

Ärendenr: 2020/2824-5

Version: 1.0

Införande av krav, processer och vägledning för datautbyte av systemdriftinformation

I enlighet med artikel 40.6 och 40.7 i kommissionens
förordning (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om
fastställande av elöverföringssystem

TILLSTYRKT



Marie Edström

SAMRÅD



Erica Niemi

RAPPORTÖR



Anders Torp

DATUM
2020-12-04

Innehåll

1	Ordlista.....	5
2	Inledning	9
2.1	<i>Genomförande med hjälp av arbetsgrupper</i>	10
2.2	<i>Legala förutsättningar</i>	11
2.3	<i>Uppföljning och efterlevnad</i>	12
2.4	<i>Datakvalitet</i>	13
2.5	<i>Effektmål</i>	13
3	Betydande nätanvändare.....	18
3.1	<i>Kraftproduktionsmoduler</i>	18
4	Observerbarhetsområdet	19
5	Strukturinformation för datautbytet	20
5.1	<i>Förutsättningar</i>	20
5.2	<i>Nytta och användning av data</i>	20
5.3	<i>Arbetsgruppens fortsatta arbete</i>	21
6	Statisk kraftsystemmodell	22
6.1	<i>Förutsättningar</i>	22
6.2	<i>Nytta och användning av data</i>	22
6.3	<i>Arbetsgruppens fortsatta arbete</i>	23
7	Realtidsdata	24
7.1	<i>Förutsättningar</i>	24
7.2	<i>Nytta och användning av data</i>	25
7.3	<i>Arbetsgruppens fortsatta arbete</i>	26

8	Avbrottsplaner	28
8.1	<i>Förutsättningar</i>	28
8.2	<i>Nytta och användning av data</i>	28
8.3	<i>Arbetsgruppens fortsatta arbete</i>	29
9	Produktions- och förbrukningsplaner	30
9.1	<i>Förutsättningar</i>	30
9.2	<i>Nytta och användning av data</i>	30
9.3	<i>Arbetsgruppens fortsatta arbete</i>	31
10	Data avseende stödtjänster	32
10.1	<i>Förutsättningar</i>	32
10.2	<i>Nytta och användning av data</i>	32
10.3	<i>Arbetsgruppens fortsatta arbete</i>	33
11	Dynamiska kraftsystemmodeller	35
11.1	<i>Förutsättningar</i>	35
11.2	<i>Nytta och användning av data</i>	36
11.3	<i>Arbetsgruppens fortsatta arbete</i>	36
12	Informationssäkerhet	37
12.1	<i>Förutsättningar</i>	37
12.2	<i>Arbetsgruppens fortsatta arbete</i>	37
	Bilaga 1 - Berörda artiklar i SO och paragrafer i EIFS 2019:07	38

1 Ordlista

ACER	The European Agency for the Cooperation of Energy Regulators, samarbetsorganisation för EU:s tillsynsmyndigheter inom energiområdet.
aFRR	Frekvensåterställningsreserver, aFRR aktiveras automatiskt via central styrsignal när frekvensen avviker från 50 Hz. Se vidare <i>Reservmarknader.pdf</i>
CACM	Capacity Allocation and Congestion Management. Kommissionens förordning (EU) 2015/1222 av den 24 juli 2015 om fastställande av riktlinjer för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning.
CIM	IEC CIM, Common Information Model är en internationell standardiserad informationsmodell för elkraftsystem.
CGMES	Common Grid Model Exchange Standard. Europeisk standard för den gemensamma nätmodellen. Baserad på IEC CIM (Common Information Model).
EIFS 2019:07	Energimarknadsinspektionens föreskrifter om fastställande av krav på datautbyte mellan elnätsföretag och betydande nätanvändare.
Distributionssystem	Ett elnät som en DSO äger.
DSO	Distribution System Operator, systemansvarig för distributionssystem. I Sverige regionnätägare och lokalnätägare. Ägare till s.k. icke koncessionspliktiga nät (industrinät) räknas i vissa sammanhang som DSO och har då samma skyldigheter som region- och lokalnätägare. En DSO kan äga både lokal- och regionnät.
ELCOM	ELCOM 90 är ett protokoll för utbyte av realtidsdata mellan SCADA-system. Protokollet är gammalt och ska fasas ut.
Elområde	Fördefinierat geografiskt område för uppdelning av handel på elmarknaden. Ett elområde är det minsta möjliga område som kan få ett eget pris på Elspot. Ett elområde omfattar flera nätområden. En geografisk definition finns på <i>Nätområden.se</i>
EMT-modell	Elektromagnetisk Transient-modell. En modell som använder momentanvärden på ström och spänning för att beräkna snabba elektromagnetiska transienter.

ENTSO-E	European Network of Transmission System Operator for Electricity. ENTSO-E är ett samarbetsorgan för alla TSO:er inom EU.
FCR-N	Frekvenshållningsreserver, FCR-N aktiveras automatiskt vid normalt systemtillstånd, vid frekvensavvikelse inom 49,9 – 50,10 Hz. Se vidare <i>Reservmarknader.pdf</i>
FCR-D	Frekvenshållningsreserver, FCR-D aktiveras automatiskt vid stort systemtillstånd, vid frekvensavvikelse under 49,9 Hz. Se vidare <i>Reservmarknader.pdf</i>
FFR	Snabb frekvensreserv (Fast Frequency Reserve) FFR är en ny reservprodukt som implementerades sommaren 2020 i det nordiska systemet för att hantera situationer med låg rotationsenergi. Se vidare <i>Svenska kraftnäts hemsida</i>
HVDC-anläggning	Likströmslänk för högspänning. Anläggningen kan antingen utgöra en sammanlänkning mellan två länder eller internt inom ett land.
ICCP	Inter Control Center Protocol (ICCP/TASE.2) ett protokoll för utbyte av realtidsdata mellan SCADA-system.
Kontrollområde	Definitionen enligt Kommissionens förordning (EU) 543/2013 är: ”En sammanhängande del av det sammanlänkade systemet, som drivs av en enda systemoperatör och inkluderar eventuella anslutna fysiska belastningar och/eller produktionsenheter.” Med kontrollområde avses i dessa sammanhang det område där en TSO ansvarar för frekvenshållning, balans, kapacitet, driftsäkerhet, reserver, etc. Dvs. hela elsystemet i Sverige.
KORRR	Key Organisational Requirements, Roles and Responsibilities, Viktiga organisatoriska krav, roller och ansvarsområden när det gäller datautbyte i enlighet med artikel 40.6 i kommissionens förordning (EU) 2017/1485. Metod framtagen av alla berörda TSO:er och godkänd av alla berörda tillsynsmyndigheter, dvs. Energimarknadsinspektionen (Ei) för svensk del.
Kraftproduktionsmodul	Definieras i RfG. En kraftproduktionsmodul är antingen en synkron kraftproduktionsmodul (synkrongenerator) eller en kraftparksmodul (t.ex. vindkraftverk, asynkrongenerator).

Kraftparksmodul	<p>Definieras i RfG. En kraftparksmodul är en eller flera elproduktionsenheter (t.ex. vindkraftverk eller solpaneler) som antingen är asynkront anslutna till nätet eller anslutna via kraftelektronik, och som dessutom har en enda anslutningspunkt till elnätet.</p> <p>Asynkront anslutna elproduktionsenheter bör, om de är samlade så att de tillsammans utgör en ekonomisk enhet och om de har en gemensam anslutningspunkt, bedömas efter sin sammanlagda kapacitet.</p>
Kraftproduktionsanläggning	En (kraft)produktionsanläggning består av en eller flera kraftproduktionsmoduler som är anslutna till elnätet i en eller flera anslutningspunkter.
Kraftsystemhubben	Kraftsystemhubben kommer vara det nav där aktörer levererar och hämtar data. Syftet med Kraftsystemhubben är att förenkla datautbytet mellan aktörer i kraftsystemet, för att på så sätt uppnå effektivare processer och arbetssätt. Se även <i>Kraftsystemhubben</i> .
Lokalnät	Här avses distributionsnät med lågspänningsslutkunder. Lokalnätägaren är DSO och ansvarar för lokalnätet. Lokalnätet är oftast radiella distributionsnät men kan innehålla spänningsnivåerna 40 – 130 kV.
mFRR	Frekvensåterställningsreserver, mFRR aktiveras manuellt efter begäran från Svenska kraftnät. Se vidare <i>Reservmarknader.pdf</i>
Nätmodell, kraftsystemmodell	Datauppsättning som beskriver ett elkraftsystems egenskaper, elektriska parametrar för ingående kraftsystemobjekt och hur dessa är kopplade till varandra. En fullständig nätmodell består av tre delar, lastflödesmodell, felströmsmodell och dynamisk modell. Till lastflödesmodellen kopplas inmatningar, produktioner och laster.
Nätområde	DSO:s sammanhängande elnät som används i nätavräkningen. Varje nätområde ligger uteslutande i ett elområde.

Observerbarhetsområde	<p>En TSO:s eget överföringssystem och relevanta delar av anslutna region- och lokalnät samt angränsande TSO:ers överföringssystem. TSO:n ansvarar för övervakning och modellering i realtid för observerbarhetsområdet för att bibehålla driftsäkerheten i sitt kontrollområde, inklusive externa anslutningar.</p> <p>Förenklat kan observerbarhetsområdet sägas omfatta 70 – 400 kV-näten i Sverige.</p>
RAOC	Relevant Asset for Outage Coordination. Nätlement, kraftproduktionsmodul eller förbrukningsobjekt som enligt framtagen metod utpekats för särskild hantering för avbrottskoordinering enligt SO artikel 82-103.
Regionnät	Här avses överföringsnät som inte ägs av Svenska kraftnät. Normalt är spänningsnivåerna 40 - 130 kV. Regionnäten kan antingen vara stamnätsanslutna eller anslutna till annat regionnät. Regionnätägaren är DSO och ansvarar för regionnätet. Till regionnätet kan ett eller flera lokalnät vara anslutna.
RfG	Requirements for grid connection of generators, Kommissionens förordning (EU) 2016/631 av den 14 april 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av generatorer.
RMS-modell	Root-Mean-Square-modell. En effektivvärdesmodell där objekten är modellerade med teorin om symmetriska komponenter.
SGU	Significant Grid User, betydande nätanvändare, definieras i SO. Se kapitel 3 <i>Betydande nätanvändare</i> för fullständig beskrivning av vilka anläggningar som avses.
SO	System Operation Guidelines, Kommissionens förordning (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem.
TSO	Transmission System Operator, systemansvarig för överföringssystemet. I Sverige är detta Svenska kraftnät.
Överföringssystem	Det transmissionsnät som TSO förvaltar och driver.

