserad vindkraft och auktionerar ut rätten att bygga i dessa områden.

11.3 Aktuella behovsutredningar

Svenska kraftnät har ett stort antal pågående utredningar där vi analyserar vilka åtgärder som kan komma att behöva genomföras för att möta kommande behov. Många av utredningarna genomförs för att vi ska kunna lämna svar på de ansökningar om anslutning av ny produktion eller förbrukning som inkommit, men vi arbetar också med flera utredningar runt hur överföringskapaciteten ska kunna ökas i olika delar av transmissionsnätet.

En utredning består av tre olika delar: en teknisk analys av vilka åtgärder som ger önskad effekt, en genomförbarhetsanalys som översiktlig studerar om och hur de olika åtgärdsalternativen kan genomföras, till vilken kostnad och med vilka konsekvenser, samt en samhällsekonomisk lönsamhetskalkyl som bedömer/beskriver nyttan av åtgärderna. Slutligen vägs alla dessa delar samman i en samlad lönsamhetsbedömning som visar på vilken åtgärd som är bäst. I vissa fall kan vi inte värdera nyttan med en åtgärd eftersom vi har en anslutningsskyldighet enligt ellagen, men vi utgår även då från kostnadseffektivitet och påverkan när vi väljer vårt förslag till åtgärd.

Nedan beskrivs några av de större utredningar som pågår och där vi nu bedömer att det är troligt att större nätåtgärder kommer att bli resultatet. De stora volymer förbrukning och produktion som vi beskriver i våra scenarier fram mot 2040-2045 har i många fall ännu inte lett till att konkreta behovsutredningar inletts, men vi ser framför oss att mycket stora utredningsinsatser kommer att behövas för att utveckla transmissionsnätet så effektivt som möjligt. Detta för att möta de förväntningar som finns från omgivande samhälle och de krav vi själva har.

11.3.1 Industrieliktrifiering

Flera olika initiativ avseende elektrifiering av industri pågår i Sverige. Det i dagsläget största är Hybrit-projektet, som är ett samarbete mellan SSAB, LKAB och Vattenfall AB med målet att ersätta fossila bränslen vid framställning av stål. I den nya processen används järnmalmsspellets tillsammans med vätgas för att producera järnsvamp genom direktreduktion. Vätgasen är tänkt att produceras via elektrolys vilket bidrar till att göra hela processen elintensiv.

Transmissionsnätet i elområde SE1 har byggts för att samla upp produktion från vattenkraftverken längs älvarna och för vidare överföring söderut. Det finns därför i dag inget transmissionsnät i närheten av den nya förbrukningen norr om Luleälven. Dessa nya större elintensiva industrier är så stora att regionnätledningar inte räcker till och det krävs därför att transmissionsnätet fortsätter längre norrut. En utredning pågår för att som ett första steg direkt kopplat till Hybriks behov utöka transmissionsnätet till Gällivare.

Med nya större uttagspunkter i elområde SE1 förändras flödena, vilket innebär att även det befintliga nätet måste anpassas efter de nya behoven. Det innebär större nätinvesteringar, i form av nya ledningar och uppgradering av gamla, i framförallt elområde SE1 för att kunna hantera förändrade flöden, men också anslutningsledningar för att komma närmare förbrukningen. Svenska kraftnät har därför startat en utredning med målet att identifiera åtgärder som kan uppfylla behoven i området samt att lägga upp en långsiktig plan för hela elområde SE1.

Nya större elintensiva industrier i elområde SE1 innebär även ett behov av att se över handelskapaciteterna till och från elområdet. Svenska kraftnät planerar att genomföra sådana utredningar under 2022 och 2023.

11.3.2 Nätkapacitet Norrlandskusten

Dagens nätkapacitet räcker inte till för att möta det framtida behovet av uttagsökningar i städer längs norra Norrlandskusten: Kalix, Luleå, Piteå och Skellefteå. Nuvarande planer inkluderar storskaliga etableringar av elintensiva industrier.

Elförsörjningen till norra Norrlandskusten sker i dag huvudsakligen via en 400 kV-ledning från Jokkmokk som sedan fortsätter söderut längs kusten. En alternativ matningsväg finns genom två 400 kV-ledningar via Finland. Dessa utnyttjas dock ofta för elhandel vilket begränsar möjligheterna för ytterligare uttagsökningar på svensk sida. Den tredje 400 kV-ledningen som planeras till Finland, se nedan, kan i framtiden också fylla en funktion i att ge bättre förutsättningar för att möjliggöra större uttag från transmissionsnätet, men då det framtida behovet för området är så pass stort kommer det att behövas ytterligare minst en ny 400 kV-ledning till området. Utöver detta har transmissionsnätet söder om Skellefteå begränsad kapacitet att ansluta mer vindkraftsproduktion med dagens nätstruktur. Nuvarande kapacitet är redan uppbokad av kommande vindkraftsproduktion i området runt Piteå och Skellefteå.

Svenska kraftnät har, som ett led i våra åtgärder för att korta den totala ledtiden för nya ledningar, beslutat att utvärdera ett nytt internt arbetssätt för förstärkningen av Norrlandskusten. Det innebär att vi i högre grad kommer att bedriva detaljerade utredningar parallellt med det inledande projektarbetet och därmed att ett inriktningsbeslut kan fattas tidigare. Avsikten är att fatta ett sådant beslut under 2021 eller i början av 2022.

11.3.3 Nätkapacitet runt Östersund

Strax norr om Östersund går en 220 kV-ledning mellan stationerna Midskog och Järpströmmen som börjar närma sig sin tekniska livslängd och en totalförnyelse av ledningen behöver genomföras. Längs ledningen ligger en anslutningspunkt för regionnätet med betydelse för försörjningen av

Östersund. I området runt Östersund finns inom kommande femårsperiod dessutom planer för etablering av både större industrianläggningar och vindkraftparker som innebär att möjligheter för ytterligare abonnemangsökningar mot transmissionsnätet med befintlig nätstruktur är mycket begränsade. En systemutredning har påbörjats för området som tar hänsyn till det framtida kapacitetsbehovet och reinvesteringsbehovet av denna 220 kV-ledning. Utredningen beaktar även behovet av ökad importkapacitet från Norge över 400 kV-ledningen Nea-Järpströmmen. Då förutsättningarna i området förändrats markant de senaste åren kan en större nätförändring vara motiverad, något som dock kvarstår att utreda.

11.3.4 220 kV-nätet mellan Krångede och Sundsvall

Nätet mellan Krångede och Sundsvall omfattar flera 220 kV-stationer och ledningar. 220 kV-ledningarna är i huvudsak byggda på 1930- och 1940-talet och i sådant skick att de behöver reinvesteras. I samband med reinvesteringar ses nätstrukturen även över, med hänsyn till åtgärder kopplade till NordSyd-paketet som till viss del ändrar behovet i området. Nätet mellan Krångede och Sundsvall kommer därför att förstärkas och bli mer flexibelt, och även kunna tillgodose behov av att ansluta mer vindkraftsproduktion. Åtgärderna är av långsiktig karaktär och beräknas pågå under lång tid. En del åtgärder pågår redan nu i området medan andra utredningar nyligen startat.

11.3.5 Nätkapacitet kring Västra Götaland

En snabbt ökande elförbrukning förutspås även i Västra Götaland med dess stora industri- och transportsektor. Det finns i ljuset av detta redan nu anledning att titta på nästa steg i en långsiktig strategi för utvecklingen av transmissionsnätet i det av industri dominerade norra Göteborgs-området.

Svenska kraftnät behöver nu fördjupa dialogen med relevanta aktörer på västkusten, inklusive region- och lokalnätsägare, på Västkusten i syfte att förbättra kunskapsläget om hur elektrifieringen av västsvensk basindustri kommer att påverka det framtida behovet av eleffekt och elenergi. Detta för att hantera den stora skillnaden i tidshorisont mellan att industrin förändras (3–6 år) och de nya transmissionsnätledningar (10–12 år), som kan behövas för att försörja dem med el. Därför är en tidig dialog runt framtida behov nödvändig för att ta fram framtidsscenarion för att i rätt tid fatta beslut om nästa utvecklingssteg för elnätet på Västkusten.

11.3.6 Östra korridoren längs svenska sydostkusten

Mellan 2018–2020 genomfördes systemanalyser som identifierade ett behov av förstärkt överföringskapacitet i transmissionsnätet utmed den svenska sydostkusten, utöver den 400 kV-ledning mellan Ekhyddan–Nybro–Hemsjö som vi sökt koncession för. Området sträcker sig från Norrköping i norr till Höör i söder. Det nuvarande 400 kV-nätet i området har lägre överföringskapacitet än vad dagens moderna ledningar ger. Detta gör det möjligt att öka kapaciteten i området genom att uppgradera det befintliga nätet.

Behovet av mer överföringskapacitet i området föranleds i huvudsak av den betydande mängd vindkraft som antingen redan har beviljats anslutning eller förväntas ansluta till elnätet. Den tillkommande vindkraftsproduktionen är fördelad på ett stort antal geografiskt spridda anläggningar och behovet av ökad överföringskapacitet kommer av en generell utveckling snarare än orsakat av en enskild aktör.



11.3.7 Gotland

Svenska kraftnät fick i regleringsbrevet för 2020 bl.a. i uppdrag att analysera om Gotland har en trygg och säker elförsörjning på kort och lång sikt. Vi har under 2020 genomfört analyser av leveranssäkerheten. Cementas framtida drift är i dagsläget oklar, men om elektrifieringen av Cementa genomförs som planerat, i kombination med den generellt förväntade förbrukningsökningen, så behöver Gotland ytterligare en förbindelse till ca 2030.

Det återstår många frågor att lösa, både av praktisk och mer principiell natur, innan det kan slås fast hur och vem som ska bygga en ny förbindelse. Svenska kraftnät kommer därför att sammankalla och leda en utredning tillsammans med Vattenfall eldistribution och Gotlands Energi som syftar till att identifiera den samhällsekonomiskt bästa lösningen för anslutning av Gotland till fastlandet.

Utredningen behöver också ta hänsyn till hur nätet på fastlandet kommer att utvecklas och koordineras med övriga planer i området där bl.a. Östra korridoren och den havsbaserade vindkraften måste vägas in.

11.3.8 Öst-Västligt flöde

Ett åtgärds paket har nu påbörjats för att kunna hantera de öst-västliga flödena i större utsträckning, vilket därmed också bidrar till större möjlighet att bevilja högre handelskapaciteter. De omedelbara åtgärder som genomförs är att byta enskilda apparater som har för låg kapacitet, och att införa ett nytt systemvärn. Delar av dessa åtgärder har redan genomförts och de planeras att vara slutförda i sin helhet under 2022. Andra åtgärder som genomförs på lite längre sikt är framförallt uppgraderingen av de seriekompenseringsstationer som i dag tidvis begränsar överföringen mer än de ledningar som de är anslutna till, samt uppgradering av en befintlig 220 kV-ledning till 400 kV i öst-västlig riktning. Seriekompenseringsstationerna beräknas att tas i drift 2026–2028 och den nya ledningen planeras vara slutförd i sin helhet 2028.

11.4 Större investeringar i transmissionsnätet under 2022–2031

Svenska kraftnät har ett mycket stort antal pågående förnyelse-, förstärknings- och anslutningsprojekt. I detta kapitel beskriver vi bakgrund, syfte och vilka åtgärder som ska göras för ett urval av de större investeringarna. Den kompletta listan över samtliga åtgärder som berör tioårsperioden 2022–2031 finns under 10-årsplan nätinvesteringar i slutet av systemutvecklingsplanen.

11.4.1 Kapaciteten mellan Sverige och Finland



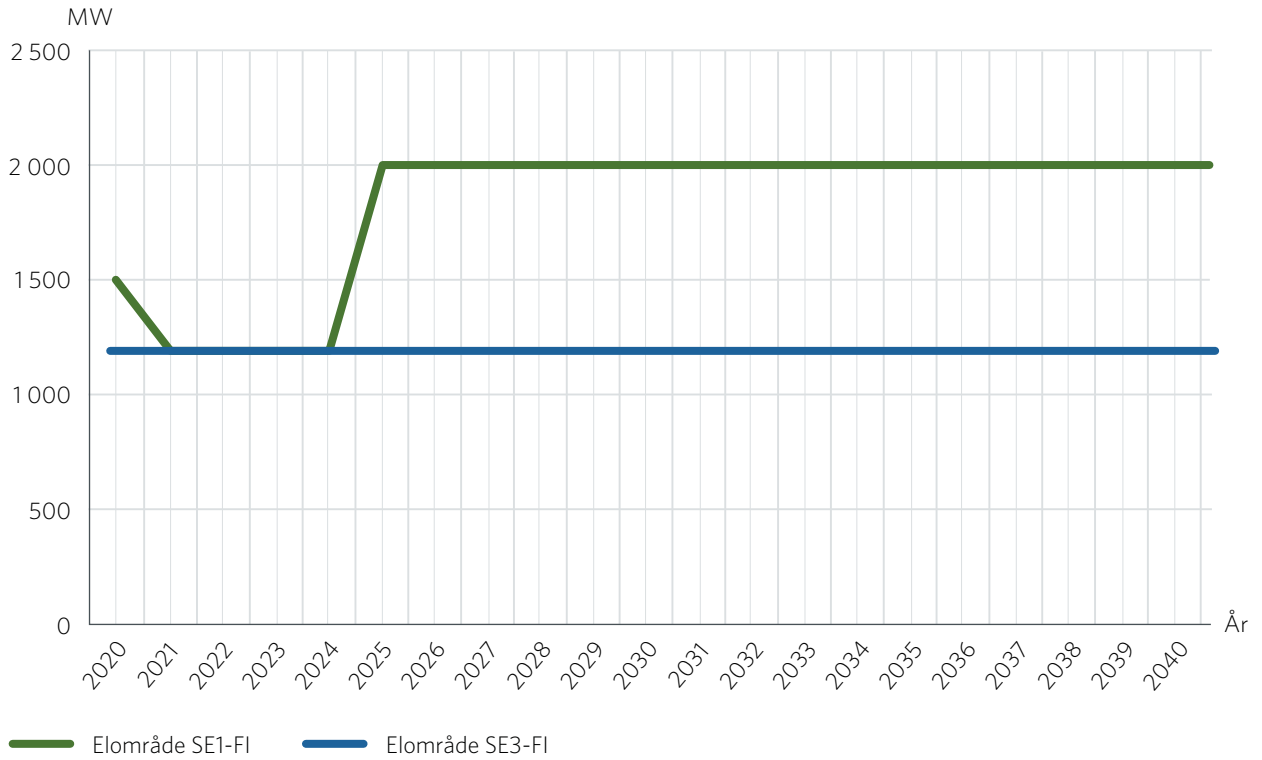
En tredje 400 kV-växelströmsledning mellan norra Sverige och Finland, som ingår som en del i Aurora Line tillsammans med interna finska förstärkningar, är planerad att tas i drift under 2025/2026. Ledningen kommer att anslutas mellan transmissionsnätstationerna Messaure i Sverige och Viitajärvi i Finland och innebär att elhandelskapaciteten mellan elområden SE1 och FI ökar till 2 000 MW (800 MW ökning), vilket bidrar till att utjämna elpriserna mellan Finland och övriga Norden. Ledningen förbättrar också möjligheterna att utbyta reglerresurser eftersom flaskhals-timmarna mellan Sverige och Finland reduceras, och bidrar till ökad försörjningssäkerhet genom förbättrad integration av Finland i det övriga nordiska kraftsystemet. Ledningen bidrar även till en positiv miljöpåverkan eftersom fossil elproduktion i Baltikum och Finland kan minskas genom import av grönare el från eller via Sverige.

Under de tre senaste åren har vi arbetat med att genomföra myndighetsdialoger och samråd, samt utreda och anpassa såväl placering som utformning av den planerade ledningen för att komma fram till en slutlig ledningssträckning. Arbetet leder fram till den miljökonsekvensbeskrivning som kommer att ligga till grund för koncessionsansökan. Denna är planerad att lämnas in till Energimarknadsinspektionen under andra halvåret 2021.

Svenska kraftnät och Fingrid arbetar också gemensamt med att se över det långsiktiga behovet av elhandelskapacitet mellan Sverige och Finland och vilka åtgärder som kan vara aktuella för att bemöta detta behov. Som en första åtgärd har vi beslutat att livslängdsförlänga Fenno-Skan 1, den

äldsta av de två likströmsförbindelserna mellan Sverige och Finland, så att kapaciteten inte behöver sänkas efter 2030 då den beräknas nå sin tekniska livslängd. Livslängdsförlängningen omfattar åtgärder för att kunna behålla förbindelsen i drift med dagens kapacitet till ca 2040.

Överföringskapacitet Sverige - Finland



Figur 31: Överföringskapacitet från Sverige till Finland.

11.4.2 Hansa PowerBridge



Hansa PowerBridge är en planerad likströmsförbindelse mellan södra Sverige och Tyskland med 700 MW överföringskapacitet. Den utvecklas i samarbete med den tyska TSO:n 50Hertz.

Sedan Svenska kraftnäts styrelse våren 2017 beslutade att fortsätta med nästa fas i arbetet har omfattande arbeten kopplade till bottenundersökningar, samråd, tillstånd och markåtkomst genomförts. Hösten 2020 lämnades ansökan om koncession in till Energimarknadsinspektionen samt ansökan om vattendom för vattenverksamhet till Mark och Miljödombstolen. Nästa steg är att ta fram kravspecifikationer och förfrågningsunderlag med tillhörande undersökningar. Ett slutligt investeringsbeslut planeras till 2023 vilket skulle kunna innebära att förbindelsen kan tas i drift i slutet av 2026.

Förbindelsen kommer att anslutas till transmissionsnätet i Hurva utanför Hörby i Skåne. Likströmsförbindelsen SydVästlänken ansluter norrifrån till samma station. Detta ger möjlighet att föra delar av effekten som kommer via SydVästlänken vidare till Tyskland, eller motsatt från Tyskland och vidare till SydVästlänken.

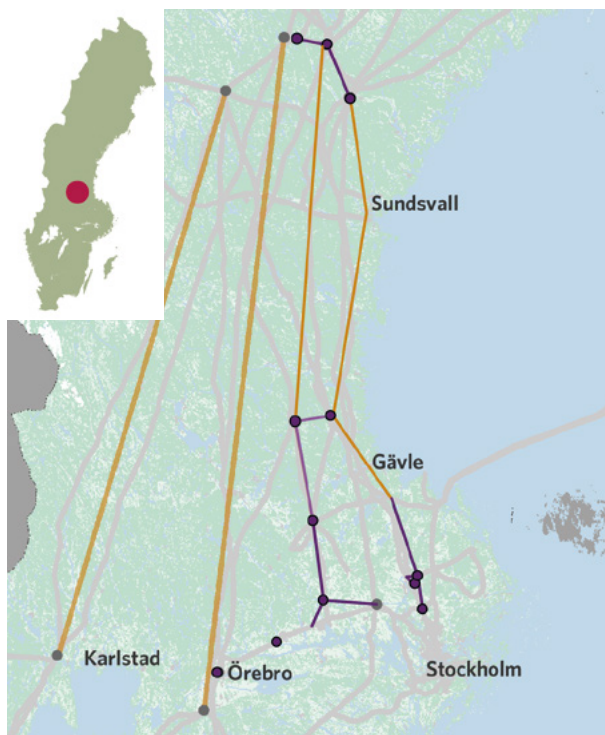
Den ökade importmöjligheten från Tyskland kommer också att bli viktig i de stunder när den samlade elproduktionen i Sverige och övriga Norden inte producerar tillräckligt mycket för att tillgodose behovet. Detta är särskilt betydelsefullt, eftersom avvecklingen av svensk kärnkraft och kraftvärme ökar risken för effektbrist i framförallt södra Sverige.

11.4.3 Långbjörn–Storfinnforsen



Nätet i området runt Ångermanälven har utgjort en begränsning för mängden förnybar elproduktion som kan anslutas där på ett långsiktigt säkert sätt. En ny 400 kV-ledning byggs därför för att förstärka nätet i ett område där det redan finns mycket vattenkraft- och vindkraftsproduktion. Tillsammans med åtgärder för att öka kapaciteten på den befintliga ledningen Storfinnforsen–Midskog åstadkoms en robust lösning där vi på ett bra sätt kan integrera delar av den stora mängden vindkraftsproduktion som finns i området. Ledningarna är planerad att tas i drift under 2022.

11.4.4 NordSyd



Svenska kraftnät utförde under 2016–2018 en stor utredning av transmissionsnätet som binder samman norra Sveriges stora produktionsöverskott med landets södra delar där det råder ett stort underskott av produktion. Genom denna del av nätet går det vi kallar Snitt 2 som utgör gränsen mellan elområde SE2 och elområde SE3. Transmissionsnätet kring Snitt 2 är geografiskt väldigt långsträckt och består i dag av tre gamla 220 kV-ledningar samt åtta 400 kV-ledningar av varierande ålder, där den äldsta är världens första 400 kV-ledning från 1952. De äldsta ledningarna är snart för gamla för att kunna drivas vidare och det finns samtidigt ett tydligt behov av att öka överföringskapaciteten genom området. Målet med utredningen var därför att hitta ett sätt att lösa både förnyelse och kapacitetsbehoven på ett samordnat sätt och inte bara förnya ledning för ledning. Resultatet blev initiativet NordSyd. Inom NordSyd kommer det föråldrade 220 kV-nätet genom Snitt 2 att helt ersättas med ett 400 kV-nät i huvudsak utfört som dubbelledningar. NordSyd ersätter, på sikt, även gamla seriekompenserade 400 kV-ledningar genom Snitt 2 med 400 kV-dubbelledning. Dubbelledningar med 400 kV ger ökad kapacitet, lägre förluster, förbättrade möjligheter till avbrott och större robusthet jämfört med dagens nätlösning samtidigt som markanspråket för ledningsgatorna genom Snitt 2 hålls nere.

