

Krav och ansvarsområden avseende datautbyte av systemdriftinformation

Svenska kraftnäts förslag till viktiga organisatoriska krav, roller och ansvarsområden när det gäller datautbyte i enlighet med artikel 40.6 och 40.7 i kommissionens förordning (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av elöverföringssystem

Innehåll

1	Ordlista.....	7
2	Introduktion.....	12
2.1	Bakgrund	12
2.2	Syfte.....	13
2.3	Läsanvisning	14
2.4	Kostnadstäckning	15
2.5	Åtkomst till information	16
2.6	Uppföljning och efterlevnad.....	16
2.7	Datakvalitet.....	17
2.8	Avtal.....	17
2.9	Verktyg för datautbyte	17
2.9.1	Webbportal.....	17
2.9.2	Realtidskommunikation	18
2.10	Meddelande om ändringar	21
2.11	Betydande nätanvändare – SGU	22
2.11.1	Kraftproduktionsmoduler	22
2.12	Observerbarhetsområdet	23
2.13	Modellansvar	25
2.13.1	Modellansvarig för strukturdata för statiska simuleringar.....	25
2.13.2	Modellansvarig för strukturdata för dynamiska simuleringar.....	25
3	Krav och ansvar för DSO – Nätägare.....	26
3.1	Strukturdata för realtidsdata och statiska nätmodeller	27
3.1.1	Nät utanför observerbarhetsområdet.....	27
3.1.2	Nät innanför observerbarhetsområdet.....	29

3.1.3	Strukturdata för realtidsmätning	30
3.1.4	Strukturdata för statiska nätmodeller	30
3.2	Strukturdata för dynamiska simuleringar	32
3.3	Realtidsdata	33
3.3.1	Nät utanför observerbarhetsområdet	33
3.3.2	Nät innanför observerbarhetsområdet	34
3.3.3	Införandeprocess - realtidsmätning för SGU:er	38
3.4	Avbrottsplaner, driftomläggningar och begränsningar	38
3.4.1	Omfattning	39
3.4.2	Plantyper	39
3.4.3	Kraftsystemobjekt	39
3.4.4	Leveranskrav	41
3.4.5	Informationsmängd	42
3.4.6	Funktioner i systemlösningen för avbrottshantering	43
3.5	Tidsplan	44
4	Krav och ansvar för SGU – Producent	47
4.1	Strukturdata för realtidsdata och statiska nätmodeller	48
4.1.1	Strukturdata för realtidsdata	49
4.1.2	Strukturdata för statiska nätmodeller	49
4.2	Strukturdata för dynamiska simuleringar	51
4.2.1	Synkrona kraftproduktionsmoduler anslutna till överföringssystemet	51
4.2.2	Synkrona kraftproduktionsmoduler anslutna till distributionssystemet	53
4.2.3	Kraftparksmoduler anslutna till överföringssystemet	54
4.2.4	Kraftparksmoduler anslutna till distributionssystemet	58
4.2.5	Format på data och modeller	58
4.3	Realtidsdata	59
4.3.1	Produktionsanläggningar utanför observerbarhetsområdet	59

4.3.2	<i>Produktionsanläggningar innanför observerbarhetsområdet</i>	60
4.3.3	<i>Ersättningsvärden</i>	61
4.3.4	<i>Införandeprocess - realtidsmätning för SGU:er</i>	61
4.4	<i>Avbrottsplaner, driftomläggningar och begränsningar</i>	62
4.4.1	<i>Omfattning</i>	62
4.4.2	<i>Plantyper</i>	62
4.4.3	<i>Kraftproduktionsmoduler</i>	63
4.4.4	<i>Leveranskrav</i>	64
4.4.5	<i>Informationsmängd</i>	65
4.4.6	<i>Funktioner i systemlösningen för avbrottshantering</i>	66
4.5	<i>Produktionsplaner</i>	67
4.6	<i>Tidsplan</i>	67
5	<i>Krav och ansvar för SGU – Förbrukare</i>	73
5.1	<i>Strukturdata för realtidsdata och statiska nätmodeller</i>	73
5.1.1	<i>Strukturdata för realtidsmätning</i>	74
5.1.2	<i>Strukturdata för förbrukningsanläggningar</i>	75
5.1.3	<i>Strukturdata för statiska och dynamiska simuleringar</i>	76
5.2	<i>Realtidsdata</i>	76
5.2.1	<i>Ersättningsvärden</i>	77
5.2.2	<i>Införandeprocess - realtidsmätning för SGU:er</i>	77
5.3	<i>Förbrukningsplaner</i>	78
5.4	<i>Tidsplan</i>	78
6	<i>Krav och ansvar för ägare av HVDC-förbindelse</i>	82
7	<i>Processer för datautbyte</i>	83
7.1	<i>Aktör skickar realtidsdata</i>	83
7.2	<i>Uppdatera strukturdata</i>	86

7.3	<i>Svenska kraftnät rimlighetskontrollerar data</i>	90
7.4	<i>Uppföljning av tidsplan för realtidsdata</i>	92
7.5	<i>Införandeprocess av utbyte av strukturdata för dynamiska simuleringar.....</i>	94
7.6	<i>Utbyte av strukturdata för dynamiska simuleringar.....</i>	97
Bilaga 1 - Realtidsdata, tekniska specifikationer.....		100
Bilaga 2 – Strukturdata och avbrottsinformation, DSO och SGU		107
Bilaga 3 – Mätpunkter för realtidsdata		115
Bilaga 4 - Ny kommunikationslösning		118
Fotnoter		120

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>
BRP	Balance Responsible Party. Balansansvarig part. Den nuvarande balansansvarsrollen kommer att begränsas till att endast avse obalans i enlighet med kommissionsförordningen EB.
BSP	Balancing Service Provider. Leverantör av balanstjänster. En ny roll för leverans av balanstjänster i enlighet med kommissionsförordningen EB.
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.
CGM	Common Grid Model, den gemensamma nätmodell som TSO:erna inom ENTSO-E har kommit överens om och som används för kapacitetsberäkningar.
CGMES	Common Grid Model Exchange Standard. Europeisk standard för den gemensamma nätmodellen. Baserad på IEC CIM (Common Information Model).
Datautbytesföreskriften, EIFS 2019:7	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.

EB	Electricity Balancing. Kommissionens förordning (EU) 2017/2195 av den 23 november 2017 om fastställande av riktlinjer för balanshållning avseende el.
Ei	Energimarknadsinspektionen, tillsynsmyndigheten i Sverige
ELCOM	ELCOM 90 är ett protokoll för utbyte av realtidsdata mellan SCADA-system. Protokollet är gammalt och ska fasas ut.
Elområde, budområde	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.
Estimator, tillståndsestimator	Tillståndsestimator beräknar det mest sannolika drifttillståndet i elnätet just nu, utgående från analoga mätvärden och statusindikeringar. Om mätvärden saknas, permanent eller tillfälligt, så kan i vissa fall typiska värden användas istället. Används tillräckligt många analoga mätvärden i beräkningen så kan potentiellt felaktiga mätvärden identifieras. Tillståndsestimatorn används bl.a. som basfall för felfallsanalysen som testar elsystemets faktiska tillstånd mot möjliga felsituationer och hur de påverkar den operativa driften av elsystemet.
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 inom under 49,9 Hz. Se vidare <i>Reservmarknader.pdf</i>
FFR	Snabb frekvensreserv (Fast Frequency Reserve) FFR är en ny reservprodukt som implementeras i det nordiska systemet för att hantera situationer med låg rotationsenergi. Planen är att den nya reserven ska vara i drift till sommaren 2020. Se vidare, <i>FFR-stakeholder-report-20191213.pdf</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.
IGM	Individual Grid Model, individuell nätmodell, TSO:ns nätmodell som omfattar dess kontrollområde och som används för att slå samman till den gemensamma nätmodellen.
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 (synkrogenerator) eller en kraftparksmodul (t.ex. vindkraftverk, asynkrogenerator).
Kraftparksmodul	Enligt definition 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. 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.
Kraftproduktionsanläggning	En (kraft)produktionsanläggning består av en eller flera kraftproduktionsmoduler som är anslutna till elnätet i en eller flera anslutningspunkter.

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 (budområde).
Observerbarhetsområde	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. Omfattningen av observerbarhetsområdet publiceras för samråd i samband med samrådet för denna rapport. Förenklat kan observerbarhetsområdet sägas omfatta 70 – 400 kV-näten i Sverige.
RAOC	Relevant Asset for Outage Coordination. Nätelement, kraftproduktionsmodul eller förbrukningsobjekt som enligt framtagna metod utpekas 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.

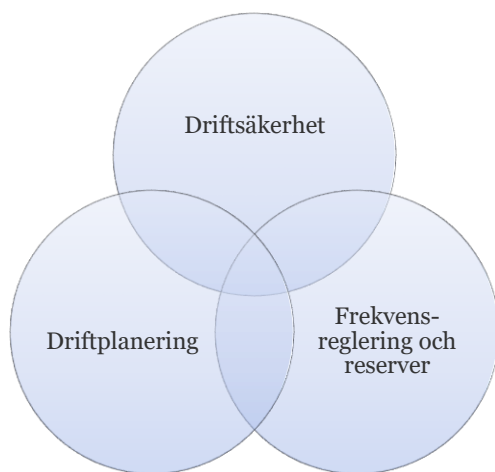
RMS-modell	Root-Mean-Square-modell. En effektivvärdesmodell där objekten är modellerade med teorin om symmetriska komponenter.
SGU	Significant Grid User, betydande nätanvändare. I kommissionsförordningen SO avses med betydande nätanvändare ägare till följande anläggningar¹, > Kraftproduktionsmoduler med en kapacitet $\geq 1,5$ MW (Typ B, Typ C och Typ D). Se nedan, 5.1 Kraftproduktionsmoduler. > Ägare av anläggningar som tillhandahåller aktiva stödtjänster såsom FCR, aFRR, mFRR och FFR. > 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 HVDC-anläggningar.
SO	System Operation Guidelines, Kommissionens förordning (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem.
Synkron kraftproduktionsmodul	Synkrogenerator
TSO	Transmission System Operator, systemansvarig för överföringssystemet. Svenska kraftnät i Sverige, Statnett i Norge, Fingrid i Finland och Energinet i Danmark.
Överföringssystem	Det transmissionsnät som TSO förvaltar och driver.

2 Introduktion

2.1 Bakgrund

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.

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



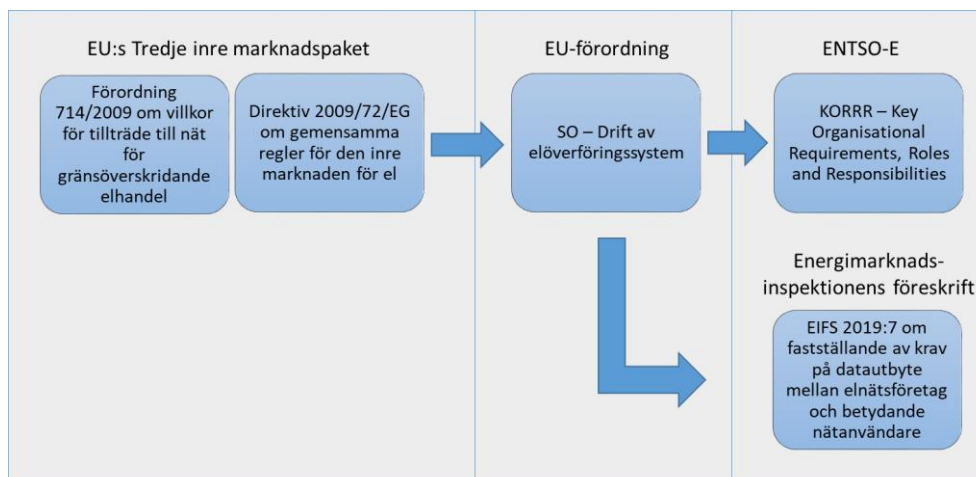
Figur 1 Kommissionsförordningen SO innehåller tre delar som tillsammans syftar till att säkerställa driftsäkerhet, frekvenskvalitet och ett effektivt utnyttjande av det sammanlänkade europeiska systemet. Utbyte av data är en viktig del av att uppnå driftsäkerhet.

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.

Kommissionsförordningarna är skrivna som nätföreskrifter eller riktlinjer och beskriver hur de övergripande lagkraven ska konkretiseras inom områdena anslutning, marknad och drift. Förordningen för drift av elöverföringssystem (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 kravbilden i förordningen.

SO antogs i augusti 2017 och säger 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 KORRR godkändes i och med publiceringen av Energimarknadsinspektionens (Ei) föreskrift EIFS 2019:07 om fastställande av krav på datautbyte mellan elnätsföretag och betydande nätanvändare som trädde i kraft 1 februari 2020.



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

2.2 Syfte

Detta dokument syftar till att fastlägga krav och omfattning på datautbyte för en säker systemdrift. Den typ av data som berörs är realtidsdata, strukturdata samt plandata. Både befintliga och nya anläggningar berörs av kraven om inget annat anges. Dokumentet är tänkt att komplettera lagar, förordningar och föreskrifter² inom området med praktiska och detaljerade krav på hur dessa ska tolkas, och

vänder sig till alla aktörer på elmarknaden som omfattas av kraven på ett utökat datautbyte, det vill säga framförallt DSO och SGU.

Syftet med ett utökat datautbyte är en fortsatt säker systemdrift. Struktur-, plan-, och realtidsdata används bland annat för beräkning av överföringskapaciteten, som är en central del i att upprätthålla systemdriften och uppdateras ständigt beroende på aktuell driftsituation. Tillgång till mer realtidsdata för framförallt produktion ger också ökade möjligheter för att övervaka och förutsäga utvecklingen av obalanser i kraftsystemet, vilket blir allt viktigare när andelen oplanerbar produktion ökar. En ökande andel produktion ansluten via olika former av kraftelektronik innebär även att Svenska kraftnät och DSO måste ha tillgång till dynamiska modeller för att kunna genomföra stabilitetsstudier.

Datautbytet ska bedrivas så effektivt som möjligt för alla parter. Om möjligt ska andra källor användas om data redan finns tillgängligt. Exempelvis kan Elmarknadshubben bli en kommande källa för en del strukturinformation som används både av elmarknaden och för systemdriften, och som kan underlätta och effektivisera datautbytet för aktörerna. SO innehåller krav på att Svenska kraftnät, i sin roll som TSO, ska utveckla metoder och förslag på genomförande av förordningen nationellt. Metoderna ska tas fram i samråd med berörda aktörer. Under hösten 2019 har Svenska kraftnät sammankallat ett antal arbetsgrupper rörande datautbyte enligt KORRR med representanter från flera aktörer. Arbetsgrupperna har bidragit med synpunkter och erfarenhet i arbetet med att tolka och anpassa kraven till en nationell nivå. Detta dokument är resultatet av det arbetet och fastställer Svenska kraftnäts nationella krav på datautbyten enligt KORRR.

2.3 Läsanvisning

För att underlätta läsningen finns för varje aktör ett kapitel som beskriver vilka krav som berör just den aktören. För den aktören ska det räcka att läsa endast det kapitlet. Exempelvis kan en producent efter att läst kapitel 2 *Introduktion* direkt gå till kapitel 4 *Krav och ansvar för SGU – Producent* för att läsa om krav på datautbyten som berör producenter. Detta upplägg gör att vissa krav och exempel beskrivs flera gånger i dokumentet eftersom det berör flera aktörer på marknaden.

Innehåll

Kapitel 1 *Ordlista* samlar de begrepp som används genom hela dokumentet.

Kapitel 2 *Introduktion* innehåller bakgrund och syfte samt en del begrepp som behöver en längre förklaring. Kapitlet innehåller även allmän information om uppföljning och de verktyg som finns som stöd för att underlätta datautbyte. Detta kapitel vänder sig till alla aktörer.

Kapitel 3 - 6 innehåller krav på datautbyte uppdelat per aktörsroll. Det ska räcka att läsa det kapitel som berör den aktörsroll som företaget representerar.

Kapitel 7 *Processer för datautbyte* innehåller beskrivningar på processer och ska ses som ett stöd för att förstå hur ett datautbyte praktiskt ska eller kan gå till.

I Bilagor finns detaljerade krav och tekniska specifikationer som för lättare läsning i övriga kapitel är placerade i slutet.

Det finns även tre separata dokument, där detaljerade krav på strukturdata för dynamiska simuleringar specificeras. Dessa heter *M1 – Data för generator*, *M2 – Data för magnetiseringssystem* och *M3 – Data för turbin och turbinregulator*.

Vad är krav och vad är rekommendationer?

För att tydligt skilja på vad som måste uppfyllas enligt lag, förordning, föreskrift och tekniska krav, och vad som är rekommendationer och önskemål för att underlätta arbetet för aktörer, används uttrycket ”ska” för att markera vad som är krav. För att markera en rekommendation används ”kan” eller ”bör”.

Versionshantering

Detta är en första version. Innehållet är i vissa fall beroende av andra pågående projekt och förändringar där detaljer inte är helt beslutade. Det kommer framöver finnas ett behov av att ge ut nya versioner för att komplettera de avsnitt där krav eller förutsättningar inte är helt beslutade. Kommande versioner kan också innehålla förtydliganden för att ge ett ännu bättre stöd i tolkningen av kraven. Förslag till kommande versioner kan skickas till datautbyte@svk.se.

2.4 Kostnadstäckning

Svenska kraftnät står för delar av kostnaderna för realtidskommunikationen, vilket innebär hyra för fiberförbindelser, abonnemangskostnader för trådlös kommunikation, och viss utrustning i kommunikationsgränssnittpunkten.

Kostnader för mätare och mätutrustning står anläggningsägaren för.

DSO:s kostnader, som direkt härrör från datautbyteskrav och skyldigheter fastställda i denna rapport kan, om de bedöms som rimliga av Ei, täckas av nättariffer eller andra avgifter³.

Ei kan begära in redovisning av dessa kostnader för att kunna göra en bedömning av rimligheten. Inom tre månader efter begäran ska DSO lämnat in kostnadsunderlaget⁴.

SGU:s kostnader är inte reglerade i SO eller på något annat sätt och ska täckas av anläggningsägaren.

2.5 Åtkomst till information

Den information som delges Svenska kraftnät via Webbportalen (se 2.9.1 *Webbportal*) kommer att vara tillgänglig för de parter som berörs av informationen. Sådan information kan avse nätmodeller, realtidsdata och avbrottsplaner. 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 vidarebefordrar strukturdata, nätmodeller, realtidsdata och avbrottsplaner till angränsande TSO:er för de nätdelar som ingår i deras observerbarhetsområde enligt gällande förordningar.

Ei ska ha möjlighet att få tillgång till all informations som utbyts.

Svenska kraftnät kommer att utföra en översyn av informationens säkerhetsklass och viss information kan komma att bedömas som konfidentiell när en sådan är genomförd. Den klassningsprincip som är aktuell är dels EU:s säkerhetsklassning och dels den som impliceras i säkerhetsskyddslagstiftningen. Svenska kraftnät ska forma en arbetsgrupp med berörda parter där riktlinjer för klassificeringen ska tas fram.

För den information som vid den kommande klassificeringen bedöms som konfidentiell gäller tystnadsplikt för alla personer som får tillgång till informationen. Tillsynsmyndigheter, företag eller personer som tar emot konfidentiell information enligt denna rapport får endast använda den för att fullgöra sina skyldigheter enligt gällande förordningar och föreskrifter.

Anläggningar som ägs eller disponeras av en myndighet undantas från tillgängligheten om myndigheten bedömer att de är av vikt för Sveriges säkerhet.

2.6 Uppföljning och efterlevnad

Den som pekas ut som ansvarig för att leverera data är också skyldig att leva upp till kraven. Om kraven inte kan uppfyllas ska den ansvarige skriftligen kunna presentera en åtgärdsplan för Svenska kraftnät samt en beräknad tidpunkt för när kraven ska vara uppfyllda.

Om en ansvarig inte uppfyller kraven och Svenska kraftnät skriftligen har påpekat detta utan att den ansvarige har vidtagit nödvändiga åtgärder, kommer en anmälan göras till Ei. Andra aktörer utöver Svenska kraftnät kan också göra en anmälan mot annan aktör, i det fall aktören anser att den andra aktören inte uppfyller kraven.

Svenska kraftnät kommer regelbundet att följa upp införandet av kraven per företag.

De detaljerade processerna beskrivs i kapitel 7 *Processer för datautbyte*.

2.7 Datakvalitet

Det data som DSO och SGU gör tillgänglig för Svenska kraftnät används för att tillhandahålla maximal överföringskapacitet i transmissionsnätet, inom ramen för driftsäkerhetskraven. För att Svenska kraftnät ska kunna utföra detta är det av stor vikt att kvaliteten på struktur-, plan- och realtidsdata håller tillräckligt hög kvalitet. Den ansvarige part som tillhandahåller data för Svenska kraftnät behöver därför utföra uppföljningar av sin datakvalitet, och dela denna information med Svenska kraftnät. Det innebär att säkerställa att det data som levereras är komplett, aktuell och korrekt, samt uppfyller ställda krav. Detta gäller även data som kommer från underliggande nät eller ansluten SGU som vidarebefordras till Svenska kraftnät.

Om datakvaliteten håller låg nivå kommer Svenska kraftnät kontakta vederbörande part, för att be om en analys och handlingsplan för att öka datakvaliteten till lämplig nivå.

2.8 Avtal

Många krav i den här rapporten är direkt grundade på artiklar i SO, EB, KORRR eller EIFS 2019:7. Andra krav är definierade av Svenska kraftnät efter de samrådiskussioner med branschens representanter som har föregått den här rapporten. Det sistnämnda gäller exempelvis krav där artiklarna i SO har föreskrivit att TSO kan besluta om den detaljerade regleringen.

Vissa krav är praktiska följdkrav där det behöver regleras hur något ska utföras eller vilka förutsättningar som ska gälla för vissa åtgärder, objekt, etc.

En del av alla dessa krav tillämpas redan och finns i befintliga avtal.

Dessa förhållanden innebär att viss reglering kommer att gälla direkt eftersom SO, EB, KORRR och EIFS 2019:7 har trätt i kraft medan andra krav kommer behöva regleras i befintliga eller nya avtal.

Svenska kraftnät kommer ta fram nya och, om det behövs, arbeta om befintliga avtal så att databehovet blir uppfyllt. Avsikten är att ta fram en avtalsstruktur som inte är för komplex och samtidigt är anpassad till att hantera förändringar inom såväl det fysiska elsystemet som inom elmarknaden.

2.9 Verktyg för datautbyte

2.9.1 Webbportal

Svenska kraftnät utvecklar för närvarande en webbportal för externa aktörer, med syfte att uppnå effektivare processer och arbetssätt. Portalen kommer att fungera som ett gränssnitt mot flera av Svenska kraftnäts interna processer, och möjliggöra

effektiva datautbyten mellan aktörer. En driftsatt portal är också i flera fall en förutsättning för de krav som beskrivs i detta dokument.

I portalen ska användare exempelvis kunna:

- > Rapportera avbrottsplaner och begränsningar.
- > Se strukturdata som tidigare lämnats till Svenska kraftnät, samt ge andra aktörer behörighet att se denna strukturdata.
- > Skapa ärenden kring förändringar av strukturdata för realtidsmätning, nätmodelldata och planer.
- > Rapportera ny strukturdata för realtidsmätning, nätmodelldata och planer.
- > Efterfråga realtidsdata från annan aktör.

Portalen kommer att implementeras i olika faser med en första version planerad i början av 2021. Den kommer att bygga på en CIM-struktur och i en senare fas möjliggöra utbyte av nätmodelldata i CIM-format. Olika aktörer kommer ha tillgång till olika funktioner beroende på roll.