2 Inledning

Omställningen av kraftsystemet sker i allt snabbare takt. Produktionsmixen förändras med en ökande andel oplanerbar produktion från vindkraft och solkraft. Vi ser också en ökad andel lokal produktion samt en ökad flexibilitet på förbrukarsidan. Vindkraft och solkraft är ofta inte synkront ansluten till nätet utan via olika former av kraftelektronik. Vissa timmar framöver kan el komma att tillföras via en relativt hög andel produktion ansluten via kraftelektronik och följaktligen en relativt låg andel synkron produktion såsom kärnkraft, vattenkraft och värmekraft. Synkron produktion bidrar inte bara med effekt till kraftsystemet utan också med till exempel rotationsenergi och kortslutningseffekt. När den synkrona och planerbara produktionen ersätts med oplanerbar produktion som också ansluts via kraftelektronik ställer det högre krav på systemoperatörerna för att bibehålla ett stabilt kraftsystem och därmed upprätthålla driftsäkerheten.

I kommissionens förordning (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem (SO) anges krav för samordnad avbrottsplanering, samt regler och ansvarsområden för samordning och datautbyte mellan TSO, DSO och SGU.

För att kunna hantera dessa utmaningar, uppfylla lagkrav och fortsatt ta ansvar för en säker systemdrift behöver Svenska kraftnät tillsammans med berörda aktörer utveckla processer för datautbyte för att upprätthålla systemstabiliteten. Genom ett utökat datautbyte med aktörer i kraftsystemet möjliggörs automatisering, förbättring och nyutveckling av verktyg för systemdriften.

Syftet med detta dokument är att beskriva:

- > Hur införandet ska genomföras för de områden där datautbyte ska etableras och hur synpunkter tas om hand.
- > Övergripande vägledande information om data som ska utbytas enligt gällande förordningar, metoder och föreskrifter.
- > Den nytta ett utökat datautbyte kommer att ge för driften av det svenska kraftsystemet.

Detaljerad information som vägledande information, format och mallar för datautbytet inom de områden som anges i förordningar och föreskrifter beskrivs i delrapporter till detta dokument.

De processer som berörda aktörer ska komma överens om ska vara ändamålsenliga, effektiva och proportionerliga.

Den typ av data som berörs är realtidsdata, strukturdata och plandata. Både befintliga och nya anläggningar berörs av kraven om inget annat anges.

2.1 Genomförande med hjälp av arbetsgrupper

Våren 2020 genomfördes ett samråd av Svenska kraftnäts förslag till Krav och ansvarsområden avseende datautbyte av systemdriftinformation inom samtliga områden där data ska utbytas. Samrådet resulterade i att Svenska kraftnät valt att förändra både innehåll och struktur. Rapporten har delats upp i denna övergripande rapport och åtta delrapporter för de sju områden där datautbyte ska etableras samt området informationssäkerhet. Det fortsatta arbetet kommer att bedrivas i nära samarbete med berörda aktörer på elmarknaden, enligt förslag som framfördes i samrådet.

Svenska kraftnät startade under hösten 2020 flera arbetsgrupper som ska arbeta vidare med de delområden där datautbyte ska genomföras enligt förordningar och föreskrifter.

I arbetsgrupperna ingår bland annat representanter från företag som är medlemmar i branschföreningen Energiföretagen Sverige. Genom det säkerställs att Svenska kraftnät samverkar med en representativ grupp av företag i framtagningen av de delar som systemansvariga ska komma överens om. Syftet är att processer, format och tidplaner är rimliga och genomförbara ur branschens synvinkel och att vägledande information ger stöd vid tolkning av lagkrav.

Arbetsgrupperna kommer ha ett nära samarbete med varandra. Framförallt avseende specifikation av vilken information som ska utbytas via Kraftsystemhubben, samt i arbetet med att ta fram det informationsmaterial som anslutande DSO ska kunna vidarebefordra till berörda SGU:er.

På Svenska kraftnäts hemsida kommer det finnas information om hur du kontaktar arbetsgrupperna vid eventuella frågor eller synpunkter. Vid intresse av att delta i en av arbetsgrupper, kontakta datautbyte@svk.se.

De kommande delrapporterna ska fortsätta att utvecklas efter publicering, allt eftersom införandet av datautbytet fortskrider. Detta då alla detaljer i införandet inte kommer vara färdigutredda när den första publiceringen sker. Nya versioner kommer att publiceras löpande när införandet blir mer detaljerat. Inom Svenska kraftnät ska också en förvaltning etableras som ersätter det projekt som idag driver utvecklingen av datautbytet. Förvaltningen kommer att kontinuerligt underhålla och förbättra innehållet i dokumenten samt processerna för datautbytet.

En ungefärlig tidsplan för publicering av respektive delrapport finns på Svenska kraftnäts aktörportal och sidan för Kraftsystemhubben¹.

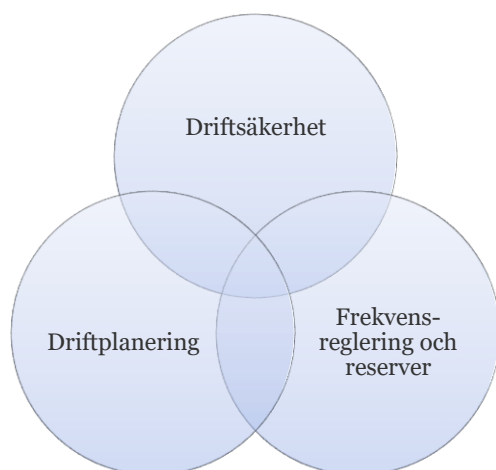
¹ <https://www.svk.se/kraftsystemhubben>

2.2 Legala förutsättningar

Alla europeiska länder står inför liknande utmaningar som Sverige. EU har under lång tid arbetat med att stärka den inre energimarknaden genom att bland annat sätta upp gemensamma regler och villkor.

Ett resultat av detta arbete är den europeiska lagstiftning bestående av förordningar, även kallad nätkoder, som är ett led i att implementera det tredje elmarknadspaketet från 2009. EU-förordningarna beskriver hur de övergripande lagkraven ska konkretiseras inom områdena anslutning, marknad och drift.

Förordningen SO ger bland annat gemensamma grundförutsättningar för driftsäkerhet. För en säker drift av kraftsystemet behövs information om anläggningar som samverkar, vilket även inkluderar krav på datautbyte mellan aktörerna i kraftsystemet. Data skickas mellan aktörerna i kraftsystemet redan idag, men detta utbyte behöver struktureras och utvecklas för att möta kravbilderna i förordningar och föreskrifter.

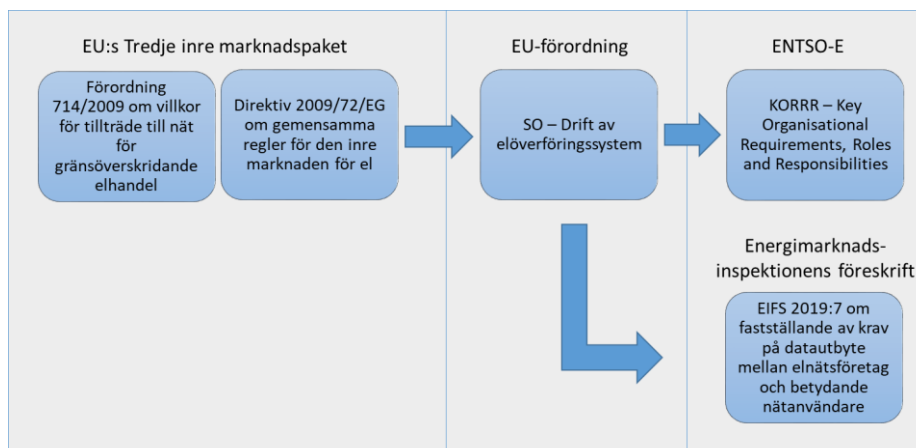


Figur 1 Kommissionsförordningen SO innehåller tre delar som tillsammans syftar till att säkerställa driftsäkerhet, frekvenskvalitet och ett effektivt utnyttjande av det sammanlänkade europeiska systemet. Utbyte av data är en viktig del av att uppnå driftsäkerhet.

SO antogs i augusti 2017 och artikel 40.6 anger att senast 6 månader efter att förordningen träder i kraft ska de europeiska TSO:erna gemensamt komma överens om viktiga organisatoriska krav, roller och ansvarsområden när det gäller datautbyte.

Som en följd publicerade ENTSO-E dokumentet Key Organisational Requirements, Roles and Responsibilities (KORRR) som innehåller ett gemensamt förslag från alla TSO:er på hur datautbyte ska organiseras enligt förordningen. En nationell tillämpning av de centrala datautbyteskraven (SO, artikel 40.5) fastställdes i och med publiceringen av Energimarknadsinspektionens föreskrift EIFS 2019:07 om fastställande av krav på datautbyte mellan elnätsföretag och betydande nätanvändare som trädde i kraft 1 februari 2020.

I *Bilaga 1* redovisas de artiklar i SO och paragrafer i EIFS 2019:07 som kravställer datautbytet.



