EN STATUSUPPDATERING OM LÄGET I KRAFTSYSTEMET

SYSTEMUTVECKLINGSPLAN 2020–2029

SVENSKA KRAFTNÄT

OM SVENSKA KRAFTNÄT

Svenska kraftnät är ett statligt affärsverk med uppgift att förvalta Sveriges transmissionsnät för el, som omfattar ca 17 000 kilometer ledningar för 400 kV och 220 kV med stationer och utlandsförbindelser. 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.

Fotografer: Tomas Ärlemo och Kristofer Samuelsson

OFTA ANVÄNDA FÖRKORTNINGAR FÖR EUROPEISK LAGSTIFTNING[1] OCH STÖDTJÄNSTER

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
Övriga	
RP	Riskberedskap inom elsektorn

Stödtjänster

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
FFR	Snabba frekvensreserver (Fast Frequency Reserves)

Förbrukningsfrånkoppling	
AFK	Automatisk förbrukningsfrånkoppling

[1] Benämningar och förkortningar på Europeiska förordningar är de som används av Energimarknadsinspektionen, https://www.ei.se/sv/for-energiforetag/el/Natforeskrifter-och-kommissionsriktlinjer-for-el/

FÖRORD

Det har nu gått två år sedan Svenska kraftnät presenterade Systemutvecklingsplan 2018–2027 i november 2017. Det var den första samlade presentationen av hur vi ser på de utmaningar kraftsystemet står inför och vilka lösningar som behövs för att hantera dem. Den här utgåvan av systemutvecklingsplanen ger en statusuppdatering av läget i kraftsystemet, där vi uppdaterar och utvecklar de områden som vi berörde i Systemutvecklingsplan 2018–2027.

Precis som tidigare ser vi en fortsatt snabb omställning av kraftsystemet, som följer av såväl politiska beslut som utveckling av ny teknik, nya användarmönster och helt nya användningsområden för el. Detta ställer både ökade men även delvis andra krav på oss för att säkerställa ett kraftsystem som är säkert, effektivt och rustat för nya utmaningar.

Allt mer väderberoende elproduktion i form av förnybar vind- och solkraft tillförs systemet, samtidigt som delar av den planerbara elproduktionen läggs ner. Denna förändring i produktionsmixen leder till ändrade egenskaper i kraftsystemet, något som kräver nya lösningar och förhållningssätt för att säkerställa såväl driftsäkerhet som leveransförmåga. Detta är utmaningar som ställer stora krav på hela elbranschen, inte bara på Svenska kraftnät.

Det är inte enbart de tekniska förutsättningarna som förändras. Under 2019 godkändes också EU:s nya marknadspaket, ”Ren energi för alla i Europa”, som kompletterar och till viss mån ersätter dagens tredje inre marknadspaket som trädde i kraft år 2009. Det nya regelverket är omfattande, det berör såväl marknads- och produktions- som beredskapsfrågor, och ett arbete pågår med att genomföra de nya reglerna.

Svenska kraftnät har för åren 2020–2029 planerat för reinvesteringar på ca 20 miljarder kronor för att hantera ett nät som är i behov av förnyelse, samtidigt som vi genomför utbyggnader för drygt 30 miljarder kronor för att täcka identifierade behov. Det är bland annat förstärkningar av kapaciteten från norr till söder genom NordSyd-programmet, på västkusten och i storstadsregionerna. Till det kommer stora investeringar på ca 6 miljarder kronor i utveckling av huvudsakligen IT-system. De stora investeringsvolymer vi planerar för medför i sig ökade krav och utmaningar för Svenska kraftnät och kommer i kombination med ökade kostnader för systemdriften också att leda till ofrånkomliga tariffökningar.

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. Här kommer våra samverkansråd med elbranschens aktörer vara viktiga, men dialog och samverkansformer kommer behöva utvecklas även med kommuner, länsstyrelser och andra intressenter som påverkar, och påverkas av, hur elektrisk infrastruktur ska kunna utvecklas på effektivast sätt.

Stora delar av den utveckling som sker, och de utmaningar som följer av detta, delas av våra nordiska grannar men även med resten av Europa. 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.

Vikten av en säker elförsörjning för ett välfärdssamhälle och en industrination som Sverige kan inte nog betonas. Det gäller inte minst mot bakgrund av energiomställningen, digitaliseringen och ett försämrat säkerhetspolitiskt läge i vår omvärld. Denna systemutvecklingsplan är avsedd att bidra till ökad kunskap om vårt uppdrag, våra utmaningar samt de lösningar vi planerar för

och de vi har beslutat. Svenska kraftnät ska inte ensamt lösa kraftsystemets utmaningar, det ska ske tillsammans med branschen och andra relevanta aktörer. Jag hoppas att såväl generalisten som den tekniska experten ska finna värdefull och intressant läsning i denna rapport och ser fram emot en konstruktiv dialog rörande våra gemensamma utmaningar framöver.

Sundbyberg den 18 december 2019

LOTTA MEDELIUS-BREDHE
Generaldirektör, Svenska kraftnät

INNEHÅLL

FÖRORD 4

1 INTRODUKTION 10
1.1 Omställningen av energisystemet sker i snabb takt 12
1.2 Kapacitetsbrist 13
1.3 Samråd, tillståndsprocessen och samverkan 18
1.3.1 Samverkan med externa parter 19
1.3.2 Elmarknadshubben 20
1.4 Samhällsekonomisk lönsamhetsbedömning 21

2 LEVERANSSÄKERHETEN OCH DESS ROLLER 23

3 SCENARIER OCH EFFEKTTILLRÄCKLIGHET PÅ LÄNGRE SIKT 27
3.1 Långsiktsscenarierna i LMA2018 jämfört med scenariot i Systemutvecklingsplan 2018–2027 28
3.2 Effekttillräcklighet 29
3.2.1 Räcker effekten till? 31

4 EU:S INRE ENERGIMARKNAD 33
4.1 Ren energi för alla i Europa 33
4.1.1 Direktiv om gemensamma regler för den inre marknaden för el 34
4.1.2 Förordning om inre marknaden för el 34
4.2 Kommissionsförordningar (Nätkoder) 36
4.3 Anslutningsförordningar 37
4.4 Marknadsförordningar 37
4.4.1 Kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning, CACM 37
4.4.2 Förhandstilldelning av kapacitet, FCA 38
4.4.3 Balanshållning avseende el, EB 38
4.5 Driftförordningar 38
4.5.1 Drift av elöverföringssystem, SO 38
4.5.2 Nödsituationer och återuppbyggnad, ER 39
4.6 Riskberedskap inom elsektorn, RP 40

5 KRAFTSYSTEMSTABILITET 45
5.1 Förändringar i kraftsystemet som påverkar stabiliteten 46
5.2 Frekvensstabilitet 47
5.2.1 Genomförda och pågående aktiviteter 48
5.2.2 Planerade aktiviteter 49
5.3 Spänningsstabilitet 50
5.3.1 Genomförda aktiviteter 50
5.3.2 Pågående aktiviteter 52
5.3.3 Planerade aktiviteter 52
5.4 Rotorvinkelstabilitet 52
5.4.1 Genomförda aktiviteter 53
5.4.2 Pågående aktiviteter 54

6 BALANSERING 57
6.1 Nordisk balanseringsmodell 59
6.1.1 Beskrivning av balanseringsprocessen 60
6.1.2 Dimensionering av FRR 60
6.1.3 FRR kapacitetsmarknad 61
6.1.4 Snabb aktiv störningsreserv 62
6.1.5 FRR balansenergimarknad 62
6.1.6 Avräkning 63
6.2 Införandet av nya roller, BSP och BRP 63
6.3 Utveckling av frekvenshållningsreserver 64

7 DAGEN FÖRE- OCH INTRADAG-MARKNADERNA 67
7.1 Förändrade kapacitetsberäkningsmetoder 68
7.1.1 Ren energipaketet och kapacitetsallokering 68
7.2 Elområdesöversyn 69
7.3 Marknadskoppling för intradag-handel 70
7.4 Förutsättningar för effektreserven 71

8 NÄTUTVECKLING 75
8.1 Förändringar mot Systemutvecklingsplan 2018–2027 76
8.2 Drivkrafter för nätutvecklingen 76
8.2.1 Anslutningar 77
8.2.2 Marknadsintegration 79
8.2.3 Systemförstärkningar 80
8.2.4 Reinvesteringar 80
8.3 Större investeringar i transmissionsnätet under 2020–2029 81
8.3.1 Kapaciteten mellan Sverige och Finland 81
8.3.2 Hansa PowerBridge 81
8.3.3 Långbjörn–Storfinnforsen 82
8.3.4 Området runt Midskog samt Midskog–Järpströmmen 82
8.3.5 NordSyd 82
8.3.6 Stockholms Ström och Storstockholm Väst 84
8.3.7 Förnyelse av ledningar på västkusten och i Skåne 85
8.3.8 Skogssäter–Stenkullen 85
8.3.9 Åtgärder för bibehållen förmåga till spänningsreglering på västkusten 85
8.3.10 Ekhyddan–Nybro–Hemsjö 85

9 FINANSIELL UTVECKLING 89
9.1 Investeringsvolymer 89
9.2 Hänt de senaste två åren inom ekonomiområdet 90
9.2.1 Nya förlängda avskrivningstider för vissa anläggningskomponenter 90
9.2.2 Miljökostnader 90
9.3 Finansieringskällor 91
9.4 Förutsättningar och utmaningar för finansiell planering 91
9.4.1 Avkastningskrav, utdelning och intäktsram 91
9.4.2 Avskrivningskostnader och räntekostnader 91
9.4.3 Kapacitetsavgifter 92
9.5 Finansiell ställning 92
9.5.1 Intäktsbehov från transmissionsnätskunder 93
9.5.2 Intäktsbehov från balansansvariga parter 93

ORD- OCH BEGREPPSFÖRKLARINGAR 94

10-ÅRSPLAN NÄTINVESTERINGAR 101
Stockholms Ström och Storstockholm Väst 104
Västkustpaketet 106
NordSyd 108
Anslutningar under övervägande 110
Projekt i elområde SE1 112
Projekt i elområde SE2 114
Projekt i elområde SE3 118
Projekt i elområde SE4 122
Ledningsrevisioner och övriga projekt 122

STORA VERKSAMHETSPROJEKT 125

KARTOR
Karta över elområden 128
Karta över transmissionsnätet 129

MAXI

INTRODUKTION

1 INTRODUKTION

Det har nu gått två år sedan Svenska kraftnät i slutet av 2017 publicerade Systemutvecklingsplan 2018–2027. Systemutvecklingsplanen togs fram som ett svar på behovet att tydligt komplettera de tidigare nätutvecklingsplanerna med de utmaningar som omställningen av energisystemet medför. Planen lyfte också fram de lösningar som är nödvändiga för att hantera utmaningarna och det arbete som behöver utföras för att nå dit.

Vi kan konstatera att omställningen av energisystemet fortsätter utan avgörande förändringar av inriktning. Det medför att allt mer förnybar elproduktion i form av vind- och solkraft tillförs systemet samtidigt som den förväntade avvecklingen av kärnkraft i Sverige ser ut att genomföras enligt tidigare antaganden. Följden blir att andelen planerbar produktion i kraftsystemet fortsätter att minska. Prognoserna för den framtida förbrukningen visar på en förväntat kraftig ökning genom elektrifiering av industri och transporter samt etablering av nya näringar. På ett övergripande plan innebär det att de stora utmaningar för kraftsystemet som vi lyfte fram för två år sedan i det stora hela fortsatt är de samma:

> Kraftsystemet behöver anpassas för att kunna drivas med tillräcklig teknisk stabilitet.
> Balanseringsprocessen behöver förbättras för att säkerställa frekvenshållningen.
> Elmarknaden behöver utvecklas för att ge förutsättningarna för långsiktig effekttillräcklighet.
> Nätets överföringskapacitet behöver öka vilket har accentuerats allt mer de senaste åren.

Vi har därför valt att i den här utgåvan av Svenska kraftnäts systemutvecklingsplan lämna en statusuppdatering om läget i kraftsystemet genom att beskriva det pågående arbetet och de utmaningar som driver det utifrån den, problembeskrivning som utgjorde kärnan i Systemutvecklingsplan 2018–2027. Den del av planen som rapporterar pågående och kommande nätinvesteringar utgör dock den kompletta nätutvecklingsplanen för perioden 2020–2029.

Det finns dock ett tydligt behov av att också föra en öppen diskussion runt förutsättningarna för framtida nätutvecklingsbehov i transmissionsnätet. För att ge det arbetet det utrymme som krävs har vi redan påbörjat arbetet med nästa systemutvecklingsplan. Avsikten är att den tydligare även ska adressera frågan runt hur transmissionsnätet behöver utvecklas för att möta kraven som kommer att ställas på det i ett perspektiv fram mot 2040–2050 och vilka konsekvenser det får för Svenska kraftnäts verksamhet. Hit hör bland annat frågor rörande hur dialogen med de nätägare som ansluter till transmissionsnätet ska utvecklas så att vi tidigare och tydligare än i dag får kännedom om deras behov och vilka ansökningar om uttagskapacitet Svenska kraftnät har att vänta sig. Det finns också flera andra ämnen som har stor inverkan på kraftsystemet och vår verksamhet men, som inte tidigare har lyfts fram i systemutvecklingsplanerna som vi hoppas kunna beröra. Ett av dem är på vilket sätt totalförsvarets behov kommer att påverka kraftsystemet och dess framtida utformning. Ett annat är den omfattande digitalisering som pågår för att hantera energiomställningen och den allt större betydelse IT-systemen har i kraftsystemet med de utmaningar som det faktiskt medför, både avseende resurser och kompetens men också för kraven på informationssäkerhet.

I denna systemutvecklingsplan introducerar vi en del nya begrepp på några av de mest centrala företeelserna i planen. De ersätter en del väl etablerade begrepp men vi vill göra en anpassning till den begreppsvärld som används i den allt mer betydande europeiska lagstiftningen och också rätta till en felaktig benämning. Övergången till de nya begreppen kommer dock att ta lite tid att införa i all vår kommunikation, men det här är de korrekta begreppen som kommer att användas framöver:

> **Transmissionsnät:** Det nät som ägs av staten och förvaltas av Svenska kraftnät ska för att stämma överens med Ellagens definition och begrepp inte längre kallas stamnät utan transmissionsnät.

> **Stödtjänst:** De tjänster som behövs för att stödja kraftsystemet i t.ex. balansering av effekt har tidigare kallats för systemtjänster men kommer framöver att benämnas stödtjänster.

> **Rotationsenergi:** Det korrekta namnet på den energi som finns lagrad i elproduktionsanläggningarnas roterande maskiner är rotationsenergi. Tidigare har begrepp som inertia eller svängmassa använts, men rotationsenergi är det begrepp vi kommer att använda framöver.

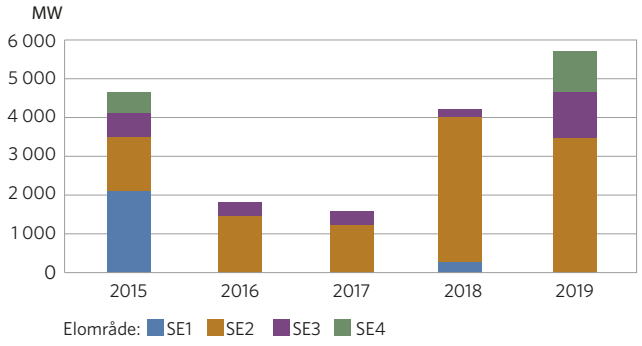
1.1 Omställningen av energisystemet sker i snabb takt

Omställningen av energisystemet sker i allt väsentligt på det sätt som vi tidigare har beskrivit. Rent konkret innebär det bland annat att vi ser fortsatt stora volymer ansökningar om att ansluta ny vindkraftsproduktion. Tidigare var det vanligt att många av de anslutningsutredningar vi genomförde inte ledde till att mer förnybar produktion faktiskt anslöts. Vår tolkning är att det ofta var brist på lönsamhet som ledde till att de slutliga investeringsbesluten uteblev. Detta börjar nu ändras och vi ser en klar tendens till att allt fler projekt genomförs. Bedömningen är nu att kostnaden för landbaserad vindkraft har sjunkit så lågt att projektörerna inte är beroende av subventioner genom certifikatsystemet för att få lönsamhet i de mest effektiva projekten.

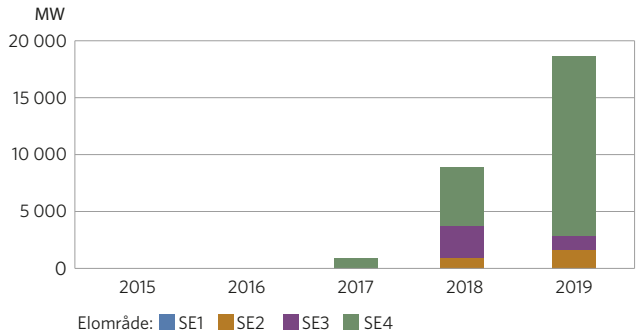
Den havsbaserade vindkraften har inte riktigt nått dit ännu men förväntan om avsevärda subventioner genom att kostnaden för nätanslutningar ska täckas av Svenska kraftnät, och därmed av elnätskunderna, har lett till att vi fått ansökningar om avsevärda volymer i södra Sverige. Vi har tidigare ställt oss frågande till en oprioriterad subvention på det sätt som föreslagits[2] eftersom vi anser att det kan leda till höga kostnader för nätkunderna, kostnadsökningar som kan minskas om subventioner för havsbaserad vindkraft beviljas för de mest kostnadseffektiva parkerna i första hand.

Diagrammen nedan visar mängden ansökningar som inkommit till oss de senaste fem åren.

Landbaserad vindkraft



Havsbaserad vindkraft

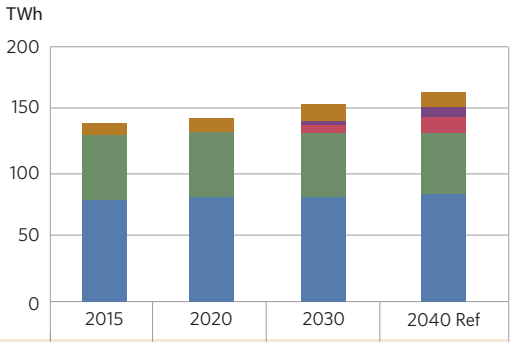


Figur 1 och 2: Diagrammen visar den mängd, i MW, ansökningar om anslutning av land- respektive havsbaserad vindkraft som inkommit till Svenska kraftnät de senaste fem åren (t.o.m. oktober 2019) geografiskt uppdelat mellan elområdena.

Avvecklingen av den planerbara elproduktionen fortsätter också. Av speciell betydelse för kraftsystemet är avvecklingen av kärnkraftverken eftersom de inte enbart bidrar med effekt till kraftsystemet utan också med rotationsenergi och spänningsreglering (se vidare kapitel 5). Oskarshamn 1 och 2 stängdes av innan Systemutvecklingsplan 2018–2027 publicerades i slutet av 2017 och Ringhals 1 och 2 kommer att stängas av under 2020 respektive 2019 enligt de besked som finns. De senaste åren har det på vissa håll också aviserats nedläggning av kraftvärmeverk till följd av minskande lönsamhet. Det som gör detta speciellt besvärligt ur ett kraftsystemperspektiv är att dessa anläggningar bidragit med effekt där och när den behövs som mest; inne i storstadsregionerna under vintern. Följden har blivit ett plötsligt, i stort sett oförutsett, behov för regionnätsbolagen som matar städerna att öka sina uttag från transmissionsnätet vilket inte har varit möjligt att lösa med så kort varsel. Mer om detta nedan.

Den totala elförbrukningen förväntas öka i Sverige, mycket till följd av en ökad elektrifiering kopplad till klimatomställningen. Referensscenarierna vi tar fram för 2040[3] visar att dagens dryga 140 TWh förbrukning kan komma att öka till knappt 165 TWh. Ökningen kommer huvudsakligen från elbilar och ny typ av elintensiv industri medan hushåll och servicesektorn samt den industri som inte varit aktuell för elektrifiering ligger kvar på dagens nivåer, mycket tack vare den energieffektivisering som modern teknik inneburit. Det finns andra bedömningar där elförbrukningen förespås bli betydligt högre fram mot 2040, speciellt genom antaganden om en mer omfattande elektrifiering. Detta är något som vi tar med oss i kommande scenarioarbete.

Elförbrukning i Sverige



	2015	2020	2030	2040 Ref
Distributionsförluster	10	10	10	11
Elbilar	0	0	4	9
Ny Industri	0	0	8	13
Industri	51	50	50	49
Hushåll/service/transport	80	82	82	81
Totalt	**141**	**142**	**153**	**163**

Figur 3: Diagram över elförbrukningen i Sverige fram till 2040 i referensscenariot, uppdelat på olika förbrukningsgrupper.

Följden av den relativt stora förbrukningsökningen och förändringarna i elproduktionen är att det förväntade framtida elenergiöverskottet kommer att sjunka från runt 20 TWh till ca 10 TWh till 2040. Avvecklingen av vissa typer av planerbar elproduktion har antagits ske till 2040 men den förväntas att energimässigt ersättas mer än fullt ut av förnybar elproduktion från främst vindkraft men också från solenergi. Trots det minskade energiöverskottet förväntas planerade förbindelser till utlandet att ha en hög lönsamhet. Lönsamheten drivs av de stora prisskillnader som blir följden av en större mängd förnybar väderberoende produktion och de ökande variationer i producerad effekt det ger upphov till. Den förändring som sker i elproduktionen, och dess möjlighet att leverera under perioder när förbrukningen är som störst, leder också till ett ökat fokus på effekttillräckligheten på nationell nivå. Även denna aspekt bidrar till lönsamheten hos utlandsförbindelser på lång sikt.

Den stora mängd havsbaserad vindkraft som kan komma att byggas i framförallt södra Sverige kommer att påverka utvecklingen av transmissionsnätet. Vår bedömning är att det inte kommer att få en avgörande effekt på behovet av utlandsförbindelser. Det utgår från antagandet att mängden energiöverskott inom landet, oavsett var havsbaserad vind lokaliseras, förenklat påverkar det genomsnittliga elpriset och därmed den totala mängd vindkraft som är lönsamt att bygga. Om den havsbaserade vindkraften däremot leder till en stor omfördelning mellan tillkommande vindkraft från norr till söder finns anledning att se över om det påverkar överföringsbehoven inom landet och därmed våra åtgärder. Vi följer därför utvecklingen noga och genomför olika känslighetsanalyser för att belysa hur den geografiska lokaliseringen påverkar motiv och lönsamhet.

1.2 Kapacitetsbrist

Under det senaste året har det förts en omfattande debatt kring vad som uttryckts som bristande kapacitet i transmissionsnätet till våra största förbrukningsområden. Behoven är tydliga, tillväxt behöver kunna ske genom nya näringar och en ersättning av fossila bränslen med el för att ge en minskad klimatbelastning ska inte hindras. Det som är grunden till den uppkomna situationen i vissa områden är skillnaden mellan hur snabbt behovet ökar i förhållande till den tid det tar att genomföra de åtgärder, antingen i nätet eller för att tillföra mer produktion, som behövs för att öka möjligheten till att ansluta ytterligare förbrukning. Detta ökande behov kan ha sin orsak i såväl regionala eller lokala politiska policybeslut som en väntad befolkningsökning eller ny industri. Vi återkommer till detta längre ner.

Det är i grunden två förutsättningar som i det här sammanhanget måste vara uppfyllda för att samhällets behov av el ska kunna uppfyllas: det måste finnas el i tillräcklig omfattning och, om den inte produceras på samma plats som den förbrukas, så måste den kunna överföras till användarna. Tillgången på el är något som Svenska kraftnät inte kan påverka annat än indirekt, däremot är vi ansvariga för att tillräcklig överföringskapacitet finns på nationell transmissionsnätsnivå. För att bedöma hur mycket kapacitet som behövs använder vi våra långsiktiga elmarknadsanalyser men vi är också beroende av att bland annat regionnätsägarnas prognoser över framtida uttagsbehov från transmissionsnätet är väl underbyggda och att ansökningar om ökat uttag kommer i tillräckligt god tid.

Den el som förbrukas i Sverige kommer till största delen från inhemsk produktion. Det rör sig om vattenkraft och vindkraft i norra delen av landet samt kärnkraft i söder. Det har också funnits, och finns fortfarande, en del elproduktion inne i städerna som bidragit till att lokalt försörja delar av förbrukningen. I perioder när den inhemska produktionen tillfälligt minskar har import från våra grannländer, via de utlandsförbindelser som Svenska kraftnät ansvarar för, täckt upp underskottet. Det allt större beroendet av import under vissa perioder berör vi separat i kapitel 3.2. Eftersom elproduktionen, och importen, i huvudsak är placerad långt från de stora förbrukningsområdena behöver elen överföras dit.

När omställningen av energisystemet satte i gång på allvar och större mängder vindkraftsproduktion började anslutas, i kombination med en europeisk elmarknadsutveckling, låg fokus för nätutvecklingen på hur det allt större energiöverskottet skulle kunna exporteras. Det ledde till att flera nya utlandsförbindelser tillkom i södra delen av Sverige samt att transmissionsnätet inne i landet förstärktes för att hantera de ökade flödena genom landet. Behovet inom landet var dock relativt oförändrat med en i huvudsak oförändrad förbrukningsnivå. Det är först på senare år som behovet av att också öka kapaciteten till storstäderna och andra förbrukningsområden uppstått.

Det som ändrat bilden är dels en kraftigt ökad förbrukning i storstäderna och dels det senaste årets plötsliga besked om att lokal produktion kommer att läggas ner med kort varsel. Förbrukningsökningen beror främst på en stark urbanisering och att helt nya elintensiva verksamheter tillkommit, som serverhallar med ett effektbehov på upp mot 300–500 MW, vilket motsvarar effektbehovet i en stad av Västerås storlek. Detta innebär i praktiken att en regionnätsägare med kort varsel kan sakna flera hundra MW kapacitet i sitt nät, vilket behöver ersättas med el producerad längre bort och överföras via det redan fullt utnyttjade transmissionsnätet. Här finns ett tydligt behov av en förbättrad regional samverkan runt framtida elbehov och andra förändringar så att bättre långsiktiga prognoser kan ligga till grund för nätutvecklingen men också för att i möjligaste mån behålla den produktion som finns i direkt närhet till förbrukningscentra.

[2] https://www.regeringen.se/remisser/2015/06/remiss-av-energimyndighetens-rapport-havsbaserad-vindkraft/
https://www.regeringen.se/remisser/2017/03/remiss-av-statens-energimyndighets-rapport-om-havsbaserad-vindkraft/
[3] Svenska kraftnät 2019: Långsiktig marknadsanalys 2018 - Långsiktsscenarier för elsystemets utveckling fram till 2040

I dag finns det goda möjligheter att ansluta ny produktion och förbrukning i stora delar av landet där endast lokala åtgärder kopplat till själva anslutningen behövs. Det finns däremot utmaningar att på kort sikt möta behovet av kapacitet, speciellt i region Stockholm, Uppsala, Malmö och Mälardalen.

Svenska kraftnät genomför nu en serie åtgärder för att hantera den uppkomna kapacitetsbristen på lång sikt men också för att med mer kortsiktiga lösningar kunna tillåta vissa ökningar innan nya ledningar är på plats.

I Stockholmsområdet har vi sedan länge långsiktiga förstärkningsåtgärder på väg genom investeringspaketen Stockholms Ström och Storstockholm Väst. När dessa är genomförda runt 2028 kommer transmissionsnätet att ha tillräcklig kapacitet för att möta behovet för lång tid framöver. Vi undersöker också om det finns andra åtgärder som kan vidtas snabbare och också om det är lämpligt att införa ett eget elområde för Storstockholm, se vidare kapitel 7.2.

I området runt Uppsala och Västerås kommer kapaciteten att ökas i samband med de åtgärder som genomförs inom NordSyd-paketet. De första åtgärderna är redan beslutade där vi genom att byta till högtemperaturlinor kommer att öka kapaciteten på enskilda ledningar fram till dess att dessa ersätts helt av den nya nätstrukturen. Sammantaget beräknas åtgärderna leda till en ökning med ca 200 MW. Detta beräknas vara klart 2021 och täcker behovet i området runt Västerås, men endast en del av Uppsala läns behov. De mer långsiktiga åtgärderna beräknas vara klara runt 2030.

För att öka kapaciteten till Malmöområdet har vi tidigarelagt ett par ledningsförnyelser inom västkustpaketet. Den första av dem planeras till 2021 men kapacitetsbristen löses inte ordentligt förrän ytterligare två ledningar har förnyats till 2024. För närvarande arbetar vi med en åtgärdsplan för att kortsiktigt hantera den lokala kapacitetsbristen och som kan medge ett högre uttag till dess att ledningsförnyelserna är klara. Åtgärdsplanen innebär att vi inför en temporär lösning för hantering av fel på de ledningar som matar området. Åtgärderna omfattar bland annat uppgradering till tvåbrytaranslutning av systemtransformatorer, framtagande av en beredskapsplan och installation av mätning för dynamisk ledningskapacitet.

Vi välkomnar också initiativ och lösningar som innebär att regionnätsägarna i de berörda områdena begränsar sina uttag genom att säkerställa att befintliga produktionsanläggningar i området förblir tillgängliga och producerar el under de högsta förbrukningsperioderna. Detta är något som nu också skett i Stockholm och Malmö, vilket bidrar till att hantera utmaningarna med de ökade elbehoven där. En annan lösning för regionnätsägarna är att se till att införa flexibilitet i förbrukning för att begränsa den under de mest ansträngda perioderna så att uttaget inte överstiger det tillåtna. På så sätt kan ytterligare förbrukning anslutas och användas under den allra största delen av året när övrig förbrukning, som hushåll, inte når sina maximala nivåer. Här är det värt att nämna projektet CoordiNet[4] där Svenska kraftnät tillsammans med Vattenfall Eldistribution och E.ON. Energidistribution utvecklar en marknadsplattform för att göra det möjligt för regionnätsägarna att aktivera lokal flexibilitet.

[4]https://coordinet-project.eu/
https://www.svk.se/om-oss/nyheter/allmanna-nyheter/2019/flexibilitet-ar-en-av-nycklarna-for-att-mota-kapacitetsbristen/

EL, ENERGI ELLER EFFEKT?

I den offentliga debatten används olika begrepp för att diskutera de utmaningar som kraftsystemet står inför. Många gånger är de begrepp som används inte tillräckligt precisa för att de olika synpunkterna inte ska riskera att missförstås. Vi vill därför försöka att klargöra vad vi menar med de begrepp som Svenska kraftnät använder när vi diskuterar utmaningarna i kraftsystemet.

I den beskrivning som ges här, och i all annan kommunikation från oss, skiljer vi på energi och effekt som kan förklaras så här:

Elenergi, eller energi, vilket är det begrepp som vanligen används, är den mängd el som produceras eller förbrukas under en tidsperiod t.ex. ett år, oavsett när under året det sker.

Eleffekt, eller bara effekt, är den mängd el som produceras och förbrukas i varje ögonblick.

Elbrist kan avse antingen en brist på **elenergi** eller **eleffekt**. Sverige har ett stort överskott på elenergi som exporteras årligen. Däremot visar de analyser som Svenska kraftnät gör varje år att effektbalansen, eller tillgången på eleffekt, successivt har försämrats under de senaste fem åren. Sverige har i dag ett underskott på effekt under de kallaste timmarna under året och måste förlita sig på import.

Vad är skillnaden på effektbrist och kapacitetsbrist?

Med **effektbrist** menar vi den situation som kan uppstå då det inte finns tillräckligt med el för att möta förbrukningen i Sverige eller inom något av de fyra elområden som Sverige är uppdelat i. **Kapacitetsbrist** används för att beskriva svårigheten att, trots att det finns tillräckligt med eleffekt i systemet i stort, överföra den till kunderna inom ett mer avgränsat geografiskt område och då speciellt till förbrukningscentra som storstäder och till andra större uttagskunder som serverhallar eller annan ny elintensiv industri. Det kan också finnas brist på överförings-kapacitet i transmissionsnätet mellan elområden och länder, något som i den här beskrivningen inte kallas kapacitetsbrist.

När ser vi en risk för att effektbrist respektive kapacitetsbrist kan uppstå?

Risk för effektbrist uppstår när elmarknadens utbud inte kan möta efterfrågan i ett elområde. Det innebär att oavsett hur högt priset blir finns det ingen ytterligare produktion att starta och ingen mer el att importera på förbindelserna till området, antingen på grund av att de redan är fullt utnyttjade eller för att ingen eleffekt finns att köpa i angränsande område. Det sker inte heller någon ytterligare frivillig, kostnadsbaserad, reduktion av förbrukningen.

Det som utmärker ett område som riskerar att begränsas av kapacitetsbrist, som en storstad, är att det har samma elpris som kringliggande regioner och där alltså elpriset inte ändras lokalt när efterfrågan ökar. Det är då enbart överföringen till området som begränsar hur mycket som kan förbrukas där, om ingen annan mekanism ser till att mer eleffekt kan tillföras.

Skulle införande av elområden i storstäderna lösa kapacitetsbristen?

Ja, i princip bör det bli så. Det finns däremot en tydlig baksida med en sådan lösning. Hela poängen med elområden är att elpriset ska gå upp när kapaciteten inte räcker till för att dyrare produktion ska starta och om det inte räcker, för att förbrukningen ska reduceras. Finns det ingen elproduktion som kan startas blir det förbrukningen som ska stå för hela reduktionen. Den reduktion som avses är alltså skillnaden mellan den ”önskade” förbrukningen och den som kan tillåtas med bibehållen leveranssäkerhet. För att det ska ske i tillräckligt stor omfattning måste sannolikt elpriset bli mycket högt. Detta leder i sin tur till att det på sikt riskerar att bli så höga årsmedelpriser att det blir för dyrt att etablera ny verksamhet i området, för dyrt att ladda sin elbil etc. Samhällskonsekvensen av detta kan komma att bli avsevärda så det finns anledning att vara försiktig med införande av för små elområden. Det finns också många marknadsutmaningar och risker med små elområden: risk för missbruk av dominerande ställning om endast en eller få aktörer finns, risk för att priskänsligheten hos förbrukningen är så låg att ingen reduktion sker trots att priset ökar kraftigt dvs. kan stora grupper kunder ha avtal med fast elpris? Det är många frågor som behöver analyseras djupare innan nya elområden införs och en sådan utredning kommer vi att göra för bland annat Storstockholmsområdet. Se vidare kapitel 7.2.

Vad händer när det faktiskt uppstår brist på effekt?

I vår roll som systemansvarig kommer Svenska kraftnät inte att tillåta att det uppstår brist på effekt i driftögonblicket. Om det inte finns produktion nog för att täcka förbrukning i hela kraft-

systemet i varje ögonblick kommer frekvensen att sjunka. De stödtjänster och reserver som vi har handlat upp eller beordrat kommer då att aktiveras för att tillföra mer effekt, eller minska förbrukningen. Om det inte räcker och underskottet, och därmed frekvenssänkningen, fortsätter att öka kommer till slut förbrukning att kopplas bort, automatiskt och manuellt. Balansen mellan förbrukning och produktion återställs då.

Om bristen endast uppstår i ett lokalt underskottsområde, där det råder brist på produktion, är det istället överföringskapaciteten till området som riskerar att inte räcka till, det vi kallade kapacitetsbrist ovan, snarare än tillgången på produktion i hela systemet. När underskottet ökar kommer allt mer effekt att föras dit genom elnätet och överskrider till slut de tillåtna nivåerna. Om det då inträffar ett fel på någon av ledningarna kommer de kvarvarande ledningarna att bli överlastade, och i sin tur kopplas bort, om inget görs. Detta resonemang är grunden i all nätdimensioneringspraxis världen över; elnätet måste alltid klara överföringen om en ledning får ett fel och kopplas bort, det s.k. N-1-kriteriet. När överföringen till underskottsområdet blir så stort att den överskrider överföringskapaciteten kommer åtgärder att vidtas för att sänka överföringen. Även här är det i sista hand, om inga andra åtgärder kan vidtas, aktuellt att kontrollerat koppla bort förbrukning för att säkerställa att inte hela området kollapsar om ett fel uppstår.

Hur kan man ha ett energiöverskott och samtidigt effektbrist?

Det finns inget motsatsförhållande i att vi samtidigt kan ha ett stort elenergiöverskott över året, och perioder då vi har ett stort eleffektunderskott. Elenergiöverskottet innebär helt enkelt att vi sammantaget under hela året producerat mer än vad vi konsumerat, oberoende av när under året det skett. Under året kan det däremot ha funnits vissa perioder, vanligen under vintern, när den effekt som produceras inte är tillräcklig för att täcka förbrukningen. De utmaningar och lösningar vi beskriver i systemutvecklingsplanen är i stor grad kopplade till svårigheten att hålla producerad och förbrukad effekt lika i just de ögonblicken.

Har det något att göra med vad som är planerbar och oplanerbar elproduktion?

Ja, till viss grad. Det vi menar med planerbar elproduktion är att vi i förväg med stor säkerhet kan anta att den kommer att producera den mängd el som planerats. I dagsläget utgörs planerbar elproduktion av elproduktionsanläggningar som har någon form av lagrat bränsle, vattenkraft som har vatten i sina magasin, kärnkraftverk som använder kärnbränsle eller kraftvärmeverk som bränner biomassa, men det kan framöver bli andra typer av produktionsanläggningar. Det som i första hand är aktuellt i dagsläget är batterilager och elproduktion som använder gas som producerats när det finns ett överskott på el. Oplanerbar elproduktion är då det omvända: elproduktionsanläggningar som producerar den mängd el som deras ”bränsle” ger i varje ögonblick. I dag är det främst solkraft och el från vindkraftverk. Även dessa typer av produktion är till viss del styrbara eftersom de faktiskt kan minska sin produktion men det är ofta inte överskott på effekt som är problemet, utan underskott.

Utmaningen med risk för effektbrist hör ihop med att den oplanerbara elproduktionen inte med lika hög säkerhet kommer att producera el när det är som mörkast och kallast. Erfarenheten visar att den traditionella planerbara elproduktionen kan förväntas leverera 90 procent av sin maxeffekt under de perioderna på året medan vindkraften endast förväntas leverera 9 procent (och el från solpaneler levererar ingenting). Det är detta som är kärnan i varför omställningen av energisystemet leder till att frågan om effekttillräcklighet blir allt viktigare.

1.3 Samråd, tillståndsprocessen och samverkan

Att förbättra samråds- och tillståndsprocesserna är ett av de viktigaste områden Svenska kraftnät arbetar med och vi utvecklar därför ständigt vår hantering av dessa. I samhällsdebatten är fokus ofta på den långa tid det tar att få en ny ledning på plats. Den frågan är naturligtvis av stor vikt för oss men det arbete vi gör för att förbättra processen har inte som enda mål att få den att gå snabbare. Vi vill också få till en aktiv och konstruktiv dialog med de intressenter som är berörda av ett lednings- eller stationsprojekt. Målet är att hitta de totalt sett bästa lösningarna eftersom vi utvecklar transmissionsnätet för samhällets behov. Vi strävar också efter att lokalt fortsätta ha ett gott samarbete med de berörda markägarna även efter att en ledning eller station är byggd. Vi vill därför att de inblandade ska förstå våra utgångspunkter utifrån det uppdrag vi har samt behovet av de ledningar vi bygger. Det är också viktigt att vi kan få förståelse för de teknikval och de stråkval vi behöver göra, även om berörda skulle velat se en annan lösning.

För att skapa så goda förutsättningar som möjligt för att uppnå en ökad förståelse och en effektiv tillståndsprocess, behöver kommuner, länsstyrelser och andra intressenter vara medvetna om att en ökad elförbrukning i många fall också leder till att ny elinfrastruktur behöver byggas. Vi vill återigen trycka på att det är nödvändigt att kommuner inför nya etableringar av bostäder, industri osv. också planerar in var kraftledningar och transformatorstationer kan lokaliseras, precis som man gör för skolor, kollektivtrafik, vägar samt vatten och avlopp. En sådan samplanering är nödvändig för att samhällsutvecklingen ska kunna ske så effektivt som möjligt. I första hand behöver diskussionen ske med de lokala och regionala nätbolagen men för större regioner, som storstadsområdena, behöver också Svenska kraftnät och transmissionsnätet vara en del av planeringen genom ett utvecklat samarbete med de svenska regionerna.

I tillståndsprocessen för nätkoncession är myndighetsdialogen och samrådsprocessen avgörande. De är en förutsättning för att kunna påbörja en tidig konstruktiv dialog med särskilt berörda för att hitta lämpliga sträckningar. En sådan dialog är avgörande för en gedigen tillståndsansökan som går hand i hand med övrig samhällsplanering. Det är under dessa processer som vi, tillsammans med berörda kommuner och länsstyrelser samt andra aktörer som kan ha avgörande intressen, för en tidig dialog om kommande utbyggnad av transmissionsnätet och skapar en gemensam grund för kommande samhällsplanering.

Ett exempel på samplanering är arbetet med Stockholmsregionens långsiktiga utvecklingsplan (RUFS 2050). Under 2016 bjöd Region Stockholm in Svenska kraftnät och andra samhällsbyggande aktörer i regionen till möten och referensgrupper. I den slutliga planen lyfter Region Stockholm transmissionsnätet och hänvisar till länsstyrelsens bedömning att det är att betrakta som ett riksintresse. Det innebär att transmissionsnätet har stor tyngd och prioriteras när olika intressen står mot varandra. En stor vinst med att transmissionsnätets frågor synliggörs är att det ökar möjligheten till en konstruktiv och bra dialog på sikt om det finns en förståelse för frågor som just kapacitetsbrist. Det är en viktig förutsättning för vidare planering för tryggad elförsörjning i samhället. Detta är ett bra exempel som bör kunna tillämpas även i andra regioner.

Figur 4: Processen från utredning till beviljad koncession för en transmissionsnätsförbindelse.

Vi ser att frågor rörande vikten av snabb och effektiv tillståndsprocess fått ökad aktualitet och ser goda förutsättningar att detta ska resultera i en mer ändamålsenlig process. Vi välkomnar därför många av förslagen i Nätkoncessionsutredningen[5] men ser tyvärr att andra, som referensen till Energimarknadsinspektionens förslag om hur lönsamhetskalkyler ska genomföras, riskerar att motverka den tidsbesparing som de positiva delarna av utredningen innebär utan att leda till en bättre och effektivare koncessionsprocess.

I dagsläget räknar vi med att en ny ledning som inte kan utnyttja en befintlig ledningsgata i genomsnitt tar 10–12 år att genomföra från första beslut om att den behövs till dess att den har tagits i drift. Det är i skenet av de stora behoven av förstärkningar i många delar av nätet en för lång tid. Vår bedömning är att om enbart de delar som vi ser som positiva i nätkoncessionsutredningen införs så kan den tiden kortas med uppemot två år till 8–10 år. Även detta är en mycket lång tid ställd mot förväntningarna om att kunna ställa om industriproduktion från fossila bränslen till el, bygga serverhallar eller för den delen nya bostäder. För att uppnå den tidsvinsten krävs att vissa moment i tillståndsprocessen kan hanteras parallellt, specifikt att ledningsförrättning kan inledas innan koncession beviljats. Vi ser därför ett behov av fler initiativ till hur tillståndstiden kan reduceras ytterligare och kommer att göra vårt bästa för att de delar vi råder över genomförs så effektivt som möjligt.

1.3.1 Samverkan med externa parter

Förutom den samverkan som sker inom tillståndsprocesserna för ny elinfrastruktur behöver samverkan även ske med branschens aktörer och intressenter. Sedan tidigare samverkar och samråder vi utifrån många olika frågeställningar och är därför aktiva i ett stort antal forum.

För att skapa struktur och kontinuitet i samverkan har Svenska kraftnät sedan många år knutit till sig branschens aktörer i ett antal råd:

Råd	Deltagare från	Syfte
Dammsäkerhetsrådet Informations- och samrådsorgan för frågor relaterade till dammsäkerhet	Energibranschen, myndigheter och länsstyrelser	Främja dammsäkerhet i Sverige genom vägledning i dammsäkerhetsfrågor, stödja utvecklingen av beredskap för dammhaverier och främja FoU inom dammsäkerhetsområdet.
Elberedskapsrådet Insynsråd med uppgift att bevaka övriga totalförsvarets och elföretagens intressen i frågor om elberedskap	Energibranschen och olika myndigheter	Diskutera frågor av principiell karaktär och större betydelse rörande beredskapsåtgärder, föreskrifter och ålägganden om beredskapsåtgärder.
Elmarknadsrådet Informations- och samrådsorgan i elmarknads- och tariffrågor	Aktörerna på elmarknaden (nominerade av Energiföretagen Sverige och Svenskt Näringsliv)	Behandla frågor om bland annat utvecklingen på svenska, nordiska och europeiska elmarknaden. Det rör tillämpning och utveckling av avtalsvillkor för nyttjande av transmissonsnätet, balansansvarsfrågor, ersättningsfrågor rörande olika stödtjänster samt mätnings- och avräkningsfrågor.
Planeringsrådet [6] Informations- och samrådsorgan för planeringsfrågor	Energibranschen och myndigheter	Diskutera förutsättningar för utbyggnadsplanering som t.ex. regionala effektbehov, ny-, till- och ombyggnad av olika typer av anläggningar, anslutning till transmissionsnätet, dimensioneringskriterier, värdering av driftsäkerhet, transmissionsnätets investeringsplan, kalkylmetoder och kalkylprinciper, effektfrågor, elkvalitet och tekniska anslutningsvillkor.
Driftrådet Informations- och samrådsorgan för systemdriftfrågor	Energibranschen	Diskutera frågor som t.ex. driftledning och driftövervakning, driftsäkerhet och störningsreserver, drift- och underhåll, avbrottsplanering och överföringsbegränsning, systemdriftfrågor i samarbetet med grannländerna, uppföljning av störningar, kontrollsystemfrågor samt spännings- och frekvensreglering.