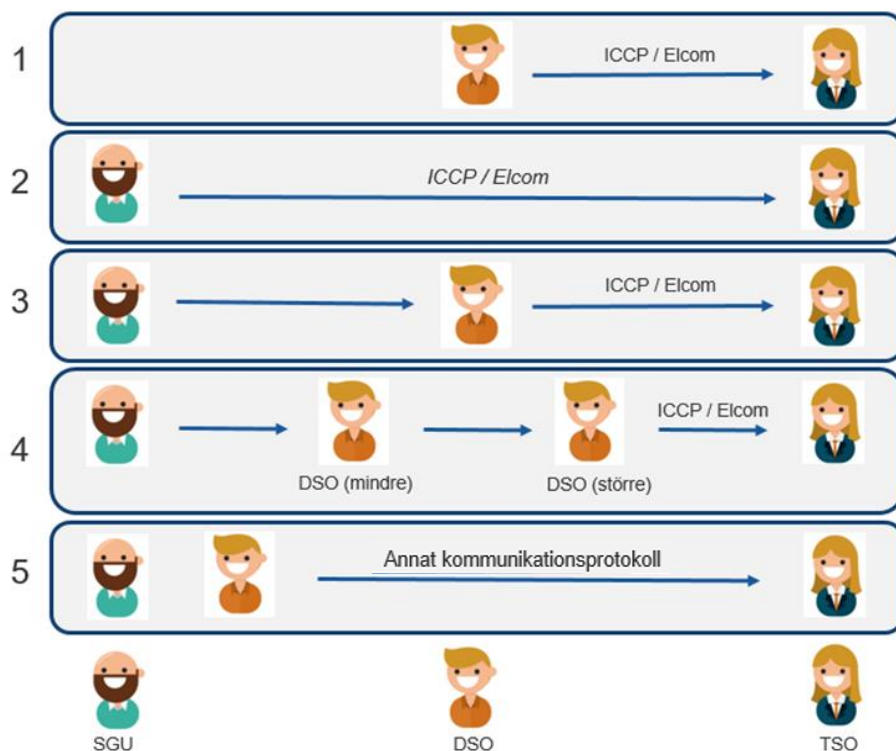
Mer information kommer att publiceras på Svenska kraftnäts hemsida.

2.9.2 Realtidskommunikation

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 möjligt⁵.

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.

Fem huvudsakliga kommunikationssätt mellan berörda parter kommer att stödjas, se Figur 3 nedan.



Figur 3 Kommunikationssätt för realtidsdatautbyte.

1. Realtidsmätvärden från kraftsystemobjekt inom observerbarhetsområdet: Från DSO:s SCADA-system med ICCP/Elcom till TSO.
2. Realtidsmätvärden från produktionsanläggningar: Från producentens centrala SCADA-system med ICCP/Elcom till TSO.
3. Realtidsmätvärden från SGU:er (produktions- och förbrukningsanläggningar) inom observerbarhetsområdet: Från SGU via RTU och lokal kommunikationslösning till DSO:s SCADA-system. Vidare till TSO med ICCP/Elcom.
4. Realtidsmätvärden från SGU:er utanför observerbarhetsområdet: Från SGU via RTU och lokal kommunikationslösning till lokalnät-DSO:s SCADA-system. Vidare till regionnät-DSO:s SCADA-system, och sist vidare till TSO med ICCP/Elcom.
5. Realtidsmätvärden från SGU:er utanför observerbarhetsområdet: Från SGU via DSO:s debiteringsmätare med annat kommunikationsprotokoll, exempelvis trådlös 4G-lösning till TSO.

Protokoll ICCP/Elcom

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.

Elcom kommer fasas ut och det finns ett gemensamt intresse att det avvecklas bl.a. på grund av sämre tillförlitlighet, svårare att få support och att antalet användare redan krymper. Det föreslagna datumet för att gå över från Elcom är 2023-10-01.

Om inte ICCP är ett möjligt kommunikationssätt för aktören kommer en utredning ske för alternativa möjligheter.

Kommunikationskanal vid kommunikation med ICCP/Elcom

Anläggningsägaren/mätvärdesleverantören upplåter en av Svenska kraftnät godkänd intrångssäker plats för installation av Svenska kraftnäts routrar samt plats för kanalisation av utgående fiberförbindelse. Mätvärdesleverantören tillhandahåller kommunikationsförbindelse från sitt SCADA-system för anslutning i routrarna. Svenska kraftnät ansvarar för upphandling/hyra av externt fibernät för hopkoppling med noder i Svenska kraftnäts fibernät.

Ny kommunikationslösning

Lösningar med ICCP och fiberförbindelser kan vara komplicerade och kostsamma att implementera för mindre anläggningsägare.

Svenska kraftnät håller därför på att införa en ny kommunikationslösning som ska vara en praktisk och kostnadsmässigt fördelaktig leveransmöjlighet för mindre anläggningar. Avsikten är att det ska vara möjligt att nyttja smarta debiteringsmätare och antingen en fast eller trådlös kommunikationsförbindelse.

Eftersom leveransen av realtidsmätvärden med denna kommunikationslösning sker direkt från anläggningen går det inte att kräva samma IT-säkerhetslösning som vid fiberförbindelse direkt till Svenska kraftnäts fibernät.

IT-säkerheten ska garanteras av kommunikationsleverantören samt vid Svenska kraftnäts mottagande av mätvärdena. Säkerhetslösningen ska garantera ett enkelriktat informationsutbyte från anläggningen till Svenska kraftnät.

Svenska kraftnät kommer att ansvara för utrustning och kommunikationskanal fram till kommunikationsgränssnittpunkten vilket innebär bl.a kommunikationsabonnemang.

IT-säkerhet vid externa förbindelser

De anslutna företagen måste garantera att Svenska kraftnäts krav på IT-säkerhet efterlevs. De ska utgöra ett skydd både för Svenska kraftnät och för det externa företaget. IT-säkerhetssystemen ska kontinuerligt uppdateras för att kunna möta önskade attacker och intrång.

För datautbyte med parter utanför Svenska kraftnät kommer det att finnas två alternativ; för förbindelse med betrodda parter (eng: "trusted parties") eller för

osäkra förbindelser. Utgångspunkten är att betrakta allt datautbyte som att det sker över osäkra förbindelser, vilket kommer att ställa en rad specifika krav på hur förbindelsen utformas. För att betraktas som en betrodd part ska ett antal kriterier vara uppfyllda, t. ex. kommer det att ställas specifika krav på skalskydd och stark kryptering, men ger istället andra fördelar vad gäller robusthet, prestanda och tillgänglighet.

Regelverket för vilka tekniska krav som kommer att gälla både för osäkra förbindelser och för förbindelser till betrodda parter är under omarbetning (Svenska kraftnäts zonmodell). Samma sak gäller för vilka kriterier som ska gälla för att kvalificera sig som betrodd part.

Tillgänglighet

Realtidsmätvärdena ingår i en central funktion, tillståndsestimatorn, som tar fram basfallet för felfallsanalysen i kontrollrummet där det faktiska systemtillståndet 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. Alternativt så måste det införas stora säkerhetsmarginaler för handelskapaciteterna mellan elområdena, vilket kan påverka elpriset i respektive elområde.

Att enskilda mätvärden under begränsad tid uteblir påverkar oftast inte funktionen och de enskilda mätvärdena kan i vissa fall ersättas med typiska värden baserat på historik. Men att en hel mätvärdesleverans från en mätvärdesleverantör uteblir måste på alla sätt undvikas. Därför kommer Svenska kraftnät se till att redundanta och fysiskt åtskilda fiberförbindelser finns till de mätvärdesleverantörer som levererar kritiska mängder realtidsdata. Mätvärdesleverantören måste internt se till att redundans finns för utrustning och kommunikation fram till den med Svenska kraftnät överenskomna kommunikationspunkten. Dessa mätvärdesleverantörer måste garantera en dygnetruntberedskap (24/7) för felavhjälpning avseende realtidsdataleveransen med en av Svenska kraftnät godkänd inställetid.

För felavhjälpning av enskilda realtidsdata och för mätvärdesleverantörer med icke kritiska mindre mängder realtidsdata räcker det med beredskap under kontorstid (8/5).

2.10 Meddelande om ändringar

Alla aktörer, inklusive Svenska kraftnät, är skyldig att granska tidigare lämnad strukturdata minst var sjätte månad och säkerställa att den fortfarande är aktuell.

I samband med planerade ändringar ska aktör lämna uppdaterad information minst sex månader före följande händelser:

- > Driftsättning av ett nytt kraftsystemobjekt.
- > När befintligt kraftsystemobjekt tas ur drift.
- > En planerad betydande modifiering av ett kraftsystemobjekt.

En förändring inom observerbarhetsområdet ska alltid rapporteras så snart som möjligt till den som påverkas.

Om ett fel upptäcks i tidigare levererad strukturdata ska en uppdatering ske omgående.

Bästa tillgängliga data ska levereras. Det gäller även om endast preliminära data finns tillgängliga. Komplettering av slutgiltiga data ska göras när detta är möjligt.

2.11 Betydande nätanvändare – SGU

SGU står för Significant Grid User dvs. betydande nätanvändare. Med betydande nätanvändare avses ägare till följande typer av anläggningar⁶:

- > Kraftproduktionsmoduler med en kapacitet $\geq 1,5$ MW (Typ B, Typ C och Typ D). Se nedan, *2.11.1 Kraftproduktionsmoduler*.
- > Befintliga och nya förbrukningsanläggningar som är anslutna till observerbarhetsområdet⁷.
- > 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.

2.11.1 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 datautbytesföreskrifterna⁸.

Tröskelvärden för	Typ A	Typ B	Typ C	Typ D
Maxeffekt	≥ 0,8 kW	≥ 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.

2.12 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.

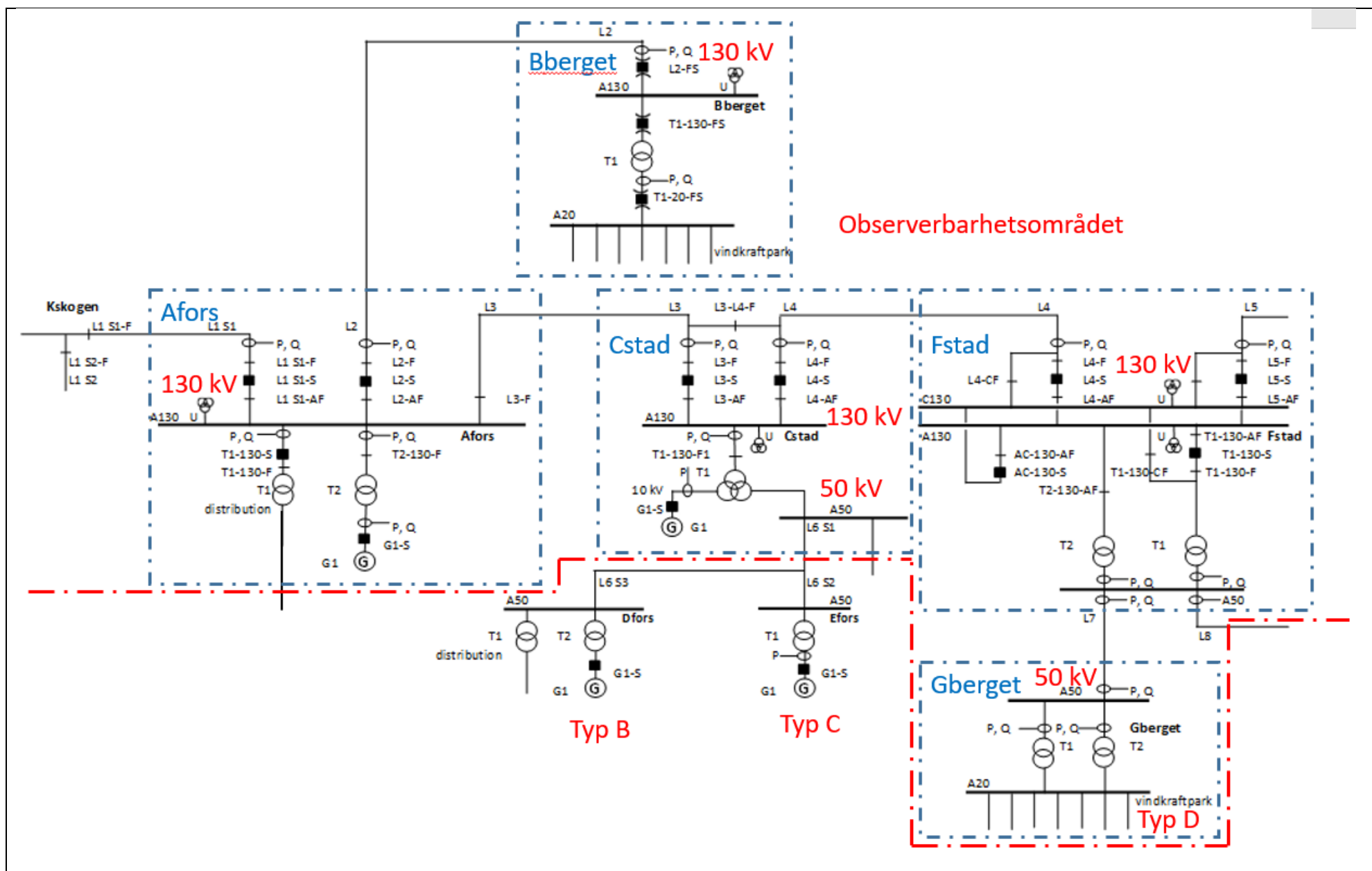
Artikel 75 är helt separat från KORRR, varför omfattningen av observerbarhetsområdet inom Sverige definieras i ett separat beslut som ska uppdateras minst var tredje år. Här presenteras endast en översikt.

Föreslagen omfattning (våren 2020) 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.

Se exemplet i Figur 4. Vindkraftsparken Gberget tillsammans med den anslutande 50 kV-linjen L7 ingår i observerbarhetsområdet eftersom parken är klassificerad som Typ D.

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



Figur 4 Observerbarhetsområdet

2.13 Modellansvar

2.13.1 Modellansvarig för strukturdata för statiska simuleringar

Från och med 2022-10-01 ska strukturdatautbytet med Svenska kraftnät för statiska modeller ske via formatet beskrivet i IEC 61970, IEC 61968 (CIM) samt tillämpliga utökningar enligt ENTSO-e:s profil, CGMES.

Både mindre och större uppdateringar görs av CGMES vid behov, och nya versioner publiceras. Ambitionen är att datautbytet inom Sverige ska använda samma version som används inom ENTSO-E, men tillägg till standarden kan komma att göras av Svenska kraftnät.

DSO har modellansvar i CGMES-format för egna anläggningar samt SGU:er anslutna till de egna anläggningsdelarna. Ansvaret för SGU är att se till att nätägaren har korrekta data.

2.13.2 Modellansvarig för strukturdata för dynamiska simuleringar

Med modellansvarig för dynamiska modeller menas ansvarig att tillhandahålla RMS-modeller, och i vissa fall EMT-modeller, till Svenska kraftnät och eventuell berörd DSO.

Varje SGU som har en kraftproduktionsmodul av typ C och D och som är ansluten till överföringssystemet är modellansvarig för den egna kraftproduktionsmodulen enligt avsnitt 4.2.1 *Synkrona kraftproduktionsmoduler anslutna till överföringssystemet* och 4.2.3 *Kraftparksmoduler anslutna till överföringssystemet* och SGU måste därmed tillhandahålla RMS-modeller till Svenska kraftnät. Är kraftproduktionsmodulen en kraftparksmodul måste SGU även tillhandahålla EMT-modeller till Svenska kraftnät.

Svenska kraftnät är modellansvarig för RMS-modeller för kraftproduktionsmoduler av typ C och D anslutna till ett distributionssystem fram till och med 2025-01-01, då respektive DSO blir modellansvarig för de kraftproduktionsmoduler av typ C och D som är anslutna till det egna nätet. Modellansvaret inkluderar endast RMS-modeller, EMT-modeller inkluderas inte. När Svenska kraftnät är modellansvarig ska de tillhandahålla RMS-modellerna till respektive berörd DSO och när DSO är modellansvarig ska de tillhandahålla modellerna till Svenska kraftnät.

För DSO som äger transformatorer med lindningskopplare, reaktorer med extremspänningsautomatik eller kondensatorbanker med extremspänningsautomatik är DSO modellansvarig för lindningskopplarautomatiken eller extremspänningsautomatiken i enlighet med avsnitt 3.2 *Strukturdata för dynamiska simuleringar*. DSO ska därmed tillhandahålla RMS-modeller för dessa till Svenska kraftnät.

3 Krav och ansvar för DSO – Nätägare

DSO berörs av kraven på utbyte av realtidsmätvärden, strukturdata och avbrotts- och driftomlägningsplaner för nätelement.

Kraven innebär att DSO ska såväl leverera som ta emot data. Syftet med det data som DSO tar emot från angränsande nät, betydande nätanvändare och TSO är att säkerställa driften i DSO:s system. Det innebär att DSO förväntas ha en kraftsystemmodell som motsvarar det egna nätet och relevanta delar av underliggande och angränsande nät.

För de delar av DSO:s nätområden som ligger inom observerbarhetsområdet i enlighet med definitionen beskriven i kapitel 2.12 *Observerbarhetsområdet*, ska Svenska kraftnät ha tillgång till en komplett nätmodell i normalkopplingsläge. Kraven på nätmodellen beskrivs i kapitel 3.1.4 *Strukturdata*.

Nätmodellen används bl.a. för belastningsfördelningsberäkningar som ligger till grund för driftsäkerhets- och tillräcklighetsanalyser samt elmarknadens kapacitetstilldelningar. För att dessa beräkningar ska bli korrekta krävs att nätmodellen kompletteras med avbrotts- och driftomlägningsplaner. Det är därför av största vikt att dessa planer kontinuerligt uppdateras så att de verkligen avspeglar den nätstruktur som kommer att gälla i framtida skeden.

DSO ska begära in det data som krävs från de producenter som är anslutna i DSO:s nätområden samt tillse att Svenska kraftnät får tillgång till informationen⁹. Större producenter kan direkt leverera realtidsdata till Svenska kraftnät och leverera begärd struktur- och planinformation via Webbportalen. DSO får då tillgång till mätvärdena och informationen från Svenska kraftnät.

DSO ska också begära in det data som krävs från de förbrukningsanläggningar som är direktanslutna inom observerbarhetsområdet samt tillse att Svenska kraftnät får tillgång till informationen.

När DSO:s nät ligger utanför observerbarhetsområdet behöver en begränsad information utbytas. Den information som behövs avser de produktionsanläggningar som har minst en kraftproduktionsmodul som är definierade som SGU. DSO ska begära in den information som krävs från producenten samt tillse att Svenska kraftnät får tillgång till informationen.

För mikroproduktion, småskalig produktion och kraftproduktionsmoduler klassificerade som Typ A ($0,8 \text{ kW} \leq \text{kapacitet} < 1,5 \text{ MW}$) ska ett aggregerat värde av installerad kapacitet tillhandahållas av DSO. Informationen kommer Svenska kraftnät att utnyttja för att estimerar produktion som inte mäts i realtid och för att fördela kvantiteterna i de produktionsplaner som levereras per elområde till stationer inom observerbarhetsområdet.

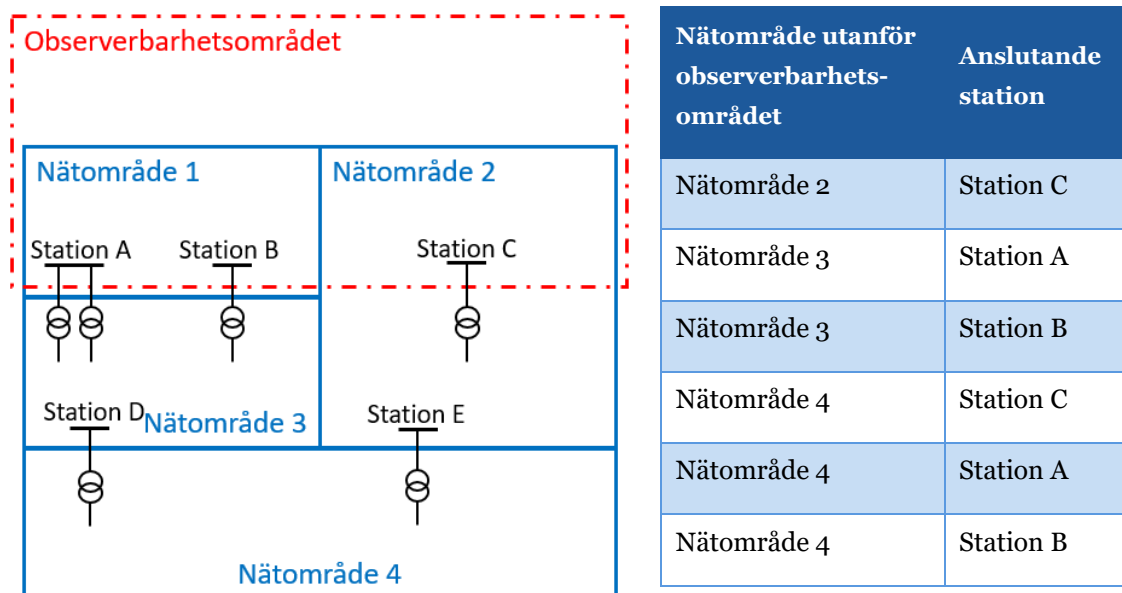
3.1 Strukturdata för realtidsdata och statiska nätmodeller

3.1.1 Nät utanför observerbarhetsområdet

DSO ska för alla sina nätområden utanför observerbarhetsområdet ange till vilka stationer i observerbarhetsområdet som nätområdet är anslutet.

I de flesta fall är det en station i ett angränsande nätområde som ligger i observerbarhetsområdet. Det kan också vara en station inom nätområdet, om delar av nätområdet ingår i observerbarhetsområdet.

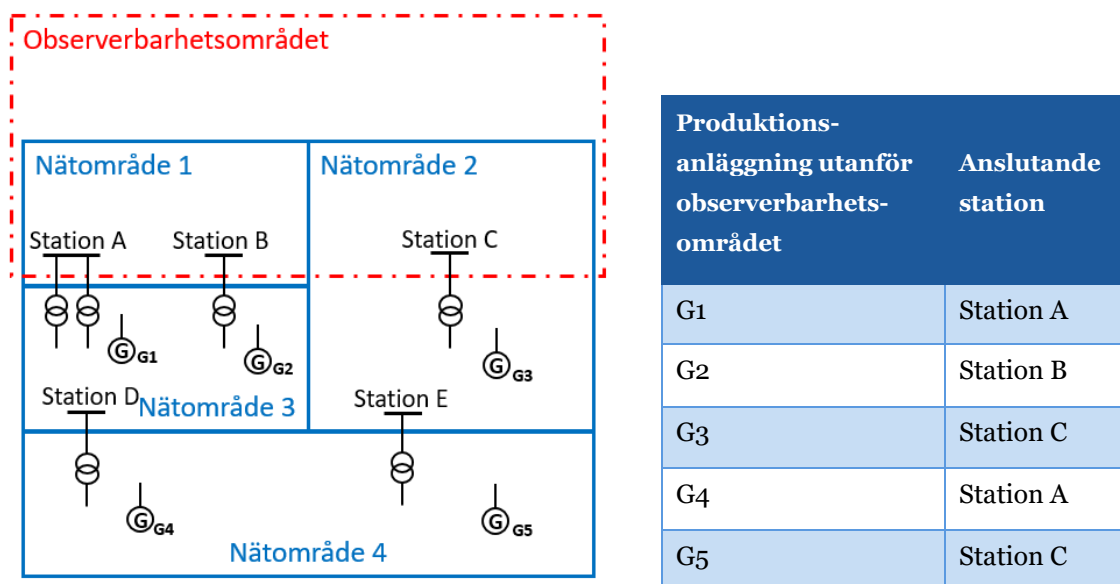
Om nätområdet gränsar till ett annat nätområde som inte ingår i observerbarhetsområdet ska det angränsande nätområdets matande station i observerbarhetsområdet anges. Se exemplet i Figur 5.



Figur 5 Nätområden utanför observerbarhetsområdet och deras indirekta anslutningspunkter i observerbarhetsområdet

Kraftproduktionsmoduler som är SGU:er utanför observerbarhetsområdet

DSO ska för alla kraftproduktionsmoduler som är SGU:er och som är anslutna i nätområden utanför observerbarhetsområdet, ange till vilken station i observerbarhetsområdet som kraftproduktionsmodulen är indirekt ansluten, i normalkopplingsläge. Se exemplet i Figur 6.