Figur 2 Regelverk som ligger till grund för datautbyten, från EU:s tredje inre marknadspaket till Energimarknadsinspektionens föreskrift om fastställande av krav på datautbyte mellan elnätsföretag och betydande nätanvändare.

Detta dokument tillsammans med de tillhörande delrapporterna inom varje område ska konkretisera processer och format på datautbyte för en säker systemdrift.

Delrapporterna ska även ge vägledande information som kompletterar lagar, förordningar och föreskrifter inom området med praktisk och detaljerad information om hur dessa tolkas. Svenska kraftnäts systemlösningar kommer att struktureras utifrån dessa konkretiserade beskrivningar av hur kraven planeras att implementeras. På så sätt fastställer informationen i delrapporterna förutsättningarna för aktörerna på elmarknaden att kunna lämna och erhålla data och därmed aktörernas möjligheter att kunna uppfylla lagkraven på datautbyte. Den vägledande informationen vänder sig till alla aktörer på elmarknaden som omfattas av kraven på ett utökat datautbyte, men framförallt DSO och SGU.

I undantagsfall kan avtal behövas, det kan t.ex. gälla sekretess och reglering kring säkerhet i samband med uppkoppling till de IT-system och tjänster för realtidskommunikation som Svenska kraftnät tillhandahåller. Detta kommer i så fall att beskrivas i delrapporterna. Generella krav för datautbyte regleras genom beslutade förordningar och föreskrifter.

2.3 Uppföljning och efterlevnad

Kraven på aktörer att etablera och löpande utbyta data fastställs i SO och i Energimarknadsinspektionens föreskrift EIFS 2019:07.

Energimarknadsinspektionen är tillsynsmyndighet för föreskriften och tillämpliga delar av SO samt Ellag (1997:857).

I det här dokumentet och tillhörande delrapporter dokumenteras den överenskommelse om processer och format som anges i artikel 40.7 i SO. Det innebär att Svenska kraftnät kommer att utveckla de system som möjliggör datautbyte mellan systemansvariga och SGU utifrån de förutsättningar som aktörerna enats om. Aktörerna kommer endast att kunna uppfylla Energimarknadsinspektionens föreskrift om datautbyte om instruktionerna och formaten i de dokument som Svenska kraftnät publicerar följs.

Bristande överensstämmelse inom området datautbyte kan anmälas till Energimarknadsinspektionen som är utpekad som tillsynsmyndighet. Energimarknadsinspektionen har som tillsynsmyndighet möjlighet att initiera en kontroll, begära rättelse och besluta om vite.

2.4 Datakvalitet

Data som görs tillgängligt för Svenska kraftnät används inom systemdriften, och det är därför av stor vikt att kvaliteten på struktur-, plan- och realtidsdata håller tillräckligt hög kvalitet. Den part som tillhandahåller data, för Svenska kraftnät eller annan part, ska därför utföra en kvalitetskontroll på det data som levereras. Det innebär att säkerställa att de data som levereras är komplett, aktuell och korrekt, samt uppfyller ställda krav.

Data som kommer från underliggande nät eller ansluten SGU och som vidarebefordras till Svenska kraftnät av DSO, ska inte förvanskas. Det innebär att kvaliteten ska upprätthållas i hela leveranskedjan. Den som vidarebefordrar data ska utföra viss kvalitetskontroll för att säkerställa att orimlig data ej vidarebefordras, vilket innebär en befogenhet för DSO att kräva tillräcklig datakvalitet av levererande part.

Om datakvaliteten håller låg nivå ska mottagande part (Svenska kraftnät eller DSO) kontakta levererande part, för att be om en analys och eventuella åtgärder för att öka datakvaliteten till lämplig nivå.

Detaljer kring hantering av datakvalitet för respektive datamängd berörs i delrapporter för respektive område.

2.5 Effektmål

Syftet med ett utökat datautbyte är en fortsatt säker systemdrift. Ett kraftsystem i förändring kräver nya och förbättrade verktyg, för att kunna styras optimalt och för att systemdriften ska kunna upprätthållas. Många av dagens verktyg inom systemdriften är redan beroende av data av hög kvalitet och tillgänglighet, och dessa behöver ständigt förbättras för att möta högre krav. Flera av de nya verktyg som är under utveckling, inom framförallt balansering, förutsätter tillgång till data för att med avancerad dataanalys balansera det svenska kraftsystemet. Med mer automatik ställs högre krav på att rätt data finns tillgänglig, samt håller tillräcklig hög kvalitet. Datautbytet ska säkerställa att Svenska kraftnät har tillgång till

nödvändig extern data för att ta ansvar för systemdriften, både i dag och långsiktigt.

Nedan följer beskrivning av olika användningsområden för data och varför tillgängligheten på data är nödvändig för en säker systemdrift.

Tillståndsestimering och övervakning av överföringskapacitet

Tillståndsestimatorn bygger på en aktuell kraftsystemmodell motsvarande observerbarhetsområdet och tar fram basfallet för kraftsystemanalyser som görs i kontrollrummet där det faktiska systemtillståndet bland annat testas mot möjliga felsituationer och hur de påverkar den operativa driften av elsystemet. Konsekvenserna om vissa mätvärdesleveranser uteblir kan bli allvarliga.

Tillståndsestimatorn fungerar inte om den inte har tillräckligt med indata i realtid. Om inga tillståndsestimat genereras kan viktiga driftbegränsningar bli oupptäckta, med mycket allvarliga konsekvenser som följd. Om inte tillståndsestimatorns funktion kan säkerställas måste onödigt stora säkerhetsmarginaler för överföringskapaciteterna mellan elområdena införas, vilket kan äventyra elförsörjningen i framförallt södra Sverige och markant påverka elpriset.

Beräkning av elmarknadens kapacitetstilldelning

Struktur-, plan-, och realtidsdata är viktig indata för beräkning av överföringskapaciteten, som är en central del i att upprätthålla systemdriften och uppdateras ständigt beroende på aktuell driftsituation. Beräkningarna ligger bland annat till grund för elmarknadens kapacitetstilldelning, vilket gör att om beräkningarna håller hög kvalitet kan säkerhetsmarginalerna för beräkningarna hållas nere. Då ökar också utrymmet för handel på elmarknaden och möjliggör att fullt ut utnyttja all förnyelsebar produktion.

Kapacitetstilldelningen koordineras inom de nordiska länderna genom Nordiska koordineringscentret (RSC) i Köpenhamn. Koordineringen ställer krav på Svenska kraftnät, som nationell TSO, att upprätthålla hög kvalitet på data som ligger till grund för kapacitetstilldelningen, då bristande kvalitet och indata även påverkar andra länders elmarknad.

Driftsäkerhet- och tillräcklighetsanalyser

Både driftsäkerhets- och tillräcklighetsanalyser genomförs kontinuerligt dels nationellt av Svenska kraftnät och koordinerat regionalt genom det Nordiska koordineringscentret (RSC) för att säkerställa på kort och medellång sikt att kraftsystemet inte riskerar att hamna utanför driftsäkerhetsgränser eller hamna i energi- eller effektbristsituationer. Likt kapacitetsberäkningen krävs här att Svenska kraftnät skapar en realistisk framtida bild av situationen i kraftsystemet, som ständigt uppdateras beroende på aktuell driftsituation och ny information, med hjälp av struktur-, plan-, och prognosdata.

Beräkningarna som görs i planeringsskedet ligger till grund för vilka förebyggande åtgärder som behöver vidtas på nationell och regional nivå, för att minska antalet åtgärder som måste vidtas i driftskedet. Ju tidigare eventuella specifika risker kan upptäckas, desto bättre beslut gällande avhjäljande åtgärder kan fattas utifrån samhällsnytta och driftsäkerhet.

Några av tjänsterna som utförs av RSC kallas inom EU för CSA (Coordinated Security Analysis) och STA (Short Term Adequacy Assessment).

Balansering och övervakning av obalanser

Tillgång till mer data, framförallt planer och realtidsdata rörande produktion, ger ökade möjligheter att övervaka och förutsäga utvecklingen av obalanser i kraftsystemet, vilket blir allt viktigare när andelen oplanerbar produktion ökar.

För att proaktivt kunna aktivera nödvändiga stödtjänster krävs att all produktion mäts eller estimeras i realtid, så att den sammanlagda produktionen kan relateras till aktuella produktionsplaner.

Säker tillgång på stödtjänster

Eftersom det inte är möjligt att i förväg planera för ett kraftsystem helt i balans är tillgången och utnyttjandet av stödtjänster avgörande för ett balanserat kraftsystem.

Upplagd kvantitet av FCR, frekvenshållningsreserv, i det nordiska synkronområdet ska motsvara det momentana bortfallet av den största produktionsanläggningen i systemet. Att den stödtjänsten finns tillgänglig vid ett så allvarligt feltillfälle är helt avgörande för att undvika systemkollaps. Därför är det viktigt att kunna kontrollera stödtjänstens tillgänglighet, trots att den inte utnyttjas.

Av samma skäl är det viktigt att kunna kontrollera att gjorda avrop av FRR, frekvensåterställningsreserv, aktiveras. Om en begärd aktivering inte utförs, tas tillgänglig FCR i anspråk. Det kan i värsta fall också innebära att tillgängliga bud tar slut. Genom att leverantören av balans tjänster eller anläggningsägaren levererar begärd strukturdata, planer och realtidsmätvärden kan denna övervakning utföras.

Svenska kraftnät har sett ett behov av att fler aktörer ska kunna leverera stödtjänster. Stödtjänstmarknaden öppnas upp för mindre aktörer genom att riktlinjer och regelverk för vilket datautbyte som krävs fastställs och kommuniceras till möjliga aktörer, framförallt gällande efterfrågefleksibilitet.

Ny balanseringsmodell

Balanseringen inom det nordiska synkronområdet kommer att gå över till en ny balanseringsmodell, Modernized Area Control Error (MACE). Där ska balanseringen ske i mindre geografiska områden än hela Norden, vilket syftar till

att ge tydligare ansvar och incitament för balanshållning per elområde och mer effektivt nyttja balanseringsresurser. Metoden förutsätter ett större utbyte av kvalitativa planer och korrekta realtidsmätvärden.