[5] Betänkande (SOU 2019:30) Moderna tillståndsprocesser för elnät, dnr. I2019/01809/E

[6] En översyn av planeringsrådet pågår för att säkra bättre korttids- och långtidsprognoser från regionnäten för att Svenska kraftnät ska kunna dimensionera ett robust transmissionsnät med rätt kapacitet

I arbetet med att införa den nya nordiska balanseringsmodellen, (NBM), samråder vi regelbundet med berörda aktörer i Norden. Detta ger oss värdefull information för att kunna utveckla NBM i rätt riktning. I vår strävan att öka antalet leverantörer av stödtjänster sker regelbundna avstämningar med elproducenter för att informera om deras möjligheter att vara aktiva på balansmarknaden. Vi kommer framöver att bjuda in till informationsträffar för att öka kunskapen om dessa möjligheter och vad som krävs för att delta.

Svenska kraftnät gör olika analyser och tar fram olika rapporter, t.ex. långsiktig marknadsanalys (LMA), kortsiktig marknadsanalys (KMA), kraftbalansrapporten samt Nordic Grid Development Plan. Vid utvecklingen av scenarierna för t.ex. LMA samverkar vi och genomför workshops med Energimyndigheten och relevanta branschaktörer. De referensscenarier vi använder för nordiska analyser tas fram tillsammans med övriga nordiska systemansvariga för överföringssystem (TSO) (där respektive TSO först samverkar nationellt) i en process där vi ger möjlighet för intressenter att ge inspel till arbetet.

I rollen som systemansvarig för överföringssystemet avser vi att vidareutveckla samordningen mellan oss och de systemansvariga för distributionssystemen (DSO), för att tydliggöra våra respektive roller inom systemansvaret och tillsammans säkerställa ett leveranssäkert kraftsystem.

Basen för den framtida samhällsutvecklingen utgörs av ett kraftsystem med god tillgänglighet och leveranssäkerhet, något som förutsätter ett väl fungerande samarbete mellan många olika aktörer. De områden som vi nämner ovan är några av de olika delar där samverkan är grunden för att kunna bibehålla ett väl fungerande kraftsystem. För att säkerställa det kommer vi därför att framöver intensifiera vår samverkan med berörda parter.

1.3.2 Elmarknadshubben

Svenska kraftnät har i uppdrag av regeringen att utveckla och driva en Elmarknadshubb som möjliggör en elhandlarcentrisk marknadsmodell där elhandelsbolaget blir den primära kontakten för slutkunden. När Elmarknadshubben införs etableras ett nytt verksamhetsområde för Svenska kraftnät som kommer att bidra till effektiviseringar och förenklingar på slutkundsmarknaden i Sverige.

Elmarknadshubben innebär att centralisera all hantering av information gällande avtal, kunder och anläggningar som i dag är spridd över enskilda aktörers IT-system. Kommunikationen mellan nätägare och elhandlare kommer att ske via Elmarknadshubben istället för som i dag mellan aktörerna direkt (”alla-till-alla”).

Elmarknadshubben ska göra det enklare att vara kund på elmarknaden. Syftet är att effektivisera elmarknadens processer, driva digitalisering, öka konkurrensen och skapa möjligheter för nya tjänster. Bakgrunden för svensk del är en vision om en gemensam nordisk slutkundsmarknad. Norge, Danmark och ett flertal länder i Europa har motsvarande hubbar i drift och i Finland pågår ett införandeprojekt. Införandet av Elmarknadshubben i Sverige är beroende av ett nytt regelverk där vi avvaktar beslut. I nuläget är prognosen en tidigaste driftstart i slutet av 2022.

Elmarknadshubben tas visserligen fram och kommer att drivas av Svenska kraftnät, men eftersom många andra parter påverkas sker regelbundna avstämningar i ett flertal grupper med de berörda aktörerna.

Grupp	Deltagare från	Syfte
Verksamhetsgruppen	Verksamhetsexperter från elnäts- och elhandelsföretag	Utvärdera Elmarknadshubbens processer och funktioner utifrån ett regelverks- och marknadsperspektiv.
Migreringsgruppen	Verksamhetsexperter från elnäts- och elhandelsföretag	Utvärderar aktiviteter, specifikationer och system som rör migrering av strukturdata inför Elmarknadshubbens driftsättning.
Integrationsgruppen	IT- och verksamhetsexperter som gör anpassningar av aktörernas system mot Elmarknadshubben	Samverka kring målgruppernas, systemleverantörers och marknadsaktörernas behov utifrån Elmarknadshubbens API och realiserade marknadsprocesser. Syftet är att skapa förståelse för hubbens funktionalitet, ge möjlighet till återkoppling och kvalitetssäkring av funktionalitet och dokumentation samt stödja systemanpassningar.
Referensgruppen	Myndigheter, aktörer på elmarknaden och kundföreträdare	Säkerställa att projekten behandlar viktiga frågor för branschen och elanvändarna.

1.4 Samhällsekonomisk lönsamhetsbedömning

En naturlig del av processen med att bygga nya ledningar är att de ska vara motiverade utifrån en bedömning av om nyttan av investeringen överstiger kostnaderna för densamma. Enligt vårt uppdrag som det är formulerat i vår instruktion ska Svenska kraftnät genomföra investeringar baserat på samhällsekonomiska lönsamhetsbedömningar. Det finns dock ett viktigt undantag och det är att vi enligt ellagen är skyldiga att ansluta ny produktion och förbrukning. För den typen av åtgärder värderar vi inte om de är samhällsekonomiskt lönsamma eller inte innan vi genomför dem.

Vissa investeringar, t.ex. sådana som motiveras ur ett strikt driftsäkerhetsperspektiv kan vara svårt att värdera monetärt. Det är också viktigt att beakta att transmissionsnätet är ett system med stora inbördes beroenden. En enskild investering kan, sett isolerad, uppvisa en tveksam lönsamhet men i ett större helhetsperspektiv vara relevant och viktig. Vi avser att på ett tydligare och mer transparent sätt redovisa de bedömningar vi gör.

Svenska kraftnäts uppdrag från regeringen att utveckla transmissionsnätet baserat på samhällsekonomiska lönsamhetsbedömningar innebär också att vi inte kan välja ett alternativ som innebär mindre intrång till vilken merkostnad som helst. Kostnaden för investeringar i transmissionsnätet hamnar i stor utsträckning på slutkonsumenten. Den nytta som uppstår genom ett mindre intrång kan motivera en dyrare lösning, men det är långtifrån alltid fallet.

Ett annat skäl till att vi inte kan välja alternativ med minst påverkan är att vi också har som uppgift att säkerställa en tillräcklig driftsäkerhet i transmissionsnätet. Att monetärt värdera konsekvensen av en driftstörning eller en minskad risk för en sådan är svårt att göra på ett sätt som tar hänsyn till alla faktorer. Lösningar som markkabel eller att bygga flera luftledningar i samma stolpe ger generellt sett en sämre driftsäkerhet. I vissa fall kan sådana lösningar vara nödvändiga men ofta behövs då också andra åtgärder för att kompensera för detta, med en högre kostnad som följd.

2 LEVERANSSÄKERHETEN OCH DESS ROLLER

Sammanfattning

De stora förändringarna som sker i kraftsystemet och i de regelverk som styr hanteringen av det leder till att allt större fokus sätts på leveranssäkerheten. För att på kort och lång sikt säkerställa en god leveranssäkerhet är det viktigt att göra det tydligt att alla kraftsystemets aktörer har en roll att spela.

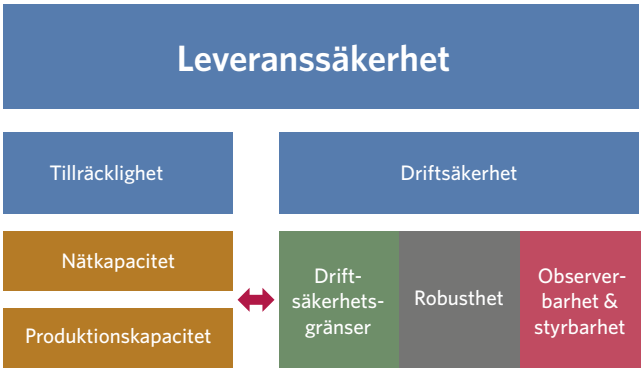
Svenska kraftnät har därför under 2019 startat programmet Utveckla Systemansvar med målet att:

> Göra det klart och tydligt vad vårt uppdrag, vår roll, vårt ansvar och våra befogenheter är, dels som ägare av transmissionsnätet och dels som systemansvarig för det svenska kraftsystemet.
> I dialog med övriga aktörer i kraftsystemet vara tydliga med vår tolkning och vår ståndpunkt av vilka roller, ansvar och befogenheter de olika aktörerna har i kraftsystemet.

Syftet är att öka samverkan och skapa en effektiv relation och kommunikation inom branschen för att tillsammans kunna möta kommande utmaningar och genomföra nödvändiga förändringar. Vi avser att under första halvan 2020 presentera vår ståndpunkt och inleda en dialog kring vår tolkning av våra två roller och tillhörande ansvar och befogenheter och hur dessa står i relation till övriga aktörers roller.

Kraftsystemets egenskaper förändras i allt högre takt och för att hantera detta krävs ny teknik, nya stödtjänster och nya strategier för att på kort och lång sikt bibehålla en fortsatt god leveranssäkerhet. Rollerna som styr ansvarsfördelningen och relationerna mellan de parter som gemensamt ansvarar för att säkerställa leveranssäkerheten i kraftsystem förändras också. Drivkrafterna för förändringarna är inte enbart utvecklingen i kraftsystemet utan också de krav som kommer från en ökad internationalisering inom EU och genom en generellt mer affärsmässig marknad/bransch.

Svenska kraftnät har bland annat i Systemutvecklingsplan 2018–2027 påtalat behovet av att slå fast nationella mål för leveranssäkerhet. Grunden för ett sådan kommer att läggas genom EU-regelverkens krav på att ta fram en tillförlitlighetsnorm (mål för leveranssäkerhet), se vidare kapitel 4. En leveranssäkerhetsnivå utgör den gemensamma referenspunkten för alla parter i kraftsystemet och kommer att styra alla delar av processen, från planering, beslut, riskstyrning till förvaltning av kraftsystemet. Vi har alla i branschen ett gemensamt ansvar att bidra till att leveranssäkerhetsnivåerna nås och hålls.



Figur 5: Modell för att beskriva leveranssäkerhetens delar och beroenden.

Leveranssäkerheten byggs upp av två delar, tillräcklighet och driftsäkerhet. Tillräcklighet avser förmågan hos produktion och elnät att leverera tillräckligt med el, att kunna producera och överföra den dit den behövs. Driftsäkerhet avser det ramverk inom vilket kraftsystemet måste drivas för att inte t.ex. ett fel ska leda till oönskad bortkoppling av förbrukning. Tillräckligheten och driftsäkerheten har en inbördes påverkan där förändringar i nät- och produktionskapacitet kan flytta gränsen för vad som är säker drift eller omvänt, att utmaningar i driftsäkerhet leder till behov av utbyggd produktions- eller nätkapacitet.

På kort sikt är det främst förändringar i tillräcklighet som påverkar förutsättningarna för driftsäkerheten. I kraftsystemet har ingen del, varken nät, produktion eller förbrukning, 100 procent tillgänglighet sett över längre tid p.g.a. underhåll och haverier. Tillgängligheten påverkas också av att elmarknadspriser eller väderlek är sådana att el inte produceras eller förbrukas. En reduktion av förbrukningen har vanligen ingen tydlig negativ effekt på leveranssäkerheten och brukar därför inte nämnas i dessa sammanhang. Detta håller dock långsamt på att ändras när flexibilitet i förbrukningen får en allt större betydelse. Eftersom driftsäkerhetsnivån ska bibehållas även när delar av kraftsystemet inte är tillgängliga måste överföringskapaciteten anpassas för enskilda timmar, veckor eller t.o.m. månader vilket är huvudskälet till att överföringskapaciteten inte är konstant under året utan varierar.

På längre sikt påverkar omställningen av energisystemet, i form av t.ex. förändrad produktion och den hastigt ökande förbrukningen i vissa områden, förutsättningarna för driftsäkerheten. Stora delar av systemutvecklingsplanen berör de utmaningar och förändringar detta leder till och hur de måste hanteras. Det är på lång sikt vi tydligast ser hur utmaningarna med att bibehålla ett driftsäkert kraftsystem påverkar nät- och produktionskapaciteten. Behoven av ökad förbrukning är ofta relativt omedelbara. När överföringskapaciteten mellan länder, elområden, eller till storstäder och industrietableringar inte räcker till, behöver tillräckligheten öka genom att antingen nätkapacitet eller produktion tillförs. Detta är något som generellt tar lång tid att åstadkomma jämfört med de tider som önskemål om ökad förbrukning förväntar sig.

Leveranssäkerheten kan aldrig bli 100 procent men den behöver hållas tillräckligt hög för att uppfylla samhällets krav på en säker elförsörjning. Vilken nivå som är rätt måste baseras på ett samhällsekonomiskt lönsamhetsresonemang men en fullständig värdering är svår att göra om alla ingående parametrar och aspekter ska beaktas, utan det krävs en rimligt förenklad modell. Direkta kostnader som uppstår vid ett elavbrott är relativt enkla att värdera medan följden av en bristande tilltro på kraftsystemets leveranssäkerhet, som leder till att verksamheter väljer andra alternativ eller lämnar landet, är betydligt svårare att värdera. Flera faktorer, som hur ofta och hur länge leveranserna av el uteblir, påverkar värderingen och olika verksamheter på olika sätt.

Svenska kraftnät har i dag en driftsäkerhetsprincip som baseras på att systemet ska klara av att hantera vissa fel och störningar utan att elleveranserna uteblir. Urvalet av fel och störningar baseras på vår erfarenhet av vad och med vilken sannolikhet olika händelser inträffar. Driftsäkerhetsprincipen styr hur hårt systemet får belastas, dvs. gränserna för hur stor överföring som kan tillåtas utan att öka risken för att fel leder till avbrott. Historiskt har det gett en god nivå på driftsäkerheten i transmissionsnätet.

I Ren energipaketet, se kapitel 4, som nyligen trädde i kraft ställs bland annat krav på att det ska finnas en nationell handlingsplan för att skapa en långsiktig hantering av kraftsystemets leveranssäkerhet. Det mest väsentliga i en sådan handlingsplan är att identifiera eventuella hinder för tillträde till kraftsystemet och att minska behovet av kapacitetsmekanismer, som den effektreserv Sverige har i dag.

Att uppnå en leveranssäkerhetsnivå för kraftsystemet är en gemensam uppgift för branschens aktörer där vi måste samverka och samarbeta. Vi upplever att det finns otydligheter mellan aktörerna i kraftsystemet vad avser roller och ansvar, t.ex. i relationen mellan TSO och DSO. Detta medför en risk för missförstånd och ineffektivitet i de relationerna. Förändrade förutsättningar i kraftsystemet och förändrade krav från EU gör att våra roller och ansvar kommer att förändras och vi måste följa med i den förändringen. Av den anledningen har Svenska kraftnät under 2019 startat ett program kallat Utveckla Systemansvar. Programmet har främst två syften:

> Tydliggöra Svenska kraftnäts syn på vårt uppdrag, vår roll, vårt ansvar och våra befogenheter som nätägare av transmissionsnätet och som systemansvarig för hela det svenska kraftsystemet.
> I dialog med övriga aktörer i kraftsystemet vara tydlig med vår tolkning och vår ståndpunkt av vilka roller, ansvar och befogenheter de olika aktörerna har i kraftsystemet. Syftet är att öka samverkan och skapa en effektiv relation och kommunikation inom branschen för att tillsammans kunna möta kommande utmaningar och genomföra nödvändiga förändringar.

Arbetet kommer att bedrivas i nära samarbete med branschen under de kommande åren och vi avser att under första halvan 2020 presentera vår ståndpunkt.

3 SCENARIER OCH EFFEKT-TILLRÄCKLIGHET PÅ LÄNGRE SIKT

Sammanfattning

Svenska kraftnät uppdaterar vartannat år långsiktsscenarier för Nordeuropas energisystem. Scenarierna ställs upp som utgångspunkt för analys av vilka utmaningar som olika möjliga utvecklingsvägar kan innebära för kraftsystemet, samt vilka åtgärder som kan behövas för att möta utmaningarna.

I Systemutvecklingsplan 2018–2027 visade det dåvarande referensscenariot på stora prisskillnader mellan elområde SE2 och SE3 framåt 2040. I det uppdaterade referensscenariot som beskrivs mer utförligt i vår rapport Långsiktig marknadsanalys 2018, ser vi inte samma skillnad i pris mellan de svenska elområdena. Detta beror till stor del på de planerade investeringarna inom NordSyd och den ökade överföringskapacitet för Snitt 2 mellan elområde SE2 och SE3 som dessa medför.

I scenarierna sker en fortsatt utbyggnad av vind- och solkraft. Detta, tillsammans med antagen utfasning av svensk kärnkraft och annan planerbar elproduktion i Europa samt förändrade elbehov, medför utmaningar med att upprätthålla leveranssäkerheten på el. Sammantaget visar Svenska kraftnäts studier av leveranssäkerhet att marginalerna för den svenska effektbalansen och förmågan att vara självförsörjande med el under höglastsituationer krymper. Sverige blir mer beroende av import, men detta innebär inte nödvändigtvis att risken för kritisk effektbrist, och därmed förbrukningsfrånkoppling ökar.

Investeringar i transmissionsnätet är ofta stora komplexa projekt som tar många år att genomföra från identifierat behov till driftsatt anläggning. För att hinna 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 framtidsscenarier som simuleras i modeller av kraftsystemet. Genom att analysera simuleringsresultaten (priser, flöden, produktion och elförbrukning) kan en tydligare bild skapas över framtidens behov och utmaningar.

Scenarierna anpassas regelbundet efter den politiska, tekniska och ekonomiska utvecklingen. I Systemutvecklingsplan 2018–2027 presenterades Svenska kraftnäts dåvarande referensscenario som arbetades fram under 2016. Sedan dess har revideringar gjorts och under 2018 utvecklades ett nytt referensscenario som beskrivs mer utförligt i rapporten Långsiktig marknadsanalys 2018[7] (LMA2018).

Arbetet med referensscenariot har utförts gemensamt med övriga nordiska TSO:er Energinet, Fingrid och Statnett inom ramen för den nordiska nätutvecklingsplanen, Nordic Grid Development Plan[8]. En workshop för Sveriges branschaktörer arrangerades också i mars 2018 där trender, drivkrafter och osäkerhetsfaktorer för utvecklingen diskuterades. Samverkan har även skett med Energimyndigheten. Vi avser fortsätta involvera branschen i scenarioarbetet.

Utöver referensscenariot togs två kompletterande scenarier fram till LMA2018 för att fånga andra möjliga utvecklingsvägar som innebär olika utmaningar för Svenska kraftnät att leverera el säkert och kostnadseffektivt. I de kompletterande scenarierna har elförbrukning och pris på bränslen och utsläppsrätter varierats och ett högscenario samt ett lågscenario utvecklats. I högscenariot antas en global klimatsatsning där el är den primära energibäraren i samhället, vilket medför ännu högre elförbrukning och bränslepriser i jämförelse med referensscenariot. För lågscenariot antas ”business as usual” och priset på bränsle och utsläppsrätter samt elförbrukning ligger kvar på dagens nivåer.

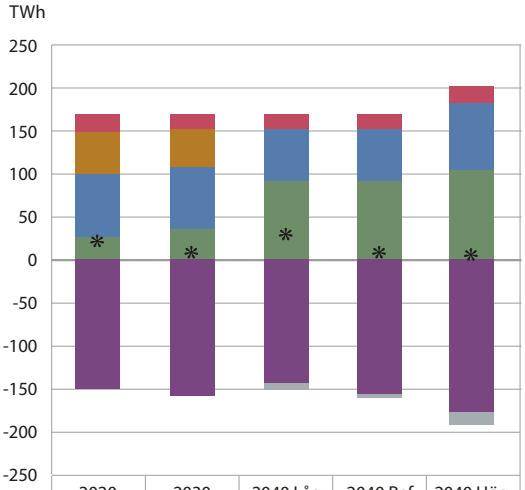
[7] Svenska kraftnät 2019: Långsiktig marknadsanalys 2018 – Långsiktsscenarier för elsystemets utveckling fram till 2040
[8] Svenska kraftnät, et al. 2019: Nordic Grid Development Plan 2019

3.1 Långsiktsscenarierna i LMA2018 jämfört med scenariot i Systemutvecklingsplan 2018–2027

Både i referensscenariot som presenterades i föregående systemutvecklingsplan och i det uppdaterade referensscenariot från LMA2018 antas en successiv avveckling av den svenska kärnkraften fram till 2040. Antagandet görs för att kunna belysa systemutmaningarna för kraftsystemet utan kärnkraft och är inte en prognos för stängningen av kärnkraft. Samtidigt visar scenarierna på begränsad potential och/eller lönsamhet för investeringar i andra planerbara kraftslag. I föregående referensscenario resulterade utvecklingen bland annat i frekventa pristoppar i södra Sverige och stora prisskillnader mellan norr och söder. Detta visade på ett tydligt behov av förstärkt överföringskapacitet i Snitt 2. Svenska kraftnät har sedan dess utfört en omfattande systemutredning i syfte att finna den mest lämpliga framtida utformningen av överföringssystemet mellan elområde SE2 och SE3, NordSyd-paketet. I LMA2018 har överföringskapaciteten i Snitt 2 ökats i etapper fram till 2040 för att spegla de resulterande utbyggnadsplanerna. Den ökade överföringskapaciteten har bidragit till en utjämning av elpriserna i Sverige och färre timmar med pristoppar i det nya referensscenariot jämfört med Systemutvecklingsplan 2018–2027.

I LMA2018 uppskattas svensk årsmedelförbrukning av el ha ökat till drygt 160 TWh 2040 i det uppdaterade referensscenariot, jämfört med ca 150 TWh för samma år i föregående systemutvecklingsplan. Ökningen i elförbrukning drivs framförallt av tillväxt inom nya industriella områden som serverhallar och batterifabriker samt elektrifiering av industrin och transportsektorn. Ytterligare 15 TWh vindkraftsproduktion har antagits tillkomma fram till 2040 i det uppdaterade referensscenariot jämfört med Systemutvecklingsplan 2018–2027 . Den ökade volymen vindkraft i scenarierna utgörs främst av landbaserad vindkraft i norra Sverige. Referensscenariots ökning av elförbrukningen är relativt begränsad i jämförelse med scenarier andra aktörer presenterat. Vårt högscenario tar höjd för en hög grad av elektrifiering med en högre elförbrukning som följd, men det finns anledning att framöver se över om vi behöver öka nivån ytterligare.

Elproduktion, elförbrukning och energibalans



	2020	2030	2040 Låg	2040 Ref	2040 Hög
Spill	0	0	-3	-1	-8
Elförbrukning	-143	-154	-142	-164	-180
Övr termisk	15	16	14	15	14
Kärnkraft	52	42	0	0	0
Vattenkraft	71	71	70	70	68
Vind & Sol	27	43	90	89	114
Land	27	34	81	72	86
Hav	0	5	5	10	20
Solkraft	1	4	4	7	7
*Energibalans	22	17	29	9	8

Figur 6: Simulerat årsmedel för elproduktion, elförbrukning och energibalans för Sverige i LMA2018.

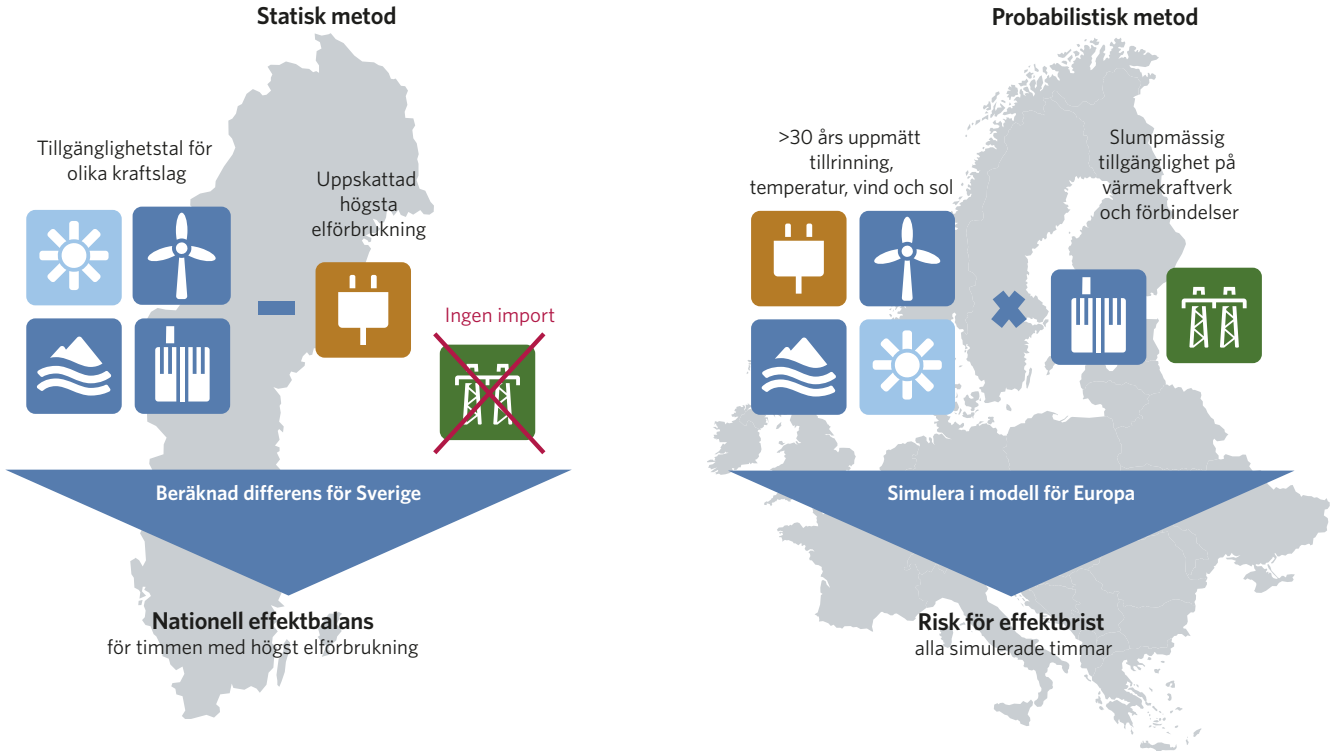
3.2 Effekttillräcklighet

Långsiktsscenarierna analyseras utifrån flera aspekter, t.ex. överföringsbehov, effekttillräcklighet, balansering och kraftsystemstabilitet. Samtliga analyser visar på ökande behov och utmaningar framöver. I detta kapitel har vi valt att titta närmare på analyserna av effekttillräcklighet.

Svenska kraftnät använder två relativt olika tillvägagångssätt för att studera effekttillräckligheten på längre sikt, en statisk metod och en probabilistisk metod. Med hjälp av den statiska metoden har vi sedan 2001, på uppdrag av regeringen, redovisat en prognos för den kommande vinterns effektbalans[9]. I metoden uppskattas Sveriges elförbrukning under den timme med högst elförbrukning för en normal-, tioårs- respektive tjugoårsvinter. Därefter beräknas den svenska produktionskapacitet som kan möta elförbrukningen baserat på antaganden om installerad effekt och tillgänglighet för de olika kraftslagen. Positiv effektbalans innebär att all förbrukning kan täckas med inhemska produktionsresurser och negativ effektbalans innebär att import krävs för att täcka förbrukningen.

I den probabilistiska metoden simuleras den faktiska risken för effektbrist i en elmarknadsmodell. Faktisk risk för effektbrist eller kritisk effektbrist innebär att landets kraftverk inte kan tillgodose elbehovet samtidigt som varken eventuella reserver eller import räcker, vilket innebär att förbrukning måste reduceras/frånkopplas utan marknadsmässiga avtal. Den probabilistiska metoden används på flera håll i världen, bland annat av ENTSO-E.

Simuleringen med den probabilistiska metoden utförs för ett stort antal timmar för det europeiska kraftsystemet[10] med korrelerande temperatur, tillrinning, vind och solinstrålning baserat på väderdata för drygt 30 historiska år, s.k. väderår. 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. Simuleringsresultatet visar hur ofta produktion och import inte räcker till för att tillgodose ett elområdes elförbrukning. För dessa timmar uppstår effektbrist i modellen. I den probabilistiska metoden verkar modellen mot att minimera effektbrist i hela det simulerade kraftsystemet, vilket innebär att all tillgänglig produktion kommer utnyttjas under bristtimmar. I verkligheten ställer detta krav på en väl fungerande marknad där Europas länder hjälps åt för att klara ansträngda situationer.



Figur 7: Illustration över den statiska och den probabilistiska metoden för analyser av effekttillräcklighet.

[9] Begreppet effektbalans avser i det här sammanhanget Sveriges energibalans under timmen (MWh/h) med vinterns högsta elförbrukning. Detta är samma definition som för begreppet kraftbalans i Svenska kraftnäts kraftbalansrapport men begreppet kraftbalans används inte i Systemutvecklingsplan 2020–2029.
[10] De länder som simuleras explicit utöver Norden och Baltikum är följande; Belgien, Frankrike, Italien, Luxemburg, Nederländerna, Polen, Ryssland (förenklat), Schweiz, Storbritannien (Nordirland undantaget), Tjeckien, Tyskland och Österrike.

3.2.1 Räcker effekten till?

Den statiska metoden visar att marginalerna för den svenska effektbalansen och förmågan att vara självförsörjande med el under höglastsituationer krymper. I den senaste kraftbalansrapporten[11] har Sverige ett underskott på 1 000 MW för normalvintern. Även för scenarierna i LMA2018 försämras effektbalansen som följd av högre elförbrukning i kombination med lägre tillgänglig produktion. Att den tillgängliga produktionskapaciteten minskar beror till stor del på den successiva avvecklingen av svensk kärnkraft som antagits i scenariot. Vindkraften, som i referensscenariot för 2040 producerar mer el på årsbasis än vad de avvecklade kärnkraftsreaktorerna skulle ha gjort om de var kvar i drift, beräknas i den statiska metoden kunna bidra med 9 procent av installerad effekt under timmen med högst elförbrukning, jämfört med 90 procent för kärnkraften.

I referensscenariot för 2040 har Sverige ett underskott på 11 500 MW enligt den statiska metoden. Detta underskott måste, i kombination med ev. reduktion av förbrukningen, täckas genom import från utlandet om sådan finns tillgänglig. Summerad importkapacitet på alla utlandsförbindelser 2040 blir 12 000 MW med dagens beslutade investeringar samt med ett antagande om att befintliga förbindelser förnyas när de uppnår sin tekniska livslängd. För att täcka underskottet för normalvintern med hjälp av import skulle alltså en mycket hög andel av importkapaciteten behöva utnyttjas. Detta kräver inte bara att förbindelserna är tillgängliga och att det interna nätet i exporterande länder kan överföra effekten, utan också att kringliggande länder har produktionskapacitet tillgänglig som kan exporteras till Sverige. Det är dock troligt att flera av dessa länder också kommer att ha ett underskott på effekt samtidigt som Sverige.

Elförbrukning, elproduktion och effektbalans

Modellresultaten från den probabilistiska metoden visar för kommande vinter en genomsnittlig förväntad effektbrist på långt under en timme per år i elområde SE3 och SE4. För norra Sverige visar modellen ingen effektbrist. Även för scenarierna i LMA2018 uppstår effektbrist under mindre än en timme i genomsnitt, men för 2030 och 2040 ses ingen skillnad mellan norra och södra Sverige. Det bör tilläggas att det för de allra flesta simulerade väderår inte uppstår någon brist utan det är några "extrema" år som drar upp medelvärdet. I många länder används ett nationellt leveranssäkerhetsmål, uttryckt i maximalt accepterat antal timmar med effektbrist per år. Storleksordningen kan vara 3 till 8 timmar per år[12]. För Sverige finns i dag inget fastställt leveranssäkerhetsmål, se dock kapitel 4.1.2.

Sammantaget visar analyserna av effekttillräckligheten med hjälp av den statiska och den probabilistiska metoden att Sverige blir mer beroende av import framöver, men inte nödvändigtvis att risken för kritisk effektbrist, och därmed förbrukningsfrånkoppling, ökar. Möjligheten att överföra el mellan elområden spelar en stor roll för att effektivt kunna utnyttja systemets produktionsresurser och för att klara att förse efterfrågan på el, både i dag och framöver. Detta blir tydligt vid en jämförelse av referensscenariot i Systemutvecklingsplan 2018–2027 och referensscenariot i LMA2018. Ökningen av överföringskapaciteten i Snitt 2 som följer av NordSyd-paketet bidrar till att de toppar i elpris i södra Sverige som var frekvent förekommande i det föregående referensscenariot inte längre uppstår i det nya scenariot. Utöver god marknadsintegration kommer även flexibilitet i både produktion och elförbrukning att behöva öka för att vi ska kunna bibehålla ett robust och leveranssäkert kraftsystem framöver.

Frågan om effekttillräcklighet är högt prioriterad och något som Svenska kraftnät löpande analyserar. Vi kommer att fortsatt att följa och analysera situationen, bland annat genom att ständigt förbättra verktyg och metoder för att i möjligaste mån bidra till att fortsatt upprätthålla en god effekttillräcklighet i Sverige.

Figur 8: Prognosticerad elförbrukning, produktion och effektbalans för timmen med högst elförbrukning under en normalvinter enligt den statiska metoden, redovisad i de tio senaste kraftbalansrapporterna samt för referensscenariot för åren 2030 och 2040 i LMA2018. Det bör has i åtanke att metoden för att beräkna effektbalansen har utvecklats under åren och siffrorna i figuren därför inte är helt jämförbara. Efter att ha tagit fram förbättrade dataunderlag och antaganden använder Svenska kraftnät fr.o.m. vintern 2018/2019 ett lägre tillgänglighetstal för vatten- och vindkraft samt en uppdaterad metod för att uppskatta elförbrukning under topplasttimmen, vilket sammantaget har medfört en försämrad beräknad effektbalans.

[11] Svenska kraftnät 2019: Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2019 - En rapport till Miljö- och energidepartementet.
[12] Källa ENTSO-E, MAF 2017. Exempelvis är målet max 3h/år för både Frankrike och Storbritannien, samt 8h/år för Irland. https://docstore.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/20170918_MAF_2017_FOR_CONSULTATION.pdf

4 EU:S INRE ENERGIMARKNAD

Sammanfattning

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

> Under 2019 trädde det fjärde inre marknadspaketet "Ren energi för alla i Europa" i kraft, vilket innebar att ett betydande steg togs i riktning mot EU:s planer på en gemensam energiunion. Svenska kraftnät arbetar för närvarande med att anpassa verksamheten i linje med den nya europeiska lagstiftningen.
> Under 2018 och 2019 har nationella föreskrifter tagits fram för de EU-förordningar som berör anslutningar, efter beredning av Svenska kraftnät och beslut av Energimarknadsinspektionen.

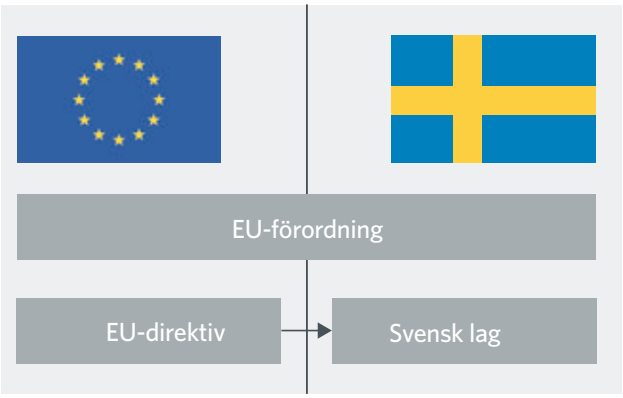
I början av 1990-talet påbörjades arbete med den europeiska inre marknaden i syfte att främja handeln inom EU. I samband med detta genomfördes elmarknadsförändringar i syfte att främja en konkurrensutsatt handel med energi. Bland annat genomfördes en åtskillnad mellan nätverksamhet och verksamheter som rör produktion och elhandel. Förändringen innebar införande av naturliga monopol för nätdriften och att övriga aktörers roll i kraftsystemet förändrades. I Sverige bildades Svenska kraftnät som fick ansvaret för överföringssystemet och den nationella driftsäkerheten.

EU-kommissionen har under lång tid arbetat med att förbättra förutsättningarna för den inre energimarknaden och har under åren släppt ett flertal lagstiftningspaket. Under 2009 och fram till 2017 togs det tredje paketet fram. Det tredje paketet omfattar ett direktiv för gemensamma regler och en förordning om tillträde till överföringssystemet. Med utgångspunkt i direktivet och förordningen har åtta förordningar tagits fram på europeisk nivå, dessa brukar benämnas som nätkoder, om anslutning, drift och nödsituationer samt marknadsförutsättningar. Det övergripande direktivet och förordningen om gemensamma regler och tillträde till överföringssystemet är utformade utifrån vad och vem som ska utföra de olika funktionerna inom elmarknaden och fokuserar på roller och ansvar samt vad som behöver utföras för att ha och utveckla en inre energimarknad. De åtta förordningarna är däremot mer fokuserade på hur dessa uppgifter ska utföras på ett harmoniserat sätt inom unionen.

4.1 Ren energi för alla i Europa

Under 2016 påbörjade EU-kommissionen ett arbete med att ta fram det fjärde inre marknadspaketet som kompletterar och till viss del ersätter det tredje. Det fjärde paketet omfattar en uppdatering av både direktivet för gemensamma regler och förordningen om tillträde till nät för gränsöverskridande elhandel. Förordningen om tillträde till nät omarbetades till en förordning om den inre marknaden för el. Vidare ingår även en ny riskberedskapsförordning för elsektorn.

Det fjärde inre marknadspaketet "Ren energi för alla i Europa", vanligen kallat Ren energipaketet, trädde i de delar som berör elmarknaden i kraft i juni 2019. Lagpaketet är ett betydande steg i riktning mot EU:s planer på en gemensam energiunion.



Figur 9: Beskrivning av hur den europeiska och den nationella lagstiftningen förhåller sig till varandra

4.1.1 Direktiv om gemensamma regler för den inre marknaden för el

Kraven i EU-direktivet om gemensamma regler för den inre marknaden för el[13] ska införas i nationell lagstiftning och återspeglas bland annat i Ellagen 3 kap. och 8 kap. Elmarknadsdirektivet beskriver de grundläggande förutsättningarna och allmänna principer för elmarknaden inom unionen. I direktivet återfinns flertalet av de grundläggande definitionerna som används genom flera av övriga förordningar. Direktivet går igenom konsumenters rättigheter, uppgifter som åligger systemansvariga för distributionssystemen, systemansvariga för överföringssystemen samt tillsynsmyndigheten för elmarknaden.

Det är i direktivet som grunduppgifterna för Svenska kraftnät som systemansvarig för överföringssystemet sätts och relateras till övriga förordningar inom elmarknaden. Eventuella uppdateringar i svensk lagstiftning ska införas senast 18 månader efter att direktivet trätt i kraft, alltså senast januari 2021.

4.1.2 Förordning om inre marknaden för el

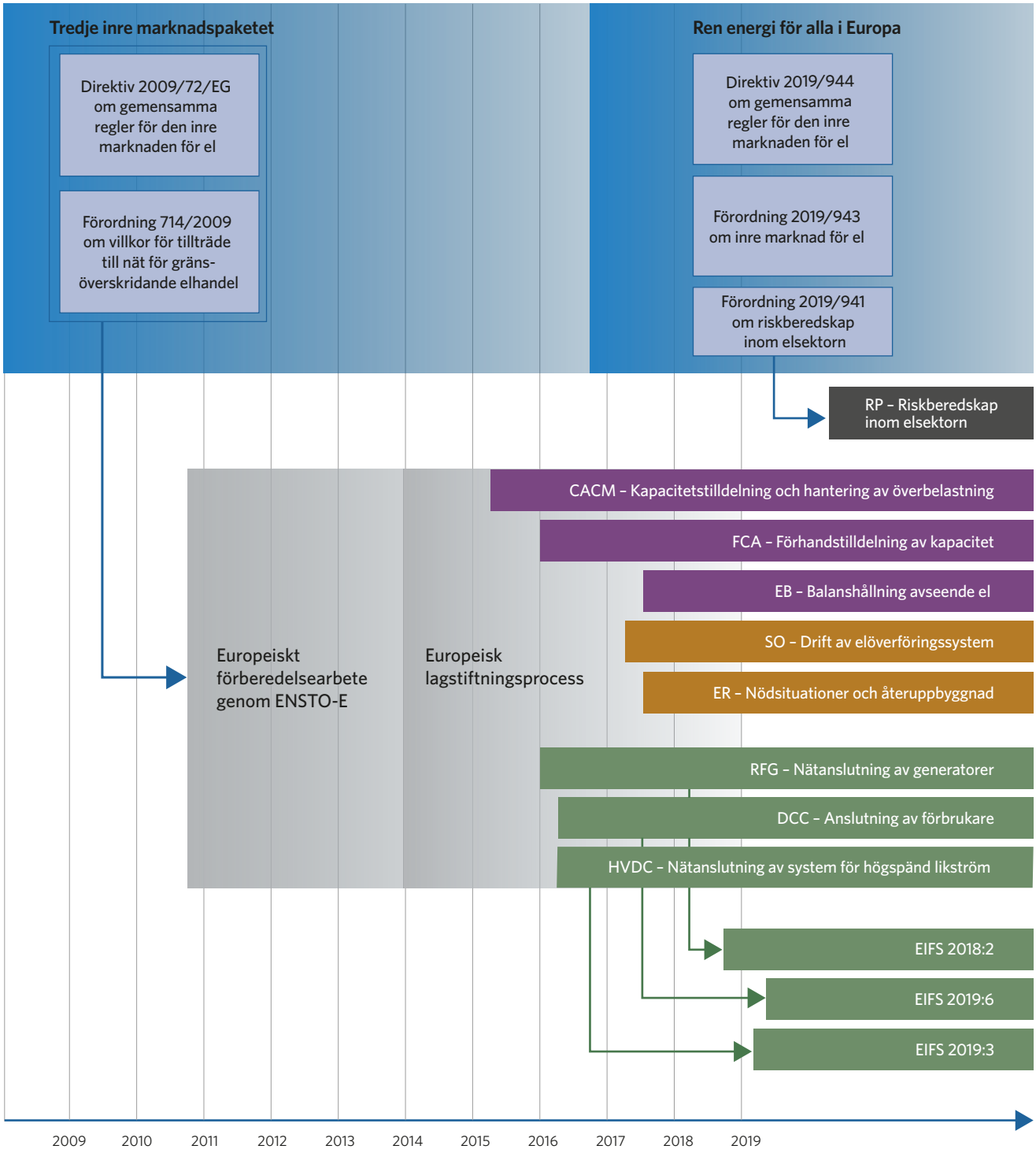
EU-förordningen om den inre marknaden för el[14] fastställer regler för att säkerställa funktionen hos EU:s inre marknad för el. Elmarknadsförordningen omfattar huvudsakliga rättsliga principer för handel med el på de olika marknaderna och balansansvar samt vilken roll aktörerna har i olika skeden i elmarknaden. Vidare beskrivs förfarande för indelning och omvärdering av elområden, regler vid bristande resurstillräcklighet och marknadsmisslyckande som gör gällande att en tillförlitlighetsnorm (mål för leveranssäkerhet) ska tas fram vid sådana situationer. Tillförlitlighetsnormen ska baseras på metoder för att värdera värdet av förlorad förbrukning. Dessa metoder ska tas fram av Europas systemansvariga för överföringssystemet och godkännas av de europeiska tillståndsmyndigheternas samarbetsorganisation (ACER) i januari 2020.

I elmarknadsförordningen beskrivs också ENTSO-E:s huvuduppgifter samt ombildningen av den befintliga regionala säkerhetssamordningen till Regionala samordningscentrum (RCC) med nya arbetsuppgifter. Det innebär att det gemensamma kontor som de nordiska TSO:erna bildade i Köpenhamn under 2017 behöver förändras. Ett förslag på hur det ska göras ska vara framme till juli 2020.

Ett nytillkommet avsnitt i elmarknadsförordningen är att det bildas en europeisk DSO-sammanslutning som ska samordna Europas systemansvariga för distributionssystemen, på ett liknande sätt som ENTSO-E samordnar Europas systemansvariga för överföringssystemen. För svensk del innebär det att svenska DSO:er ska delta.

Flera områden som tidigare reglerades i elmarknadsförordningen i tredje inre marknadspaketet har omarbetats i och med den nya förordningen. Detta rör bland annat processen för att utvärdera och förändra elområden samt nya regionala samordningscentrum för samordnad kapacitetsberäkning och säkerhetsanalyser. Detta innebär att t.ex. förordningarna CACM och SO behöver förändras och anpassas till nya elmarknadsförordningen. Kommissionen har annonserat att ett sådant arbete ska inledas under våren 2021.