Drivkrafterna som ligger bakom det ökade överföringsbehovet mellan norra och södra Sverige är desamma som de som ligger bakom många av våra andra åtgärder. En stor utbyggnad av vindkraft i norr, en avveckling av kärnkraft och annan

produktion i söder samt en ökande elförbrukning, även den till största delen i söder, ökar kraftigt den förväntade överföringen genom snittet. Begränsningar i överföringskapaciteten i Snitt 2 har stor negativ påverkan på elmarknaden men också på leveranssäkerheten i södra Sverige. Det finns därmed tydliga motiv för att förstärka kapaciteten i samband med genomförandet av de nödvändiga förnyelseåtgärderna.

En ytterligare drivkraft som tillkommit under de senaste åren är att möjliggöra anslutning för den relativt stora volym havsbaserad vindkraft som det finns planer på att etablera längs östkusten i närheten av de planerade östra ledningarna som ingår i NordSyd.

NordSyd är Svenska kraftnäts största investeringspaket någonsin och innebär att stora delar av transmissionsnätet i mellersta Sverige kommer att förnyas och förstärkas genom en serie åtgärder de närmaste 20 åren. Resultatet kommer att bli ett mer robust och flexibelt transmissionsnät som är förberett för förändringar i det svenska kraftsystemet. Huvuddelen av NordSyd handlar om långsiktiga åtgärder som enligt planen kommer att tas i drift successivt fram till omkring 2040, men paketet omfattar också närliggande åtgärder för att förstärka området kring Västerås och Uppsala för ökat förbrukningsuttag, och möjliggöra kapacitetsökning över Snitt 2.

Av samordningsskäl har även några andra ledningsåtgärder, som tidigare har redovisats separat, paketerats ihop med NordSyd. Detta är fallet för 400 kV-ledningarna Betåsen-Nässe och Kilforsen-Ramsele.

Totalt sett innebär det att ca 2 000 km ny ledning och ett 30-tal stationer ska byggas eller byggas om inom NordSyd-paketet. Sammantaget kommer åtgärderna att leda till en kapacitetsökning mellan elområde SE2 och elområde SE3 från dagens 7 300 MW till över 10 000 MW.

Svenska kraftnäts styrelse fattade i maj 2018 beslut om den strategiska inriktningen för det fortsatta arbetet med NordSyd. I september 2020 fattade man de första inriktningsbesluten på ca 8 miljarder kronor efter genomförda utredningar av de första delarna. Den totala kostnaden för NordSyd uppskattas i dagsläget till ca 75 miljarder kronor, varav ca 2/3 är kostnader i huvudsak kopplade till förnyelsen av de äldre ledningarna.

Närliggande åtgärder för att öka kapaciteten i Snitt 2

För att i ett kortare perspektiv kunna tillmötesgå behovet av ökad kapacitet i nord-sydlig riktning planeras även andra åtgärder med kortare genomförandetid. Dessa åtgärder har till syfte att vara spänningsreglerande och erhålls genom att reaktiva resurser etableras i ett antal stationer i mellersta Sverige. De reaktiva resurserna som planeras är till största del statiska, men även styrbara resurser förekommer i planen. Förutom att ett ökat nord-sydligt flöde möjliggörs kommer åtgärderna även att bidra till en bättre spänningshållning i

nätet. Högtemperaturlinan på ledningen Untra-Valbo som är planerad att tas i drift 2022 är en förutsättning för att den ökade kapaciteten ska kunna utnyttjas.

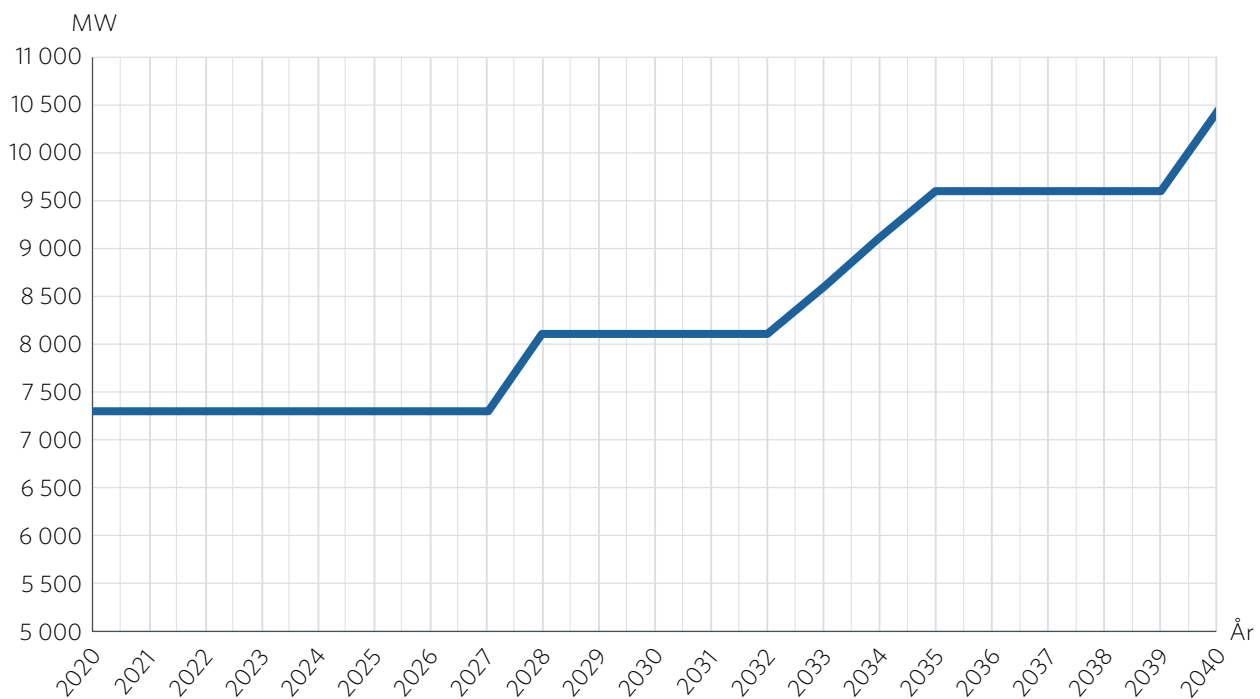
Ett flertal vindkraftparker skall anslutas till de seriekompenserade ledningarna mellan elområde SE2 och SE3. För att möjliggöra detta är det nödvändigt att genomföra omfattande åtgärder på de seriekompenserade ledningarna. I samband med detta kommer även strömtåligheten att ökas vilket är en förutsättning för att kunna erhålla en kapacitetsökning i nord-sydlig riktning.

Enligt nuvarande tidsplan kommer den kapacitetsökning som de närliggande åtgärderna ger för nord-sydlig riktning medför att kunna utnyttjas 2027-2028.

Åtgärder inom kommande 20 års-period

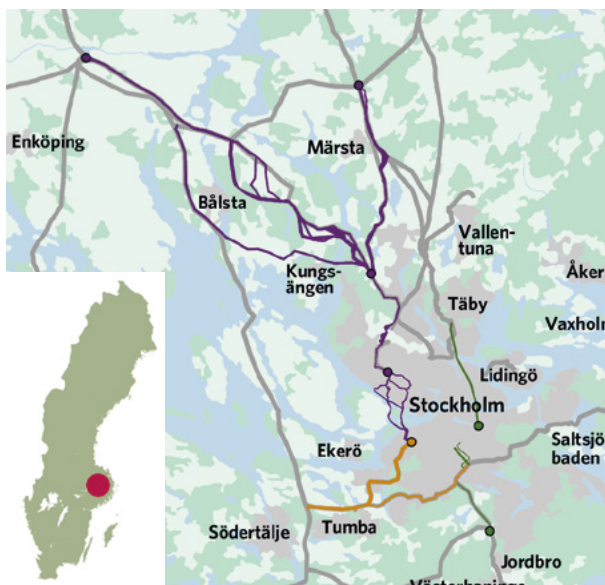
De långsiktiga åtgärderna består av etablerandet av fyra nordsydgående 400 kV-dubbelledningar, dvs. två närbyggda 400 kV-ledningar, som ger ett bidrag till kapacitetsökningen över Snitt 2. Dessa ledningar ersätter 220 kV-ledningarna och de tre äldsta 400 kV-ledningarna. De första projekten har startats under 2020 med fokus på att förstärka transmissionsnätet, förbättra effektbristsituationen samt avveckla äldre nät i Uppsala och Mälardalsregionen. Fortsatta utredningar för ytterligare områden har också inletts under 2020. Projekt kommer att starta löpande under kommande år vartefter utredningar blir färdigställda och Svenska kraftnät styrelse fattar inriktningsbeslut.

Överföringskapacitet Snitt 2



Figur 32: Planerad kapacitetsutveckling för Snitt 2, mellan elområde SE2 och SE3.

11.4.5 Stockholms Ström och Storstockholm Väst



Åtgärderna för att långsiktigt säkra elförsörjningen till Stockholmsregionen är samlade under två investeringsprogram, Stockholms Ström och Storstockholm Väst. Åtgärder för drygt 3 miljarder kronor är redan genomförda och ytterligare drygt 11 miljarder kronor kommer att investeras under kommande tioårsperiod.

Stockholms Ström omfattar ett 50-tal delprojekt och involverar utöver Svenska kraftnät även regionens andra nätägare Vattenfall Eldistribution och Ellevio. Programmet berör 21 kommuner i Stockholms län.

Bakgrunden till nätförnyelsen inom Stockholms Ström är ett regeringsuppdrag från 2004. Där fick Svenska kraftnät i uppdrag att ta fram ett förslag till utformning av det framtida elnätet i Stockholmsregionen. Tillsammans med regionnätägarna tog vi fram ett förslag på en ny nätstruktur som skulle uppfylla framtida krav på tillgänglighet, driftsäkerhet och god miljö. Förslaget presenterades i en delrapport 2005 och en slutrapport 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, som kallas City Link, byggs mellan Upplands-Väsby i norr och Haninge i söder. Delsträckan Hagby-Anneberg är klar och tagen i drift. En delsträcka, Anneberg-Skanstull, under innerstaden förläggs i en borrhäls tunnel. Stora delar av City Link är nu under genomförande och arbetet med tunneln påbörjades under hösten 2019. Delsträckorna Skanstull-Snösätra och Snösätra-Ekudden planeras att tas i drift under 2023/2024. Hela City Link beräknas vara klar att tas i drift 2028/2029.

I samband med genomförandet av Stockholms Ström kommer ca 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 effektgenerering kommer till största delen att kompenseras av shuntreaktorer. I vissa stationer övervägs dock dynamiska reglerresurser för spänningsregleringen.

Elbehovet i Stockholmsregionen har ökat snabbare än vad som förutsågs när den nya nätstrukturen togs fram för drygt tio år sedan. Befolkningsökningen, minskad lokal elproduktion, ny elberoende infrastruktur som t.ex. laddstolpar för elbilar samt en önskan att etablera serverhallar är de främsta orsakerna till det ökade behovet. Redan i dag har vi nått den nivå på förbrukningen att ytterligare ökning inte kan beviljas med det nuvarande transmissionsnätet, och de åtgärderna som genomförs inom Stockholms Ström-programmet är inte tillräckliga för att möta det framtida behovet.

För att möta den kraftigt ökade efterfrågan på el och säkerställa driftsäkerheten i Stockholms län på lång sikt, planerar vi därför 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 omfattar dessutom en ny 400 kV-ledning mellan Odensala och Överby, samt en rad nya transformatorstationer. Förbindelsen kommer att byggas i etapper mellan åren 2023-2030.

Med båda dessa åtgärdspaket på plats kommer transmissionsnätets förmåga att leverera el till uttagspunkterna runt Stockholm att vara tillräcklig för att täcka framtida behov baserat på nuvarande prognoser. Det är dock viktigt att också det regionala nätet i området anpassas och förstärks för att i slutändan kunna möta slutkundernas elbehov.

11.4.6 Förnyelse av ledningar på västkusten och i Skåne



400 kV-ledningarna mellan Trollhättan och Malmö är i dag drygt 60 år gamla och i stort behov av upprustning. Såväl fundament och stolpar som faslinor har korroderat i en snabbare takt än i resten av landet på grund av de saltmättade vindarna. Arbetet med att byta ut dessa ledningar med en sammanlagd längd av ca 40 mil kommer att pågå under hela 2020-talet. Det beror dels på de långa tillståndprocesserna, dels på att möjligheterna att koordinera de avbrott som är nödvändiga för att bygga nya ledningar i befintliga ledningsgator är begränsade.

Överföringskapaciteten på en modern 400 kV-ledning som byggs enligt dagens standard är väsentligt högre än kapaciteten på de ledningar som uppförts under 1950-60-talet. Förnyelseprogrammet på Västkusten och i Skåne innebär således också en ökning av överföringskapaciteten i området. I det här området finns inget behov av att i samband med förnyelsen ändra nätstrukturen på det sätt som vi gör inom NordSyd-programmet. Detta eftersom alla ledningar är utförda med 400 kV och inga andra större förändringsbehov förekommer, med undantag av den nya ledningen Skogssäter-Stenkullen. En helt ny station kommer dock att tillkomma för att förbättra matningen norr om Göteborg samt en del utvidgningar i samband med anslutningen av ledningarna. Ledningsförnyelserna i Skåne, främst drivna av att de är på väg att nå slutet av sin livslängd, har alltså nu också blivit centrala för att möta effektbehovet i sydvästra Skåne. Kapacitetsbehovet till Malmöregionen löses permanent med ledningarna Hurva-Sege och Hurva-Barsebäck, som planeras att vara förnyade till 2021 respektive 2024.

11.4.7 Skogssäter-Stenkullen



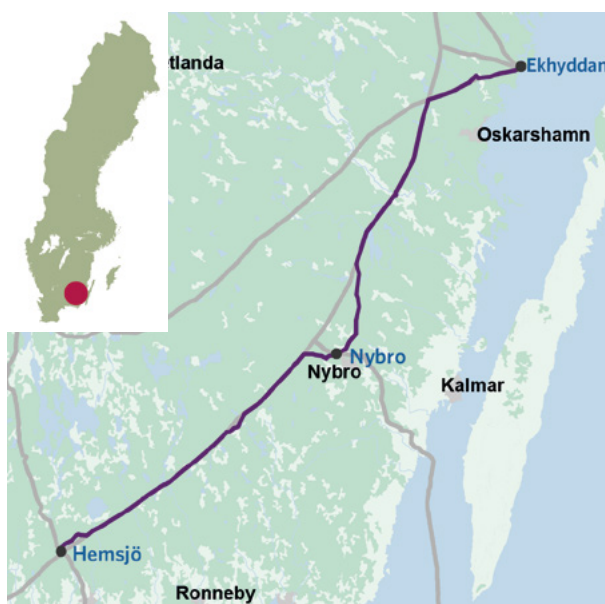
Svenska kraftnät har sedan 2012 arbetat med att söka tillstånd för att bygga en ny 400 kV-ledning längs västkusten mellan stationerna Skogssäter och Stenkullen. Den nya ledningen mellan Skogssäter och Stenkullen ökar överföringskapaciteten längs Västkusten markant. Detta påverkar hur mycket effekt som kan exporteras till Norge från elområde SE3 samt möjligheterna att ansluta ny elproduktion och förbrukning i regionen. Svenska kraftnät skickade 2016 en ansökan om koncession till Energimarknadsinspektionen. Länsstyrelsen i Västra Götaland underkände dock i början av 2020 Svenska kraftnäts förslag att bygga ledningen i den planerade sträckningen genom Bredfjället-Väktorområdet, som är klassat som ett riksintresse för naturvård. Med anledning av detta begärde Svenska kraftnät anstånd hos Energimarknadsinspektionen för att genomföra vidare utredningar. Dessa har lett till att vi väljer att gå vidare med att i ett första steg förstärka den södra delen av sträckan som inte beror av sträckningen runt Bredfjället, från station Stenkullen och upp till Ingelskärr, där en ny station kommer att byggas. Genom att så fort som möjligt förstärka transmissionsnätet mellan Stenkullen och Ingelskärr löser vi de mest akuta behoven. Eftersom Bredfjället-Väktorområdet ligger i den ursprungliga sträckningens norra del påverkar inte framkomlighetsproblematiken genom riksintresset tidsplanen för Ingelskärr-Stenkullen. Därmed kommer det som tidigare var projekt Skogssäter-Stenkullen istället att omfatta och benämnas Ingelskärr-Stenkullen. Ledningen bedöms kunna tas i drift 2025.

Skogssäter–Ingelkärren genomförs separat

Behovet av att förstärka transmissionsnätet med ny ledning hela vägen upp till station Skogssäter kvarstår och är planerat att genomföras i ett nytt separat projekt. Det finns i dag endast två nord-sydgående 400 kV-ledningar norr om Göteborg vilket begränsar överföringskapaciteten och leveranssäkerheten till regionen.

Om koncession beviljas för Skogssäter–Ingelkärren som planerat kan ledningen tas i drift 2028.

11.4.8 Ekhyddan–Nybro–Hemsjö



Som ett led i att säkra driftsäkerheten i transmissionsnätet genom sydöstra Sverige behöver Svenska kraftnät bygga en ny 400 kV-transmissionsnätsledning mellan Ekhyddan och Nybro, och vidare från Nybro till Hemsjö. Projektet är uppdelat i två på grund av dess storlek, Ekhyddan–Nybro respektive Nybro–Hemsjö.

Efter anslutningen av utlandsförbindelsen NordBalt till Nybro har behovet av effekttransport genom området ökat. Den nya ledningen behövs för en långsiktigt säker drift av NordBalt och för att det parallella regionnätet i Småland inte ska överbelastas i händelse av fel i 400 kV-nätet.

Ledningen förbättrar förmågan för kvarvarande Block 3 i Oskarshamns kärnkraftverk att bättre tåla störningar i det omgivande nätet. Detta är särskilt viktigt efter stängningen av de två äldsta blocken 1 och 2, eftersom Oskarshamn 3 därmed fått en ännu viktigare roll för den regionala spänningsstabiliteten. Studier har visat att ledningen är av central betydelse för möjligheten att kunna ansluta runt 4 000–5 000 MW havsbaserad vindkraft utanför Smålands kust med önskad anslutning 2026 och 2028.

Ledningen bedöms också vara viktig för utvecklingen av den gemensamma elmarknaden i Europa genom att den bidrar till en säker drift av NordBalt. Den klassades därför 2017 av EU-kommissionen som PCI-projekt (Project of Common Interest). I januari 2021 gjorde Svenska kraftnät en nyansökan om att behålla PCI-klassningen och vi avvaktar nu besked från EU-kommissionen.

Svenska kraftnät ansökte 2017 om koncession för en ny 400 kV-ledning mellan Ekhyddan och Hemsjö via Nybro, som omfattar 100 km på vardera sträckan. Energimarknadsinspektionen avslog i september 2019 ansökan. De menar att koncessionsansökan för sträckan Ekhyddan–Nybro inte var tillräckligt utförlig i sin tekniska beskrivning av ett alternativ med kabelfiering och i sin presentation av inventeringen av fåglar på sträckan. Svenska kraftnät delar inte den bedömningen och överklagade i september 2019 beslutet till regeringen. I september 2021 meddelade regeringen att tillstånd beviljats för sträckan Nybro–Hemsjö medan Ekhyddan–Nybro återförvisas till Energimarknadsinspektionen för ny prövning där vi bl.a. behöver komplettera beskrivningen av påverkan på arter och habitat.

Projektet Nybro–Hemsjö har också relaterade åtgärder i stationerna vid Nybro–Hemsjö, där samordning med ledningsprojektet behövs för att kunna ansluta den havsbaserade vindkraften. Dröjsmålet avseende överklagan har fått konsekvensen att den planerade idrifttagningen för båda sträckorna är framflyttad till 2027. Detta eftersom ledningen mellan Ekhyddan–Nybro och Hemsjö behövs i sin helhet för att uppnå önskat resultat och effekt.

11.4.9 Åtgärder för bibehållen förmåga till spänningsreglering på västkusten

I takt med kärnkraftsutvecklingen på västkusten minskar de tillgängliga resurserna för spänningsreglering i södra Sverige, vilket i sin tur reducerar möjligheterna att överföra mer effekt till området. För att fortsatt upprätthålla en god spänningsreglerförmåga i området, kommer Svenska kraftnät att ersätta dagens åldrande automatiska spänningsreglerutrustning i Stenkullen med en ny anläggning med dynamisk spänningshållning, en s.k. STATCOM. Den nya anläggningen togs i drift 2021. Parallellt med detta har det under senare år tillkommit två likströmsförbindelser i närområdet, NordBalt som togs i drift 2016 samt SydVästlänken som togs i drift 2021. Beroende på hur dessa anläggningar utnyttjas kan de ge betydande bidrag till områdets förmåga till spänningsreglering. En större utredning pågår för att se det framtida behovet av reaktiv kompensering och den beräknas vara klar under 2022.