Övergången till en ny balanseringsmodell innebär att det kommer ställas högre krav på automatiserade processer och proaktiv aktivering av FRR. Det innebär att det som operatörerna idag gör manuellt, baserat på sin erfarenhet och uppfattning av situationen kommer att automatiseras. En obalansprognos kommer att tas fram per elområde som kommer att ligga till grund för elektroniska avrop av FRR. En aktiveringsfunktion optimerar vilka bud som ska avropas på marknaden baserat på tillgänglig kapacitet, lokalisering och samhällsekonomi.

Obalansprognosen bygger på en historik av förbrukningsprognoser, aktörernas produktions- och förbrukningsplaner och faktiskt utfall (dvs. realtidsmätvärden). Obalansen är då det förväntade utbytet över områdesgränsen. Vilka aktiveringar som ska göras automatiskt avgörs av det realtidsmätta utbytet över områdesgränsen i förhållande till obalansprognosen. Det innebär att bud och avrop kan göras i mindre kvantiteter, vilket öppnar upp stödtjänstmarknaden för mindre aktörer. För att denna metod ska fungera optimalt krävs en obalansprognos av god kvalitet.

Dynamisk stabilitet

Att hålla ett kraftsystem stabilt är av största vikt för en säker drift av kraftsystemet, men även för att säkerställa att systemets prestanda kan bibehållas över tid eftersom stabiliteten och driftsäkerheten påverkar produktions- och förbrukningsmiljön för anslutande parter.

Transient och dynamisk stabilitet i kraftsystemet innebär att kraftsystemet, vid olika störningar och händelseförlopp, håller sig inom vissa gränser avseende frekvens, spänning samt rotorvinkel hos generatorerna. Det är även viktigt att pendlingar i kraftsystemet, som kan uppstå vid störningar, dämpas.

Vid instabilitet går kraftsystemet utanför dessa gränser eller så är pendlingarna inte tillräckligt dämpade, vilket leder till att komponenter i kraftsystemet kopplas bort eller skadas. Det kan i sin tur leda till kaskadeffekter, vilket i värsta fall kan leda till att mindre eller större delar av kraftsystemet slås ut.

För att motverka att instabiliteter äger rum krävs att man upptäcker dem under planeringsskedet och att man i efterhand kan analysera inträffade händelser i kraftsystemet, genom störningsanalyser. Genom att studera stabiliteten med hjälp av dynamiska simuleringar kan åtgärder vidtas i nätet, krav ställas på komponenter och kring nätdriften för att förhindra instabiliteter.

För att kunna genomföra dessa dynamiska simuleringar behövs digitala modeller, så kallade RMS-modeller, som representerar de olika komponenternas dynamiska

och transienta beteenden vid störningar och andra händelser i nätet. Framförallt behövs modeller för kraftproduktionsmoduler, men även lindningskopplarautomatik för transformatorer och extremspänningsautomatik för reaktorer och kondensatorbatterier behövs.

För att göra analyser av inträffade störningar krävs även tillgång till mätdata, i form av spänning (både magnitud och fasvinkel), frekvens samt aktiv och reaktiv effekt, under störningens varaktighet. Höga krav ställs på kvaliteten och tidsupplösningen av mätdata för att en studie ska kunna genomföras.

Om det finns brister i modellerna eller i mätdata finns risk att instabiliteter inte upptäcks och därmed inte åtgärdas eller förhindras. Alternativt vidtas överdimensionerade nätåtgärder, det ställs onödigt hårda krav på anläggningar eller att överföringar i nätet begränsas onödigt mycket. Det minskar den samhällsekonomiska nyttan och kraftsystemet drivs på ett ineffektivt sätt.

Ibland kan mer detaljerade studier behöva göras i ett begränsat område för att kunna analysera specifika händelser och störningar som kräver en mer exakt representation av en anläggning och dess kontrollsystem. Det kan även behövas i planeringsändamål för att säkerhetsställa interoperabilitet mellan olika delsystem eller installationer. För det kan mer detaljerade modeller behövas, så kallade EMT-modeller.

Koordinering av avbrott

Utbyte av avbrottsplaner mellan kraftsystemets aktörer är en förutsättning för en effektiv avbrottskoordinering. Koordinering sker både på nationell nivå, mellan TSO:erna i det nordiska synkronområdet samt TSO:er i Centraleuropa med vilka vi är kopplade till det europeiska synkronområdet. Genom att Kraftsystemhubben blir en samlad plats för avbrott- och begränsningsplaner, kommer koordineringen underlättas även mellan olika DSO:er samt mellan DSO och SGU.

Gemensam informationsmodell

CIM är en internationell informationsmodell som TSO:erna inom ENTSO-E har kommit överens om är den som ska användas vid modellering av kraftsystemet. Genom att använda en gemensam informationsmodell kan ett automatiskt informationsutbyte ske genom en API- eller integrationslösning. På sikt ska CIM användas för utbyte av kraftsystemmodeller och plandata. För Kraftsystemhubben möjliggör det ett automatiska utbyte av plan- och kraftsystemmodelldata, vilket kommer att höja kvaliteten och effektiviteten i datautbytet.

3 Betydande nätanvändare

SGU står för Significant Grid User dvs. betydande nätanvändare. Med betydande nätanvändare avses ägare till följande typer av anläggningar:

- > Kraftproduktionsmoduler med en kapacitet $\geq 1,5$ MW (Typ B, Typ C och Typ D). Se nedan, 3.1 Kraftproduktionsmoduler.
- > Befintliga och nya förbrukningsanläggningar som är anslutna till observerbarhetsområdet.
- > Befintliga och nya slutna distributionssystem (icke koncessionspliktiga nät) som är anslutna till observerbarhetsområdet.
- > Befintliga och nya förbrukningsanläggningar och slutna distributionssystem som tillhandahåller efterfrågefleksibilitet avtalad med Svenska kraftnät.
- > Ägare av anläggningar som tillhandahåller stödtjänster såsom FCR, aFRR, mFRR och FFR.
- > Befintliga och nya HVDC-anläggningar.

3.1 Kraftproduktionsmoduler

Definitionen av en kraftproduktionsmodul är enligt RfG (och därmed SO) antingen en synkron kraftproduktionsmodul eller en kraftparksmodul. Med kraftparksmodul avses en eller flera elproduktionsenheter som antingen är asynkront anslutna till nätet eller anslutna via kraftelektronik, och som endast har en anslutningspunkt till nätet. Kraftparksmodulerna är som regel vindkraft- och solkraftsanläggningar. Enligt RfG ska asynkront anslutna enheter om de tillsammans utgör en ekonomisk enhet och om de har en gemensam anslutningspunkt, bedömas efter sin sammanlagda kapacitet.

I nedanstående tabell visar klassificeringen enligt RfG, och som relateras till i detta dokument och i Energimarknadsinspektionens föreskrift EIFS 2019:07.

Tröskelvärden för	Typ A	Typ B	Typ C	Typ D
Maxeffekt	$\geq 0,8$ kW	$\geq 1,5$ MW	≥ 10 MW	≥ 30 MW
	och	och	och	eller
Anslutningsspänning	< 110 kV	< 110 kV	< 110 kV	≥ 110 kV

Tabell 1 Klassificering av kraftproduktionsmoduler.

4 Observerbarhetsområdet

Hur observerbarhetsområdet bestäms är definierat i artikel 75 i SO. Metoden finns dokumenterad i ACER-beslutet *Artikel 75.1 Metod för att samordna driftsäkerhetsanalysen*², och är en separat metod från KORRR.

Omfattningen av observerbarhetsområdet är kortfattat:

- > Alla nätelement som är anslutna till spänningsnivåerna 400 – 70 kV.
- > För spänning < 70 kV så är nätelement mellan en kraftproduktionsmodul av typ D och upptransformering mot 130 – 70 kV inkluderade i observerbarhetsområdet.

Motivet till att 130 – 70 kV-näten ingår i observerbarhetsområdet är att stora delar av dessa nät är parallellkopplade med Svenska kraftnäts transmissionsnät. Om det blir avbrott på någon ledning i transmissionsnätet kan effektlödet lokalt öka i de underliggande 130 – 70 kV-nätet.

Andelen elproduktion på spänningsnivåer lägre än 70 kV har ökat och kommer fortsätta öka, vilket påverkar effektlödena i överliggande nät. Därför bör även de delar av nätet som ansluter elproduktion ≥ 30 MW på lägre spänningsnivåer inkluderas i observerbarhetsområdet.

Observerbarhetsområdets omfattning kommer att revideras minst vart tredje år. Det innebär att ytterligare anläggningsdelar med lägre spänningsnivåer kan komma att inkluderas i observerbarhetsområdet.

Se dokumentet *Definition av observerbarhetsområdet, Svk 2020/672* för en fullständig definition.

² <https://www.ei.se/sv/for-energiforetag/el/Natforeskrifter-och-kommissionsriktlinjer-for-el/Kommissionsriktlinje--Transmission-system-operation-SO1/artikel-75-1-metod-for-att-samordna-driftsakerhetsanalysen/>

5 Strukturinformation för datautbytet

I den här rapporten tillsammans med den delrapport som ska publiceras 2021 beskrivs detaljerna kring utbyte av strukturinformation för att stödja datautbytet.

5.1 Förutsättningar

Svenska kraftnät utvecklar för närvarande en webbportal för externa aktörer med namnet Kraftsystemhubben. Syftet är att uppnå effektivare processer och arbetssätt vid ett utökat datautbyte. Kraftsystemhubben kommer att fungera som ett gränssnitt mot flera av Svenska kraftnäts interna processer, och möjliggöra effektiva datautbyten mellan aktörer. En driftsatt Kraftsystemhubb är också i flera fall en förutsättning för det datautbyte som beskrivs i detta dokument och tillhörande delrapporter. I Kraftsystemhubben kommer användare kunna se, lämna och hämta relevant data. Ett viktigt mål är att höja kvaliteten på data som utbyts och säkerställa att den är komplett, aktuell och korrekt, samt uppfyller ställda krav.