Figur 6 SGU:er utanför observerbarhetsområdet och deras indirekta anslutningspunkt i observerbarhetsområdet

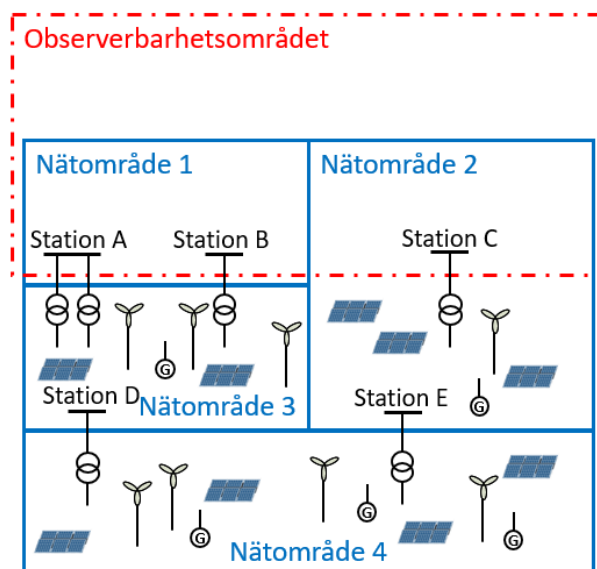
Följande strukturinformation behövs för dessa produktionsanläggningar:

- > en entydig benämning/anslutningspunktens litterering (namnsättning)
- > anslutande station i observerbarhetsområdet
- > mRid, en unik gemensam identitetskod enligt CIM-standard
- > koordinater
- > nätområde och elområde
- > produktslag (vattenkraft, vindkraft, värmekraft, etc.)
- > installerad aktiv effekt
- > installerad reaktiv effektkapacitet
- > anläggningsägare (producent)
- > balansansvarigt företag, BRP
- > framtida leverantör av balanstjänster, BSP i förekommande fall,
- > mätvärdesleverantör (om annan än anläggningsägaren)
- > Information relaterad till realtidsmätning och kommunikation (se kapitel 3.1.3 *Strukturdata för realtidsmätning*).

Realtidsmätvärden ska även levereras för dessa anläggningar, se kapitel 3.3.1 *Nät utanför observerbarhetsområdet*. En detaljerad förteckning över det strukturdata som krävs finns i *Bilaga 2 – Strukturdata och avbrottsinformation, DSO och SGU*.

Kraftproduktionsmoduler utanför observerbarhetsområdet som inte är SGU:er

Kraftproduktionsmoduler som inte är SGU:er (installerad effekt < 1,5 MW) ska redovisas med den sammanlagda installerade kapaciteten per produktslag och indirekt anslutande station i observerbarhetsområdet¹⁰. Se exempel i Figur 7.



Pro- dukt- slag	Nät- område, DSO	Anslut- ande station	Instal- lerad kapacitet kW
Vatten	Nätområde 3	Station A	500
Sol	Nätområde 3	Station A	700
Vind	Nätområde 3	Station A	4000
Sol	Nätområde 3	Station B	600
Vind	Nätområde 3	Station B	4500
Vind	Nätområde 4	Station A	3000
Sol	Nätområde 4	Station A	1000
Vatten	Nätområde 4	Station B	1000
Sol	Nätområde 4	Station C	1200
...	...	...	...

Figur 7 Produktionsanläggningar som inte är SGU:er och deras sammanlagda installerade kapacitet relaterat till anslutningspunkt i observerbarhetsområdet.

Den sammanlagda installerade kapaciteten ska vara den bästa möjliga uppskattningen och uppdateras minst var sjätte månad.¹¹ Informationen hämtas antagligen genom utdrag ur DSO:s kundinformationssystem. Eftersom informationen ska uppdateras åtminstone var sjätte månad är en permanent lösning troligtvis en nödvändighet. Alternativa källor så som elmarknadshubben kommer att utredas som en möjlig framtida källa för denna information.

Den sammanlagda installerade kapaciteten ska inte omfatta de produktionsanläggningar som är SGU:er, även om leveransen av realtidsmätning ännu inte kommit igång. Fram till att realtidsmätningen har realiserats kommer Svenska kraftnät att estimerar dessa realtidsmätvärden.

3.1.2 Nät innanför observerbarhetsområdet

DSO ska leverera strukturdata för den del av DSO:s nät som ingår i observerbarhetsområdet. Strukturdata ska avse ingående kraftsystemobjekt samt ge information om laster och ekvivalenter för underliggande nät.

DSO ska ansvara för att ägarna till anslutna produktions- och förbrukningsanläggningar tillhandahåller strukturdata för kraftsystemobjekt som ingår i anläggningarna. Det innebär att DSO behöver begära in den information som krävs och tillse att Svenska kraftnät får tillgång till informationen. Det kommer att kunna göras via Svenska kraftnäts Webbportal.

DSO ska tillhandahålla information om alla ledningar, skenor, transformatorer, generatorer, reaktorer, kondensatorer, brytare och franskiljare 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. DSO ska tillhandahålla aktuella stations- och översiktsscheman i elektronisk form. Det kommer att vara möjligt att leverera färdiga kraftsystemmodeller och scheman i CGMES-format som representerar karaktäristiken utifrån given anläggningsdata. Se vidare kapitel 3.1.4 *Strukturdata*.

Realtidsmätvärden, avbrotts- och driftomläggningsplaner ska relateras till DSO:s nätelement.

I *Bilaga 2 – Strukturdata och avbrottsinformation*, DSO och SGU finns en sammanställning över det strukturdata som DSO ska utbyta med Svenska kraftnät via Svenska kraftnäts Webbportal.

3.1.3 Strukturdata för realtidsmätning

Följande strukturdata relaterad till realtidsmätning och kommunikation ska registreras för varje mätserie:

- > mRid för mätserien, en unik gemensam identitetskod enligt CIM-standard
- > mät punkt, produktionsanläggningens entydiga benämning/anslutningspunktens litterering
- > litterering av kopplingsapparat, i förekommande fall
- > mätvärdestyp, (aktiv effekt, reaktiv effekt, brytarläge, etc)
- > mätvärdesleverantör
- > mätvärdesid för kommunikation
- > kommunikationssätt (ICCP, Elcom, 4G/VPN)
- > planerad första leverans av mätvärden
- > tidsstämplingstyp (i anläggningen, i SCADA, vid ankomst)
- > uppdateringsfrekvens
- > tillgänglighet (dygnet runt, 24/7 eller kontorstid, 8/5)

En detaljerad förteckning över det strukturdata som krävs finns i *Bilaga 2 – Strukturdata och avbrottsinformation*, DSO och SGU.

3.1.4 Strukturdata för statiska nätmodeller

En delmängd av det strukturdata som nämnts i föregående punkt ska levereras av DSO i form av en kraftsystemmodell i CGMES-format. Denna modell behövs för att göra det möjligt för både Svenska kraftnät och DSO att estimerar effektlödet i realtid samt för att ta fram prognoser för effektlödet i nätet i ett kortare eller längre perspektiv.

Normalt ska data tillhandahållas i form av en inkrementell förändring, där endast skillnaderna jämfört med senast levererad uppdatering skickas till Svenska kraftnät. Stöd för inkrementella förändringar finns i CGMES-formatet.

Detta är de vanligaste kraftsystemobjekten som modelleras samt de vanligaste parametrarna:

- > Brytare och frångiljare
 - Normalkopplingsläge
 - Hur de är sammankopplade
- > Ledningar och kablar
 - Impedanser
 - Nollföljdsimpedanser
 - Strömgränser (definieras senare)
- > Transformatorer:
 - Alla transformatorparametrar (För många parametrar för att inkluderas i en översikt)
 - Kopia på provningsprotokoll
- > Kondensatorer och reaktorer
 - Märkeffekt
 - Nominell spänning
 - Reglerförmåga och reglerintervall
- > Generatorer och synkronkompensatorer
 - Nominell effekt
 - Aktiva och reaktiva effektgränser
 - Reglerförmåga,
 - Impedanser för beräkning av felströmmar
- > Lasttyp
 - Borgerlig last eller industrilast

Den totala omfattningen av data som ska levereras i CGMES-format är beskriven i standarddokumentet för CGMES. I tillägg till den standarden har ENTSO-E också tagit fram ett kompletterande dokument med valideringsregler. Avsikten med detta är dels att säkerställa att nätmodeller som utbyts uppfyller ett visst minimum av kvalitetskrav, samt att minska risken för olika tolkningar av CGMES mellan olika produktleverantörer. Data ska testas mot dessa valideringsregler innan leverans till Svenska kraftnät.

Det är också möjligt att göra egna tillägg till standarden. Detta kommer i så fall att hanteras separat i samarbete med relevanta DSOer.

Krav på modellering av transformatorer

Transformatorer med en högsta spänning 130 – 70 kV har traditionellt modellerats på lite olika sätt i driftnära kraftsystemberäkningar (tillståndsestimering). Finns P- och Q-mätningarna på uppsidan modelleras den ofta som en last. Finns dessa mätningar istället på nedsidan modelleras ofta transformatorn explicit med hänsyn till det reaktiva effektlödet genom transformatorn. Den framtida inriktningen är att alltid modellera dessa som transformatorer, oavsett på vilken sida P- och Q-

mätningarna är lokaliserade. Den typen av modellering gör det enklare att identifiera estimerad last eller generering som är uppenbart felaktig, då de flesta datorprogram för kraftsystemanalys har funktionalitet för att övervaka effektlöden genom transformatorer.

Felaktig transformatoromsättning (felaktigt lindningskopplarläge) är något som kan påverka tillförlitligheten negativt. Aktuellt lindningskopplarläge i realtid är därför nödvändig information. Spänningsmätning vid varje lindning är också viktigt eftersom det bidrar till att höja tillförlitligheten i estimeringen, speciellt vid bortfall av lindningskopplarläget i realtid.

Det finns endast ett fåtal fyr lindningstransformator, dessa hanteras därför individuellt.

3.2 Strukturdata för dynamiska simuleringar

För att Svenska kraftnät ska kunna genomföra studier på spänningsstabilitet, främst spänningskollaps, krävs att det finns tillgång till dynamiska modeller över lindningskopplarautomatiken hos kraftsystemets transformatorer samt extremspänningsautomatiken för kraftsystemets reaktorer och kondensatorbanker. Varje DSO måste därför ta fram modeller över lindningskopplarautomatiken och extremspänningsautomatiken hos alla de transformatorer respektive reaktorer och kondensatorbanker som respektive DSO äger och som är innanför observerbarhetsområdet.

Modellerna ska vara en RMS-modeller och kunna representera lindningskopplarens, reaktorernas och kondensatorbankernas beteende vid spänningsförändringar i deras reglerpunkter. Modellerna ska kunna initieras utan felmeddelanden och fungera under de förhållanden där de förväntas vara i drift.

Utöver modellerna ska det tillhandahållas dokument med beskrivningar av modellernas funktioner och parametrar samt eventuell källdata som DSO utgått ifrån för att ta fram modellerna.

Format på modell

Initialt ska dataformatet för dynamiska RMS-modeller av kraftproduktionsmoduler vara kompatibelt med programvaran PSS®E i aktuell version som Svenska kraftnät och DSO använder. Ifall modellen är en standardmodell i PSS®E räcker det att endast tillhandahålla en DYA-fil. Ifall modellen är en egenskriven användarmodell ska även DLL-fil tillhandahållas samt källkod för denna, så att Svenska kraftnät kan säkerhetsställa kompatibiliteten hos modellen med nya versioner av PSS®E.

På sikt strävar Svenska kraftnät mot att datautbytet ska kunna ske på CIM-format, enligt IEC 61970-302:2018: *Dynamiska modeller i CIM* och *Detail description of the CGMES profiles, version 2.4.15*.

3.3 Realtidsdata

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 betydande nätanvändare både innanför och utanför observerbarhetsområdet. DSO ska också säkerställa att realtidsmätvärden levereras för förbrukningsanläggningar direktanslutna inom observerbarhetsområdet. Med säkerställa avses då, informera om kravet på realtidsmätning och kontroll av att det verkställs. Men det är ägarna till dessa produktions- och förbrukningsanläggningar som är ekonomiskt ansvariga för realtidsmätningen.

3.3.1 Nät utanför observerbarhetsområdet

För anslutna produktionsanläggningar med kraftproduktionsmoduler som är SGU:er och anslutna utanför observerbarhetsområdet ska DSO säkerställa att följande realtidsmätvärden levereras:

- > Aktiv och reaktiv effekt eller ström och spänning i anslutningspunkten.
- > Brytar- och fränkiljarlägen i anslutningspunkten.

Initialt har Svenska kraftnät endast behov av den aktiva effekten. Om endast mätvärden för ström och spänning finns tillgängligt är det initialt tillräckligt. Om brytar- och fränkiljarlägen inte finns tillgängligt är det godtagbart att avvakta med dessa status-indikeringar. Se vidare i *Bilaga 1 - Realtidsdata, tekniska specifikationer*, *Undantag* hur undantag hanteras.

Producenten är ansvarig för att realtidsmätvärdena levereras antingen till DSO eller till Svenska kraftnät direkt. Om realtidsmätvärdena levereras till DSO ska DSO vidarebefordra realtidsmätvärdena till Svenska kraftnät, eventuellt via mellanliggande DSO. Om realtidsmätvärden levereras till Svenska kraftnät direkt så kan DSO och eventuell mellanliggande DSO begära att få dem levererade från Svenska kraftnät.

Detaljer avseende krav på realtidsmätvärden presenteras i *Bilaga 1 - Realtidsdata, tekniska specifikationer*.

Ombudstjänst

Ägare av mindre produktionsanläggningar som omfattas av kravet att leverera realtidsmätvärden kan sakna realistiska förutsättningar för att arrangera mätvärdesleverans. Producenten måste då upphandla tjänsten. Eftersom den anslutande DSO:n ska säkerställa, dvs. informera och kontrollera, att det finns realtidsmätning kan DSO erbjuda sig att tillhandahålla den tjänsten.

Svenska kraftnäts nya kommunikationslösning (se avsnitt 2.9.2 *Ny kommunikationslösning*) är en praktisk och kostnadsmässigt fördelaktig leveransmöjlighet för mindre anläggningar. Med den är det möjligt att nyttja DSO:ns smarta debiteringsmätare om DSO medger åtkomst till mätaren eller fungerar som ombud.

3.3.2 Nät innanför observerbarhetsområdet

För kraftsystemobjekt som ingår i observerbarhetsområdet, behövs följande realtidsmätvärden som ska levereras enligt protokollstandard (inkl. tidsstämpel och statusflagga):

- > Anslutna linjer
 - Aktiv och reaktiv effekt
 - Indikeringar för brytare och frånskiljare
- > Anslutna produktionsanläggningar
 - Aktiv och reaktiv effekt, i leveranspunkten
 - Indikeringar för brytare och frånskiljare
- > Anslutna förbrukningsanläggningar
 - Aktiv och reaktiv effekt, i leveranspunkten
 - Indikeringar för brytare och frånskiljare
- > Anslutna transformatorer
 - Aktiv och reaktiv effekt, uppsidan
 - Aktiv och reaktiv effekt, nedsidan
 - Lindningskopplarläge
 - Status lindningskopplarautomatik
- > Anslutna kondensatorbatterier/reaktorer
 - Reaktiv effekt
 - Indikeringar för brytare och frånskiljare
 - Indikering extremspänningsautomatik
- > Samlingsskenor, direktanslutningspunkter
 - Spänning
 - Indikeringar för hopkopplingsbrytare och -frånskiljare
- > Anslutna linjefrånskiljare
 - Indikeringar frånskiljare

I *Bilaga 3 – Mätpunkter för realtidsdata* visas exempel på mätpunkter för analoga mätvärden för olika typer av stationsuppbyggnad.

Producenter och ägare till förbrukningsanläggningar är ansvariga för att realtidsmätvärdena levereras för sina anläggningar antingen till DSO eller till Svenska kraftnät direkt. Om realtidsmätvärdena levereras till DSO ska DSO vidarebefordra realtidsmätvärdena till Svenska kraftnät. Om realtidsmätvärden levereras till Svenska kraftnät direkt så kan DSO begära att få dem levererade från

Svenska kraftnät. DSO kan utföra nödvändig realtidsmätning som ombud för ägarna av förbruknings- och produktionsanläggningar.

För kraftsystemobjekt anslutna på spänningsnivåer > 220 kV kan Svenska kraftnät begära ytterligare data i realtid. Det rör sig om vissa händelseregistreringar i berörda stationer. Vilka händelsetyper det rör sig om beskrivs i Svenska kraftnäts tekniska riktlinjer TR02-08-03.

Detaljer avseende krav på realtidsmätvärden presenteras i *Bilaga 1 - Realtidsdata, tekniska specifikationer*.

Exempel

På nästa sida visas ett exempel på ett 130 och 50 kV-nät och hur gränsen går för observerbarhetsområdet. De nätdelar som ingår i observerbarhetsområdet ska representeras av en komplett nätmodell med motsvarande realtidsmätvärden.

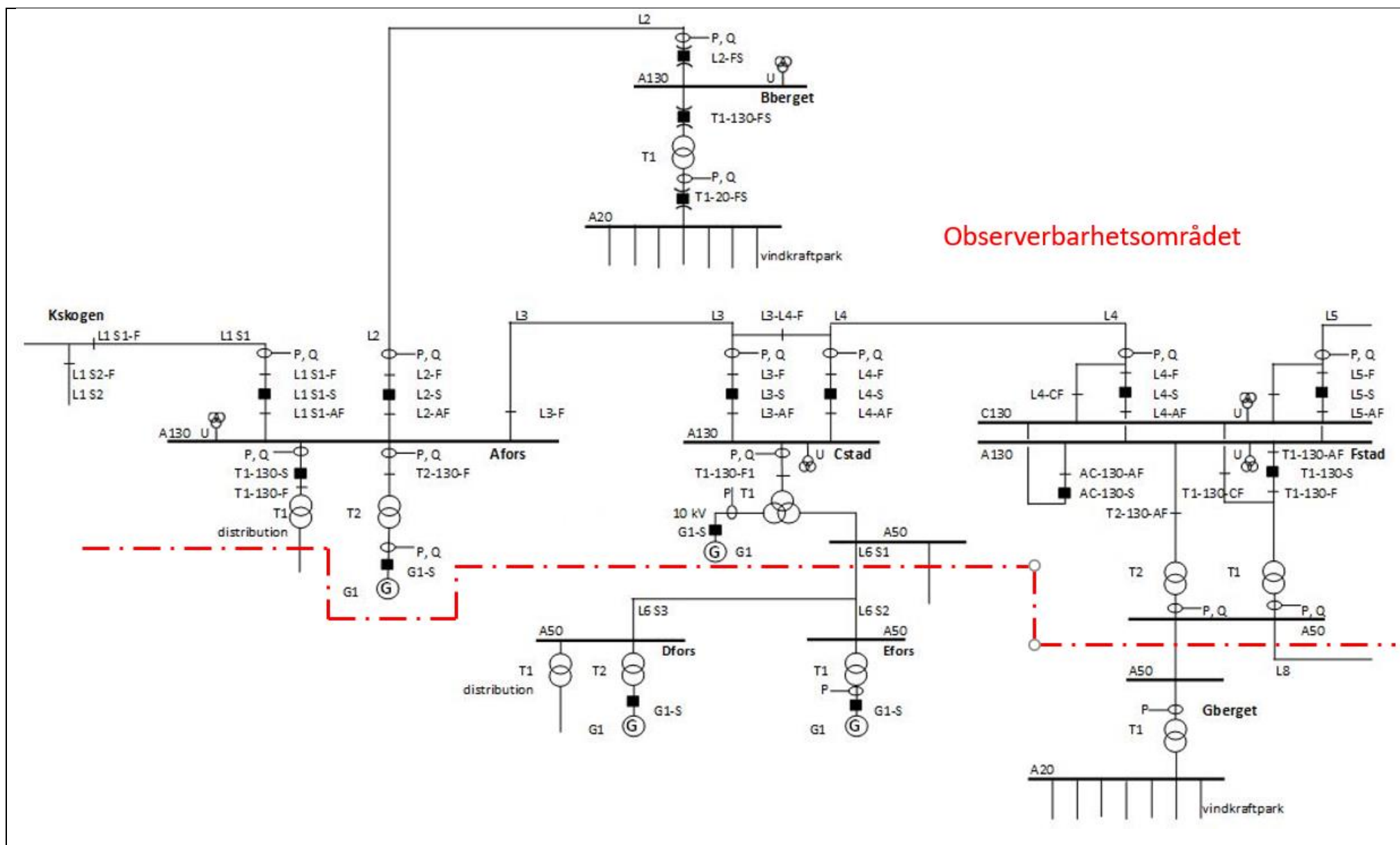
Beroende på om produktionsanläggningarna Dfors, Efors och Gberget som ligger utanför observerbarhetsområdet klassificeras som betydande nätanvändare eller ej ska realtidsmätvärden levereras, dvs. om de har en installerad kapacitet $\geq 1,5$ MW.

Den anslutna vindkraftparken, Gberget kan bedömas behöva ingå i observerbarhetsområdet om den klassificeras som Typ D, dvs är så pass stor att den väsentligt påverkar systemtillståndet. Det skulle innebära att vindkraftsparken och den anslutande 50 kV-linjen från Fstad skulle ingå i observerbarhetsområdet. Det innebär att delar av 50 kV-nätet ska modelleras och motsvarande realtidsmätvärden ska levereras. Svenska kraftnät informerar berörd DSO om observationsområdet utökas på detta sätt.

I vissa fall saknas mätning där det enligt kraven borde mätas, t.ex. för den utgående 130 kV-linjen, L3 i Afors. I detta fall finns mätning i andra änden av linjen vilket initialt kommer vara tillräckligt, se *Bilaga 1 - Realtidsdata, tekniska specifikationer, Undantag*.

Linjefrånskiljare i vissa kopplingspunkter kan sakna kommunikation, t.ex. Kskogen L1 S1-F i exemplet. Då är det tillräckligt att indikeringen levereras, efter att den lagts in manuellt, tillsammans med statusflaggan ”Manuellt inmatat värde”.

Om en distributionstransformator saknar mätning på uppsidan är det initialt tillräckligt om det finns komplett mätning på nedsidan inkl. lindningskopplarlägen samt att transformatorn är modellerad.



Figur 8 Exempel på observerbarhetsområdet och realtidsmätning

Ersättningsvärden

I fallen då efterfrågade realtidsmätvärden saknas kan ersättningsvärden levereras under en begränsad tid, (se *Bilaga 1 - Realtidsdata, tekniska specifikationer, Undantag*).

Ersättningsvärden kan vara av typen:

- > Manuellt inmatat värde - kan tillämpas för brytare och fränkskiljare.
- > Ersättningsvärde - exempelvis mätning på nedsidan av en transformator. Vilket mätvärde (Tidsserieidentitet) som ersätter anges som strukturinformation för den saknade tidsserieidentiteten.
- > Beräknat värde - om det önskade mätvärdet kan beräknas med hjälp av andra mätvärden eller på något annat sätt. Vilka mätvärden som ingår i beräkningen anges som strukturinformation för den saknade tidsserieidentiteten.

Om ett värde är manuellt inlagt ska det levereras med statusflaggan ”Manuellt inmatat värde”. Om ett mätvärde som saknas kan ersättas av ett beräknat värde ska DSO utföra beräkningen och leverera det beräknade värdet med statusflaggan ”Beräknat värde”.

3.3.3 Införandeprocess - realtidsmätning för SGU:er

DSO ska identifiera de produktions- och förbrukningsanläggningarna som är skyldiga att leverera realtidsmätvärden.

Svenska kraftnät kommer att leverera ett dokument till alla DSO:er som beskriver producentens och förbrukarens skyldigheter och möjliga lösningar för att leverera realtidsmätvärden. Dokumenten kan DSO komplettera med lokal information, DSO:s detaljerade möjligheter, kontaktuppgifter, etc. och sedan leverera till berörda producenter och förbrukare.

DSO ska tillsammans med producenten/förbrukaren ta fram efterfrågad strukturdata och komma överens om hur realtidsmätvärden ska levereras med högsta effektivitet och till lägsta totala kostnad för alla berörda parter¹².