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



Figur 10: De inre marknadspaketen och tillhörande EU-förordningar med tydligast koppling till elmarknaden.

4.2 Kommissionsförordningar (Nätkoder)

Det som samlat kallas nätkoder består av förordningar som antingen är skrivna som nätföreskrifter eller riktlinjer. I dessa förordningar beskrivs de övergripande kraven från direktivet om gemensamma regler och förordningen om den inre marknaden för el. Nätföreskrifterna och riktlinjerna beskriver hur de övergripande lagkraven ska konkretiseras. De har delats upp i tre grupper utifrån de områden som de reglerar. Samtliga åtta förordningar som kommer från det tredje elmarknadspaketet från 2009 har trätt i kraft och alla de krav, metoder m.m. som de innehåller är nu under införande.

Tabellen nedan listar de åtta ursprungliga förordningarna och den nytillkomna riskberedskapsförordningen med deras förkortning, engelska och svenska namn, enligt hur Energimarknadsinspektionen benämner dem[15]. Vi har i texten valt att i huvudsak använda förkortningarna eftersom det vanligen är i de termerna branschen talar om de olika förordningarna.

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:** • **Driftsäkerhet,** definierar sytemdrifttillstånd och grundförusättningar för driftsäkerhet • **Driftplanering,** kravställer avbrottsplanering och samordnade säkerhetsanalyser • **Lastfrekvensreglering och reserver,** kravställer 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
Riskberedskap			
RP	Regulation on Risk-Preparedness in the electricity sector	Riskberedskap inom elsektorn	Behandlar hur krissituationer inom elförsörjningen ska förebyggas och hanteras samt hur det säkerställs att el levereras där den behövs mest även under kriser

[15]https://www.ei.se/sv/for-energiforetag/el/Natforeskrifter-och-kommissionsriktlinjer-for-el/

4.3 Anslutningsförordningar

Förutsättningar och krav på användare och utrustning som ska ansluta till kraftsystemet regleras i tre europeiska anslutningsförordningar utformade som nätföreskrifter. Dessa tre är:

> Nätanslutning av generatorer (RFG)[16]
> Anslutning av förbrukare (DCC)[17]
> Nätanslutning av system för högspänd likström (HVDC)[18]

Inom anslutningskraven som regleras från EU-kommissionen framgår det att fastställandet av vissa av de tekniska bestämmelserna ska ske nationellt. I Sverige har de nationella kraven realiserats via föreskrifter. Det är Energimarknadsinspektionen, i rollen som tillsynsmyndighet, som utfärdat föreskrifterna. Dessa nationella föreskrifter, tillsammans med de europeiska förordningarna, ger en komplett kravbild som gäller vid nyanslutningar till överföringssystemet. Vid modernisering av en existerande anläggning där ett nytt anslutningsavtal behövs, kan även delar av förordningarna och föreskrifterna gälla.

I vår roll som systemansvarig för det svenska överföringssystemet har Svenska kraftnät tagit fram ett förslag till nationella nätföreskrifter utifrån de krav som vi ser måste uppfyllas för att vi ska kunna utföra vårt uppdrag på ett säkert sätt. De genomarbetade föreskriftsförslagen har överlämnats i omgångar till tillsynsmyndigheten under 2018 och början av 2019. Tillsynsmyndigheten har sedan omarbetat dessa och tagit fram ett slutligt förslag på föreskrifter som genomgått ett formellt remissförfarande. Som ett resultat har tre nationella förskrifter kommit i tryck under 2018 och 2019.

Den första nationella föreskriften gäller fastställande av generellt tillämpliga krav för nätanslutning av generatorer, EIFS 2018:2, och utkom i tryck den 5 december 2018. Den andra nationella föreskriften om fastställande av generellt tillämpliga krav för nätanslutning av system för högspänd likström och likströmsanslutna kraftparksmoduler, EIFS 2019:3, utkom i tryck den 19 mars 2019. Den tredje nationella föreskriften om fastställande av generellt tillämpliga krav för anslutning av förbrukare, EIFS 2019:6, utkom i tryck 14 juni 2019. Svenska kraftnäts förslag på föreskrift för anslutning av förbrukare föregicks av ett samråd angående krav för förbrukare som önskar delta på marknaden för efterfrågeflexibilitet.

Svenska kraftnäts arbete med att ta fram den nationella kravbilden vid anslutningar är därmed över. Det kommande arbetet inom detta område gäller nu införandet av dessa europeiska förordningar och nationella föreskrifter. Införandet handlar framförallt om att offentliggöra förteckningar över information och dokument som ska tillhandahållas vid en anslutning, samt arbete kring överensstämmelse av de tekniska kraven i form av simulering och överensstämmelseprovning. Det behövs också ett förfarande för driftsmeddelande för anslutningar som ska tas fram av den berörda systemansvarige.

4.4 Marknadsförordningar

De tre marknadskoderna är utformade som EU-förordningar och gäller därför utan att det tas fram några nationella föreskrifter eller lagändringar. I många fall är det dock Energimarknadsinspektionen i sin roll som tillsynsmyndighet som ska godkänna de metoder och rutiner som används. Om flera tillsynsmyndigheter inte enas om ett godkännande eller en ändringsbegäran vid exempelvis regionala eller europeiska metodförslag hamnar beslutet hos de europeiska tillståndsmyndigheternas samarbetsorganisation ACER.

4.4.1 Kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning, CACM

CACM[19] reglerar roller och ansvar på dagen före- och intradagmarknaden. 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 införa 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 var 2015 den första ”nätkoden” som utfärdades av kommissionen. De flesta metoder och villkor som följer av CACM har tagits fram och är även godkända av Energimarknadsinspektionen och ACER. Fortfarande återstår dock ett stort arbete för Svenska kraftnät och elbörserna med att införa de beslutade metoderna.

Som en följd av införandet av Ren energipaketet kommer en del förändringar att behövas inom CACM. Det handlar främst om att vissa områden lyfts från CACM och nu regleras i den nya elmarknadsförordningen, exempelvis bestämmelser om elområdeskonfiguration och hur nya metoder och villkor antas.

[16]Kommissionens förordning (EU) 2016/631 av den 14 april 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av generatorer
[17]Kommissionens förordning (EU) 2016/1388 av den 17 augusti 2016 om fastställande av nätföreskrifter för anslutning av förbrukare
[18]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
[19] Kommissionens förordning (EU) 2015/1222 av den 24 juli 2015 om fastställande av riktlinjer för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning

4.4.2 Förhandstilldelning av kapacitet, FCA

Syftet med FCA[20] är att säkerställa möjligheten till långsiktig risksäkring på elgrossistmarknaden.

Energimarknadsinspektionen beslutade i maj 2017, i enlighet med reglerna i FCA, att Svenska kraftnät inte ska tillhandahålla långsiktiga risksäkringsprodukter. Detta beslut undantar därmed oss från stora delar av regelverket. Beslutet grundar sig på att de befintliga marknaderna för långsiktig risksäkring inom Sverige, i kombination med arrangemangen inom våra grannländer, ger tillräckliga möjligheter till långsiktig risksäkring.

I beslutet ålades dock Svenska kraftnät att tillsammans med TSO:erna i Danmark och Litauen ta fram förslag på hur ytterligare risksäkringsmöjligheter mellan elområden skulle göras tillgängliga eftersom dessa marknader bedömdes sakna tillräckliga möjligheter till långsiktig risksäkring. De åtgärder som togs fram godkändes av Energimarknadsinspektionen i maj respektive oktober 2018.

Undantaget från FCA omprövas vart fjärde år. Om Energimarknadsinspektionen skulle besluta att inte förlänga undantag, kommer vår roll på den svenska elmarknaden att ändras. Vi kommer då att behöva tillhandahålla långsiktiga risksäkringsprodukter vilket innebär att en ny marknad för långsiktig risksäkring behöver införas.

För några delar i FCA innebär Energimarknadsinspektionens beslut inte ett undantag från reglerna. Det gäller speciellt hur överföringskapaciteten till angränsande budområden för kommande år ska beräknas. Förslag på metoden för dessa beräkningar, i de tre kapacitetsregionerna Sverige ingår i, (Norden, Hansa respektive Baltikum) lämnades till Energimarknadsinspektionen för godkännande under 2019. Metoden för den nordiska kapacitetsberäkningsregionen beslutade de nordiska regulatorerna att överlämna till ACER att besluta om. ACER beslutade om en metod för beräkning av överföringskapaciteter mellan de nordiska budområdena för kommande år i oktober 2019. Metoderna för kapacitetsberäkningsregionerna Hansa och Baltikum lämnades till Energimarknadsinspektionen sommaren 2019, och de har i likhet med övriga nationella reglermyndigheter inom regionen, sex månader på sig att göra sin bedömning. Det innebär att deras svar meddelas i december 2019 respektive januari 2020. Beräkningsmetoderna förväntas vara införda till 2022 för att beräkna och publicera kapaciteterna för kommande år.

4.4.3 Balanshållning avseende el, EB

EB[21] fastställer gemensamma principer för balanshållning av el. Det inkluderar införandet av 15-minuters avräkningsperiod, hur avräkning mellan TSO:er ska gå till, principer för obalansavräkning, anskaffande av frekvensåterställningsreserver (FRR) och ersättningsreserver (RR), gemensamma europeiska plattformar för aktivering av FRR och RR samt vilken information som ska publiceras av TSO:er och när i tid det ska ske. Dessutom medför EB en uppdelning av balansansvaret i två roller – leverantörer av balanstjänster (BSP) och balansansvariga parter (BRP).

Sedan förordningen trädde i kraft i december 2017 har en rad olika arbeten påbörjats på nationellt, nordiskt och europeiskt plan för att möta de nya kraven. Svenska kraftnät arbetar i dag med att ta fram standardavtal för leverantörer av balanstjänster samt balansansvariga parter vilka kommer att ersätta dagens balansansvarsavtal. På nordisk nivå ryms arbetet med att införa EB till stor del inom genomförandet av den nya nordiska balanseringsmodellen (NBM). På europeisk nivå är vi bland annat engagerade i införandet av gemensamma mFRR- och aFRR-plattformar, MARI respektive PICASSO. Arbetet med införandet av EB beskrivs i mer detalj i kapitel 6 och 7.

4.5 Driftförordningar

4.5.1 Drift av elöverföringssystem, SO

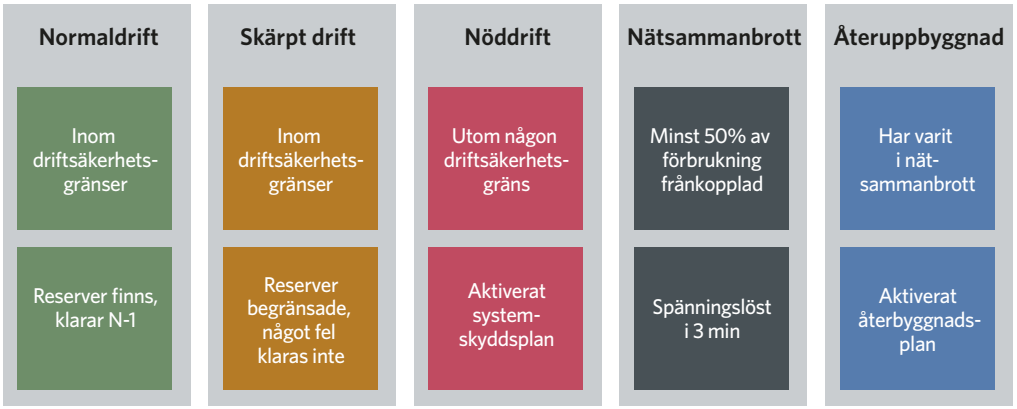
SO[22] innehåller tre delar; driftsäkerhet, driftplanering samt lastfrekvensreglering och reserver. De syftar till att säkerställa driftsäkerhet, frekvenskvalitet och ett effektivt utnyttjande av det sammanlänkade europeiska systemet.

SO omfattar följande områden:

> Krav och principer för driftsäkerhet
> Regler och ansvarsområden för samordning och datautbyte
> Regler för utbildning och certifiering av anställda hos TSO:er
> Krav på en samordnad avbrottsplanering
> Krav för planering mellan kontrollområden för TSO:er
> Regler som syftar till att ta fram ramar för balansering och reserver

I förordningen definieras systemdrifttillstånden och grundläggande kriterier för att avgöra i vilket drifttillstånd systemet befinner sig i. Användning av gemensamt definierade systemdrifttillstånd är en metod för att säkerställa ett tillräckligt driftsäkert kraftsystem och att kraftsystemets förmågor används på ett effektivt sätt. Fem drifttillstånd finns definierade: normaldrift, skärpt drift, nöddrift, nätsammanbrott och återuppbyggnad. Tillstånden utgör sedan en grund för att avgöra vilka stödtjänster, åtgärder och samverkansformer som är nödvändiga för att säkerställa driftsäkerheten.

[20] Kommissionens förordning (EU) 2016/1719 av den 26 september 2016 om fastställande av riktlinjer för förhandstilldelning av kapacitet
[21] Kommissionens förordning (EU) 2017/2195 av den 23 november 2017 om fastställande av riktlinjer för balanshållning avseende el
[22] Kommissionens förordning (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem



Figur 11: Tjänster och åtgärder i normal- och skärpt drift syftar till att förebygga fel. Åtgärder i nöddrift ska skydda systemet vid uppkomna fel. Nätsammanbrott och återuppbyggnad syftar till att minimera konsekvenserna om fel inträffar som kraftsystemet inte är dimensionerat för.

Förordningen innehåller både direkta krav på aktörerna i kraftsystemet och krav på att Svenska kraftnät, själv eller tillsammans med andra nordiska eller europeiska TSO:er, ska utveckla metoder och förslag för genomförandet av EU-förordningen. Dessa metoder ska ofta samrådas med berörda aktörer och godkännas av Energimarknadsinspektionen innan de kan träda i kraft.

Sedan förordningen trädde i kraft har arbetet med att införa den pågått på europeisk, nordisk och nationell nivå. Flera av kraven som omfattar Svenska kraftnät togs om hand i det nya nordiska systemdriftavtalet[23] som färdigställdes i augusti 2019. Andra kommer t.ex. att hanteras genom krav införda i balansansvarsavtalet. Nödvändig data för att upprätthålla driftsäkerheten skickas mellan aktörer i kraftsystemet redan i dag, men detta utbyte behöver struktureras och utvecklas för att möta kravbilden i förordningen. Även arbetet med driftplanering och säkerhetsanalyser utvecklas, och datautbytet är en förutsättning för detta.

I takt med att både kraftsystemet och principer för drift och balansering förändras, t.ex. genom införandet av NBM, kommer vi att behöva uppdatera och utveckla de metoder och avtal som vi nu tagit fram och meddelat Energimarknadsinspektionen.

4.5.2 Nödsituationer och återuppbyggnad, ER

Syftet med ER[24] är att värna om driftsäkerhet samt att förhindra att en driftstörning sprids eller förvärras och därmed undvika en omfattande störning och ett nätsammanbrott. Om ett sammanbrott har inträffat ska föreskriften möjliggöra en effektiv och snabb återuppbyggnad av kraftsystemet. I den andra driftkoden, SO, definieras fem systemdrifttillstånd. I ER utvecklas hanteringen av tre av dem, nämligen nöddrift, nätsammanbrott och återuppbyggnad.

Enligt ER ska varje TSO, i samråd med andra aktörer i kraftsystemet, utveckla och införa en systemskyddsplan och en återuppbyggnadsplan. Det ges också ett ramverk för att vid behov kunna avbryta vissa marknadsaktiviteter vid en återuppbyggnadssituation. Vidare krävs en provningsplan för att säkerställa nödvändiga förmågor i systemet. Delar av genomförandet ska godkännas av Energimarknadsinspektionen, vilket har pågått under 2019.

Under 2018 tog Svenska kraftnät fram en första utgåva av både systemskyddsplan och återuppbyggnadsplan. Dessa behöver utvecklas i takt med införandet av systemdrifttillstånden som definierats i SO.

[23] System Operation Agreement between the Nordic Transmission System Operators, 2019
[24] Kommissionens förordning (EU) 2017/2196 av den 24 november 2017 om fastställande av nätföreskrifter för nödsituationer och återuppbyggnad avseende elektricitet

4.6 Riskberedskap inom elsektorn, RP

EU-kommissionen bedömer att medlemsstaterna agerar olika när det gäller att förebygga, förbereda sig inför och hantera krissituationer inom elsektorn. Bedömningen av de nationella rättsliga ramarna och nuvarande praxis i hela Europa har visat att medlemsstater bedömer risker olika, att medlemsstater väljer olika uppsättningar av åtgärder för att förebygga och hantera krissituationer, att sådana åtgärder utlöses vid olika tidpunkter samt att det saknas en gemensam uppfattning om vad som utgör en krissituation.

I den nya riskförordningen[25] anges vad medlemsstaterna bör göra för att förebygga och hantera krissituationer inom elförsörjningen. 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 under en pågående elkris. Förordningen ska vidare säkerställa att el levereras där den behövs mest även under krisen. Den ger också en ram för en mer systematisk övervakning av frågor som rör försörjningstrygghet via ENTSO-E:s arbetsgrupp för samordning på elområdet. Förordningen bidrar till att bland annat säkerställa att marknadsbaserade åtgärder prioriteras även i krissituationer och att marknader kan fungera så länge som möjligt.

Riskförordningen bygger vidare på de tidigare riktlinjerna för systemdrift och nätföreskrifterna för nödsituationer och återuppbyggnad. Dessa innehåller tekniska föreskrifter för TSO:er om hur systemsäkerhet ska säkerställas, även i nöd- och återuppbyggnadssituationer. Riskförordningen tydliggör även ansvar på nationell nivå i händelse av elkriser mellan TSO:n, de regionala samordningscentrumen och den behöriga myndigheten. Den behöriga myndigheten ska utses senast i början på januari 2020.

[25] Europarlamentets och rådets förordning (EU) 2019/941 av den 5 juni 2019 om riskberedskap inom elsektorn och om upphävande av direktiv 2005/89/EG

KRAFTSYSTEMSTABILITET

5 KRAFTSYSTEMSTABILITET

Sammanfattning

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

Frekvensstabilitet

I de nordiska projekt som avslutats sedan Systemutvecklingsplan 2018–2027 publicerades har följande genomförts:

> Ett verktyg för att beräkna hur mycket rotationsenergi som finns tillgänglig i systemet har införts.
> En avtalslösning för att kunna begränsa dimensionerande fel vid behov har tagits fram.
> Förslag på nya krav på stödtjänster för frekvenshållningsreserv och deras prestanda för att säkerställa systemstabilitet har tagits fram.
> Krav på en ny produkt, Snabb frekvensreserv (FFR), för att kunna hantera låga nivåer av rotationsenergi i framtiden har tagits fram.
> En gemensam nordisk kravbild för automatisk förbrukningsfrånkoppling (AFK) har tagits fram.

De aktiviteter som pågår eller som Svenska kraftnät planerar att genomföra är att:

> Införa den nya produkten FFR till sommaren 2020.
> Enas om gemensamma nordiska krav på stödtjänster för frekvenshållningsreserv. Därefter måste dessa godkännas av tillsynsmyndigheterna innan införandet kan påbörjas.
> Införa en ny AFK-funktion, inklusive förnyelse av nuvarande föreskrift för att möta de europeiska kraven i ER-förordningen.

Spänningsstabilitet

Sedan Systemutvecklingsplan 2018–2027 har Svenska kraftnät tagit fram en strategi för spänningsreglering av transmissionsnätet. Strategin föreslår ett flertal ytterligare utredningar och åtgärder som behöver studeras ytterligare innan de kan genomföras. Vi kommer framöver att intensifiera arbetet kopplat till spänningsstabilitet och reaktiv effekt. Förändringarna i kraftsystemet innebär att kraven på olika aktörer kommer att behöva skärpas för att en tillräcklig spänningsstabilitet ska kunna bibehållas.

Några aktiviteter som pågår eller ska genomföras är att:

> Tydliggöra inom vårt arbete med systemdriftstillstånden, kraftsystemets tekniska ramverk och förmågor för spänningsreglering, ur ett driftperspektiv.
> Utreda den långsiktiga behovsbilden avseende spänningsreglerande resurser i västra respektive östra delarna av transmissionsnätet i södra Sverige.
> Ta fram verktyg för förbättrad uppföljning av transmissionsnätets spänningar.

Rotorvinkelstabilitet

Att nätet innehåller mindre rotationsenergi innebär också att marginalen för rotorvinkelstabilitet minskar. Svenska kraftnät arbetar därför med att:

> Förbättra möjligheterna att övervaka fenomenen genom ny teknik och bättre verktyg i kontrollrummet
> Driva utveckling inom området mät- och övervakningssystem (WAMS/PMU) genom bland annat ett nordiskt samarbete.
> Se över inställningar för dämptillsatser (Power System Stabilizer) genom mätningar och simuleringar
> Ta fram nya åtgärder för att kunna dämpa effektpendlingar.

Kraftsystemet måste vara stabilt för att kunna utföra sin grundläggande uppgift att överföra el från producent till konsument på ett driftsäkert sätt. Kraftsystemet behöver också vara stabilt i ett läge där frekvens och spänning hålls inom snäva gränser för att dess användare, både producenter, konsumenter och nätägare, på ett effektivt sätt ska kunna utforma och dimensionera sin utrustning och sin verksamhet.

I kraftsystemet pågår ständigt små förändringar från jämviktsläget. Förbrukning kopplas till och från och elproduktionen ändras när vinden varierar. Det utsätts också för olika typer av störningar i form av fel i nätet som leder till bortkoppling av t.ex. ledningar eller en plötslig bortkoppling av elproduktionsanläggningar. Dessa störningar leder till att frekvens, spänning och ström förändras hastigt. Om inte riktiga och tillräckliga åtgärder då vidtas i kraftsystemet finns risken för pendling i systemet och när pendlingen kritiska nivåer kan det i värsta fall leda till att systemet inte längre är stabilt utan bryter samman.

För att säkerställa att riktiga och tillräckliga åtgärder vidtas även i framtiden behöver vi dels kunna observera, eller övervaka, systemet, dels säkerställa att det finns tillräckliga åtgärder att vidta. De åtgärder som i första hand avses är möjligheten att styra olika elnätskomponenter, elproduktion och förbrukning.

Svenska kraftnät har påbörjat arbetet med att ta fram strategier där ökad observerbarhet och styrbarhet är en viktig del. Detta arbete presenteras närmare nedan.

5.1 Förändringar i kraftsystemet som påverkar stabiliteten

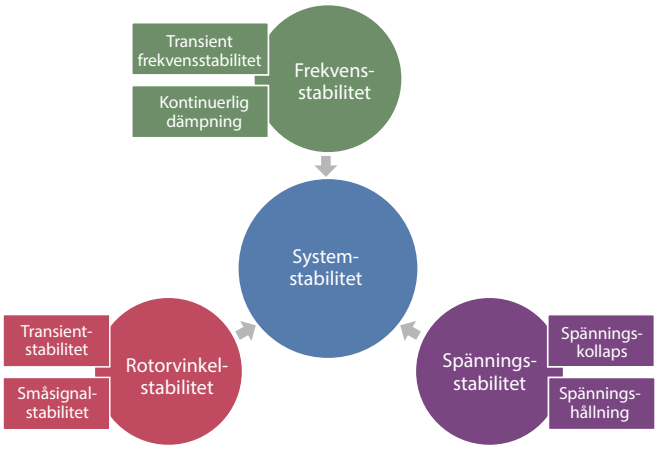
I Systemutvecklingsplan 2018–2027 beskrevs hur kraftsystemets stabilitet påverkas av de förändringar som sker, speciellt gäller det förändringar i hur el produceras. De grundläggande sambanden är att mängden rotationsenergi i systemet påverkar frekvensstabiliteten medan kortslutningseffekten påverkar spänningsstabiliteten. Rotorvinkelstabiliteten påverkas i högre grad av både rotationsenergin och kortslutningseffekten. En lägre rotationsenergi gör att en given störning i elproduktionen leder till en större påverkan på frekvensen eftersom det finns mindre rotationsenergi som motverkar frekvensändringen. En minskande kortslutningseffekt leder på motsvarande sätt till större variationer i spänning och en sämre förmåga att dämpa de pendlingar, rotorvinkelstabiliteten, som kan uppstå mellan olika produktionsanläggningar.

Den utveckling som vi tidigare sett med successivt minskande rotationsenergi och kortslutningseffekt har inte ändrats under de senaste åren. Avvecklingen av större synkrona generatorer som t.ex. kärnkraftverk har fortsatt som tidigare antagits och den elproduktion som tillkommer är i hög grad förnybar el från icke-synkrona vindkraftverk. Våra långtidsscenarier pekar på att den trenden fortsätter genom att allt mer vindkraftsproduktion kommer att byggas i Sverige och Norden. Detta medför att det underskott som uppstår i perioder med låg vindkraftsproduktion i högre grad kommer att täckas av importen av el via likströmsförbindelser, istället för att komma från inhemsk produktion, vilket bidrar till att ge en lägre rotationsenergi och kortslutningseffekt.

Dessa förändringar ställer nya krav på kraftsystemets förmågor och på de stabiliserande åtgärder som behöver finnas tillgängliga i tillräcklig omfattning. Det medför att:

> Kraven på stabiliserande åtgärder kommer generellt att öka och kommer tydligare återspegla och anpassas till systemets behov. I vissa fall kan markanta förändringar i kraven förväntas.
> Nya och utvecklade stabiliserande åtgärder kommer att behövas.
> Kraven på data och verktyg för att övervaka och styra systemstabiliteten i det operativa skedet kommer att behöva öka.
> Det blir också allt viktigare att både kunna följa upp att de åtgärder som vidtas ger önskad effekt och att de åtgärder som upphandlats också levererats.
> Kraven på att prova och verifiera prestandan hos stabilitetsåtgärder kommer att öka jämfört med tidigare, både vad gäller att uppfylla krav för att leverera befintliga åtgärder men också för ny teknik med potential att leverera nya åtgärder.
> Mer proaktivt och långsiktigt arbete behövs, som inte bara fokuserar på aktuella problemområden, utan också kontinuerligt utvecklar kompetens och arbetssätt inom stabilitetsområdet som helhet. De satsningar som vi genomför inom vår FoU-verksamhet kommer att ha en stark koppling till de nya strategierna.

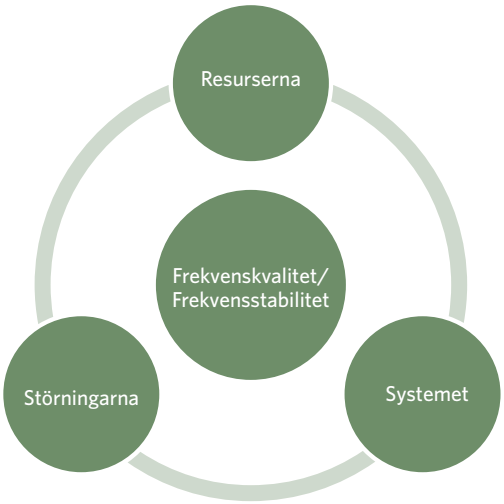
Nedan följer en djupare genomgång av utmaningar, lösningar och pågående arbeten inom de tre områden som kraftsystemstabilitet delats in i: frekvensstabilitet, spänningsstabilitet och rotorvinkelstabilitet, se figur 12.



Figur 12. Översikt av delfenomen som ingår i begreppet systemstabilitet.

5.2 Frekvensstabilitet

Frekvensstabilitet rör kraftsystemets förmåga att upprätthålla en stabil frekvens efter en störning i balansen mellan produktion och förbrukning. De tre aspekter som huvudsakligen påverkar frekvensstabiliteten är kraftsystemets egenskaper, tillgängliga stabiliserande resurser och storleken på den obalans som uppkommer vid en störning vilket illustreras i figur 13.



Figur 13: Schematisk beskrivning av det automatiska frekvensreglerande kraftsystemet.

Kraftsystemets egenskaper

Omfattar hur tåligt kraftsystemet i sig självt är mot störningar utan något ingrepp från stabiliserande resurser. Detta beror till stora delar av mängden rotationsenergi i systemet. När någon produktionsenhet i systemet försvinner så kommer i första ögonblicket den minskade elektriska effekten från den samlade rotationsenergin i kvarvarande anläggningar och inte genom t.ex. ett ökat vattenflöde. När rotationsenergi omvandlas till elektrisk effekt minskar rotationsenergin i systemet eftersom generatorerna saktar in och frekvensen sjunker. Även förbrukningens sammansatta beteende vid frekvensändringar har stor betydelse. Grundbeteendet är att förbrukningen totalt sett minskar i samband med en frekvenssänkning för att sedan långsamt öka igen även om frekvensen fortfarande är låg när termostater och liknande komponenter kompenserar. Beteendet kan ändras över året, men även över tid när ny teknik införs. När vi talar om fenomenet brukar vi kalla det frekvensberoendet i förbrukningen.

Stabiliserande resurser

Stabiliserande resurser omfattar de automatiska funktioner och stödsystem som ändrar produktion och förbrukning utifrån förändringar i frekvensen. Dessa resurser mäter frekvensen antingen lokalt eller får en extern signal och agerar direkt på avvikelser från det normala, 50 Hz.

- Frekvenshållningsreserv för normaldrift (FCR-N)
- Frekvenshållningsreserv för störning (FCR-D)
- Snabb frekvensreserv (FFR)
- Nödeffekt från likströmsförbindelser (EPC)
- Automatisk förbrukningsfrånkoppling (AFK)

Storlek på obalanser

Obalansens storlek beror av den största enskilda störningen, i form av fel och bortkopplingar, av produktion eller förbrukning. Obalanser uppstår även ur den naturliga, stokastiska, variation som förekommer i produktion och förbrukning.

Dessa aspekter måste samverka för att uppfylla kraven på en given frekvenskvalitet och med bibehållen frekvensstabilitet. Detta bidrar i sin tur till kraftsystemets övergripande leveranssäkerhet, driftsäkerhet och systemstabilitet.

Kraftsystemets egenskaper, stabiliserande resurser och storlek på obalanser (störningar) har alla olika påverkan på den totala frekvensstabiliteten och det är inte nödvändigtvis den bästa lösningen att ersätta en minskande mängd rotationsenergi med mer rotationsenergi. Beroende på situationen kan det vara mer effektivt att istället förändra de tillgängliga resurserna eller minska den maximala obalansen som kan uppkomma vid en störning, t.e.x. genom att minska produktionen i de största enskilda produktionsanläggningarna i systemet.

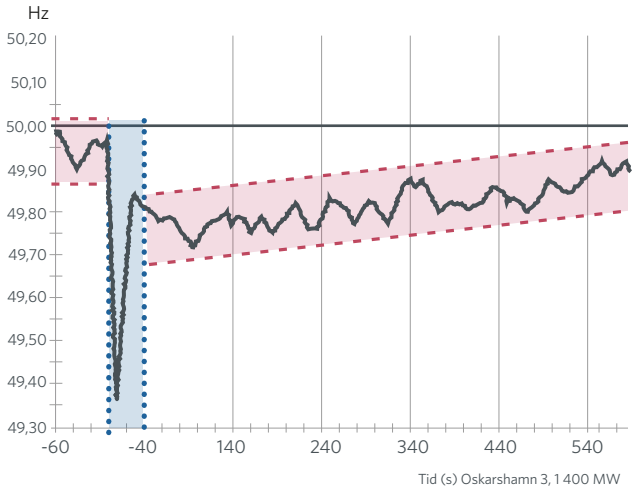
För att bättre kunna beskriva de olika stabiliserande resursernas betydelse delar vi upp frekvensstabiliteten i olika faser eller tidsperspektiv:

- Transient frekvensstabilitet: Innefattar kraftsystemets förmåga att förbli stabilt den allra första tiden efter att det utsätts för en stor störning t.e.x. bortkoppling av en stor produktionskälla.
- Kontinuerlig dämpning: Innefattar kraftsystemets förmåga att kontinuerligt dämpa den naturliga, stokastiska variation som alltid förekommer. Är den kontinuerliga dämpningen för låg ökar risken att det uppstår frekvenspendlingar som leder till bortkoppling av generatorer och förbrukning.
- Skyddsåtgärder: Innefattar de åtgärder som vidtas för att förhindra att frekvensen når nivåer där bortkoppling av generatorer och förbrukning sker okontrollerat.

Ett exempel från en verklig händelse visas i figur 14 nedan, där både den transienta frekvensstabiliteten och den kontinuerliga dämpningen visas. Huvudsakligen är det stödtjänsterna FCR-D och den kommande FFR som bidrar till den transienta frekvensstabiliteten. FFR bidrar med en snabb förändring av effekt vid ett tillfälle och påverkar således inte den kontinuerliga dämpningen.

Stödtjänsterna FCR-N och även FCR-D deltar i den kontinuerliga dämpningen genom att de är aktiverade under en längre tid och kontinuerligt bidrar till att stabilisera frekvensen. Den automatiska skyddsåtgärden AFK aktiveras när frekvensen faller under

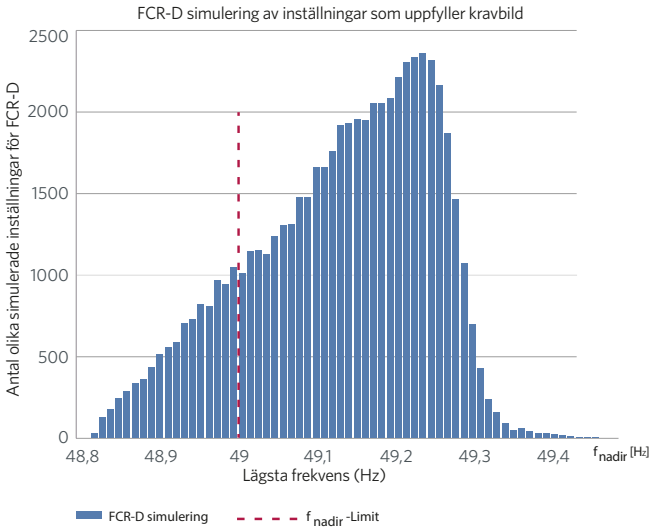
49,0 Hz. Syftet med denna funktion är att på ett kontrollerat sätt rädda kraftsystemet från total kollaps genom att stegvis koppla bort förbrukning beroende av frekvensavvikelsen. Det var denna typ av funktion som under hösten 2019 kopplade bort relativt stora mängder förbrukning i Storbritannien i ett läge när flera produktionskällor samtidigt föll bort.



Figur 14: Exempel på transient frekvensstabilitet (blått band) och kontinuerlig dämpning (rött band) inom frekvensreglering.

Frekvensen återställs efter en störning tillbaka till normal nivå med hjälp av de automatiskt och manuellt aktiverade frekvensåterställningsreserverna (aFRR respektive mFRR) på en tidshorisont upp till 15 minuter efter att en störning inträffat. Dessa resurser agerar på kraftsystemets ackumulerade frekvensavvikelse för att återställa frekvensen. De är också nödvändiga för att återställa de frekvenshållningsreserver som använts i den inledande fasen för att de ska finnas tillgängliga när det uppstår ytterligare en störning.

Svenska kraftnät arbetar både med analyser och med mätningar för att se hur tekniska krav på FCR-D klarar av att uppfylla de driftsäkerhetskrav som ställs för transient frekvensstabilitet. I dagsläget är överensstämmelsen mellan analyserna och de mätningar som görs inte tillräckligt bra. Ett exempel visas i figur 15 där frekvensminimum beräknats vid olika inställningar och med varierande förutsättningar i kraftverken, vilka uppfyller dagens FCR-D-krav då kraftsystemet utsätts för dimensionerande obalanser.



Figur 15: Simulering av FCR-D för en kall vinterdag med hög förbrukning och hög rotationsenergi och en konservativ tolkning av Svenska kraftnäts krav på FCR-D. En stor andel av simuleringarna, som visar utfall med olika inställningar av FCR-D, uppfyller inte kraven på transient frekvensstabilitet.

Det kravställda systembeteendet i analyserna är ofta sämre än det uppmätta. Detta förklaras med att det faktiskt levereras mer frekvensregleringsreserver än vad vi kravställt samt med att reglerstyrkan (hur många MW produktionsanläggningarna faktiskt ökar sin effekt för en given frekvensavvikelse) är högre i verkligheten än i modellen. Vi arbetar därför nu på att säkerställa att våra kravställningar ska motsvara kraftsystemets totala tekniska behov för frekvensstabilitet.

Kraftsystemets förmåga att dämpa frekvenspendlingar kan inte bara ses på en samlad systemnivå. Svenska kraftnät måste i samarbete med branschen också säkerställa att enskilda kraftverk och andra anläggningar har tillräckligt god förmåga att samverka med kraftsystemet. Alla delar i kraftsystemet måste tåla de förhållanden de utsätts för, inklusive olika störningar, utan att de själva blir instabila eller av andra skäl kopplas bort. Vi utvecklar därför för närvarande de krav på prestanda och stabilitet som behövs för framtiden.

5.2.1 Genomförda och pågående aktiviteter

Svenska kraftnät har de senaste två åren genomfört omfattande arbete för att lösa de utmaningar vi står inför inom frekvensstabilitet. Arbetet drivs i projektform gemensamt med de andra nordiska TSO:erna Fingrid, Statnett och Energinet eftersom frekvensstabiliteten är gemensam för hela det nordiska kraftsystemet.

Risknivå för AFK-aktivering

Det är inte samhällsekonomiskt rimligt att sannolikhet för aktivering av Automatisk Förbrukningsfrånkoppling (AFK) ska vara obefintlig. För att öka kunskapen runt detta har de nordiska TSO:erna arbetat med att ta fram en metod för att fastställa frekvenskvaliteten ur ett samhällsekonomiskt perspektiv. Frekvenskvaliteten i det nordiska synkronområdet har traditionellt följts upp med nyckeltalet "minuter utanför normalt frekvensband". Värdet har ökat generellt de senaste 20 åren,

vilket har åskådliggjort frågan om frekvenskvalitet och systemets säkerhet ligger på en lämplig nivå. I arbetet utvecklades en probabilistisk metod som kan tillämpas för att uppskatta sannolikheten för bortkoppling av förbrukning genom AFK-aktivering. Metoden beräknar sannolikheten för AFK-aktivering för en vald tidsperiod både historiskt och för ett framtida scenario. Resultaten visar att förbrukningens frekvensberoende, tillgänglig nödeffekt (EPC) och snabbheten för FCR-D har stor inverkan på risknivån för AFK. Resultatet indikerar vilken leveranssäkerhet som systemet har utifrån ett frekvensstabilitetsperspektiv.

Analys av FCR

Arbete har genomförts för att ta fram nya krav på transient frekvensstabilitet och kontinuerlig dämpning. Kraven formulerades utifrån kraftsystemets framtida behov vad gäller dess förmåga att hantera störningar samt dess egenskaper. En viktig del var att harmonisera kravbilden i samtliga nordiska länder. Denna del av arbetet genomfördes med en referensgrupp bestående av representanter från branschen. Resultaten är ett förslag på krav men inget är ännu beslutat på grund av att genomförbarheten fortsatt måste analyseras. En nyhet är att det föreslås ställas krav på både prestanda och kontinuerlig dämpning som beskrivits ovan. Resultaten visar också att kraven blir höga om enbart FCR-D ska kunna hantera transient frekvensstabilitet i framtiden. Slutsatsen blir att det behövs en kompletterande produkt till FCR-D för att uppfylla kraven på bibehållen transient frekvensstabilitet. Den produkt som kommer att tas fram för att lösa detta är FFR.

Parallellt har de nordiska TSO:erna arbetat med att utreda de utmaningarna som allt mindre rotationsenergi i kraftsystemet innebär. Målet med arbetet var att:

> Utveckla en förbättrad metod för att kunna estimera nivån av rotationsenergin i realtid.
> Föreslå åtgärder för att hantera låga nivåer av rotationsenergi.
> Utveckla en metod för att kunna estimera marginalen för frekvensstabilitet.

Flera möjliga åtgärder för att lösa utmaningen med att FCR-D inte kan säkerställa transient frekvensstabilitet på egen hand vid låg rotationsenergi studerades. Dessa utvärderades efter sin effektivitet, kostnad och tillämpbarhet. De åtgärder som vi valde att gå vidare med är att kortsiktigt lösa det genom att teckna avtal med de största elproducenterna för att göra det möjligt att mot marknadsmässig ersättning begränsa effekten till en sådan nivå att systemet inte riskerar frekvenskollaps om de faller bort. Den långsiktiga lösningen är att komplettera FCR-D med en ny snabbare produkt, FFR.

Metoden för att i realtid uppskatta hur stor den lagrade rotationsenergin i det nordiska kraftsystemet är förbättrades också. En modell för att uppskatta transient frekvensstabilitet, den lägsta frekvensen som kan uppkomma, vid ett bortfall av effektgenerering utvecklades inom projektet. Modellen infördes i de nordiska kontrollrummen i början av 2018. Lösningen gör det möjligt att i realtid kunna övervaka att inte ett enskilt fel riskerar att aktivera AFK. Under sommaren 2018 behövde Oskarshamn 3 begränsas vid tre tillfällen. Sommaren 2019 var mer fördelaktig ur detta perspektiv och inga åtgärder behövde vidtas.

Den långsiktiga lösningen att säkerställa transient frekvensstabilitet för det nordiska kraftsystemet där FCR-D inte klarar att hantera situationen på egen hand är en ny produkt, FFR. De tekniska kraven har specificerats utifrån att FFR ska vara en snabb produkt. Det innebär en aktivering inom en sekund när frekvensen understiger 49,6 Hz och med en uthållighet på upp till 30 sekunder. Arbetet omfattar också att ta fram och införa en prognos av rotationsenergin för kommande dagar. Detta är viktigt för att veta hur mycket FFR som är nödvändigt för att säkerställa transient frekvensstabilitet.

Analys av AFK

En översyn av systemet för AFK har gjorts. Slutsatserna är att nuvarande strategi inte längre är anpassad till dagens förutsättningar och kan ge minskad frekvensstabilitet om det inträffar en allvarlig störning. Översynen visade att de faktiska inställningarna inte överensstämmer med de som uppges i den nordiska kravbilden. Detta leder till att andelen tillgänglig automatisk förbrukningsfrånkoppling är betydligt lägre än förväntat. Nya uppdaterade inställningar har därför tagits fram för att den automatiska förbrukningsfrånkopplingen bättre ska överensstämma med dagens behov. De nya inställningarna utgör en gemensam nordisk ståndpunkt för AFK-funktionen. De har också kontrollerats för att säkerställa att de är i linje med kraven i förordningen om nödsituationer och återuppbyggnad (ER).

Vi deltar på europeisk nivå i ett arbete som syftar till att ta fram koordinerade inställningar för EPC på alla likströmsförbindelser i Europa för ömsesidigt stöd. Nödeffektingrepp är en skyddsåtgärd för att undvika automatisk förbrukningsfrånkoppling när större händelser (N-2) inträffar. Olika avvägningar behöver göras t.ex. avvägning mellan hur stort stöd ett synkronområde kan få mot hur mycket det stödjande synkronområdet påverkas. Alltså, hur mycket frekvensavvikelsen minskar i ett synkronområde vid en stor händelse behöver ställas mot frekvensavvikelsen i det stödjande synkronområdet.

5.2.2 Planerade aktiviteter

För att förbättra frekvensstabiliteten kommer tre aktiviteter att genomföras de närmaste åren. De är samtliga inriktade på att genomföra flera av de förändringar som de senaste årens utredningsarbete har identifierat.

Genomförandestudie för nya krav för stödtjänsten FCR

Arbetet syftar till att ta fram en rekommendation för hur de nya kraven för stödtjänsten FCR ska införas samt för hur den tekniska lösningen ska se ut. Arbetet samordnas på nordisk nivå men mycket av arbetet görs på nationell nivå. I Sverige har projektet startat och det finns en referensgrupp bestående av representanter från branschen. Som nästa steg är tanken att ett pilotprojekt ska genomföras där 5–10 enheter per land för- och omkvalificeras enligt de nya kraven.

Införande av den nya stödtjänsten FFR
Kravspecifikationen för FFR är framtagen och stödtjänsten planeras att finnas på plats till sommaren 2020.

Införande av nya krav för AFK
Ett projekt för att införa den nya AFK-funktionen har startats. Inom ramen för projektet ska bland annat Svenska kraftnäts föreskrift som reglerar utrustning för förbrukningsfrånkoppling (SvkFS 2012:1) uppdateras. De nya kraven ska enligt ER-förordningen vara införda i underliggande nät senast den 18 december 2022.

På nordisk nivå pågår också ett koordineringsarbete för att säkerställa att genomförandet samordnas mellan länderna.

5.3 Spänningsstabilitet

Spänningarna i ett kraftsystem är av fundamental betydelse för dess funktion och utan en väl fungerande kontroll av spänningarna skulle kraftsystemet inte fungera.

Kraftsystemet kräver en kontinuerlig och relativt långsam justering av spänningsnivåerna för att hålla dem inom givna intervall. Detta görs framförallt genom reaktiv effektbalansering via manuella åtgärder i kontrollrummet hos respektive nätägare. Detta innebär i praktiken kopplingar av shuntreaktorer och shuntkondensatorer eller stegande med lindningskopplare i transformatorer. Det finns ett enkelt tekniskt förhållande mellan spänning och reaktiv effekt, om reaktiv effekt tillförs kraftsystemet så ökar spänningen.

Utöver den långsamma manuella spänningsjusteringen kräver kraftsystemet också en kontinuerlig och relativt snabb reglering av spänningsnivåerna. Detta görs av automatiska reglersystem hos t.ex. generatorer. Automatisk spänningsreglering är grundläggande för att kraftsystemet ska kunna anses vara spänningsstabilt.