I Kraftsystemhubben ska användare exempelvis kunna:

- > Se strukturdata som tidigare lämnats till Svenska kraftnät, samt ge andra aktörer behörighet att se denna strukturdata.
- > Rapportera avbrottsplaner och begränsningar.
- > Rapportera ny eller förändringar av strukturdata för realtidsdata, kraftsystemmodeller och planer.
- > Rapportera information om produktions- och förbrukningsanläggningar.
- > Efterfråga struktur- och realtidsdata från annan aktör.
- > Ladda upp filer och se redan uppladdade filer, t.ex. scheman, provningsprotokoll.

Kraftsystemhubben kommer att implementeras i olika faser med en första version planerad under 2021. Olika aktörer kommer få tillgång till olika funktioner beroende på roll. Svenska kraftnät kommer att använda kraftsystemhubben för uppföljning av det stegvisa införandet av datautbytet.

5.2 Nyttan och användning av data

Strukturinformation är en förutsättning för att kunna utbyta realtidsdata och planer. Det är också en förutsättning för att kunna utveckla systemlösningar för att stödja datautbytets processer.

Dagens utbyte av strukturdata mellan aktörer och Svenska kraftnät sker genom flera olika kanaler, och bygger på en mer eller mindre manuell delning av filer i olika format. Det finns idag ingen samlad plats att presentera den data som en aktör lämnat till Svenska kraftnät och som används i processerna för systemdriften. Genom att etablera Kraftsystemhubben som nav för på sikt utbyte av all

strukturdata kommer datautbytet förenklas för alla aktörer i kraftsystemet, vilket kommer att leda till effektivare processer och arbets sätt.

Kraftsystemhubben kommer att bygga på en CIM-struktur. På sikt kommer Kraftsystemhubben att möjliggöra ett automatiska utbyte av plan- och kraftsystemmodeller i CIM-format, vilket kommer att höja kvaliteten och effektiviteten i datautbytet.

5.3 Arbetsgruppens fortsatta arbete

Användare av Kraftsystemhubben kommer till stor del vara DSO:er och SGU:er. Det är viktigt att den systemlösning som nu utvecklas är användbar och uppfyller behoven även hos aktörerna, och inte bara Svenska kraftnät. Synpunkterna som inkom i samband med samrådet våren 2020 bekräftar också att det finns ett intresse hos aktörerna att vara delaktiga i utvecklingen av Kraftsystemhubben.

Svenska kraftnät startar därför en arbetsgrupp med syfte att utreda och beskriva detaljerna kring det datautbyte av strukturinformation som ska ske via Kraftsystemhubben. Detta omfattar att ta fram beskrivning av vilken typ av strukturinformation som behövs för att möjliggöra utbyte av kraftsystemmodeller, realtidsdata och planer. Strukturinformation som ska beskrivas är t.ex. stationer, kraftsystemobjekt, stations- och översiktsscheman, anslutna produktions- och förbrukningsanläggningar, tidsserieidentiteter, planidentiteter, planobjekt, stödtjänster, etc. Det ska även beskrivas vem som ansvarar för att leverera vilken strukturinformation.

DSO ska lämna data avseende produktionsanläggningar som är SGU:er utanför observerbarhetsområdet. Vilken data och hur det ska gå till ska beskrivas i delrapporten. Delrapporten ska också beskriva hur aggregerad strukturinformation för mindre produktionsanläggningar ska rapporteras. Informationen ska redovisas för alla nätområden, och per anslutningspunkt inom observerbarhetsområdet.

Kraftsystemhubben ska bli ett stöd vid uppföljning av införandet av datautbytet. Arbetsgruppen kommer att beskriva funktionalitet och processer för ärendehantering och aviseringar.

Delrapporten och arbetsgruppen kommer att beskriva teknisk funktionalitet, så som till exempel filformat och detaljer kring API/integration för automatiserade datautbyten, användarhantering, behörigheter och avtal. Arbetsgruppen ska också bidra med kravställning och test under utvecklingsskedet.

Delrapporten ska innehålla en tidsplan med milstolpar, där Kraftsystemhubbens funktionalitet börjar utnyttjas i en genomförbar takt i förhållande till systemets succesiva utbyggnad.

6 Statisk kraftsystemmodell

I den här rapporten tillsammans med den delrapport som ska publiceras 2021 beskrivs detaljerna kring utbytet av statiska kraftsystemmodeller.

6.1 Förutsättningar

Svenska kraftnät behöver beräkna belastningsfördelningar, felströmmar och dynamiska förlopp för det transmissions- och distributionsnät som ingår i observerbarhetsområdet. För att det ska vara möjligt behövs en digital modell av nätet.

DSO ska tillhandahålla information om alla kraftsystemobjekt och kopplingsapparater, dvs. ledningar, skenor, transformatorer, generatorer, reaktorer, kondensatorer, brytare och frånskiljare som ingår i den del av nätet som ingår i observerbarhetsområdet. Det innebär hur de är hopkopplade, elektriska parametrar, samt en litterering (namnsättning) som är entydig och som går att relatera till stations- och översiktsscheman. Datat ska också ge information om laster och ekvivalenter för underliggande nät.

DSO ansvarar för att ägarna till anslutna produktions- och förbrukningsanläggningar tillhandahåller nödvändig information om sina kraftsystemobjekt.

DSO, producenter och förbrukningsanläggningsägare ska tillhandahålla aktuella stations- och översiktsscheman i elektronisk form.

Detaljerad nätmodellinformation för observerbarhetsområdet ska tillhandahållas Svenska kraftnät. På liknande sätt ska DSO ha tillgång till detaljerad nätmodellinformation från angränsande DSO och överliggande transmissionsnät.

Befintligt nätmodellutbyte mellan Svenska kraftnät och regionnätbolag använder PSS/E-formatet som är en leverantörspecifik standard för nätmodeller, där ingående kraftsystemobjekt representeras av plus- minus- och nollföljdsimpedanser, impedanser som beror av kraftsystemobjektens elektriska parametrar. PSS/E-filer kan användas för att utbyta och sammanfoga nätmodeller. ENTSO-E har tagit fram ett nytt CIM-baserat format, CGMES, som nu är europeisk standard.

6.2 Nytt och användning av data

Den statiska kraftsystemmodellen används inom flera områden för att säkerställa systemdriften. Läs mer om varje område i kapitel 2.5 *Effektmål*.

- *Tillståndsestimering och övervakning av överföringskapacitet*
Nätmodellen används vid framtagande av basfall samt för relevanta analysfunktioner.
- *Beräkning av elmarknadens kapacitetstilldelning*
Nätmodellen används vid beräkning av kapacitetstilldelningen
- *Dynamisk stabilitet*
Den statiska kraftsystemmodellen behövs för att kunna göra dynamiska stabilitetsstudier.
- *Driftsäkerhet- och tillräcklighetsanalyser*
Den statiska kraftsystemmodellen används för att göra driftsäkerhets- och tillräcklighetsanalyser.

6.3 Arbetsgruppens fortsatta arbete

Vid det tidigare samrådet inkom många relevanta kommentarer som Svenska kraftnät har för avsikt att inarbeta i delrapporten. Delrapporten kommer beskriva målen för utbytet av kraftsystemmodeller samt en stegvis plan för att nå dit.

Rapporten ska innehålla en tidsplan med milstolpar, där det slutliga målet för utbytet och ansvarsfördelningen uppnås i en genomförbar takt. Så långt det är möjligt kommer tidsplanen innehålla bestämda tidpunkter.

Det slutliga målet är att kraftsystemmodeller utbyts i CGMES-format för alla nät som ingår i observerbarhetsområdet. Innan det målet är uppnått ska en vägledning och plan tas fram så att behovet av en korrekt kraftsystemmodell ändå finns tillgänglig för Svenska kraftnät och berörda DSO:er.

Vägledningen ska innehålla exempel på hur olika kraftsystemobjekt bör modelleras och vilka elektriska parametrar som ska levereras, etc. Eftersom det är viktigt att kraftsystemmodellen uppdateras och alltid representerar aktuellt nät ska uppdateringsprocesser fastställas.

Ansvarsområden för producenter, förbrukare och DSO:er ska tydliggöras. Rimliga metoder för att säkerställa och övervaka kvaliteten ska tas fram.

7 Realtidsdata

I den här rapporten tillsammans med den delrapport som ska publiceras 2021 beskrivs detaljerna kring utbytet av realtidsdata.

Med realtidsdata avses både analoga mätvärden och statusindikeringar för brytare och frånskiljare samt övriga i realtid framtagna värden.

7.1 Förutsättningar

DSO ska leverera realtidsmätvärden till Svenska kraftnät som avser nätelementen i observerbarhetsområdet. Dessutom ska DSO säkerställa att realtidsmätvärden levereras för produktionsanläggningar med kraftproduktionsmoduler som är SGU:er både innanför och utanför observerbarhetsområdet. DSO ska också säkerställa att realtidsmätvärden levereras för förbrukningsanläggningar som är SGU:er, dvs. är direktanslutna inom observerbarhetsområdet. Realtidsdata ska också levereras för anläggningar som används för stödtjänster. Viss realtidsdata kan bli aktuellt att leverera för specifika skyddssystem eller objekt.

Med säkerställa avses här att informera om kravet på realtidsmätning och kontroll av att leveransen verkställs. Men det är ägaren till produktions- och förbrukningsanläggningen som är ekonomiskt ansvarig för realtidsmätning, leverans och kvalitet på mätvärden. Ägare av kraftproduktionsmoduler och förbrukningsanläggningar som klassificeras som SGU:er är därmed skyldiga att leverera realtidsmätvärden till anslutande DSO och/eller till Svenska kraftnät.