Svenska kraftnät kan rådfrågas via datautbyte@svk.se för att fastställa det optimala sättet att leverera realtidsmätvärden.

Svenska kraftnät kommer att följa upp att realtidsmätvärden levereras senast det angivna datumet för första leverans av mätvärden, som angivits som strukturdata, se kapitel 3.1.3 *Strukturdata för realtidsmätning*.

3.4 Avbrottsplaner, driftomläggningar och begränsningar

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

driftsäkerhets- och tillräcklighetsanalyser samt elmarknadens kapacitetsberäkningar och avbrottskoordinering.

3.4.1 Omfattning

DSO ska initialt leverera avbrottsplaner och begränsningar till Svenska kraftnät för kraftsystemobjekt ≥ 70 kV. Detta kan behöva justeras till att omfatta hela observerbarhetsområdet eller andra justeringar, om det ses nödvändigt i framtiden.

För att kunna registrera avbrott måste kravställda kraftsystemobjekt finnas i den webbportal som Svenska kraftnät kommer implementera (se även kapitel 2.9.1 *Webbportal*).

3.4.2 Plantyper

För DSO gäller kraven följande plantyper:

- > Avbrott
 - Ett planerat eller oplanerat avbrott på kravställda kraftsystemobjekt.
 - Gäller oavsett om orsak till avbrott är egen planering eller konsekvens av annans planering
- > Driftomläggning
 - En planerad eller oplanerad driftomläggning som påverkar belastningsfördelningsberäkningar.
 - Gäller oavsett om orsak till driftomläggning är egen planering eller konsekvens av annans planering
- > Test
 - En planerad eller oplanerad tid avsatt för tester, t.ex. inför idrifttagning av ny anläggning eller efter revisionsavställning.

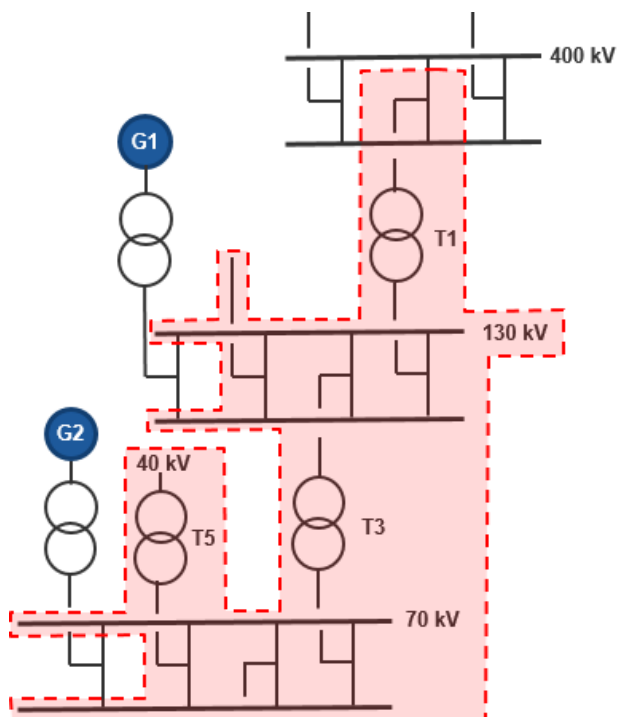
3.4.3 Kraftsystemobjekt

För följande typer av kraftsystemobjekt ska avbrotts- och driftomläggningsplaner rapporteras:

- > Luftledningar och kablar
- > HVDC-anläggningar
- > Transformatorer
- > Samlingsskenor
- > Kondensatorer och reaktorer
- > Brytare

Plan för brytare gäller vid fränkoppling av normalt tillslagen brytare (sektionering), eller tillkoppling av normalt frånslagen brytare, som påverkar belastningsfördelningsberäkningar.

I samband med ett planerat avbrott där förebyggande sektioneringar utförs, ska exempelvis avvikande brytarläge skickas med i avbrottsplanen. Genom att en normalt frånslagen/tillslagen brytare får status ”till” respektive ”från”.



Figur 9 Schematisk bild över rapporteringskrav planer DSO

Figur 9 Figur 9 Schematisk bild över rapporteringskrav planer DSO visar de kraftsystemobjekt DSO är rapporteringsansvarig för. För kraftproduktionsanläggningarna ansvarar producenten och för ledningsfack på 400 kV ansvarar Svenska kraftnät.

3.4.3.1 Indelning kraftsystemobjekt i olika kategorier

Kraftsystemobjekt kommer att delas in i tre kategorier beskrivna nedan, hantering för avbrottskoordinering skiljer utifrån vilken kategori de tillhör. Informationen ska finnas tillgänglig som strukturdata i Svenska kraftnäts nätmodell, och ska inte skickas tillsammans med avbrotts-/driftomläggningsplanen.

1. Relevant Assets for Outage Coordination (RAOC)

För avbrottskoordinering finns särskilda krav på kraftsystemobjekt definierade som RAOC enligt SO. Dessa ska rapporteras enligt beskrivna leveranskrav (se även 3.4.4 Leveranskrav), och godkännas av Svenska kraftnät. Vilka av DSO:s kraftsystemobjekt som definieras som RAOC regleras enligt särskild metod i SO och meddelas separat utifrån denna. För tillfället saknas systemstöd och nätmodell för beräkningar av RAOC på underliggande nät enligt denna metod.

För Svenska kraftnät gäller leveranskrav enligt nedan i den årliga avbrottskoordineringen av kraftsystemobjekt definierade som RAOC:

- > Före 1 oktober ska Svenska kraftnät skicka samtliga RAOC till nordiskt avbrottsystem för fortsatt nordisk koordinering.
- > Före 1 november ska Svenska kraftnät skicka preliminär plan för samtliga RAOC till europeiskt avbrottsystem och delge ansvariga DSO:er.
- > Före 1 december ska Svenska kraftnät skicka definitiv plan för samtliga RAOC till europeiskt avbrottsystem och delge ansvariga DSO:er och producenter.

2. Kraftsystemobjekt som Svenska kraftnät vill godkänna föreslagna avbrottsplaner på (utöver RAOC)

Förutom RAOC kan det finnas andra kraftsystemobjekt där Svenska kraftnät ser ett behov av att godkänna avbrottsplanerna. Det gäller kraftsystemobjekt där det inte finns skäl eller är rimligt att de kommer att definieras som RAOC.

Dessa har inga särskilda leveranskrav såsom RAOC, utan generella krav enligt 3.4.4 *Leveranskrav* gäller för när avbrottsplaner ska skickas in.

3. Övriga kraftsystemobjekt

Avbrottsplaner skickas enligt generella leveranskrav utan systematisk granskning/godkännande av Svenska kraftnät, med främsta behovet att finnas med i de beräkningar som utförs för att ge ett korrekt analysresultat

3.4.4 Leveranskrav

Plandata för respektive plantyp ska skickas till Svenska kraftnät enligt följande krav:

- > Årsplaner för kraftsystemobjekt
 - Indikativ plan senast 15 september året före för kraftsystemobjekt definierade som RAOC.
 - Senast 15 december året före för kraftsystemobjekt ≥ 130 kV som ej är definierade som RAOC.
 - Därefter så snart en eller flera nya/uppdaterade planer är beslutade.
- > Inför kommande vecka för kraftsystemobjekt ≥ 130 kV
 - Så snart en eller flera nya/uppdaterade planer är beslutade.
 - Senast måndag kl. 12.00 veckan före vid förändringar utifrån inskickad årsplan.
- > Inför driftdygnet för kraftsystemobjekt ≥ 70 kV
 - Så snart en eller flera nya/uppdaterade planer är beslutade.
 - Senast kl. 15.15 två dagar före driftdygnet vid förändringar utifrån inskickad årsplan.

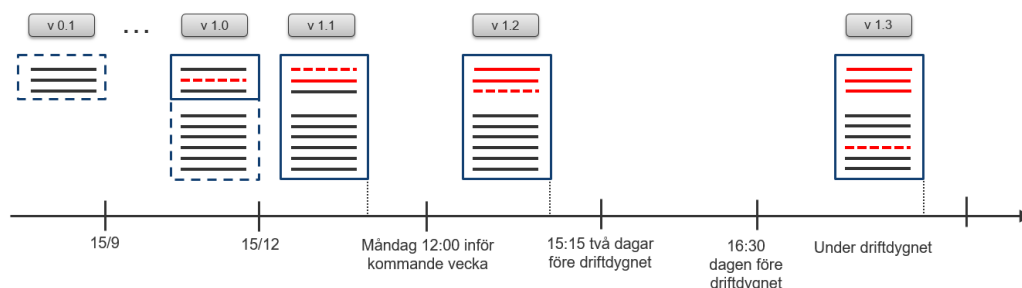
- Senast kl. 16.30 dagen före driftdygnet vid förändringar utifrån inskickad årsplan
- > Under driftdygnet för kraftsystemobjekt ≥ 70 kV
 - Så snart en eller flera nya/uppdaterade planer är beslutade.

Planen som skapas för året ska vara den som uppdateras kontinuerligt vid nya/uppdaterade planer. Om det inte sker några förändringar gäller den senast inskickade planen. Det är inget hinder att planer för ≥ 70 kV skickas in tidigare än inför driftdygnet, om det underlättar egna processer.

Viktigt att en uppdatering under året ska skickas snarast möjligt och inte exakt vid ovanstående tidpunkter, gäller även under pågående avbrott att vid tidigare eller senare start- eller sluttid jämfört med inrapporterad plan ska det uppdateras utan fördröjning.

Om ingen uppdatering sker, behöver inte samma plan skickas på nytt – senast inskickad plan förutsätts vara giltig. Till exempel kl 16.30 dagen före driftdygnet förutsätts version 1.2 vara giltig, eftersom det är den senast inskickade.

Figur 10 nedan visar exempel på ett tänkbart händelseförlopp för skapande och uppdatering av planer. De svarta strecken är planer skapade inför leverans av årsplanen och det streckade röda är en uppdatering av planer och det heldragna röda strecket är det som uppdaterats tidigare.



Figur 10 Tidsaxel leveranskrav planer

3.4.5 Informationsmängd

En avbrottsplan ska innehålla följande information:

- > Kraftsystemobjektets identitet [mRID] (obligatorisk)
 - Avbrottet måste vara kopplat till den identitet som gäller vid avbrottstillfället. Detta ställer krav på uppdaterad strukturdata innan ett avbrott kan rapporteras. (Se även kapitel 3.1 *Strukturdata för realtidsdata och statiska nätmodeller*).
 - Om strukturdata för det avbrottsbehov som finns saknas, ska avbrott kunna rapporteras på ett tillfälligt objekt parallellt med att strukturdata uppdateras

- > Kraftsystemobjektets littera, strukturdata kopplad till mRID ska ej skickas med avbrottsplanen.
- > Kraftsystemobjektets objekttyp, strukturdata kopplad till mRID ska ej skickas med avbrottsplanen.
- > Start- och sluttid (obligatorisk).
- > Återställningstid
 - Anges i timmar med upp till två decimaler, värsta scenario anges, ej beroende av tidpunkt under avbrottstiden.
- > Orsak (obligatorisk)
 - Underhåll
 - Projekt
 - Felsökning
 - Kvarstående fel
 - Ytterligare status kan tillkomma
- > Förutsättning
 - Anges om särskilda förutsättningar finns för att genomföra avbrottet
- > Projekt
 - Möjlighet att lägga information om avbrottet tillhör specifikt projekt
- > Avbrottstyp (obligatorisk)
 - Avbrott.
 - Driftomläggning fränkoppling (T.ex. sektionering med brytare som slås från).
 - Driftomläggning tillkoppling (T.ex. ledning/brytare som är normalt från, men tillkopplas under ett planerat avbrott).
 - Test (T.ex. provtid efter avslutat underhåll för SGU:er eller HVDC-anläggning).

I den systemlösning som tas fram, kan det tillkomma ytterligare status och informationsmöjligheter.

3.4.6 Funktioner i systemlösningen för avbrottshantering

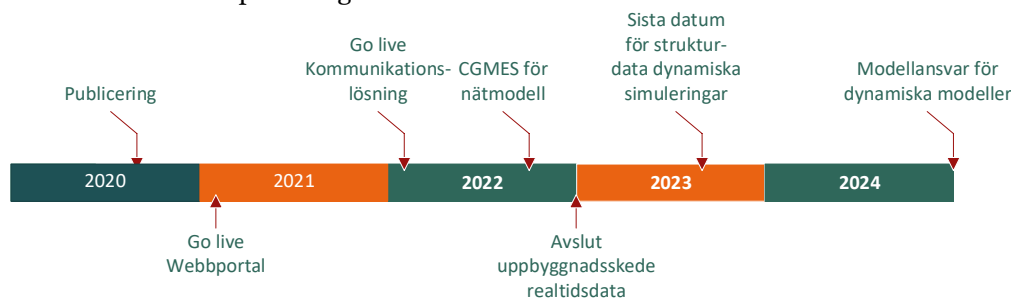
Nedanstående funktioner utreds inför framtagandet av systemlösningen för avbrottshantering:

- > Utbyte av planer kommer ske i CIM-format när standard finns för det
- > Svenska kraftnät ska kunna skicka avbrottsplaner till DSO/SGU, de ska även kunna utbyta avbrottsplaner sinsemellan.
Det kommer säkerställas att marknadspåverkande information inte kan delges före den finns publicerad på därtill avsedd plats

- > Svenska kraftnät ska kunna skicka inmatningsbegränsningar vid avbrott på stamnätet till berörda DSO/SGU:er.
- > DSO ska kunna skicka inmatningsbegränsningar vid avbrott på regionnät till berörda SGU:er samt Svenska kraftnät.
- > Driftomläggning, hantera omkoppling där en SGU kopplas om så den matar in till annan punkt i observerbarhetsområdet.
- > Hantera produktionsbegränsningar för en grupp av SGU:er, t.ex. hel älv vid isläggning eller flera underliggande SGU:er vid inmatningsbegränsning till anslutningspunkt
- > Kunna gruppera ett antal avbrottsplaner i en överordnad grupp. För DSO kan lämpligt vara att gruppera de avbrott som ingår i samma driftorder. Viss information kan även hanteras på gruppnivå.
- > Hantera Svenska kraftnäts godkännande/nekande av föreslagen avbrottsplan. Gäller RAOC samt kraftsystemobjekt som Svenska kraftnät bedömer som särskilt intressanta enligt kategorisering kapitel 3.4.3.1 *Indelning kraftsystemobjekt i olika kategorier*.
- > Avbrottsplaner ska kunna rapporteras genom att:
 - manuellt registrera avbrott
 - ladda upp en fördefinierad Excelmall
 - integration med eget avbrottssystem

3.5 Tidsplan

För att nå målbilden med ett datautbyte som uppfyller alla krav och ger ett värde i form av en säkrare systemdrift, behöver många aktiviteter ske både hos aktör och Svenska kraftnät. Nedan följer en preliminär tidsplan som ska beskriva händelser relevanta för en DSO, samt aktiviteter som DSO själv ska utföra eller rekommenderas utföra för att möjliggöra ett fungerande datautbyte. Eftersom det finns många beroenden mellan aktiviteterna är tidsplanen endast preliminär och ska ses som ett stöd vid planering av ett införande.



Figur 11 Tidpunkter relevanta för en DSO.

Redan nu kan DSO påbörja följande aktiviteter:

- > Inventering av SGU:er (både producenter och förbrukare) som finns i DSO:s nätområden, samt kontroll av vilken strukturdata som finns registrerad och vad som eventuellt saknas.
- > Kontakta SGU:er (både producenter och förbrukare) och informera om krav samt begära in strukturdata. Utred förutsättningar för realtidmätning om det inte redan finns. Rådfråga Svenska kraftnät vid behov.
- > I kontakt med SGU ska även hjälpdokument och mallar för utbyte av data och modeller för dynamiska simuleringar förmedlas. Dokument ska vara förmedlade till berörda SGU:er senast 6 månader efter publicering av detta dokument.
- > Se över och uppdatera interna processer för framtiden t.ex. rutiner och avtal vid anslutning av SGU, tekniska krav vid ny- och ombyggnation.
- > Om DSO äger nät inom observerbarhetsområdet, inventering av befintlig realtidmätning på eget nät. Saknas mätning? Uppfylls de tekniska kraven?
- > Om DSO äger nät inom observerbarhetsområdet, se över interna processer för avbrottsshantering.
- > Om DSO äger nät inom observerbarhetsområdet, utred utvecklingsbehov för att kunna utbyta statiska nätmodeller i CGMES-format om man inte redan har IT-stöd för detta.
- > Om DSO äger nät inom observerbarhetsområdet, sammanställ och lämna in strukturdata för dynamisk modellering. Detta ska vara utfört senast om 3 år efter publicering av detta dokument.

När webbportalen lanseras i början av 2021 (preliminärt) kan DSO påbörja följande aktiviteter.

- > Granska strukturdata som Svenska kraftnät redan har registrerat på eget nät samt ansluten SGU. Uppdatera felaktig och saknad strukturdata.
- > Börja rapportera avbrottsplaner och begränsningar via webbportalen. Etablera interna processer för att kontinuerligt uppdatera avbrottsplaner vid ändringar.

Tidigast under år 2022 kommer Svenska kraftnät lansera en ny kommunikationslösning, se *Bilaga 4 - Ny kommunikationslösning*. Inför detta behöver DSO utreda förutsättningarna att använda debiteringsmätare i de fall ingen annan möjlig kommunikationslösning har hittats vid tidigare utredning tillsammans med Svenska kraftnät.

Uppbyggnadsfasen för realtidsdata beräknas pågå till och med 2022 men kan skjutas fram om förutsättningarna ändras. Efter detta måste DSO kunna presentera en tid- och åtgärdsplan om kraven inte uppfylls. 2 år efter att uppbyggnadsfasen är

avslutad, preliminärt år 2025, ska alla krav för realtidsdata var uppfyllda. Om inte krävs en skriftlig ansökan om undantag från DSO med en motivering.

Vad gäller modellansvar för dynamiska modeller över kraftproduktionsmoduler anslutna till distributionssystem tar DSO över det ansvaret 2025-01-01, vilket nämns i avsnitt *2.13.2 Modellansvarig för strukturdata för dynamiska simuleringar*.

4 Krav och ansvar för SGU – Producent

Producenter berörs av kraven på utbyte av realtidsdata, strukturdata, och avbrotts- och driftomläggningsplaner för produktionsanläggningar som är klassificerade som betydande nätanvändare SGU. All produktion ska också ingå i en produktionsplan som en balansansvarig BRP ansvarar för idag. En produktionsanläggning som används för stödtjänster på reglermarknaden berörs också av visst datautbyte.

DSO ska ansvara för att ägarna till anslutna produktionsanläggningar tillhandahåller den kravställda struktur- och realtidsinformationen. Det innebär att DSO får begära in den information som krävs och/eller tillse att Svenska kraftnät får tillgång till informationen. Men det är producentens skyldighet att leverera informationen antingen till anslutande DSO eller direkt till Svenska kraftnät.

Producenten ska också tillhandahålla den information Svenska kraftnät efterfrågar avseende reglerobjekt och produktionsplaner. Idag tillhandahålls den informationen via producentens BRP. Men det är producentens skyldighet att tillhandahålla nödvändigt underlag enligt SO och EIFS 2019:7.

Om producenten levererar stödtjänster, ska producenten tillhandahålla den information Svenska kraftnät efterfrågar avseende stödtjänsten, också i enlighet med SO och EIFS 2019:7. Även den informationen tillhandahålls idag via producentens balansansvarig. Men det är producentens skyldighet att tillhandahålla nödvändigt underlag.

För de produktionsanläggningar som ligger inom observerbarhetsområdet i enlighet med definitionen beskriven i kapitel 2.12 *Observerbarhetsområdet*, ska Svenska kraftnät ha tillgång till en komplett modell av produktionsanläggningen. Kraven på modellen beskrivs i kapitel 4.1.2 *Strukturdata för statiska nätmodeller*.

Produktionsanläggningarna ingår i den nätmodell som används för bl.a. belastningsfördelningsberäkningar som ligger till grund för driftsäkerhets- och tillräcklighetsanalyser samt elmarknadens kapacitetstilldelningar. För att dessa beräkningar ska bli korrekta krävs förutom realtidsmätvärden att nätmodellen kompletteras med produktionsplaner, avbrotts-, produktionsbegränsnings- och kapabilitetsplaner. Det är därför av största vikt att dessa planer kontinuerligt uppdateras så att de verkligen avspeglar den nätmodell som kommer att gälla i framtida skeden.

Om informationen levereras till DSO ska DSO vidarebefordra informationen till Svenska kraftnät.

Om informationen levereras direkt till Svenska kraftnät har anslutande DSO och eventuella mellanliggande DSO rätt att begära informationen från Svenska kraftnät.

Struktur- och avbrottsinformation ska levereras via Webbportalen. Anslutande DSO får då tillgång till informationen som rör produktionsanläggningen.

Producenten får tillgång till den information som anslutande DSO har levererat och som berör producenten.

4.1 Strukturdata för realtidsdata och statiska nätmodeller

Alla ägare till produktionsanläggningar med kraftproduktionsmoduler som är SGU:er ska tillhandahålla strukturinformation till, i första hand, anslutande DSO som i sin tur tillser att Svenska kraftnät får tillgång till informationen. Det kommer att kunna göras via Svenska kraftnäts Webbportal där berörda aktörer genom ett behörighetssystem ska komma åt informationen.

Den övergripande strukturinformationen som ska tillhandahållas för alla produktionsanläggningar som är SGU:er är:

- > en entydig benämning/anslutningspunktens litterering (namnsättning)
- > planidentitet, planobjekt, motsvarande dagens reglerobjekt
 - anslutande station i observerbarhetsområdet
 - produktslag (vattenkraft, vindkraft, värmekraft, etc.)
- > balansansvarigt företag, BRP
- > mRid, en unik gemensam identitetskod enligt CIM-standard
- > koordinater
- > nätområde och elområde
- > installerad aktiv effekt
- > installerad reaktiv effektkapacitet
- > ingår i produktionspark (om tillämpligt)
- > anläggningsägare (producent)
 - Kontaktuppgifter i driftskedet
 - Kontaktuppgifter, övrigt
- > mätvärdesleverantör (om annan än anläggningsägaren)
- > information relaterad till realtidsmätning och kommunikation (se kapitel 4.1.1 *Strukturdata för realtidsdata*)

För produktionsanläggningar med minst en kraftproduktionsmodul som är betydande nätanvändare men som ligger utanför observerbarhetsområdet behövs endast övergripande strukturdata. Elektriska parametrar för modellering behövs inte.

För att hantera plan- och realtidsdata behövs viss strukturdata för att kunna relatera planer och realtidsdata till rätt objekt, anläggningsdel, etc. För att kunna ta emot och utnyttja realtidsmätvärden på avsett sätt krävs strukturdata som relaterar till kommunikation så som, leveransprotokoll, noggrannhetsklasser, uppdateringsfrekvens, tidsfördröjning, etc. En detaljerad förteckning över de

strukturdata som krävs finns i *Bilaga 2 – Strukturdata och avbrottsinformation*, DSO och SGU.

För nät- och balansavräkning krävs också strukturdata som relaterar till nätområden, avräkningsmätvärden, balanskraft etc. Strukturdata som relaterar till nät- och balansavräkning samt debitering omfattas inte av datautbytet reglerat i SO. Den strukturinformationen hanteras i avräkningsportalen, Mimer. Strukturdatautbytet i SO avser endast den operativa systemdriften.

4.1.1 Strukturdata för realtidsdata

Följande strukturdata relaterad till realtidsmätning och kommunikation ska registreras för varje mätserie:

- > mRid för mätserien, en unik gemensam identitetskod enligt CIM-standard
- > mätpunkt, produktionsanläggningens entydiga benämning/anslutningspunktens litterering
- > litterering av kopplingsapparat, i förekommande fall
- > mätvärdestyp (aktiv effekt, reaktiv effekt, brytarläge, etc)
- > mätvärdesleverantör
- > mätvärdesid för kommunikation
- > kommunikationssätt (ICCP, Elcom, 4G/VPN)
- > planerad första leverans av mätvärden
- > tidsstämplingstyp (i anläggningen, i SCADA, vid ankomst)
- > uppdateringsfrekvens
- > tillgänglighet (24/7, 8/5)

En detaljerad förteckning över den strukturdata som krävs finns i *Bilaga 2 – Strukturdata och avbrottsinformation*, DSO och SGU.