12. Ekonomisk utveckling

Kraftsystemet står inför en rad betydande utmaningar. Påverkan på Svenska kraftnäts ekonomi är beroende av vilka förändringar som genomförs, och när i tiden detta sker. Därtill spelar underliggande faktorer såsom elpriset en avgörande roll för vår kostnadsutveckling och framtida avgifter.

Investeringarna uppgår till totalt ca 100 miljarder kronor under perioden 2022–2031 med en variation över åren mellan 6 och 12 miljarder kronor per år. Det är ett mycket omfattande investeringsbehov som kommer att ha en betydande påverkan på våra kostnader.

Stödtjänsterna bedöms få en stor påverkan på kostnadsutvecklingen, och förväntas öka från dagens nivåer på ca 3 miljarder kronor per år till ca 4 miljarder kronor per år 2025, primärt drivet av ökade volymer för att klara av förväntade framtida systemutmaningar.

Som en del av vår långsiktiga planering för att klara vårt uppdrag planeras stora resursökningar och väsentligt ökade personalkostnader om över 100 procent under perioden 2022–2031.

Kapacitetsavgifterna är en post som bidrar till att motverka den negativa kostnadsutvecklingen. Under perioden 2022–2031 förväntas kraftiga inflöden av kapacitetsavgifter, om ca 40 miljarder kronor, vilket bidrar till att minska lånebehovet och dämpa behovet av intäkter från transmissionsnätskunderna.

Effektavgiften från transmissionsnätskunderna bedöms kunna hållas oförändrad under perioden 2022–2025. Detta beror huvudsakligen på det höga inflödet av kapacitetsavgifter i kombination med ett nytt regelverk som innebär att kapacitetsavgifter kan användas för att täcka fler kostnadsposter. För åren därefter till 2031 bedöms avgiften öka med totalt ca 30 procent.

Avgifterna från balansansvariga parter bedöms öka med ca 65 procent under perioden 2022–2025. Avgifterna för åren därefter till år 2031 bedöms också behöva öka men i en långsammare takt. Behovet av ökade intäkter beror främst på ökade kostnader för stödtjänster och avskrivningar av stora investeringar i IT-system.

Kraftsystemets pågående omställning påverkar i hög grad de ekonomiska förutsättningarna för Svenska kraftnät och därigenom även kostnaderna för marknadens aktörer.

Tidigare kapitel tar upp flera av de utmaningar vi står inför, såsom att hålla ett komplext elsystem i balans, möjliggöra anslutningar av mer elproduktion och elanvändning samt minska de strukturella flaskhalsarna i transmissionsnätets överföringsförmåga. Samtidigt står vi inför ett växande förnyelsebehov av vårt befintliga ledningsnät och utveckling av vår stödjande IT-infrastruktur.

Vi ser även dessa behov fortsätta på längre sikt, med ytterligare ökad elanvändning och anslutning av förnybar elproduktion. På lång sikt kan även ett ökat fokus på havsbaserad vindkraft komma att påverka våra investeringskostnader. Vi är också alldeles i början av utvecklingen inom vätgasområdet, vilket tillsammans med annan förbrukningsflexibilitet har stor potential att hjälpa kraftsystemet och bidra till att dämpa de totala systemkostnaderna. Beroende på när och hur större tekniska och marknadsmässiga förändringar sker, kommer det innebära förändrade ekonomiska förutsättningar för Svenska kraftnät.

12.1 Kraftsystemets utveckling påverkar vår ekonomi

Vid bedömningen av hur Svenska kraftnäts kostnader kommer att utvecklas har vi utgått från våra långsiktiga scenarier för kraftsystemets utveckling.

Utifrån dessa scenarier presenteras nedan utvecklingen för betydande faktorer för Svenska kraftnäts ekonomi. De siffror som presenteras bygger på prognoser som är gjorda per juni 2021, undantaget för prognoser för investeringar som är uppdaterade per augusti 2021.

12.1.1 Investeringar

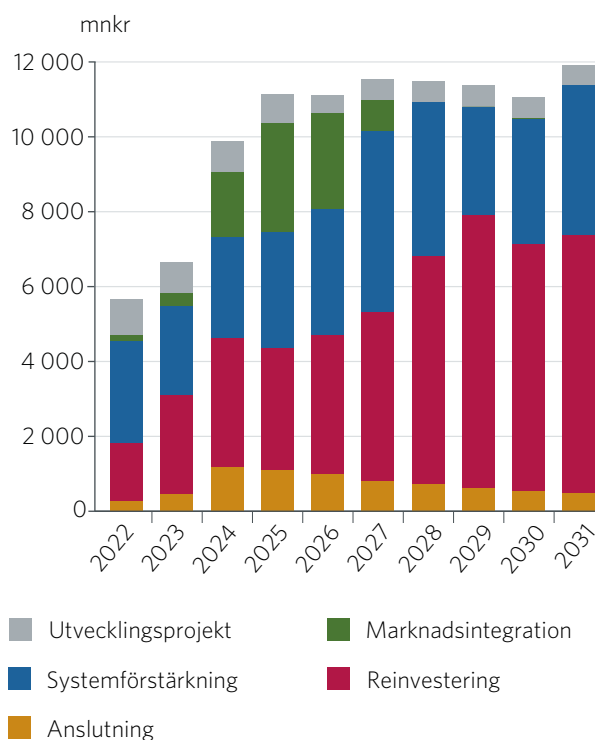
Som framgått i tidigare kapitel står vi inför ett mycket omfattande investeringsbehov vilket kommer att få stor påverkan på kostnadsutvecklingen. Det handlar främst om investeringar i transmissionsnätet men också utvecklingsprojekt som till största delen utgörs av IT-projekt och som främst drivs av förändringar inom balanseringen och anpassning av verksamheten till nya europeiska regelverket.

Under perioden 2022–2031 bedöms investeringarna⁶⁵ uppgå till mellan ca 6 och 12 mdkr/år och totalt ca 100 mdkr. Om vi inkluderar investeringsutgifter som uppstår efter år 2031 för de investeringsprojekt som redovisas i systemutvecklingsplanen uppgår den sammantagna investeringsvolymen till ca 170 mdkr. Observera att vid bedömning av investeringsbehovet 2022–2031 har hänsyn inte tagits till ett utökat uppdrag avseende havsbaserad vindkraft, och inga kvalificerade analyser av konsekvenserna på vår investeringsportfölj av ett sådant uppdrag har gjorts.

Även bortom de kommande tio åren förväntar vi oss att Svenska kraftnäts investeringar kommer att ligga på en hög nivå. Som nämnts ovan ser vi en fortsatt ökad elanvändning och en ökning av förnybar elproduktion. Det innebär att investeringar för att öka överföringskapacitet både övergripande mellan elområden och in till förbrukningscentra kommer behövas.

Utvecklingen av våra investeringar fördelat på drivkrafterna anslutning, marknadsintegration, systemförstärkning och reinvestering samt utvecklingsprojekt framgår av figur 33. Bakgrund och drivkrafterna till våra investeringsbehov beskrivs i kapitlet Nätutveckling och Digital utveckling. Det bör noteras att en investering kan ha flera drivkrafter. Här sorteras de efter dess huvudsakliga drivkraft.

Investeringsutgifter 2022–2031 fördelat på huvudsakliga drivkrafter för nätinvesteringarna samt utvecklingsprojekt



Figur 33: Investeringsutgifter 2022–2031 fördelat på huvudsakliga drivkrafter för nätinvesteringarna samt utvecklingsprojekt.

Den huvudsakliga kostnadsökning som investeringarna ger upphov till utgörs av avskrivningskostnader och räntekostnader. Därtill bidrar investeringarna också indirekt till en ökning av relaterade kostnader för drift och underhåll av ett allt större anläggningsbestånd.

Under perioden 2022–2031 beräknas det att ovan nämnda kostnader för investeringar ökar med över 3 mdkr. Kostnaderna förväntas även öka efter år 2031 på grund av fortsatt hög investeringstakt. Våra projekt har lång färdigställandetid och viss andel av dem tas i drift först efter perioden. Vidare väntas räntekostnaderna bli högre på grund av högre lån och högre räntesatser.

12.1.2 Stödtjänster och avhjälpande åtgärder

Som tidigare beskrivits förväntas det framtida balanseringsbehovet⁶⁶ öka, såväl inom dygnet som mellan säsonger, med skillnader beroende på vilket scenario som studeras. Särskilt scenarierna med mycket förnybar elproduktion kräver ökad flexibilitet inom dygnet, exempelvis med ökad efterfrågeflexibilitet, batterier eller vätgastekniker. Det är troligt att dessa trender även kommer återspegla sig i ett ökat behov

⁶⁵ Investeringar avser tillkommande investeringsutgifter för pågående nyanläggning. Notera att beloppen inkluderar planerade åtgärder som är under övervägande, dvs. som ännu inte är beslutade.

⁶⁶ Definieras här som variationen i residuallast (el användning minus oplanerad kraft).

av kortsiktig balansering från Svenska kraftnät för att hålla kraftsystemet i balans under drifttimmen. I situationer där vattenkraftens flexibilitet till stor del utnyttjas fullt ut för att hantera balanseringsbehovet förväntas priserna på stöd-tjänstmarknaderna att öka givet att kompletterande teknologier inte finns i tillräckligt stor utsträckning. Kostnadspåverkan är svår att bedöma på lång sikt då kostnadsestimaten för de olika teknologierna och hur de används i framtiden är mycket osäker i dagsläget.

Vidare så väntas en ökad andel av oplanerbar elproduktion öka volatiliteten på spotmarknaden. Det bidrar till att höja värdet på flexibel, reglerbar kapacitet vilket också medför högre priser på stöd-tjänstmarknaderna. Ett förväntat högre elpris framöver jämfört med år 2020 bedöms även det att leda till ökade priser på stöd-tjänster då det historiskt har funnits en koppling mellan de två.

Kraftsystemets frekvensstabilitet påverkas framförallt av tre faktorer; dimensionerande fel, nivå av rotationsenergi, och obalanser. Dessa bestämmer dels volymen stöd-tjänster som behövs och dels vilken kvalitet de behöver ha. Framtida förändringar i kraftsystemet kan påverka faktorerna och därmed ha en eventuell kostnadspåverkan. Nivån av rotationsenergi förväntas att falla under perioden speciellt för de scenarios med låg andel kärnkraft och särskilt efter 2035. Det ställer krav på ökade reserver eller högre kvalitet. Allt annat lika kommer det leda till högre kostnader för stöd-tjänster. Dimensionerande fel har historiskt varit största infasade kärnkraftsblock i det nordiska synkronområdet men kan i framtiden mer frekvent även inkludera stora likströmsförbindelser och förbrukning. Volymen obalanser väntas öka i de scenarier där antingen systemet i sin helhet förväntas växa betydligt eller där oplanerbar elproduktion står för en betydande andel. Allt annat lika bedöms även det att leda till högre kostnader för stöd-tjänster. Denna potentiella kostnadsökning på lång sikt förväntas dock till viss del att motverkas av nytillkommen flexibilitet på stöd-tjänstmarknaderna.

Kortsiktig kostnadsutveckling

Det är svårt att uppskatta kostnaderna för stöd-tjänster och flera stöd-tjänster kommer att förändras under kommande år vilket ökar osäkerheten ytterligare. Kostnaden för merparten av stöd-tjänsterna har även en stark koppling till säsong och väder, vilket innebär att man kan vänta sig stora skillnader i utfall jämfört med prognosen. Vidare tillämpar vi ett risk-påslag för en del stöd-tjänster för att hantera den ekonomiska risken, vilket presenteras explicit i figur 34.

För mer generell information om varje stöd-tjänst, se kapitel Systemansvaret och systemutmaningar. Siffrorna nedan utgår från den marknadsdesign som råder i dag eller efter de förändringar som beskrivits i systemutvecklingsplanen samt utifrån de antaganden som presenteras nedan.

Snabb frekvensreserv (FFR)

Kostnaden för FFR förväntas öka kommande år, från knappt 20 mnkr/år 2020 till ca 60 mnkr/år vilket primärt förklaras av en kontinuerlig minskning av mängden rotationsenergi i det nordiska kraftsystemet. Det ökade behovet av FFR omfattar både ett ökat maximalt kapacitetsbehov i Norden och antalet timmar med behov av avrop av FFR. Kostnadsökningen förväntas dock bromsas något till följd av tillkommande utbud från flera olika teknologier som t.ex. batterilager.

Siffrorna presenterade nedan innefattar inte en potentiell ersättning för rotationsenergi som beskrivs som en utvecklingsmöjlighet i regeringsuppdraget om stöd-tjänster.

Frekvenshållningsreserv för normaldrift och störd drift (FCR)

Kostnaden för FCR förväntas öka under perioden från 2020 års nivå på ca 1 055 mnkr/år till ca 2 350 mnkr/år 2025. Ökningen för FCR-N och FCR-D upp förklaras av ett förväntat stigande elpris under perioden, jämfört med år 2020 och att det befintliga utbudet förväntas minska som en följd av skärpta krav på FCR. Kostnaden för frekvenshållningsreserven störd drift vid överfrekvenser (FCR-D ned) förväntas tillkomma som en ny stöd-tjänst med handelsstart i början av år 2022. Då det är en ny stöd-tjänst finns inga historiska marknadspriser att basera en analys på, vilket gör kostnadsuppskattningen högst osäker jämfört med övriga stöd-tjänster. Årskostnaden för FCR-D ned förväntas att öka kontinuerligt i takt med att upphandlad volym successivt ökar. Volymerna för FCR antas följa nuvarande nordiska fördelning och därmed motsvara dagens nivåer. Därmed blir svenskt volymkrav för FCR-N cirka 240 MW, FCR-D upp cirka 585 MW och FCR-D ned cirka 565 MW på sikt.

Siffrorna nedan baseras på dagens ersättningsmodell där leverantören får betalt enligt bud, pay-as-bid, och inte en eventuell övergång till marginalpris vilket kan ske under perioden. En sådan övergång är sannolikt förknippad med en kortsiktig kostnadsökning för anskaffning av FCR.

Automatisk och manuell frekvensåterställningsreserv (aFRR)

aFRR är en automatisk stöd-tjänst som återställer frekvensen till 50,0 Hz. Kostnaden för aFRR förväntas stiga kontinuerligt under perioden 2021-2024 i takt med att allt större volymer upphandlas som en konsekvens av mer automatisk balansering och större behov. Kostnaden ökar från 2020 års nivå på ca 170 mnkr/år till 430 mnkr/år 2025. Volymökningen förväntas ske både i termer av antal timmar och större effekt. En gemensam nordisk kapacitetsmarknad förväntas leda till lägre genomsnittliga enhetspriser i Sverige, primärt under hydrologiskt ansträngda perioder. Vidare antas Sverige ansluta till den gemensamma europeiska energiaktiveringsmarknaden under 2024, vilket också förväntas leda till lägre priser för aFRR-kapacitet.

mFRR är en manuell stödtjänst som avlastar de automatiska stödtjänsterna och återställer frekvensen till 50,0 Hz. Kapacitet för mFRR förväntas anskaffas på flera sätt under kommande period. Den största andelen av kapacitet kommer i dag från ingångna avtal om gasturbiner (störningsreserven) samt kompletterande årlig upphandling. Utöver att kapacitet säkerställs i förväg finns det även en mFRR-energiaktiveringsmarknad, den s.k. reglerkraftmarknaden, vilken är aktiv i dag. Kostnaden för mFRR-kapacitet förväntas stiga relativt kontinuerligt under perioden från 2020 års nivå på ca 380 mnkr/år till 835 mnkr/år i takt med att större volym förväntas anskaffas kopplat till ett förväntat ökat behov. Vidare förväntas en dagen före marknad introduceras under perioden vilket skapar en osäkerhet i prognostiseringsarbetet då inga historiska priser finns att tillgå. Med hänsyn till osäkerheter avseende utformningen av mFRR kapacitetsmarknad(er) antas kostnadsuppskattningen för år 2025 vara densamma som för år 2024.

Icke-frekvensrelaterade stödtjänster och hantering av överbelastning

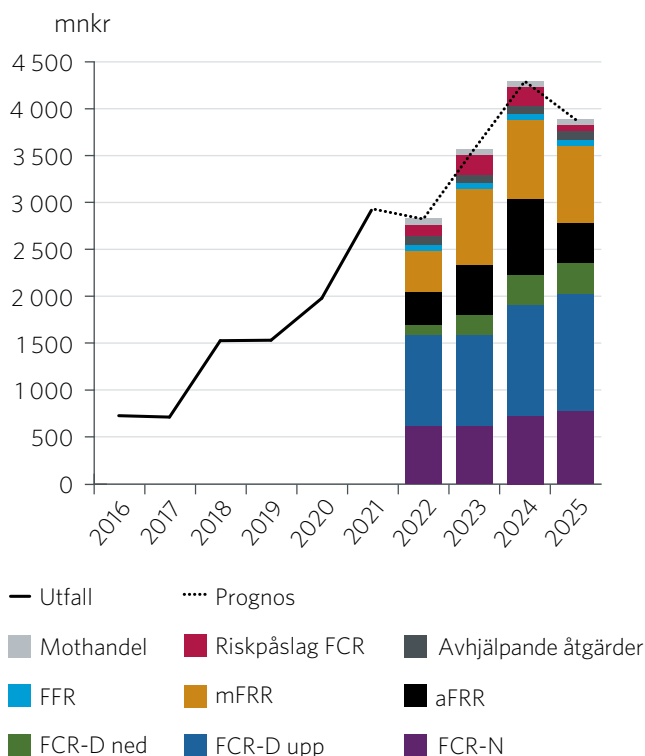
Vi har i dag ingen etablerad ersättningsmodell för icke-frekvensrelaterade stödtjänster, men ett utvecklingsarbete pågår utifrån förslagen inom regeringsuppdraget om stödtjänster. Med hänsyn till detta blir en ekonomisk utsikt fram till 2025 högst osäker.

För posten avhjälpande åtgärder finns stora osäkerheter i siffran och också med behovet framöver. Kostnaden utgör ett genomsnitt över åren då avhjälpande åtgärder inte bedöms behövas varje år.

I dag använder vi tillgängliga bud på reglerkraftmarknaden i Sverige och i grannländerna för att mothandla till den nivå det är praktiskt möjligt utan att riskera driftsäkerheten och balanseringen. Utvecklingsarbeten pågår inom detta område med en rad olika initiativ föreslagna i regeringsuppdraget om stödtjänster.

Med hänsyn till de stora osäkerheterna i utvecklingen av dessa poster antas kostnaden ligga på en konstant nivå baserad på 2022 års prognos.

Kostnader för stödtjänster och avhjälpande åtgärder



Figur 34: Kostnad för stödtjänst och avhjälpande åtgärder för åren 2020-2025.

Presenterade kostnadsposter ovan är baserade på Svenska kraftnäts prognos under juni månad 2021. Förväntad kostnad för år 2021 är därmed uppdaterad under innevarande år. Beroende på vilka, när och hur initiativen föreslagna i regeringsuppdraget om stödtjänster realiserar kan en direkt ekonomisk påverkan ske för posterna och siffrorna presenterade ovan.

12.1.3 Kapacitetsavgifter

En faktor som har stor påverkan på den ekonomiska utvecklingen är inflödet av kapacitetsavgifter och hur dessa får användas. Kapacitetsavgifter uppstår som en konsekvens av överföringsbegränsningar i elnätet och uppkommer vid pris skillnader mellan angränsande elområden, antingen mellan länder eller mellan svenska elområden. För kapacitetsavgifter som uppstår mellan länder gäller att femtio⁶⁷ procent tilldelas Svenska kraftnät och femtio procent det angränsande landets transmissionsnätoperatör medan kapacitetsavgifter som uppstår mellan svenska elområden tillfaller Svenska kraftnät till hundra procent. Användningen av kapacitetsavgifter styrs av ett europeiskt regelverk⁶⁸. Det innebär att kapacitetsavgifter i första hand ska användas till investeringar och kostnader som bidrar till att upprätthålla eller öka kapaciteten mellan elområden. De kapacitetsavgifter som blir över sparas till kommande år. Om inflödet är så stort att det

⁶⁷ För SwePol Link pågår för närvarande ett försök som innebär en annan fördelning

⁶⁸ Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el

över tid bedöms finnas tillräckligt med kapacitetsavgifter för att täcka de angivna kostnaderna får kapacitetsavgifter också användas till att sänka/begränsa höjning av avgifterna till transmissionsnätskunderna.

Vi har svårt att påverka och prognostisera inflödet av kapacitetsavgifter då det avgörs av handelsflödet och skillnader i elpriset mellan länder och mellan de svenska elområdena. De i sin tur påverkas av många faktorer som hydrologi, vindkraftsproduktion, kärnkraftens tillgänglighet, temperatur, var anläggningar byggs eller läggs ner samt överföringskapaciteten mellan elområden och på utlandsförbindelser.