Om realtidsmätvärdena levereras till DSO är DSO skyldig att vidarebefordra realtidsmätvärdena till Svenska kraftnät och eventuella mellanliggande DSO:er. Om realtidsmätvärden levereras till Svenska kraftnät direkt kan DSO och eventuella mellanliggande DSO:er begära att få dem levererade från Svenska kraftnät. DSO kan utföra nödvändig realtidsmätning som ombud för ägare av produktions- och förbrukningsanläggningar som klassificeras som SGU:er.

Den övergripande principen för datautbytet är optimering mellan högsta totala effektivitet och lägsta totala kostnader för alla berörda parter vilket bland annat innebär att befintlig kommunikations- och mätutrustning ska användas där det är möjligt.

Data ska bara behöva skickas till en motpart, motparten vidarebefordrar eller tillgängliggör data för behörig annan part. Hur leveranskedjan ser ut kan skilja mellan anläggningar beroende på förutsättningar. Detaljer avseende möjliga leveranskedjor presenteras i delrapporten.

Realtidskommunikation

Dagens insamling av externa realtidsmätvärden baseras på fiberförbindelser mellan SCADA-system via protokollen ICCP eller Elcom.

Kommunikation via protokollet ICCP är det som ska eftersträvas. Om inte ICCP är ett möjligt kommunikationssätt för aktören kommer ett antal alternativa möjligheter finnas.

Svenska kraftnät håller på att införa en ny kommunikationslösning som ska vara en praktisk och kostnadsmässigt fördelaktig leveransmöjlighet för mindre anläggningar. Det ska vara möjligt att nyttja smarta debiteringsmätare eller lokala styrsystem med antingen en fast eller trådlös VPN-förbindelse. Svenska kraftnät kommer att ansvara för utrustning och kommunikationskanal fram till kommunikationsgränssnittpunkten i anläggningen. Detaljerna kring vad det innebär presenteras i delrapporten.

Tillgänglighet

Att enskilda mätvärden under begränsad tid uteblir påverkar oftast inte funktionen och de enskilda mätvärdena kan i vissa fall ersättas med typiska värden baserad på historik. Men att en hel mätvärdesleverans från en mätvärdesleverantör uteblir måste på alla sätt undvikas.

7.2 Nyttan och användning av data

Realtidsdata används inom flera områden för att säkerställa systemdriften. Läs mer om varje område i kapitel 2.5 *Effektmål*.

- *Tillståndsestimering och övervakning av överföringskapacitet*

Realtidsmätvärden utgör en förutsättning för en fungerande tillståndsestimator som är en av Svenska kraftnäts centrala funktioner.
- *Beräkning av elmarknadens kapacitetstilldelning*

Det aktuella kopplingsläget (statusindikeringar på brytare och frånskiljare) i observerbarhetsområdet utgör indata till beräkningen av elmarknadens kapacitetstilldelning.
- *Balansering och övervakning av obalanser*

Tillgång till mer realtidsdata rörande framförallt produktion ger ökade möjligheter att övervaka och förutsäga utvecklingen av obalanser i kraftsystemet.
- *Ny balanseringsmodell*

Balansering med hjälp av en obalansprognos, förutsätter ett större utbyte av korrekta realtidsmätvärden.
- *Säker tillgång på stödtjänster*

Övervakning av tillgängliga och levererade stödtjänster, kräver mer realtidsdata.

➤ *Driftsäkerhet- och tillräcklighetsanalyser*

Beräkningarna görs för att skapa en realistisk bild av situationen i nära realtid i kraftsystemet vilket kräver realtidsdata som motsvarar aktuell driftläggning.

7.3 Arbetsgruppens fortsatta arbete

Vid det tidigare samrådet inkom många relevanta kommentarer som Svenska kraftnät har för avsikt att inarbeta i delrapporten. Delrapporten kommer beskriva målen för realtidsdatautbytet samt en stegvis plan för att nå dit.

Nivåerna för mätnoggrannheter, tidsstämpling, tidsnoggrannhet och statusflaggor ska utredas så att rimliga nivåer, som är möjliga att uppnå, begärs utan att Svenska kraftnäts behov påverkas. En införandeplan för de slutliga nivåerna ska tas fram.

Regelverk och riktlinjer för temporära ersättningsvärden, tillgänglighet, undantag, prioriteringsordningar vid ombyggnader i form av övergångsregler ska utformas. Eftersom vissa realtidsmätvärden är viktigare för Svenska kraftnäts användning kommer regelverket att vara differentierat (t.ex. beroende på geografiskt läge, anläggningsstorlek eller produktionstyp).

För att efterleva principen med högsta totala effektivitet och lägsta totala kostnad för alla berörda parter bör objektiva riktlinjer tas fram. Produktions- och förbrukningsägare får direkt bära sina kostnader för realtidsmätning medan DSO i enlighet med SO har rätt att räkna in kostnaderna i intäktsramen. Om DSO agerar ombud för realtidsmätning måste således en mätavgift tas ut av produktions- och förbrukningsägaren samtidigt som DSO inte har rätt att sälja någon form av tilläggstjänster. Svenska kraftnät kommer att ta upp detta förhållande med Energimarknadsinspektionen så att objektiva och samhällsnyttiga riktlinjer kan tas fram.

Målsättningen är att framtagna riktlinjer ska räcka för att målet för realtidsdatautbytet ska uppnås och att enskilda avtal inte ska behöva upprättas, men om det är nödvändigt ska en avtalsstruktur presenteras.

Delegeringen av ansvaret till DSO att tillse att anslutna SGU:er levererar realtidsmätvärden och övrig data är nödvändig. Det är inte möjligt för Svenska kraftnät att ha information om alla SGU:er som finns anslutna i DSO:s nät. Det är framförallt inte möjligt att identifiera nya SGU:er. Svenska kraftnät kommer att ta fram informationsmaterial som anslutande DSO kan vidarebefordra till berörda SGU:er. I informationsmaterialet ska framgå vilka krav på realtidsdatautbytet som arbetsgruppen kommer fram till.

I dag levereras viss realtidsdata som inte direkt relaterar till mätpunkter i nätmodellen. Arbetsgruppen ska beskriva vilka övriga realtidsdata som Svenska kraftnät har behov av, som t.ex. temperatur, vindhastighet, reglermod, etc.

Delrapporten ska innehålla en vägledning med exempel för att underlätta den utökade insamlingen av realtidsdata.

Delrapporten ska innehålla en tidsplan med milstolpar, där det slutliga målet för realtidsutbytet och ansvarsfördelningen uppnås i en genomförbar takt. Så långt det är möjligt kommer tidsplanen innehålla bestämda tidpunkter. Men eftersom det slutliga målet kan ha många beroenden som inte är möjliga/rimliga att forcera (installationer av mätutrustning, ombyggnader av stationer, upprättande av kommunikation, etc.) kommer fokus på efterlevnaden att bygga på uppföljning av aktörernas åtgärdsplaner.

8 Avbrottsplaner

I den här rapporten tillsammans med den delrapport som ska publiceras 2021 beskrivs detaljerna kring utbytet av avbrottsplaner.

Med avbrottsplaner avses här även planer på begränsningar för SGU:er och driftomläggningar.

8.1 Förutsättningar

DSO ska leverera planer på avbrott och driftomläggningar för nätelement med spänningsnivå 70 kV eller högre. SGU:er av typ B,C, D ska leverera planer på avbrott och planerad begränsning i aktiv effekt, över-/undermagnetisering, samt planerad reglermod för reaktiv effekterreglering.

Kraftsystemobjekt definierade som RAOC kräver särskild hantering i avbrottskoordineringen, och därmed behöver också särskilda leveranskrav definieras för dessa. I dagsläget är den beräkningsmetod som ska ligga till grund för definitionen av en RAOC inte implementerad. Vilka kraftsystemobjekt som ska definieras som RAOC enligt beräkningsmetoden är inte en del av detta arbete. Däremot ingår det i detta arbete att beskriva de leveranskrav på avbrottsplaner som kommer att ställas på kraftsystemobjekt definierade som RAOC, samt nödvändig funktionalitet i Kraftsystemhubben för detta.

8.2 Nyttan och användning av data

Avbrottsplaner används inom flera områden för att säkerställa systemdriften. Läs mer om varje område i kapitel 2.5 *Effektmål*.

➤ *Driftsäkerhets- och tillräcklighetsanalyser*

Planer på avbrott, begränsningar och driftomläggningar behövs för att ge resultat av hög kvalitet vid belastningsfördelningsberäkningar som ligger till grund för driftsäkerhets- och tillräcklighetsanalyser.

➤ *Beräkning av elmarknadens kapacitetstilldelning*

Planerna är en viktig indata i beräkning av elmarknadens kapacitetstilldelning. Idag ingår endast en begränsad andel av planerade avbrott och begränsningar. Att inkludera planer för kraftsystemobjekt från DSO:er och SGU:er kommer att innebära möjlighet till hög kvalitet på dessa beräkningarna.

➤ *Koordinering av avbrott*

Utbyte av avbrottsplaner mellan kraftsystemets aktörer är en förutsättning för en effektiv avbrottskoordinering av hög kvalitet.

8.3 Arbetsgruppens fortsatta arbete

Den här rapporten kommer att ta hänsyn till de synpunkter som kom in i samband med det tidigare samrådet under våren 2020.

Delrapporten ska beskriva detaljerna kring hur datautbytet av avbrottsplaner ska gå till. Den kommer beskriva vilka typer av avbrotts-, driftomläggnings- och begränsningsplaner som ska utbytas, samt vilka typer av kraftsystemobjekt som omfattas av kraven. Delrapporten ska också beskriva vilken information som ska lämnas i samband med rapportering av en avbrottsplan.

Delrapporten ska beskriva hanteringen av de kraftsystemobjekt som i framtiden kommer definieras som RAOC. På dessa anläggningar kommer det ställas andra krav än övriga kraftsystemobjekt.