4.1.2 Strukturdata för statiska nätmodeller

För produktionsanläggningar anslutna i observerbarhetsområdet krävs en fullständig modellering som ska ingå i den nätmodell som Svenska kraftnät använder för beräkning av estimat och kapaciteter.

Vidare behövs information om övriga kraftsystemobjekt, linjer, transformatorer, reaktorer, kondensatorer, brytare och frångiljare som ingår i produktionsanläggningen. Det innefattar hur de är hopkopplade, elektriska parametrar, samt en litterering som är entydig och som relaterar till anläggningens stationsschema. Producenten ska tillhandahålla stationsscheman i elektronisk form. Den generella information som behövs för produktionsanläggningar presenteras i *Bilaga 2 – Strukturdata och avbrottsinformation*, DSO och SGU.

Detta är de vanligaste kraftsystemobjekten som modelleras samt de vanligaste parametrarna:

- > Brytare och frångiljare
 - Normalkopplingsläge
 - Hur de är sammankopplade
- > Ledningar och kablar
 - Impedanser
 - Nollföljdsimpedanser
 - Strömgränser
- > Transformatorer:
 - Alla transformatorparametrar (För många parametrar för att inkluderas i en översikt)
 - Kopia på provningsprotokoll
- > Kondensatorer och reaktorer
 - Märkeffekt
 - Nominell spänning
 - Reglerförmåga och reglerintervall
- > Generatorer och synkronkompensatorer
 - Nominell effekt
 - Aktiva och reaktiva effektgränser
 - Reglerförmåga,
 - Impedanser för beräkning av felströmmar
- > Lokalkraft (främst om den är uppmätt).

Krav på modellering av transformatorer

Transformatorer med en högsta spänning 130 – 70 kV har traditionellt modellerats på lite olika sätt i driftnära kraftsystemberäkningar (tillståndsestimering). Finns P- och Q-mätningarna på uppsidan modelleras den ofta som en last. Finns dessa mätningar istället på nedsidan modelleras ofta transformatorn explicit med hänsyn till det reaktiva effektlödet genom transformatorn. Den framtida inriktningen är att alltid modellera dessa som transformatorer, oavsett på vilken sida P- och Q-mätningarna är lokaliserade. Den typen av modellering gör det enklare att identifiera estimerad last eller generering som är uppenbart felaktig, då de flesta datorprogram för kraftsystemanalys har funktionalitet för att övervaka effektlöden genom transformatorer.

Felaktig transformatoromsättning (felaktigt lindningskopplarläge) är något som kan påverka tillförlitligheten negativt. Aktuellt lindningskopplarläge i realtid är därför nödvändig information. Spänningsmätning vid varje lindning är också viktigt eftersom det bidrar till att höja tillförlitligheten i estimeringen, speciellt vid bortfall av lindningskopplarläget i realtid.

Det finns endast ett fåtal fyrledningstransformator, dessa hanteras därför individuellt.

Krav på modellering av generatorer

En generator har sin egen komponentmodell i estimatorn, vilket är en generell injektion i systemet. Effektmätningar är nödvändiga, gärna kompletterat med spänningsmätning.

4.2 Strukturdata för dynamiska simuleringar

För att Svenska kraftnät eller DSO ska kunna genomföra stabilitetsstudier behövs dynamiska modeller över kraftsystemets komponenter. De typer av anläggningar vars dynamiska karaktär är mest intressant är produktionsanläggningar. Detta avsnitt täcker de punkter om tillhandahållandet av data och modeller för dynamiska simuleringar som finns i artikel 45 och 48 i SO samt som kompletteras av EIFS 2019:7.

För detta datautbyte omfattas endast kraftproduktionsmoduler av typ C och D, då det är främst dessa moduler som har en betydande påverkan på stabiliteten. Kraven gäller dock för både nya, som kravställs enligt RfG, och befintliga anläggningar. Exakt vilka uppgifter som ska levereras beror sedan på ifall kraftproduktionsmodulen är ansluten till överföringssystemet eller distributionssystemet samt ifall den är en synkron kraftproduktionsmodul eller en kraftparksmodul. De olika kraven för de olika kraftproduktionsmodulerna beskrivs i nästkommande avsnitten 4.2.1-4.2.3.9. I avsnitt 4.2.5 *Format på data och modeller* beskrivs på vilket format uppgifterna ska levereras och i avsnitt 7.6 *Utbyte av strukturdata för dynamiska simuleringar*, förklaras utbytesprocessen.

4.2.1 Synkrona kraftproduktionsmoduler anslutna till överföringssystemet

Från synkrona kraftproduktionsmoduler anslutna till överföringssystemet ska det tillhandahållas både RMS-modeller och tillhörande dokumentation för att kunna verifiera modellerna.

4.2.1.1 Omfattning på RMS-modellerna

RMS-modellerna av en synkron kraftproduktionsmodul ska minst omfatta följande komponenter och funktioner:

- > Generator
- > Magnetiseringssystem som inkluderar följande:
 - Matare och utrustning för reglering av spänning.
 - Regulator för effektfaktor och/eller reaktiv effekt ifall denna typ av reglering används.
 - PSS (dämpregulator) ifall det finns en sådan
 - Lastkompensering.

- Begränsare som: Över- och undermagnetiseringsbegränsare, statorströmsbegränsare, PQ-begränsare och Volt/Hz-begränsare ifall sådana finns
- > Reglersystem för frekvensreglering och reglering av aktiv effekt, vilket innefattar:
 - Turbin
 - Turbinregulator
 - Bränslepanna och reglering av bränsle ifall anläggningen är en värmekraftsanläggning.

4.2.1.2 Vad modellerna ska representera

Modellerna ska kunna representera anläggningens statiska och dynamiska karaktäristik i anslutningspunkten inom anläggningens arbetsområde och under de nätförhållanden där anläggningen förväntas vara i drift. Det inkluderar att modellerna ska kunna motsvara anläggningens beteende vid ändring av börvärdet för följande signaler:

- > Spänningsbörvärdet vid spänningsregleringen.
- > Reaktiva börvärdet vid reaktiv effektregering.
- > Effektfaktorbörvärdet vid effektfaktorreglering.
- > Börvärdet för aktiv effekt.

Dessutom ska modellernas beteende motsvara anläggningens vid följande externa händelser i anläggningens anslutande nät:

- > FRT-händelser: En kortslutning i anslutningspunkten till anläggningen i form av ett trefasfel, fas-jordfel, fas-fasfel och fas-fas-jordfel, med vilken som helst jordningsimpedans i kortslutningspunkten.
- > Automatisk fränkoppling av något nätelement, exempelvis som följd av en störning i det externa nätet. Det ska sedan kunna följas av en automatisk inkoppling av samma nätelement.
- > Manuell fränkoppling och inkoppling av något nätelement i det externa nätet.
- > Spänningsstörning under en simuleringsperiod som minst inkluderar det dynamiska förloppet fram till ett nytt jämviktsläge.
- > Frekvensstörning under en simuleringsperiod som minst inkluderar det dynamiska förloppet fram till ett nytt jämviktsläge.

4.2.1.3 Initiering och körning av RMS-modellerna

Följande krav på initiering och körning av RMS-modellerna ska uppfyllas:

- > Omfatta följande frekvens- och spänningsintervall: 47.5–51.5 Hz och 0.0–1.4 p.u.

- > Kunna initieras utan felmeddelanden.
- > Beskriva anläggningens dynamiska karakteristik i minst 180 sek efter att något av tidigare nämnda skeenden har inträffat.
- > Vara numeriskt stabil i minst 180 sek utan att några externa händelser i nätet äger rum.
- > Kunna lösas med numeriska beräkningsmetoder med steglängd upp till 10 ms.

4.2.1.4 Dokumentation och verifiering av RMS-modellerna

För att kunna förstå modellerna och deras begränsningar samt för att kunna verifiera dem så är det viktigt att det tillhandahålls dokumentation om modellerna. Dokumentation kring modellernas funktion ska innehålla:

1. Blockdiagram i form av överföringsfunktioner på Laplace-format inkluderande aritmetiska och logiska block. Det inkluderar även dödbandsgap, begränsningsvärden, olinjäriteter och mättningsfunktioner.
2. Tabeller med parametervärden för ovannämnda block och funktioner.
3. Tydlig beskrivning av in- och utsignaler till modellen.
4. Det ska även finnas en beskrivning på initieringen av modellerna samt deras begränsningar.

För punkt 1-3 ska mallarna *M1*, *M2* och *M3* användas

Dokumentation för verifiering av modellerna ska innehålla motivering av valda blockdiagram och parametrar baserat på källdata om anläggningen. Källdata kan vara tekniska specifikationer, provprotokoll och inställningar för regler- och skyddsutrustning. Dessa källdata ska också tillhandahållas tillsammans med dokumentationen.

Ifall det även finns dokumentation och data för tester och mätningar på kraftproduktionsmodulen som kan användas för verifiering av modellerna ska dessa också bifogas. Exempel på tester är steg- och frekvenssvar för reglerutrustning, tester av begränsare och skyddsfunktioner samt FRT-tester.

4.2.2 Synkrona kraftproduktionsmoduler anslutna till distributionssystemet

De data som SGU ska tillhandahålla innefattar data som är tillräckliga för att modellansvarig för dynamiska modeller (Svenska kraftnät eller DSO) ska kunna tillhandahålla en RMS-modell som inkluderar samma komponenter och kan representera anläggningen vid samma händelser som beskrivs för synkrona kraftproduktionsmoduler anslutna till överföringssystemet, i enligt med *4.2.1.1 Omfattning på RMS-modellerna* och *4.2.1.2 Vad modellerna ska*

representera. För detta krävs att bifogade mallar *M1*, *M2* och *M3* fylls i och tillhandahålls.

Dessutom ska en beskrivning och källdata som motiverar ifyllnaden av värden i mallarna tillhandahållas. Källdata kan vara tekniska specifikationer, provprotokoll och inställningar för regler- och skyddsutrustning. Dessa källdata ska också tillhandahållas tillsammans med dokumentationen.

Ifall det även finns dokumentation och data för tester och mätningar på kraftproduktionsmodulen som kan användas för verifiering av modellerna ska dessa också bifogas. Exempel på tester är steg- och frekvenssvar för reglerutrustning, tester av begränsare och skyddsfunktioner samt eventuella FRT-tester.

4.2.3 Kraftparksmoduler anslutna till överföringssystemet

För en kraftparksmodul ansluten till överföringssystemet ska både RMS-modeller och EMT-modeller över kraftmodulens olika komponenter och funktioner tillhandahållas. Det ska även tillhandahållas data på övertonsemissioner samt ett passivt frekvensberoende impedanssvar.

4.2.3.1 Omfattning på RMS-modellerna

För vindkraftsparker ska RMS-modellerna inkludera de delkomponenter enligt vad som rekommenderas i *IEC 61400-27-1* alternativt från *WECC Wind Power Plant Dynamic Modeling Guide* för respektive verkstyp. För både vindkraftparker av typ 3 (DFIG) och typ 4 (fulleffektomriktare) innefattar det modeller för:

- > Generator och omriktare
- > Omriktarens reglerfunktioner
- > Parkens reglerfunktioner
- > Drivaxelns mekaniska egenskaper
- > Skyddsfunktioner för över- och underfrekvensskydd samt för över- och underspänningsskydd.

För en DFIG ska det utöver ovan nämnda modeller även tillhandahållas modeller för:

- > Pitchreglering för vinkelvridning på blad
- > Reglering av vridmomentet
- > Aerodynamisk vindabsorption.

Dessutom ska en modell för parktransformatorns lindningskopplarautomatik tillhandahållas ifall parktransformatorn ägs av SGU.

4.2.3.2 Vad RMS-modellerna ska representera

Modellerna ska kunna representera anläggningens statiska och dynamiska karaktärstik i anslutningspunkten inom anläggningens arbetsområde och under de nätförhållanden där anläggningen förväntas vara i drift. Det inkluderar att modellerna ska kunna motsvara anläggningens beteende vid ändring av börvärdet för följande signaler:

- > Spänningsbörvärdet vid spänningsregleringen.
- > Reaktiva börvärdet vid reaktiv effekterreglering.
- > Effektfaktorbörvärdet vid effektfaktorreglering.
- > Börvärdet för aktiv effekt

Dessutom ska modellernas beteende motsvara anläggningens vid följande externa händelser i anläggningens anslutande nät:

- > FRT-händelser: En kortslutning i anslutningspunkten i form av ett trefasfel, fas-jordfel, fas-fasfel och fas-fas-jordfel, med vilken som helst jordningsimpedans i kortslutningspunkten.
- > Automatisk fränkoppling av något nätelement, exempelvis som följd av en störning i det externa nätet. Det ska sedan kunna följas av en automatisk inkoppling av samma nätelement.
- > Manuell fränkoppling och inkoppling av något nätelement i det externa nätet.
- > Spänningsstörning under en simuleringsperiod som minst inkluderar det transienta förloppet fram till ett nytt jämnviktsläge.
- > Frekvensstörning under en simuleringsperiod som minst inkluderar det transienta förloppet fram till ett nytt jämnviktsläge.

4.2.3.3 Initiering och körning av RMS-modellerna

Följande krav på initiering och körning av RMS-modellerna ska uppfyllas:

- > Omfatta följande frekvens- och spänningsintervall: 47.5–51.5 Hz och 0.0–1.4 p.u.
- > Kunna initieras utan felmeddelanden.
- > Beskriva anläggningens dynamiska karakteristik i minst 180 sek efter att något av tidigare nämnda skeenden har inträffat.
- > Vara numeriskt stabila i minst 180 sek vid körning utan ändring av något börvärde eller att modellerna utsätts för externa händelser i nätet.
- > Kunna lösas med numeriska beräkningsmetoder med steglängd på upp till 10 ms.

4.2.3.4 Dokumentation och verifiering av RMS-modellerna

För att kunna förstå modellernas funktion och dess begränsningar samt för att kunna verifiera modellerna är det viktigt att det tillhandahålls dokumentation kring dem. Dokumentation kring modellernas funktion ska innehålla:

1. Blockdiagram i form av överföringsfunktioner på Laplace-format inkluderande aritmetiska och logiska block. Det inkluderar även dödbandsgap, begränsningsvärden, olinjäriteter och mättningsfunktioner.
2. Tabeller med parametervärden för ovannämnda block och funktioner.
3. Tydlig beskrivning av in och ut signaler till modellen.
4. Det ska även finnas en beskrivning på initieringen av modellen samt modellens begränsningar.

Dokumentation för verifiering av modellen ska innehålla motivering av valda blockdiagram och parametrar baserat på källdata om anläggningen eller jämförelser mot beteendet av leverantörens EMT-modell. Källdata kan vara tekniska specifikationer, provprotokoll och inställningar för regler- och skyddsutrustning. Dessa källdata ska också tillhandahållas tillsammans med dokumentationen.

Ifall det även finns dokumentation och data för tester och mätningar på kraftproduktionsmodulen som kan användas för verifiering av modellerna ska dessa också bifogas. Exempel på tester är steg- och frekvenssvar för reglerutrustning, test av begränsare och skyddsfunktioner samt eventuella FRT-tester.

4.2.3.5 Omfattning på EMT-modellerna

EMT-modellerna ska innefatta alla relevanta delar och reglersystem som behövs för att beskriva kraftparksmodulens karaktäristik. Det inkluderar följande:

- > Alla inställningar i reglersystemen måste finnas med som parametrar till modellen.
- > Alla relevanta elektriska, mekaniska, regler- och skyddssignaler.
- > Relevanta kraftsystemobjekt kopplade till anläggningen som transformatorer, kablar och filter.
- > Ifall anläggningen innefattar en drivaxel som är relevant för studien måste den modelleras.
- > Ifall anläggningen har en omriktare måste den modelleras på transistor-nivå.

4.2.3.6 Vad EMT-modeller ska kunna representera

EMT-modellerna ska kunna representera kraftparksmodulens FRT egenskaper och uppkomna elektromagnetiska transienter hos kraftparksmodulen vid olika skeenden. Den ska utöver det kunna representera kraftparksmodulens beteende enligt 4.2.3.2 *Vad RMS-modellerna ska representera*.

4.2.3.7 Initiering och körning av EMT-modellerna

Vid initiering och körning av EMT-modellerna ställs följande krav:

- > Modellerna ska kunna köras vid flera olika tidssteg.
- > De ska stödja PSCADs snapshot funktion.

4.2.3.8 Dokumentation och verifiering av EMT-modellerna

Det ska bifogas en användarmanual för modellerna. Det inkluderar dokumentation på det största tidssteget som det är möjligt att köra modellen med så att den fortfarande representerar den faktiska kraftparksmodulens beteende.

Dokumentation på tester och mätningar ska tillhandahållas på samma sätt som för RMS-modellerna i avsnitt 4.2.3.4 *Dokumentation och verifiering av RMS-modellerna*, om sådan finns att tillgå.

4.2.3.9 Kraftparksmodulens övertonsemission och passiva frekvensberoende impedanssvar

Ägaren till en kraftparksmodul ska också leverera modulens övertonsemissioner samt passiva frekvensberoende impedanssvar som sker under modulens normala driftlägen och under relevanta nättillstånd när modulen förväntas vara i drift. Det ska ske med följande krav:

- > Övertonsemissioner ska anges utifrån en Thévenin-ekvivalent och därmed i effektivvärdet för dess spänning.
- > Det ska både anges övertonsemissioner för en enskild elproduktionsenhet samt för hela kraftparksmodulen utifrån anslutningspunkten. Ifall en metod används för att beräkna övertonsemissioner från hela kraftparksmodulen baserat på uppmätta värden för en enskild enhet, ska metoden redovisas.
- > Impedanssvaret ska anges på intervallet 50-2500 Hz, med en upplösning på 1 Hz, för både positiv-, negativ- och nollföljdskomponent och innehålla både belopp och fasvinkel.
- > Ifall övertonsemissioner eller impedanssvaret beror på kraftparksmodulens arbetspunkt, måste båda dessa uppgifter skickas in för tre olika driftpunkter: $P = 0.0$ p.u., $P = 0.5$ p.u. och $P = 1.0$ p.u., och med $V = 1.0$ och $Q = 0.0$ p.u. i samtliga driftpunkter.

- > Det ska finnas detaljer kring tillhörande kraftsystemobjekt i modellen, i form av kablar, transformatorer och filter så att det är möjligt att ta fram hela impedanssvaret fram till anslutningspunkten.

4.2.4 Kraftparksmoduler anslutna till distributionssystemet

De data som SGU ska tillhandahålla innefattar data som är tillräckliga för att modellansvarig för dynamiska modeller ska kunna tillhandahålla en RMS-modell som inkluderar samma komponenter och kan representera anläggningen vid samma händelser som beskrivs för kraftparksmoduler anslutna till överföringssystemet i enligt med 4.2.3.1 *Omfattning på RMS-modellerna* och 4.2.3.2 *Vad RMS-modellerna ska representera*. SGU ska därmed tillhandahålla dokumentation som beskriver parametreringen av kraftparksmodulen enligt modeller i *IEC 61400-27-1* eller *WECC Wind Power Plant Dynamic Modeling Guide* och där blockdiagram, parametervärden samt in- och utsignaler ska anges och beskrivas.

Dessutom ska källdata som motiverar parametreringen tillhandahållas, alternativt grafer som redovisar beteendet hos leverantörens EMT-modell, då det kan jämföras mot RMS-modellen som Svenska kraftnät eller DSO skapar. Källdata kan vara tekniska specifikationer, provprotokoll och inställningar för regler- och skyddsutrustning. Dessa källdata ska också tillhandahållas tillsammans med dokumentationen.

Ifall det även finns dokumentation och data för tester och mätningar på kraftproduktionsmodulen som kan användas för verifiering av modellerna ska dessa också bifogas. Exempel på tester är steg- och frekvenssvar för reglerutrustning, tester av begränsare och skyddsfunktioner samt eventuella FRT-tester.

EMT-modeller önskas också tillhandahållas ifall sådana finns att delge. Vid enstaka fall, när det är av extra vikt för systemansvarig att utföra vissa EMT-studier, har systemansvarig rätt att få EMT-modeller, från SGU, för en kraftparksmodul ansluten till ett distributionssystem. Kraven på dessa modeller är samma som för kraftparksmoduler anslutna till överföringssystemet.

För övertonsemissioner och frekvensberoende impedanssvar ställs samma krav som för kraftparksmoduler anslutna till överföringssystemet.

4.2.5 Format på data och modeller

Nedan beskrivs de format som respektive modell och data ska lämnas in på.

4.2.5.1 RMS-modeller

Initialt ska dataformatet för dynamiska RMS-modeller av kraftproduktionsmoduler vara kompatibelt med programvaran PSS®E i aktuell version som Svenska kraftnät

och eventuell DSO använder. Ifall modellen är en standardmodell i PSS®E, räcker det att endast tillhandahålla en DYA-fil. Ifall modellen är en egenskriven användarmodell, ska även DLL-fil tillhandahållas samt källkod för denna, så att Svenska kraftnät kan säkerhetsställa kompatibilitet hos modellen med nya versioner av PSS®E.

På sikt strävar Svenska kraftnät mot att datautbytet ska kunna ske på CIM-format, enligt IEC 61970-302:2018: *Dynamiska modeller i CIM* och *Detail description of the CGMES profiles, version 2.4.15*.

4.2.5.2 EMT-modeller

Dataformatet för EMT-modeller av kraftparksmodeller ska vara kompatibelt med programvaran PSCAD enligt aktuell version som Svenska kraftnät och eventuell DSO använder. Modellen ska vara DLL-baserad och kunna användas med Intel Fortran version 15 och senare versioner.

4.2.5.3 Övertonsemissioner och passivt frekvensberoende impedanssvar

Dessa ska levereras i tabellform i ett Excel-ark.

4.3 Realtidsdata

Ägare av kraftproduktionsmoduler som klassificeras som betydande nätanvändare är skyldiga att leverera realtidsmätvärden till anslutande DSO eller till Svenska kraftnät.

Om realtidsmätvärdena levereras till DSO ska DSO vidarebefordra realtidsmätvärdena till Svenska kraftnät och eventuella mellanliggande DSO. Om realtidsmätvärden levereras till Svenska kraftnät direkt så kan DSO och eventuella mellanliggande DSO begära att få dem levererade från Svenska kraftnät. DSO kan utföra nödvändig realtidsmätning som ombud för ägarna av produktionsanläggningar.

Detaljer avseende krav på realtidsmätvärden och möjligheten till att under en begränsad tid undantas från leverans presenteras i *Bilaga 1 - Realtidsdata, tekniska specifikationer*.

4.3.1 Produktionsanläggningar utanför observerbarhetsområdet

Varje ägare av en produktionsanläggning som är SGU och som är ansluten utanför observerbarhetsområdet ska leverera dessa realtidsmätvärden¹³:

- > Aktiv och reaktiv effekt eller ström och spänning i anslutningspunkten.
- > Brytar- och fränkskiljarlägen i anslutningspunkten.

Initialt har Svenska kraftnät endast behov av den aktiva effekten. Om endast mätvärden för ström och spänning finns tillgängligt är det initialt tillräckligt. Om

brytar- och frånskiljarlägen inte finns tillgängligt är det godtagbart att avvakta med dessa status-indikeringar. Se vidare i *Bilaga 1 - Realtidsdata, tekniska specifikationer* hur undantag hanteras.

Producenten är ansvarig för att realtidsmätvärdena levereras antingen till DSO eller till Svenska kraftnät direkt. Om realtidsmätvärdena levereras till DSO ska DSO vidarebefordra realtidsmätvärdena till Svenska kraftnät, eventuellt via mellanliggande DSO. Om realtidsmätvärden levereras till Svenska kraftnät direkt så kan DSO och eventuell mellanliggande DSO begära att få dem levererade från Svenska kraftnät.