Spänningsstabilitet som begrepp berör ett kraftsystems förmåga att i samtliga punkter upprätthålla stabila och acceptabla spänningar samt dess förmåga att återgå till ett nytt jämviktsläge efter att ha utsatts för en störning. Spänningsstabilitet omfattar både spänningshållning och spänningskollaps.

Spänningshållning beskriver kraftsystemets förmåga att kontinuerligt hålla spänningssteg och spänningsnivåer inom fastställda och acceptabla intervall vid förändringar i produktion, förbrukning, nättopologi eller i händelse av fel. Anläggningarna i kraftsystemet är konstruerade för ett visst spänningsintervall och avvikelser ger upphov till försämrad effektivitet men kan också medföra förkortad livslängd eller plötsliga haverier. En för hög spänning ökar koronaförlusterna och kan orsaka anläggnings- och personskador. En för låg spänning leder till högre överföringsförluster, lägre överföringskapacitet och höjer risken för spänningskollaps. Spänningen får inte heller ändras i för stora steg eftersom det påverkar kundernas elkvalitet.

Risk för spänningskollaps uppkommer när spänningen i ett nätområde sjunker kraftigt samtidigt som effektöverföringen på områdets ledningar är hög. Om det saknas tillräcklig överföringskapacitet och tillräckliga aktiva och reaktiva effektresurser, som kan avlasta kraftsystemet och stötta spänningen i nätområdet, kan detta leda till en spänningskollaps. Spänningskollaps kan medföra bortkoppling av förbrukning och produktion i stora områden och i värsta fall elavbrott för hela eller delar av systemet. Ökad överföringskapacitet, t.ex. genom fler ledningar, eller tillgång till ytterligare reaktiva resurser, minskar risken för spänningskollaps. Risken för spänningskollaps begränsar tidvis överföringskapaciteten mellan vissa elområden till ett lägre värde än vad som skulle varit fallet om ledningarnas termiska kapacitet kunnat utnyttjas.

Det är sammantaget avgörande för kraftsystemets spänningsprestanda att det finns tillräckliga resurser för att justera den reaktiva effektbalansen och för att automatiskt reglera spänningen. Resurserna kan dock inte finnas på godtyckliga platser i kraftsystemet utan det krävs att varje regionalt nätområde är i reaktiv balans. Anledningen är att reaktiv effekt i praktiken inte kan överföras över stora avstånd. Det är alltså viktigt att den reaktiva effekten produceras eller konsumeras på rätt ställen i nätet. Denna nödvändiga geografiska spridning av de reaktiva effektresurserna är förklaringen till att det inte lämpar sig att ha en marknadsplats för reaktiv effekt, men den utgör dock inget principiellt hinder för ekonomiska ersättningar och/eller kostnader för reaktiva effektutbyten.

Spänningsreglerande komponenter
Som beskrevs i Systemutvecklingsplan 2018–2027 är en kritisk faktor vilken typ av kraftsystemkomponent som bidrar till spänningsregleringen. Avveckling av produktionsenheter som tidigare bidragit med automatisk spänningsreglering, innebär att andra komponenter kommer att behöva bidra med denna förmåga. Historiskt har Svenska kraftnät framförallt investerat i brytarkopplade komponenter för stegvis reglering, såsom shuntreaktorer och shuntkondensatorer. Framöver kommer vi att behöva investera i en ökad andel automatiskt och steglöst spänningsreglerande komponenter. Dessa komponenter är dyrare, men ökar möjligheterna att bibehålla en tillräcklig spänningsstabilitet.

5.3.1 Genomförda aktiviteter
Sedan Systemutvecklingsplan 2018–2027 har Svenska kraftnät bland annat tagit fram en strategi för spänningsreglering samt fortsatt utveckla våra tekniska avtalsvillkor.

Spänningsregleringsstrategin belyser vikten av att intensifiera arbetet inom spänningsstabilitet och reaktiv effektbalansering. Strategin pekar ut övergripande inriktningar för olika nätområden utifrån förutsättningarna i respektive område. För att överföra de strategiska inriktningarna till konkreta åtgärder behöver detaljerade utredningar göras.

Vi arbetar kontinuerligt tillsammans med branschen för att utveckla de tekniska avtalsvillkoren för anslutning till transmissionsnätet. De tekniska avtalsvillkoren utgör delar av det tekniska och legala ramverk som krävs för en fungerande samverkan mellan kraftsystemets olika parter. En av de avtalsfrågor som diskuterats med branschen de senaste åren gäller acceptabla spänningsnivåer och krav på reaktiva effektutbyten i anslutningspunkterna. En annan fråga, som utreds internt, gäller konkreta förutsättningar och lämpliga principer för spänningsreglering med kraftparksmoduler, såsom vindkraft.

5.3.2 Pågående aktiviteter

För närvarande arbetar Svenska kraftnät med bland annat följande aktiviteter:

- I vår roll som systemansvarig är övervakning och kontroll av spänning och reaktiva effektutbyten med anslutande parter viktig för att olika anläggningar i kraftsystemet ska kunna samverka driftsäkert. Inom arbetet med de olika systemdriftstillstånden ingår spänning som en av de grundläggande elektriska storheterna. I detta arbete kommer kraftsystemets tekniska ramverk och förmågor för spänningsreglering, ur ett driftperspektiv, att tydliggöras för ökad transparens.
- Spänningar utanför fastställda intervall är som tidigare nämnts inte acceptabla. Vi arbetar därför med att ta fram verktyg för förbättrad uppföljning av transmissionsnätets spänningar. En viktig del i detta är förbättrad uppföljning av det reaktiva effektutbytet med anslutna anläggningar. Skälet är att stora oönskade reaktiva effektinmatningar och uttag kan leda till spänningsavvikelser på transmissionsnätet.
- Via Energiforsk har bland annat Svenska kraftnät startat och bidragit i ett projekt som syftar till att undersöka historiska driftförhållanden och erfarenheter kopplade till spänningsreglering med kärnkraftverk. Projektet ska även identifiera och föreslå förbättringar rörande inställningar och arbetsprocesser som påverkar spänningsreglering med kärnkraftverk.
- Utredningar rörande den långsiktiga behovsbilden avseende spänningsreglerande resurser i västra respektive östra delarna av transmissionsnätet i södra Sverige har precis påbörjats. Utredningarna har initierats för att undersöka de långsiktiga förutsättningarna för en tillfredsställande reglering av spänningen i transmissionsnätet på väst- respektive östkusten, bland annat efter en framtida avveckling av samtliga produktionsblock i Ringhals respektive Oskarshamns kärnkraftverk bortom 2040.

5.3.3 Planerade aktiviteter

Svenska kraftnät kommer framöver att intensifiera arbetet kopplat till spänningsstabilitet och reaktiv effekt. Förändringarna i kraftsystemet som nämns i kapitel 5.1 innebär att kraven på olika aktörer kommer behöva skärpas för att en tillräcklig spänningsstabilitet ska kunna bibehållas. Exempel på frågor som vi planerar att arbeta med är följande:

- De åtgärder som föreslås i den spänningsregleringsstrategi för transmissionsnätet som vi tagit fram ska detaljstuderas och genomföras.
- Den långsiktiga behovsbilden och förutsättningarna vad gäller spänningsreglerande resurser för transmissionsnätet i norra Sverige ska utredas.
- Se över och utveckla metoder och verktyg för att analysera och bedöma stabilitetsmarginaler för spänningsstabilitet i ett kraftsystem bestående av en högre andel icke-synkron produktion.

5.4 Rotorvinkelstabilitet

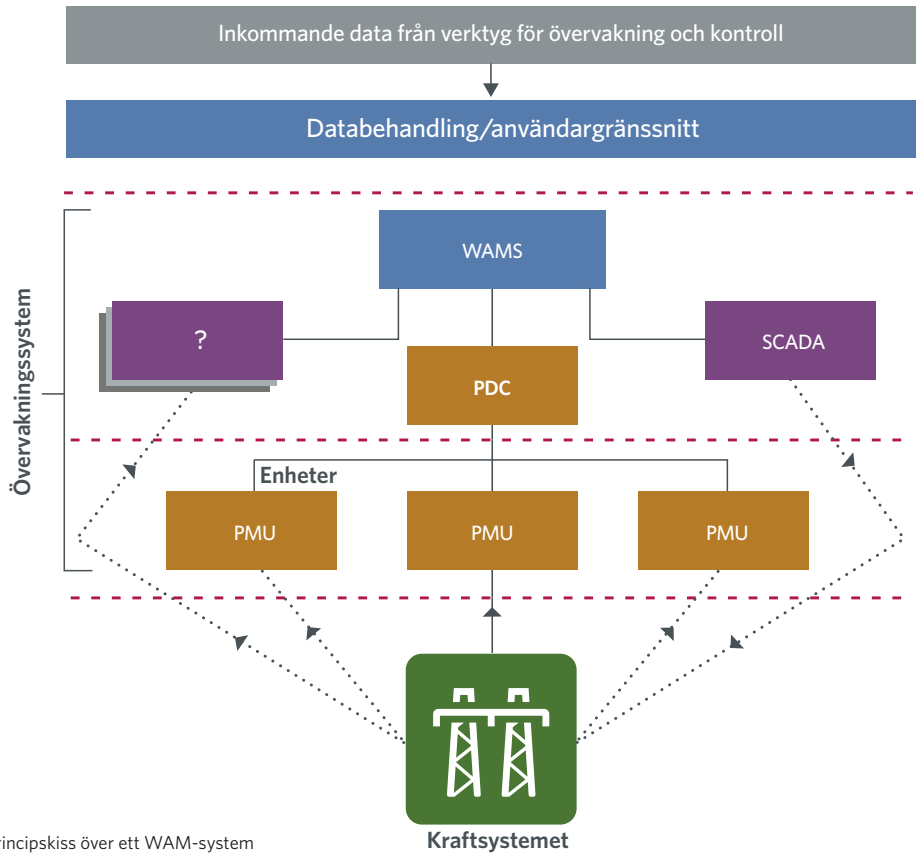
Rotorvinkelstabilitet är det begrepp som används för att beskriva kraftsystemets förmåga att dämpa de effektpendlingar som kan uppstå mellan olika generatorer. Elnätet som binder samman generatorerna fungerar som ett fjädrande system och vinkelskillnaden mellan generatorernas rotorer beror dels på effektöverföringen i nätet och dels på det elektriska avståndet. Ju mer effekt som överförs, desto mer ökar skillnaden i vinklar, men vinklarna ökar också ju längre effekten överförs.

Vid störningar i systemet kommer rotorvinklarna plötsligt att förändras och det kan uppstå effektpendlingar mellan generatorerna när de hittar sina nya arbetspunkter. Vanligen hittas ett nytt stabilt läge genom att effektpendlingar som följer av störningen dämpas ut och rotorvinklarna förblir synkroniserade. Blir rotorvinkelskillnaderna eller effektpendlingarna för stora kan det leda till instabilitet och systemkollaps.

Precis som för frekvensstabilitet och spänningsstabilitet påverkar omställningen av kraftsystemet också rotorvinkelstabiliteten genom att marginalerna minskar. Den elproduktion som nu tillkommer (sol och vind) är ofta inte synkront ansluten till nätet utan genom olika former av kraftelektronik. Dessa bidrar därför inte på samma sätt med kortslutningseffekt till kraftsystemet som den elproduktion den ersätter, något som minskar stabilitetsmarginalerna i kraftsystemet. Följden av allt fler utlandsförbindelser och det stora energiöverskottet i Sverige och Norden leder till periodvis ökad export och därmed till att mer effekt ska överföras över större avstånd, något som också påverkar stabilitetsmarginalerna negativt.

Analyser kan svara på inom vilka driftområden rotorvinkelstabiliteten kan hållas inom acceptabla gränser och systemdriftens uppgift är att hålla driftpunken inom detta område. För att säkerställa att det sker behöver kraftsystemets tillstånd ständigt övervakas. Hittills har övervakning skett genom SCADA[26] -systemet. Systemet tar in olika mätvärden var tredje sekund. Som ett komplement till denna övervakning har sedan en tid tillbaka PMU-mätare installerats. PMU-mätarna tar in 50 mätvärden per sekund och gör det möjligt att skapa mer avancerade verktyg än de som finns i de nuvarande systemen. PMU-mätarna gör att vi t.ex. kan observera effektpendlingar i

realtid och därmed utveckla nya åtgärder för att aktivt dämpa effektpendlingar. Även om PMU-mätning funnits sedan många år tillbaka har vi bara haft testapplikation för övervakning på plats. Området för förbättrad övervakning och kontroll går här under begreppet Wide Area Management System (WAM-system). Figur 16 är en principskiss över ett WAM-system där mätande PMU-enheter ute i transmissionsnätet samlas in i en PDC-funktion som tillsammans med data från existerande SCADA-system och eventuella andra källor utgör indata till WAM-systemet.



Figur 16. Principskiss över ett WAM-system

5.4.1 Genomförda aktiviteter

Förstudien för WAM-systemet

Syftet med förstudien var att identifiera nyttor inom verksamheten och rangordna dessa efter prioritet. Vi behövde också identifiera förutsättningarna för att kunna utveckla och förvalta ett WAM-system. Dessa frågor har varit aktuella under en längre tid men det fanns ett behov av att identifiera de verkliga nyttorna utifrån de utmaningar vi ser i dag. Nyttorna har också tydligt konkretiserats i funktionskrav i ett kommande WAM-system. Målet är ett WAM-system som underlättar analyser och effektivt visualiserar relevant information om tillståndet i kraftsystemet. Förstudien tog fram en färdplan för kommande års arbete med att utveckla och införa ett WAM-system. I förstudien identifierades även strategiska platser där PMU-mätning bör finnas för att öka observerbarheten i kraftsystemet.

Analys av historisk PMU-data

De basfunktioner som fanns på plats då Systemutvecklingsplan 2018–2027 skrevs omfattar en enkel visualisering av mätdata som kommer från PMU-enheterna, men också lagring av data. Med denna visualisering kan analyser ske i efterhand för att få inblick i hur dynamiska förloppet sett ut, t.ex. vid olika störningar. Mätdata som samlats in från PMU-mätningar under det senaste året har analyserats, speciellt med fokus på effektpendlingar.

För att bättre förstå allvaret i olika effektpendlingar har vi börjat med att analysera den dynamiska prestandan i kraftsystemet och att karakterisera utförandet vid normal drift. Detta ger oss en referenspunkt för att bättre kunna bedöma beteendet vid störningar. Vi har också analyserat data för de pendlingar och störningar vi sedan tidigare observerat och känt till.

[26] SCADA - Supervisory Control And Data Acquisition

Vi har inte observerat några stora effektpendlingar under perioden och de effektpendlingar som kan uppstå över långa avstånd, s.k. interareapendlingar, har varit väl dämpade. Vi har dock observerat effektpendlingar med mindre amplitud som kommer från källor som konstant exciterar effekt-pendling under en viss tid som kan härledas till olika typer av tester eller felaktiga komponenter. Som en följd av de gjorda analyserna, har vi justerat övervakningssystemens inställningar. Systemets varnings- och alarmgränser för effektpendlingar och för om t.ex. frekvensen plötsligt sjunker snabbt är nu mer anpassade för att uppmärksamma operatören.

Start av samarbete gällande validering av magnetiseringsmodellerna

Sedan 2017 har vi startat en aktivitet för validering av magnetiseringsmodellerna. För rotorvinkelstabiliteten spelar automatiska styrsystem en central roll. För att säkerställa rotorvinkelstabilitet måste dessa styrsystem utformas på rätt sätt. Det är också viktigt att våra modeller kan efterlikna de verkliga systemen tillräckligt väl för att vi ska kunna utföra de nödvändiga analyserna. Magnetiseringsmodellerna inklusive spänningsregulatorer, dämptillsatser och strömbegränsnings-modeller behöver revideras. Simuleringar med ouppdaterade modeller kan visa på mindre marginaler än vad som faktiskt finns i kraftsystemet vilket kan leda till att onödiga kapacitets-begränsningar införs, något som innebär en negativ påverkan på elmarknaden. Omvänt skulle modeller som visar för positiva resultat riskera att påverka driftsäkerheten negativt. Svenska kraftnät har därför tagit kontakt med producentbolagen för att starta ett samarbete med syfte att samla in faktiska data och även mäta på några transmissionsnätkopplade generatorer.

5.4.2 Pågående aktiviteter

Arbete pågår inom tre olika områden:

Spektrogram för visualisering av pendlingar i systemet

Som ett komplement till andra övervakningssystem, kommer vi att använda oss av spektrogram för att detektera och visualisera när systemet har pendlingar.

Figur 17 visar ett spektrogram där tid, frekvens och amplitud visas. Spektrogrammet visar vid vilken frekvens olika grupper av generatorer pendlar mot varandra. Om effektamplituden av en pendlingsfrekvens överstiger en definierad gräns, blir det en röd topp i spektrogrammet. Hur snabbt pendlingen avtar, dvs. hur väl dämpad den är, framgår också.

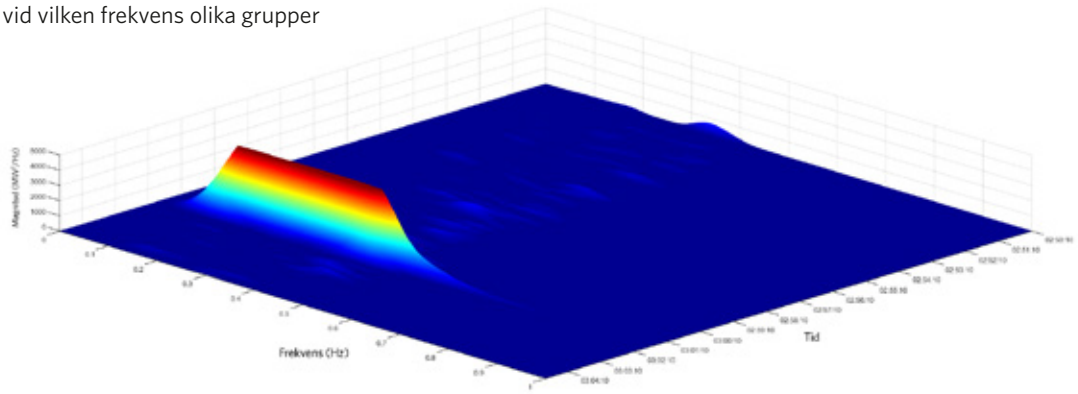
Nästa steg blir att automatisera inhämtningen av mätvärden, generera spektrogram med jämna mellanrum och därefter skicka uppdaterade spektrogram till kontrollrummet. Applika-tionen som vi har infört kan i realtid identifiera vilken frekvens effektpendlingen har samt hur väl dämpad den är.

Bildandet av en nordisk analysgrupp

Dynamiska fenomen är inte begränsade till ett land utan berör hela det nordiska kraftsystemet. Därför har ett mer formellt nordiskt samarbete startats inom området mät- och övervak-ningssystem (WAMS/PMU). Gruppen har som uppgift att driva utveckling inom området och fungera som ett forum för nordisk utveckling. Gruppen har sett till att mätdata från olika länder kan delas inom Norden vilket ökar observerbarheten och möjliggör bättre övervakning och analyser.

Validering av modeller för generatorernas magnetiseringssystem

Som ett första steg, har magnetiseringsdata för två trans-missionsnätskopplade generatorer samlats in och magnetise-ringsmodellerna har uppdaterats. Mätningar på dessa generatorer håller på att förberedas tillsammans med generatorägarna för att validera magnetiseringsmodellerna.



Figur 17. Spektrogram som visualiserar en effektpendling

6 BALANSERING

Sammanfattning

Andelen väderberoende elproduktion fortsätter att öka i det nordiska kraftsystemet. Samtidigt ställer europeisk lagstiftning krav på gemensamma europeiska strukturer och marknader för balanseringen. Drivkrafterna och förutsättningarna för utvecklingen av den nordiska balanseringen har i den meningen inte ändrats de senaste åren. Däremot har kostnaderna för stödtjänster ökat, primärt de automatiska reserverna, vilket tydliggör behovet av nya typer av leverantörer av stödtjänster.

Implementering av den nya nordiska balanseringsmodellen, NBM

Arbetet med att realisera det nya nordiska balanseringskonceptet pågår och har konkretiserats i form av ett program för införandet av den nya nordiska balanseringsmodellen (NBM). Programmet inkluderar ett stort antal projekt, som bland annat ska införa gemensamma principer för dimensionering av frekvensåterställningsreserver (FRR), gemensamma marknader för kapacitetsupphandling, införande av 15-minuters avräkningsperiod och införande av balansering av respektive elområde utifrån dess obalans, mACE.

Införandet av mACE kommer möjliggöra marknadskoppling av nordiska balansmarknader och balansmarknaderna i övriga Europa. Implementeringen är organiserad i två faser som benämns första respektive andra generationen NBM. I stora drag omfattar första generationen NBM:

- Kapacitetsmarknader för frekvensåterställningsreserver (FRR)
- Enprisavräkning
- 15-minuters tidsupplösning
- Marknadstransparens
- mFRR-balansenergimarknad

Andra generationens NBM inkluderar införandet av aFRR balansenergimarknad.

Första generationen är planerad att vara införd under 2023 enligt den färdplan som konsulterats och uppdaterats i dialog med de nordiska marknadsaktörerna. Tidsplan för införandet av andra generationen kommer att tas fram på liknande sätt som för den första generationen.

Införande av rollerna BSP och BRP

Svenska kraftnät arbetar med att ta fram villkor för rollerna Leverantör av balanstjänster (BSP) samt Balansansvariga parter (BRP), vilka kommer att ersätta dagens roll som balansansvarig. Det innebär bland annat att den aktör som levererar bud på balansmarknaderna har rollen BSP medan den aktör som har det ekonomiska ansvaret för obalanserna har rollen BRP. Vi bedömer att de nya rollerna börjar gälla första halvåret 2021.

Utveckling av marknaden för frekvenshållningsreserv och ny snabb reserv

Parallellt med utvecklingen av FRR-marknaderna, vilken i hög utsträckning organiseras under NBM, pågår även utveckling av frekvenshållningsreserverna, (FCR). Mycket fokus läggs på att öka antalet leverantörer av FCR och sedan maj 2019 är det möjligt för förbrukningsflexibilitet att leverera FCR. För att hantera utmaningarna med lägre rotationsenergi i systemet planeras till 2020 även upphandling av en ny stödtjänst, en snabb frekvensreserv (FFR).

Svenska kraftnät arbetar med att utveckla balanseringsprocessen i syfte att säkerställa en effektiv balansering av det framtida kraftsystemet. Med balansering menar vi det i grunden enkla faktum att kraftsystemet i varje ögonblick måste tillföras lika mycket effekt som det förbrukas för att frekvensen ska hållas stabil vilket är en förutsättning för en god leveranssäkerhet. I verkligheten påverkar många olika faktorer balansen mellan tillförd och förbrukad effekt och alla de olika system och funktioner som måste till för att hantera detta brukar vi kalla balanseringsprocessen.

I stort sett ser utmaningarna likartade ut i dag som för två år sedan: Omställningen av energisystemet leder till att allt mindre planerbar elproduktion finns tillgänglig när den ersätts med förnybar, och hittills, i stort sett oplanerbar vind- och solenergi. Förbrukningsmönster ändras också när t.ex. elfordon tillförs i allt högre takt. Förbrukningen blir också allt mer flexibel när den börjar ta del i marknaden genom att erbjuda olika stödtjänster, vilket är något vi önskar men som också ökar komplexiteten.

Den utveckling av balanseringsprocessen vi nu arbetar med behöver ta hänsyn till de trender och drivkrafter som väsentligt påverkar kraftsystemets framöver:

> Förändrade klimatmål, vilka i sin tur leder till ändrade mönster för produktion och förbrukning av elenergi.
> Det politiska målet att nå en gemensam europeisk energi- och balansmarknad.
> Teknikutveckling, vilken möjliggör ökad automatisering samt bättre styrning och övervakning av kraftsystemet.

Det finns flera olika typer av källor till att obalanser uppstår och som alla kräver olika typer av lösningar. Sett till obalansernas typ, bakomliggande orsaker och trender har bilden av vilka lösningar som måste till inte förändrats nämnvärt de senaste åren. Däremot har arbetet med att utveckla våra verktyg för att balansera systemet utvecklats och konkretiserats, vilket delvis illustreras i figur 18, där våra huvudsakliga verktyg och stödtjänster beskrivs utifrån dagens situation samt de planerade och möjliga lösningar som vi ser framåt.

För några av de lösningar som vi i Systemutvecklingsplan 2018–2027 klassificerade som ”möjliga lösningar” (införande av snabb frekvensreserv samt ACE-styrning av frekvensåterställningsreserver med automatisk aktivering) finns i dag beslut om genomförande, varför de nu klassificeras som ”planerade lösningar”. Ersättningsreserver (RR), är fortsatt en möjlig lösning men det finns i dag inget beslut på att införa den produkten i Norden.

Verktyg/stödtjänst

	Rotations-energi	FFR	FCR		aFRR	mFRR	RR
			FCR-D	FCR-N			
Styrs av:	—	Frekvens	Frekvens	Frekvens	ACE	Kontrollrum	Kontrollrum
Hanterar:	Effekt	Effekt	Effekt	Effekt	Energi	Energi	Energi
Ersätts ekonomiskt för:	—	Effekt	Effekt	Effekt/ Energi	Effekt/Energi	Energi	Energi
Aktiveras inom:	Momentant	Någon sekund	Sekunder	1 minut	Minuter	12-15 minuter	>15 minuter

Aktivering, snabb till långsam

Figur 18: Verktyg och stödtjänster för balansering av det framtida kraftsystemet. Blå färg indikerar möjliga lösningar

6.1 Nordisk balanseringsmodell

I Systemutvecklingsplan 2018–2027 beskrevs det nya nordiska balanseringskonceptet. Sedan dess har utvecklingsarbetet fortsatt och genomförandet påbörjats för att realisera konceptet. Som ett led i att realisera konceptet har ett utvecklingsprogram skapats, Nordiska balanseringsmodellen, (NBM , Nordic Balancing Model), med en rad ingående projekt. Programmet syftar bland annat till att utveckla marknadsdesign och regelverk, IT-system samt interna verksamhetsprocesser. Programmet innebär en omfattande utveckling av marknaderna och processerna kopplade till frekvensåterställningsreserverna (FRR). Dessa reserver utgörs av:

> Frekvensåterställningsreserver med automatisk aktivering (aFRR)
> Frekvensåterställningsreserver med manuell aktivering (mFRR)

NBM kan grupperas under fem huvudsakliga syften:

> Säkerställa adekvat mängd FRR på rätt plats i kraftsystemet vid alla tidpunkter.
Här ingår bland annat dimensionering av FRR samt utveckling av nordiska kapacitetsmarknader för FRR samt marknadsbaserad reservation av överföringskapacitet.

> Automation som effektiviserar och förbättrar aktivering av FRR.
Här ingår projekt relaterade till obalansprognoser, elektronisk aktivering av mFRR, optimerad budselektering av FRR, områdesbaserad aktivering och nettning samt automatiserad prisberäkning.

> 15-minuters avräkningsperiod och 15-minuters handelsperiod.
Det tidigare nordiska projektet "Higher Time Resolution" hanteras nu inom NBM och innebär införande av 15-minuters avräkningsperiod och tidsupplösning för balansmarknader samt möjliggörande av 15-minuters tidsupplösning på dagen före- samt intradag-marknaden.

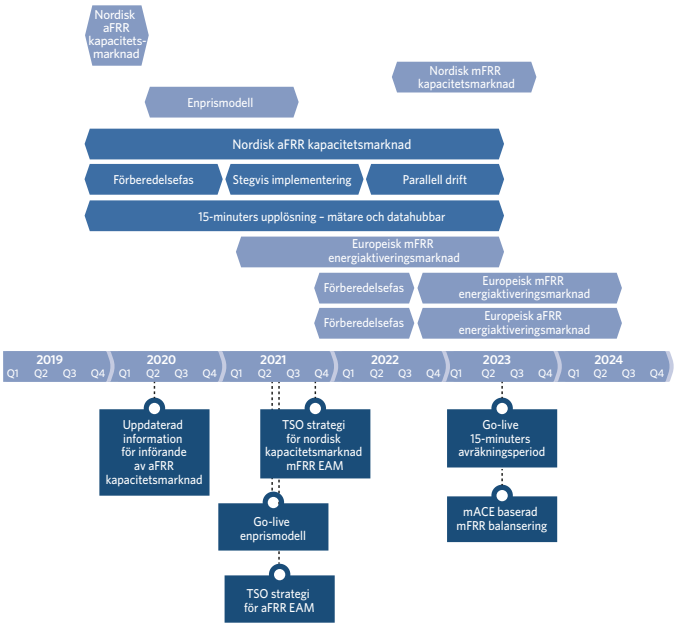
> Nya regler för prissättning av obalanser, balansenergi och balanskapacitet.
Nya gemensamma nordiska regler för avräkning av obalanser, prissättning av balansenergi samt utbyte av balanstjänster mellan TSO:er i enlighet med de harmoniserade europeiska marknadsreglerna.

> Europeisk och nordisk marknadsintegration.
De nordiska anpassningar som behövs för att möjliggöra för Norden att delta i den europeiska marknadskopplingen av balansenergimarknader. Därtill gemensamma nordiska marknader för FRR-kapacitet.

Svenska kraftnät har våren 2019 fattat investeringsbeslut om 445 miljoner kronor för utveckling av IT-lösningar under NBM. Vi har också fattat inriktningsbeslut om ytterligare 95 miljoner kronor för implementering av 15-minuters avräkningsperiod.

Arbetet med att införa NBM är organiserat i två faser som benämns första respektive andra generationen NBM. I stora drag inkluderar första generationen NBM kapacitetsmarknader för FRR, enprisavräkning, 15-minuters tidsupplösning, marknadstransparens och mFRR balansenergimarknad. Andra generationens NBM inkluderar implementering av aFRR balansenergimarknad.

Eftersom införandet av NBM sammantaget innebär stora förändringar som påverkar en rad olika marknadsaktörer har Svenska kraftnät och övriga nordiska TSO:er etablerat en referensgrupp med bred representation från marknadsaktörer i Norden. Referensgruppens syfte är bland annat att föra en löpande dialog mellan TSO:erna och marknadsaktörerna kring planering av genomförandet, samt till att gemensamt identifiera och hantera risker. Syftet är också att öka marknadsaktörers medvetenhet om förändringarna samt att bidra till en bred spridning av information till alla intressenter. Figur 19 illustrerar på övergripande nivå tidsplan för den första generationen av NBM. Tidsplan för den andra generationen behöver konkretiseras i dialog med marknadsaktörerna.



Figur 19: Tidsplan för första generationen av NBM

6.1.1 Beskrivning av balanseringsprocessen

Balanseringsprocessen består av flera delprocesser som alla syftar till att hantera de olika faserna av en obalans. Processen omfattar inte bara själva balanseringen utan även det som behöver göras före och efter driftögonblicket. Den omfattar alltså arbetet med att dimensionera och säkra de volymer som behövs av olika stödtjänster, själva aktiveringen samt också den efterföljande ekonomiska avräkningen och verifikationen av att tjänsterna levererade det som avsetts.

De olika faserna vid hantering av en obalans och de stödtjänster som är inblandade beskrevs närmare i kapitel 5.2 ovan.

För att illustrera faserna i själva balanseringsprocessen och sätta NBM i ett sammanhang utgår vi från FRR-processen, se figur 20.

1. **Dimensionering av FRR** – Systemoperatörerna bedömer vilka volymer FRR som behövs i varje LFC-område (elområde) för att säkerställa en säker drift av kraftsystemet.
2. **Kapacitetsmarknad** – Systemoperatörerna upphandlar FRR-kapacitet för att säkerställa tillgänglighet av FRR-reserverna.
3. **Energimarknad och aktivering** – Kombinerar kontrakterade bud från kapacitetmarknad med ytterliggare ej förkontrakterade bud och aktivering sker i prisordning av en europerisk marknadsplattform.
4. **Avräkning** – Ska resultera i en korrekt prissignal till marknadsaktörerna (BSP och BRP)

Figur 20: Balanseringsprocessen för FRR beskriven kronologiskt.

Kommande kapitel ger en beskrivning av respektive delprocess och vad vi och övriga nordiska (och i vissa fall europeiska) TSO:er arbetar med för att införa och utveckla delprocesserna. Observera att rapportens struktur inte är densamma som ordningen för implementering. Implementeringen är som nämnts tidigare strukturerad enligt en första och andra generation NBM.

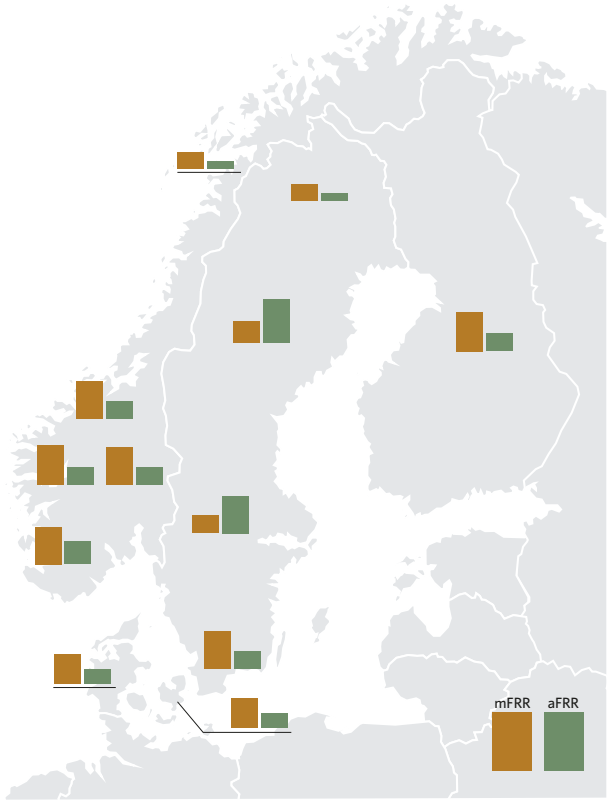
6.1.2 Dimensionering av FRR

Den första delen i FRR-processen är dimensioneringen, där TSO:erna i LFC-blocket, vilket i Norden motsvarar det nordiska synkronområdet, dimensionerar FRR i varje LFC-område. Detta sammanfaller med elområdena i Norden, i enlighet med kraven i förordningen om drift av elöverföringssystem (SO). I detta steg bedöms hur mycket frekvensåterställningsreserver som behöver vara tillgängliga i varje område för att upprätthålla en säker drift av kraftsystemet.

De nordiska TSO:erna har tagit fram ett metodförslag för FRR-dimensioneringen i det nordiska LFC-blocket, som blev godkänt av de nordiska tillsynsmyndigheterna under sommaren 2019. Dimensioneringen ska motsvara LFC-blockets behov av reserver för dimensionerande fel samt för normala obalanser och baseras på historisk obalansdata. Dimensioneringen sker för att både säkerställa uppregleringsbehov och nedregleringsbehov. Metoden ska vara införd under 2022.

Dimensioneringsprocessen måste anpassas för att ta en rad regionala hänsyn. Metoden utvecklas bland annat för att ta hänsyn till nätbegränsningar inom Norden, varför dimensioneringen utgår ifrån behovet i varje elområde samtidigt som sammanlagringspotentialen mellan LFC-områden ska nyttiggöras. Bedömning av sammanlagringspotentialen kräver en analys av obalanserna i varje elområde, hur tillgänglig överföringskapacitet fördelar sig över tid och hur dessa samvarierar. Vidare beskriver dimensioneringsmetoden hur variationer över tid kan beaktas, t.ex. vilka säsongsberoenden som finns samt på vilket sätt en långsiktig (årlig) och en kortsiktig (kommande dygn) prognos kan komplettera varandra. Dimensioneringen beskriver också regler för hur det totala behovet av FRR kan fördelas mellan aFRR och mFRR.

Själva resultatet av dimensioneringsprocessen är ett behov (volym) av aFRR och mFRR per elområde vilket är en central indata till nästa steg i processen, FRR-kapacitetsmarknader. Utkomsten av dimensioneringsprocessen visas i ett schematiskt exempel i figur 21.



Figur 21: Illustration av hur de behov i form av volymer mFRR respektive aFRR fördelas mellan de olika elområdena i Norden

6.1.3 FRR kapacitetsmarknad

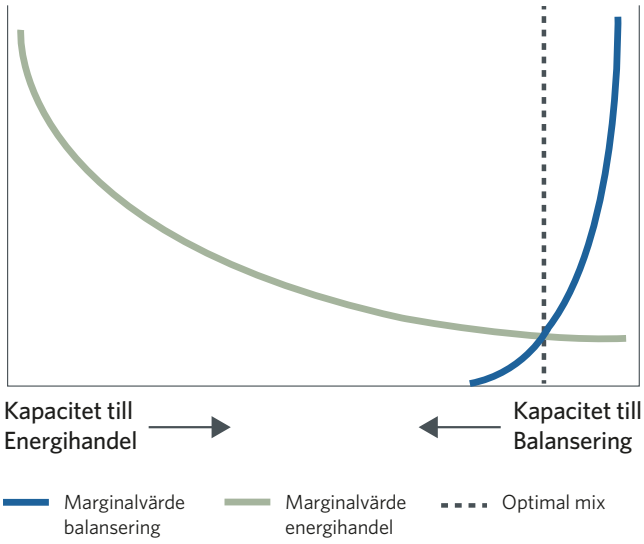
Nästa steg efter dimensionering är FRR-marknader. Den framtida FRR-marknaden består av två delar, en kapacitetsmarknad och en energimarknad per produkt. I kapacitetsmarknaden säkerställs att de reserver som bedömts nödvändiga i dimensioneringsprocessen är tillgängliga i driftskedet. Detta sker genom en marknadsbaserad upphandling två dagar före leveransdygnet[27]. I energiaktiveringsmarknaden kombineras sedan kontrakterade bud från kapacitetsupphandlingen med eventuella ej förkontrakterade bud. När både kapacitetsmarknader och energiaktiveringsmarknaden är införda för FRR innebär tillslag på kapacitetsmarknaden att leverantören är skyldig att tillhandahålla bud för motsvarande volym till energiaktiveringsmarknaden.

När kapacitetsmarknader och energimarknader för FRR varit införda en tid kommer det finnas möjlighet att bedöma hur många ej förkontrakterade bud som kan förväntas till energimarknaden och utifrån det anpassa volymen som handlas upp i kapacitetsmarknaden. Det är i nuläget för tidigt att säga något konkret om när detta kommer att vara på plats.

Nordisk kapacitetsmarknad för FRR

En del i genomförandet av NBM är införandet av nordiska kapacitetsmarknader för FRR. Detta är en ambitionshöjning jämfört med de nuvarande nationella lösningar som finns. För oss innebär det att den nuvarande nationella kapacitetsmarknaden för aFRR blir nordisk och att en helt ny kapacitetsmarknad för mFRR införs samtidigt som en anpassning av nuvarande upphandlingsformat för mFRR (i huvudsak av störningsreserven) genomförs. När marknadslösningar utvecklas måste en mängd hänsyn tas till nationella förutsättningar men även till det europeiska legala ramverket. Marknadslösningarna måste också ge långsiktiga adekvata signaler till marknadens aktörer.

En viktig princip för kapacitetsmarknaderna är att TSO:erna vill möjliggöra utbyte av FRR-kapacitet mellan elområden när så är samhällsekonomiskt effektivt och därmed kunna reservera överföringskapacitet för detta. Principen innebär att överföringskapaciteten allokeras för balansering i det fall värdet på utbyte av reserver överskrider värdet på dagen före-marknaden. Detta illustreras i figur 22.



Figur 22: Illustration av principen för marknadsbaserad reservation av överföringskapacitet

Tidsplanen för att införa nordiska kapacitetsmarknader för FRR är för närvarande osäker, inte minst kopplat till regulatorprocessen. Enligt nuvarande tidsplan kan kapacitetsmarknad för aFRR införas tidigast tredje kvartalet 2020. Uppdaterad information kommer publiceras första kvartalet 2020. Kapacitetsmarknad för mFRR är i nuläget planerad att införas efter införande av 15-minuters tidsupplösning, en tydligare tidsplan och strategi väntas vara klar fjärde kvartalet 2021.

[27] Kapacitetsupphandling två dagar innan leveransdygnet (D-2) är de nordiska TSO:ernas förslag för aFRR kapacitetsmarknad

6.1.4 Snabb aktiv störningsreserv

Svenska kraftnät ska se till att kraftsystemet alltid kan hantera störningar och att det finns mFRR i tillräcklig omfattning för att snabbt kunna återställa aktiverad frekvenshållningsreserv för störningar (FCR-D). I dag sker detta i första hand genom aktivering av mFRR-bud på dagens balansenergimarknad (kallad reglerkraftmarknaden). Reglerkraftmarknaden utgörs dock av frivilliga upp- och nedregleringsbud och det kan uppstå situationer när det inte finns tillräckligt stora volymer av mFRR-bud för att återställa de automatiskt aktiverade reserverna. Därför behöver vi också säkra tillgången på reserver genom upphandling av störningsreserven. I dag finns ett antal långsiktiga avtal med ägare av totalt 22 gasturbiner i elområdena SE3 och SE4, med en total installerad effekt om ca 1 350 MW.

Utöver avtalen med gasturbinägare delar Svenska kraftnät reserver med danska Energinet mellan DK2 och SE4. På detta sätt får Svenska kraftnät tillgång till ytterligare 300 MW.

På grund av bland annat en ökad otillgänglighet hos de allt äldre gasturbinerna har vi under 2019 genomfört en kompletterande upphandling om ytterligare 300 MW mFRR-kapacitet för avtalsperioden 1 juni 2019 till 31 maj 2020. Upphandlingen planeras ske årligen fram till 2026, för att därefter revideras i enlighet med aktuell lagstiftning. Avtalslängd kommer uppgå till maximalt ett år. Genom planen att fortsätta med en årlig upphandling öppnas möjligheten för fler av marknadens aktörer att aktivt bidra.

Störningsreserven bidrar i dag till flera olika viktiga funktioner i kraftsystemet:

> N-1 kriteriet för driftsäkerhet beror i vissa fall på tillgång på störningsreserven
> Faskompensering för spänningsreglering
> Förmågan till dödnätstart är beroende av störningsreserven
> Möjlighet att driva delar av systemet frikopplat från resten, s.k. ö-drift utnyttjar störningsreserven
> Andra beredskapsrelaterade åtgärder har också nytta av störningsreserven

Förordningarna (SO och EB) samt Ren energipaketet ställer nya krav och villkor som innebär att den mFRR-kapacitet som behövs för att hantera störningar måste särskiljas från övriga nyttor samt att dessa upphandlas på en transparent marknadsplats där samtliga resurser som uppfyller kraven har möjlighet att delta.

För att ta hänsyn till dessa krav arbetar vi med att ta fram en strategi för störningsreserven. Syftet med strategin är att skapa nödvändiga förutsättningar för att långsiktigt säkerställa det behov av stödtjänster som i dag tillgodoses av störningsreserven. Målet är att strategiarbetet ska resultera i en färdplan som beskriver vilka aktiviteter och projekt som behöver genomföras för en säker förändring av dagens störningsreserv samt när i tid de förväntas genomföras. De första projekten väntas starta 2020. Utfallet av strategin antas vara förändrade anskaffningsformer av de stödtjänster som störningsreserven i dag hanterar.

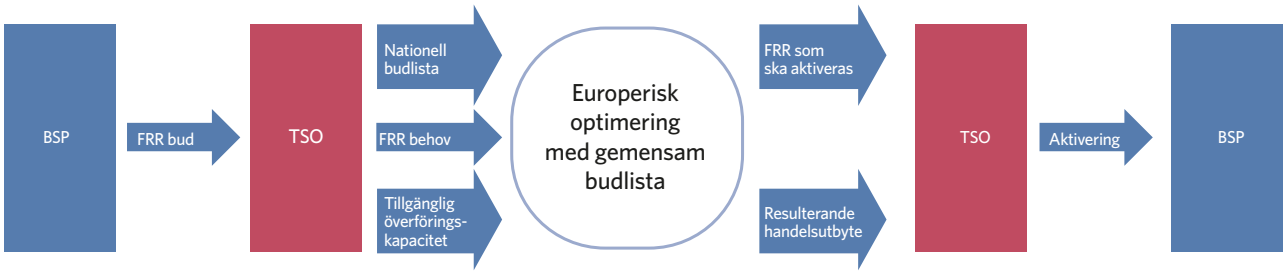
6.1.5 FRR balansenergimarknad

Nästa steg i processen efter kapacitetsmarknader är balansenergimarknader, ibland även kallade energiaktiveringsmarknader.

Nordiska och europeiska plattformar

Enligt Förordningen om balanshållning avseende el (EB) ska balansenergimarknaderna för aFRR och mFRR integreras på europeisk nivå. Det sker genom de europeiska projekten MARI och PICASSO, men kräver omfattande nationella (och nordiska) anpassningar. För närvarande har Norden en gemensam balansenergimarknad för mFRR, reglerkraftmarknaden, men saknar en balansenergimarknad för aFRR. Reglerkraftmarknaden måste därför anpassas och en marknad för aFRR införas. Buden på balansenergimarknaderna består dels av förkontrakterade bud (den volym som upphandlades på kapacitetsmarknaderna), dels av ej förkontrakterade bud.