Olika kategorier av avbrottsplaner ska levereras vid olika tidpunkter, från år ner till timme. Vilka tidpunkter som gäller för vilka planer ska beskrivas i detalj.

Det ska tas fram en tidsplan för införandet. Målbilden är att planerna ska utbytas via Kraftsystemhubben i CIM-format. Införandet kommer dock ske succesivt, i en takt som är rimlig och möjlig att genomföra, då införandet bland annat är beroende av Kraftsystemhubbens utveckling och leveranser. Arbetsgruppen kommer bidra med viss kravställning och test under utvecklingskedet av Kraftsystemhubben.

9 Produktions- och förbrukningsplaner

I den här rapporten tillsammans med den delrapport som ska publiceras 2021 beskrivs detaljerna kring utbytet av produktions- och förbrukningsplaner.

9.1 Förutsättningar

Produktions- och förbrukningsplaner för produktions- och förbrukningsanläggningar levereras idag till Svenska kraftnät av anläggningarnas balansansvariga företag. Syftet med dagens planer är framförallt att beräkna de balansansvarigas balanskraft i balansavräkningen. I samband med kommande förändringar i balansavräkningen och en ny balanseringsmodell kommer ansvarsfördelningen gällande produktionsplaner ses över.

De planer som beskrivs och definieras inom ramen för denna rapport har endast till syfte att uppfylla de krav som ställs för en säker systemdrift. Dessa planer ska därför betraktas som en ny typ av planer, vilka i en övergångsperiod kommer att sammanfalla med dagens planer som levereras av den balansansvarige.

9.2 Nytt och användning av data

Produktions- och förbrukningsplaner används inom flera områden för att säkerställa systemdriften. Läs mer om varje område i kapitel 2.5 *Effekt mål*.

➤ *Beräkning av elmarknadens kapacitetstilldelning*

Produktions- och förbrukningsplaner är indata i de belastningsfördelningsberäkningar som bland annat ligger till grund för elmarknadens kapacitetstilldelning.

➤ *Driftsäkerhet- och tillräcklighetsanalyser*

Beräkningarna görs för att skapa en realistisk bild av den framtida situationen i kraftsystemet och kräver därför kvalitativa planer.

➤ *Balansering och övervakning av obalanser*

Produktionsplaner är ett av flera grundläggande underlag för Svenska kraftnäts momentana balanshållning och måste därför hålla en god kvalitet.

➤ *Ny balanseringsmodell*

Den nya balanseringsmodellen, baserad på Area Control Error (ACE), kräver en obalansprognos av god kvalitet, som i sin tur beror av produktions- och förbrukningsplaner av god kvalitet.

➤ *Säker tillgång på stödtjänster*

Planer behövs för att utföra uppföljning av tillgänglighet och avrop för anläggningar som levererar stödtjänster.

➤ *Gemensam informationsmodell*

Produktions- och förbrukningsplaner måste ha en korrekt och entydig koppling till relaterade kraftsystemobjekt i en gemensamma informationsmodell.

9.3 Arbetsgruppens fortsatta arbete

Arbetsgruppen ska utreda och beskriva detaljer och organisation av utbytet rörande produktions- och förbrukningsplaner avsedda för systemdriften. Vilken typ av planer, med vilken tidsupplösning och när planerna ska levereras ska fastställas.

Reglerobjekten som idag används som bas för produktions- och förbrukningsplaner är inte helt anpassade för systemdriftens användning, eftersom de också används för avrop av stödtjänsten mFRR. Därför ska nya planobjekt definieras. Regelverket för definitionen av planobjekt ska fastställas.

Ansvar för att leverera produktions- och förbrukningsplaner kommer att ligga på ägaren av de anläggningar som är definierade som SGU:er. Aggregerade planer kommer att krävas för all mindre produktion, dvs. produktionsanläggningar som är av Typ A eller mindre. Hur detta ska organiseras ska framgå i delrapporten.

Idag levereras planerna med EDIEL på formatet DELFOR. Det är ett format som kommer att ersättas av ett nytt kommunikationssätt och ett standardiserat CIM-format. Hur denna övergång ska genomföras ska beskrivas.

Eftersom kvaliteten på planerna är viktig kommer noggrannhetsnivå, upplösningfrekvens och toleransnivå att definieras så att uppföljning mot realtidsmätvärden kan göras.

Delrapporten ska innehålla en tidsplan med milstolpar, där det slutliga målet för utbytet av planer och överflyttandet av planeringsansvaret uppnås i en genomförbar takt. Så långt det är möjligt kommer tidsplanen innehålla bestämda tidpunkter. Men eftersom det slutliga målet har många beroenden (införandet av ny balansräkning, utveckling av nytt kommunikationssätt och format, etc.) kommer Svenska kraftnät som första prioritet se över reglerobjekten tillsammans med berörda producenter och omdefiniera dem om det behövs till nya planobjekt.

10 Data avseende stödtjänster

I den här rapporten tillsammans med den delrapport som ska publiceras 2021 beskrivs detaljerna kring utbytet av information avseende stödtjänster.

10.1 Förutsättningar

Idag är det endast balansansvariga företag som kan leverera stödtjänster till Svenska kraftnät. De stödtjänster som avses är idag frekvenshållningsreserver (FCR), frekvensåterställningsreserver (FRR) och snabb frekvensreserv (FFR). Rollen Balansansvarig kommer delas upp i två roller, Balansansvarig (BRP) samt Leverantör av balanstjänster (BSP). När dessa roller är implementerade (enligt gällande plan runt årsskiftet 2021/2022) är det alltså BSP som levererar stödtjänster.

Mer information om stödtjänster finns att tillgå på Svenska kraftnäts aktörsportal³.

Bud lämnas idag antingen per reglerobjekt (mFRR) eller per elområde (FCR, aFRR). Så som anskaffningen av FFR sker just nu, innebär upphandlingen att Svenska kraftnät upprättar ramavtal med leverantörerna. När en anläggning erbjuder en stödtjänst klassificeras den automatiskt som en SGU.

De kraftproduktionsmoduler som levererar stödtjänster levererar oftast också planerad kraft. I och med uppdelningen av balansansvarig i rollerna BSP och BRP, kan det bli två olika företag som ansvarar för den planerade kraften och den del som avropas via stödtjänsten. Tillgängligheten, teknisk leverans och aktivering av stödtjänsten måste därmed kunna följas upp och övervakas separerat från den planerade kraftleveransen. Hur denna separering kommer att hanteras i avräkningen berörs inte av det datautbyte som beskrivs här. Det som beskrivs inom ramen för denna rapport har endast till syfte att uppfylla de krav som ställs för en säker systemdrift i enlighet med SO. Rapporten inkluderar övervakning och uppföljning av upphandlade stödtjänster. Detaljer kring hur avräkningsprocessen går till ingår inte i denna rapport.

10.2 Nytt och användning av data

Data om stödtjänster används inom flera områden för att säkerställa systemdriften. Läs mer om varje område i kapitel 2.5 *Effektmål*.

➤ *Säker tillgång på stödtjänster*

Data om stödtjänster behövs för att utföra uppföljning av tillgänglighet och avrop för anläggningar som levererar stödtjänster.

³ <https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/information-om-stodtjanster/>

➤ *Balansering och övervakning av obalanser*

Data om stödtjänsternas tillgänglighet är nödvändig för en säker systembalans.

➤ *Ny balanseringsmodell*

Den nya balanseringsmodellen kräver säker tillgång och information om tillgängliga stödtjänster.

10.3 Arbetsgruppens fortsatta arbete

Information om tillgängliga, avtalade och levererade stödtjänster för övervakning ska hanteras. Det ska finnas en strukturell koppling till kraftproduktionsmoduler och förbrukningsanläggningar. Detta är information som kommer att utbytas och presenteras i Kraftsystemhubben. Hur detta ska gå till ska beskrivas i det fortsatta arbetet och den delrapport som ska tas fram.

För att övervaka tillgängligheten av stödtjänster, samt avropad och aktiverad stödtjänst kommer körplaner, realtidsmätvärden och strukturdata användas.

FRR, frekvensåterställningsreserv

Bud gällande balansenergi för manuell frekvensåterställningsreserv (mFRR) lämnas idag per reglerobjekt.

Reglerobjekten är desamma som används för dagens produktionsplaner. Det gör det svårt att anpassa dem så att det passar de olika funktionerna. Därför ska nya planobjekt och nya fristående reglerobjekt definieras. Regelverket för definitionen av reglerobjekt kommer inte att fastställas inom detta arbete utan är en del av implementeringen av rollerna BSP och BRP.

Automatisk frekvensåterställningsreserv (aFRR) aktiveras automatiskt idag utifrån frekvens och i mindre kvantiteter än mFRR. I dagsläget levereras en plan för tillgänglig aFRR per elområde och balansansvarig och balanskapacitet avropas per elområde. Vilken anläggning som sedan aktiveras är upp till leverantören av balanstjänster.

FCR, frekvenshållningsreserver

För att leverera FCR krävs frekvensreglerutrustning på kraftproduktionsmoduler eller att det finns annan utrustning som reglerar effekten utifrån en frekvensavvikelse. Förbrukning och energilagring kan också leverera FCR. Leverantören av balanstjänster lämnar bud för balanskapacitet för FCR-N och FCR-D per elområde.

Svenska kraftnät avropar balanskapacitet för FCR-N och FCR-D, enligt den volym som bestämts enligt dimensioneringen av FCR. Därefter rapporterar leverantören av balanstjänster planer för avropad FCR-N och FCR-D per elområde.

Kravet på tidsrespons säkerställs nu genom de tekniska minimikraven för anläggningen och vid den återkommande förkvalificeringen. Nya krav gäller för rapportering av realtidsdata avseende FCR, se villkoren på Svenska kraftnäts aktörsportal⁴.

Riktlinjer för vilken data och vilka realtidsmätvärden som ska levereras för anläggningar som levererar FCR ska fastställas inom ramen för detta arbete. I förkvalificeringsprocessen kommer sedan detaljerna kring vilken information som ska utbytas tydliggöras och testas eftersom det till stor del är beroende av FCR-tjänstens uppbyggnad.