Ombudstjänst

Ägare av mindre produktionsanläggningar som omfattas av kravet att leverera realtidsmätvärden kan sakna realistiska förutsättningar för att arrangera mätvärdesleverans. Producenten måste då upphandla tjänsten. Den anslutande DSO:n ska säkerställa, dvs. informera och kontrollera, att det finns realtidsmätning, därför kan DSO erbjuda sig att tillhandahålla den tjänsten.

Svenska kraftnäts nya kommunikationslösning (se avsnitt 2.9.2 *Ny kommunikationslösning*) är en praktisk och kostnadsmässigt fördelaktig leveransmöjlighet för mindre anläggningar. Om DSO fungerar som ombud är det möjligt att nyttja DSO:s smarta debiteringsmätare med denna lösning.

4.3.2 Produktionsanläggningar innanför observerbarhetsområdet

Varje ägare av en kraftproduktionsanläggning som är ansluten i observerbarhetsområdet ska tillse att den anslutande DSO och Svenska kraftnät får tillgång till det realtidsdata som behövs vid en fullständig modellering av produktionsanläggningarna. Det innebär att dessa realtidsmätvärden ska levereras:

- > Aktiv och reaktiv effekt, i anslutningspunkten
- > Indikeringar för brytare och frånskiljare
- > Aktiv och reaktiv effekt, transformatoranslutningspunkter
- > Lindningskopplarlägen för transformatorer
- > Status, lindningskopplarautomatik för transformatorer
- > Aktiv och reaktiv effekt för generatorer
- > Indikeringar för generatorbrytare och -frånskiljare
- > Generatorspänningar
- > Indikering på vald reglermod för reaktiv effekthereglering för generatorer (spänning, reaktiv effekt eller effektfaktor)
- > Börvärde för reaktiv effekthereglering för generatorer
- > Status, dämpregulator, PSS (aktiv eller ej aktiv)
- > Reaktiv effekt för reaktorer och kondensatorer
- > Status, extremspänningsautomatik för reaktorer och kondensatorer.

I *Bilaga 3 – Mätpunkter för realtidsdata* visas exempel på mätpunkter för analoga mätvärden för olika typer av stationsuppbyggnad.

För kraftproduktionsanläggningar anslutna på spänningsnivåer ≥ 220 kV kan Svenska kraftnät, utöver ovanstående realtidsdata, begära vissa händelseregistreringar i berörda anläggningar. Vilka händelsetyper det rör sig om beskrivs i Svenska kraftnäts tekniska riktlinjer TR02-08-03.

4.3.3 Ersättningsvärden

I fallen då efterfrågade realtidsmätvärden saknas kan ersättningsvärden levereras under en begränsad tid, (se *Bilaga 1 - Realtidsdata, tekniska specifikationer, Undantag*).

Ersättningsvärden kan vara av typen,

- > Manuellt inmatat värde - kan tillämpas för brytare och fränkskiljare.
- > Ersättningsvärde - exempelvis mätning på nedsidan av en transformator. Vilket mätvärde (Tidsserieidentitet) som ersätter anges som strukturinformation för den saknade tidsserieidentiteten.
- > Beräknat värde - om det önskade mätvärdet kan beräknas med hjälp av andra mätvärden eller på något annat sätt. Vilka mätvärden som ingår i beräkningen anges som strukturinformation för den saknade tidsserieidentiteten.

Om ett värde är manuellt inlagt ska det levereras med statusflaggan ”Manuellt inmatat värde”. Om ett mätvärde som saknas kan ersättas av ett beräknat värde ska mätvärdesleverantören utföra beräkningen och leverera det beräknade värdet med statusflaggan ”Beräknat värde”.

4.3.4 Införandeprocess - realtidsmätning för SGU:er

DSO ska identifiera de produktionsanläggningar som är skyldiga att leverera realtidsmätvärden och därmed meddela berörda producenter.

Svenska kraftnät kommer via DSO leverera ett dokument som beskriver producentens skyldigheter och möjliga lösningar för att leverera realtidsmätvärden.

Producenten ska tillsammans med DSO ta fram efterfrågad strukturdata och komma överens om hur realtidsmätvärden ska levereras med högsta effektivitet och till lägsta totala kostnad för alla berörda parter¹⁴.

Svenska kraftnät kan rådfrågas via datautbyte@svk.se för att fastställa det optimala sättet att leverera realtidsmätvärden.

Svenska kraftnät kommer att följa upp att realtidsmätvärden levereras senast det angivna datumet för första leverans av mätvärden, som angivits som strukturdata, se kapitel 4.1.1 *Strukturdata för realtidsdata*.

4.4 Avbrottsplaner, driftomläggningar och begränsningar

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

4.4.1 Omfattning

Plandata i enlighet med nedanstående krav ska utbytas med Svenska kraftnät för SGU av typ B, C, D ($\geq 1,5$ MW).

För att kunna registrera avbrott måste kravställda kraftproduktionsmoduler finnas i den webbportal som Svenska kraftnät kommer implementera (se även kapitel 2.9.1 *Webbportal*).

4.4.2 Plantyper

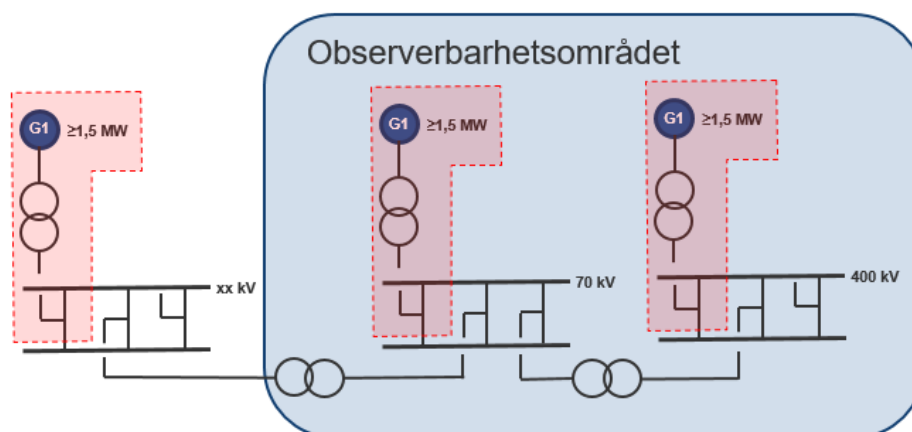
För SGU av typ B, C och D gäller kraven följande plantyper:

- > Avbrott
 - Ett planerat eller oplanerat avbrott på kravställda SGU:er
 - Gäller oavsett om orsak till avbrott är egen planering eller konsekvens av externt avbrott eller begränsning
- > Test
 - En planerad eller oplanerad avsatt tid för tester, t.ex. inför idrifttagning av ny anläggning eller efter revisionsavställning
- > Planerad produktionsbegränsning
 - Begränsning av aktiv effekt, i förhållande till märkdata (inrapporterad strukturdata). Tillgänglig aktiv effekt rapporteras.
 - Gäller oavsett om orsak till begränsning är egen planering eller konsekvens av extern inmatningsbegränsning eller avbrott
- > Planerad begränsning av över-/undermagnetisering (kapabilitet)
 - I förhållande till märkdata (rapporterad strukturdata). Tillgänglig möjlighet till över-/undermagnetisering rapporteras.
- > Planerad reglermod för reaktiv effekterreglering för generatorer (spänning, reaktiv effekt eller effektfaktor)
 - Planerat avvikande läge av reglermod i förhållande till rapporterad strukturdata

4.4.3 Kraftproduktionsmoduler

För följande typer av kraftproduktionsmoduler ska avbrotts- och begränsningsplaner rapporteras:

- > SGU av typ B, C och D, innanför och utanför observerbarhetsområdet (se även avsnitt 2.11.1 *Kraftproduktionsmoduler*)
- > Vindkraftparker rapporteras enligt det format Svenska kraftnät har modellerat. Om enskilt vindkraftverk inte är modellerat, anges avbrott inom vindkraftparken som begränsning av P_{max} för hela vindkraftparken. Där respektive vindkraftverk är modellerat och är $\geq 1,5$ MW rapporteras avbrott per vindkraftverk.



Figur 12 Schematisk bild över rapporteringskrav planer SGU typ B, C, D

Figur 12 visar de kraftsystemobjekt som producenten är rapporteringsansvarig för. För övriga kraftsystemobjekt ansvarar DSO eller Svenska kraftnät.

4.4.3.1 Indelning SGU i olika kategorier

SGU:er kommer att delas in i tre kategorier beskrivna nedan, hantering för avbrottskoordinering skiljer utifrån vilken kategori de tillhör. Informationen ska finnas tillgänglig som strukturdata i Svenska kraftnäts nätmodell, och behöver inte skickas tillsammans med avbrotts-/begränsningsplanen.

1. Relevant Assets for Outage Coordination (RAOC)

För avbrottskoordinering finns särskilda krav på SGU:er definierade som RAOC¹⁵ enligt SO. Dessa ska rapporteras enligt beskrivna leveranskrav (se avsnitt 4.4.4 *Leveranskrav*), och godkännas av Svenska kraftnät. Vilka SGU:er som definieras som RAOC regleras enligt särskild metod i SO och meddelas separat utifrån denna. För tillfället saknas systemstöd och nätmodell för de beräkningar som behövs för att selektera vilka SGU:er som ska definieras som RAOC enligt denna metod.

För Svenska kraftnät gäller leveranskrav enligt nedan i den årliga avbrottskoordineringen av kraftsystemobjekt definierade som RAOC:

- > Före 1 oktober ska Svenska kraftnät skicka samtliga RAOC till nordiskt avbrottsystem för fortsatt nordisk koordinering
- > Före 1 november ska Svenska kraftnät skicka preliminär plan för samtliga RAOC till europeiskt avbrottsystem och delge ansvariga DSO:er
- > Före 1 december ska Svenska kraftnät skicka definitiv plan för samtliga RAOC till europeiskt avbrottsystem och delge ansvariga DSO:er och producenter

2. SGU typ B, C och D som Svenska kraftnät vill godkänna föreslagna avbrottsplaner på (utöver RAOC)

Förutom RAOC kan det finnas andra SGU:er där Svenska kraftnät ser ett behov av att godkänna avbrottsplanerna. Det gäller SGU:er där det inte finns skäl eller är rimligt att de kommer att definieras som RAOC.

Dessa har inga särskilda leveranskrav såsom RAOC, utan generella krav gäller enligt avsnitt 4.4.4 *Leveranskrav* för när avbrottsplaner ska skickas in.

3. Övriga SGU typ B, C och D

Avbrottsplaner skickas enligt generella leveranskrav utan systematisk granskning/godkännande av Svenska kraftnät, främsta behovet att finnas med i de beräkningar som utförs för att ge ett korrekt analysresultat

4.4.4 Leveranskrav

Plandata för respektive plantyp ska skickas till Svenska kraftnät enligt följande krav:

- > Årsplaner för SGU av typ B, C och D
 - Indikativ plan senast 1 augusti året före för SGU som är definierad som RAOC
 - Senast 15 december året före för SGU som ej är definierade som RAOC
 - Därefter så snart en eller flera nya/uppdaterade planer är beslutade
- > Inför kommande vecka för SGU av typ B, C och D
 - Så snart en eller flera nya/uppdaterade planer är beslutade
 - Senast måndag kl. 12.00 veckan före vid förändringar utifrån inskickad årsplan
- > Inför driftdygnet för SGU av typ B, C och D
 - Så snart en eller flera nya/uppdaterade planer är beslutade
 - Senast kl. 15.15 två dagar före driftdygnet vid förändringar utifrån inskickad årsplan
 - Senast kl. 16.30 dagen före driftdygnet vid förändringar utifrån inskickad årsplan

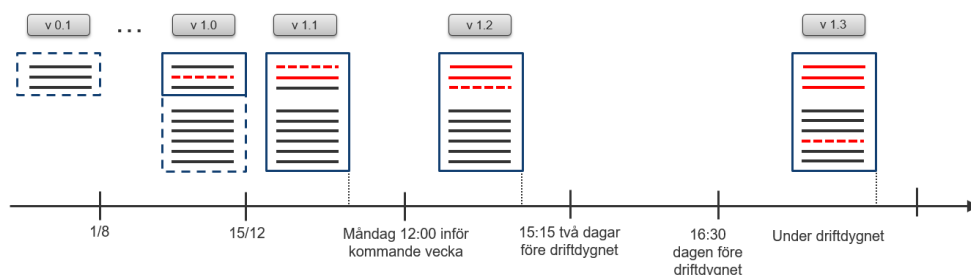
- > Under driftdygnet för SGU av typ B, C och D
 - Så snart en eller flera nya/uppdaterade planer är beslutade

Planen som skapas för året ska vara den som uppdateras kontinuerligt vid nya/uppdaterade planer. Om det inte sker förändringar gäller den senast inskickade planen.

Viktigt att en uppdatering under året ska skickas snarast möjligt och inte exakt vid ovanstående tidpunkter, gäller även under pågående avbrott att vid tidigare eller senare start- eller sluttid jämfört med inrapporterad plan ska det uppdateras utan fördröjning.

Figur 13 nedan visar exempel på ett tänkbart händelseförlopp för skapande och uppdatering av planer. De svarta strecken är planer skapade inför leverans av årsplanen och det streckade röda är en uppdatering av planer och det heldragna röda strecket är det som uppdaterats tidigare.

Om ingen uppdatering sker, behöver inte samma plan skickas på nytt – senast inskickade plan förutsätts vara giltig. Till exempel kl 16.30 dagen före driftdygnet förutsätts version 1.2 vara giltig, eftersom det är den senast inskickade.



Figur 13 - Tidsaxel leveranskrav planer

4.4.5 Informationsmängd

En avbrottsplan ska innehålla följande information:

- > Kraftsystemobjektets identitet [mRID] (obligatorisk)
 - Avbrottet måste vara kopplat till den identitet som gäller vid avbrottsstillfället. Detta ställer krav på uppdaterad strukturdata innan ett avbrott kan rapporteras. (Se kapitel 4.1 Strukturdata)
 - Om strukturdata för det avbrottsbehov som finns saknas, ska avbrott kunna rapporteras på ett tillfälligt objekt parallellt med att strukturdata uppdateras
- > Kraftsystemobjektets littera, strukturdata kopplad till mRID ska ej skickas med avbrottsplanen

- > Kraftsystemobjektets objekttyp, strukturdata kopplad till mRID ska ej skickas med avbrottsplanen
- > Start- och sluttid (Obligatorisk)
- > Återställningstid
 - Anges i timmar med upp till två decimaler, värsta scenario anges, ej beroende av tidpunkt under avbrottstiden
- > Orsak (Obligatorisk)
 - Underhåll
 - Projekt
 - Felsökning
 - Kvarstående fel
 - Ytterligare status kan tillkomma
- > Förutsättning
 - Anges om särskilda förutsättningar finns för att genomföra avbrottet
- > Projekt
 - Möjlighet att lägga information om avbrottet tillhör specifikt projekt
- > Avbrottstyp (Obligatorisk)
 - Avbrott
 - Test (T.ex. provtid efter avslutat underhåll för SGU:er eller HVDC-anläggningar)
 - Begränsning $P_{\max}$, aktiv effekt SGU
 - * Kombination av status och numeriskt värde på tillgänglig effekt i MW, om den skiljer sig från registrerad aktiv märkeffekt i strukturdata
 - Begränsning $Q_{\max}$, reaktiv effekt SGU
 - * Kombination av status och numeriskt värde på tillgänglig effekt i MVar, om den skiljer sig från registrerad reaktiv märkeffekt i strukturdata. Möjlighet att ange både negativt och positivt värde.
 - Planerad reglermod för reaktiv effektereglering för generatorer (spänning, reaktiv effekt eller effektfaktor)
 - * Planerat avvikande läge av reglermod i förhållande till rapporterat normalläge enligt strukturdata

I den systemlösning som tas fram, kan det tillkomma ytterligare status och informationsmöjligheter.

4.4.6 Funktioner i systemlösningen för avbrottshantering

Nedanstående funktioner utreds inför framtagande av systemlösning för avbrottshantering via webbportalen:

- > Utbyte av planer kommer ske i CIM-format när standard finns för det

- > Svenska kraftnät ska kunna skicka avbrottsplaner till DSO/SGU, de ska även kunna utbyta sinsemellan. Det kommer säkerställas att marknadspåverkande information inte kan delges före den finns publicerad på därtill avsedd plats.
- > Svenska kraftnät ska kunna skicka inmatningsbegränsningar vid avbrott på stamnätet till berörda DSO/SGU:er.
- > DSO ska kunna skicka inmatningsbegränsningar vid avbrott på regionnät till berörda SGU:er samt Svenska kraftnät.
- > Driftomläggning, hantera omkoppling där en SGU kopplas om så den matar in till annan punkt i observerbarhetsområdet.
- > Hantera produktionsbegränsningar för en grupp av SGU:er, t.ex. hel älv vid isläggning eller flera underliggande SGU:er vid inmatningsbegränsning till anslutningspunkt.
- > Kunna gruppera ett antal avbrottsplaner i en överordnad grupp. Viss information kan även hanteras på gruppnivå.
- > Hantera Svenska kraftnäts godkännande/nekande av föreslagen avbrottsplan. Gäller RAOC samt kraftsystemobjekt som Svenska kraftnät bedömer som särskilt intressanta enligt kategorisering kapitel 4.4.3.1 *Indelning SGU i olika kategorier*.
- > Användare ska kunna välja mellan att:
 - manuellt registrera avbrott
 - ladda upp fördefinierad Excelmall
 - integration med eget avbrottssystem

4.5 Produktionsplaner

Produktions-, avbrotts- och produktionsbegränsningsplaner är fundamental indata i de belastningsfördelningsberäkningar som bland annat ligger till grund för elmarknadens kapacitetstilldelning. Om dessa beräkningar håller en tillräckligt hög kvalitet kan säkerhetsmarginalerna i kapacitetstilldelningen hållas nere och utrymmet för handeln öka.

Produktionsplaner är också ett av flera grundläggande underlag för Svenska kraftnäts momentana balanshållning och därför är det viktigt att de håller tillräckligt god kvalitet.

Produktionsplaner för produktionsanläggningar levereras idag till Svenska kraftnät av produktionsanläggningens balansansvariga företag. I samband med att förändringar i balansavräkningen och balanseringsmodell genomförs kommer ansvarsfördelningen gällande produktionsplaner ses över.

4.5.1 Ansvar och roller

I enlighet med kommissionsförordningen EB kommer balansansvarsrollen delas upp och en ny roll införs, leverantör av balanstjänster¹⁶ (BSP, Balancing Service Provider). Det kommer att vara BSP som ansvarar för att leverera stödtjänster. Ansvaret för obalanser kommer ligga på rollen Balansansvarig Part¹⁷ (BRP, Balance Responsible Party). I samband med denna uppdelning kommer användningen av dagens reglerobjekt att ändras.

I enlighet med kommissionsförordningen EB kommer enpositions- och enprismodell införas i balansavräkningen. Det innebär att produktionsplanen inte kommer att ingå i beräkningen av BRP:s obalans. Detta medför att incitament för produktionsplaner med hög kvalitet behöver säkerställas på annat sätt än via balansavräkningen.

Enligt SO och EIFS 2019:7 ska producenten tillhandahålla de produktionsplaner Svenska kraftnät efterfrågar¹⁸. Enligt SO¹⁹ ska dessa levereras av, de i nationella villkor utnämnda, planeringsombuden. Idag levererar Balansansvarig dessa planer enligt nuvarande balansansvarsavtal. Fram till dess att Svenska kraftnät har infört ordningen för planeringsombud kan balansansvarig tills vidare leverera planerna till Svenska kraftnät för producentens räkning. Även BRP behöver dessa produktionsplaner för att kunna övervaka sin balans och planera sin handel²⁰.

Planernas kvalitet kommer att följas upp med motsvarande avräknings- och realtidsmätvärden. Detaljer avseende produktionsplanerna och uppföljningen kommer att utarbetas och kommuniceras i samband med förändringarna av balansansvarsrollen och balansavräkningen.

Enligt SO²¹ har anslutande DSO rätt att få tillgång till produktionsplaner och generella processer kan bli nödvändiga att fastställa om behovet finns.

4.5.2 Planobjekt

Produktionsplaner används som indata i de belastningsfördelningsberäkningar som bl.a. ligger till grund för elmarknadens kapacitetstilldelning.

Reglerobjekten som idag används som bas för produktionsplanerna är inte helt anpassade för den användningen, eftersom de också har till syfte att användas för avrop av stödtjänsten mFRR. Därför kommer Svenska kraftnät som första prioritet se över reglerobjekten tillsammans med berörda producenter och omdefiniera dem om det behövs till nya **planobjekt**.

En produktionsplan kommer att identifieras av en planidentitet, som utgörs av planobjektet. Planobjekten kommer att definieras enligt:

Planidentitet, planobjekt

- anslutande station i observerbarhetsområdet (inmatningspunkt i nätmodellen)

- produktslag (vattenkraft, vindkraft, värmekraft, etc.)

Det motsvarar den strukturdata som ska levereras för varje produktionsanläggning som är definierad som SGU.

Genom att planobjektet på detta sätt är kopplat till produktionsanläggningen via strukturen kan planerna direkt kopplas till nätmodellen och användas i den belastningsfördelningsberäkning som ligger till grund för kapacitetstilldelningen. Kvaliteten på produktionsplanen kan då också följas upp med levererade realtidsmätvärden.

Ansvar för att tillhandahålla dessa planer är producentens enligt SO och EIFS 2019:7.

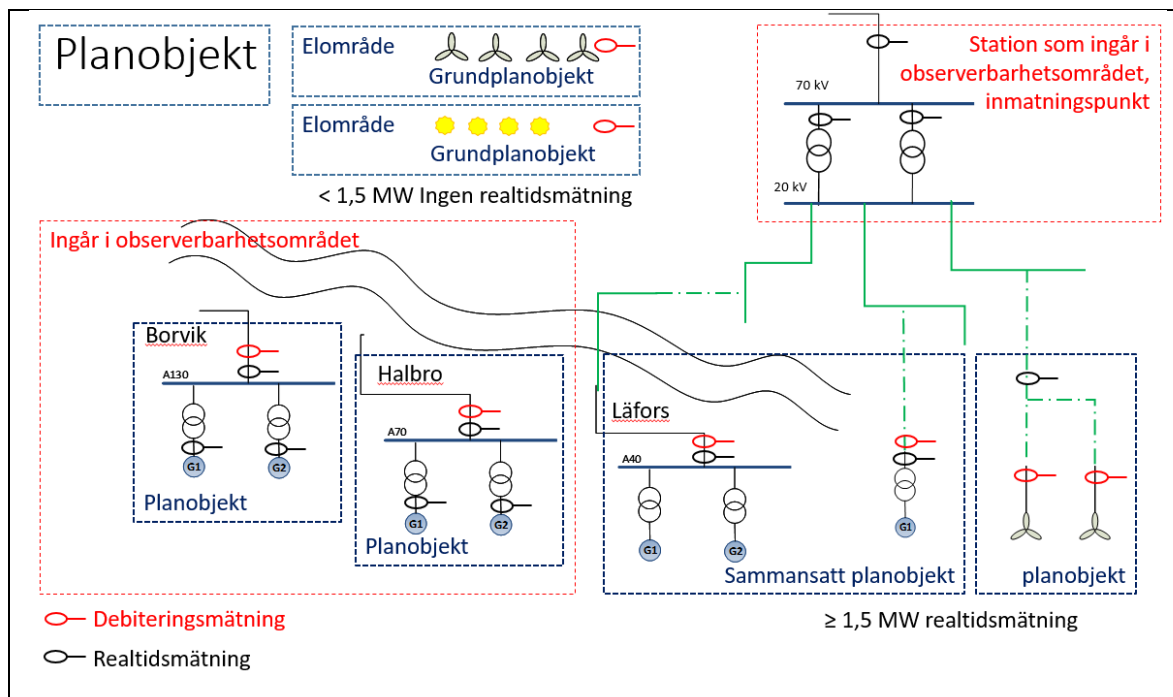
Planer för produktionsanläggningar som är SGU:er och ligger utanför observerbarhetsområdet kan bestå av flera produktionsanläggningar om de är av samma produktslag och om de indirekt, via mellanliggande nät, är anslutna till samma station (inmatningspunkt) i observerbarhetsområdet.