Modellen för den europeiska marknadskopplingen för FRR-balansmarknader kan kortfattat beskrivas i följande tre steg: 1) Svenska kraftnät vidarebefordrar inkomna svenska energibud till den europeiska marknadsplattformen tillsammans med aktiveringsbehov och tillgänglig överföringskapacitet. 2) Den europeiska marknadsplattformen gör en ekonomiskt optimal europeisk aktivering och returnerar de aktiveringar som Svenska kraftnät ska göra. 3) Svenska kraftnät validerar och vidarebefordrar aktiveringarna till marknadens aktörer. Processen illustreras i figur 23.



Figur 23: Förenklad beskrivning av den europeiska målmodellen för marknadskoppling av balansenergimarknader.

Aktivering sker per elområde vilket i sin förlängning bidrar till att Norden går mot en så kallad mACE-reglering, vilket är en bärande komponent i NBM. Reglering av nätskäl kan ske med en mer precis geografisk orientering än så, men sker då utanför den europeiska marknadskopplingen. mACE-baserad mFRR-balansering är planerad att införas andra kvartalet 2023.

Nya sätt att aktivera balansenergi

Som en del i att kunna aktivera mFRR-balansenergi i Svenska kraftnäts kontrollrum givet ett allt högre tempo och kortare marknadstidsenhet (15 minuter istället för dagens 60 minuter) ställs högre krav på olika hjälpsystem. En del av Svenska kraftnäts arbete med att effektivisera aktiveringen av mFRR är att införa elektroniska avrop. Aktiveringen kommer fortsatt att ske manuellt men hanteringen förenklas och snabbas på jämfört med dagens situation. Planen är att införa elektroniska avrop under 2020.

När en balansenergimarknad för aFRR är införd kommer buden att aktiveras enligt prisordning (merit order), givet att det finns tillgänglig överföringskapacitet. Det skiljer sig mot dagens pro rata-aktivering, där samtliga aFRR-bud som avropats aktiveras samtidigt. Merit order-aktivering av aFRR är en del av en nordisk energimarknad för aFRR, vilket är en del av andra generationen NBM.

6.1.6 Avräkning

Avräkningsperiodens längd

Pågående arbete med att införa 15-minuters avräkningsperiod istället för nuvarande 60-minuters avräkningsperiod väntas ge ett antal nyttovärden. Det skapar en mer korrekt prissättning av flexibilitet genom att priset på balansenergi och obalansenergi tillåts att i större utsträckning återspegla realtidsvärdet av energi. Därtill reduceras de strukturella obalanserna.

I takt med att NBM har konkretiserats och att arbetet har fortsatt med att planera inför införandet av 15-minuters avräkningsperiod har det blivit tydligt att det krävs en rad omfattande åtgärder och automatisering för att anpassa TSO:ernas och övriga aktörers processer för den ökade komplexiteten. Vidare ställer elmarknadsförordningen i Ren energipaketet krav på att tidsupplösningen på dagen före- och intradag-marknaden likställs med avräkningsperiodens längd. Detta innebär att införandet av en kortare avräkningsperiod behöver koordineras med andra processer i större utsträckning än vad som tidigare varit klart. Några exempel på områden som påverkas är energimätning, nationella datahubbar, IT-system och IT-verktyg såsom mätvärdessystem samt rapportering och beräkning av obalanser.

Mot bakgrund av komplexiteten och påverkan på så många aktörer har tidsplanen för införande av 15-minuters avräkning reviderats i samråd med branschens aktörer. Enligt nuvarande tidsplan kommer 15-minuters avräkningsperiod införas andra kvartalet 2023.

Avräkning av obalanser

Utöver 15-minuters avräkningsperiod planeras det för införande av en position och enprisavräkning istället för dagens avräkning som baseras på två positioner och tvåprisavräkning. Tillämpning av tvåprisavräkning föreslås dock tillåtas under vissa förutsättningar. Arbetet är en del av NBM men är även föremål för europeisk metodutveckling. Införande av enprisavräkning och en position planeras till andra kvartalet 2021.

6.2 Införandet av nya roller, BSP och BRP

I enlighet med EB arbetar Svenska kraftnät med ett förslag om villkor avseende balansering till Energimarknadsinspektionen. Villkoren gäller de två rollerna Leverantör av balanstjänster (BSP) och Balansansvarig part (BRP) i Sverige. När villkoren är godkända kommer dessa två roller att införas och ersätta dagens roll som balansansvarig. Därför kommer Svenska kraftnät att arbeta fram standardavtal för BSP samt BRP vilka kommer att ersätta dagens balansansvarsavtal.

De nya rollerna innebär ett antal skillnader jämfört med dagens roll som balansansvarig. Några viktiga förändringar listas nedan.

- BSP är den aktör som levererar balanstjänster (balanskapacitet och balansenergi) till Svenska kraftnät i form av bud på balansmarknaderna som avropas och aktiveras efter behov. BRP har det ekonomiska ansvaret för obalanserna och handlar på dagen före- och intradag-marknaderna.
- 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.
- Avräkningen av BSP och BRP sker separat. BSP avräknas på de bud denne lämnat till balansmarknaderna med avseende på balanskapacitet och balansenergi. BRP avräknas efter obalanserna i den eller de punkter som den är ansvarig för.
- Planerat ikraftträdande av avtalen för BSP och BRP är 2021.

6.3 Utveckling av frekvenshållningsreserver

Implementeringen av NBM har primärt fokus på marknaderna för frekvensåterställningsreserv. Parallellt pågår utveckling av frekvenshållningsreserverna som i dag utgörs av FCR-N och FCR-D. En viktig drivkraft för utveckling av frekvenshållningsreserverna är de kraftigt ökade kostnaderna för dessa stödtjänster sedan 2018. Denna trend beskrivs nedan, följt av några andra viktiga exempel på pågående utveckling av marknaderna för frekvenshållningsreserver.

Kostnader för stödtjänster

Under de senaste två åren har kostnaderna för stödtjänster ökat kraftigt. Det är framförallt kostnaderna för de automatiska reserverna (FCR-D, FCR-N och aFRR) som har ökat. Kostnadsökningarna har i sin tur resulterat i en betydande ökning av transmissionsnätstariffen och avgifterna till de balansansvariga för att Svenska kraftnät ska få kostnadstäckning.

Orsakerna till de ökade kostnaderna för aFRR förklaras av att denna stödtjänst kontrakteras fler timmar än tidigare, i syfte att förbättra frekvenskvaliteten i det nordiska kraftsystemet. Orsakerna bakom de kraftigt höjda priserna på FCR-D och FCR-N är inte helt klarlagda men de antas bero på ett flertal faktorer, bland annat ofördelaktig hydrologi samt hög volatilitet i priserna på dagen före-marknaden. Producenterna av vattenkraft, som är det dominerande kraftslaget för stödtjänster, behöver anpassa produktionsoptimeringen efter vattenvärdet, vilket har en direkt påverkan på prissättningen av stödtjänsterna. Svenska kraftnät gör fortsatt analyser för att detaljera orsakssambanden och säkerställa att prissättning och leverans av stödtjänster är korrekta.

För att få mer stabila kostnader för stödtjänster behöver det ensidiga beroendet av vattenkraften minskas och antalet aktörer som kan leverera denna tjänst öka. Det sker genom att flera kraftslag levererar stödtjänster, vilket i sin tur kräver informationsinsatser och att tekniska kravspecifikationer görs så teknikneutrala som möjligt. Dessutom väntas redan planerade åtgärder inom NBM, såsom införandet av nordiska kapacitets- och energimarknader för aFRR, leda till ett antal nyttor. En regionaliserad kapacitetsmarknad kan tänkas ge stabilare prissättning av kapacitet och en energiaktiveringsmarknad med prissättning av aFRR-balansenergi innebär att kostnaderna för balansregleringen kan föras vidare till de som orsakat behoven av att aktivera reserver, istället för att i hög grad socialiseras på ett större kollektiv.

Förbrukningsflexibilitet på FCR-marknaden

Svenska kraftnät har de senaste åren arbetat för att förbättra förutsättningarna för förbrukningsflexibilitet att delta i balanseringen. Det inkluderar bland annat ett par pilotprojekt där förutsättningarna för att förbrukningsflexibilitet skulle kunna leverera FCR-N respektive FCR-D undersöktes. Med erfarenheter från piloterna och som ett led i att få in mer förbrukningsflexibilitet är det från och med maj 2019 möjligt för förbrukningsflexibilitet att delta på FCR-marknaderna.

Det pågående införandet av de europeiska förordningarna påverkar villkoren för förbrukningsflexibilitet. Specifikt kan nämnas att SO tydliggör en process för förkvalificering, EB stipulerar villkor för aggregering (BSP- och BRP-villkor) och DCC ställer krav på förbrukningsanläggningar som ska leverera stödtjänster. Sammantaget bidrar implementeringen av nätkoderna till att förutsättningarna tydliggörs och formaliseras.

Snabb frekvensreserv (FFR)

Som beskrivits tidigare ser Svenska kraftnät och övriga nordiska TSO:er ett behov av en ny stödtjänst för snabb frekvensreserv (FFR) för att hantera situationer med låg rotationsenergi i kraftsystemet, vilket typiskt inträffar under exempelvis sommarnätter. FFR är en mycket snabb reserv med aktivering inom en sekund. Upphandlingen av FFR är tänkt att ske nationellt av respektive nordisk TSO under våren 2020 för att stödtjänsten ska vara tillgänglig under sommaren 2020.

7 DAGEN FÖRE- OCH INTRADAG-MARKNADERNA

Sammanfattning

Dagen före- och intradag-marknaderna står för merparten av den fysiska elhandeln i Europa. På nationell nivå har tillräckligheten på elmarknaden fortsatt högt fokus, både avseende produktionskapacitet och nätkapacitet. Elmarknadens strukturella omvandling mot mer oplanerbar produktion innebär utmaningar för tillräckligheten i produktionskapacitet. Dessutom ökar betydelsen av intradag-marknaden för att tillhandahålla möjlighet för marknadsaktörer att handla sig i balans. I stort har inte utmaningarna relaterat till tillräcklighet förändrats till sin karaktär de senaste åren.

Svenska kraftnät arbetar med ett flertal omfattande projekt för att införa och följa CACM-förordningen samt Ren energipaketet:

> **Införandet av den flödesbaserade kapacitetsberäknings metoden** (Flow-based) på dagen före-marknaden syftar till att skapa marknadsflöden som bättre representerar de fysiska flödena i nätet. Den flödesbaserade kapacitetsallokeringen planeras att köras i parallelldrift med dagens metod från och med september 2020 och skarp driftsättning är planerad till 2021.

  > Enligt bestämmelserna i Ren energipaketet ska minst 70 procent av kapaciteten på elområdesgränserna ges till marknaden. Svenska kraftnät har i allmänhet inga problem att leva upp till det kravet. Det finns dock ett undantag, norrgående effektflöden genom det s.k. Västkustsnittet tvingas vi ibland att begränsa genom att reducera överföringen till och från grannländerna för att inte äventyra driftsäkerheten. Vi undersöker och planerar nu flera olika lösningar för att hantera problematiken och har sedan juni 2019 utökat kapacitetstilldelningen genom att minska de marginaler som används med hänsyn till Västkustsnittet i beräkningen av kapaciteten. Detta medför en ökad ekonomisk risk för Svenska kraftnät men påverkar inte den nuvarande driftmässiga risknivån negativt.

> **Elområdesöversyn.** Sedan Sverige delades in i fyra elområden 2011 har det skett stora förändringar i kraftsystemet. CACM-förordningen och bestämmelserna i Ren energipaketet medför också krav på regelbunden översyn av elområdesindelningen. Svenska kraftnät kommer som en del i en sådan översyn att analysera flera alternativa elområdesindelningar. Ett exempel är att slå samman nuvarande elområde SE3 och SE4 och att temporärt införa ett nytt SE4 i form av Storstockholmsområdet (fram till 2030) då nätkapacitetsförstärkningar bedöms kunna vara på plats. Innan beslut fattas måste flera aspekter vägas in, såsom marknadspåverkan och prissättning.

> **Gränsöverskridande intradag-handel.** Den första versionen av den gemensamma europeiska plattformen för gränsöverskridande handel på intradag-marknaden öppnades för handel den 12 juni 2018. Idrifttagningen och den efterföljande handeln har överlag varit framgångsrik och som exempel kan nämnas hantering av mer än 20 miljoner köp- och säljbud sedan starten. Ett andra utvidgningssteg togs 19 november 2019, vilket medförde att Sverige är sammankopplat med Polen för intradag-handel genom SwePol Link.

> **Anpassning av effektreserven.** Effektreserven prissätts numera till takpriset på dagen före-marknaden, 3 000 Euro/MWh, istället för som tidigare 0,1 Euro/MWh över det högsta kommersiella budet. Eftersom effektreserven enligt definitionen i Ren-energipaketet är att klassificera som en strategisk reserv får den nya lagstiftningen påverkan på nuvarande hantering av effektreserven. Eventuell ändring av marknadsdesignen för effektreserven behöver ske i dialog med Infrastrukturdepartementet. Svenska kraftnät kan påverka upphandlingsförfarande och marknadsdesign medan regeringen behöver hantera att olika lagstiftning inte motsäger varandra.

  Vi har under 2019 förlängt befintligt avtal för effektreservens elproduktionsdel fram till 2025, för att säkerställa en övergångsfas som möjliggör anpassningar till kraven i förordningen.

Elmarknaden bygger på ett grundkoncept som går ut på att det ska finnas planerade fysiska elleveranser för att täcka all förbrukning. Detta är en förutsättning för att bland annat balanseringen som beskrevs tidigare ska fungera så effektivt som möjligt. För att åstadkomma detta finns marknadsplatser där de balansansvariga elleverantörerna kan köpa el: dagen före- och intradag-marknaderna. På dagen före-marknaden matchas timvis köp- och säljbud för leverans kommande dag. Intradag-marknaden kan ses som ett komplement till dagen före-marknaden där marknadsaktörer kan handla sig i balans fram till en timme före driftperioden (i dag motsvarande "drifttimmen"). Därmed ges möjlighet att korrigera handelsplanerna, exempelvis utifrån ny information sedan föregående dag. Handeln på dagen före- och intradag-marknaden utgör tillsammans den absoluta merparten av den fysiska handeln med el i Sverige och övriga Europa.

7.1 Förändrade kapacitetsberäkningsmetoder

Dagen före- och intradag-marknaden tillhandahåller effektiv matchning av förbrukning och produktion av el med hänsyn tagen till elnätens överföringskapacitet. Elnätet har en viss samlad kapacitet att överföra el och dess relevanta fysiska begränsningar behöver beräknas, förenklas och kommuniceras till elmarknaden för att säkerställa driftsäkerheten i kraftsystemet. För att beräkna, förenkla och kommunicera elnätets fysiska överföringskapacitet tillämpas en kapacitetsberäkningsmetod.

Förordningen för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning (CACM) föreskriver att den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden (Flow-based) är den föredragna kapacitetsberäkningsmetoden i alla EU:s medlemsländer[28]. Flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod innebär i korthet att hänsyn tas till elnätets fysiska begränsningar och flöden på ett bättre sätt än dagens metod genom att en mer detaljerad bild av elnätet används i beräkningsmetoden.

Svenska kraftnät arbetar med att införa den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden på dagen före-marknaden och metoden för tillgänglig överföringskapacitet som interimslösning. Metoden för tillgänglig överföringskapacitet som interimslösning liknar dagens kapacitetsberäkningsmetod med skillnaden att det görs en utökad regional (nordisk) koordinering.

En del i arbetet med den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden är att ta fram en applikation för att samla driftanalysens resultat för att därifrån kunna ta fram kritiska nätelement. Information om dessa kritiska nätelement kommer, när den nya kapacitetsberäkningsmetoden är i drift, att skickas till den nordiska kapacitetsberäkningsfunktionen (N-RSC) där en gemensam nordisk beräkning sker, varpå resultaten skickas tillbaka till respektive TSO för validering och sedan till marknadsplatserna.

Enligt nuvarande tidsplan för flödesbaserad kapacitetberäkningsmetod på dagen före-marknaden kommer tilldelning av kapacitet att köras i parallelldrift med dagens metod från och med september 2020. Den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden planeras att vara den metod som används från 2021.

På intradag-marknaden är planen att metoden för samordnad nettoöverföring tillämpas från hösten 2022.

7.1.1 Ren energipaketet och kapacitetsallokering

Enligt bestämmelserna i Ren energipaketet ska systemansvariga för överföringssystem tillhandahålla minst 70 procent av överföringskapaciteten[29] på en elområdesgräns till dagen före-marknaden. Ett uttalat mål med regeln är att förbättra förutsättningarna för handel med förnybar energi över gränserna. ACER utvecklar för närvarande mer detaljerade riktlinjer för hur regeln ska tillämpas.

Västkustsnittet

Svenska kraftnät har generellt inga problem med att uppfylla kravet om att tillhandahålla 70 procent av överföringskapaciteterna över elområdesgränserna. Det finns dock ett internt snitt i elområde SE3 där vi vet att det finns utmaningar, det s.k. Västkustsnittet. Västkustsnittet, en del av transmissionsnätet utanför Göteborg, kan i vissa fall vara begränsande vid stora norrgående effektflöden genom södra Sverige. Utmaningen består i alltför höga norrgående flöden kan orsaka överlaster i anslutande distributionsnät vid fel i transmissionsnätet samt skapa effektpendlingar mellan elområdena NO1 och SE3 vid störningar. De situationer som är speciellt utmanande uppstår vanligen sommartid och då en kombination av följande förutsättningar inträffar:

> Låg elförbrukning i Göteborg och Malmö.
> Hög export till Norge norr om Västkustsnittet via Haslesnittet (från elområde SE3 till NO1).
> Import på utlandsförbindelserna från Danmark och Tyskland.
> Hög vind-och kärnkraftsproduktion i elområde SE4.

För att undvika allt för stora norrgående flöden behöver olika åtgärder vidtas. Åtgärder som i dag kan vidtas i planeringsskedet är att begränsa handelskapaciteten på elområdesgränserna söder om Västkustsnittet utifrån en prognos av förbrukning, vind- och kärnkraftsproduktion samt flöden på överföringarna. Målet är att redan i elmarknadshandeln begränsa storleken på det norrgående flödet. Åtgärden räcker dock inte alltid för att hålla nere flödet till säkra nivåer utan det behövs ibland åtgärder även i det operativa skedet, exempelvis att:

> Styra om flödena på förbindelserna mellan Sverige, Danmark och Norge.
> Aktivera nedreglering söder om, och uppreglering norr om, Västkustsnittet.

[28] Metoden för samordnad nettoöverföringskapacitet (C-NTC) kan användas om medlemsländerna inom en region visar att den är mer effektiv.
[29] Med överföringskapacitet menas här de fysiska gränserna som nätkomponenten har vilket inkluderar statiska (termiska) och dynamiska gränsvärden

I normalfallet är det inte tillåtet att hantera överföringsbegränsningar inom elområden genom att begränsa kapaciteten på elområdesgränserna. Att vi kan begränsa överföringskapaciteten på elområdesgränserna söder om Västkustsnittet beror på att vi i samband med att Sverige delades in i elområden fick ett undantag för just Västkustsnittet. Detta undantag kommer dock upphöra under 2020. Dessutom medför begränsningar av överföringskapaciteten en risk att under vissa situationer tilldela mindre än 70 procent av överföringskapaciteten till marknaden. Detta gör att vi inte framöver kommer kunna begränsa överföringskapacitet för att hantera Västkustsnittet på samma sätt som vi kan i dag. På längre sikt kommer nätförstärkningar (den kommande ledningen Skogssäter–Stenkullen) och införandet av flödesbaserad kapacitetsberäkning att lösa situationen med begränsningar av utlandsförbindelser på grund av Västkustsnittet. Fram till att dessa lösningar är på plats kommer vi att arbeta med att ta fram andra arrangemang som kan möjliggöra att mer kapacitet tilldelas marknaden.

Svenska kraftnät tycker det är viktigt att de åtgärder som införs med anledning av Västkustsnittet ligger i linje med övrig långsiktig marknadsutformning och ska kunna vara marknaden till nytta även efter att begränsningar som följd av Västkustsnittet har upphört.

Svenska kraftnät har sedan juni 2019 utökat kapacitetstilldelningen genom att minska de marginaler som används med hänsyn till Västkustsnittet i beräkningen av kapaciteten. Detta medför en ökad ekonomisk risk för Svenska kraftnät men påverkar inte den nuvarande driftmässiga risknivån negativt. Detta är ett förfarande som vi tänkt fortsätta med fram till dess att den flödesbaserade kapacitetsberäkningen är införd.

Vi utreder dessutom möjligheten att förändra kapacitetstilldelningen för elområde SE3 och begränsa kapaciteten i elområdesgränserna mot SE3, istället för dagens hantering. Som nämndes i kapitel 6.1.4 genomförde Svenska kraftnät i början av 2019 en kompletterande upphandling av mFRR för uppreglering. Detta är en del i en långsiktig strategi för att utveckla mFRR-marknaden i elområde SE3 och SE4. Eftersom vi också ser ett behov av nedreglering i elområde SE3 och SE4 kommer upphandlingen under 2020 även att innehålla mFRR för nedreglering. Vi planerar även att utreda hur kommunikationen kring utmaningarna vid olika driftsituationer ska kunna ske gentemot marknaden på ett så bra sätt som möjligt.

7.2 Elområdesöversyn

Den 1 november 2011 delades Sverige in i fyra elområden. Elområdesreformen syftade till att ta bort den diskriminerande hanteringen av överföringsbegränsningar mot angränsande länder jämfört med hanteringen av överföringsbegränsningar inom Sverige.

Under de år som gått sedan elområdesindelningen har stora förändringar skett i kraftsystemet och ännu större förändringar väntas ske framåt. Dessutom har ny lagstiftning i form av CACM och Ren energipaketet trätt i kraft som omfattar bestämmelser om hur elområdesindelning ska hanteras. Det behöver därför utvärderas om nuvarande elområdesindelning är korrekt och ger förutsättningar för en säker och kostnadseffektiv drift och utveckling av kraftsystemet. En elområdesindelning där gränserna inte är korrekt lokaliserade leder potentiellt till mindre effektiv drift och utveckling av transmissionsnätet med förlust av samhällsnytta som följd.

En följd av det europeiska regelverket är att frågan om hur elområden ska delas in och efter vilka kriterier numera styrs på europeisk nivå. Ett enskilt land eller TSO kan inte längre ensidigt agera för vilken elområdesindelning som ska gälla.

Ren energipaketet ställer bland annat krav på att alla TSO:er gemensamt ska ta fram förslag till metod för indelning av elområden, genomföra översyner av indelningarna samt ange alternativa elområdesindelningar för varje s.k. kapacitetsberäkningsregion. De sistnämnda ska därefter vidareanalyseras enligt den gemensamma metoden. Översyner kommer sedan göras på regelbunden basis men det betyder inte att det vid varje översyn behöver ske en förändring.

Ett förslag till gemensam europeisk metod för elområdesindelning överlämnades av de europeiska TSO:erna i början av oktober 2019 till de nationella tillsynsmyndigheterna för godkännande. Tillsynsmyndigheterna väntas besluta om metoden senast januari 2020. Om tillsynsmyndigheterna inte kan enas går förslaget vidare till ACER för beslut.

Den nordiska elområdesöversynen ska vara klar senast ett år efter att metoden har godkänts. Alla eventuella förslag till ändringar i elområdesindelningen inom en region kommer samrådas med elmarknadens aktörer innan de lämnas till tillsynsmyndigheterna för beslut. Beslut om eventuella förändringar av elområdesindelningen är tänkt att tas kring årsskiftet 2020/2021 om tillsynsmyndigheterna godkänner metoden senast i början av januari 2020. Ytterst är det regeringen som fattar beslut om elområdena men de skulle kunna delegera beslutet till Energimarknadsinspektionen.

För svensk del kommer flera alternativa elområdesindelningar att analyseras. Ett exempel är att slå samman nuvarande elområde SE3 och SE4 och att temporärt införa ett nytt SE4 i form av Storstockholmsområdet (fram till 2030) då nätkapacitetsförstärkningar bedöms kunna vara på plats. Även andra alternativ kan komma att utredas. Det är t.ex. inte heller givet att elområde SE1 och SE2 kommer att se ut som i dag.

Det europeiska regelverket utgår från nationella gränser men det finns egentligen inget som förhindrar en analys som utgår från elområden som sträcker sig över nationsgränser eller ett sådant förslag till indelning.

7.3 Marknadskoppling för intradag-handel

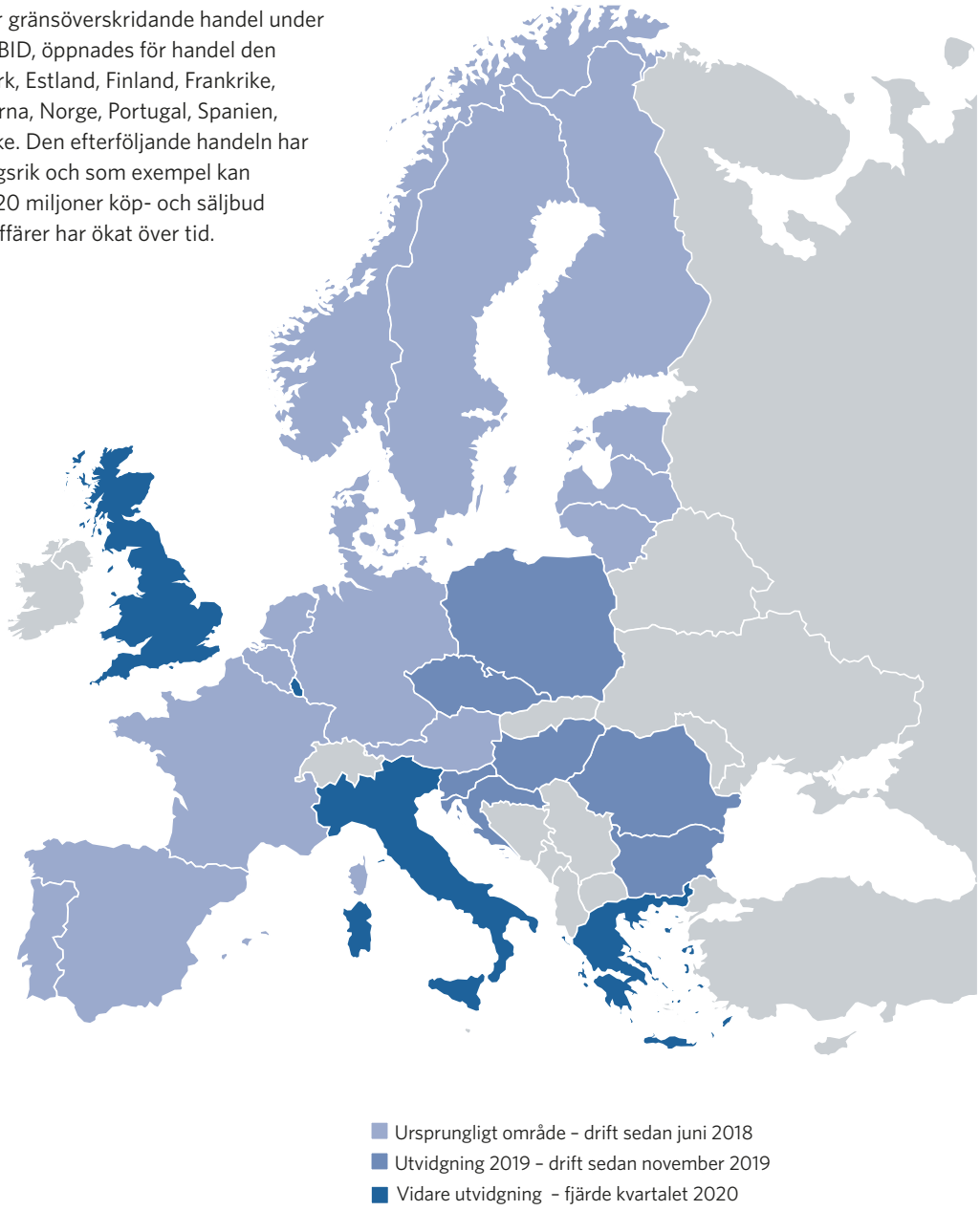
I takt med att andelen väderberoende elproduktion ökar ser vi att betydelsen av intradag-marknaden ökar. En ökad andel väderberoende elproduktion gör att exempelvis vindprognoser påverkar planeringen i större utsträckning. Det gör i sin tur att prognosfel ökar aktörernas behov av att handla sig i balans på intradag-marknaden.

Svenska kraftnät är engagerade i Single IntraDay Coupling (SIDC) ett, europeiskt samarbete mellan TSO:er och Nominerade Elmarknadsoperatörer (NEMO:s) för marknadskoppling av intradag-handel enligt CACM. Den första versionen av den gemensamma plattformen för gränsöverskridande handel under intradag-perioden i Europa, XBID, öppnades för handel den 12 juni 2018 i Belgien, Danmark, Estland, Finland, Frankrike, Lettland, Litauen, Nederländerna, Norge, Portugal, Spanien, Sverige, Tyskland och Österrike. Den efterföljande handeln har överlag varit mycket framgångsrik och som exempel kan nämnas hantering av mer än 20 miljoner köp- och säljbud sedan starten och mängden affärer har ökat över tid.

Fortsatt utvecklingsarbete

Den 20 november 2019 utvidgades marknadskopplingen geografiskt till att också omfatta Polen, Tjeckien, Kroatien, Rumänien och Bulgarien. Det innebär att Sverige även kopplas samman med Polen för intradag-handel genom SwePol Link.

I ett tredje steg planeras ytterligare en geografisk utvidgning genom införande av XBID-systemet i Italien, Malta och Grekland. Tidsplan för detta är fjärde kvartalet 2020. Figur 24 illustrerar ovan nämnda planer.



Figur 24: Översikt av den geografiska stegvisa utvidgningen av XBID

Under senaste året har arbetet fortsatt med att vidareutveckla plattformens funktioner och införa specifika metoder enligt kraven i CACM. Ett exempel är att harmoniserade öppnings- och stängningstider enligt ACER:s beslut har införts. Öppningstiden för intradag-marknaden är kl. 15:00 CET dagen före driftdygnet och stängningstid är 60 minuter före driftperioden (nuvarande drifttimmen)[30] . Gemensamma öppnings- och stängningstider för intradag-handeln bidrar till en bättre förutsättningar för handel över gränserna i Europa.

Därutöver kommer också arbete att fortsätta med att förbättra XBID-systemets funktion och produktutbud. Bland dessa kan nämnas anpassning av algoritmen för att stödja:

> Intradag-auktioner för att få en prissättning av överföringskapacitet genom kompletterande auktioner (införs under fjärde kvartalet 2021).
> Förlustkompensationsmekanism innebär att systemet tar hänsyn till överföringsförluster vid tilldelning av kapacitet (införs under 2020).
> Gränsöverskridande 15-minuters produkter är en förutsättning för att hantera 15-minuters tidsupplösning och motsvarande avräkningsperiod (planeras att införas 2021/2022).
> Flödesbaserad kapacitetsberäkning (planeras att införas i slutet av 2020).

7.4 Förutsättningar för effektreserven

Effektreserven syftar till att hantera situationer då elförbrukningen ser ut att överstiga produktionen av el. Svenska kraftnät har i enlighet med gällande lagstiftning[31] ingått avtal med aktörer på elmarknaden som antingen kan tillföra elproduktion eller minska sin elförbrukning.

Planerna som kommunicerades i Systemutvecklingsplan 2018–2027 om att ändra prissättningen av effektreserven har genomförts. Effektreserven prissätts nu till takpriset på dagen före-marknaden, 3 000 Euro/MWh, istället för som tidigare 0,1 Euro/MWh över det högsta kommersiella budet.

Ren energipaketet – påverkan på effektreserven

I den nya elmarknadsförordningen som är en del av Ren energipaketet behandlas kapacitetsmekanismer och strategiska reserver. Strategiska reserver definieras där som en form av kapacitetsmekanismer. Den svenska effektreserven, som definieras som en strategisk reserv, innefattas således av regelverket.

Den nya elmarknadsförordningen ställer ett antal krav relaterat till strategiska reserver. Bland annat krävs en process för att genomföra bedömning av resurstillräcklighet. Om resurstillräcklighetsproblem konstateras i en medlemsstat ska medlemsstaten kartlägga alla snedvridningar eller marknadsmisslyckanden där lagstiftning orsakat, eller bidragit till, att problemet uppstått. Nästa steg är att medlemsstaten ska utveckla och offentliggöra en genomförandeplan med en tidsplan för åtgärder som undanröjer alla konstaterade snedvridningar. Som en sista utväg, och samtidigt som medlemsstaten genomför åtgärderna för att undanröja snedvridningar, finns en möjlighet att införa kapacitetsmekanismer. Det kan exempelvis vara en strategisk reserv.

Vidare ställs långtgående krav i elmarknadsförordningen på hur en strategisk reserv får utformas och användas. Svenska kraftnät drar slutsatsen att eftersom Ren energipaketet definierar effektreserven som en strategisk reserv kommer förändringar att behöva ske kring nuvarande hantering efter årsskiftet 2019/2020. Vi har under 2019 förlängt befintligt avtal för effektreservens elproduktionsdel fram till 2025, för att säkerställa en övergångsfas som möjliggör anpassningar till kraven i förordningen. Samtidigt så inleder vi ett arbete med att ta fram prognoser för effekttillräcklighet vilket är nödvändigt för framtida anskaffande av strategiska reserver. En viktig förutsättning för att kunna göra en sådan prognos är att det finns ett nationellt mål för leveranssäkerhet.

Eventuell ändring av marknadsdesignen för effektreserven behöver ske i dialog med Infrastrukturdepartementet eftersom reserven i sin nuvarande utformning är reglerad i svensk lag[32] som gäller fram till 15 mars 2025. Svenska kraftnät kan påverka upphandlingsförfarandet och marknadsdesignen men regeringen behöver se till att de olika lagstiftningarna inte motsäger varandra.

[30] På gränsen mellan Finland och Estland är stängningstiden 30 minuter före driftperioden
[31,32] Lag (2003:436) om effektreserv samt Förordning (2016:423) om effektreserv

NÄTUTVECKLING

8 NÄTUTVECKLING

Sammanfattning

Nätutvecklingen sker utifrån fyra huvudsakliga drivkrafter:

Anslutningar

En fortsatt stor drivkraft för nya investeringar i transmissionsnätet är anslutningen av ny elproduktion där majoriteten utgörs av ny vindkraft.

> Mängden inkomna ansökningar om anslutning av vindkraft ökar, framförallt gällande den samlade effekten. Allt fler anslutningar genomförs också i takt med att kostnaderna för att bygga vindkraft sjunker.
> De senaste åren har Svenska kraftnät även sett ett stort intresse av att ansluta havsbaserad vindkraft, vilket kan kopplas till en förväntan om avsevärda subventioner av kostnaden för nätanslutning.
> Den största mängden landbaserad vindkraft förväntas anslutas i norra Sverige, medan en stor volym havsbaserad vindkraft på längre sikt kan bli aktuell för anslutning till transmissionsnätet i främst södra Sverige.

Marknadsintegration

Marknadsintegration omfattar åtgärder för att öka eller bibehålla handelskapaciteten mellan de svenska elområdena och mellan Sverige och grannländerna.

> Två större marknadsintegrationsprojekt befinner sig nu i förberedelsefas. Det är Hansa PowerBridge som är en likströmsförbindelse mellan södra Sverige och Tyskland, samt en tredje växelströmsledning mellan norra Sverige och Finland. Inga nya utlandsförbindelser introduceras i denna systemutvecklingsplan.
> Avvecklingen av kärnkraft samt vindkraftutbyggnad i norr, i kombination med en ökande förbrukning i södra Sverige, ökar behovet av överföringskapacitet från norr till söder i transmissionsnätet. För att öka överförings-kapaciteten samlas ett antal åtgärder gällande både reinvesteringar och förnyelser i paketet NordSyd som kommer sträcka sig över ca 20 år.
> Svenska kraftnäts koncessionsansökan för den nya ledningen Ekhyddan–Nybro–Hemsjö fick avslag av Energimarknadsinspektionen under hösten 2019. Ledningen bedöms viktig för Europas gemensamma elmarknad och för att kunna ansluta havsbaserad vindkraft utanför Smålands kust. Svenska kraftnät har överklagat beslutet.

Systemförstärkningar

Systemförstärkningar syftar till att öka kapaciteten inom ett elområde. Stora förbrukningsökningar i storstadsregionerna, drivna av allmän tillväxt men även specifikt av serverhallar och nedlagd lokal elproduktion, leder till omfattande nät-investeringar för att säkra elförsörjningen till dessa områden.

> De största förfrågningarna om anslutning av serverhallar ligger på 500 MW, vilket oftast är svårt att realisera utan nätförstärkningar. Det gör att det kan ta lång tid innan det önskade kapacitetsbehovet kan uppnås, då det tar tid att förstärka nätet.
> De flesta förfrågningar gällande uttagsabonnemang kan kopplas till landets storstadsregioner där det i flera fall redan i dag råder kapacitetsbrist. Många av Svenska kraftnäts kommande förstärkningar är därför kopplade till ett ökat behov av överföringskapacitet.

Reinvesteringar

Nätutvecklingen drivs också av behovet av reinvesteringar. De äldsta delarna av det svenska transmissionsnätet når sin tekniska livslängd under kommande decennier och kommer att behöva förnyas eller på annat sätt ersättas.

> Svenska kraftnät arbetar med att förbättra metoderna för att avgöra när åtgärder ska genomföras baserat på anläggningens tillstånd och inte enbart baserat på åldern. Vi arbetar därför nu med statushöjande revisioner av ledningar utifrån deras skick.

Arbetet med att utveckla transmissionsnätet fortsätter i allt högre takt med ökning av kapaciteten till storstäder och mellan elområdena, med förnyelse av åldrande ledningar samt med anslutningar av vindkraft och nya typer av förbrukning. 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 är för att det ska kunna 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: anslutning, marknadsintegration, systemförstärkning och reinvesteringar.

De senaste åren har vi sett ett ökat fokus på behovet av att tydligare redovisa de samhällsekonomiska aspekterna av de åtgärder vi väljer att genomföra. Detta har vi gått djupare in på i inledningskapitlet och berör inte mer här. Valet av nätåtgärder föregås dock alltid av en analys av hur behoven kan mötas på effektivaste sätt. I vissa fall kan driftrelaterade åtgärder och marknadsåtgärder kombineras med, eller helt ersätta, nätinvesteringar. Om sådana lösningar är det effektivaste sättet att uppnå målet, är det den lösning vi väljer. I många fall är det dock uppenbart att nya ledningar eller stationer måste byggas och då ligger fokus på vilken åtgärd eller teknisk lösning som är bäst totalt sett. Olika typer av nätinvesteringar övervägs också innan det slutliga valet görs. Om flera mindre stationsåtgärder kan uppnå samma resultat som en ny ledning kan stationsåtgärderna vara den åtgärd som Svenska kraftnät i första hand väljer. Många gånger arbetar Svenska kraftnät också med en blandning av åtgärder med olika tidsperspektiv. Som exempel kan olika systemvärnslösningar, eller andra typer av driftåtgärder, användas för att tillfälligt öka kapaciteten medan arbetet med att etablera en ny ledning pågår. Det är dock viktigt att sådana lösningar inte riskerar driftsäkerheten i systemet.

Vi utvärderar åtgärder som vi kan vidta för att tillfälligt öka kapaciteten på vissa hårt belastade ledningar och har för närvarande två pågående pilotprojekt. Det ena innebär att vi prövar en, för Svenska kraftnät, ny teknik där vi installerar en s.k. högtemperaturlina i befintliga stolpar. Den typen av lina klarar en högre strömöverföring jämfört med traditionella faslinor. Nackdelarna med tekniken är att högtemperaturlinor är dyrare, ger högre förluster och sannolikt inte har samma hållbarhet som transmissionsnätets vanliga linor. Det andra pilotprojektet innebär att utnyttja den extra kapacitet som tidvis kan fås i driftskedet genom så kallad dynamisk ledningskapacitet, DLR (Dynamic Line Rating). Det innebär att parametrar som påverkar linans förmåga att överföra ström mäts och utvärderas i realtid istället för att vara i förtid bestämda värden. När det blåser på ledningens linor ger det en kylande effekt som medför att mer ström kan överföras. I de storstadsområden där det i dag råder brist på nätkapacitet, kan tekniken vara ett viktigt stöd i Svenska kraftnäts kontrollrum i samband med hanteringen av ansträngda driftsituationer.

8.1 Förändringar mot Systemutvecklingsplan 2018–2027

Det har sedan publiceringen av Systemutvecklingsplan 2018–2027 skett ett antal förändringar i nätutvecklingsprojekten. De större förändringar som är av mer allmänt intresse är:

> Svenska kraftnäts styrelse beslutade i maj 2018 om en strategisk inriktning för hanteringen av behovet av förnyelser och kapacitetsökningar i nätet mellan elområde SE2 och SE3. Åtgärderna samlas i paketet NordSyd som sträcker sig från Ångermanälven ner till mellersta Svealand i höjd med Mälardalen. Paketet innehåller investeringar på drygt 50 miljarder kronor och sträcker sig över en 20-årsperiod.
> Fingrid och Svenska kraftnät genomförde under 2018 en gemensam studie som bedömde alternativ för att förnya Fenno Skan 1 när den når slutet på sin livslängd. Svenska kraftnät och Fingrid har valt att skjuta på förnyelsen eftersom nyttovärdena med en förnyelse inte är tillräckligt stora. Just nu pågår en studie för att undersöka vilka åtgärder som är möjliga att vidta för att hålla Fenno Skan 1 i drift längre än tidigare planerat.
> SydVästlänken har inte kunnat tas i drift hösten 2019 som planerat. Det har visat sig att kabelsträckornas skarvar inte håller tillräcklig kvalitet och därför har det tagits ett beslut att byta ut samtliga skarvar. Det är samma typ av problem som ledde till att skarvarna på landkabeldelen av NordBalt, likströmsförbindelsen till Litauen, byttes ut under 2018. För SydVästlänken rör det sig om totalt 570 skarvar och bytet beräknas vara klart till oktober 2020 då länken ska kunna tas i kommersiell drift. Den planerade tidpunkten för att ta förbindelsen i drift har även tidigare skjutits fram flera gånger som en följd av problem med tekniken i omriktarstationerna.
> Energimarknadsinspektionen avslog hösten 2019 Svenska kraftnäts ansökan om koncession för de nya 400 kV-ledningarna mellan Ekhyddan och Nybro samt mellan Nybro och Hemsjö. Ledningarna har bedömts vara lämpliga ur allmän synpunkt men däremot menar Energimarknadsinspektionen att koncessionsansökan inte varit tillräckligt utförlig för att det ska gå att göra en fullständig bedömning. Vi anser att ansökan är gedigen och utgör ett fullgott underlag för beslut och har därför överklagat beslutet. Utan de nya förbindelserna Ekhyddan–Nybro–Hemsjö, försämras möjligheterna att upprätthålla leveranssäkerheten i södra delen av landet. Likaså försämras möjligheterna att ansluta förnybar elproduktion i detta område kraftigt, se vidare under kapitel 8.2.1.

8.2 Drivkrafter för nätutvecklingen

Energi- och klimatpolitiken och ett åldrande transmissionsnät utgör de största övergripande drivkrafterna för nätinvesteringarna

i dag och under det kommande årtiondet. Förväntningen är att transmissionsnätet ska byggas ut i takt med samhällsutvecklingen och underlätta möjligheten för Sverige att nå miljö- och energipolitiska målsättningar. Svenska kraftnät genomför nu flera stora projekt för att möta dessa förväntningar.

På ett område har vi dock i dag svårt att leva upp till förväntningarna och det är den snabbt ökande efterfrågan i främst storstadsregionerna. Vi tog upp denna fråga speciellt i inledningskapitlet och går inte in mer på den här.

De pågående och kommande stora förändringarna av elproduktionsmixen och elförbrukningens storlek och karaktär innebär att överföringsnäten, inklusive transmissionsnätet, behöver anpassas för att möta nya behov. En avveckling av den svenska kärnkraften innebär inte bara att den svenska effektbalansen påverkas negativt utan också att överföringskapaciteten i de södra delarna av transmissionsnätet riskerar att minska till följd av att det spänningsstöd som kärnkraften bidrar med försvinner. Kärnkraftavvecklingen måste alltså även kompenseras med installation av ny spänningsjusterande utrustning såsom shuntkondensatorer och styrbara spänningsreglerande apparater.

Stora delar av transmissionsnätet är nära sin tekniska livslängd och reinvesteringsbehovet är därför fortsatt stort. I många fall innebär en förnyelse som primärt sker av åldersskäl också att den nya ledningen ger ökad överföringskapacitet. Detta gör att vi på flera ställen tidigarelägger vissa förnyelser för att möta det ökade behovet av kapacitet till storstadsområdena. I andra fall, t.ex. som i åtgärdspaketet NordSyd, ersätter vi åldrande ledningar i behov av förnyelse med en helt ny nätstruktur som är bättre lämpad att möta dagens och framtidens behov.

8.2.1 Anslutningar

Som anslutningar klassar Svenska kraftnät de nätåtgärder som är kopplade till externa ansökningar om att ansluta ny, eller öka befintlig, förbrukning och produktion. I praktiken ansluter vi i huvudsak nät från andra nätägare till transmissionsnätet, och inte förbrukning och produktion direkt. Dessa nätägare tecknar inmatnings- och/eller uttagsabonnemang utifrån den maximala produktion och förbrukning som de i sin tur önskar ansluta. I många fall ansluter t.ex. stora vindkraftparker direkt till transmissionsnätet via en ledning skild från övriga region- eller lokalnät. En sådan anslutningsledning ägs i de flesta fall av en separat nätägare.