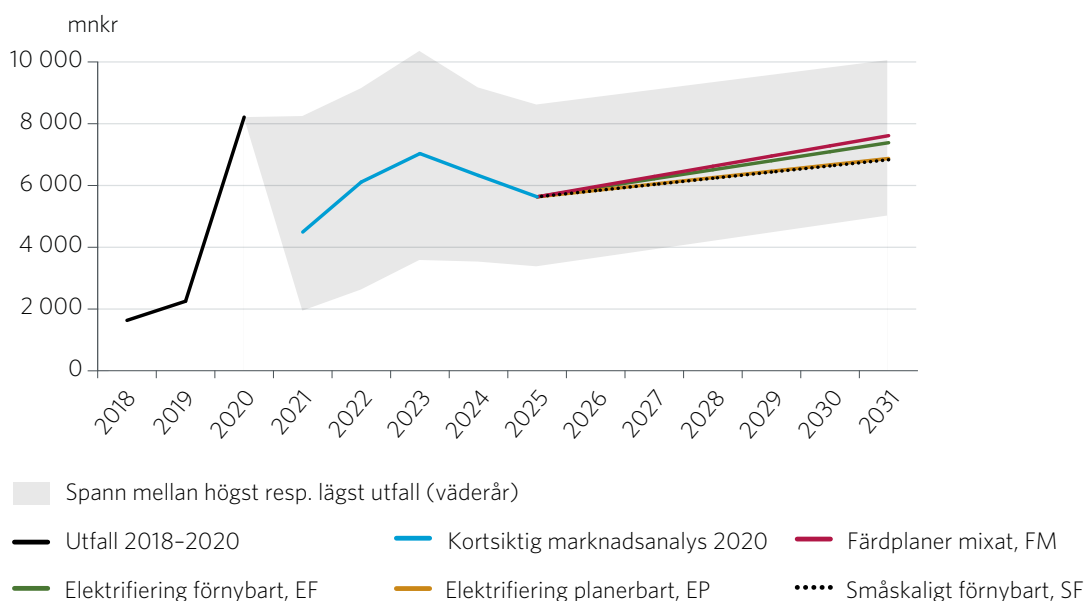
Skuldsättningen och räntekostnader påverkas i hög grad av inflödet av kapacitetsavgifter där ett ökat inflöde ger motsvarande minskning av lånebehovet. Ett högt inflöde av kapacitetsavgifter medför också en ökad möjlighet att intäktsföra kapacitetsavgifter, dock inte alltid motsvarande inflödet då intäktsföringen begränsas av det europeiska regelverk som anger hur intäkter från kapacitetsavgifter får redovisas. Högre intäkter från kapacitetsavgifter ger motsvarande minskning i intäktstbehov från transmissionsnätskunderna.

Under perioden 2022-2031 beräknas inflödet av kapacitetsavgifterna att öka kraftigt jämfört med historiskt utfall som varierat mellan 1 100 mnkr och 2 250 mnkr (2015-2019) med undantag för år 2020 med ett inflöde om ca 8 mdkr. Även om inflödet år 2020 får betecknas som ovanligt högt historiskt sett så pekar det på en uppåtgående trend då även år 2021 visar på höga inflöden. Det är sannolikt att både prisskillnaderna och handelsflödena kommer att öka framöver och trenden väntas bestå över överskådlig tid.

I figur 35 visas totala kapacitetsavgifter för åren 2021-2031 simulerade i Svenska kraftnäts elmarknadsmodell. Simuleringarna utförs för 35 olika utfall för tillrinning, vind, sol och temperatur, s.k. väderår. Den grå ytan visar spannet för kapacitetsavgifter mellan det väderår som ger högst respektive lägst utfall och illustrerar vilken kraftig påverkan som vädret har på resultatet. Spannet ska dock inte tolkas som ett absolut intervall inom vars gränser kapacitetsavgifterna framöver kommer hamna. Osäkerheter och förenklingar i elmarknadsmodellerna samt i de antaganden som görs i KMA respektive LMA för kraftsystemets utveckling innebär att det inte går att utesluta både lägre och högre nivåer under kommande tioårsperiod. Som framgår i figur 35 är det endast mindre skillnader mellan de olika scenarierna som redovisas för åren 2026-2031. Med anledning av den osäkerhet som finns görs ett antagande om 4 mdkr i inflöde av kapacitetsavgifter per år i denna systemutvecklingsplan.

Under perioden fram till år 2025 väntas den övervägande andelen av inflödet från kapacitetsavgifter uppkomma inom Sverige s.k. interna kapacitetsavgifter. För perioden därefter visar simuleringarna istället att andelen kapacitetsavgifter som uppstår mellan länder s.k. externa kapacitetsavgifter ökar och utgör den övervägande andelen. De interna kapacitetsavgifterna avtar främst som en följd av minskade prisskillnader mellan elområde SE2 och SE3. Prisskillnaderna minskar då överföringskapaciteten i Snitt 2 förstärks genom NordSyd-programmet, vilket beskrivs närmare i kapitlet om nätutveckling. De externa kapacitetsavgifterna ökar samtidigt p.g.a. generell ökad prisskillnader mellan Sverige och våra grannländer. Även den nya förbindelsen mellan Sverige och Tyskland som tas i drift under perioden leder till ökade handelsflöden och också mer kapacitetsavgifter.

Simulerade kapacitetsavgifter för perioden 2021-2031



Figur 35: Simulerade kapacitetsavgifter för perioden 2021-2031.

12.2 Framtida avgifter för transmissionsnätskunder

Nedan redogörs för utvecklingen av intäkter och kostnader inom verksamhetsgren Transmissionsnät och vad det kommer att innebära för våra kunders avgifter.

12.2.1 Förutsättningar

För att finansiera Svenska kraftnäts verksamhetsgren Transmissionsnät tar Svenska kraftnät ut avgifter från transmissionsnätskunderna. Transmissionsnätstariffen ska täcka större delen av verkets avkastning. I denna systemutvecklingsplan antas ett avkastningskrav på justerat eget kapital, efter schablonmässigt avdrag för skatt, om fyra procent under en konjunkturcykel samt en utdelning om 55 procent av verksamhetsårets resultat.

Transmissionsnätstariffen består av två delar:

- > Effektagiften ska täcka Svenska kraftnäts kostnader för drift, underhåll, avskrivningar och kapitalkostnader för transmissionsnätet. Avgiften baseras på nätkundens årsvisa effektabonnemang för inmatning respektive uttag i varje anslutningspunkt i nätet.

- > Energiavgiften ska finansiera Svenska kraftnäts inköp av el för att täcka de överföringsförluster som uppkommer på transmissionsnätet.

Utöver regeringens avkastningskrav på verket regleras intäktsnivåer inom nätverksamheten av de fyraåriga intäktsramar som fastställs av Energimarknadsinspektionen, vilka transmissionsnätintäkterna inte får överskrida.

12.2.2 Utveckling av resultatpåverkande poster

I detta avsnitt presenteras utvecklingen av resultatpåverkande poster inom verksamhetsgren Transmissionsnät. I tabellen nedan framgår utvecklingen under perioden 2021–2025. Förändring Belopp beräknas som skillnaden mellan år 2025 och år 2021 och Förändring Procent beräknas som Förändring Belopp dividerat med 2021 års siffra.

Utveckling av resultatpåverkade poster (mnkr)	2021	2022	2023	2024	2025	Förändring Belopp	Förändring Procent
Intäkter från kapacitetsavgifter	970	1 450	1 430	1 525	1 510	540	56 %
Nettoreultat av balansräkningen	90	555	435	145	95	5	6 %
Stödtjänster och avhjälpande åtgärder	1 230	1 110	1 280	1 495	1 490	260	21 %
Avskrivningar	880	1 110	1 285	1 405	1 625	745	85 %
Personalkostnader	710	945	1 020	1 110	1 150	440	62 %
Inköp av förlustkraft	1 165	1 010	970	1 035	1 145	-20	-2 %
Underhåll	495	490	540	555	575	80	16 %
Övriga kostnader	1 050	1 345	1 380	1 380	1 385	335	32 %

Utveckling av resultatpåverkande poster (mnkr) för perioden 2021–2025.

Intäkter från kapacitetsavgifter

De kapacitetsavgifter som kan intäktsföras antas öka som en konsekvens av ett högre inflöde i kombination med det nya europeiska regelverk som möjliggör att kapacitetsavgifter får användas för att täcka fler kostnadsposter. Prognosen utgår från att kapacitetsavgifter även används till att begränsa höjning av effektagiften. År 2031 bedöms intäkter från kapacitetsavgifter uppgå till över 2 mdkr.

Nettoreultat av balansräkningen

Detta är en post som efter 1 nov 2021 kommer att belasta transmissionsnätkunderna, vilket är en konsekvens av europeisk lagstiftning. I dag består den till största del av resultatpåverkan från balanskraft mellan elområden. Posten kommer att förändras under perioden i takt med att den nordiska balanseringsmodellen utvecklas.

Kostnaden förväntas att i början av perioden ligga på en jämn och historiskt hög nivå och sedan successivt minska i takt med att planerade marknadsförändringar träder i kraft. Nettoresultatet av balansavräkningen är högre under åren 2022 och 2023 jämfört med 2021 drivet av bortfallet av vinst från produktionsbalanskraft i och med övergången till enprismodellen samt högre prognostiserade prisskillnader mellan elområden. Kostnaden förväntas att gå ner andra halvan av år 2023 i takt med att marknadsförändringar träder i kraft vilket reducerar kostnaden för Svenska kraftnät. Ingen ekonomisk hänsyn har tagits till ett eventuellt införande av en bristprissättningskomponent i obalanspriset och potentiella vinster från att fler FRR-energiaktiveringspriser ingår i obalansprisset på grund av allt för stora osäkerheter kopplade till dessa i dagsläget. Utvecklingen av nettoresultatet av balansavräkningen för åren 2026 till 2031 blir därmed svår att bedöma och beror på vilka designval som genomförs.

Stödtjänster och avhjälpande åtgärder

Den största kostnadsposten, jämte avskrivningarna, är stödtjänsterna som under perioden utgör ca 20 procent av de totala kostnaderna. Utvecklingen av kostnaderna för stödtjänster är som redogjorts för ovan mycket osäkra men antas i denna plan att öka med ca 20 procent under åren 2022-2025. Den kostnad för stödtjänster som ska täckas av effektavgiften utgörs i dagsläget av störningsreserv och frekvenshållningsreserv (FCR-D), samt den avhjälpande åtgärden snabb frekvensreserv (FFR). Kostnaden för störningsreserven belastar verksamhetsgren Transmissionsnät med cirka 40 procent, FCR-D med 67 procent och FFR med 100 procent. För mer information om varje stödtjänst och dess kostnadsutveckling, se avsnitt Stödtjänster och avhjälpande åtgärder ovan i detta kapitel. För åren fram till 2031 ser vi att stödtjänsterna inom verksamhetsgren Transmissionsnät ligger kvar på liknande nivå som under tidigare år givet att inga betydande förändringar sker.

Avskrivningar

Avskrivningar utgör ca 20 procent av de totala kostnaderna och är den post som ökar mest under perioden med ca 750 mnkr vilket beror på att många investeringsprojekt planeras att tas i drift och övergå från pågående projekt till färdig anläggning. Fram till år 2031 tilltar avskrivningarna ytterligare och beräknas öka med ca 90 procent till ca 3 mdkr.

Personalkostnader

Kostnaden för personal förväntas öka kraftigt med en ökning om ca 60 procent under perioden 2022-2025. Svenska kraftnäts uppdrag är växande och ett flertal större utmaningar sammanfaller såsom behovet av hög reinvesteringsstakt och samtidig utbyggnad för att ansluta förnybar elproduktion och elektrifiering av energiintensiv industri. Utöver det tillkommer anpassning till nya förutsättningar och förändrade krav och regelverk för att driva kraftsystemet, bl.a. europeiska krav och säkerhetskrav. För åren efter 2025 fram till 2031 beräknas personalkostnaderna öka i snitt med 4 procent per år.

Inköp av förlustkraft

Posten bedöms minska i en mindre omfattning under perioden 2022-2025 vilket förklaras av ett lägre förväntat elpris jämfört med 2021. Minskningen dämpas av en ökad volymförlust på grund av ökad elanvändning under perioden. För åren fram till år 2031 ser vi en ökning av kostnaden vilket beror på fortsatt ökade överföringsförluster i transmissionsnätet. Nivån på kostnaden framöver beror dock i huvudsak på hur elpriset utvecklar sig.

Underhåll

En mindre ökning av underhåll förväntas under perioden 2022-2025 men underhållskostnaderna bedöms tillta ytterligare framöver beroende på ett växande anläggningsbestånd i och med fortsatt hög investeringstakt.

Övriga kostnader

De övriga kostnaderna utgörs främst av miljökostnader och övriga externa kostnader. Svenska kraftnät gör avsättningar för framtida utgifter avseende miljöåtgärder som en följd av Mark- och miljööverdomstolens domslut gällande kreosot. Under perioden 2022-2025 beräknas miljökostnader om ca 250 mnkr/år. Miljökostnaderna åren efter 2025 beräknas öka och uppgå till ca 350 mnkr/år. Det totala värdet av det framtida åtagandet är svårbedömt men har beräknats uppgå till mellan 10 och 15 mdkr.

12.2.3 Utveckling av effektavgiften och energiavgiften

I detta avsnitt presenteras effektavgiften och energiavgiftens utveckling för perioden 2022-2025, se tabellerna nedan, samt hur de kan komma att utvecklas åren därefter. Utvecklingen som presenteras gäller generellt för hela nätkollektivet. För den enskilde nätkunden kan utfallet bli annorlunda, beroende på tariffmodell.

	2022	2023	2024	2025
Förändring av effektavgiften	0 %	0 %	0 %	0 %

Årlig förändring av effektavgiften för perioden 2022-2025.

De ökade kostnaderna under perioden 2022-2025 beräknas kunna kompenseras av intäkter från kapacitetsavgifter, ett lägre avkastningskrav samt ökat överskott från energiavgiften. Sett över perioden bedöms effektavgiften därmed kunna hållas oförändrad under förutsättning att abonnemangsvolymen ökar i samma takt som under de senaste åren. Notera dock att även små relativa förändringar i större poster som stödtjänsterna, nettoresultat av balansavräkningen eller kapacitetsavgifterna kan medföra en annan avgift.

För åren 2026–2031 beräknas effektavgiften behöva öka med totalt ca 30 procent. De ökade kostnaderna under perioden beräknas till viss del kompenseras av att kapacitetsavgifter intäktsförs för att begränsa höjningen av effektavgiften.

	2022	2023	2024	2025
Förändring av energiavgiften	-15 %	-5 %	5 %	10 %

Årlig förändring av energiavgiften för perioden 2022–2025.

Sett över perioden 2022–2025 bedöms energiavgiften att minska marginellt vilket beror på ett förväntat lägre elpris, jämfört med år 2021. Minskningen dämpas av en ökad förlustvolym med antagandet om en volym på cirka 3,5 TWh 2022 till en volym på cirka 3,6 TWh 2025. Utvecklingen av elpriset är avgörande för nivån på energiavgiften.

Utvecklingen av energiavgiften för åren 2026–2031 bedöms öka vilket förklaras av högre överföringsförluster i transmissionsnätet.

12.3 Framtida avgifter för balansansvariga parter

Nedan redogörs för kostnadsutvecklingen inom verksamhetsgren Systemansvar och vad det kommer innebära för de balansansvariga parternas avgifter.

Utveckling av resultatpåverkade poster (mnkr)	2021	2022	2023	2024	2025	Förändring Belopp	Förändring Procent
Nettoreultat av balansräkningen	305					-305	-100 %
Stödtjänster	1 600	1 600	2 175	2 685	2 285	685	43 %
Personalkostnader	225	370	400	435	450	225	100 %
Avskrivningar	35	75	140	180	230	195	557 %
Övriga kostnader	245	380	380	380	380	135	55 %

Utveckling av resultatpåverkade poster (mnkr) för perioden 2021–2025. Notera att 2021 är senaste prognos för året 2021.

Nettoreultat av balansavräkningen

Nettoreultatet av balansavräkningen har historiskt belastat verksamhetsgren Systemansvar. De förändringar som sker i balansavräkningen den 1 nov 2021 medför att vi måste utforma en ny avgiftsstruktur för de balansansvariga parterna med godkännande från Energimarknadsinspektionen. I och med den regulatoriska processen allokerades posten om till att efter 1 nov 2021 belasta nätkunderna för att uppfylla europeisk lagstiftning.

12.3.1 Förutsättningar

För att finansiera Svenska kraftnäts verksamhetsgren Systemansvar tar Svenska kraftnät ut avgifter från de balansansvariga parterna. De kostnader som ska täckas utgörs i dag av personal, IT, avskrivningar och övriga kostnader samt stödtjänster. Verksamhetsgren Systemansvar ska även bidra med en mindre del av den avkastning som krävs för att uppfylla verkets avkastningskrav om 4 procent på justerat eget kapital under en konjunkturcykel.

Balansansvarsavgiften består av tre delar; en grundavgift, en obalansavgift och en veckoavgift. Grundavgiften ska täcka de kostnader som uppkommer i balansering av kraftsystemet och som inte direkt kan kopplas till en balansansvarig parts obalans. Obalansavgiften ska täcka de kostnader som orsakas av balansansvariga parternas obalanser och inkluderar exempelvis delar av kostnaden för uppköp av aFRR-kapacitet. Veckoavgiften är till för att täcka de administrativa kostnaderna hos eSett.

12.3.2 Utveckling av resultatpåverkande poster

I detta avsnitt presenteras utvecklingen av resultatpåverkande poster inom verksamhetsgren Systemansvar. I tabellen nedan framgår utvecklingen under perioden 2021–2025. Förändring Belopp beräknas som skillnaden mellan åren 2025 och 2021 och Förändring Procent beräknas som Förändring Belopp dividerat med år 2021.

Stödtjänster

Stödtjänster inkluderar i dag kostnaden som utgörs av upphandling av kapacitet för produkterna störningsreserv, frekvenshållningsreserv (FCR-D och FCR-N) och frekvensåterställande reserv (aFRR). Kostnaden för störningsreserven belastar verksamhetsgren Systemansvar med ca 40 procent, FCR-D med 33 procent och FCR-N samt aFRR med 100 procent. Utvecklingen av kostnaderna för stödtjänsterna har redogjorts ovan och bedöms öka med ca 700 mnkr under perioden 2022–2025, vilket är en

procentuell ökning med mer än 40 procent. Att kostnaden sänks år 2025 jämfört med år 2024 är primärt drivet av en förväntan på lägre enhetspriser på aFRR efter introduktionen av en energiaktiveringsmarknad. Kostnadsökningen av stödtjänsterna bedöms fortsätta under åren 2026 till 2031 men i långsammare takt vilket förklaras av ett generellt större balanseringsbehov och systemutmaningar.

Personalkostnader

Kostnaderna för personal förväntas öka kraftigt med en höjning om ca 100 procent under perioden 2022–2025. Ökningen förklaras av utökat uppdrag och mer utmanande systemsituation bl.a. nya förutsättningar för att balansera kraftsystemet och säkerställa systemets stabilitet samt förändrade krav och regelverk för att driva kraftsystemet. För åren efter 2025 fram till 2031 beräknas personalkostnaderna öka i snitt med 4 procent per år.

Avskrivningar

Avskrivningarna förväntas öka väsentligt under perioden 2022–2025 och i slutet av år 2025 uppgå till ca 230 mnkr, en ökning med över 500 procent under perioden. De ökade avskrivningarna förklaras av att stora betydande investeringar i IT planeras de kommande fyra åren. Dessa investeringar har en avskrivningstid på 5 år, vilket ger ökade kostnader i avskrivningar under vår kommande tioårsperiod. År 2031 beräknas avskrivningarna uppgå till ca 400 mnkr. IT investeringar genomförs för att klara att balansera kraftsystemet och att sammankoppla delar av balanseringen mot de europeiska plattformarna för utbyte av balansenergi. Dessa är nödvändiga för att exempelvis automatisera balanseringen i en större grad än vad som sker i dagsläget, vilket krävs för att gå från en timme till 15 minuters avräkningsperiod. NBM (Nordisk balanseringsmodell) är det största enskilda projektet som pågår under perioden.

Övriga kostnader

Posten övriga kostnader förväntas öka med ca 50 procent under perioden fram till år 2031 beroende på att konsulter och inhyrd personal samt IT-kostnader ökar.

12.3.3 Utveckling av avgifter från balansansvariga parter

I detta avsnitt presenteras utvecklingen av de balansansvariga parternas avgifter för perioden 2022–2031, se tabellen nedan samt hur de kan komma att utvecklas åren därefter.

	2022	2023	2024	2025
Förändring balansansvarsavgifter	25 %	25 %	10 %	0 %

Årlig förändring av balansansvarsavgifter för perioden 2022–2025.

Sett över perioden 2022–2025 bedöms de balansansvariga parternas avgifter öka med totalt ca 65 procent. Detta beror främst på högre kostnader för stödtjänster och avskrivningar av stora investeringar i IT-system, vilket också framgår i tabellen Utveckling av resultatpåverkande poster på föregående sida. Ökningen förklaras också av att verksamhetsgrenen under perioden ska återhämta det ackumulerade underskottet från tidigare år för att över en konjunkturcykel kunna leva upp till gällande avkastningskrav.