⁴ <https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/elmarknad/balansansvar/dokument/balansansvarsavtal/uppdaterade/avtal-4620-bilaga-3-fer.pdf>

11 Dynamiska kraftsystemmodeller

I den här rapporten tillsammans med den delrapport som ska publiceras 2021 beskrivs detaljerna kring utbyte av dynamiska kraftsystemmodeller.

11.1 Förutsättningar

Många dynamiska modeller inom observerbarhetsområdet är idag modellerade med schablonparametrar i brist på data. Det gäller både äldre synkrona anläggningar, men också nya installationer av kraftparksmoduler. Dessa modeller skulle behöva ersättas med individuellt parametrerade modeller.

Genom att ställa tydliga krav på tillhandahållande av data och skapa effektiva datautbytesprocesser kan detta åtgärdas.

RMS-modeller och EMT-modeller

Det finns två typer av dynamiska modeller som efterfrågas. Den ena är RMS-modeller och den andra är EMT-modeller.

RMS-modellerna bygger på teorin om symmetriska komponenter och gör beräkningar på effektivvärden för ström och spänning.

RMS-modellerna som behövs för anläggningar inom observerbarhetsområdet är:

- > Generatormodeller och modeller av magnetiseringssystem för synkrona kraftproduktionsmoduler av typ C och D samt relevanta modeller för turbin- och frekvensreglering om det behövs.
- > Omriktarmodeller och modeller över regler- och skyddssystem för kraftparksmoduler av typ C och D.
- > Lindningskopplautomatik för kraftsystemets transformatorer.
- > Extremspänningsautomatik för kraftsystemets reaktorer och kondensatorbanker.

Ägare av kraftproduktionsmoduler av typ C och D samt DSO:er måste därför tillhandahålla färdiga RMS-modeller och/eller parameterdata för att ta fram modeller för ovan nämnda objekt samt relevant dokumentation.

RMS-modellerna ska vidare representera kraftproduktionsmodulernas, lindningskopplarnas, reaktorernas och kondensatorbankernas beteenden vid frekvens- och/eller spänningsförändringar i deras reglerpunkter. Dessutom ska modellerna motsvara anläggningens beteende vid externa händelser såsom fel- och störningssituationer i anläggningens anslutande nät.

EMT-modeller används för mer detaljerade studier och modellerar kraftsystemets alla tre faser samt visar momentanvärden för ström och spänning. De används

också för elektromagnetiska fenomen som har kortare tidshorisonter än vad RMS-modellerna kan representera. EMT-modeller behövs därför endast i specifika fall.

11.2 Nyttan och användning av data

Dynamiska kraftsystemmodeller används inom flera områden för att säkerställa systemdriften. Läs mer om varje område i kapitel 2.5 *Effektmål*.

➤ *Dynamisk stabilitet*

RMS-modeller behövs för att genomföra dynamiska simuleringar för att säkerställa spänning-, frekvens- och rotorvinkelstabilitet. Ibland kan detaljerade EMT-modeller behövas för en begränsad del av nätet för att analysera specifika händelser eller säkerställa interoperabilitet.

➤ *Beräkning av elmarknadens kapacitetstilldelning*

Vid fastställande av kapacitetstilldelningen måste hänsyn tas till den dynamiska stabiliteten

11.3 Arbetsgruppens fortsatta arbete

Arbetsgruppen är sammansatt för att på bästa sätt utreda och fastställa de riktlinjer och regelverk som ska gälla för utbytet av information rörande dynamiska modeller. Det gäller också beskrivningar av modellernas funktioner och parametrar samt testprotokoll och eventuell källdata som kan användas för att förstå och kunna validera modellerna. Utöver de beskrivna modellerna kan det under arbetets gång bli aktuellt att inkludera ytterligare modeller av nödvändiga system och funktioner.

Arbetsgruppen ska beakta de kommentarer som kom in vid det tidigare samrådet och utarbeta realistiska metoder och processer för att fylla behovet av kvalitativa modeller för anläggningar inom observerbarhetsområdet.

Eftersom behovet är eftersatt och specialistkompetensen för att framställa modeller troligtvis är begränsad både hos berörda aktörer och inom landet, ska arbetsgruppen ta fram metoder och processer som är effektiva och möjliga att införa inom rimlig tid.

12 Informationssäkerhet

Svenska kraftnät kommer tillsammans med arbetsgruppen för informationssäkerhet att utföra en informationsklassning av data som ingår i datautbytet. Resultat kommer att beskrivas i den delrapport som ska publiceras 2021.

12.1 Förutsättningar

Den information som delges Svenska kraftnät via Kraftsystemhubben kommer att vara tillgänglig för de parter som berörs av informationen. Sådan information kan avse kraftsystemmodeller, realtidsdata, stödtjänster och planer. Det innebär att information om SGU:er kommer att vara tillgänglig för anslutande DSO. Information om DSO:s nätanläggning i anslutningspunkten för en SGU kommer att vara tillgänglig för SGU:n. Produktions- och förbrukningsplaner ska efter begäran kunna levereras av Svenska kraftnät till berörd DSO. Svenska kraftnät kan vidarebefordra strukturdata, kraftsystemmodeller, realtidsdata och avbrottsplaner till angränsande TSO:er för de nätdelar som ingår i deras observerbarhetsområde enligt gällande förordningar.

Svenska kraftnät kommer att utföra en informationsklassning av data som ingår i datautbytet. Viss information kan komma att bedömas som konfidentiell och behöver därmed hanteras enligt särskilda regelverk. Andra data som bedöms ha höga krav på riktighet eller tillgänglighet kan kräva särskilda säkerhetsfunktioner för att bevara dessa säkerhetsegenskaper.

12.2 Arbetsgruppens fortsatta arbete

Svenska kraftnät ska starta en arbetsgrupp som i dialog med berörda parter tar fram riktlinjer för klassificering och säkerhetskrav.

Arbetsgruppen kommer att utföra en informationsklassning av data som ingår i datautbytet. Klassningen kommer att bedöma säkerhetsegenskapernas konfidentialitet, riktighet och tillgänglighet. Lagrum för klassningen är främst Säkerhetsskyddslagen, Säkerhetsskyddsförordningen och Offentlighets- och sekretesslagen, men en författningsanalys kommer identifiera eventuella andra lagrum, EU-förordningar eller internationella avtal.

För att säkerställa att hanteringen av data i systemet lever upp till kraven i lagar, förordningar och föreskrifter – och därmed får rätt säkerhetsnivå – krävs en författningsanalys som identifierar krav på dataflöden för datautbyte och krav på säkerhetsegenskaperna sekretess, riktighet och tillgänglighet. Systemets ingående datamängder behöver identifieras och datamängdernas informationsklass.

Arbetsgruppen kommer utforma hanteringsinstruktioner och krav på säkerhetsfunktioner för att upprätthålla säkerhetsegenskaperna. Även avtal kan komma att krävas för att hantera t.ex. sekretess.

Bilaga 1 - Berörda artiklar i SO och paragrafer i EIFS 2019:07

I nedanstående tabell återfinns de artiklar i SO och paragrafer i EIFS 2019:07 som krävställer datautbytet.

Länkar till relaterade dokument:

SO 2017/1485 EIFS 2019:07 KORRR RfG 2016/631
DCC 2016/1388 CACM 2015/1222 GLDPM

Artikel	Sammanfattning innehåll	EIFS 2019:07	Relaterade artiklar
40.5	Omfattning, tillämpning, EIFS 2019:07		48, 49,44,47
40.6	Organisation av datautbyte, KORRR		CACM 16
40.7	Överenskommelserna i denna rapport		
40.8	SGU, tillgång till data		
40.9	Ytterligare data, tillägg ingår i EIFS 2019:07		
40.10	Ömsesidigt datautbyte TSO-DSO-DSO		
43.1-4	Kraftsystemmodellen för observerbarhetsområdet		
43.5	Aggregerad produktionskapacitet, Typ A	3 kap 1 §	
45	Elparametrar SGU, Typ B - D		154, 158, 38
46	Produktionsplaner, avbrottsplaner SGU, Typ B - C		
48	Strukturdata, elparametrar SGU	3 kap 2 § och 3 §	154, 158, 38
49	Produktionsplaner, avbrottsplaner SGU	3 kap 5 §	110, 111, CACM 16, GLDPM, 82 - 103
44	Realtidsdata observerbarhetsområdet DSO	44 h) och i) strukna, 3 kap 7 §	
47	Realtidsdata SGU i observerbarhetsområdet	47 struken, 3 kap 8 § och 10 §	
50	Realtidsdata SGU utanför observerbarhetsområdet	50.1 struken, 3 kap 9 §	

Artikel	Sammanfattning innehåll	EIFS 2019:07	Relaterade artiklar
51	Vidarebefordran, begäran av SGU-data		48, 49, 50
52.1	Strukturdata, elparametrar förbrukningsanläggningar i observerbarhetsområdet	3 kap 4 §	
52.2	Planer, avbrottsplaner förbrukningsanläggningar i observerbarhetsområdet	3 kap 6 §	110, 111, CACM 16, GLDPM, 82 - 103
52.3	Realtidsdata förbrukningsanläggningar inom observerbarhetsområdet	3 kap 11 §	
52.4	Förbrukningsanläggningens agerande inom tillåtet spänningsintervall		27
53	Data förbrukningsanläggningar med efterfrågeflexibilitet	4 kap 1 §	DCC 27
82 - 103	Avbrottskoordinering		
110	Processer för utbyte av planer		CACM 16, GLDPM
111	Tillhandahållande av planer		
154	Tekniska krav frekvenshållningsreserver FCR		RfG 15.2 d), DCC 27, 28
158	Tekniska krav frekvensåterställningsreserver FRR		
38	Tekniska krav dynamisk stabilitet		
27	Tekniska krav spänningsintervall		