Vår anslutningsprocess är under översyn i samverkan med representanter från branschen i syfte att göra den mer effektiv och ändamålsenlig, baserat på de senaste årens erfarenheter. Den nya processen förväntas vara klar under 2020.

Anslutningar av ny eller ökad produktion eller förbrukning innebär i många fall att mer eller mindre omfattande anpassningar av transmissionsnätet måste genomföras. Det gäller både för anslutning av ny vindkraftsproduktion och för större elanvändare som serverhallar eller traditionell elintensiv industri. Anpassningarna kan bestå av alltifrån utbyggnad av en befintlig transmissionsnätsstation till helt nya ledningar och stationer. Svenska kraftnät har enligt lag en skyldighet att ansluta produktion och förbrukning om inte synnerliga skäl finns att neka. Ellagen medger dock nekad anslutning om det föreligger kapacitetsbrist.

Anslutningar under åren 2020–2029

Mängden ansökningar om ny anslutning till transmissionsnätet ökar stadigt både vad det gäller antal men framförallt vad gäller den samlade effekten som ansökningarna avser. Den största mängden ansökningar har historiskt varit kopplade till utbyggnaden av vindkraft. Sedan 2017 ser vi också en allt större volym av förfrågningar om ökade effektuttag för förbrukning, inte sällan kopplade till nya serverhallar. Detta är en trend som vi förväntar oss kommer att fortsätta.

Vi har för närvarande ansökningar om anslutning av vindkraft för perioden fram till 2029 på i storleksordningen 46 000 MW. Det är fem gånger så mycket som den installerade effekten i all svensk kärnkraft och ca 70 procent mer än landets maximala effektbehov. Motsvarande värde för ökat effektuttag ligger för närvarande på i storleksordningen 8 000 MW. Till detta kommer alla de ansökningar som finns hos landets regionnätsägare om anslutning av vindkraft och solkraft till lägre spänningsnivåer. Det kan dock vara värt att notera att det sannolikt inte kommer att vara lönsamt för vindkraftsföretagen att genomföra alla dessa anslutningar på marknadsmässiga grunder.

Den omfattande vindkraftsutbyggnaden innebär en betydande utmaning för Svenska kraftnät när nätets utbyggnadsbehov planeras. Det råder ofta stor osäkerhet om och när planerade vindkraftinvesteringar kommer till stånd och hur omfattande de i slutändan blir. Många av de utredningar som genomförts har historiskt inte resulterat i någon anslutning på grund av att motparten drar sig ur i ett sent skede. Vi ser dock en tendens till att fler anslutningar realiseras i takt med att kostnaden för att bygga vindkraft sjunker och behovet av subventioner genom certifikatsystemet minskar.

Under åren 2017 till 2019 har havsbaserad vindkraft gått från att vara en nästintill obetydlig del av Svenska kraftnäts portfölj av ansökningsärenden, till att utgöra mer än hälften av den ansökta volymen, för närvarande 27 800 MW. Det stora intresset för detta kraftslag kan härledas till den politiska utfästelsen om slopade anslutningskostnader för havsbaserad vindkraft i 2016 års Energiöverenskommelse. Utan utsikten om slopade anslutningskostnader hade intresset för havsbaserad vindkraft sannolikt varit fortsatt svalt, eftersom dessa hittills haft svårt att klara konkurrensen från landbaserad vindkraft i Sverige.

Moderna havsbaserade vindkraftsanläggningar är ofta mycket stora och därför krävs ofta en direktanslutning till transmissionsnätet. Den största potentialen för havsbaserad vindkraft finns i södra Sverige och det är också i detta område som Svenska kraftnät mottagit de flesta förfrågningar om anslutning av detta produktionsslag. Svenska kraftnät har under 2019 utrett förutsättningarna för anslutning av totalt ca 8 000 MW (av de 27 800 MW som vi fått ansökningar om) havsbaserad vindkraft runt de sydsvenska kusterna under den senare delen av 2020-talet. Slutsatsen från detta arbete är att inga ytterligare interna transmissionsnätsförstärkningar utöver de som redan är planerade krävs för att hantera denna effektinmatning. För att kunna etablera havsbaserad vindkraft längs den svenska östkusten är dock de föreslagna ledningarna Ekhyddan–Nybro och Nybro–Hemsjö, vars koncessionsansökningar avslagits i september 2019, helt avgörande. För att kunna tillgodose ännu högre volymer havsbaserad vindkraft i södra Sverige än de 8 000 MW som beaktats i 2019 års utredning, bedömer Svenska kraftnät att ytterligare interna nätförstärkningar kan komma att behövas.

Anslutning av större enskilda elanvändare har under de senaste åren återigen blivit aktuellt. Svenska kraftnät har fått flera ansökningar som gäller anslutning av elintensiva industrier och då särskilt serverhallar. De större förfrågningarna om anslutning har hittills uppgått till 500 MW och har gällt platser i mellersta och norra Sverige. Effektuttag av den här storleken gör det svårt att ansluta dessa utan att genomföra nätförstärkningar. Ofta räcker inte kapaciteten på ledningarna i närområdet till, vilket gör att det kan ta lång tid att tillgodose det önskade nätkapacitetsbehovet.

Merparten av förfrågningarna om ökade uttagsabonnemang från transmissionsnätet i befintliga anslutningar härrör från landets storstadsregioner. I vissa av dess storstäder (Malmö, Stockholm och Uppsala) är transmissionsnätets kapacitet redan i dag lägre än behovet av eltillförsel utifrån, det råder lokal effektbrist. Möjligheterna till ökade uttagsabonnemang är därför på kort sikt begränsade. De förstärkningar som är kopplade till att öka kapaciteten till dessa regioner behandlas vidare under drivkraften Systemförstärkningar.

Vidare finns i branschen som helhet stora process- och tidsplanemässiga utmaningar som beror av att tillståndsprocesserna för att bygga ut transmissionsnätet normalt är väsentligt längre än motsvarande processer för tillståndsgivning och uppförande av vindkraftsanläggningarna eller större elintensiv verksamhet som t.ex. serverhallar.

8.2.2 Marknadsintegration

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

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

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

Marknadsintegration under åren 2020–2029

Vi ser inga avgörande förändringar i förutsättningarna som påverkar behoven av marknadsintegration för den kommande tioårsperioden. Behovet av överföringskapacitet från norr till söder i Sverige förväntas fortsatt öka under de närmsta decennierna. Drivkrafterna bakom detta är vindkraftutbyggnaden i norr i kombination med att kärnkraft och annan termisk kraft förväntas läggas ner i södra Sverige samtidigt som förbrukningen ökar. Den stora mängd havsbaserad vindkraft som kan tillkomma i södra Sverige påverkar energibalansen och behovet av framtida överföringskapacitet, och blir en faktor att ta hänsyn till i den långsiktiga planeringen av transmissionsnätet.

Liksom tidigare visar våra analyser ett behov av ökad nord-sydlig överföringskapacitet, främst över Snitt 2 mellan elområde SE2 och SE3. Lösningen ligger dels i de kapacitetsökningar som kommer genom programpaketet NordSyd, dels också genom ökad förbrukningsflexibilitet och t.ex. energilagring som kan bidra till att förbättra effekttillräckligheten. Svenska kraftnät utvecklar därför möjligheterna för aktörer att bidra med stödtjänster, men att tillhandahålla framtida flexibilitet och produktionskapacitet ligger på andra aktörer.

Starka 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. Vi undersöker därför det långsiktiga behovet av överföringskapacitet tillsammans med de övriga nordiska TSO:erna. I den gemensamma nätutvecklingsplan som publicerades 2019 beskrivs fem nordiska korridorer där det kan finnas behov av ökad kapacitet. De bilaterala studierna som genomförts visar att det i flera fall kommer finnas ett tekniskt förnyelsebehov av befintliga anläggningar runt 2030, men att den största nyttan med ökad kapacitet infaller framåt 2040 när kärnkraften i

Sverige, i dessa scenarier, antagits vara nedlagd. För att möjliggöra ett fullt utnyttjande av en ökad kapacitet till utlandet är det också nödvändigt att identifiera de tillkommande behoven av förstärkningar i det svenska transmissionsnätet.

Två större marknadsintegrationsprojekt har påbörjats och befinner sig i en tidig samrådsfas. Det är den tredje växelströmsledningen mellan norra Sverige och Finland och en ny likströmsförbindelse (Hansa PowerBridge) mellan södra Sverige och Tyskland. Inga nya förslag på ytterligare förbindelser till utlandet introduceras i denna systemutvecklingsplan.

8.2.3 Systemförstärkningar

Inom området Systemförstärkningar samlas i huvudsak investeringar i transmissionsnätet som görs för att öka kapaciteten inom ett elområde. Ett exempel är åtgärder för att öka möjligheten att överföra mer produktion från ett större område med flera olika anslutningar vidare ut i nätet. Det kan också vara de åtgärder som vi vidtar för att öka kapaciteten till storstadsregioner.

Systemförstärkningar under åren 2020–2029

Många av de systemförstärkningar som vi genomför under den kommande tioårsperioden är kopplade till ett kraftigt ökat behov av överföringskapacitet, speciellt till storstadsregionerna.

Inom Stockholmsregionen har vi flera stora paket med åtgärder som började utredas redan 2004 och som nu håller på att byggas. Dessa åtgärder beskrivs i mer detalj nedan.

Inom enskilda regioner pågår en ökning av den sammanlagda produktionskapaciteten genom de stora mängder ny vindkraft som redan tillkommit. Vi behöver se till att enskilda nätsektioner inte leder till begränsningar för möjligheten att överföra den på ett driftsäkert sätt. I några fall innebär det att nya ledningar behöver byggas för att förstärka nätet inte bara i ett nord–sydligt perspektiv utan även i ett öst–västligt.

Transmissionsnätet innehåller fortfarande en del sträckningar med parallella 400 kV- och 220 kV-förbindelser, något som inte alltid är en funktionellt bra lösning. Flödesfördelningen mellan förbindelser som drivs parallellt med olika systemspänningar riskerar att påverka nätets totala överföringskapacitet negativt. Nätförstärkningar genomförs därför för att åtgärda sådana begränsningar.

Vi genomför också ett antal stabilitetshöjande åtgärder som säkerställer systemets övergripande förmåga att dynamiskt upprätthålla spänning och överföringskapacitet. I flera fall utgörs dessa av anläggningar för reaktiv effektkompensation baserad på kraftelektronik, t.ex. STATCOM.

8.2.4 Reinvesteringar

Det är enbart delar av allt det underhåll och förnyelser som vi löpande genomför som är stora reinvesteringar där åldrade ledningar och stationer rivs, och nya byggs. Det pågår ständigt besiktning av utrustning, byten av enskilda delar m.m. utifrån målet att förebygga haverier eftersom sådana riskerar att påverka kraftsystemets tillgänglighet, att ge negativ miljöpåverkan eller, i värsta fall, att påverka personsäkerheten.

Underhåll och reinvesteringar kan utföras på ett kostnadseffektivt sätt. Utmaningen ligger i att avgöra när en anläggning ska reinvesteras i sin helhet och när det är lönsamt att enbart byta ut delar av utrustningen. Än viktigare kan vara när i tiden reinvestering eller underhållsåtgärd ska utföras. Vi arbetar därför med att utveckla våra metoder för att bedöma när åtgärder ska genomföras baserat på deras faktiska tillstånd och inte enbart baserat på deras ålder, vilket varit det traditionella sättet. Syftet är att arbeta så strategiskt, optimalt och effektivt som möjligt, men utan att riskera person- och driftsäkerheten.

Reinvestering av ledningar

Utmaningarna att genomföra alla nödvändiga reinvesteringar i tid är fortfarande stor och omfattning och typ av anläggningar som ska reinvesteras under den kommande tioårsperioden är i stort sett densamma som redovisades i Systemutvecklingsplan 2018–2027. Det innebär att ett 20-tal ledningar omfattande totalt runt 800 km och ett 30-tal stationer och ett stort antal enskilda apparater har kommit så nära sin tekniska livslängd att arbetet med att förnya dessa kommer att påbörjas under perioden 2020–2029. En övergripande systemstudie har startats för att studera hur förnyelsen av dessa anläggningar ska genomföras på bästa sätt.

Revision av ledningar

Vi inför nu också ett arbetssätt där vi mer systematiskt genomför statushöjande revisoner av ledningar utifrån deras skick. Under den kommande tioårsperioden kommer mer än 5 000 km ledningar att beröras, fördelat på drygt 100 olika anläggningar och flera tidsmässigt grupperade paket. Ett 30-tal projekt som fanns individuellt redovisade i Systemutvecklingsplan 2018–2027 har nu paketerats om och ingår nu i olika revisionspaket. Det första paketet, paket 0, har påbörjats under 2019 och omfattar runt 870 km ledningar. Därefter påbörjats nya paket 2020 (810 km), 2023 (1 700 km) och 2025 (2 000 km) där det sista paketet beräknas vara slutfört 2029.

Livstidsförlängning av ledningar och stationer

En del av de åtgärder som har beslutats för att möta utmaningarna inom marknadsintegration och systemförstärkningar har också inverkan på reinvesteringsbehovet. I några fall innebär tidsplanen för åtgärderna att vi kommer att behöva livstidsförlänga en del anläggningar som, om de hanterats var för sig, skulle ha förnyats tidigare. Detta görs för att helheten ska kunna genomföras så effektivt som möjligt, trots att vissa av de livstidsförlängda anläggningarna senare kommer att tas bort vartefter de nya ledningarna och stationerna färdigställs. Omfattningen av denna typ av åtgärder kan komma att ändras över tid eftersom de är beroende av när de nya lösningarna kan blir klara.

Riskbaserad förvaltning, stationer

Riskbaserad förvaltning är det koncept vi arbetar utifrån för att bättre fastställa när utrustning ska bytas eller en hel station behöver förnyas. Felstatistik och driftdata kommer i högre grad än i dag att användas för att kunna planera åtgärder med större noggrannhet. Vi utvecklar ett mer risk- och faktabaserat förhållningssätt vad gäller både reinvesteringar och underhållsplanerna. Vi använder här den riktiga innebörden i begreppet risk som är produkten av sannolikheten för att ett fel uppstår och dess konsekvens. Konsekvens beskriver hur kritisk anläggningsdelen är för nätets fortsatta drift med hänsyn taget till personsäkerhet, miljö och ekonomi. Detta innebär att vi kontinuerligt identifierar (genom mätning, inspektioner, dataanalys m.m.) risker och använder dem som underlag för beslut om nödvändiga åtgärder. På så sätt kan vi säkerställa en effektiv förvaltning av transmissionsnätet. En del av utvecklingen består i att använda digitaliserade och automatiserade verktyg som säkerställer en mer objektiv analys, men som också kompletteras av manuella kontroller. Denna strategi innebär att data om tekniskt tillstånd utgör grunden för reinvesterings- och underhållsplanerna. Under 2018 analyserades ca 40 procent av alla stationer i reinvesteringsportföljen och målet för 2019 är 100 procent.

Revisionsbaserat förhållningssätt, ledningar

När det gäller förvaltning av ledningar övergår vi nu till att planera åtgärder för vissa delar av anläggningsbeståndet baserat på ett mer revisionsbaserat förhållningssätt, också det med ett synsätt baserat på risker. För ledningsunderhållet introducerar vi även en strategi som via paketering av flera mindre förvaltningsåtgärder ska leda till effektivisering av såväl upphandling som av interna och externa resurser.

Utökad andel arbete med spänning, AMS

Avbrottsplaneringen innebär en stor utmaning om reinvesteringsplanerna ska kunna genomföras med bibehållen driftsäkerhet i nätet och begränsad negativ påverkan på elmarknaden. Vad gäller mindre åtgärder, på både stationer och ledningar, ser vi fördelar med att utöka andelen som utförs som arbete med spänning (AMS), Detta är en arbetsmetod som ger oss bättre möjligheter att kunna upprätthålla handelskapacitet med bibehållen driftsäkerhet. Vi fastställde under 2019 vår intention för arbete med spänning. Strategin slår fast att vi ska använda oss av AMS för att undvika avbrott på anläggningsdelar när ett avbrott inte är lämpligt, t.ex. om avbrott skulle orsaka en oacceptabel nivå på driftsäkerhet eller marknadspåverkan.

Kommande utmaningar

Ett arbete som ligger framför oss är att utveckla metoder och processer för att börja tillämpa ett riskbaserat förhållningssätt också på förvaltningen av andra komponenter. Detta gäller speciellt kontrollanläggningar samt de mer komplexa likströmsförbindelserna och kommande STATCOM-anläggningar.

8.3 Större investeringar i transmissionsnätet under 2020–2029

8.3.1 Kapaciteten mellan Sverige och Finland

Förberedelsearbetet för att bygga den tredje 400 kV-växelströmsförbindelsen mellan Sverige och Finland har nu nått det stadium att samråd hålls inför ansökan om koncession. Ledningen ska gå mellan Messaure och Keminmaa och byggs på svensk sida av oss och på finsk sida av Fingrid. På finsk sida kommer även en ytterligare ledning att byggas för att ta hand om den ökade effekten. Ledningen beräknas färdig att ta i drift 2025/2026.

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

Fingrid och Svenska kraftnät genomförde under 2018 en gemensam studie som analyserade olika alternativ för att förnya Fenno Skan 1 när den når sin tekniska livslängd med en ny likströmsförbindelse mellan Sverige och Finland. Studien var en fortsättning på den tidigare studien som genomfördes 2016. Studien visade att en helt ny placering över Kvarken mellan elområdena SE2 och FI är mer fördelaktigt än alternativet att förnya förbindelsen längs den befintliga sträckningen. Elmarknadsnyttan med en ny förbindelse ökar betydligt först under senare delen av 2030-talet, beroende på den ökade mängden vindkraft och den antagna tidslinjen för avvecklingen av svensk kärnkraft. Den ökade kapaciteten som följer av att den tredje växelströmsledningen tas i drift 2025 påverkar också. Kvarken-alternativet kommer också att behöva noggrannare nätstudier för att hitta den mest kostnadseffektiva anslutningspunkten. Den förväntade livslängden på en likströmsanläggning är ca 40 år vilket innebär att förbindelsen schablonmässigt når sin tekniska livslängd runt 2030. Eftersom nyttovärdena med att förnya Fenno Skan 1 inte är tillräckligt stora för att motivera en förnyelse till 2030 utan först ett tiotal år senare, eller när den svenska kärnkraften har avvecklats, har Svenska kraftnät och Fingrid valt att skjuta på förnyelsen. Just nu pågår istället en studie för att undersöka vilka åtgärder som är möjliga att vidta för att hålla Fenno Skan 1 i drift längre än tidigare planerat.

8.3.2 Hansa PowerBridge

Hansa PowerBridge är en planerad likströmsförbindelse mellan södra Sverige och Tyskland med 700 MW överföringskapacitet som utvecklas i samarbete med den tyska transmissionsnätsoperatören 50 Hertz.

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. Nästa steg är att ta ett beslut att ansöka om koncession för den mest lämpliga sträckningen, vilket planeras att ske våren 2020. Ett slutligt investeringsbeslut planeras till slutet av 2022 vilket skulle kunna innebära att förbindelsen kan tas i drift under 2026.

Förbindelsen kommer att anslutas till transmissionsnätet i Hurva utanför Hörby i Skåne. Det är samma station där likströmsförbindelsen SydVästlänken ansluter norrifrån. Detta ger möjlighet att föra delar av effekten som kommer via SydVästlänken vidare till Tyskland, eller motsatt från Tyskland och vidare till SydVästlänken, utan att belasta det omgivande växelströmsnätet.

Utlandsförbindelsen är viktig för att integrera de stora mängder förnybar elproduktion som kommer att etableras i Sverige och Norden under de kommande åren. Den ökade handelskapaciteten mellan Sverige och Tyskland gör det möjligt att exportera en större mängd förnybar energi under perioder med överskott i Norden. Förbindelsen gör det på motsvarande sätt också möjligt att importera el när det finns ett energiöverskott i resten av Europa och det råder lägre elpriser på kontinenten än i Norden.

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 något särskilt betydelsefullt, eftersom avvecklingen av svensk kärnkraft och kraftvärme ökar risken för effektbrist i framförallt södra Sverige, som förutses bli ett mer utpräglat elunderskottsområde jämfört med tidigare.

8.3.3 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 ledning byggs därför för att förstärka nätet i ett område där det redan finns mycket vattenkraft- och vindkraftsproduktion. Tillsammans med en kapacitetsökning på 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 planeras att tas i drift under 2022.

8.3.4 Området runt Midskog samt Midskog–Järpströmmen

De utredningar som pågått för att utforma nätet i området kring Midskog utanför Östersund börjar nu bli klara. Utredningarna har hanterat flera olika ansökningar om att ansluta både ny vindkraftsproduktion och nya större uttag. Stationen Midskog som nu förnyas av åldersskäl kommer därför att förstärkas med ytterligare en transformator mellan 400 kV och 220 kV för att öka kopplingen mellan de nät som finns i området.

Mellan stationerna Midskog och Järpströmmen går det i dag två parallella ledningar, en 400 kV-ledning och en 220 kV-ledning. 220 kV-ledning börjar närma sig sin tekniska livslängd och en total förnyelse av ledningen är aktuell. Området är även i behov av kapacitetsökning då det finns planer på dels ny vindkraft, dels eventuellt en ökad kapacitet mellan Sverige och Norge. Inriktningen är som tidigare att ersätta delar av 220 kV-nätet med en ny 400 kV-ledning från Järpströmmen till området kring Midskog.

8.3.5 NordSyd

Svenska kraftnät har genomfört en stor analys 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 ligger det vi kallar Snitt 2 som utgör gränsen mellan elområde SE2 och SE3. Nätet är geografiskt väldigt långsträckt och består i dag av tre gamla 220 kV-ledningar samt åtta 440 kV-ledningar av varierande ålder, men 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 analysen var därför att hitta ett sätt att lösa både dessa behov på ett samordnat sätt och inte bara förnya ledning för ledning. Resultatet blev investeringspaketet NordSyd.

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 den förväntade överföringen genom snittet kraftigt. Begränsningar i överföringskapaciteten i Snitt 2 kommer att ha stor negativ påverkan på elmarknaden men också på leveranssäkerheten i södra Sverige. Det finns därmed tydliga motiv för att förstärka kapaciteten i samband med genomförandet av de nödvändiga förnyelseåtgärderna.

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 transmissionsnät som är förberett för förändringar i det svenska kraftsystemet. Huvuddelen av investeringspaketet NordSyd handlar om långsiktiga åtgärder som enligt planen kommer att tas i drift successivt fram till omkring 2040, men paketet omfattar också närliggande åtgärder, som kommer att tas i drift den närmaste femårsperioden. Målet med de närliggande åtgärderna är att förstärka området kring Mälardalen och Uppland för att möjliggöra ökade uttag för förbrukning.

Av samordningsskäl har även några andra ledningsåtgärder, som tidigare har redovisats separat, paketerats ihop med NordSyd. Detta är fallet för 400 kV-ledningarna Hjälta–Betåsen och Kilforsen–Ramsele.

Totalt sett innebär det att ca 2 000 km ny ledning och ett 35-tal stationer ska byggas inom NordSyd-paketet. Sammantaget

kommer åtgärderna att leda till en kapacitetsökning mellan elområde SE2 och SE3 från dagens 7 300 MW till över 10 000 MW.

Svenska kraftnäts styrelse fattade beslut i maj 2018 om den strategiska inriktningen för det fortsatta arbetet med NordSyd, med en total investeringsnivå på drygt 50 miljarder kronor.

Närliggande åtgärder

De närliggande åtgärderna för att öka kapaciteten i Snitt 2 med ungefär 800 MW, från dagens 7 300 MW, omfattar bland annat en pilotinstallation av en högtemperaturlina mellan Valbo och Untra. Den åtgärden syftar till att lösa delar av problemen med kapacitetsbrist kring Västerås och Uppsala. Vi planerar även att installera shuntkompensering för att öka nätets stabilitetsgräns och förmåga att hålla spänningen inom fastställda intervall. Vissa av dessa installationer har redan påbörjats och åtgärderna planeras som helhet att vara genomförda till 2024.

Åtgärder på längre sikt

För att öka överföringskapaciteten i dagens transmissionsnät är de långa 400 kV-ledningarna genom Snitt 2 utrustade med seriekondensatorstationer. Alla dessa samt de tre 220 kV-ledningarna behöver förnyas inom den kommande tioårsperioden. De första förnyelserna av 400 kV-ledningarna behöver vara genomförda runt 2035 om hänsyn enbart tas till deras tekniska livslängd.

För att hinna färdigställa närliggande åtgärder samt ersätta 220 kV-ledningarna med 400 kV-ledningarna inom utsatt tid har vi redan startat förberedande arbete.

I dagsläget har utredningar på delar av 220 kV-stråken mellan Krångede–Västerås–Enköping och Stadsforsen–Uppsala inletts och vi planerar att starta förberedelsefasen för de första projekten under 2020.

8.3.6 Stockholms Ström och Storstockholm Väst

Svenska kraftnät kommer fram till 2028 att ha investerat drygt 13 miljarder kronor i nätåtgärder kopplade till att förstärka matningen till Stockholmsregionen. Åtgärderna är samlade under två investeringsprogram, Stockholms Ström och Storstockholm Väst. Åtgärder för ca 2 miljarder kronor är redan genomförda och ytterligare drygt 11 miljarder kronor kommer att investeras under kommande tioårsperiod.

Programmet Stockholms Ström omfattar ett 50-tal delprojekt och involverar utöver Svenska kraftnät även de andra nätägarna i regionen, Vattenfall Eldistribution och Ellevio. Det berör 21 kommuner i Stockholms län.

Bakgrunden till nätförnyelsen inom Stockholms Ström är ett regeringsbeslut från 2004. Där gavs Svenska kraftnät i uppdrag att ta fram ett förslag till utformning av det framtida elnätet i Stockholmsregionen. Tillsammans med regionnätsägarna 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. En delsträcka, Anneberg–Skanstull, under innerstaden förläggs i en borrad tunnel. Stora delar av City Link är nu under genomförande och arbetet med tunneln påbörjades under hösten 2019. Hela City Link beräknas vara klar att tas i drift 2027.

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 ökningar inte kan beviljas i det nuvarande nätet och åtgärderna enbart 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 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 bland annat en uppgradering av 220 kV-ledningen mellan Odensala och Överby till 400 kV, 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 lång tid framöver. Det är dock viktigt att också det regionala nätet i området anpassas och förstärks för att i slutändan kunna möta slutkundernas elbehov.

8.3.7 Förnyelse av ledningar på västkusten och i Skåne

Åtta 400 kV-ledningar 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 tillståndsprocesserna, dels på att möjligheterna till 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 jämfört med 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 ändra nätstrukturen på det sätt som vi gör inom NordSyd-programmet i samband med förnyelsen 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 bibehållen person- och driftsäkerhet, har alltså nu också blivit centrala för att åtgärda kapacitetsbristen i sydvästra Skåne. Ökningen av kapaciteten till Malmö-regionen är beroende av förnyelsen av två ledningar, Hurva–Sege och Barsebäck–Sege, som planeras att vara förnyade till 2021 respektive 2024.

8.3.8 Skogssäter–Stenkullen

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

Vid fel i transmissionsnätet riskerar det parallella regionnätet att överlastas med omfattande elavbrott i regionen som följd. Den nya ledningen mellan Stenkullen och Skogssäter förhindrar detta och bygger samtidigt bort nuvarande begränsning av överföringskapaciteten längs Västkusten. Detta påverkar hur mycket effekt som kan exporteras till Norge från elområde SE3.

Ledningens angelägenhetsgrad har ökat sedan Vattenfalls beslut att avveckla två kärnkraftsblock i Ringhals. Avvecklingen minskar produktionskapaciteten i de västra delarna av elområde SE3 med nära 1 800 MW. Eftersom produktionsbortfallet i stor utsträckning måste kompenseras med tillförsel utifrån, t.ex. från svensk och norsk vattenkraft, kommer betydelsen av en ny nord-sydlig ledning att öka. Om koncession beviljas som planerat kan ledningen tas i drift 2023.

8.3.9 Åtgärder för bibehållen förmåga till spänningsreglering på västkusten

Kärnkraftavvecklingen på västkusten minskar även de tillgängliga resurserna för spänningsreglering, vilket i sin tur reducerar möjligheterna att överföra mer effekt till området. För att kompensera för bortfallet av den spänningsreglerförmåga som Ringhals 1 och 2 bidragit med, kommer Svenska kraftnät att ersätta dagens åldrande automatiska spänningsregleringsutrustning i Stenkullen med en ny anläggning utförd med s.k. STATCOM-teknik. Den nya anläggningen kommer att vara i drift 2020. Vidare behöver ytterligare utrustning för reaktiv kompensering i form av fyra nya shuntkondensatorer att installeras i området, något som planeras vara klart 2021.

8.3.10 Ekhyddan–Nybro–Hemsjö

Svenska kraftnät har sökt koncession för en ny, ca 20 mil lång, 400 kV-ledning från Ekhyddan i elområde SE3 via Nybro till Hemsjö i elområde SE4. Efter anslutningen av utlandsförbindelsen NordBalt till Nybro så har effekttransporten genom området ökat. Den nya ledningen behövs för att säkerställa driften av NordBalt och för att öka transmissionsnätets överföringskapacitet. Ledningen behövs också för att säkerställa att det parallella regionnätet i Småland inte överlastas i händelse av ett fel i 400 kV-nätet. Fram till att den nya ledningen tas i drift har ett provisoriskt systemvärn installerats för att hantera dessa händelser.

Ledningen Ekhyddan–Nybro–Hemsjö förbättrar också förmågan för det kvarvarande Block 3 i Oskarshamns kärnkraftverk (O3) att tåla störningar i det omgivande nätet. Detta är särskilt viktigt efter stängningen av de två äldsta blocken 1 och 2 i samma anläggning, eftersom O3 därmed fått en ännu viktigare roll för den regionala spänningsstabiliteten. Nyligen utförda studier har också visat att ledningen är av central betydelse för möjligheten att kunna ansluta runt 4 000–5 000 MW havsbaserad vindkraft utanför Smålands kust.

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

Energimarknadsinspektionen avslog i september 2019 Svenska kraftnäts ansökan om koncession men ifrågasätter inte ledningarnas syfte, som de bedömer vara lämpliga ur allmän synpunkt. Däremot menar de att koncessionsansökan inte varit tillräckligt utförlig för att det ska gå att göra en fullständig bedömning. Svenska kraftnät delar inte den bedömningen och har överklagat beslutet.

FINANSIELL UTVECKLING

9 FINANSIELL UTVECKLING

Sammanfattning

De investeringar som redovisas i systemutvecklingsplanen för åren 2020–2029 innebär ett stort ekonomiskt åtagande. Investeringarna beräknas uppgå till mellan 4 och 8 miljarder kronor per år och 60 miljarder kronor totalt under planperioden, varav ca 40 procent utgörs av reinvesteringar i befintliga stationer och ledningar och ca 60 procent utgörs av nyinvesteringar.

Den finansiella utvecklingen är beroende av en rad förutsättningar och antaganden. Investeringsvolymen och de kostnader som följer av den, i form av räntekostnader och avskrivningskostnader, samt inflödet av kapacitetsavgifter är faktorer som är svårbedömda och har stor påverkan på den finansiella utvecklingen.

Enligt gjorda antaganden bedöms koncernen Svenska kraftnäts belåning öka markant från ca 4 miljarder kronor i början av perioden till ca 30 miljarder kronor 2029. Det motsvarar en skuldsättningsgrad på hela 290 procent vid utgången av 2029.

Den höga investeringstakten och ökade kostnader för bland annat stödtjänster bedöms medföra ett ökat intäktsbehov från transmissionsnätskunderna om ca 100 procent under perioden 2020–2029.

En ökande andel verksamhetsprojekt med stora investeringar i IT-system samt ökade kostnader för stödtjänster bedöms medföra ett ökat intäktsbehov från balansansvariga parterna om drygt 100 procent under perioden 2020–2029.

I detta kapitel redovisas ekonomisk data och nyckeltal för perioden 2020–2029. För att läsaren ska få en jämförelse mot föregående systemutvecklingsplan redovisas även ekonomisk data och nyckeltal från Systemutvecklingsplan 2018–2027 och dessa anges inom parentes. Beakta dock att siffror som avser föregående systemutvecklingsplan avser tidsperioden 2018–2027 varför jämförelser aldrig kan bli helt rättvisande.

9.1 Investeringsvolymer

Systemutvecklingsplanen för åren 2020–2029 omfattar ett stort antal investeringar och mycket stora investeringsvolymer, vilket kommer att få stor påverkan på den finansiella utvecklingen. Under perioden 2020–2029 uppgår investeringarna till mellan 4 (3) och 8 (7) miljarder kronor per år och totalt 60 (45) miljarder kronor, varav reinvesteringar i främst befintliga ledningar och stationer utgör ca 40 procent och ca 60 procent utgörs av nyinvesteringar. Om vi inkluderar investeringsutgifter som uppstår efter 2029 för de investeringar som redovisas i systemutvecklingsplanen uppgår den sammantagna investeringsvolymen till 100 (60) miljarder kronor.

Jämfört med Systemutvecklingsplan 2018–2027 ökar investeringsvolymerna markant där dock den största ökningen ligger bortom den kommande tioårsperioden. Det beror till stor del på att projekt motsvarande ca 30 miljarder kronor ersatts med andra inom investeringsprogrammet NordSyd, som summerar till drygt 50 miljarder kronor över en 20-årsperiod. Denna summa är en uppskattning och kan komma att ändras eftersom många åtgärder ännu inte är slutligt bestämda och genomförandet löper över lång tid. De tidigare projekten avsåg huvudsakligen förnyelse av våra befintliga 220 kV-anläggningar medan merparten av de nya projekten avser anläggningar med större omfattning och komplexitet. Syftet är att både förnya våra befintliga anläggningar och bygga en nätstruktur som är mer robust, med högre kapacitet och som har möjlighet att anpassas till framtida behov och förändringar. Många av de nya projekten har också en avslutande fas med

omfattande avvecklings- och rivningsarbete, en omfattning som vi hittills aldrig varit i närheten av på transmissionsnätet.

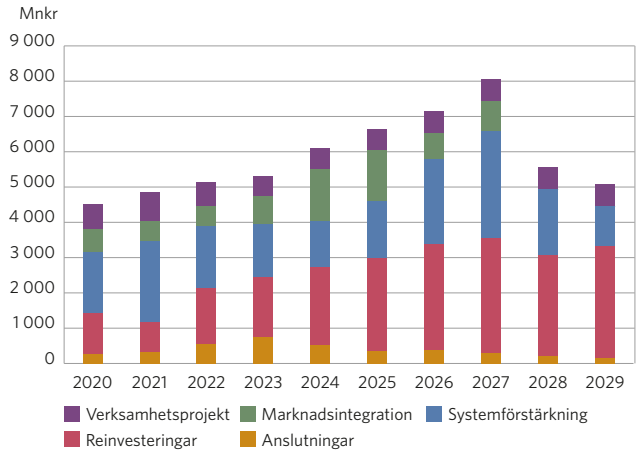
Utöver NordSyd förklaras de ökade investeringsvolymerna jämfört med föregående plan av att ett antal större lednings- och kabelförnyelser tillkommit.

Många projekt som startar inom tioårsperioden har också blivit betydligt dyrare än tidigare antaget. Många av de upphandlingar som genomförts har gett betydande kostnadsökningar, bland annat på grund av högre materialpriser för exempelvis stål och koppar samt en svagare krona.

Ökningen förklaras vidare med att verksamhetsprojekt med stora IT-investeringar om ca 6 miljarder kronor tillkommit i denna systemutvecklingsplan. Dessa projekt genomförs som ett svar på de utmaningar kraftsystemet står inför och som beskrivs i övriga delar av systemutvecklingsplanen. Genom nya verktyg och digitalisering kommer verksamheten successivt automatiseras i syfte att upprätthålla systemstabilitet, styrning och övervakning av kraftsystemet men också för att öka effektiviteten i hanteringen. Betydande investeringar har redan gjorts inom ett flertal verksamhetsprojekt, och ytterligare stora digitaliseringsinitiativ planeras under planperioden. En beskrivning av de större verksamhetsprojekten som planeras under de kommande fem åren ges i förteckningen över Stora verksamhetsprojekt. Flera av projekten, och även nya, kommer att ge utgifter även under den senare delen av tioårsperioden men redovisas inte eftersom osäkerheten är allt för stor.

Utvecklingen av våra investeringar fördelat på drivkrafterna anslutning, marknadsintegration, systemförstärkning och reinvestering samt verksamhetsprojekt framgår av figur 25. Utöver dessa tillkommer investeringar för dotterbolag. Det bör noteras att en investering kan ha flera drivkrafter. Här sorteras de efter dess huvudsakliga drivkraft.

Investeringar per drivkraft



Figur 25. Investeringsnivåerna åren 2020–2029 fördelat på huvudsakliga drivkrafter för nätinvesteringarna samt verksamhetsprojekt.

9.2 Hänt de senaste två åren inom ekonomiområdet

9.2.1 Nya förlängda avskrivningstider för vissa anläggningskomponenter

Från och med 2019 kommer nya förlängda[33] avskrivningstider för i huvudsak luftledningar med stålstolpar och krafttransformatorer att införas. Förändringarna innebär att transmissionsnätets kostnader kommer att fördelas mer rättvist mellan dagens och framtidens generationer av kunder eftersom de nya avskrivningstiderna bättre speglar anläggningarnas förväntade livslängder. Förändringarna innebär även en harmonisering mellan bokföringsmässiga avskrivningstider och intäktsramsregleringens fastställda livslängder.

Under den kommande planperioden för 2020–2029 ger de förlängda avskrivningstiderna ringa påverkan på kostnaderna eftersom många ledningar redan är slutavskrivna och den ekonomiska effekten av nya ledningar kommer i ett senare skede. Framöver kommer dock behovet av ökade intäkter för transmissionsnätet att hållas nere av de längre avskrivningstiderna när flera stora ledningsprojekt tas i bruk. Avskrivningskostnaderna fördelas över en längre tidsperiod och därmed behovet av ökade intäkter. Den positiva effekten av ändrade avskrivningstider dämpas dock en del av att investeringsprojekt ibland finansieras av kapacitetsavgifter och investeringsbidrag. I dessa fall sker s.k. omvända avskrivningar i form av avräkning av intäkt från investeringsbidrag och kapacitetsavgifter med samma periodicitet som avskrivningskostnaderna.

9.2.2 Miljökostnader

Svenska kraftnät har under 2019 erhållit en dom som innebär att allt kreosotimpregnerat trä ska tas upp och förorenad jord saneras i samband med beslut om återkallelse av en koncession. Undantag från detta kan ske på specifika platser. Det kan t.ex. röra sig om känsliga naturmiljöer där det skulle orsaka större skada att ta bort fundamenten än att låta dem vara kvar. Domen får stor betydelse för oss eftersom vi har många pågående och framtida rivningsprojekt. Analysen av den ekonomiska påverkan av saneringen av impregnerade träfundament pågår. Den ekonomiska påverkan väntas bli betydande.

[33] Notera att även några komponenter fått förkortad avskrivningstid.

9.3 Finansieringskällor

Investeringarna finansieras dels genom lån via Riksgälden och dels genom egen finansiering. Därutöver finns ytterligare två betydande finansieringskällor: investeringsbidrag och kapacitetsavgifter.

Investeringsbidrag är den vanligaste finansieringskällan när investeringar behövs för att ansluta ny elproduktion eller ny elförbrukning. Om det inte finns ledig kapacitet i nätet eller om driftsäkerheten påverkas negativt får den anslutande producenten eller elanvändaren betala ett investeringsbidrag för att finansiera den investering som krävs för att ansluta. Investeringsbidrag kan t.ex. också ges av fastighetsägare, när nätutbyggnader medför att värdefull mark kan frigöras.

Kapacitetsavgifter är en annan viktig finansieringskälla. Kapacitetsavgifter uppstår vid prisskillnader mellan angränsande elområden, antingen mellan länder eller mellan svenska elområden. För kapacitetsavgifter som uppstår mellan länder gäller att femtio[34] procent tilldelas Svenska kraftnät och femtio procent det angränsande landets transmissionsnätsoperatör medan kapacitetsavgifter som uppstår mellan svenska elområden tillfaller Svenska kraftnät till hundra procent.

9.4 Förutsättningar och utmaningar för finansiell planering

9.4.1 Avkastningskrav, utdelning och intäktsram

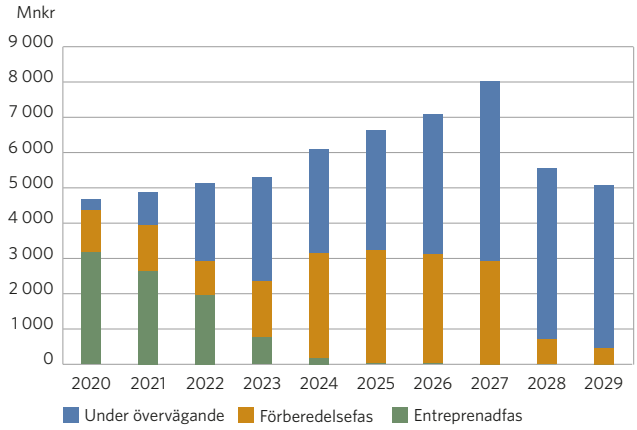
Svenska kraftnäts finansiella utveckling baseras på ett antal antaganden om bland annat avkastningskrav, utdelning till ägaren och regelverket för beräkning av intäktsram. Avkastningskravet från regeringen på 6 procent på justerat eget kapital över en konjunkturcykel och en utdelning om 65 procent av detta antas gälla oförändrat under perioden, men får konsekvenser för den finansiella utvecklingen om det ändras. Utöver regeringens avkastningskrav regleras intäktsnivåer inom nätverksamheten av den intäktsram som fastställs av Energimarknadsinspektionen. Hittills har intäktsbehovet varit betydligt lägre än intäktsramen. Den förändrade intäktsramsregleringen för 2020–2023 innebär en betydande minskning av marginalen mellan vår intäktsram och vårt intäktsbehov. Främsta orsaken är sänkningen av intäktsramsregleringens kalkylränta, dvs. den ersättning för kapitalbindning som elnätsbolagen har rätt att ta ut från kunderna. Givet de antaganden som denna plan baseras på bedöms dock inte intäktsramsregleringen, i dess nuvarande utformning, hämma vår investeringsverksamhet under planperioden.

9.4.2 Avskrivningskostnader och räntekostnader

Den finansiella utveckling som presenteras i denna plan är också starkt beroende av en rad faktorer som följer av investeringarna och som i många fall är svåra att prognostisera med god träffsäkerhet. Antaganden måste bland annat göras angående investeringsnivåer, både om och när i tiden de bedöms falla ut samt de kostnader i form av räntor och avskrivningar som investeringarna ger upphov till.

Investeringar som är i entreprenadfas kan antas få ett utfall som ligger nära angiven plan medan investeringar som är i förberedelsefas är mindre säkra. Än mindre säkra är investeringar som kategoriseras som under övervägande. Här finns risk för att de antingen avbryts eller att belopp och tidsplaner förändras. Figur 26 visar hur stor del av den årliga investeringsvolymen som utgörs av investeringar i respektive fas.

Investeringar per fas



Figur 26. De årliga nivåerna för investeringar uppdelade enligt fas.

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

För prognostisering av såväl räntenivån som inflationsantaganden används Konjunkturinstitutets prognos som underlag. Antagen räntenivå är -0,3 (-0,4) procent i början av planperioden och 2,4 (3,1) procent i slutet av perioden. Givet den planerade höga belåningen kommer varje avvikelse från den antagna räntenivån att få stor betydelse för den finansiella utvecklingen.

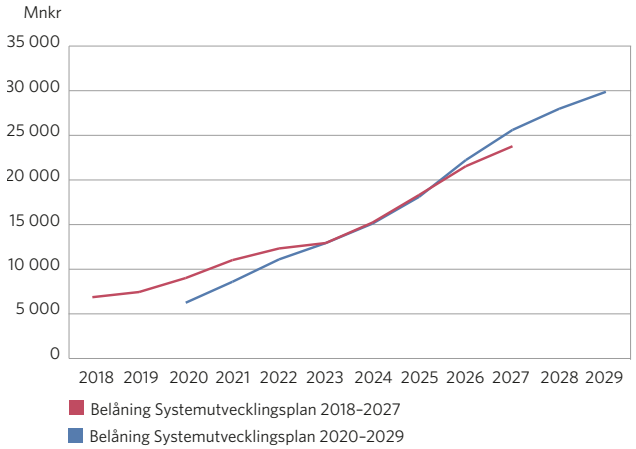
Vårt omfattande investeringsbehov får direkt påverkan genom ökade avskrivningskostnader men också indirekt genom en ökning av relaterade kostnader för drift och underhåll av ett allt större anläggningsbestånd. Planeringen av avskrivningskostnader är beroende av dels investeringsprojektens volymer och dels av när de tas i drift, vilka är svåra att prognostisera med träffsäkerhet p.g.a. de långa genomförande- och tillståndstider vi ser. Under planperioden beräknas det att avskrivningskostnaderna nästan trefaldigas från 1,0 (1,1) miljarder kronor i periodens början till 2,7 (2,0) miljarder kronor vid utgången av 2029. Avskrivningarna ökar markant under perioden på grund av ökade nätinvesteringar men även verksamhetsprojekt ökar vilka får stor påverkan eftersom avskrivningstiden för dessa, relativt nätinvesteringarna, är mycket korta.