All produktion ska ingå i en produktionsplan. Det innebär att produktion som inte är klassificerad som SGU ska ingå i en aggregerad produktionsplan med ett planobjekt som identifieras enligt:

Planidentitet, planobjekt

- elområde
- produktslag (vattenkraft, vindkraft, värmekraft, etc.)

Det motsvarar dagens grundreglerobjekt, men ska endast innefatta produktionsanläggningar som inte är SGU:er. Dessa planer ansvarar den Balansansvariga för idag.



Figur 14 Exempel på planobjekt. Debiteringsmätningen inritad i figuren avser DSO:s mätning som används i DSO:s debitering och nätavräkning samt för balansavräkningen

4.5.3 Ny balanseringsmodell och behov av planer

Balanseringen inom det nordiska synkronområdet kommer att gå över till en ny balanseringsmodell, baserad på Area Control Error (ACE). Med denna metod sker balanseringen i mindre geografiska områden än, såsom idag i, hela Norden. Syftet är att anpassa balanseringsmodellen till den Europeiska målmodellen, förbättra driftsäkerheten samt att skapa tydliga incitament och rättvis kostnadsfördelning.

Övergången till en ny balanseringsmodell innebär att det kommer ställas högre krav på automatiserade processer och proaktiv aktivering av FRR. Med anledning av detta kommer en obalansprognos att tas fram per elområde som kommer att ligga till grund för avrop av FRR. En aktiveringsfunktion optimerar vilka bud som ska avropas på marknaden baserat på tillgänglig kapacitet, lokalisering och samhällsekonomi.

Obalansprognosen bygger på en maskininlärningsprocess där grundläggande indata är aktörernas produktions- och förbrukningsplaner, en förbrukningsprognos för elområdet tillsammans med det faktiska utfallet. Obalansen är det förväntade utbytet över områdesgränsen. Vilka aktiveringar som ska göras automatiskt avgörs av det realtidsmätta utbytet över områdesgränsen i förhållande till obalansprognosen. För att denna metod ska fungera optimalt krävs en obalansprognos av god kvalitet.

Den nya balanseringsmodellen planeras vara införd 2023 (se road map för nordiska balanseringsmodellen på www.nordicbalancingmodel.net).

4.5.4 Produktionsplaner – D-1-plan och körplan

I och med kapacitetsberäkningar via nätmodeller samt den nya balanseringsmodellen finns behov av två typer av produktionsplaner, D-1-planer samt körplaner.

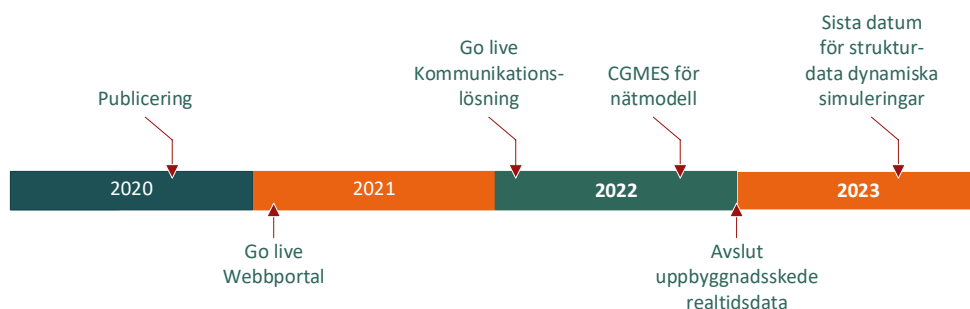
D-1-planer ska användas för beräkningar av handelns kapacitetstilldelning. D-1 planerna är principiellt desamma som de planer som redan idag levereras till Svenska kraftnät senast kl. 16.00. Det som ändras är att planerna ska vara relaterade till de planobjekt som motsvarar inmatningspunkterna i observerbarhetsområdet, se 4.5.2 *Planobjekt*.

D-1 planerna återspeglar det bästa antagandet av hur produktionen kommer att köras under kommande leveransdygn. Upplösningen på planerna kan vara timmar eller kvartar.

Körplanen kommer att vara indata till maskininlärningsprocesserna för fastställande av kapacitetstilldelningen och obalansprognosen. Körplanen är en effektplan som i princip ska motsvara inställda börvärden.

4.6 Tidsplan

För att nå målbilden med ett datautbyte som uppfyller alla krav och ger ett värde i form av en fortsatt säker systemdrift, behöver många aktiviteter ske både hos aktör och Svenska kraftnät. Nedan följer en preliminär tidsplan som ska beskriva händelser relevanta för en SGU, samt aktiviteter som SGU själv ska utföra eller rekommenderas utföra för att möjliggöra ett fungerande datautbyte. Eftersom det finns många beroenden mellan aktiviteterna är tidsplanen endast preliminär och ska ses som ett stöd vid planering av ett införande.



Figur 15 Tidpunkter relevanta för en SGU som är producent.

Redan nu kan SGU påbörja följande aktiviteter:

- > Sammanställ strukturdata som DSO kommer att begära in eller SGU registrera direkt i webbportalen.

- > Se över interna processer för avbrottshantering.
- > Säkerställ att krav uppfylls vid ny- och ombyggnationer.
- > Utred utvecklingsbehov för att kunna utbyta statiska nätmodeller i CGMES-format om man inte redan har IT-stöd för detta.
- > Sammanställ och lämna in strukturdata för dynamisk modellering. Detta ska vara utfört senast 3 år efter publicering av detta dokument.
- > I samarbete med Svenska kraftnät, definiera de planobjekt som skall ersätta dagens reglerobjekt samt vilka anläggningar och/eller kraftsystemobjekt som ingår i dem.

När webbportalen lanseras i början av 2021 (preliminärt) kan SGU påbörja följande aktiviteter:

- > Börja rapportera avbrottsplaner och begränsningar via webbportalen. Etablera interna processer för att kontinuerligt uppdatera avbrottsplaner vid ändringar.
- > Granska och registrera strukturdata i det fall man kommit överens med DSO att de inte ska göra detta.

5 Krav och ansvar för SGU – Förbrukare

Förbrukare direktanslutna till nätelement i observerbarhetsområdet, i enlighet med definitionen beskriven i kapitel 2.12 *Observerbarhetsområdet*, definieras som SGU:er. De berörs av kraven på utbyte av realtidsdata, strukturdata och avbrotts- och driftomläggningsplaner. Dessa förbrukare ska också ingå i en förbrukningsplan som en balansansvarig, BRP, ansvarar för idag. En förbrukningsanläggning som används för stödtjänster på reglermarknaden berörs också av visst datautbyte.

DSO ska ansvara för att ägarna till anslutna förbrukningsanläggningar tillhandahåller den kravställda informationen. Det innebär att DSO får begära in den information som krävs och/eller tillse att Svenska kraftnät får tillgång till informationen. Men det är ägaren till förbrukningsanläggningens skyldighet att leverera informationen antingen till anslutande DSO eller direkt till Svenska kraftnät.

Förbrukaren ska också tillhandahålla den information Svenska kraftnät efterfrågar avseende förbrukningsreglerobjekt och planer. Idag tillhandahålls den informationen via förbrukarens BRP. Men det är förbrukarens skyldighet att tillhandahålla nödvändigt underlag enligt SO och EIFS 2019:7.

Om förbrukaren levererar stödtjänster, ska förbrukaren tillhandahålla den information Svenska kraftnät efterfrågar avseende stödtjänsten, också i enlighet med SO och EIFS 2019:7. Även den informationen tillhandahålls idag via förbrukarens balansansvarig. Men det är förbrukarens skyldighet att tillhandahålla nödvändigt underlag.

Om informationen levereras direkt till Svenska kraftnät har anslutande DSO och eventuella mellanliggande DSO rätt att begära informationen från Svenska kraftnät.

Strukturinformation kan levereras via Webbportalen. Anslutande DSO får då tillgång till informationen som rör förbrukningsanläggningen.

Förbrukaren får tillgång till den information som anslutande DSO har levererat och som berör förbrukaren.

5.1 Strukturdata för realtidsdata och statiska nätmodeller

Alla förbrukningsanläggningar anslutna i observerbarhetsområdet är SGU:er och ska tillhandahålla strukturinformation till i första hand anslutande DSO som i sin tur tillser att Svenska kraftnät får tillgång till informationen. Det kommer att kunna göras via Svenska kraftnäts Webbportal, där berörda aktörer genom ett behörighetssystem ska komma åt informationen.

Den övergripande strukturinformationen som ska tillhandahållas för förbrukningsanläggningar som är SGU:er är:

- > en entydig benämning/anslutningspunktens litterering (namnsättning)
- > planidentitet, planobjekt, motsvarande dagens reglerobjekt
 - anslutande station i observerbarhetsområdet (uttagspunkt i observerbarhetsområdet, dvs. förbrukningsanläggningen)
 - produktslag (industri, avkopplingsbar last, etc.)
- > balansansvarigt företag, BRP
- > mRid, en unik gemensam identitetskod enligt CIM-standard
- > koordinater
- > nätområde och elområde
- > abonnerad aktiv och reaktiv effekt
- > ägare
 - Kontaktuppgifter i driftskedet
 - Kontaktuppgifter, övrigt
- > mätvärdesleverantör (om annan än anläggningsägaren)
- > Information relaterad till realtidsmätning och kommunikation (se kapitel 5.1.1 *Strukturdata för realtidsmätning*)

Kraftproduktionsmoduler som ligger inom en industrianläggning kan i sig definieras som en SGU. Då gäller samma krav som för andra produktionsanläggningar, se kapitel 4 *Krav och ansvar för SGU – Producent*.

För att hantera plan- och realtidsdata behövs viss strukturdata för att kunna relatera planer och realtidsdata till rätt objekt, anläggningsdel, etc.. För att kunna ta emot och utnyttja realtidsmätvärden på avsett sätt krävs strukturdata som relaterar till kommunikation så som, leveransprotokoll, noggrannhetsklasser, uppdateringsfrekvens, tidsfördröjning, etc. En detaljerad förteckning över de strukturdata som krävs finns i *Bilaga 2 – Strukturdata och avbrottsinformation, DSO och SGU*.

För nät- och balansavräkning krävs också strukturdata som relaterar till nätområden, avräkningsmätvärden, balanskraft etc. Strukturdata som relaterar till nät- och balansavräkning samt debitering omfattas inte av datautbytet reglerat i SO. Den strukturinformation hanteras i avräkningsportalen, Mimer. Strukturdatautbytet i SO avser endast den operativa systemdriften.

5.1.1 Strukturdata för realtidsmätning

Följande strukturdata relaterad till realtidsmätning och kommunikation ska registreras för varje mätserie:

- > mRid för mätserien, en unik gemensam identitetskod enligt CIM-standard
- > mätpunkt, förbrukningsanläggningens entydiga benämning/anslutningspunktens litterering
- > litterering av kopplingsapparat, i förekommande fall
- > mätvärdestyp, (aktiv effekt, reaktiv effekt, brytarläge, etc)

- > mätvärdesleverantör
- > mätvärdesid för kommunikation
- > kommunikationssätt (ICCP, Elcom, 4G/VPN)
- > planerad första leverans av mätvärden
- > tidsstämplingstyp (i anläggningen, i SCADA, vid ankomst)
- > uppdateringsfrekvens
- > tillgänglighet (dygnet runt, 24/7, eller kontorstid, 8/5)

En detaljerad förteckning över det strukturdata som krävs finns i *Bilaga 2 – Strukturdata och avbrottsinformation, DSO och SGU*.

5.1.2 Strukturdata för förbrukningsanläggningar

Förbrukningsanläggningar anslutna i observerbarhetsområdet modelleras i den nätmodell som Svenska kraftnät använder för beräkning av estimat och kapaciteter.

Det innebär att ägaren ska tillhandahålla information om alla, linjer, transformatorer, generatorer, reaktorer, kondensatorer, brytare och frångiljare som ingår i förbrukningsanläggningen vidare hur de är hopkopplade, elektriska parametrar, samt en litterering som är entydig och som relaterar till stations- och översiktsscheman. Ägaren ska tillhandahålla aktuella stations- och översiktsscheman i elektronisk form.

Det normala är att modellera förbrukning i aggregerad form på nedsidan av transformator, men några vanliga undantag finns:

- > Om det i stationen finns parallella fack med förbrukning och produktion. Grundregeln är att de modelleras separat.
- > Om förbrukningen kan delas upp i borgerlig respektive industriell last. Dessa ska modelleras separat.

Detaljerad beskrivning av strukturdata för modellering av produktionsanläggningar finns i kapitel, *4.1.2 Strukturdata för statiska nätmodeller*.

Realtidsmätvärden, avbrotts- och driftomläggningsplaner ska relateras till anläggningens nätelement.

I *Bilaga 2 – Strukturdata och avbrottsinformation, DSO och SGU* finns en sammanställning över det strukturdata som ägaren ska utbyta med Svenska kraftnät.

Modellansvar

Det är DSO, till vilken förbrukningsanläggningen är ansluten, som har modellansvaret i CGMES-format. Ansvar för ägaren av förbrukningsanläggningen är att se till att DSO har korrekta data.

5.1.3 Strukturdata för statiska och dynamiska simuleringar

För förbrukningsanläggningar vars totala last överstiger 50 MVA krävs en redovisning av fördelningen av lasten mellan följande lasttyper:

- > Resistiva laster
- > Synkronmaskiner
- > Asynkronmaskiner
- > Last kopplad via omriktare

Denna fördelning ska göras både för den aktiva och reaktiva effekten.

5.2 Realtidsdata

Ägare av förbrukningsanläggningar som klassificeras som SGU:er är skyldiga att leverera realtidsmätvärden till anslutande DSO eller till Svenska kraftnät. Realtidsmätvärdena behövs som indata till Svenska kraftnäts tillståndsestimator som säkerställer en stabil systemdrift.

Om realtidsmätvärdena levereras till DSO ska DSO vidarebefordra realtidsmätvärdena till Svenska kraftnät och eventuella mellanliggande DSO. Om realtidsmätvärden levereras till Svenska kraftnät direkt så kan DSO och eventuella mellanliggande DSO begära att få dem levererade från Svenska kraftnät. DSO kan utföra nödvändig realtidsmätning som ombud för ägarna av förbrukningsanläggningar.

Detaljer avseende krav på realtidsmätvärden och möjligheten till att under en begränsad tid undantas från leverans presenteras i *Bilaga 1 - Realtidsdata, tekniska specifikationer*.

Varje ägare av en förbrukningsanläggning som är ansluten i observerbarhetsområdet ska tillse att den anslutande DSO och Svenska kraftnät får tillgång till det realtidsdata som behövs vid en fullständig modellering av förbrukningsanläggningen.

Det innebär att dessa realtidsmätvärden ska levereras enligt protokollstandard (inkl. tidsstämpel och statusflagga):

- > Aktiv och reaktiv effekt, i anslutningspunkten
- > Indikeringar för brytare och frånskiljare
- > Aktiv och reaktiv effekt, transformatoranslutningspunkter
- > Lindningskopplarlägen för transformatorer
- > Status för lindningskopplarautomatik för transformatorer
- > Aktiv och reaktiv effekt för eventuella generatorer inom anläggningen
 - Indikeringar för generatorbrytare och -frånskiljare
 - Generatorspänningar
 - Indikering på vald reglermod för reaktiv effekterreglering för generatorer (spänning, reaktiv effekt eller effektfaktor)

- Börvärde för reaktiv effektregering för generatorer
- Status, dämpregulator, PSS (aktiv eller ej aktiv)
- > Reaktiv effekt för reaktorer och kondensatorer
- > Status, extremspänningsautomatik för reaktorer och kondensatorer.

I *Bilaga 3 – Mätpunkter för realtidsdata* visas exempel på mätpunkter för analoga mätvärden för olika typer av stationsuppbyggnad.

5.2.1 Ersättningsvärden

I fallen då efterfrågade realtidsmätvärden saknas kan ersättningsvärden levereras under en begränsad tid, (se *Bilaga 1 - Realtidsdata, tekniska specifikationer, Undantag*).

Ersättningsvärden kan vara av typen,

- > Manuellt inmatat värde - kan tillämpas för brytare och fränkskiljare.
- > Ersättningsvärde - exempelvis mätning på nedsidan av en transformator. Vilket mätvärde (Tidsserieidentitet) som ersätter anges som strukturinformation för den saknade tidsserieidentiteten.
- > Beräknat värde - om det önskade mätvärdet kan beräknas med hjälp av andra mätvärden eller på något annat sätt. Vilka mätvärden som ingår i beräkningen anges som strukturinformation för den saknade tidsserieidentiteten.

Om ett värde är manuellt inlagt ska det levereras med statusflaggan "Manuellt inmatat värde". Om ett mätvärde som saknas kan ersättas av ett beräknat värde ska mätvärdesleverantören utföra beräkningen och leverera det beräknade värdet med statusflaggan "Beräknat värde".

5.2.2 Införandeprocess - realtidsmätning för SGU:er

DSO ska identifiera de förbrukningsanläggningar som är skyldiga att leverera realtidsmätvärden och därmed meddela berörda förbrukare.

Svenska kraftnät kommer via DSO leverera ett dokument som beskriver förbrukarens skyldigheter och möjliga lösningar för att leverera realtidsmätvärden.

Förbrukaren ska tillsammans med DSO ta fram efterfrågad strukturdata och komma överens om hur realtidsmätvärden ska levereras med högsta effektivitet och till lägsta totala kostnad för alla berörda parter²².

Svenska kraftnät kan rådfrågas via datautbyte@svk.se för att fastställa det optimala sättet att leverera realtidsmätvärden.

Svenska kraftnät kommer att följa upp att realtidsmätvärden levereras senast det angivna datumet för första leverans av mätvärden, som angivits som strukturdata, se kapitel 5.1.1 *Strukturdata för realtidsmätning*.

5.3 Förbrukningsplaner

Tillsammans med produktions-, avbrotts- och produktionsbegränsningsplaner är förbrukningsplaner fundamental indata i de belastningsfördelningsberäkningar som bland annat ligger till grund för elmarknadens kapacitetstilldelning. Om dessa beräkningar håller en tillräckligt hög kvalitet, kan säkerhetsmarginalerna i kapacitetstilldelningen hållas nere och utrymmet för handeln öka.

Förbrukningsplanerna är också en av flera grundläggande underlag för Svenska kraftnäts momentana balanshållning och därför är det viktigt att de håller en tillräckligt god kvalitet. Förbrukningsplaner för vissa förbrukningsanläggningar levereras idag till Svenska kraftnät av anläggningens balansansvarig.

5.3.1 Ansvar och roller

I enlighet med kommissionsförordningen EB kommer balansansvarsrollen delas upp och en ny roll införs, leverantör av balanstjänster²³ (BSP, Balancing Service Provider). Det kommer att vara BSP som ansvarar för att leverera stödtjänster. Ansvaret för obalanser kommer ligga på rollen Balansansvarig Part²⁴ (BRP, Balance Responsible Party). I samband med denna uppdelning kommer användningen av dagens reglerobjekt att ändras.

Enligt SO och EIFS 2019:7 ska förbrukaren tillhandahålla de förbrukningsplaner Svenska kraftnät efterfrågar²⁵. Idag tillhandahålls dessa via förbrukarens balansansvariga företag i enlighet med dagens balansansvarsavtal.

5.3.2 Planobjekt

Förbrukningsplanerna används som indata i de belastningsfördelningsberäkningar som bland annat ligger till grund för elmarknadens kapacitetstilldelning.

Reglerobjekten som idag används som bas för förbrukningsplanerna är inte helt anpassade för den användningen, eftersom de också har till syfte att användas för stödtjänstavrop av mFRR. Därför kommer Svenska kraftnät se över reglerobjekten tillsammans med berörda förbrukare och omdefiniera dem om det behövs till nya **planobjekt**.

En förbrukningsplan kommer att identifieras av en planidentitet som utgörs av planobjektet. Planobjekten kommer att definieras enligt:

- > Planidentitet, planobjekt
 - anslutande station i observerbarhetsområdet (inmatningspunkt i observerbarhetsområdet, dvs. förbrukningsanläggningen)
 - produktslag (Industri, avkopplingsbar last, etc.)

Det motsvarar den strukturdata som ska levereras för varje förbrukningsanläggning som är definierad som SGU.

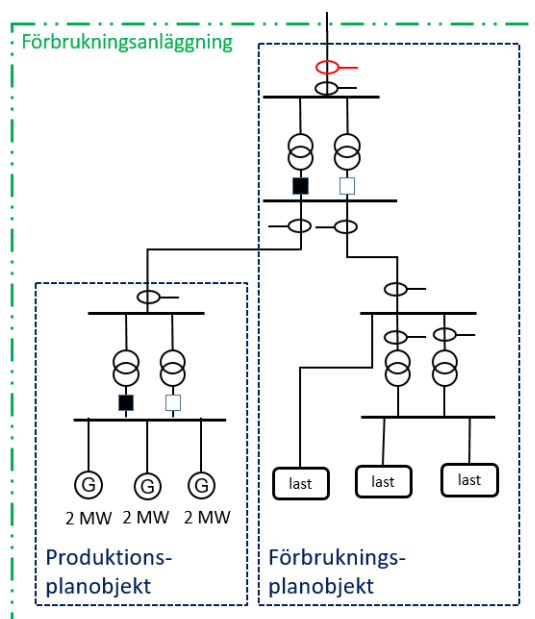
Genom att planobjektet på detta sätt är kopplat till förbrukningsanläggningen via strukturen kan planerna direkt kopplas till nätmodellen och användas i den belastningsfördelningsberäkning som ligger till grund för kapacitetstilldelningen. Kvaliteten på förbrukningsplanen kan då också följas upp med levererade realtidsmätvärden.

Ansvaret för att tillhandahålla dessa planer är ägaren av förbrukningsanläggningen enligt SO²⁶ och EIFS 2019:7²⁷.

Om förbrukningsanläggningen innefattar en produktionsanläggning som i sig definieras som en SGU ska produktionsanläggningen utgöra ett planobjekt som identifieras enligt:

- > Planidentitet, planobjekt
 - anslutande station i observerbarhetsområdet (inmatningspunkt i observerbarhetsområdet, dvs. förbrukningsanläggningen)
 - produktslag (vattenkraft, vindkraft, värmekraft, etc.).

Förbrukningsplanen ska då vara en bruttoplan och produktionsplanen avse faktisk produktion. Se Figur 16.



Figur 16 Planobjekt för förbrukningsanläggning med produktion

5.3.4 Ny balanseringsmodell och behov av planer

Balanseringen inom det nordiska synkronområdet kommer att gå över till en ny balanseringsmodell, baserad på Area Control Error (ACE). Med denna metod sker balanseringen i mindre geografiska områden än, såsom idag i, hela Norden. Syftet är att anpassa balanseringsmodellen till den Europeiska målmodellen, förbättra driftsäkerheten samt att skapa tydliga incitament och rättvis kostnadsfördelning.

Övergången till en ny balanseringsmodell innebär att det kommer ställas högre krav på automatiserade processer och proaktiv aktivering av FRR. Med anledning av detta kommer en obalansprognos att tas fram per elområde som kommer att ligga till grund för avrop av FRR. En aktiveringsfunktion optimerar vilka bud som ska avropas på marknaden baserat på tillgänglig kapacitet, lokalisering och samhällsekonomi.

Obalansprognosen bygger på en maskininlärningsprocess där grundläggande indata är aktörernas produktions- och förbrukningsplaner, en förbrukningsprognos för elområdet tillsammans med det faktiska utfallet. Obalansen är det förväntade utbytet över områdesgränsen. Vilka aktiveringar som ska göras automatiskt avgörs av det realtidsmätta utbytet över områdesgränsen i förhållande till obalansprognosen. För att denna metod ska fungera optimalt krävs en obalansprognos av god kvalitet.

Den nya balanseringsmodellen planeras vara införd 2023 (se road map för nordiska balanseringsmodellen på www.nordicbalancingmodel.net).

5.3.5 Förbrukningsplaner – D-1-plan och körplan

I och med kapacitetsberäkningar via nätmodeller samt den nya balanseringsmodellen finns ett behov av två typer av förbrukningsplaner, D-1-planer samt körplaner.