Intäkterna från obalansavgiftskomponenten förväntas under perioden 2022–2025 bidra med en mindre del av de totala intäkterna. Vidare så är obalansavgiftsnivån på 1,15 euro per MWh harmoniserad fram till övergången till 15 minuters avräkningsperiod. Utvecklingen av balansansvarsavgifter, se tabellen ovan, återspeglar därmed i första hand förändringen på nivån av grundavgiften.

Den ovan presenterade prognosen för utvecklingen av balansansvarsavgiften är utifrån de antaganden som gjorts i denna plan. Notera dock att även mindre förändringar i större poster som exempelvis stödtjänster kan innebära en annan utveckling.

Det är viktigt att notera att utvecklingskurvan i tabellen ovan visar de totala intäkterna som balansansvarsavgiften ska inbringa. I och med den förändrade avgiftsstruktur som träder i kraft den 1 nov 2021 kan enskilda balansansvariga parter relativa utveckling per år jämfört med år 2021 se annorlunda ut beroende på dess portföljsammansättning.

Utvecklingen av balansansvarsavgiften för åren 2026–2031 bedöms också behöva öka men i en långsammare takt. Merparten av höjningarna bedöms infalla under åren 2022–2025 enligt nuvarande finansiella planering.

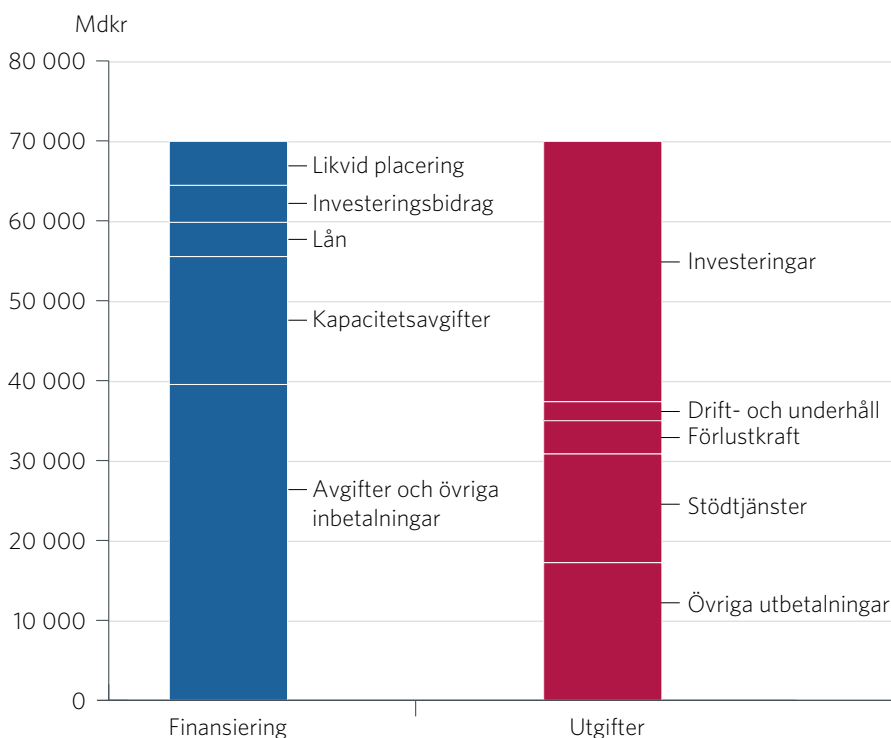
12.4 Finansiell utveckling Affärsverket

I avsnitten ovan har redogjorts för de omfattande investeringsvolymerna och den ekonomiska utvecklingen vi står inför och vad det kommer innebära för våra kunders avgifter. I detta avsnitt redogörs för hur denna utveckling kommer att påverka koncernen Svenska kraftnät.

12.4.1 Utgifter och finansiering

Baserat på ovan angivna förutsättningar och antagen kostnadsutveckling bedöms det att koncernen Svenska kraftnät⁶⁹ totala utgifter⁷⁰ under perioden 2022–2025 kommer att uppgå till ca 70 mdkr. I figuren nedan framgår hur dessa finansieras.

Totala utgifter och hur de finansieras för perioden 2022–2025



Figur 36: Totala utgifter och hur de finansieras för perioden 2022–2025.

Affärsverket finansierar verksamheten med av rörelsen genererade medel som till största delen kommer från avgifter från transmissionsnätkunderna och balansansvariga parter. Inbetalningar av avgifter och övriga inbetalningar utgör ca 55 procent av total finansiering under perioden 2022–2025.

Två andra finansieringskällor är kapacitetsavgifter och investeringsbidrag. Investeringsbidrag uppstår främst när vi tar ut en avgift för att ansluta nätkunder till transmissionsnätet. Kapacitetsavgifter och investeringsbidrag utgör tillsammans ca 30 procent av total finansiering under perioden 2022–2025.

Utöver dessa finansieringskällor finansierar vi verksamheten med lån från Riksgälden som utgör ca 5 procent under perioden 2022–2025. Under perioden kan vi även nyttja finansiering från en likvid placering från tidigare år.

Investeringarna utgör närmare 50 procent av de totala utgifterna under perioden 2022–2025. Näst största enskilda post efter investeringarna är stödtjänsterna som utgör närmare 20 procent. Tillsammans med övriga utbetalningar utgör dessa poster totalt ca 90 procent av de totala utgifterna. I övriga utbetalningar ingår personalkostnader, effektreserv, energiersättning, transitkostnader, FoU-åtgärder, övriga externa- och rörelsekostnader och nettoresultat från balansavräkningen samt utdelning.

⁶⁹ Den finansiella ställningen är beräknad utifrån koncernen Svenska kraftnät, dvs. dotterbolaget Svenska Kraftnät Gasturbiner AB är inkluderat i beräkningarna.

⁷⁰ I totala utgifter ingår endast nettoresultat av balansavräkningen, övrig clearingverksamhet ingår inte.

Av figur 36 framgår att verket måste låna för att finansiera sina investeringar men att lånebehovet minskas motsvarande av inflödet från kapacitetsavgifter, investeringsbidrag och andra finansieringskällor som egen finansiering och likvid placering.

Under perioden 2026 till 2031 ökar investeringsvolymerna vilket gör att lånebehovet kommer öka. Inflödet från kapacitetsavgifter är dock avgörande för lånebehovets utveckling. Med nuvarande antaganden om inflödet från kapacitetsavgifter om 4 mdkr/år ser vi att belåningen under tioårsperioden 2022–2031 behöver öka och uppgå till ca 35 mdkr år 2031.

Balansomslutningen år 2031 bedöms bli 110 mdkr vilket är en ökning med ca 75 mdkr under perioden.

12.4.2 Resultat och nyckeltal

Nedan redovisas en tabell över resultat och nyckeltal för koncernen Svenska kraftnät för perioden 2022–2025.

	2022	2023	2024	2025
Resultat (mnkr)	700	450	325	670
Avkastning på justerat eget kapital (%)	6,2	3,8	2,8	5,6
Utdelning (mnkr)	360	385	250	180
Skuldsättningsgrad (%)	-30	-15	25	65

Resultat, utdelning och nyckeltal för perioden 2022–2025.

Resultat och avkastning på justerat eget kapital blir högre än avkastningskravet om 4 procent år 2022 då verket planerar för en högre avkastning än kravet för att återhämta den historiska underavkastningen. För åren därefter fram till 2031 planeras en avkastning i nivå med avkastningskravet om 4 procent, även om det kan variera mellan åren då vi vill hålla stabila avgifter och samtidigt uppnå avkastningskravet över en konjunkturcykel. Utdelningen beräknas som 55 procent av föregående års resultat. Behovet av transmissionsnät-intäkter fram till år 2031 bedöms rymmas inom intäktsramarna, givet nuvarande intäktsramsreglering.

Skuldsättningsgraden antas bli negativ för åren 2022–2023 p.g.a. att vi har en likvid placering som kan nyttjas istället för lån. När investeringsvolymerna ökar 2024–2025 ökar lånen och bidrar till att skuldsättningsgraden ökar. I och med fortsatt hög investeringstakt väntas skuldsättningsgraden öka betydligt fram till år 2031. Dock kommer inflödet av kapacitetsavgifter under perioden vara avgörande för skuldutvecklingen och skuldsättningsgraden.

12.4.3 Effektiviseringsprogrammet

Svenska kraftnät startade under år 2020 ett effektiviseringsprogram med syfte att stärka förmågan att arbeta systematiskt med effektivitet. Svenska kraftnäts effektiviseringsarbete syftar till att ge sänkta kostnader och utgifter, kortare ledtider och ökad samhällsnytta. Arbetet kommer att drivas t.o.m. år 2024, med målet att nå en effektivisering som motsvarar 700 mnkr. Utöver konkreta effektresultat är målsättningen även att åstadkomma en kulturförändring mot att ständigt arbeta för att minska tidsåtgång, korta ledtider och öka kostnadsmedvetenheten. Arbetet drivs i programform med en dedikerad ledning och resurser till stöd för att skapa effektivare rutiner och processer vilka bidrar till att hålla tillbaka kostnads- och utgiftsökningarna.



10-årsplan nätinvesteringar

I detta kapitel redovisas de investeringar i transmissionsnätet som i dag bedöms komma att bli aktuella under tioårsperioden 2022–2031⁷¹. 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 t.ex. avbrottsmöjligheter, resursåtgång, lagstadgade krav avseende anslutningsplikt samt prioriteringar.

Investeringarna är huvudsakligen uppdelade i elområden. Inom varje elområde redovisas projekten dels i tabeller, dels geografiskt i form av kartor⁷². Vi har i den här planen valt att gruppera projekt på det sätt som vi brukar benämna dem i andra sammanhang för att göra det lättare att identifiera dem.

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

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 den senare typen 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 de fall förutsättningarna ännu inte har utretts.

Utredningen under denna fas omfattar nätutredning, genomförbarhetsanalys samt samhällsekonomisk lönsamhetsbedömning. I projekt med externa parter pågår arbete med att upprätta eventuella avtal. Inom kategorin under övervägande föreligger den största osäkerheten kring om och när projekt kommer att genomföras.

Ett projekt övergår till förberedelsefas då ett beslut om att starta förberedelsearbetet fattats. Detta beslut motsvarar inriktningsbeslut enligt Svenska kraftnäts nuvarande beslutsordning.

Projekt i förberedelsefas

Ett projekt klassas som att vara i förberedelsefasen när det befinner sig mellan utredning och slutligt beslut om genomförande. Här genomförs en fördjupad teknisk projektering och för ledningar genomförs också hela arbetet med samråd och tillståndsgivning i denna fas. I förberedelsefasen genomförs också, efter att koncession beviljats om sådan behövs, upphandling av entreprenaden i projektet för att få en korrekt kostnad men kontrakt tecknas först efter att slutligt beslut tagits om att genomföra åtgärden.

Det förekommer att projekt i förberedelsefasen inte realiserar. Det kan ske t.ex. om motiven till åtgärden inte längre är tillräckliga, men ofta handlar det om projekt gällande anslutning av extern part. I dessa fall styr inte enbart Svenska kraftnät över beslutsprocessen. Genomförandet kan t.ex. vara beroende av att en vindkraftsexploator får finansiering till sitt projekt för att kunna teckna ett anslutningsavtal med Svenska kraftnät.

Projekt i entreprenadfas

Ett projekt går in i entreprenadfas när Svenska kraftnät har fattat beslut om att starta genomförandet och teckna kontrakt för huvudentreprenaden. Detta motsvarar att ett investeringsbeslut tagits enligt Svenska kraftnäts nuvarande beslutsordning. Pågående projekt kommer endast i undantagsfall avbrytas, men justeringar avseende tidsplaner eller kostnadsuppskattningar kan ske.

⁷¹ Uppgifter avser investeringsprognos för andra kvartalet 2021. Investeringar inom dotterbolaget Svenska Kraftnät Gasturbiner AB är inte inkluderade.

⁷² Datakälla bakgrundskartor © Lantmäteriet.



Förklaringar till tabellerna

Tabellerna för respektive elområde och fas innehåller följande information:

Kartnr: löpnummer som visas i kartbilden.

Start förberedelsefas: planerad tidpunkt då utredningen är avslutad och ett beslut tas om att gå vidare med förberedelsefasen. Projekt där förberedelsefasen planeras att starta efter 2031 har inte inkluderats.

Projektbeskrivning: kort beskrivning av projektets åtgärder.

Tas i drift: planerad tidpunkt för att ta anläggningen i drift. Om detta sker i etapper anger intervallet första respektive sista tidpunkt. För projekt som ligger i de tidiga faserna, under övervägande och förberedandefas, är tidpunkten baserad på schabloner medan projekt i entreprenadfas är projektspecifika.

Utgift (mnkr): den totala uppskattade utgiften inklusive investeringar och kostnader. Osäkerheten i uppskattningen är större i tidigare projektskeden varför utgiften för dessa anges i spann. Det kan leda till om dessa summeras så stämmer inte resultatet med summor som anges på andra platser i systemutvecklingsplanen. Projekt för vilka utgiften bedöms vara mindre än fem miljoner kronor är inte inkluderade i tabellerna men ingår i kapitel Ekonomisk utveckling.

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

Stockholms Ström och Storstockholm Väst

Projekt i entreprenadfas

Kartnr	Projektbeskrivning	Tas i drift	Utgift (mnkr)	Drivkraft
3131	Ekudden Station	2022	240	Systemförstärkning
3129	Snösätra Station	2022-2023	550	Systemförstärkning
3130	Snösätra-Ekudden luftledning	2022	300	Systemförstärkning
3128	Örby-Snösätra och Snösätra Högdalen Markkabel	2022-2023	800	Systemförstärkning
3418	Skanstull Station	2023	800	Systemförstärkning
3126	Anneberg-Skanstull tunnel	2027	3 000	Systemförstärkning

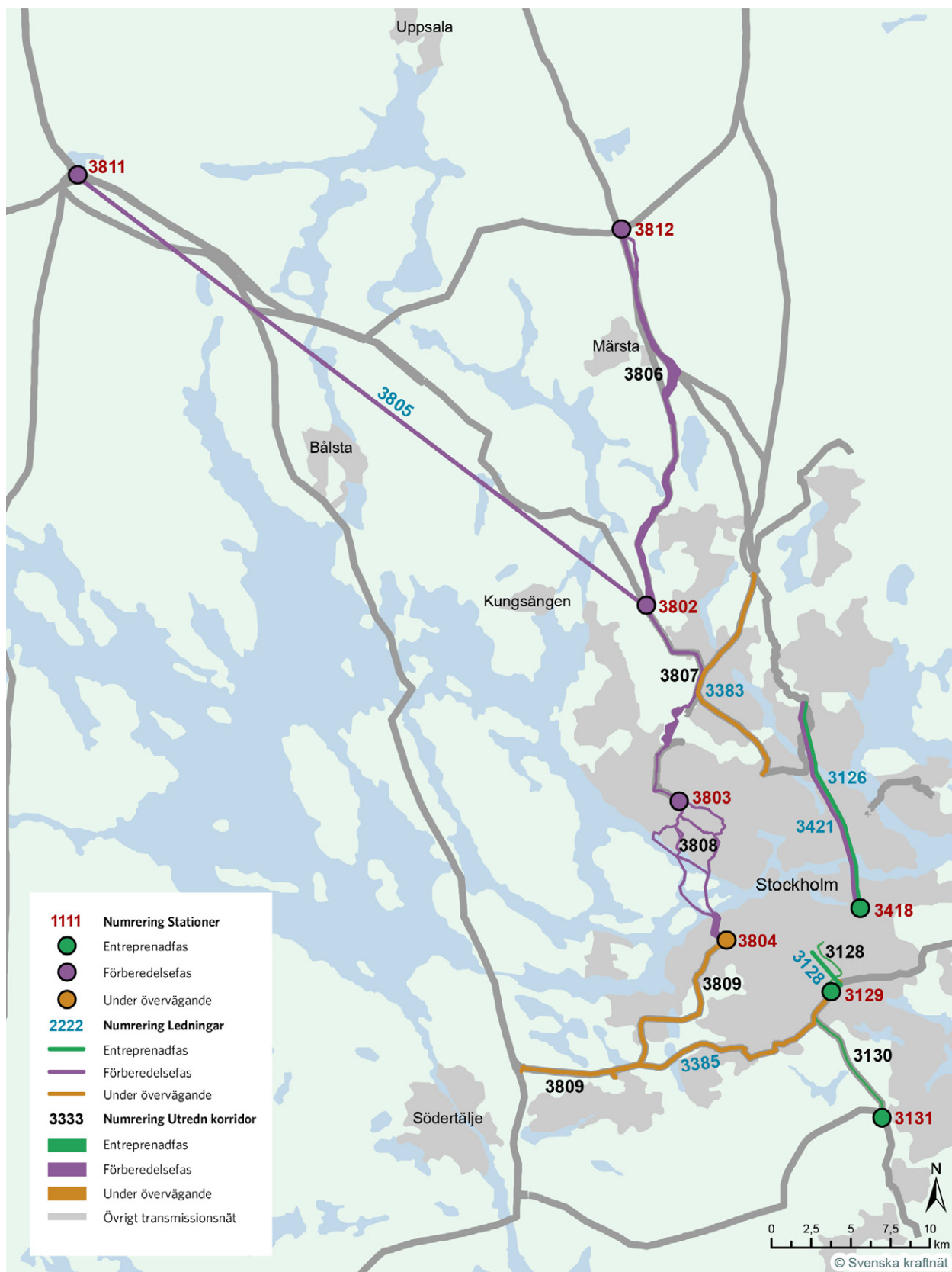
Projekt i förberedelsefas

Kartnr	Projektbeskrivning	Tas i drift	Utgift (mnkr)	Drivkraft
3812	Odensala 400 kV om- och utbyggnad	2026	260	Systemförstärkning
3803	Beckomberga ny 400 kV-station	2027	500	Systemförstärkning
3806	Odensala-Överby ny 400 kV-ledning	2027-2028	1 200	Systemförstärkning
3802	Överby ny 400 kV-station	2027-2029	500	Systemförstärkning
3421	Anneberg-Skanstull Kabelsystem 400 kV	2028	2 000	Systemförstärkning
3808	Beckomberga-Bredäng ny 400 kV-ledning	2028	1 000	Systemförstärkning
3811	Hamra 400 kV om- och utbyggnad	2028	310	Systemförstärkning
3807	Överby-Beckomberga ny 400 kV-ledning	2028	2 000	Systemförstärkning
3805	Hamra-Överby ny 400 kV-ledning	2030	800	Systemförstärkning

Projekt under övervägande

Kartnr	Projektbeskrivning	Start förberedelsefas	Tas i drift	Utgift (mnkr)	Drivkraft
3385	Lindhov-Högdalen rivning inkl omkoppling Hågelby	2022	2023	5-25	Reinvestering
3804	Bredäng ny 400 kV-station	2022	2027	500-1 000	Systemförstärkning
3383	Hagby-Järva Rivning	2026	2028	5-25	Reinvestering
3809	Bredäng-Kolbotten ny 400 kV-ledning	2022	2030	1 000-2 000	Systemförstärkning

Stockholms Ström och Storstockholm Väst



Västkustpaketet

Projekt i entreprenadfas

Kartnr	Projektbeskrivning	Tas i drift	Utgift (mnkr)	Drivkraft
4425	Hurva-Sege ledningsförnyelse	2021-2022	600	Systemförstärkning