[34] För SwePol Link pågår för närvarande ett försök som innebär en annan fördelning.

9.4.3 Kapacitetsavgifter

En annan faktor som har stor påverkan på den finansiella utvecklingen är inflödet av kapacitetsavgifter. De senaste åren har kapacitetsavgifterna varit en betydande finansieringskälla, men de är mycket svåra att prognostisera. Det totala inflödet av kapacitetsavgifter avgörs av de skillnader i elpris och energiflöde som uppstår vid elhandel mellan länder eller mellan de svenska elområdena. De faktiska skillnaderna påverkas av många faktorer som tillgång på vatten i vattenmagasinen, vindkraftsproduktion, kärnkraftens tillgänglighet samt överföringskapaciteten mellan elområden och på utlandsförbindelser. Dessa faktorer är svåra att bedöma ett år framåt och ännu svårare på tio års sikt. Historiskt, sedan elområden infördes i Sverige, har kapacitetsavgifterna varierat mellan 700 miljoner kronor och 2 100 miljoner kronor årligen. I denna plan har kapacitetsavgifterna beräknats till mellan 1 000 (700) och 1 100 (1 000) miljoner kronor per år varav i genomsnitt ca 60 (70) procent avser kapacitetsavgifter mellan länder[35].

Belåning



Figur 27. Prognostiserad utveckling för belåning enligt Systemutvecklingsplan 2020–2029 och Systemutvecklingsplan 2018–2027.

9.5 Finansiell ställning

Investeringarna i Systemutvecklingsplanen för åren 2020–2029 kommer att få betydande konsekvenser för ekonomin och de avgifter som tas ut av våra kunder.

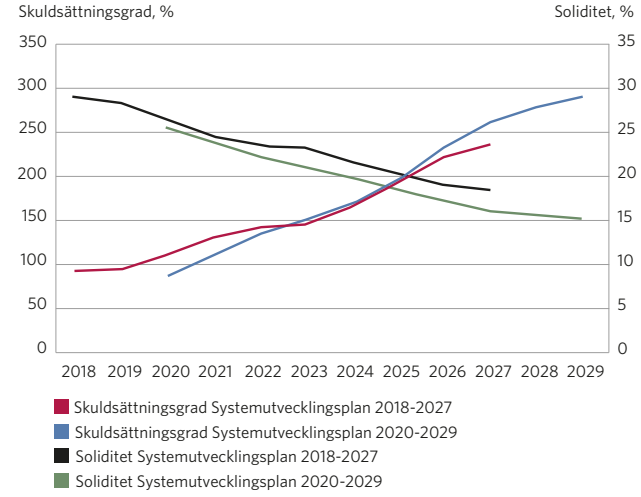
Med ovan angivna förutsättningar och antagna ingångsparametrar bedöms det att koncernen Svenska kraftnäts[36] belåning kommer att öka markant från ca 4 miljarder kronor vid ingången av periodens början för att vid periodens slut uppgå till ca 30 (24) miljarder kronor 2029. Det motsvarar en skuldsättningsgrad på hela 290 (240) procent vid utgången av 2029. Soliditeten bedöms minska från 26 (29) procent vid periodens början till 15 (19) procent vid utgången av 2029.

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

I figur 27 åskådliggörs utvecklingen av belåningen under perioden 2020–2029 enligt denna systemutvecklingsplan och utvecklingen av belåningen under perioden 2018–2027 enligt föregående systemutvecklingsplan.

I figur 28 åskådliggörs utvecklingen av soliditeten och skuldsättningsgraden under perioden 2020–2029 enligt denna systemutvecklingsplan och utvecklingen av nyckeltalen under perioden 2018–2027 enligt föregående systemutvecklingsplan.

Soliditet och skuldsättningsgrad

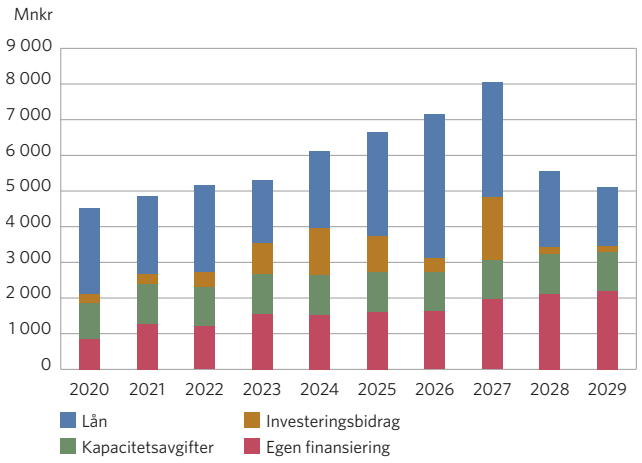


Figur 28. Prognostiserad utveckling för soliditet och skuldsättningsgrad enligt Systemutvecklingsplan 2020–2029 och Systemutvecklingsplan 2018–2027.

[35] Beräkningarna baseras på nuvarande elområdesindelning
[36] Den finansiella ställningen är beräknad utifrån koncernen Svenska kraftnät, dvs. dotterbolaget Svenska Kraftnät Gasturbiner AB är inkluderat i beräkningarna

Fördelningen mellan olika finansieringskällor för investeringarna under perioden 2020–2029 redovisas i figur 29. Som framgår av figuren är det främst upplåningen som ökar när investeringsnivåerna skjuter i höjden.

Finansieringskällor



Figur 29. Fördelning mellan olika finansieringskällor för investeringarna fram till 2029.

9.5.1 Intäktsbehov från transmissionsnätskunder

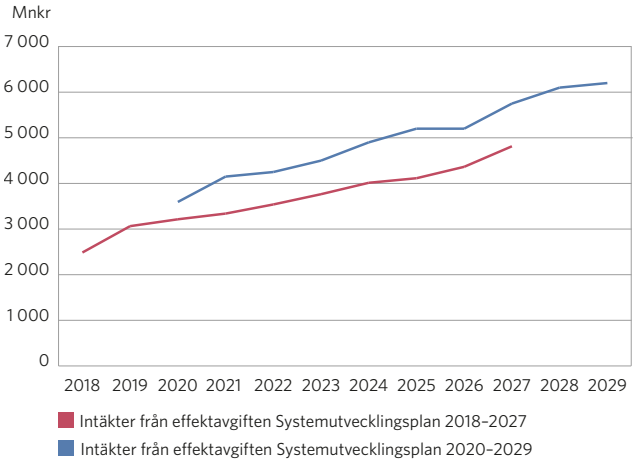
Kostnaderna för att överföra el på transmissionsnätet betalas av nätkunderna via nättariffen och det är främst effektavgiften[37] som ska täcka kostnaderna. De ökade kostnader som investeringarna ger upphov till såsom ökade avskrivningar och räntekostnader samt ökade kostnader för bland annat stödtjänster medför att intäkterna måste höjas. Under perioden tillkommer också ökade kostnader för miljöåtgärder, samtidigt dämpas kostnadsutvecklingen av förlängda avskrivningstider och intäktsavräkningar från kapacitetsavgifter och investeringsbidrag.

Sett över hela planperioden för åren 2020–2029 bedöms höjningen medföra ett ökat intäktsbehov från transmissionsnätskunderna om totalt ca 100 (100) procent.

Det är viktigt att notera att uppskattningen gäller generellt för hela nätkollektivet. För den enskilde nätkunden kan utfallet bli annorlunda, beroende på avgiftsstruktur och var i nätet kunden är ansluten.

I figur 30 åskådliggörs utvecklingen av intäktsbehov från effektavgiften för transmissionsnätskunderna under perioden 2020–2029 enligt denna systemutvecklingsplan och utvecklingen av intäktsbehov från effektavgiften för transmissionsnätskunderna under perioden 2018–2027 enligt föregående systemutvecklingsplan.

Utveckling av intäkter från effektavgiften



Figur 30. Prognostiserad utveckling av intäkter från effektavgiften enligt Systemutvecklingsplan 2020–2029 och Systemutvecklingsplan 2018–2027.

9.5.2 Intäktsbehov från balansansvariga parter

Kostnaderna för att upprätthålla systemansvaret betalas av de balansansvariga parterna via flera olika avgifter. Ökade kostnader på grund av stora investeringar i IT-system och ökade kostnader för stödtjänster innebär att intäkterna måste höjas.

Sett över hela planperioden 2020–2029 bedöms höjningen medföra ett ökat intäktsbehov från balansansvariga parterna om drygt 100 procent och merparten av höjningarna bedöms infalla under de första åren.

En del av de beräknade höjningarna beror på en ökande andel investeringsprojekt med stort IT-innehåll. Det handlar om investeringar som behövs för att kunna möta kraven som följer av ett förändrat energisystem med nya krav på automatiska reserver och anpassade marknadslösningar, men också för att införa det europeiska regelverk som växt fram under senare år och som konkretiseras i nätkoderna. IT-projekten omfattar totalt sett stora belopp och har betydligt kortare avskrivningstider jämfört med anläggningsprojekten, varför påverkan på kostnaderna för att upprätthålla systemansvaret blir betydande.

Den kraftiga ökningen av kostnaderna för stödtjänster beskrivs djupare i kapitel 6.3.

[37] Effektavgiften ska täcka drift, underhåll, avskrivningar och kapitalkostnader för nätet och är den del av transmissionsnätstariffen som ska bära det ekonomiska avkastningskravet. Avgiften baseras på kundens årsvis abonnerade effekter för inmatning respektive uttag i varje anslutningspunkt. Transmissionsnätstariffens andra del (utöver effektavgiften) är energiavgiften. Energiavgiften ska täcka verkets kostnader för att upphandla de förluster som överföringen på transmissionsnätet ger upphov till. Utvecklingen för energiavgiften är således till stor del beroende av elprisutvecklingen och bara indirekt av nätutbyggnaden genom de ökningar eller minskningar av förlusterna som denna ger upphov till

ORD- OCH BEGREPPSFÖRKLARINGAR

Här följer en förklaring av ett antal ord och begrepp så som de används i systemutvecklingsplanen.

Aktiv effekt: den elektriska effekten delas upp i en aktiv och en reaktiv del. Den aktiva är den del av effekten som kan utföra arbete och där spänning och ström är i fas.

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

> **mACE** är användandet av moderna IT-lösningar, optimeringar, automatiska reserver och tillgänglig överföringskapacitet för att reglera ACE.

Balansansvarig: dagens roll som balansansvarig kommer att delas upp i två roller:

> **Balansansvarig part (BRP, Balancing Responsible Party):** enligt ellagen får en elleverantör bara leverera el i uttagspunkter där en part har åtagit sig det ekonomiska ansvaret för att det nationella kraftsystemet tillförs lika mycket el som tas ut i uttagspunkten. Denna roll kallas för balansansvarig part.
> **Leverantör av balanseringstjänster (BSP, Balancing Service Provider):** en marknadsaktör som tillhandahåller balanseringstjänster till TSO:n.

Balansering: alla åtgärder och processer, inom alla tidsramar, genom vilka TSO:er säkerställer dels att systemfrekvensen hålls inom ett fördefinierat stabilitetsområde, dels att det finns nödvändiga reserver.

Balansmarknad: kombinationen av institutionella, kommersiella och driftrelaterade bestämmelser som skapar en marknadsmässig hantering av balanseringen.

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

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

Effektbalans: avser ett område eller lands energibalans under timmen (MWh/h). Under så kort tidsrymd kan det jämställas med effektbalans, vilket är det uttryck som används här. Vanligen avser begreppet timmen med vinterns högsta elförbrukning. Detta är samma definition som för begreppet kraftbalans i Svenska kraftnäts kraftbalansrapport.

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

Energibalans: skillnaden mellan producerad och förbrukad elektrisk effekt för ett visst område under en viss period. Positiv energibalans för ett område innebär att den totala produktionen är större än den totala förbrukningen under tidsperioden, och att nettoexporten under perioden därmed är positiv. För de nordiska länderna uttrycks ofta den årliga energibalansen i terawattimmar (TWh).

Förbrukningsflexibilitet: en kortvarig förändring av elförbrukning som sker till följd av högre (eller lägre) elpriser eller som en del i stödtjänster.

Leveranssäkerhet: kraftsystemets förmåga att kunna upprätthålla leveranserna av el till elanvändarna.

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

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

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

Reaktiv effekt: den del av elektriska effekten som inte utför något arbete och där spänning och ström inte är i fas. Reaktiv effekt har dock en stark påverkan på kraftsystemets spänningar.

Ren energi för alla i Europa (Ren energipaketet), på engelska benämnt Clean Energy Package, CEP: ett europeiskt lagstiftningspaket som i de delar som i första hand berörs i systemutvecklingsplanen trädde i kraft i juni 2019. Dessa delar är:

- Direktiv om gemensamma regler för den inre marknaden för el (elmarknadsdirektivet).
- Förordning om inre marknaden för el (elmarknadsförordningen)
- Förordning om riskberedskap inom elsektorn (riskberedskapsförordningen).

Paketet som helhet omfattar även följande direktiv och förordningar:

- Direktiv om byggnaders energiprestanda
- Direktiv om främjande av användning av energi från förnybara energikällor
- Förordning om styrning av energiunionen och av klimatåtgärder
- Förordning om inrättande av Europeiska unionens byrå för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter (ACER)

Snitt 1, 2, 4: de namn Svenska kraftnät använder på de delar av transmissionsnätet som binder samman de olika elområdena i Sverige, se kartbild i slutet av systemutvecklingsplanen.

Stödtjänster: samlingsnamn på funktioner som är nödvändiga för att upprätthålla ett stabilt kraftsystem och därmed även för leveranssäkerheten. Exempel på sådana stödtjänster är frekvensreglering, spänningsreglering och i takt med dess ökande betydelse, även rotationsenergi.

1. Balanseringstjänster: omfattar balansenergi eller balanskapacitet alternativt båda.

- **Balansenergi:** energi som används av systemansvariga för överföringssystem för balansering och som tillhandahålls av en leverantör av balanseringstjänster (BSP).
- **Balanskapacitet:** en volym reservkapacitet som en leverantör av balanseringstjänster (BSP) har accepterat att upprätthålla. Leverantören av balanseringstjänster har accepterat att lämna in bud på motsvarande volym balansenergi till TSO:n under avtalets löptid.
  - **Frekvensåterställningsreserver (FRR, Frequency Restoration Reserves):** reserver för aktiv effekt med syftet att återställa frekvensen till nominell frekvens och, för ett synkronområde uppdelat på flera LFC-områden, att återställa balansen till planerat värde.
    - **aFRR:** FRR med automatisk aktivering. Tidigare kallad sekundär frekvensreglering eller sekundärreglering.
    - **mFRR:** FRR med manuell aktivering. Tidigare kallad tertiär frekvensreglering eller tertiärreglering.
  - **Ersättningsreserv (RR, Replacement Reserves):** reserver för aktiv effekt med syftet att återställa FRR till att kunna hantera nya obalanser. RR är en balanseringstjänst som inte finns på den nordiska marknaden i dag.

2. Frekvensreglering:

- **Frekvenshållningsreserv (FCR, Frequency Containment Reserves):** reserver för aktiv effekt med syftet att dämpa frekvensändringar. Tidigare kallad primär frekvensreglering eller primärreglering.
  - **FCR-N:** FCR för normaldrift, aktiv vid frekvens mellan 49,9 och 50,1 Hz.
  - **FCR-D:** FCR för störning, som aktiveras vid frekvens under 49,9 Hz.
- **Snabb frekvensreserv (FFR, Fast Frequency Response):** reserver vars syfte är att hantera snabba obalanser för att motverka inverkan av minskad rotationsenergi i systemet. FFR svarar snabbare än FCR och är en stödtjänst som inte finns på den nordiska marknaden i dag.

3. Spänningsreglering: en automatisk reglering av spänningen med produktionsanläggningar, synkronkompensatorer eller kraftelektronikutrustningar genom deras inmatning eller förbrukning av reaktiv effekt, både i normal drift och vid störningar.

4. Rotationsenergi: den energi som lagras i roterande massor som är synkront kopplade till kraftsystemet och kan beskrivas som den roterande rörelseenergin vid nominell frekvens. Skapar tröghet och motverkar frekvensändringar.

Systemansvarig för distributionssystem, DSO: den som ansvarar för drift, underhåll och utbyggnad av distributionssystemet inom ett visst område samt dess sammanlänkningar till andra system för att säkerställa att systemet på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på distribution av el.

Systemansvarig för överföringssystem, TSO: den som ansvarar för drift, underhåll och utbyggnad av överföringssystemet inom ett visst område samt dess sammanlänkningar till andra system för att säkerställa att systemet på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på distribution av el. I Sverige är det Svenska kraftnät som är systemansvarig. Ansvaret omfattar bland annat kraftsystemets stabilitet samt att upprätthålla balansen mellan produktion och förbrukning av el i driftskedet.

Tillförlitlighet: kraftsystemets förmåga att kunna upprätthålla leveranserna av el till elanvändarna. Begreppet är synonymt med leveranssäkerhet men används ofta i mer formell betydelse medan leveranssäkerhet har ett större kundperspektiv.

Tillräcklighet: kapaciteten hos den samlade elproduktionen respektive de olika elnäten att tillgodose användarnas behov av energi och effekt.

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

Transmissionsnät: ett tekniskt och driftsmässigt sammanhängande ledningsnät som har en spänning om 220 kV eller mer, sträcker sig över flera regioner i Sverige och länkar samman det nationella elnätet med elnät i andra länder.

BROSIGNAL

10-ÅRSPLAN NÄTINVESTERINGAR

10-ÅRSPLAN NÄTINVESTERINGAR

I detta kapitel redovisas de investeringar i transmissionsnätet som i dag bedöms komma att bli aktuella under tioårsperioden 2020–2029[38]. 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 och resursåtgång.

Investeringarna är huvudsakligen uppdelade i elområden. Inom varje elområde redovisas projekten dels i tabeller, dels geografiskt i form av kartor[39]. Vi har i den här planen valt att i högre grad än tidigare gruppera projekt på det sätt som vi brukar benämna dem i andra sammanhang för att göra det lättare att identifiera dem.

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

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

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

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

[38] Uppgifter avser investeringsprognos för tredje kvartalet 2019. Investeringar inom dotterbolaget Svenska Kraftnät Gasturbiner AB är inte inkluderade
[39] Datakälla bakgrundskartor © Lantmäteriet

Projekten i respektive område är i sin tur indelade i de tre kategorierna under övervägande, förberedelsefas och entreprenadfas. Dessa kategorier har en annan definition jämfört med Systemutvecklingsplan 2018–2027. Syftet är att bättre spegla det arbetssätt som Svenska kraftnät använder men också att göra det tydligare när ett projekt övergår från förberedande arbete som projektering, tillståndssökning osv. till att börja byggas.

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 bilagan 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 realiseras. Det kan ske t.ex. om motiven till åtgärden inte längre är tillräcklig, 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 vindkraftsexploatör 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.

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 2029 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.

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 5 miljoner kronor är inte inkluderade i tabellerna men ingår i den finansiella redovisningen i kapitel 9.

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

Antal stationer/ledningar: anger hur många stationer eller ledningar som berörs av åtgärder i den gruppering som redovisas.

Km bygg: antalet kilometer ledning som ska byggas i den gruppering som redovisas.

Km avveckling: antal kilometer ledning som ska avvecklas och rivas i den gruppering som redovisas.

Stockholms Ström och Storstockholm Väst

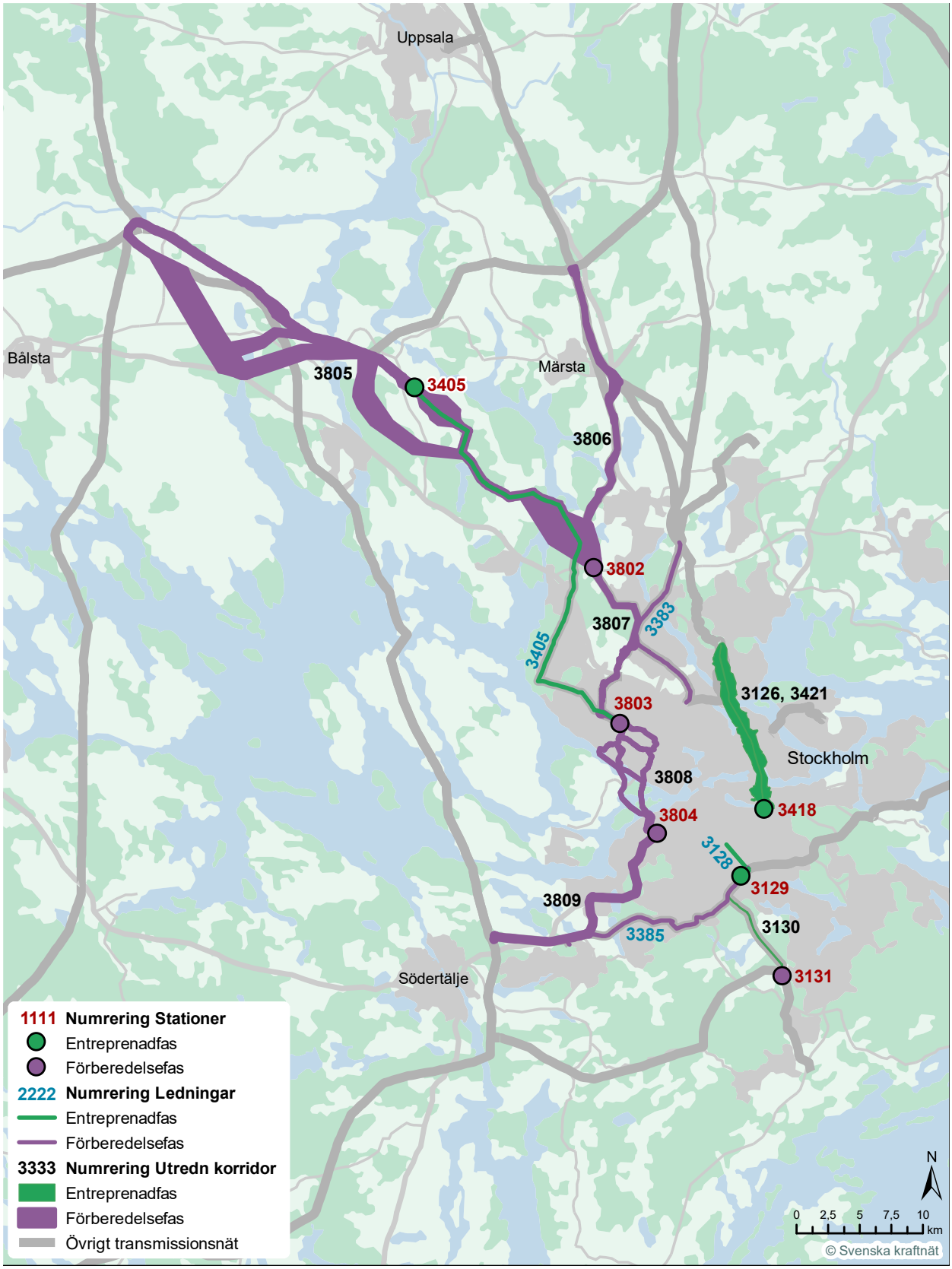
PROJEKT I ENTREPRENADFAS

KARTNR	PROJEKTBESKRIVNING	TAS I DRIFT	UTGIFT (MNKR)	DRIVKRAFT
3126	Anneberg-Skanstull tunnel	2017–2024	1 850	Systemförstärkning
3405	Håtuna-Beckomberga rivning inkl ändrad anslutning Håtuna	2017–2020	60	Reinvestering
3129	Snösätra Station	2019–2022	490	Systemförstärkning
3131	Ekudden Station	2021	260	Systemförstärkning
3418	Skanstull Station	2022	750	Systemförstärkning
3128	Örby-Snösätra och Snösätra Högdalen Markkabel	2022	500	Systemförstärkning
3130	Snösätra-Ekudden luftledning	2022	250	Systemförstärkning

PROJEKT I FÖRBEREDELSEFAS

KARTNR	PROJEKTBESKRIVNING	TAS I DRIFT	UTGIFT (MNKR)	DRIVKRAFT
3385	Lindhov-Högdalen rivning inkl omkoppling Hågelby	2023	10	Reinvestering
3421	Anneberg-Skanstull Kabelsystem 400 kV	2026	1 100	Systemförstärkning
3802	Överby ny 400 kV-station	2026–2029	290	Systemförstärkning
3803	Beckomberga ny 400 kV-station	2027	430	Systemförstärkning
3808	Beckomberga-Bredäng ny 400 kV-ledning	2027	1 000	Systemförstärkning
3806	Odensala-Överby ny 400 kV-ledning	2027	560	Systemförstärkning
3807	Överby-Beckomberga ny 400 kV-ledning	2027	1 300	Systemförstärkning
3383	Hagby-Järva Rivning RL15/RL17	2027	20	Reinvestering
3804	Bredäng ny 400 kV-station	2028	300	Systemförstärkning
3805	Hamra-Överby ny 400 kV-ledning	2028	800	Systemförstärkning
3809	Bredäng-Kolbotten ny 400 kV-ledning	2028	1 050	Systemförstärkning

Stockholms Ström och Storstockholm Väst



Västkustpaketet

PROJEKT I ENTREPRENADFAS

KARTNR	PROJEKTBESKRIVNING	TAS I DRIFT	UTGIFT (MNKR)	DRIVKRAFT
4425	Hurva-Sege ledningsförnyelse	2021–2022	650	Marknadsintegration

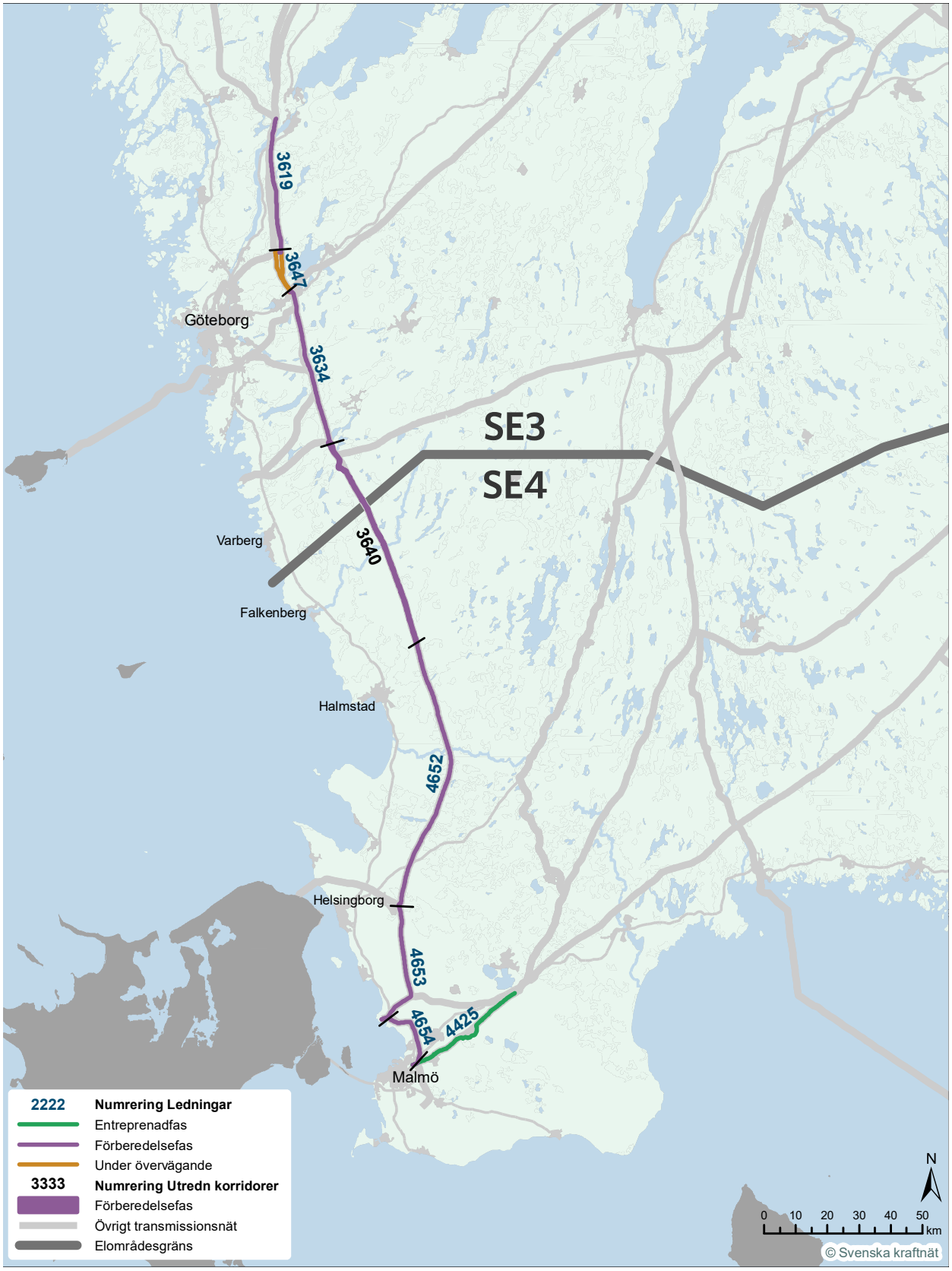
PROJEKT I FÖRBEREDELSEFAS

KARTNR	PROJEKTBESKRIVNING	TAS I DRIFT	UTGIFT (MNKR)	DRIVKRAFT
4654	Barsebäck-Sege ledningsförnyelse	2023	340	Reinvestering
4653	Söderåsen-Barsebäck ledningsförnyelse	2024	600	Reinvestering
3634	Stenkullen-Horred ledningsförnyelse	2025	460	Reinvestering
4652	Breared-Söderåsen ledningsförnyelse	2025–2026	550	Reinvestering
3619	Skogssäter-Kilanda ledningsförnyelse	2027	600	Reinvestering
3640	Horred-Breared ledningsförnyelse	2028	750	Reinvestering

PROJEKT UNDER ÖVERVÄGANDE

KARTNR	PROJEKTBESKRIVNING	START FÖRBEREDELSEFAS	TAS I DRIFT	UTGIFT (MNKR)	DRIVKRAFT
3647	Kilanda-Stenkullen FL5 och CL32 ledningsförnyelse	2020	2026	2 000–3 000	Reinvestering

Västkustpaketet



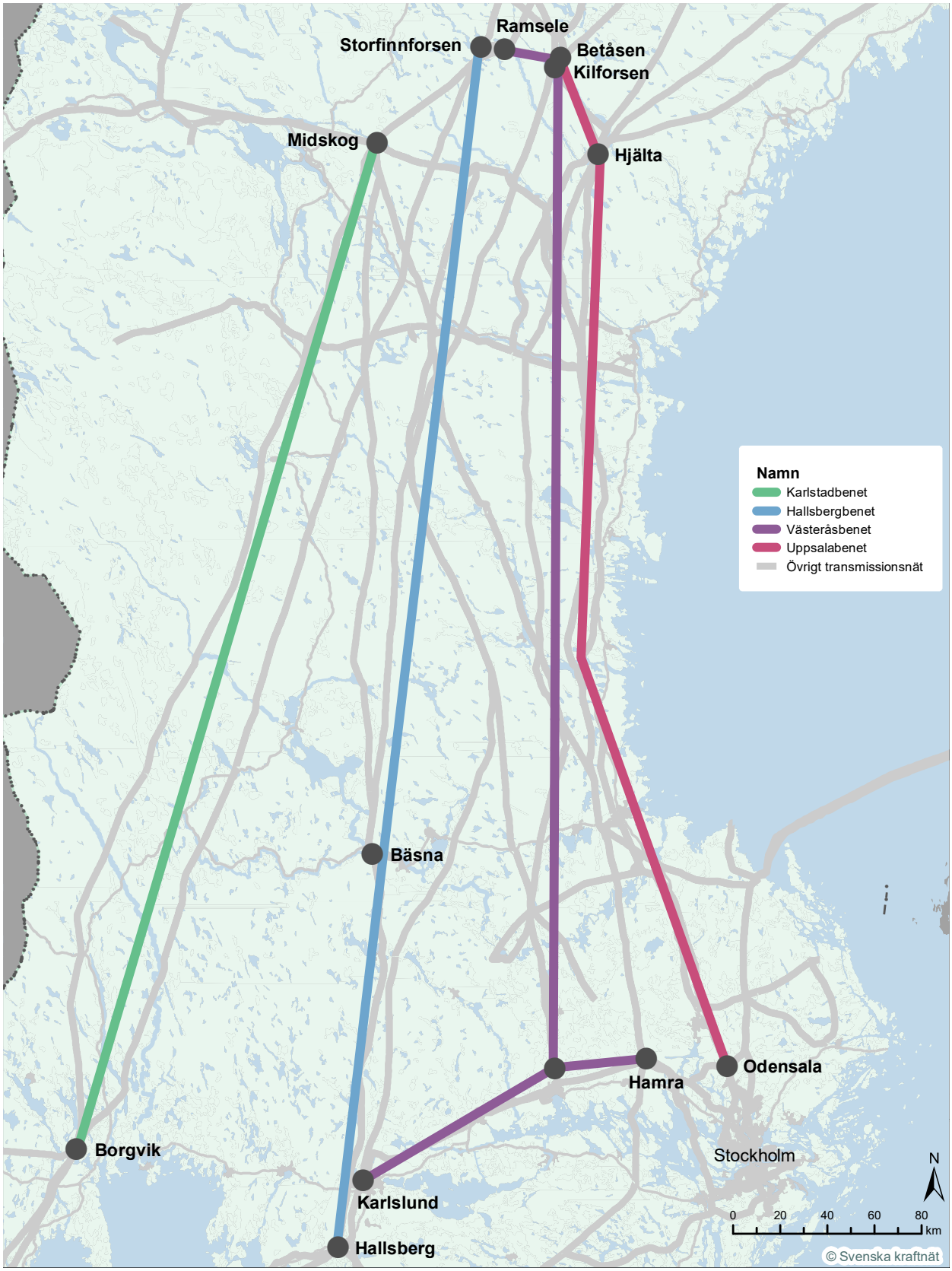
NordSyd[40]

PROJEKT UNDER ÖVERVÄGANDE

PROJEKTBESKRIVNING	ANTAL STATIONER	KM BYGG	KM AVVECKLING	START FÖRBEREDELSEFAS	TASI DRIFT	UTGIFT (MNKR)
Uppsalabenet	13	450	700	2020	2025–2037	10 000-12 000
Västeråsbenet	16	650	950	2020	2024–2037	16 000-18 000
Hallsbergbenet	3	500	500	2027	2037–2041	13 000-14 000
Karlstadbenet	2	450	450	2025	2035–2038	11 000-12 000

[40] Med ett så långt tidsperspektiv som 20 år ska investeringspaket NordSyd ses som en strategisk nätlösning för hur nätet ska utformas i Mellansverige, en flexibel lösning som kan anpassas till rådande och kommande förutsättningar. För ledningar som ska ersättas kommer utredningar visa om de kan dras i samma sträckning eller om de på grund av nya förutsättningar i området och transmissionsnätets driftsäkerhet behöver ta en annan väg.

NordSyd


Ramsele
Storfinnforsen
Betåsen
Kilforsen
Midskog
Hjälta
Bäsna
Hamra
Odensala
Borgvik
Stockholm
Karlslund
Hallsberg
Namn
Karlstadbenet
Hallsbergbenet
Västeråsbenet
Uppsalabenet
Övrigt transmissionsnät
N
0 20 40 60 80
km
© Svenska kraftnät

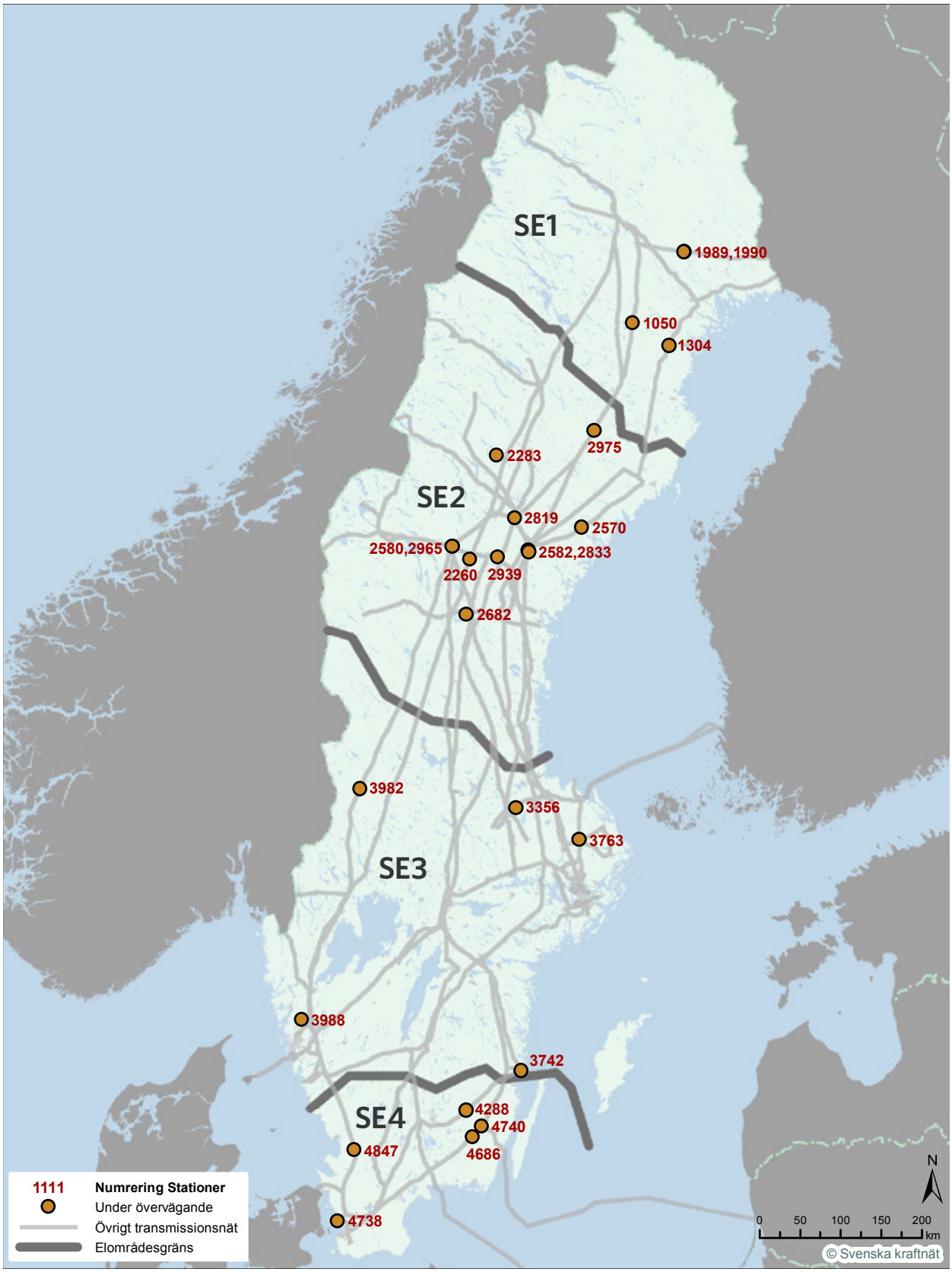
Anslutningar under övervägande

PROJEKT UNDER ÖVERVÄGANDE

KARTNR	PROJEKTBESKRIVNING	ELOMRÅDE
1050	Trolltjärn ny transformator Markbygden etapp 3	SE1
1304	Råbäcken ny transformator T3 Markbygden etapp 3	SE1
1990	Granlandet anslutning vindkraft	SE1
1989	Pålkem (Hällberget) anslutning vindkraft	SE1
2580	Midskog anslutning industri	SE2
2570	Moliden anslutning transformator	SE2
2975	Tuggen anslutning vindkraft	SE2
2819	Betåsen anslutning Krange Vind-klustret	SE2
2939	Hammarstrand ny station	SE2
2582	Helgum anslutning vindkraft	SE2
2682	Järnvägsforsen anslutning vindkraft	SE2
2965	Midskog anslutning last	SE2
2283	Doroklustret anslutning vindkraft	SE2
2833	Nässe ny 400/130 kV-station	SE2
2260	Stugunklustret anslutning vindkraft	SE2
3988	Romelanda ny 400/130 kV-station	SE3
3356	Ängsberg ny 130 kV-anslutning	SE3
3982	Tandö ny 400 kV-station anslutning vindkraft	SE3
3763	Tuna ny 400/220 kV-transformator	SE3
3742	Ekhyddan Nord ny station anslutning vindkraft	SE3
4288	Hageskruv ny station anslutning vindkraft	SE4
4847	Breared Syd ny station anslutning havsbaserad vindkraft	SE4
4738	Barsebäck anslutning vindkraft	SE4
4686	Nybro Syd ny 400 kV-station anslutning vindkraft	SE4
4740	Nybro Nord ny station anslutning vindkraft	SE4

Summa utgift (mnkr) **3 100**

Anslutningar under övervägande



Projekt i elområde SE1

PROJEKT I ENTREPRENADFAS

KARTNR	PROJEKTBESKRIVNING	TAS I DRIFT	UTGIFT (MNKR)	DRIVKRAFT
1054	Porjusberget stationsförnyelse Porjus	2018–2021	210	Reinvestering
1303	Trolltjärn ny 400 kV-station	2020	130	Anslutning
1752	Ritsem stationsförnyelse	2021	140	Reinvestering
1525	Vargfors-Tuggen statusåtgärder	2021	35	Reinvestering

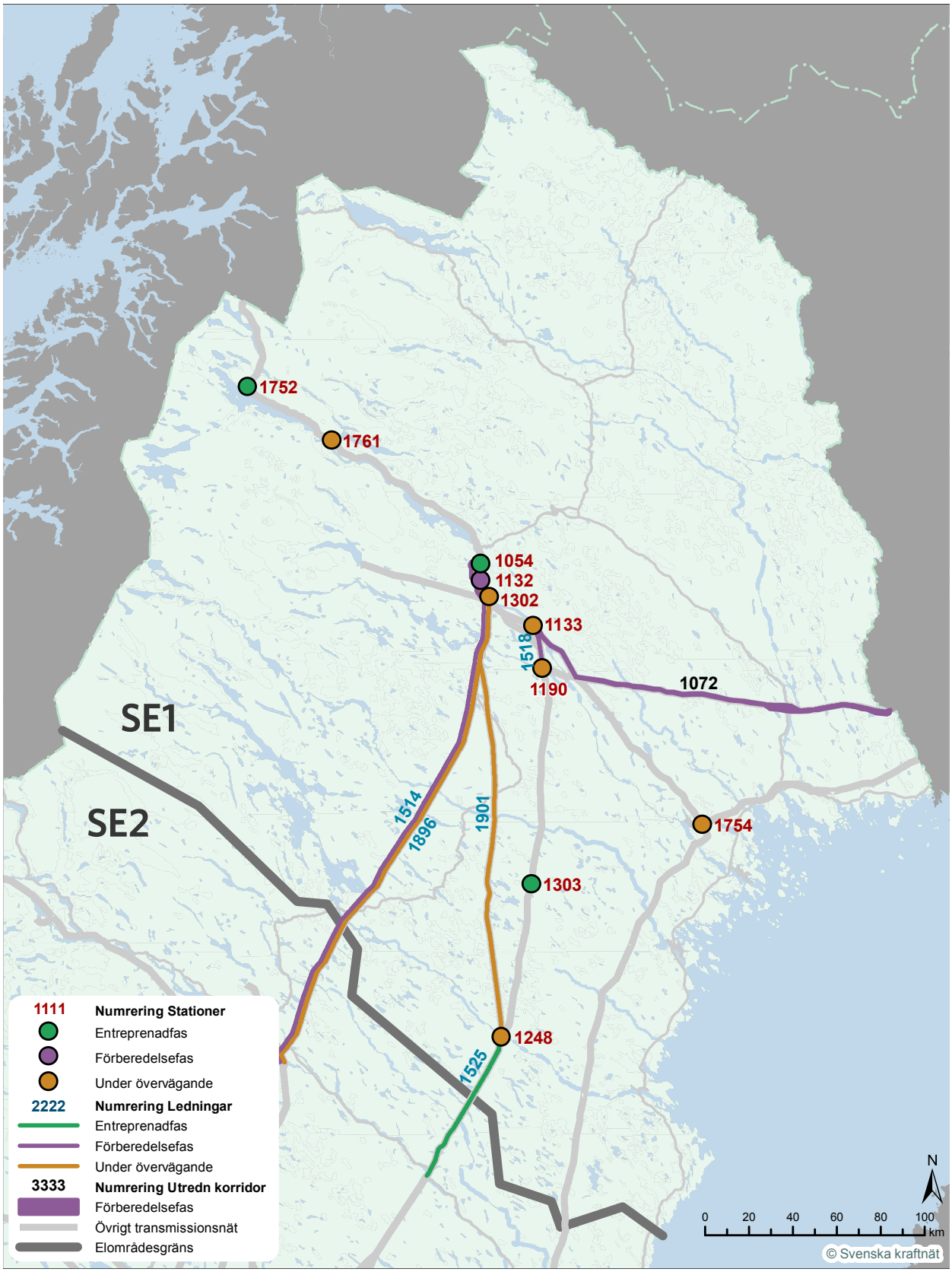
PROJEKT I FÖRBEREDELSEFAS

KARTNR	PROJEKTBESKRIVNING	TAS I DRIFT	UTGIFT (MNKR)	DRIVKRAFT
1514	Porjus-Grundfors opto och statusåtgärder	2020	80	Reinvestering
1132	Harsprånget stationsförnyelse	2022	220	Reinvestering
1518	Messaure-Letsi opto	2022	5	Reinvestering
1072	Messaure-Keminmaa ny 400 kV-ledning	2025–2026	1 700	Marknadsintegration

PROJEKT UNDER ÖVERVÄGANDE

KARTNR	PROJEKTBESKRIVNING	START FÖRBEREDELSEFAS	TAS I DRIFT	UTGIFT (MNKR)	DRIVKRAFT
1190	Letsi stationsförnyelse	2020	2024	100–250	Reinvestering
1302	Ligga stationsförnyelse	2020	2024	100–250	Reinvestering
1133	Messaure stationsförnyelse	2020	2024	25–100	Reinvestering
1754	Svartbyn stationsförnyelse	2022	2025	100–250	Reinvestering
1248	Vargfors stationsförnyelse	2022	2027	100–250	Reinvestering
1761	Vietas stationsförnyelse	2024	2027	25–100	Reinvestering
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

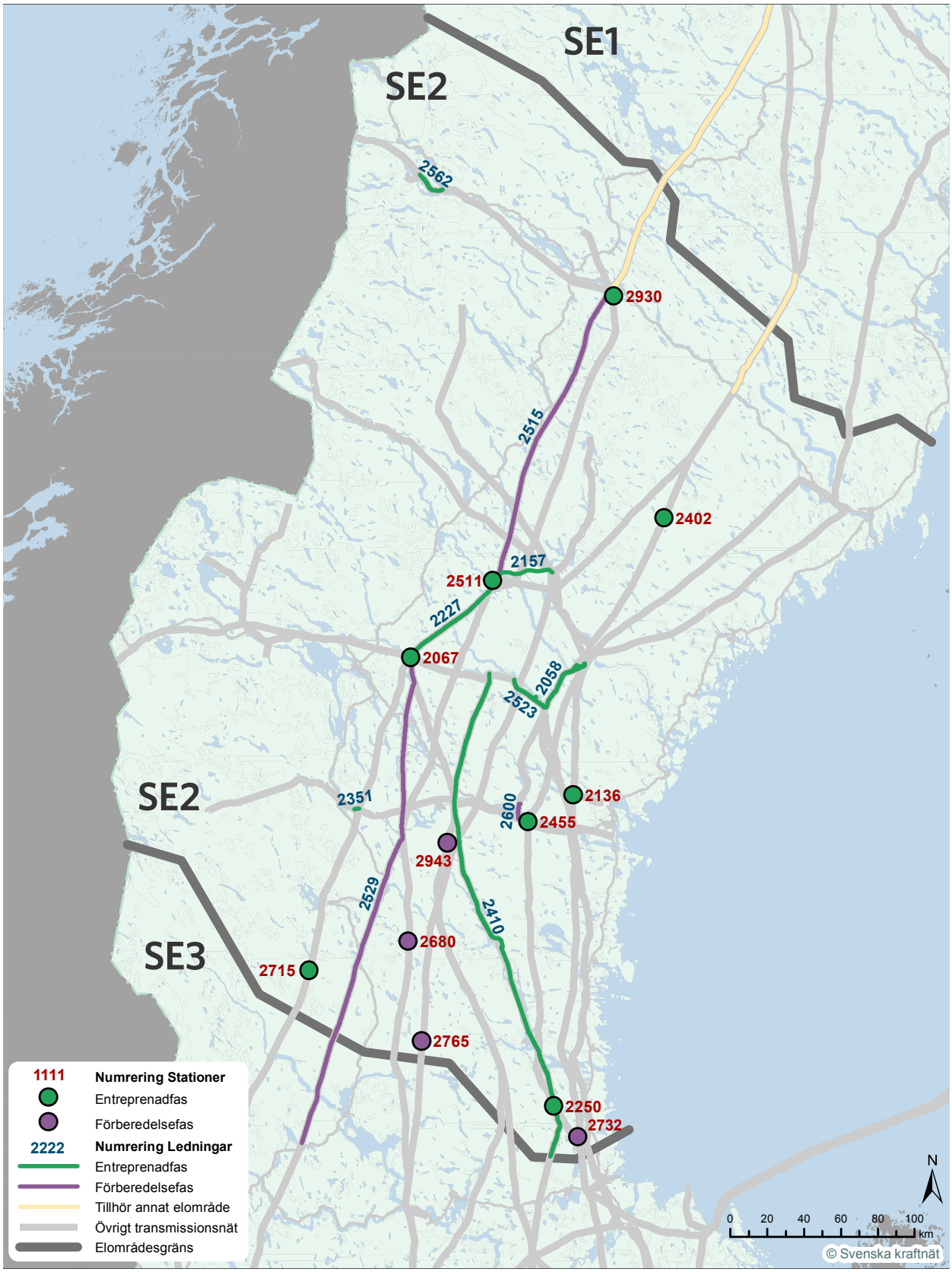
PROJEKT I ENTREPRENADFAS

KARTNR	PROJEKTBESKRIVNING	TAS I DRIFT	UTGIFT (MNKR)	DRIVKRAFT
2250	Grönviken ny 400/130 kV-station	2019–2020	180	Anslutning
2058	Hjälta-området stations- och ledningsåtgärder	2019–2020	300	Systemförstärkning
2410	Krångede-Horndal	2019–2020	210	Reinvestering
2529	Midskog-Kättbo statusåtgärder	2019–2020	10	Reinvestering
2351	Rätan förnyelse omstrukturering och anslutning vindkraft	2019–2024	420	Reinvestering
2455	Stöde stationsförnyelse	2019–2020	130	Reinvestering
2562	Ajaure-avgr Gejmån statusåtgärder	2020	10	Reinvestering
	Avveckling av frånskiljare 9 påstick i område Norr	2020	10	Reinvestering
2523	Hammarforsen-avgr Svarthålsforsen statusåtgärder	2020	10	Reinvestering
2136	Nysäter anslutning vindkraft etapp 2	2020	5	Anslutning
2157	Långbjörn-Storfinnforsen ny 400 kV-ledning	2020–2022	490	Systemförstärkning
2067	Midskog stationsförnyelse och anslutning vindkraft	2020–2021	600	Reinvestering
2511	Storfinnforsen anslutning vindkraft	2020–2021	15	Anslutning
2402	Norrtjärn ny 400/130 kV-station	2021	100	Anslutning
2227	Storfinnforsen-Midskog ledningsförnyelse	2022	600	Systemförstärkning
2930	Grundfors stationsförnyelse och anslutning vindkraft	2022–2023	290	Reinvestering
2715	Olingan ny 400 kV-station	2022	140	Anslutning

PROJEKT I FÖRBEREDELSEFAS

KARTNR	PROJEKTBESKRIVNING	TAS I DRIFT	UTGIFT (MNKR)	DRIVKRAFT
2680	Torpberget ny 400 kV-station anslutning vindkraft	2021	120	Anslutning
2515	Grundfors-Storfinnforsen opto och statusåtgärder	2022	35	Reinvestering
2600	Torpshammar-avgr Torpshammar ledningsförnyelse	2022	40	Reinvestering
2943	Tovåsen ny 400 kV-station	2022	100	Anslutning
2732	Vittersjö förnyelse kontrollanläggning	2022	40	Reinvestering
2765	Gäddtjärn ny 400 kV-station och förnyelse EK4 Djurmo	2023	230	Anslutning

Elområde SE2

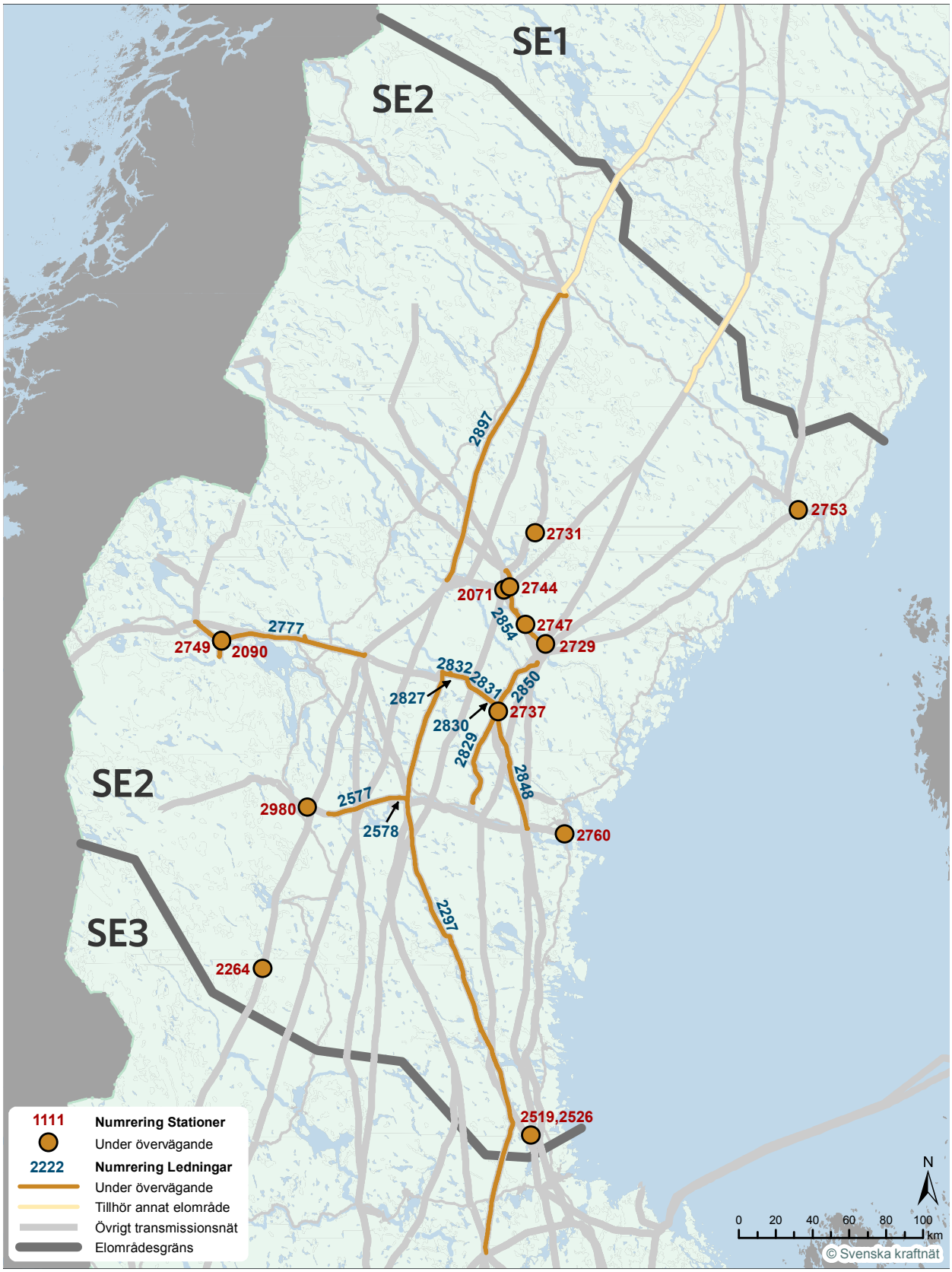


Projekt i elområde SE2

PROJEKT UNDER ÖVERVÄGANDE

KARTNR	PROJEKTBESKRIVNING	START FÖRBEREDELSEFAS	TAS I DRIFT	UTGIFT (MNKR)	DRIVKRAFT
2071	Kilforsen stationsförnyelse	2020	2023	100–250	Reinvestering
2753	Stornorrfors stationsförnyelse	2020	2023	100–250	Reinvestering
2264	Olingan ny seriekondensator	2021	2024	100–250	Systemförstärkning
2760	Vaple stationsförnyelse	2021	2024	25–100	Reinvestering
2297	KL1 och KL2 livstidsförlängning	2020	2025–2026	100–250	Reinvestering
2744	Lasele stationsförnyelse	2021	2025–2026	25–100	Reinvestering
2749	Mörsil stationsförnyelse	2021	2025	25–100	Reinvestering
2090	Utbyte av reaktor X1 i Mörsil	2021	2025	5–25	Reinvestering
2729	Forsmo stationsförnyelse	2021	2026	25–100	Reinvestering
2980	Rätan stationsförnyelse	2021	2026	25–100	Reinvestering
2832	Hammarforsen-Krångede ledningsförnyelse	2021	2027	25–100	Reinvestering
2831	Hammarforsen-avgr Svarthålforsen ledningsförnyelse	2021	2027	25–100	Reinvestering
2737	Hölleforsen stationsförnyelse	2022	2027	25–100	Reinvestering
2830	Svarthålforsen påstick Stadsforsen ledningsförnyelse	2021	2027	25–100	Reinvestering
2578	Järnvägsforsen avgr-Ånge opto	2026	2028	5–25	Reinvestering
2777	Midskog-Järpströmmen 220 kV uppgradering till 400 kV	2021	2028	500–1 000	Systemförstärkning
2747	Moforsen stationsförnyelse	2023	2028	25–100	Reinvestering
2829	Stadsforsen-Torpshammar ledningsförnyelse	2021	2028	100–250	Reinvestering
2577	Turinge-avgr Järnvägsforsen topplinebyte	2025	2028	5–25	Reinvestering
2827	Krångede-Gammelänge ledningsförnyelse	2021	2029	25–100	Reinvestering
2854	Nämforsen-Forsmo ledningsförnyelse	2023	2031	100–250	Reinvestering
2848	Stadsforsen Hällsjö ledningsförnyelse	2024	2032	250–500	Reinvestering
2519	Vittersjö EK3 Stationsförnyelse	2024	2028	25–100	Reinvestering
2526	Vittersjö EK5 Stationsförnyelse	2024	2028	25–100	Reinvestering
2731	Gulsele stationsförnyelse	2028	2033	25–100	Reinvestering
2850	Stadsforsen-Hjälta kraftstation ledningsförnyelse	2026	2034	100–250	Reinvestering
2897	Grundfors-Storfinnforsen ledningsförnyelse	2027	2037	2 000–3 000	Reinvestering

Elområde SE2



Projekt i elområde SE3

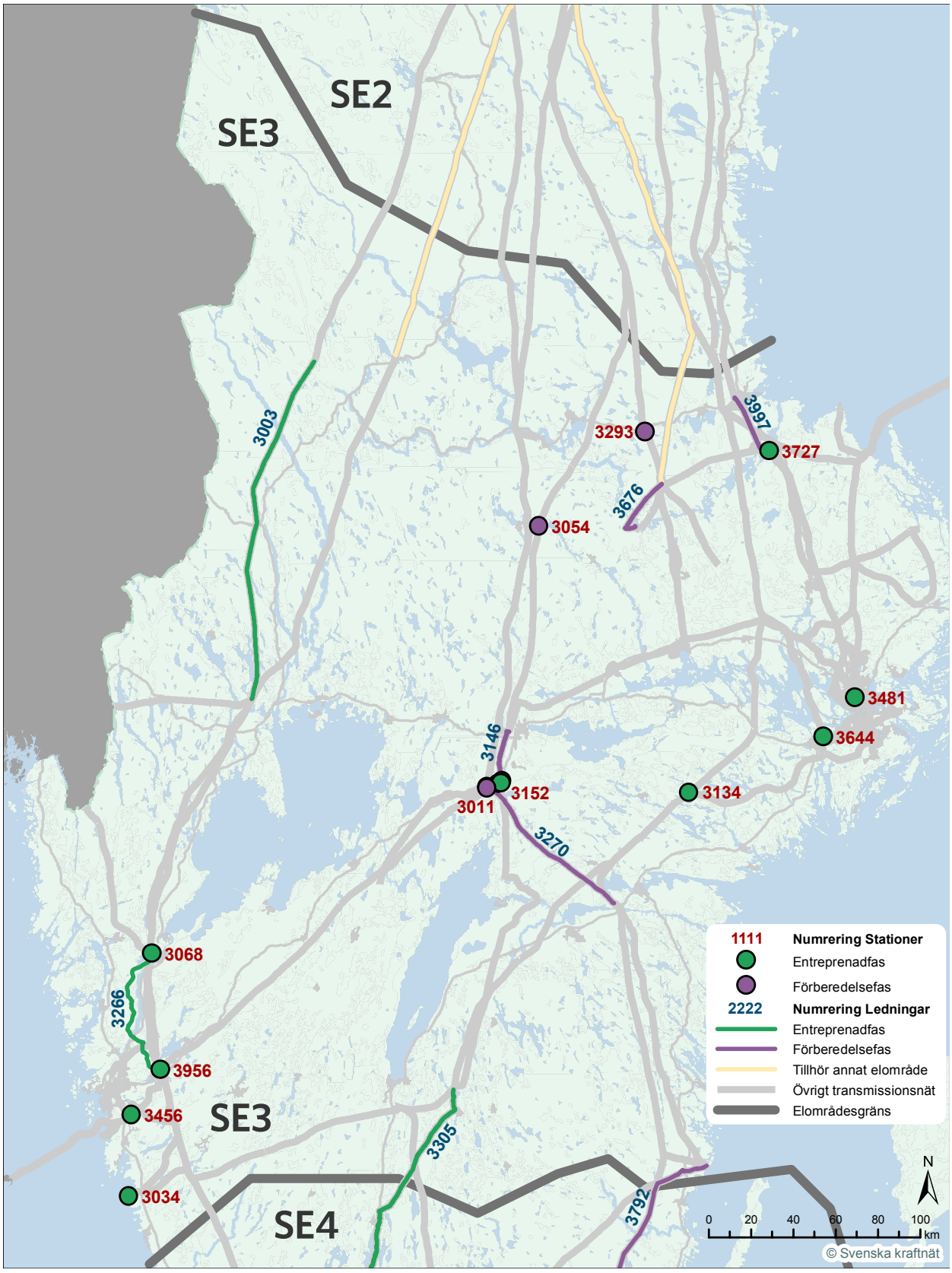
PROJEKT I ENTREPRENADFAS

KARTNR	PROJEKTBESKRIVNING	TAS I DRIFT	UTGIFT (MNKR)	DRIVKRAFT
3305	Sydvästlänken	2014–2020	7 100	Marknadsintegration
3456	Konti-Skan 1 och 2 förnyelse kontrollanläggning	2019–2020	170	Reinvestering
3068	Skogssäter stationsförnyelse	2019–2020	290	Reinvestering
3266	Skogssäter-Stenkullen ny 400 kV-ledning	2019–2024	1 350	Systemförstärkning
3134	Hedenlunda stationsförnyelse	2020–2021	170	Reinvestering
3481	Järva förnyelse av 220 kV GIS	2020–2021	50	Reinvestering
3956	Stenkullen reaktiv produktion	2020–2021	160	Systemförstärkning
3003	Tandö-Borgvik statusåtgärder	2020	15	Reinvestering
3727	Untra nytt sektioneringsfack	2020	10	Systemförstärkning
3152	Östansjö ny reaktor	2021	45	Systemförstärkning
3644	Kolbotten ny krafttransformator	2021	40	Systemförstärkning
3034	Ringhals stationsförnyelse	2022–2024	220	Reinvestering

PROJEKT I FÖRBEREDELSEFAS

KARTNR	PROJEKTBESKRIVNING	TAS I DRIFT	UTGIFT (MNKR)	DRIVKRAFT
3293	Hofors avveckling påstick och SvK:s stationsdelar	2020	10	Reinvestering
3997	Valbo-Untra högtemperaturlina	2020	50	Systemförstärkning
3146	Lindbacka-Östansjö ny 400 kV-ledning	2021–2022	360	Systemförstärkning
3011	Avveckling 220 kV-nätet kring Hallsberg	2021–2022	80	Systemförstärkning
3270	Hallsberg-Kimstad anpassning	2022–2023	20	Reinvestering
3054	Morgårdshammar shuntkondensator och kontrollanläggning	2022	30	Reinvestering
3792	Ekhyddan-Nybro-Hemsjö ny 400 kV-ledning	2025–2027	1 850	Marknadsintegration
3676	Horndal - Avesta ledningsförnyelse	2025	350	Reinvestering

Elområde SE3

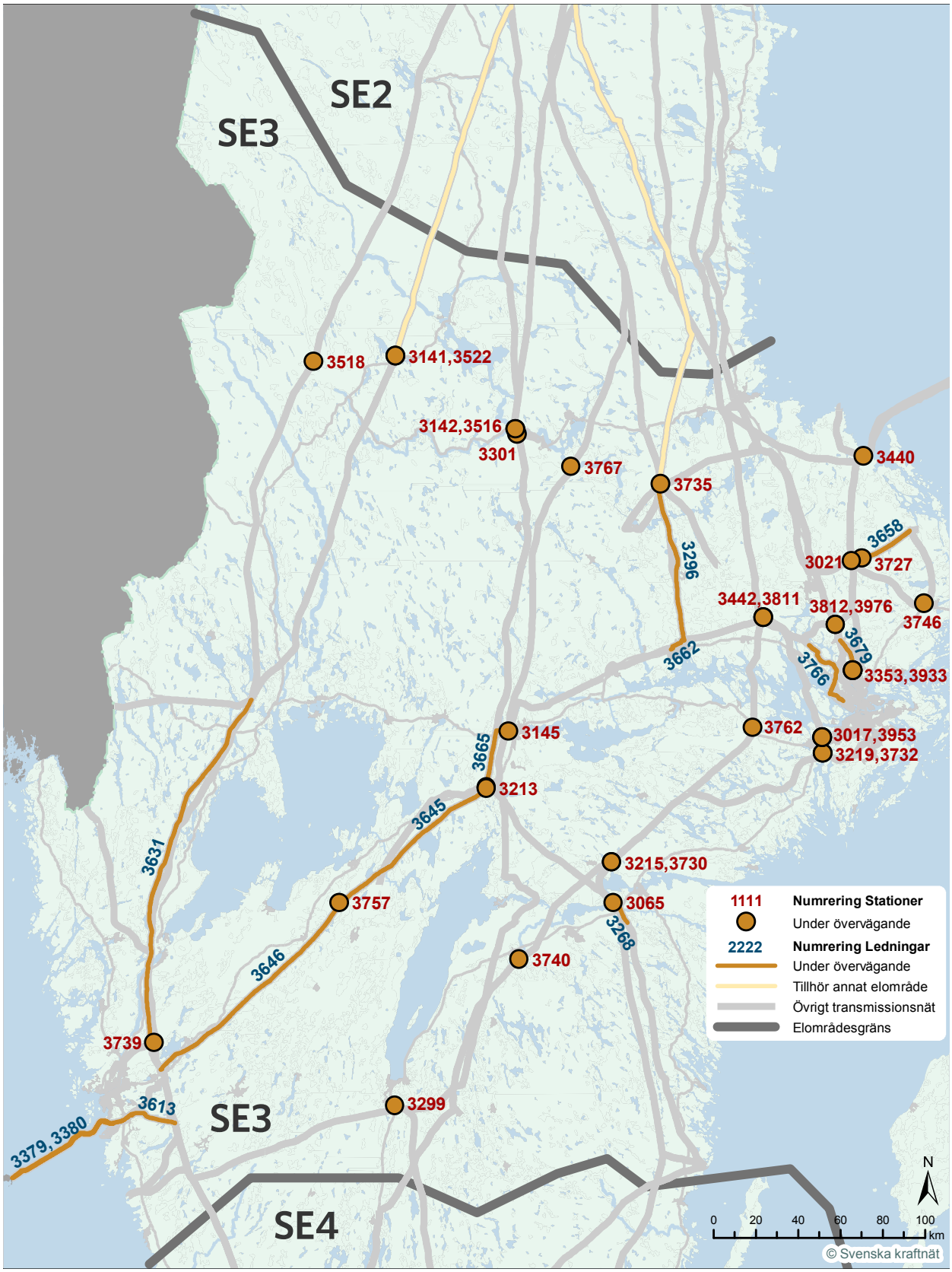


Projekt i elområde SE3

PROJEKT UNDER ÖVERVÄGANDE

KARTNR	PROJEKTBESKRIVNING	START FÖRBEREDELSEFAS	TAS I DRIFT	UTGIFT (MNKR)	DRIVKRAFT
3953	Kolbotten nya 400/130 kV-transformeringar	2020	2021	5–25	Anslutning
3732	Hall stationsförnyelse	2020	2022	100–250	Systemförstärkning
3933	Hagby ny 400/130 kV-anslutning	2020	2023	25–100	Anslutning
3976	Odensala 400/130 kV-anslutning	2020	2023	25–100	Anslutning
3142	Djurmo EK2 förnyelse kontrollanläggning	2020	2023	5–25	Reinvestering
3440	Forsmark stationsförnyelse	2020	2023	100–250	Reinvestering
3767	Gustafs stationsförnyelse	2020	2023	100–250	Reinvestering
3442	Hamra förnyelse SVS-anläggning	2020	2023	100–250	Systemförstärkning
3766	Håtuna-Överby åtgärder fortsatt bruk	2020	2023	5–25	Reinvestering
3739	Kilanda stationsförnyelse	2020	2023	100–250	Reinvestering
3740	Kolstad stationsförnyelse	2020	2023	25–100	Reinvestering
3141	Kättbo förnyelse kontrollanläggning	2020	2023	5–25	Reinvestering
3757	Timmersdala stationsförnyelse	2020	2023	100–250	Reinvestering
3516	Djurmo EK2 stationsförnyelse	2020	2024	100–250	Reinvestering
3215	Glan ny reaktor	2020	2024	25–100	Systemförstärkning
3730	Glan stationsförnyelse	2020	2024	100–250	Reinvestering
3762	Åker stationsförnyelse	2021	2024	25–100	Reinvestering
3219	Hall ny SVS-anläggning	2021	2025	100–250	Systemförstärkning
3213	Hallsberg rivning 220 kV-station	2021	2025	5–25	Reinvestering
3735	Horndal stationsförnyelse	2020	2025	100–250	Reinvestering
3296	Horndal-Finnslätten livstidsförlängning	2020	2025	25–100	Reinvestering
3268	Kimstad anpassning ledningar vid Göta kanal	2020	2025	25–100	Reinvestering
3065	Kimstad stationsförnyelse	2020	2025	100–250	Reinvestering
3522	Kättbo EK1 stationsförnyelse	2021	2025	25–100	Reinvestering
3021	Tuna 220 kV stationsförnyelse	2020	2025	25–100	Reinvestering
3301	Bäsna stationsförnyelse	2020	2026	100–250	Reinvestering
3746	Malsta stationsförnyelse	2021	2026	5–25	Reinvestering
3812	Odensala 400 kV om- och utbyggnad	2022	2026	100–250	Systemförstärkning
3299	Tenhult stationsförnyelse	2023	2026	100–250	Reinvestering
3353	Hagby 220 kV stationsförnyelse	2022	2027	25–100	Reinvestering
3518	Tandö EK6 stationsförnyelse	2023	2027	25–100	Reinvestering
3658	Edinge-Gråska opto	2025	2028	5-25	Reinvestering
3811	Hamra 400 kV om- och utbyggnad	2024	2028	100-250	Systemförstärkning
3017	Kolbotten 400 kV stationsförnyelse	2023	2028–2029	250–500	Reinvestering
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
3727	Edinge stationsförnyelse	2026	2031	5–25	Reinvestering
3145	Lindbacka 400 kV stationsförnyelse	2026	2031	100–250	Reinvestering
3679	Måby-Hagby ledningsförnyelse	2026	2032	25–100	Reinvestering
3380	Konti-Skan 2 förnyelse likströmsförbindelse	2028	2034	1 000–2 000	Reinvestering
3379	Konti-Skan 1 förnyelse likströmsförbindelse	2028	2036	1 000–2 000	Reinvestering
3631	Borgvik-Kilanda ledningsförnyelse	2028	2038	500-1 000	Reinvestering
3645	Hallsberg-Timmersdala ledningsförnyelse	2029	2039	1 000-2 000	Reinvestering
3646	Timmersdala-Stenkullen ledningsförnyelse	2029	2039	1 000-2 000	Reinvestering

Elområde SE3



Projekt i elområde SE4

PROJEKT I ENTREPRENADFAS

KARTNR	PROJEKTBESKRIVNING	TAS I DRIFT	UTGIFT (MNKR)	DRIVKRAFT
4371	Döshult ledningsflytt	2020	45	Reinvestering
4341	Utbyte av Öresundskablarna 400 kV	2020	380	Reinvestering

PROJEKT I FÖRBEREDELSEFAS

KARTNR	PROJEKTBESKRIVNING	TAS I DRIFT	UTGIFT (MNKR)	DRIVKRAFT
4791	Staffanstorp ledningsflytt Sege-Barsebäck	2023–2024	10	Reinvestering
4298	Hansa Powerbridge	2026	2 900	Marknadsintegration

PROJEKT UNDER ÖVERVÄGANDE

KARTNR	PROJEKTBESKRIVNING	START FÖRBEREDELSEFAS	TAS I DRIFT	UTGIFT (MNKR)	DRIVKRAFT
4690	SwePol Link förnyelse kontrollanläggning	2020	2024	100–250	Reinvestering
4124	Nybro-Hemsjö topplinebyte	2022	2026	25–100	Reinvestering
4722	Breared stationsförnyelse	2027	2030	100–250	Reinvestering

Ledningsrevisioner och övriga projekt

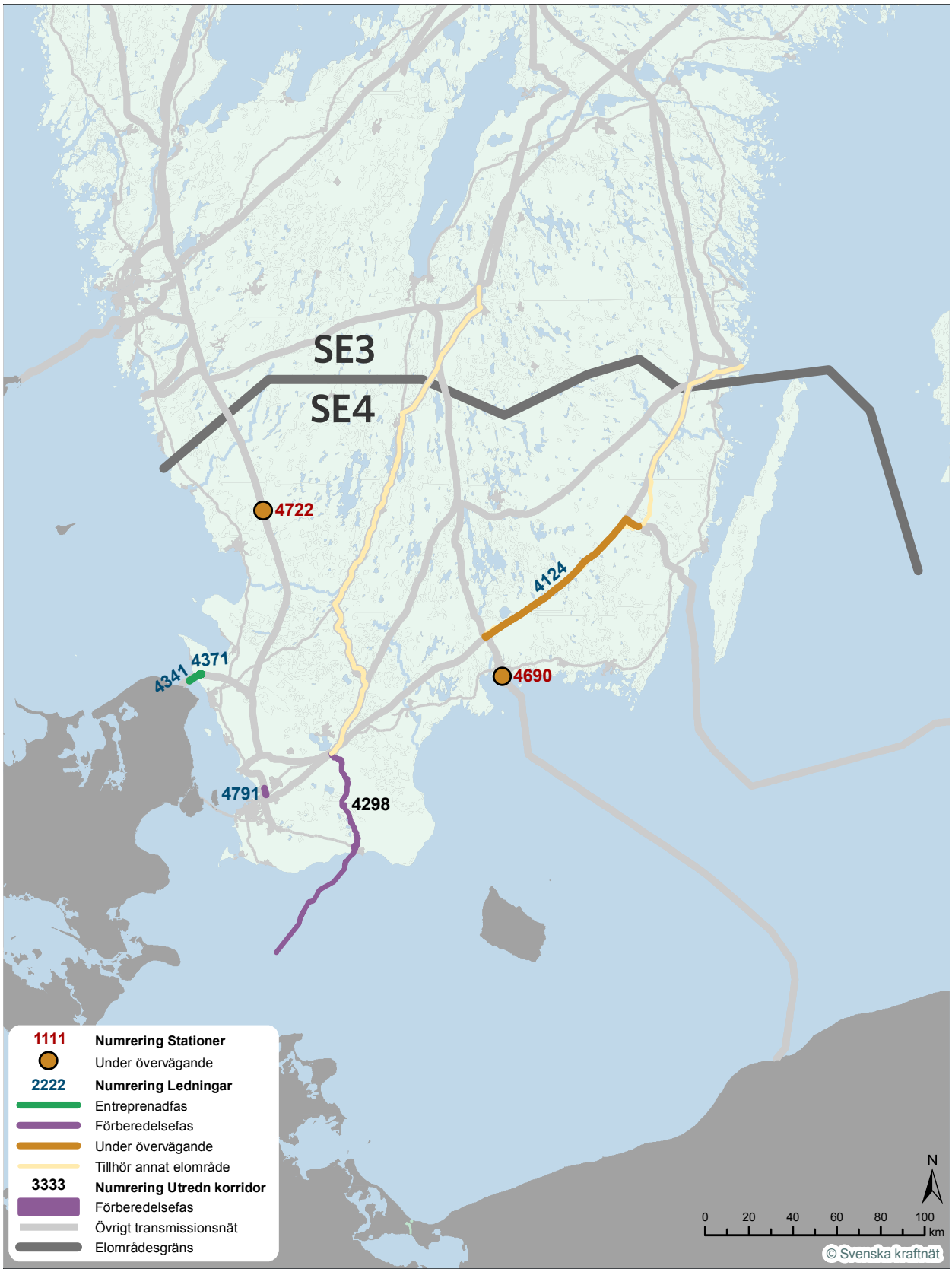
LEDNINGSREVISIONER

PROJEKTBESKRIVNING	ANTAL LEDNINGAR	TOTAL LÄNGD (KM)	ELOMRÅDE	TAS I DRIFT	UTGIFT (MNKR)
Ledningsrevisioner paket 0	17	870	SE2-SE3	2022–2024	100-250
Ledningsrevisioner paket 1	22	810	SE2-SE4	2025	250-500
Ledningsrevisioner paket 2	37	1 700	SE2-SE4	2027	250-500
Ledningsrevisioner paket 3	40	2 000	SE2-SE4	2029	250-500

ÖVRIGA PROJEKT I ELOMRÅDE SE1-SE4

PROJEKTBESKRIVNING	TAS I DRIFT	UTGIFT (MNKR)	DRIVKRAFT
Byte störnings- och händelseskrivare, reservlarmsändare	2020	25–100	Reinvestering
Installation energimätare	2020–2021	5–25	Reinvestering
Utbyte och uppgradering telekommunikation	2020–2021	25–100	Reinvestering
Utbyte primärapparater	2020–2022	25–100	Reinvestering
Manöver reaktorbrytare i spänningslöst tillstånd	2021	5–25	Reinvestering
Förnyelse kontrollanläggningar till 2025	2021–2025	250–500	Reinvestering
Förnyelse kontrollanläggningar till 2030	2026–2030	500–1 000	Reinvestering

Elområde SE4



STORA VERKSAMHETSPROJEKT

I denna upplaga av systemutvecklingsplanen redovisas vi även de större verksamhetsprojekt som Svenska kraftnät kommer att arbeta med under de kommande åren. Verksamhetsprojekten har alltid utgjort en del av vår verksamhet men vi vill nu samlat redovisa dem eftersom de dels sammantaget omfattar betydande utgifter och dels tar mycket resurser i anspråk. Digitaliseringen blir också en allt viktigare del av det som nu genomförs för att möta de systemutmaningar kraftsystemet står inför, något som vi planerar att återkomma till i nästa systemutvecklingsplan. I tabellen nedan presenteras verksamhetsprojekt för perioden 2020–2025. Flera av projekten, och även nya, kommer att ge utgifter även under den senare delen av tioårsperioden men redovisas inte här eftersom osäkerheten är allt för stor.

Projekt/program	Utgifter under 2020–2025 (mnkr)
Uppgradering av driftövervakningssystem	200
Svenska kraftnäts implementation av RSC (SIRSCI)	190
Elmarknadshubb	460
Svenska kraftnäts Operativa Datalager och Analysverktyg (SODA)	60
Nordic Balancing Model (NBM)	1190
Övriga projekt	340
Totalt	**2 440**

Uppgradering av driftövervakningssystem

För att Svenska kraftnät ska kunna fullgöra sin uppgift som systemansvarig för det svenska kraftsystemet krävs tillgång till avancerade system för styrning och övervakning. Vi använder oss av ett så kallat driftövervakningssystem för detta ändamål. Systemet har en central roll för att vi ska kunna styra och övervaka transmissionsnätet. Det behövs också för att vi ska kunna beräkna hur känsligt för störningar kraftsystemet är i varje ögonblick.

Uppgraderingen av driftövervakningssystemet har till uppgift att göra det lättare att i framtiden jobba med mer löpande förbättringar genom att använda mer standardiserade system, öka systemets säkerhet, höja dess användarvänlighet genom ett bättrat användargränssnitt samt införa nya funktioner.

Svenska kraftnäts implementation av RSC– SIRSCI

EU bestämde sig under mitten av 2010-talet, efter ett antal större incidenter i Europa, för att öka driftsäkerheten i kraftnäten genom de förordningar som följer av tredje och fjärde inre marknadspaketet. Ett krav var införandet av funktioner där en regional överblick och koordinering kan skapas, Regional Security Coordination (RSC). Varje TSO ska enligt nätkoderna vara ansluten till minst en RSC. I januari 2016 beslutade Svenska kraftnät, Fingrid, Energinet och Statnett att etablera ett gemensamt RSC-kontor i Danmark. För att hantera Svenska kraftnäts del av samarbetet med detta kontor etablerades programmet SIRSCI - Svenska kraftnäts implementation av RSC. RSC-kontoret bygger upp regionala modeller för kraftnätet som samtliga nordiska

TSO:er ska kunna använda för att säkerställa en ökad driftsäkerhet, en säkrare prognostisering och en effektivisering av processerna. I den svenska implementationen, SIRSCI, utvecklas interna processer och verktyg för att RSC-kontoret och de framtagna modellerna ska kunna stötta Svenska kraftnäts uppfyllande av förordningarna CACM, FCA, SO och ER.

Elmarknadshubb

Svenska kraftnät fick 2015 i uppdrag av regeringen att utveckla och införa en s.k. Elmarknadshubb, ett centralt IT-system för att effektivisera den svenska elmarknaden. Elmarknadshubben kommer att centralisera viktiga processer på elmarknaden, effektivisera informationsutbyten, möjliggöra olika typer av energitjänster samt skapa förutsättningar för ökad konkurrens. Elmarknadshubben kommer också att förenkla för kunden genom införandet av en elhandlarcentrisk marknadsmodell. Elmarknadshubbens införande är beroende av ett nytt lagstöd, som är under framtagande och Infrastrukturdepartementet planerar för att en lagrådsremiss kan komma under 2020. Elmarknadshubben kan därför tas i drift tidigast i slutet av 2022.

Vi har arbetat med ett systemutvecklingsprojekt sedan hösten 2018 och en prototyp av hubben har utvecklats. Den prototypen kommer att utgöra grunden till en fortsatt utveckling av hubben.

Elmarknadens aktörer som elnäts- och elhandelsföretag är de framtida användarna av Elmarknadshubben och samarbetet med dessa aktörer är därför avgörande. Vi har flera etablerade arbetsgrupper och kommunikationskanaler för att löpande förmedla projektinformation och säkerställa att externa intressenters synpunkter kan komma projektet till godo. Många av aktörerna har redan påbörjat inventering av strukturdata i sina egna system och även startat vissa åtgärder för att höja datakvaliteten, vilket är nödvändigt för att Elmarknadshubben ska kunna tas i drift så effektivt som möjligt.

Vi har även påbörjat planeringen för den permanenta verksamheten som ska driva och förvalta Elmarknadshubben.

Svenska kraftnäts Operativa Datalager och Analysverktyg (SODA)

SODA står för Svenska kraftnäts Operativa Datalager och Analysverktyg. SODA ska bidra till att öka effektiviteten i verksamheten genom att i slutändan ge möjlighet att ta fram bättre beslutsunderlag. Systemet samlar och lagrar operationellt data i ett gemensamt datalager och kan också erbjuda integrerade analysfunktioner med moderna verktyg.

SODA består av två delar, SODA-Batch och SODA-Stream. Den första delen, SODA-Batch, har tagit fram en IT-plattform för datalagret och integrerat den med övriga IT-system samt infört grundläggande analysfunktioner. Denna del blev klar i november 2019. Den andra delen, SODA-Stream, tar nu vid och tar fram en lösning för hur strömmande data från driftmiljön ska hanteras samt hur stödet till andra verksamheter och behov ska utformas. SODA-Stream har just påbörjat genomförandet och beräknas pågå även under 2020.

Nordic Balancing Model (NBM)

Den nya nordiska balanseringsmodellen som beskrevs i Systemutvecklingsplan 2018–2027 har nu börjat genomföras. Det görs i ett nordiskt program kallat NBM med mål 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-programmet inkluderar ett stort antal projekt, som bland annat ska införa gemensamma principer för dimensionering av FRR, gemensamma marknader för kapacitetsupphandling, införande av 15-minuters avräkningsperiod och införande av balansering av respektive elområde utifrån dess obalans, mACE.

2019 togs beslut att investera i en gemensam nordisk IT-plattform för den nya balanseringsmodellen och 15-minutersavräkning. IT-utvecklingen sker i huvudsak i det av Svenska kraftnät och Statnett gemensamägda bolaget 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.

Övriga verksamhetsprojekt på Svensk kraftnät

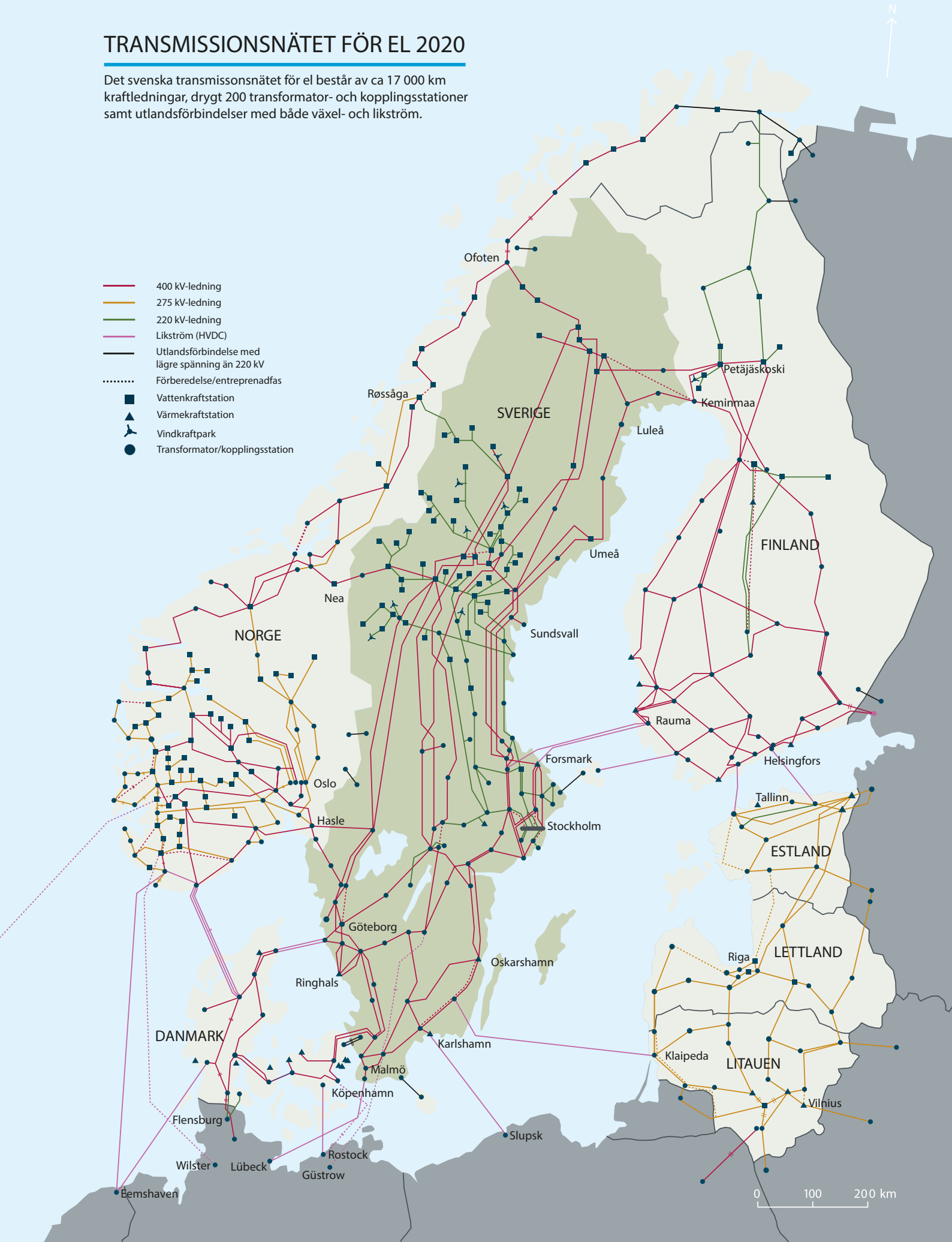
Övriga verksamhetsprojekt omfattar ett tjugotal projekt som i första hand handlar om att göra uppdateringar och utvecklingar av befintliga IT-system utan avgörande betydelse för systemutvecklingsplanen.

ELOMRÅDEN

N
NO4
SE1
SVERIGE
SNITT 1
FINLAND
FI
NO3
SE2
NORGE
NO5
NO1
SNITT 2
NO2
SE3
EE
ESTLAND
SNITT 4
LETTLAND
LV
SE4
DK1
DANMARK
DK2
LITAUEN
LT
0
100
200 km

TRANSMISSIONSNÄTET FÖR EL 2020

Det svenska transmissonsnätet för el består av ca 17 000 km kraftledningar, drygt 200 transformator- och kopplingsstationer samt utlandsförbindelser med både växel- och likström.



SVENSKA KRAFTNÄT

SVENSKA KRAFTNÄT
Tel: 010-475 80 00
Fax: 010-475 89 50
www.svk.se
E-post: registrator@svk.se