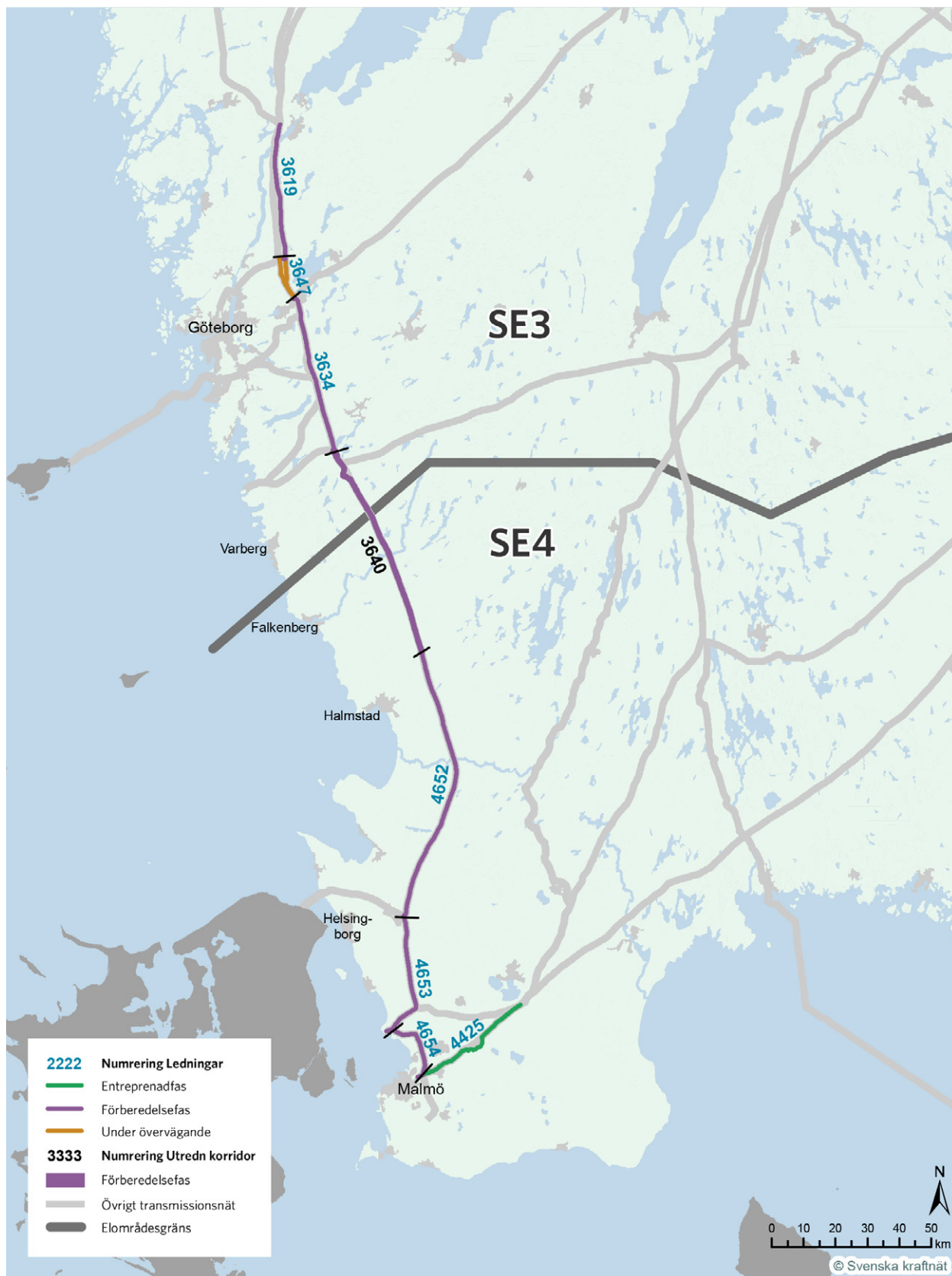
Projekt i förberedelsefas

Kartnr	Projektbeskrivning	Tas i drift	Utgift (mnkr)	Drivkraft
4654	Barsebäck-Sege ledningsförnyelse	2023	420	Reinvestering
4653	Söderåsen-Barsebäck ledningsförnyelse	2024-2025	650	Reinvestering
4652	Breared-Söderåsen ledningsförnyelse	2026	800	Reinvestering
3640	Horred-Breared ledningsförnyelse	2028	1 050	Reinvestering
3634	Stenkullen-Horred ledningsförnyelse	2029-2030	700	Reinvestering
3619	Skogssäter-Kilanda ledningsförnyelse	2030-2031	650	Reinvestering

Projekt under övervägande

Kartnr	Projektbeskrivning	Start förberedelsefas	Tas i drift	Utgift (mnkr)	Drivkraft
3647	Kilanda-Stenkullen ledningsförnyelse	2021	2030	700	Reinvestering

Väst kustpaketet



NordSyd

Uppsalabenet

Kartnr	Projektbeskrivning	Fas	Tas i drift	Utgift (mnkr)
	Uppsalapaketet	Förberedelsefas		
11	Odensala installation av tillfällig transformator		2024	220
12	Bredåker-Plenninge ledningsförnyelse		2028	110
13	Bredåker-Hovgården förnyelse 220 kV-ledning		2029	90
14	Bredåker-Hovgården ny 220 kV-ledning		2029	80
15	Hovgården ny 400 kV-station		2029-2030	500-1 000
16	Mehedeby-Hovgården ny 400 kV-ledning		2029-2030	1 550
17	Hovgården-Odensala ny 400 kV-ledning		2030-2031	750
18	Plenninge-Vedyxa ny 220 kV-ledning		2030	25
19	Vedyxa ny 400 kV-station		2030-2031	250-500
-	Plenninge-Odensala avveckling 220 kV-ledning		2033	25-100
-	Untra-Bredåker avveckling 220 kV-ledning		2033	100-250
	Sollefteåpaketet	Förberedelsefas		
21	Nässe ny station		2025-2029	420
22	Betåsen-Nässe ny 400 kV-ledning		2028-2029	550
23	Kilforsen-Ramsele kapacitetsuppgradering		2029	250-500
-	Utbyggnad av Hjalta/Nässe och anslutning till Odensala		2029	25-100
31	Kustpaketet	Under övervägande	2027-2037	> 10 000

Västeråsbenet

Kartnr	Projektbeskrivning	Fas	Tas i drift	Utgift (mnkr)
	Västeråspaketet del 1	Förberedelsefas		
41	Himmata förnyelse och spänningshöjning		2024-2025	250
42	Karlslund 400 kV-stationsombyggnad		2024-2025	20
43	Munga-Bysingsberg ny 400 kV-ledning		2028	310
44	Munga-Hamra ny 400 kV-ledning		2028-2029	700
-	Horndal-Finnslätten, avveckling		2032-2033	100-250
	Ockelbopaketet	Förberedelsefas		
51	Horndal stationsförnyelse		2025-2026	220
52	Munga ny 400 kV-station		2028-2029	240
53	Grönviken, utbyggnad av 400 kV-station		2029-2030	25-100
54	Fallviken ny 400 kV-station		2030-2031	250-500
55	Fallviken-Horndal ny 400 kV-dubbelledning		2030-2031	1 000-2 000
56	Grönviken utbyggnad		2030-2031	25-100
57	Grönviken-Fallviken ny 400 kV-enkelledning		2030-2031	250-500
58	Horndal ny 400 kV-station		2030-2031	490
59	Horndal-Munga ny 400 kV-dubbelledning		2031-2032	1 500
-	Västeråspaketet del 2	Under övervägande	2026-2034	750
-	Laforsenpaketet	Under övervägande	2029-3033	500-1 000
61	Inlandspaketet	Under övervägande	2029-3037	8 000-9 000

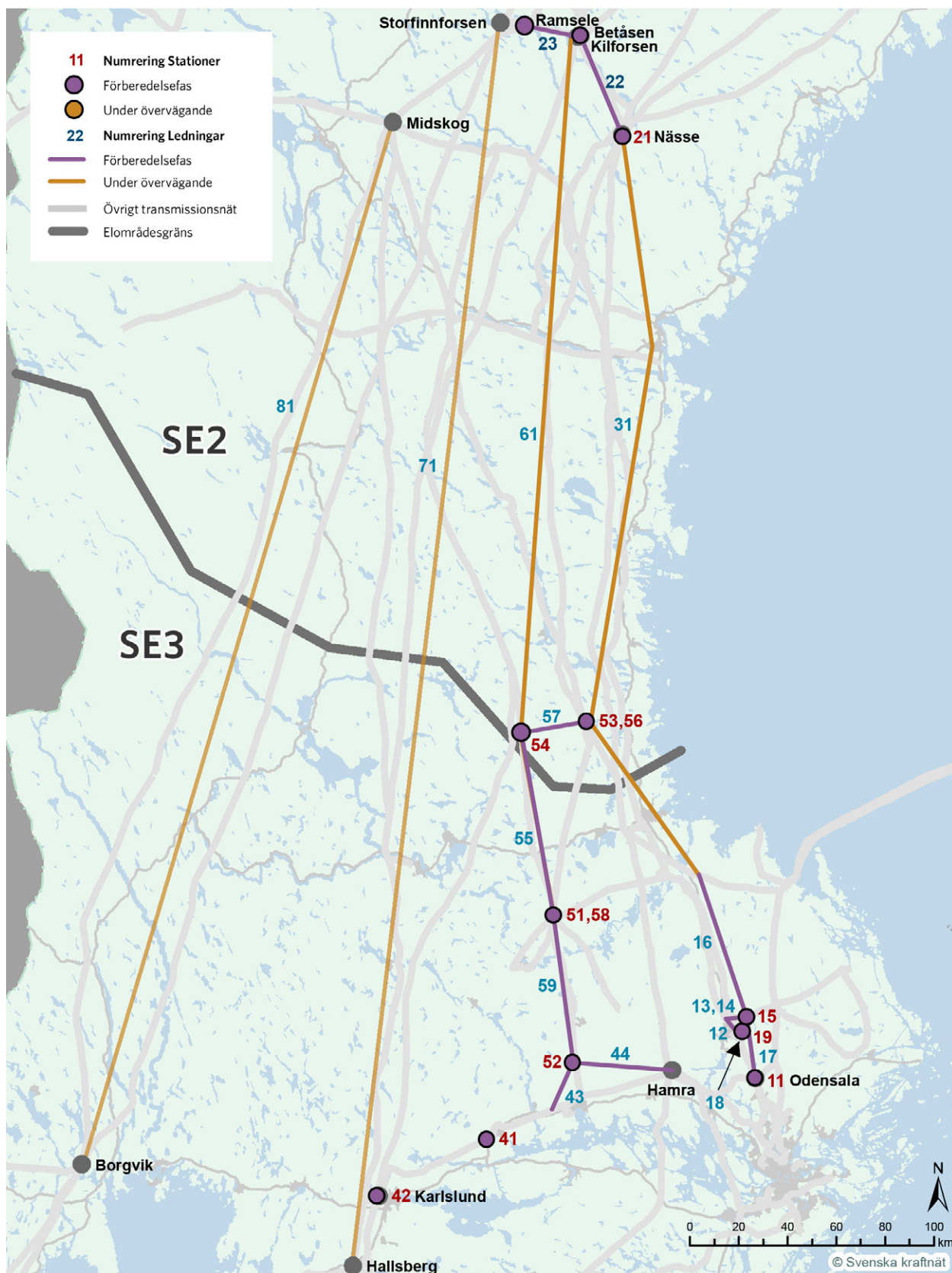
Hallsbergbenet

Kartnr	Projektbeskrivning	Fas	Tas i drift	Utgift (mnkr)
71	Hallsbergsbenet	Under övervägande	2037-	>10 000

Karlstadbenet

Kartnr	Projektbeskrivning	Fas	Tas i drift	Utgift (mnkr)
81	Karlstadsbenet	Under övervägande	2035-	>10 000

NordSyd



Anslutningar under övervägande

Förbrukning

Kartnr	Projektbeskrivning	Elområde
1541	Hybrit - Elektrifiering av industri anslutning av förbrukning	SE1
2965	Midskog anslutning förbrukning	SE2
2533	Kattstrupeforsen anslutning av förbrukning	SE2
3586	Hedenlunda ny 400/130 kV-anslutning	SE3
3356	Ängsberg ny 130 kV-anslutning	SE3
4523	Söderåsen ny systemtransformator	SE4

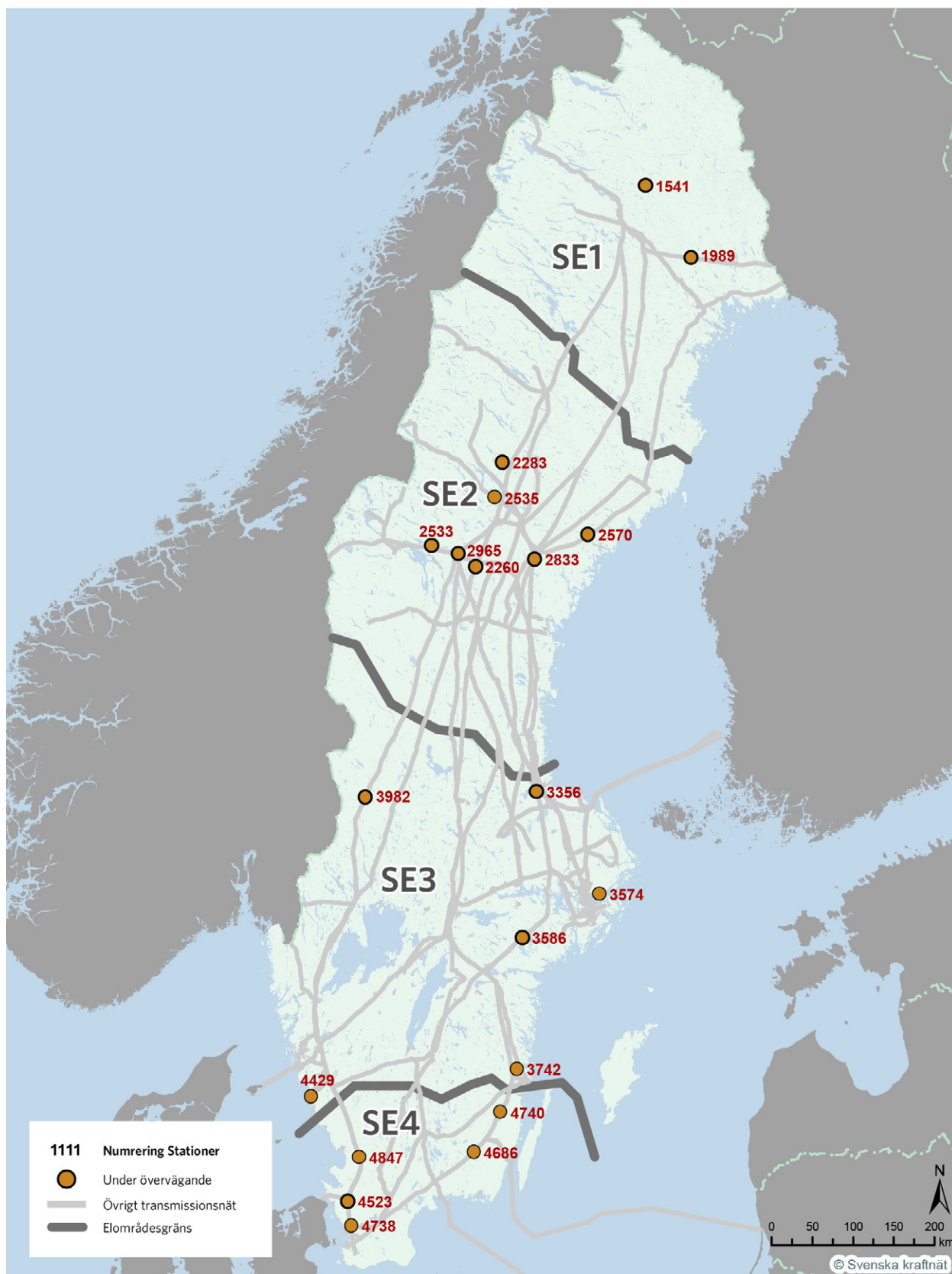
Vindkraft land

Kartnr	Projektbeskrivning	Elområde
1989	Pålkem (Hällberget) anslutning vindkraft	SE1
2570	Moliden anslutning transformator	SE2
2833	Nässe anslutning	SE2
2260	Midskog anslutning vindkraft	SE2
2535	Långbjörn-Havsnäs anslutning vindkraft	SE2
2283	Långbjörn-Korselbränna anslutning vindkraft	SE2
3982	Tandö ny 400 kV-station anslutning vindkraft	SE3

Vindkraft hav

Kartnr	Projektbeskrivning	Elområde
3574	Offshore vind SE3 öst	SE3
3742	Ekhyddan Nord anslutningsstation havsbaserad vindkraft	SE3
4686	Blekinge anslutningsstation havsbaserad vindkraft	SE4
4847	Skogaby anslutningsstation havsbaserad vindkraft	SE4
4738	Skånes sydkust anslutningsstation havsbaserad vindkraft	SE4
4429	Väröbacka anslutningsstation havsbaserad vindkraft	SE4
4740	Öland anslutningsstation havsbaserad vindkraft	SE4

Anslutningar under övervägande



Projekt i elområde SE1

Projekt i entreprenadfas

Kartnr	Projektbeskrivning	Tas i drift	Utgift (mnkr)	Drivkraft
1054	Porjusberget stationsförnyelse	2018-2022	210	Reinvestering
1519	Harsprånget-Ligga opto	2020-2022	15	Reinvestering
1514	Porjus-Grundfors opto och statusåtgärder	2021-2023	110	Reinvestering
1132	Harsprånget stationsförnyelse	2022	370	Reinvestering
1525	Vargfors-Tuggen statusåtgärder	2022	80	Reinvestering

Projekt i förberedelsefas

Kartnr	Projektbeskrivning	Tas i drift	Utgift (mnkr)	Drivkraft
1917	Kalix-Finska gränsen markåterställning	2022-2023	20	Reinvestering
1449	Svartbyn-Djuptjärn opto	2023-2024	10	Reinvestering
1072	Aurora Line, ny 400 kV-växelströmsförbindelse SE-FI	2025-2026	2 100	Marknadsintegration

Projekt under övervägande

Kartnr	Projektbeskrivning	Start förberedelsefas	Tas i drift	Utgift (mnkr)	Drivkraft
1133	Messaure stationsförnyelse	2022	2025	100-250	Reinvestering
1754	Svartbyn stationsförnyelse	2022	2025	100-250	Reinvestering
1190	Letsi stationsförnyelse	2022	2026	100-250	Reinvestering
1302	Ligga stationsförnyelse	2022	2026	100-250	Reinvestering
1826	Seriekondensatorstationer med anslutning Letsi-Finland	2022	2026	100-250	Systemförstärkning
1248	Vargfors stationsförnyelse	2023	2026	100-250	Reinvestering
1761	Vietas stationsförnyelse	2023	2026	100-250	Reinvestering
1894	Ny 400 kV-ledning till Svartbyn	2022	2033	1 000-2 000	Systemförstärkning
1817	Vargfors uttag ny ledning till Skellefteå	2022	2033	500-1 000	Systemförstärkning
1901	Ligga-Vargfors ledningsförnyelse	2027	2037	2 000-3 000	Reinvestering
1896	Porjus-Grundfors ledningsförnyelse	2027	2037	3 000-4 000	Reinvestering

Elområde SE1



Projekt i elområde SE2

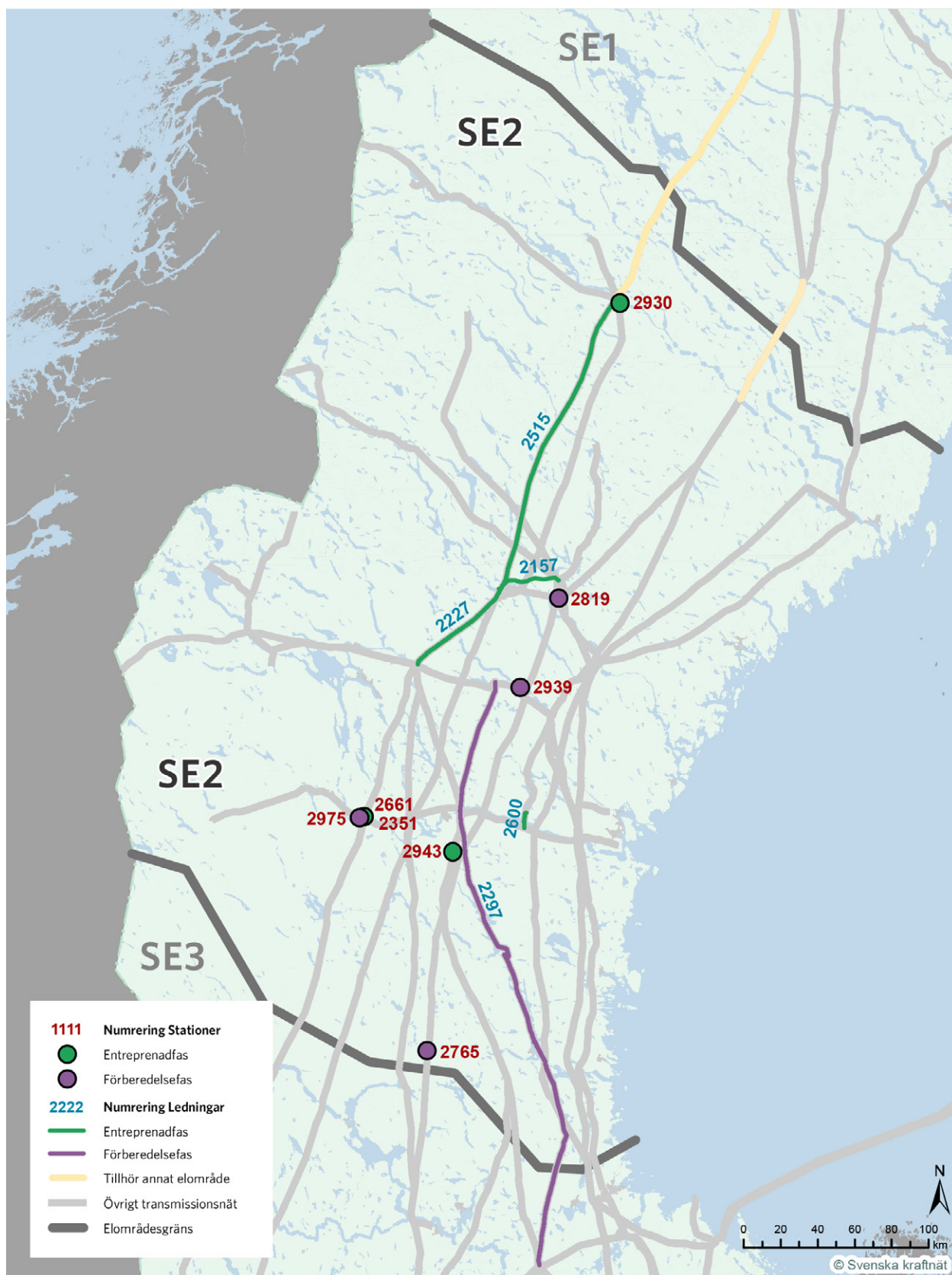
Projekt i entreprenadfas

Kartnr	Projektbeskrivning	Tas i drift	Utgift (mnkr)	Drivkraft
2351	Rätan förnyelse omstrukturering och anslutning vindkraft	2019-2025	430	Reinvestering
2515	Grundfors-Storfinnforsen opto och statusåtgärder	2021-2022	45	Reinvestering
2157	Långbjörn-Storfinnforsen ny 400 kV-ledning	2021-2022	550	Systemförstärkning
2930	Grundfors stationsförnyelse och anslutning vindkraft	2022-2023	390	Reinvestering
2661	Reaktor Rätan	2022	60	Systemförstärkning
2227	Storfinnforsen-Midskog ledningsförnyelse	2022	700	Systemförstärkning
2600	Torpshammar-avgr Torpshammar ledningsförnyelse	2022-2023	100	Reinvestering
2943	Tovåsen ny 400 kV-station	2022	180	Anslutning

Projekt i förberedelsefas

Kartnr	Projektbeskrivning	Tas i drift	Utgift (mnkr)	Drivkraft
2975	Rätan kraftstation upprustning fundament	2022	10	Reinvestering
2819	Betåsen anslutning Krange Vind-klustret	2024	30	Anslutning
2297	Krångede-Horndal livslängdsförlängning	2025-2026	310	Reinvestering
2765	Gäddtjärn ny 400 kV-station med seriekondensator	2026	330	Anslutning
2939	Hammarstrand ny station	2026	70	Anslutning

Elområde SE2



Projekt i elområde SE2

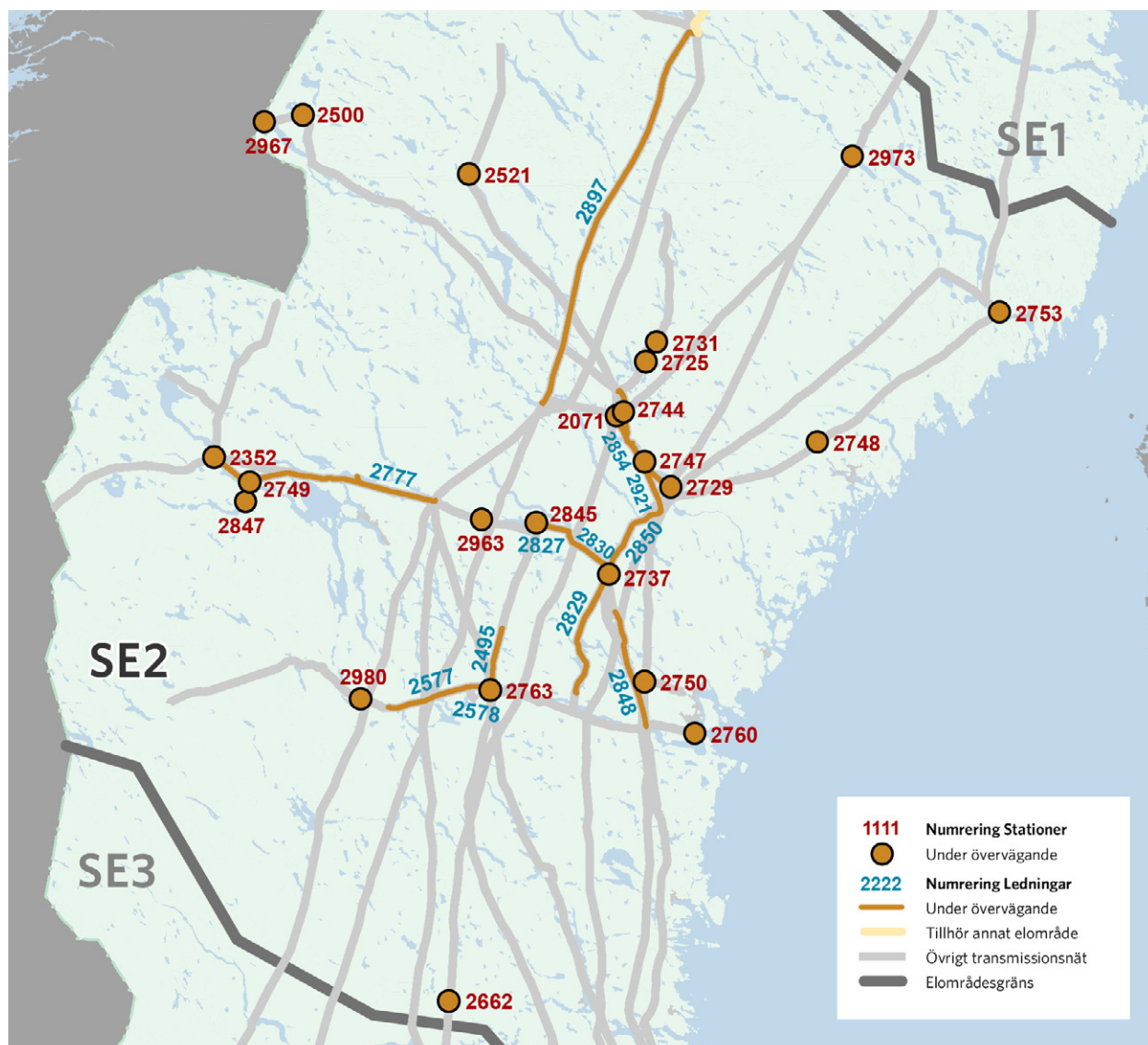
Projekt under övervägande

Kartnr	Projektbeskrivning	Start förberedelsefas	Tas i drift	Utgift (mnkr)	Drivkraft
2521	Korsselbränna förnyelse och utbyggnad	2022	2024	25-100	Reinvestering
2753	Stornorrfors stationsförnyelse	2022	2024-2025	100-250	Reinvestering
2500	Blåsjön ny reaktor	2023	2025	25-100	Systemförstärkning
2071	Kilforsen stationsförnyelse	2022	2025	250-500	Reinvestering
2980	Rätan stationsförnyelse	2023	2025	25-100	Reinvestering
2725	Degerforsen stationsförnyelse	2023	2026	25-100	Reinvestering
2729	Forsmo stationsförnyelse	2023	2026	25-100	Reinvestering
2737	Hölleforsen stationsförnyelse	2023	2026	100-250	Reinvestering
2744	Lasele stationsförnyelse	2022	2026	100-250	Reinvestering
2662	Seriekondensatorstationer med anslutning Betåsen-Hallsberg	2023	2026-2027	100-250	Systemförstärkning
2760	Vaple stationsförnyelse	2022	2026	100-250	Reinvestering
2731	Gulsele stationsförnyelse	2024	2027	100-250	Reinvestering
2747	Moforsen stationsförnyelse	2023	2027	25-100	Reinvestering
2578	Järnvägsforsen avgr-Ånge opto	2026	2028	5-25	Reinvestering
2749	Mörsil stationsförnyelse	2025	2028	100-250	Reinvestering
2577	Turinge-avgr Järnvägsforsen topplinebyte	2025	2028	5-25	Reinvestering
2827	Krångede-Gammelänge ledningsförnyelse	2022	2030	25-100	Reinvestering
2967	Linnvasselv stationsförnyelse	2026	2030	25-100	Reinvestering
2748	Moliden stationsförnyelse	2025	2030	25-100	Reinvestering
2830	Stadsforsen-Krångede ledningsförnyelse	2022	2030	250-500	Reinvestering
2495	Bräcke-Ånge Ledningsförnyelse	2023	2031	250-500	Reinvestering
2854	Forsmo-Lasele-Långbjörn ledningsförnyelse	2023	2031	500-1 000	Reinvestering
2777	Midskog-Järpströmmen 220 kV uppgradering till 400 kV	2022	2031	1 000-2 000	Systemförstärkning
2973	Tuggen stationsförnyelse	2026	2031	25-100	Reinvestering
2848	Stadsforsen Hällsjö ledningsförnyelse	2024	2032	500-1 000	Reinvestering
2963	Stugun stationsförnyelse	2027	2032	25-100	Reinvestering
2763	Ånge stationsförnyelse	2027	2032	100-250	Reinvestering
2845	Krångede stationsförnyelse	2029	2033	100-250	Reinvestering
2750	Nysäter stationsförnyelse	2028	2033	100-250	Reinvestering

Projekt i elområde SE2

Projekt under övervägande

Kartnr	Projektbeskrivning	Start förberedelsefas	Tas i drift	Utgift (mnkr)	Drivkraft
2829	Stadsforsen-Torpshammar ledningsförnyelse	2024	2033	500-1 000	Reinvestering
2847	Sällsjö stationsförnyelse	2028	2033	25-100	Reinvestering
2352	Järpströmmen 220 kV-stationsförnyelse	2029	2034	100-250	Reinvestering
2850	Stadsforsen-Hjälta kraftstation ledningsförnyelse	2026	2034	250-500	Reinvestering
2897	Grundfors-Storfinnforsen ledningsförnyelse	2027	2037	2 000-3 000	Reinvestering
2921	Kilforsen-Hjälta ledningsförnyelse	2030	2038	500-1 000	Reinvestering
2946	Kvarken ny HVDC-förbindelse SE2-FI	2029	2040	2 000-3 000	Marknadsintegration



Projekt i elområde SE3

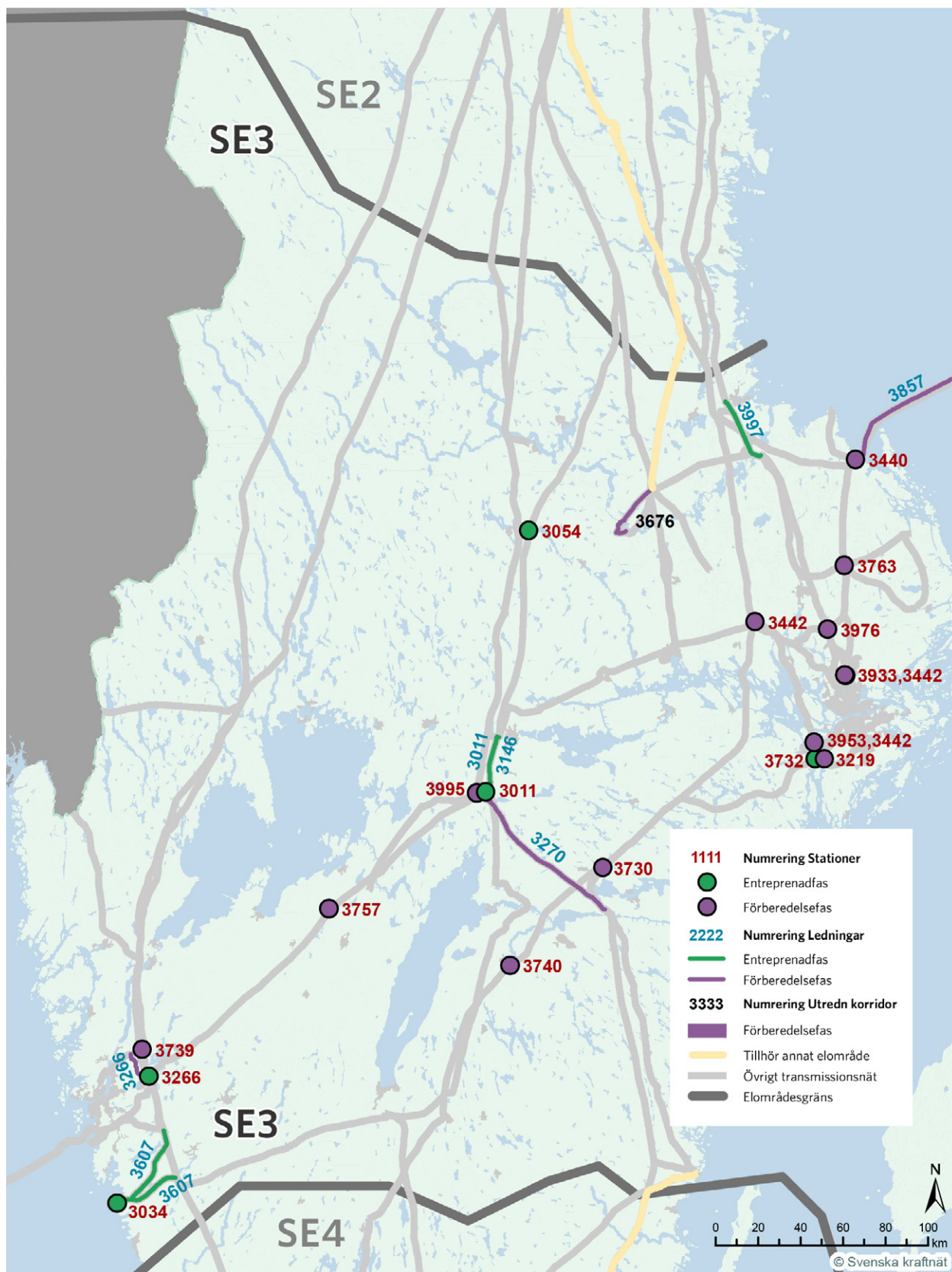
Projekt i entreprenadfas

Kartnr	Projektbeskrivning	Tas i drift	Utgift (mnkr)	Drivkraft
3607	Strömma-Ringhals statusåtgärder	2020-2022	100	Reinvestering
3011	Avveckling 220 kV-nätet kring Hallsberg	2022	90	Reinvestering
3146	Lindbacka-Östansjö ny 400 kV-ledning	2022	360	Systemförstärkning
3054	Morgårdshammar shuntkondensator och kontrollanläggning	2022	50	Systemförstärkning
3034	Ringhals stationsförnyelse	2022-2024	220	Reinvestering
3997	Valbo-Untra högtemperaturlina	2022	100	Systemförstärkning
3732	Hall stationsförnyelse	2023	280	Systemförstärkning

Projekt i förberedelsefas

Kartnr	Projektbeskrivning	Tas i drift	Utgift (mnkr)	Drivkraft
3270	Hallsberg-Kimstad anpassning	2022-2023	45	Reinvestering
3933	Hagby ny 400/130 kV-anlutning	2023	40	Anslutning
3995	Hallsberg installation av shuntkondensatorer	2023-2024	35	Systemförstärkning
3953	Kolbotten nya 400/130 kV-transformeringar	2023	15	Anslutning
3757	Timmersdala stationsförnyelse	2023-2024	110	Reinvestering
3440	Forsmark stationsförnyelse	2024-2025	120	Reinvestering
3442	Hamra förnyelse SVS-anläggning	2024-2025	220	Reinvestering
3266	Ingelkärr-Stenkullen ny 400 kV-ledning	2024-2025	500	Systemförstärkning
3739	Kilanda stationsförnyelse	2024	170	Reinvestering
3740	Kolstad stationsförnyelse	2024	160	Reinvestering
3976	Odensala 400/130 kV-anlutning	2024-2025	50	Anslutning
3763	Tuna ny 400/220 kV-transformator	2024	250	Systemförstärkning
3730	Glan stationsförnyelse och ny reaktor	2025	350	Systemförstärkning
3219	Hall ny SVS-anläggning	2025-2026	230	Systemförstärkning
3676	Horndal-Avesta ledningsförnyelse	2025	350	Reinvestering
3794	Ekhyddan-Nybro-Hemsjö ny 400 kV-ledning	2027	3 100	Marknadsintegration
3857	Fenno-Skan 1 livslängdsförlängning	2032-2035	140	Reinvestering

Elområde SE3



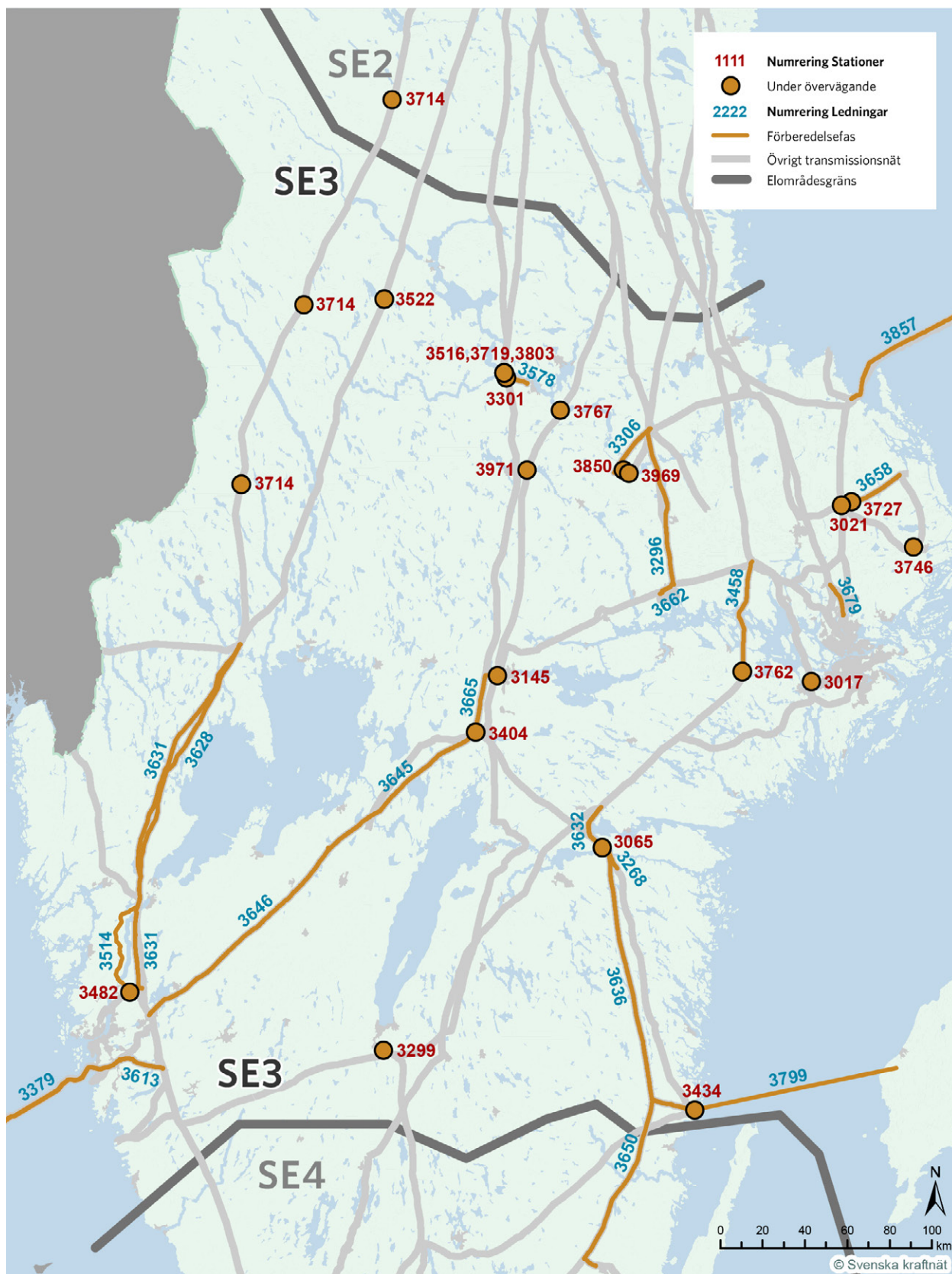
Projekt i elområde SE3

Projekt under övervägande

Kartnr	Projektbeskrivning	Start förberedelsefas	Tas i drift	Utgift (mnkr)	Drivkraft
3306	Tälle-Nässjö uppgrävning av kvarvarande fundament	2022	2023	100-250	Marknadsintegration
3301	Bäsna stationsförnyelse	2022	2024-2025	100-250	Reinvestering
3296	Horndal-Finnslätten livslängdsförlängning	2022	2025	25-100	Reinvestering
3482	Ingelkärr ny 400 kV-station	2022	2025	100-250	Systemförstärkning
3522	Kättbo stationsförnyelse	2022	2025	25-100	Systemförstärkning
3299	Tenhult stationsförnyelse	2022	2025	100-250	Reinvestering
3762	Åker stationsförnyelse	2022	2025	100-250	Reinvestering
3714	Midskog-Borgvik Seriekondensatorstationer	2022	2026	250-500	Systemförstärkning
3516	Djurmo stationsförnyelse	2023	2026	250-500	Systemförstärkning
3727	Edinge stationsförnyelse	2023	2026	25-100	Reinvestering
3404	Hallsberg ny dynamisk shuntkompensering	2022	2026	100-250	Systemförstärkning
3268	Kimstad anpassning ledningar vid Göta kanal	2022	2026	25-100	Reinvestering
3746	Malsta stationsförnyelse	2023	2026	25-100	Reinvestering
3803	Seriekondensatorstation med anslutning Storfinnforsen-Lindbacka	2023	2026	100-250	Systemförstärkning
3767	Seriekondensatorstationer med anslutning Midskog-Karlslund	2023	2026	500-1 000	Systemförstärkning
3021	Tuna 220 kV-stationsförnyelse	2024	2026	100-250	Reinvestering
3719	Avveckling Djurmo EK4	2023	2027	5-25	Reinvestering
3065	Kimstad stationsförnyelse	2022	2027	250-500	Systemförstärkning
3578	Bäsna-Repbäcken ny 400 kV-ledning och nytt fack i Bäsna	2022	2028	100-250	Systemförstärkning
3658	Edinge-Gråska opto	2025	2028	5-25	Reinvestering
3434	Ekhyddan ny dynamisk kompenseringanläggning	2023	2028	250-500	Systemförstärkning
3514	Skogssäter-Ingelkärr ny 400 kV-ledning	2022	2028	500-1 000	Systemförstärkning
3613	Strömma-Lindome-Billdal opto	2023	2028	5-25	Reinvestering
3662	Finnslätten-Himmeta opto	2027	2030	5-25	Reinvestering
3665	Hallsberg-Lindbacka-opto	2027	2030	5-25	Reinvestering
3017	Kolbotten 400 kV-stationsförnyelse	2023	2030	250-500	Reinvestering

Tabellen fortsätter på nästa uppslag

Elområde SE3

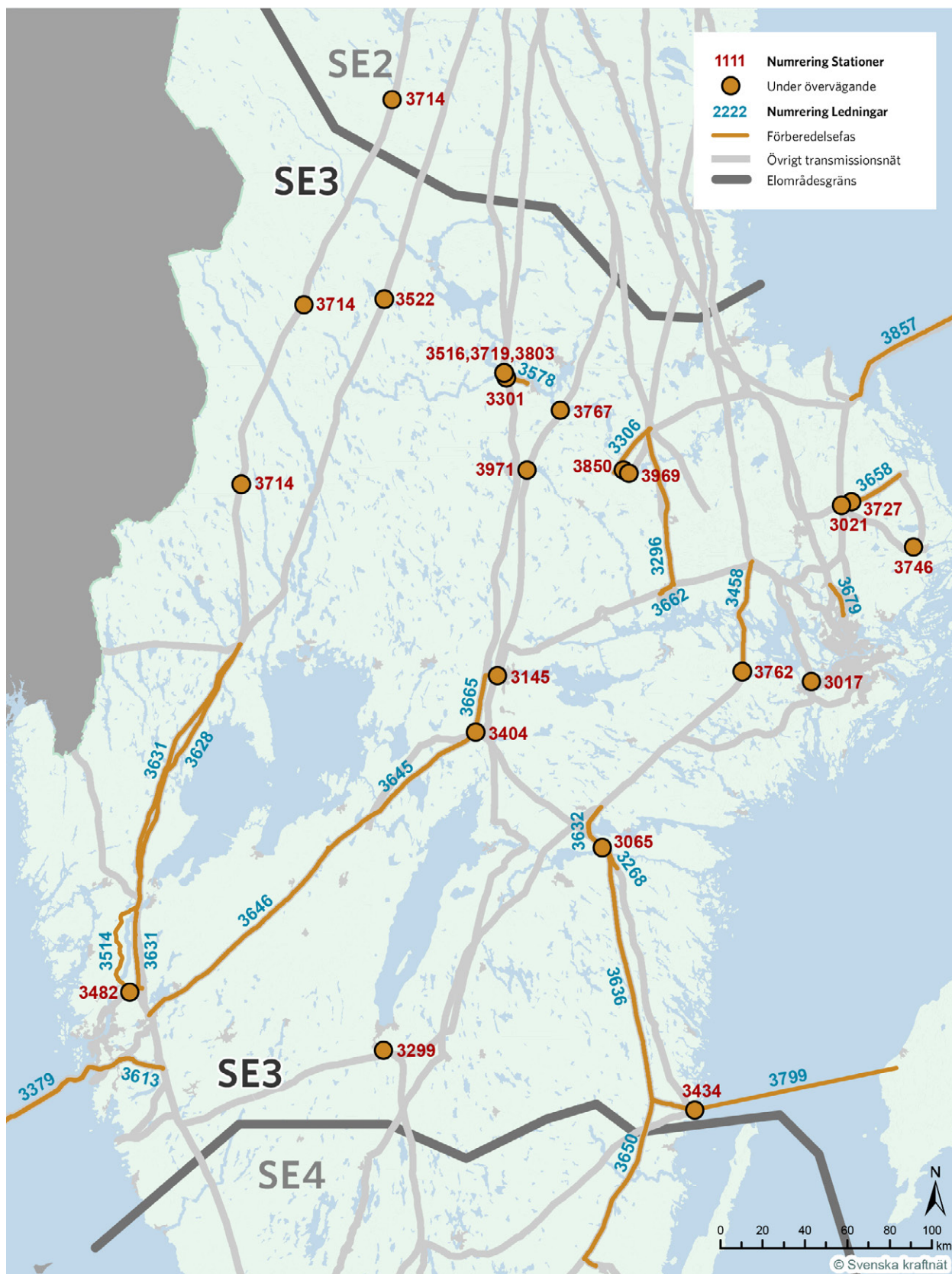


Projekt i elområde SE3

Projekt under övervägande

Kartnr	Projektbeskrivning	Start förberedelsefas	Tas i drift	Utgift (mnkr)	Drivkraft
3379	Konti-Skan 1 förnyelse likströmsförbindelse	2022	2030	3 000-4 000	Reinvestering
3969	Krylbo stationsförnyelse	2026	2030	25-100	Reinvestering
3850	Avesta stationsförnyelse	2027	2031	25-100	Reinvestering
3628	Borgvik-Skogssäter ledningsförnyelse	2023	2031	1 000-2 000	Reinvestering
3650	Ekhyddan-Nybro ledningsförnyelse	2023	2032	1 000-2 000	Systemförstärkning
3145	Lindbacka 400 kV-stationsförnyelse	2027	2032	100-250	Reinvestering
3679	Måby-Hagby ledningsförnyelse	2026	2032	25-100	Reinvestering
3799	Gotland ny kabel	2023	2033	3 000-4 000	Systemförstärkning
3971	Morgårdshammar stationsförnyelse	2028	2033	100-250	Reinvestering
3636	Glan-Ekhyddan ledningsförnyelse	2024	2034	2 000-3 000	Reinvestering
3631	Skogssäter-Kilanda ledningsförnyelse del 2	2028	2038	500-1 000	Reinvestering
3632	Glan-Kimstad ledningsförnyelse	2027	2039	250-500	Reinvestering
3645	Hallsberg-Timmersdala ledningsförnyelse	2029	2039	1 000-2 000	Reinvestering
3646	Timmersdala-Stenkullen ledningsförnyelse	2029	2039	1 000-2 000	Reinvestering
3857	Fenno-Skan 1 förnyelse likströmsförbindelse	2029	2040	2 000-3 000	Marknadsintegration
3458	Hamra-Åker ledningsförnyelse	2031	2041	500-1 000	Reinvestering

Elområde SE3



Projekt i elområde SE4

Projekt i entreprenadfas

Kartnr	Projektbeskrivning	Tas i drift	Utgift (mnkr)	Drivkraft
4288	Hageskruv ny 400 kV-station	2023	130	Anslutning

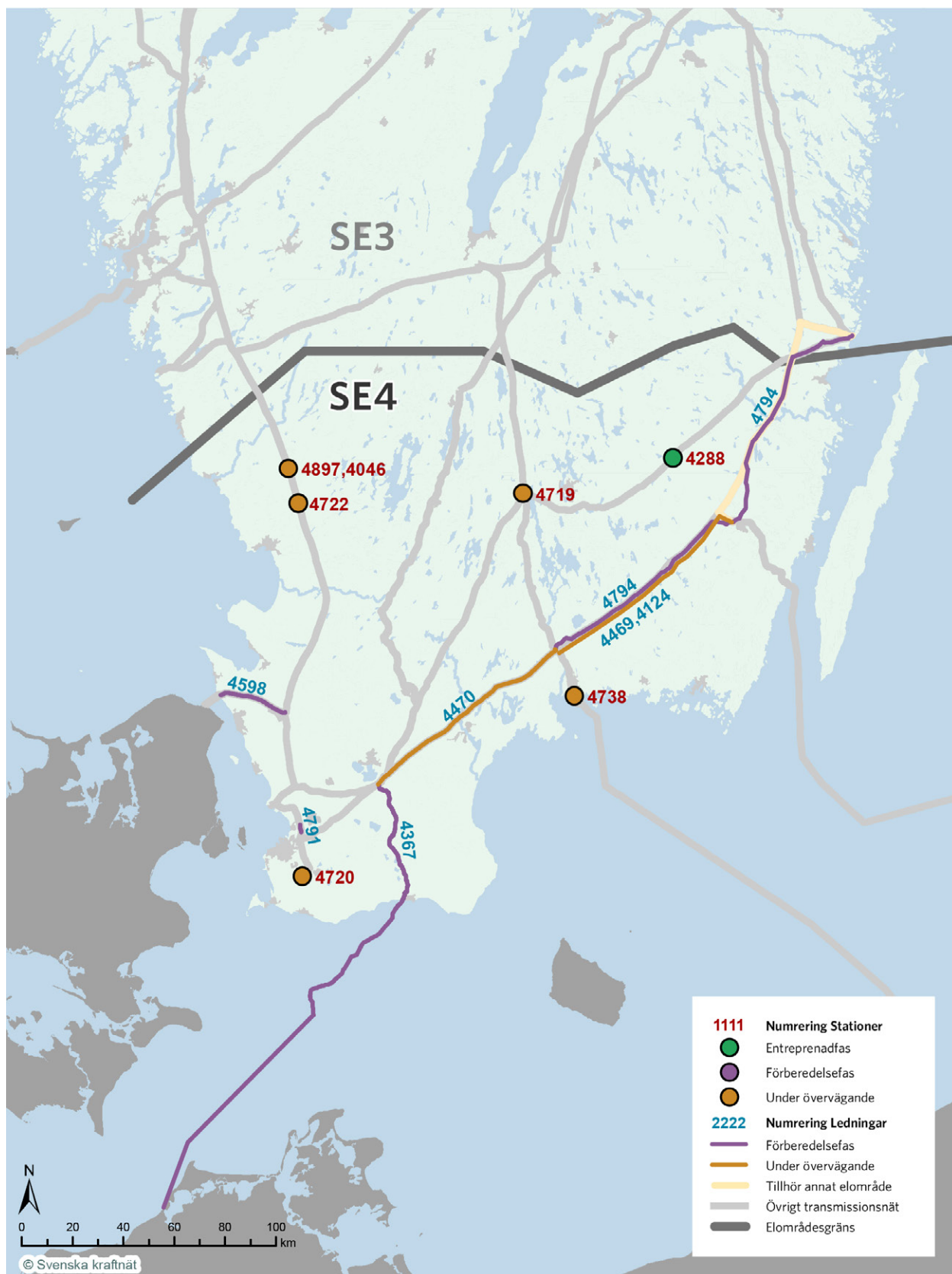
Projekt i förberedelsefas

Kartnr	Projektbeskrivning	Tas i drift	Utgift (mnkr)	Drivkraft
4791	Staffanstorp ledningsflytt Sege-Barsebäck	2023	10	Reinvestering
4367	Hansa PowerBridge	2025-2027	3 600	Marknadsintegration
4598	Danmark-Sverige Kabelförband förnyelse	2029	60	Reinvestering

Projekt under övervägande

Kartnr	Projektbeskrivning	Start förberedelsefas	Tas i drift	Utgift (mnkr)	Drivkraft
4046	Häradsbo åtgärda skruvningar	2022	2023	5-25	Reinvestering
4897	Häradsbo, ny shuntkondensator	2022	2024	25-100	Systemförstärkning
4722	Breared stationsförnyelse	2023	2026	100-250	Reinvestering
4738	Karlshamn stationsförnyelse	2024	2027	25-100	Reinvestering
4124	Nybro-Hemsjö topplinebyte	2025	2029	25-100	Reinvestering
4720	Arrie stationsförnyelse	2029	2034	100-250	Reinvestering
4719	Alvesta stationsförnyelse	2030	2035	100-250	Reinvestering
4469	Nybro-Hemsjö ledningsförnyelse	2025	2036	1 000-2 000	Systemförstärkning
4470	Hemsjö-Hurva ledningsförnyelse	2026	2038	1 000-2 000	Reinvestering

Elområde SE4



Ledningsrevisioner och övriga projekt

Ledningsrevisioner

Projektbeskrivning	Tas i drift	Utgift (mnkr)	Sträcka (km)
Ledningsrevisioner paket 0	2019-2024	100-150	700
Ledningsrevisioner paket 1	2020-2025	250-500	800
Ledningsrevisioner paket 2	2022-2027	250-500	1 700
Ledningsrevisioner paket 3	2024-2029	250-500	2 000

Övriga projekt i elområde SE1-SE4

Projektbeskrivning	Tas i drift	Utgift (mnkr)	Drivkraft
Förnyelse kontrollanläggningar	2019-2033	500-1 000	Reinvestering
Utbyte primärapparater	2020-2022	70	Reinvestering
Manöver reaktorbrytare i spänningslöst tillstånd	2021-2022	5	Reinvestering
Steg- och beröringsspänning	2021-2024	500-1 000	Reinvestering
Installation energimätare	2022	5	Reinvestering
Livslängdsförlängande stationsåtgärder paket 1	2022-2023	25-100	Reinvestering
Livslängdsförlängande stationsåtgärder paket 2	2022-2023	25-100	Reinvestering
Stödisolatorer komposit byte i flera stationer	2022-2026	40	Reinvestering
Stängsel byte och anpassning flera stationer	2025-2026	25-100	Reinvestering
Teknikbodars reservkraft flera stationer	2025	5-25	Reinvestering





5-årsplan utvecklingsprojekt

På samma sätt som i förra systemutvecklingsplanen redovisar vi de större utvecklingsprojekt som Svenska kraftnät kommer att arbeta med under de kommande åren.

Utvecklingsprojekten utgör en stor del av vår verksamhet och kommer fortsättningsvis omfatta betydande utgifter och ta mycket resurser i anspråk. Digitaliseringen är en viktig del av det som nu genomförs för att möta de systemutmaningar kraftsystemet står inför. I tabellen nedan presenteras utvecklingsprojekt för perioden 2022–2026, hur stor investeringsramen är för hela projektet och hur stor investeringsutgiften är för perioden.

Nytt driftövervakningssystem (ROSE)

Svenska kraftnät har ett avancerat system för styrning och övervakning av kraftsystemet, det s.k. driftövervakningssystem. Driftövervakningssystemet behövs också för att vi

ska kunna beräkna hur känsligt för störningar kraftsystemet är i varje ögonblick. Detta system börjar nu närmas sig slutet av sin livslängd och behöver därför bytas. Det nya driftövervakningssystemet, som vi kallar ROSE, har till uppgift att göra det lättare att i framtiden arbeta med mer löpande förbättringar genom att använda mer standardiserade system, öka systemets säkerhet, höja dess användarvänlighet genom ett bättre användargränssnitt samt införa nya funktioner.

Svenska kraftnäts implementation av RSC (SIRSCI)

Europeisk lagstiftning ställer krav på att införa funktioner där en regional överblick och koordinering inom driftoperativa processer kan skapas, Regional Security Coordinators (RSC). I januari 2016 beslutade Svenska kraftnät, Fingrid, Energinet och Statnett att etablera ett gemensamt RSC-kontor i Danmark, Nordic RSC.

Utvecklingsprojekt (mnkr)	Investeringsram	Förbrukad investeringsram till och med juni 2021	Investeringsutgifter under 2022–2026
Nytt driftövervakningssystem (ROSE)	350	1	312
Svenska kraftnäts implementation av RSC (SIRSCI)	230	137	64
Elmarknadshubb	479	128	382
Nordisk balanseringsmodell (NBM)	556	272	210
Drift- och marknadssystem (Fifty)	244	242	0
Datautbytesprogrammet	133	112	10
Ny IT-infrastrukturplattform (Infra 2.0)	262	2	254
Övriga pågående projekt	653	111	398
Övriga ej påbörjade projekt	5 232	0	2 295
Totalt	8 139	1 005	3 925

Inom Nordic RSC pågår nu arbetet med att sammanlänka och förbättra de individuella nätmodellerna till en gemensam nordisk nätmodell en s.k. common grid model (CGM). Arbetet pågår också med att vidareutveckla de övriga tjänsterna Coordinated Capacity Calculation (CCC), Coordinated Security Analysis (CSA), Short term adequacy forecasts (STA) och Outage Planning Coordination (OPC). Hand i hand med etableringen av RSC-kontoret bedrivs programmet SIRSCI, som syftar till att utveckla affärsprocesser och IT-system lokalt på Svenska kraftnät för att kunna samverka med RSC-kontoret och övriga nordiska TSO:er i en koordinerad och effektiv drift av transmissionsnätet.

Elmarknadshubb

Elmarknadshubben⁷³ kommer, efter införande, att vara ett centralt IT-system för informationsutbyte mellan aktörerna på den svenska elmarknaden och hantera information om t.ex. elanläggningar, kunder och mätvärden.

På grund av att lagstiftningen vid flera tillfällen försenats beslutade Svenska kraftnäts styrelse under 2020 att pausa projektet Elmarknadshubb fram till att förutsättningar för fortsatt arbete finns på plats.

Nordisk balanseringsmodell (NBM) och Drift- och marknadssystem (Fifty)

Det nordiska programmet NBM syftar till att utforma och införa den nya balanseringsmodellen i det nordiska synkronområdet. Den nya balanseringsmodellen medför en ökad marknadseffektivitet och kommer att innebära att den nordiska balansmarknaden integreras med övriga Europa.

NBM inkluderar ett stort antal projekt, som bl.a. ska införa gemensamma principer för dimensionering av FRR, gemensamma marknader för kapacitetsupphandling, 15 minuters avräkningsperiod och balansering av respektive elområde utifrån dess obalans.

2019 togs beslut att investera i en gemensam nordisk IT-plattform för den nya balanseringsmodellen och 15-minutersavräkning. IT-utvecklingen sker i huvudsak av Svenska kraftnät och Statnett under namnet Fifty. Svenska kraftnät och Statnett är huvudansvariga för den operativa balanseringen i det nordiska systemet och kommer därför att utveckla och driva den gemensamt nordiska plattformen som alla länder kommer att använda.

Datautbytesprogrammet

Ökad digitalisering och automatisering är avgörande för att säkerställa leveranssäkerheten i ett energi- och kraftsystem med mindre marginaler och mer komplexitet. En förutsättning för detta är tillgång till fullständig och korrekt data om hela kraftsystemet, insamlad och förvaltd enligt standardiserad metod och struktur.

Datautbytesprogrammet innefattar ett antal projekt som syftar till att utöka insamlingen av data från DSO:er, betydande nätanvändare och producenter enligt europeiska regelverk. Det syftar också till att etablera en teknisk plattform internt på Svenska kraftnät för att lagra och tillgodogöra data för behov inom framförallt den operativa driften.

Då datautbytesprogrammet avslutas i slutet av 2021 är planen att ett nytt program tar vid, som driver utvecklingen vidare med målsättning att etablera Kraftsystemhubben.

Ny IT-infrastrukturplattform (Infra 2.0)

För att säkerställa grundläggande förutsättningar för kontinuerlig drift av IT-resurser i Svenska kraftnäts IT-infrastruktur, behöver gammal utrustning reinvesteras. I samband med reinvesteringen, behöver vi stärka vår förmåga kring säkerhet i enighet med säkerhetsskyddslagsstiftningen samtidigt som IT-förmågan moderniseras med högre flexibilitet, högre tillgänglighet och ökad robusthet för att t.ex. möta kontrollrumsverksamhetens behov.

Övriga pågående utvecklingsprojekt

Övriga utvecklingsprojekt omfattar ett tjugotal projekt som i första hand handlar om att göra uppdateringar och utvecklingar av befintliga IT-system utan avgörande betydelse för systemutvecklingsplanen.

Övriga ej påbörjade utvecklingsprojekt

Utvecklingen av verksamhetsprocesser och digitala lösningar på Svenska kraftnät har accelererat kraftigt under de senaste åren. Den ökade utvecklingstakten har syftat till att möta såväl systemutmaningar, ökade krav utifrån ett totalförsvarsperspektiv samt nya europeiska regelverk.

Bedömningen är att utvecklingstakten kommer kvarstå på samma höga nivå även de kommande fem åren, och att investeringar kommer krävas inom samtliga områden som beskrivs i kapitel Digital utveckling: digitala anläggningar, effektivt beslutsstöd och automatisering, internationella plattformar, datadriven verksamhet, framtidssäkrad IT samt hög säkerhet och kontinuitet.

⁷³ www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar--elmarknad/elmarknadshubben/om-elmarknadshubben





0 100 200 km

Transmissionsnätet för el 2021

Det svenska transmissionsnätet för el består av ca 16 000 km kraftledningar, drygt 175 transformator- och kopplingsstationer samt utlandsförbindelser med både växel- och likström.

- 400 kV-ledning
 - 275 kV-ledning
 - 220 kV-ledning
 - Likström (HVDC)
 - Utlandsförbindelse med lägre spänning än 220 kV
 - ⋯ Förberedelse/entreprenadfas
 - Vattenkraftstation
 - ▲ Värmekraftstation
 - ✈ Vindkraftpark
 - Transformator/kopplingsstation
- Förnyelser av befintliga ledningar visas ej på kartan





Svenska kraftnät
Tel: 010-475 80 00
Fax: 010-475 89 50
www.svk.se
E-post: registrator@svk.se