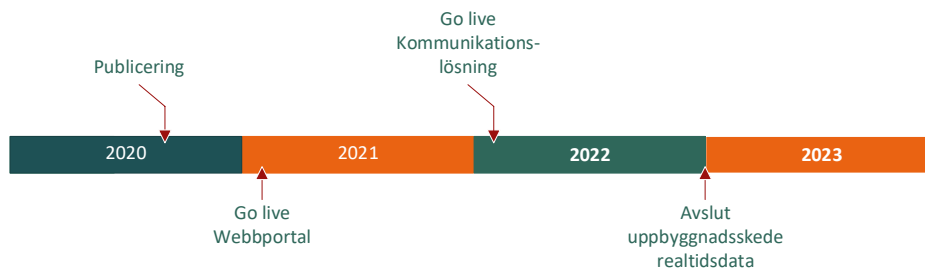
D-1 planer ska användas för beräkningar av handelns kapacitetstilldelning. D-1 planerna är principiellt desamma som de planer som för viss förbrukning redan idag levereras till Svenska kraftnät senast kl. 16.00. Det som nu förändras är att planerna ska vara relaterade till de planobjekt som motsvarar uttagspunkterna i observerbarhetsområdet, se kapitel 5.3.2 Planobjekt.

D-1 planerna återspeglar det bästa antagandet av hur förbrukningen kommer att vara under kommande leveransdygn. Upplösningen på planerna kan vara timmar eller kvartar.

Körplanen kommer att vara indata till maskininlärningsprocesserna för fastställande av kapacitetstilldelningen och obalansprognosen. Körplanen är en effektplan.

5.4 Tidsplan

För att nå målbilden med ett datautbyte som uppfyller alla krav och ger ett värde i form av en fortsatt säker systemdrift, behöver många aktiviteter ske både hos aktör och Svenska kraftnät. Nedan följer en preliminär tidsplan som ska beskriva händelser relevanta för en SGU, samt aktiviteter som SGU själv ska utföra eller rekommenderas utföra för att möjliggöra ett fungerande datautbyte. Eftersom det finns många beroenden mellan aktiviteterna är tidsplanen endast preliminär och ska ses som ett stöd vid planering av ett införande.



Figur 17 Tidpunkter relevanta för en SGU som är förbrukare.

Redan nu kan SGU påbörja följande aktiviteter:

- > Sammanställ strukturdata som DSO kommer att begära in eller SGU registrera direkt i webbportalen.
- > I samarbete med Svenska kraftnät, definiera de planobjekt som skall ersätta dagens reglerobjekt samt vilka anläggningsobjekt som ingår i dem.

När webbportalen lanseras i början av 2021 (preliminärt) kan SGU påbörja följande aktiviteter:

- > Granska och registrera strukturdata i det fall man kommit överens med DSO att de inte ska göra detta.

6 Krav och ansvar för ägare av HVDC-förbindelse

Ägare av nya och befintliga HVDC-förbindelser klassas som en SGU och omfattas av krav på datautbyte enligt SO. Utöver Svenska kraftnät finns det endast ett fåtal ägare av HVDC-förbindelser i Sverige. Istället för att beskriva omfattningen av kraven i detta dokument kommer Svenska kraftnät att separat komma överens med de fåtal berörda företagen som äger en HVDC-förbindelse.

7 Processer för datautbyte

Detta kapitel beskriver ett antal processer där Svenska kraftnät och aktör samverkar.

7.1 Aktör skickar realtidsdata

Svenska kraftnät är i behov av att samla in realtidsmätvärden för att bland annat följa upp och övervaka stödtjänsterna.

Nedanstående process visar hur det skulle kunna gå till när aktör samlar in realtidsmätvärden, granskar det internt och sedan skickar det vidare till Svenska kraftnät. Det kan även vara så att en SGU skickar till sin DSO som i sin tur skickar det vidare till Svenska kraftnät. Se Figur 18.

Starthändelser

Det som sätter igång processen kan exempelvis vara att en kommunikationslösning är testad och godkänd enligt överenskommelse med Svenska kraftnät eller DSO.

Samla in och skicka realtidsmätvärden

- > Aktör samlar in realtidsmätvärden via exempelvis sitt SCADA system och skickar det vidare internt för automatiskt kontroll av värdet.
- > Om inga realtidsmätvärden fångas upp ska aktör skicka estimerade värden markerade med korrekt statuskod.

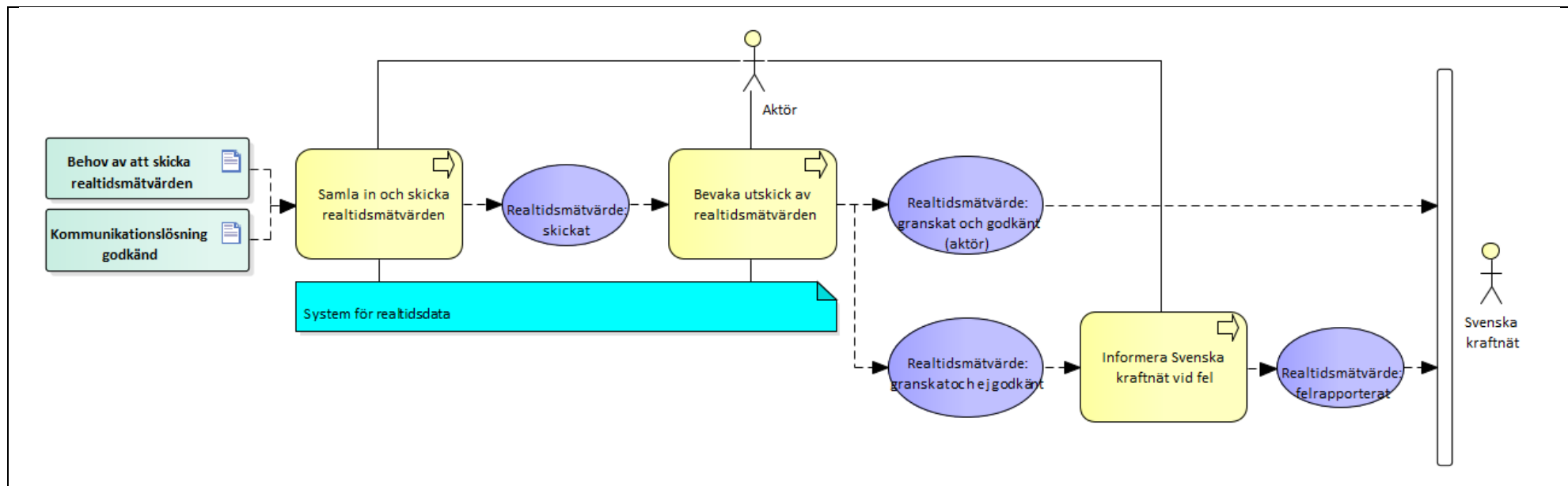
Bevaka utskick av realtidsmätvärden

- > Aktör ska kontrollera realtidsmätvärden med avseende på bland annat:
 - Mätnoggrannhet
 - Uppdateringsfrekvens
 - Tillgänglighet
 - Standardiserade statuskoder

Se *Bilaga 1 - Realtidsdata, tekniska specifikationer*.

Informera Svenska kraftnät vid fel

- > Aktör ska meddela Svenska kraftnät om felaktig data har levererats.
- > Aktör ska meddela Svenska kraftnät om data inte skickas alls.



Figur 18 Aktör skickar realtidsdata.

7.2 Uppdatera strukturdata

Under detta kapitel beskrivs vad som händer när aktör skal uppdatera strukturdata men även när Svenska kraftnät uppdaterar strukturdata som den ansvarar över.

Aktör uppdaterar strukturdata

Nedanstående process visar exempel på vad som kan ge upphov till att aktör behöver uppdatera sitt strukturdata och att resultatet ska skickas till Svenska kraftnät. Se Figur 19.

Starthändelser

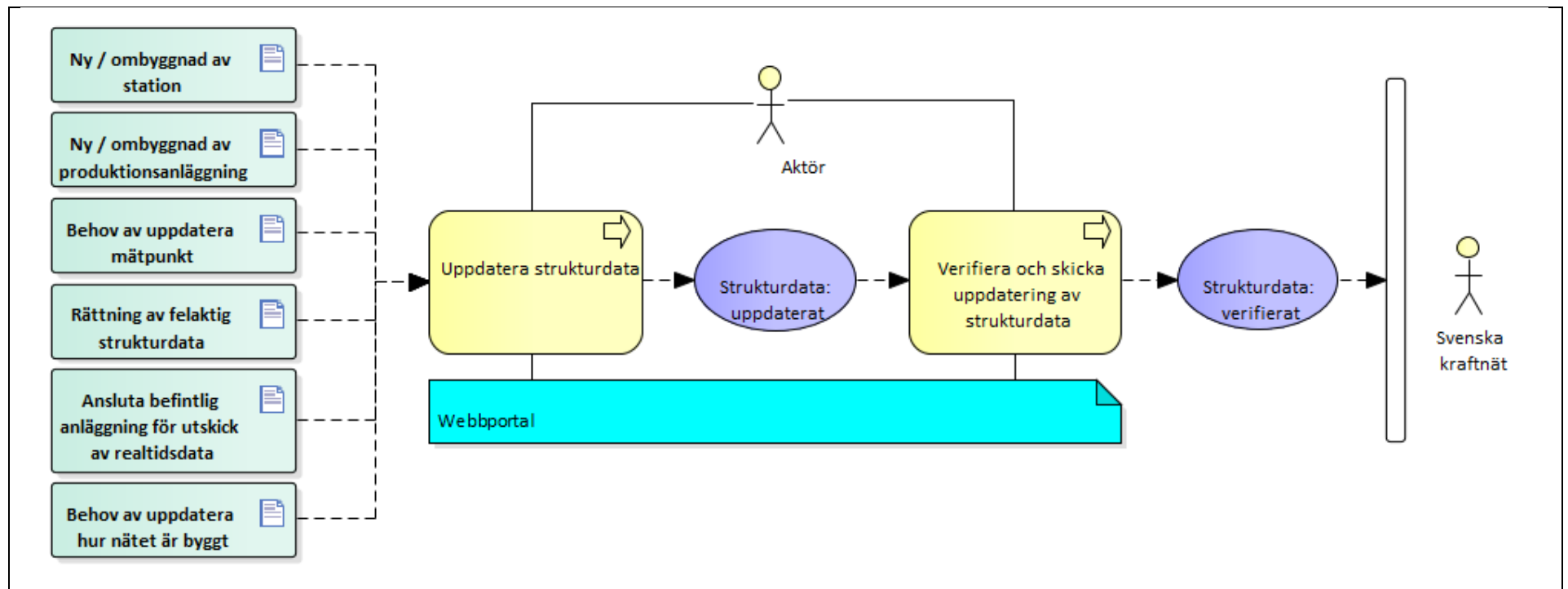
Det som sätter igång processen är att strukturdata är i behov av att uppdateras, exempelvis ändring av mätpunkt, ny/ombyggnad av station eller produktionsanläggning, felaktig strukturdata.

Uppdatera strukturdata

- > Aktör loggar in i en webbportal och anger det som ska uppdateras.
- > Ett ärende skapas med de förändringar som aktören angett.

Verifiera och skicka uppdatering av strukturdata

- > Aktör kontrollerar förändringarna och verifierar att de stämmer. Efter verifieringen skickas förändringarna till Svenska kraftnät.



Figur 19 Aktör uppdaterar strukturdata.

Svenska Kraftnät uppdaterar strukturdata

Nedanstående process visar exempel på vad som kan ge upphov till att Svenska kraftnät behöver uppdatera sina strukturdata och att informationen ska delas med berörd aktör. Se Figur 20.

Starthändelser

Det som sätter igång processen är att strukturdata är i behov av att uppdateras, exempelvis ändring av mätpunkt, ny/ombyggnad av station eller produktionsanläggning, felaktig strukturdata etc.

Uppdatera strukturdata

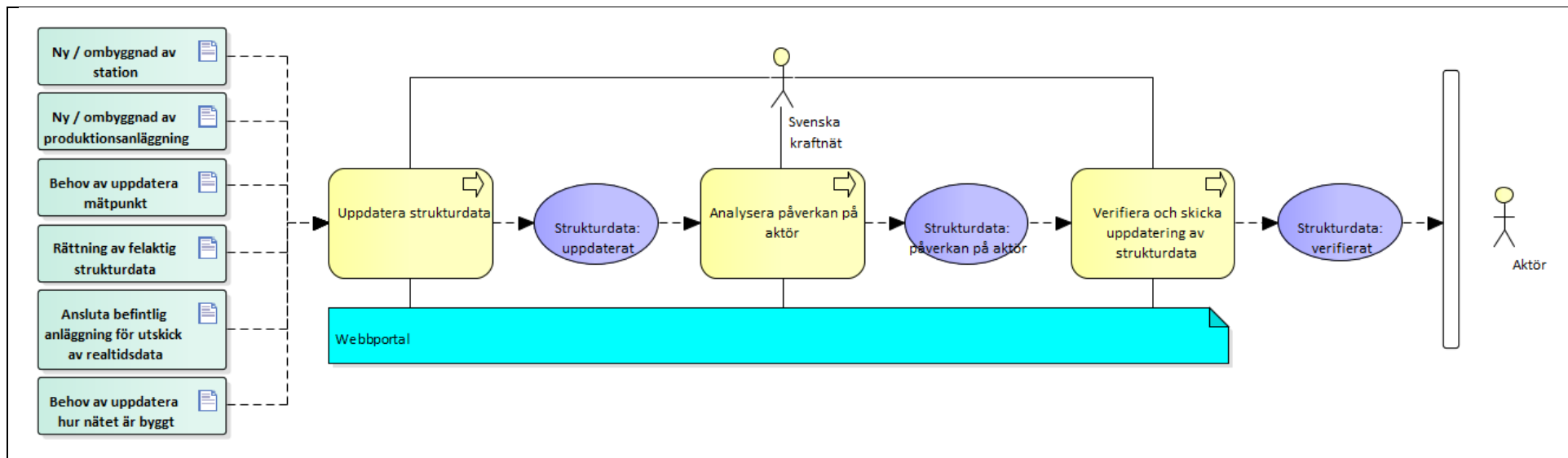
- > Svenska kraftnät loggar in i webbportal och anger det som ska uppdateras.
- > Ett ärende skapas med de förändringar som angetts.

Analysera påverkan på aktör

- > Svenska kraftnät analyserar huruvida förändringarna påverkar en viss aktör eller inte.

Verifiera och skicka uppdatering av strukturdata

- > Svenska kraftnät kontrollerar förändringarna och verifierar att de stämmer.
- > Efter verifieringen och analys av påverkan på aktör meddelas eventuell berörd aktör, d.v.s. den aktör som har direkt kontakt med Svenska kraftnät. DSO får i sin tur meddela SGU vid behov.



Figur 20 Svenska kraftnät uppdaterar strukturdata.

7.3 Svenska kraftnät rimlighetskontrollerar data

Nedanstående bild visar en generell process och syftar till att rimlighetskontrollera all data som Svenska kraftnät tar emot oavsett om det är plandata, realtidsdata eller strukturdata. Om det visar sig att data inte är rimlig, markeras detta och aktör blir informerad om felet. Se Figur 21.

Starthändelser

Det som sätter igång processen är att aktör har uppdaterat strukturdata eller har skickat plandata och realtidsmätvärden till Svenska kraftnät.

Ta emot och validera sändare

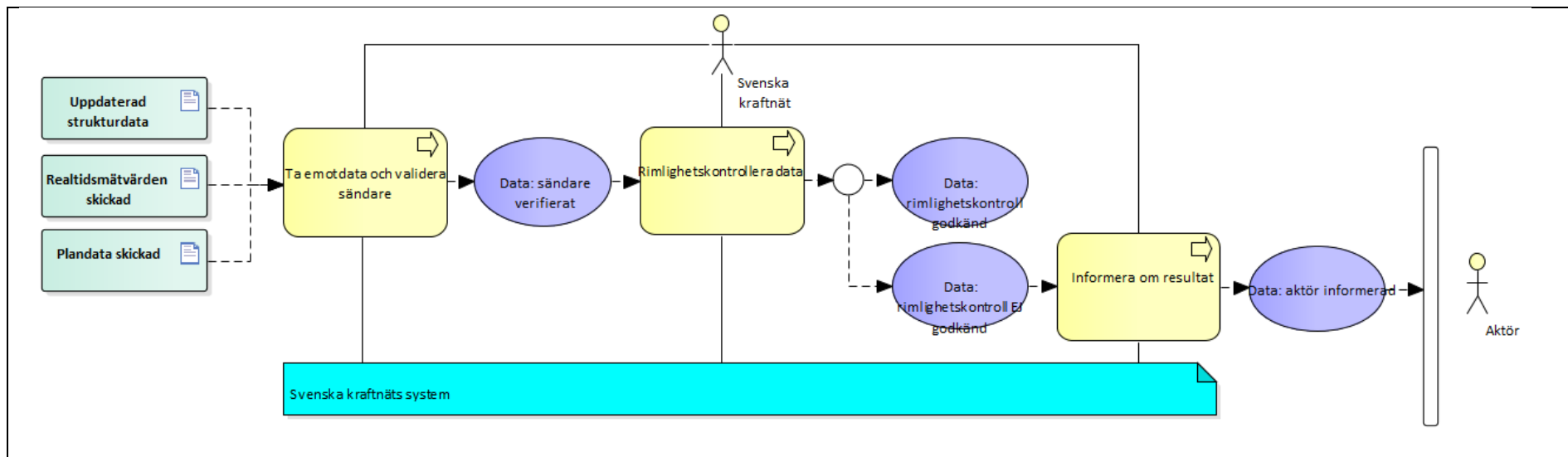
- > Svenska kraftnät tar emot data och säkerställer att det kommit från behörig sändare.

Rimlighetskontrollera data

- > Svenska kraftnät rimlighetskontrollerar data utifrån olika parametrar exempelvis rimlig värde, när i tid data erhållits, om data inte erhållits, korrekt statuskod, jämföra planerat mot realtidsmätta värden etc.

Informera om resultat

- > Aktör kommer att bli meddelad om data inte är godkänd på rimlighetskontrollen.



Figur 21 Svenska kraftnät rimlighetskontrollerar data.

7.4 Uppföljning av tidsplan för realtidsdata

Nedanstående bild visar dialogen mellan Svenska kraftnät och aktör gällande tidsplanen för leverans av realtidsmätvärden och vad som händer om aktören inte uppfyller krav och tidsplan. Se Figur 22.

Starthändelser

- > Identifierat saknade realtidsmätvärden som krävs enligt ställda krav.
- > Kvalitetskrav ej uppfyllda (mätnoggrannhet, tidsstämpling, tidsnoggrannhet etc).

Planera utskick av realtidsmätvärden

- > Aktör anger att det saknas realtidsmätvärden i webbportal.
- > Aktör meddelar när i tid realtidsmätvärden kan samlas in. Datumet ska vara senast två år efter uppbyggnadsskedet.

Bevaka och planera om utskick av realtidsmätvärden

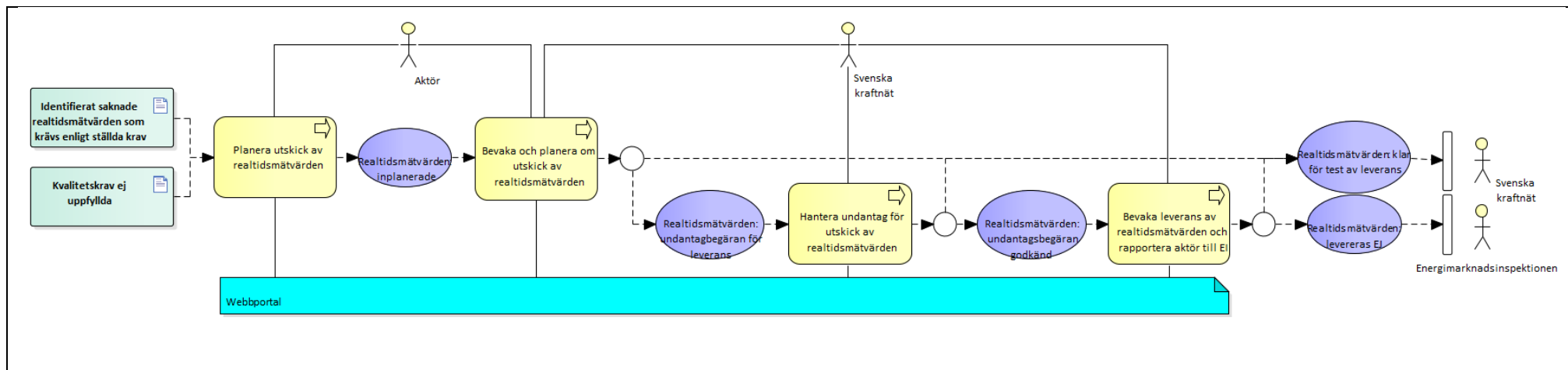
- > Aktör åtgärdar enligt överenskommen tid och levererar realtidsmätvärden.
- > Svenska kraftnät bevakar och skickar ett meddelande i webbportalen sex månader innan angivet datum i det fall kvalitetskraven inte redan är uppfyllda.
- > Aktör ber om att förlänga tiden i webbportal inom två års period.
- > Aktör begär undantag om två års period kommer att överskridas.

Hantera undantag för utskick av realtidsmätvärden

- > Svenska kraftnät bedömer om begäran är befogat och sätter ett nytt datum i webbportal.
- > Om Svenska kraftnät inte godkänner undantagsbegäran har aktören sex månader på sig att uppfylla kvalitetskraven.
- > Svenska kraftnät bevakar och skickar ett meddelande i webbportal sex månader innan angivet datum om kvalitetskraven inte redan är uppfyllda.

Bevaka leverans av realtidsmätvärden och rapportera aktör till Ei

- > Svenska kraftnät övervakar det slutgiltiga införandedatumet i webbportalen.
- > Om aktör ej uppfyller kvalitetskravet innan det slutgiltiga införandedatum kommer Svenska kraftnät anmäla aktör till Energimarknadsinspektionen.



Figur 22 Uppföljning av tidsplan för realtidsdata.

7.5 Införandeprocess av utbyte av strukturdata för dynamiska simuleringar

För att praktiskt möjliggöra utbytet av strukturdata för dynamiska simuleringar kommer det finnas en införandeperiod. Under den tiden har aktörerna möjlighet att ta del av de krav som ställs på dem i samband med utbytet, lägga upp en plan vad de behöver göra för att uppfylla kraven samt att utföra datautbytet. Processen för detta ses nedan och i Figur 23. Här står även vad som händer ifall en aktör inte kan tillhandahålla data inom införandeperioden.

Starthändelser

När båda dessa händelser har skett inleds införandeprocessen för utbyte av strukturdata för dynamiska simuleringar:

- > Denna rapport tillsammans med mallar för insamling av strukturdata av dynamiska simuleringar har publicerats
- > Svenska kraftnät har tagit fram ett förklarande dokument som beskriver utbytet mer i detalj.

Delegera arbetsbeskrivning till berörda mottagare

- > DSO laddar ned mallarna och förklarande dokument som Svenska kraftnät publicerat. DSO skickar det vidare till deras anslutna SGU senast 6 månader efter publiceringen av denna rapport.
- > Svenska kraftnät levererar motsvarande dokument till SGU ansluten till Svenska kraftnät, senast 6 månader efter publiceringen av denna rapport. Svenska kraftnät skickar även, till DSO, motsvarande dokument angående modellering av lindningskopplaraautomatik och extremspänningsautomatik hos reaktorer och kondensatorbanker.

Bevaka och planera leverans under införandeperiod

- > Aktör planerar, tar fram och skickar strukturdata inom 3 år efter publicering av denna rapport. Denna treårsperiod är införandeperioden. Mer om datautbytet kan ses i avsnitt 7.6 *Utbyte av strukturdata för dynamiska simuleringar*.
- > Svenska kraftnät bevakar och skickar en påminnelse om leverans 6 månader innan införandeperiodens slut, ifall data inte har levererats från aktör.
- > Om aktör inte kan tillhandahålla data inom införandeperioden kan de genom en skriftlig motivering be om att förlänga tiden. Det måste göra detta 6 månader innan införandeperiodens slut.

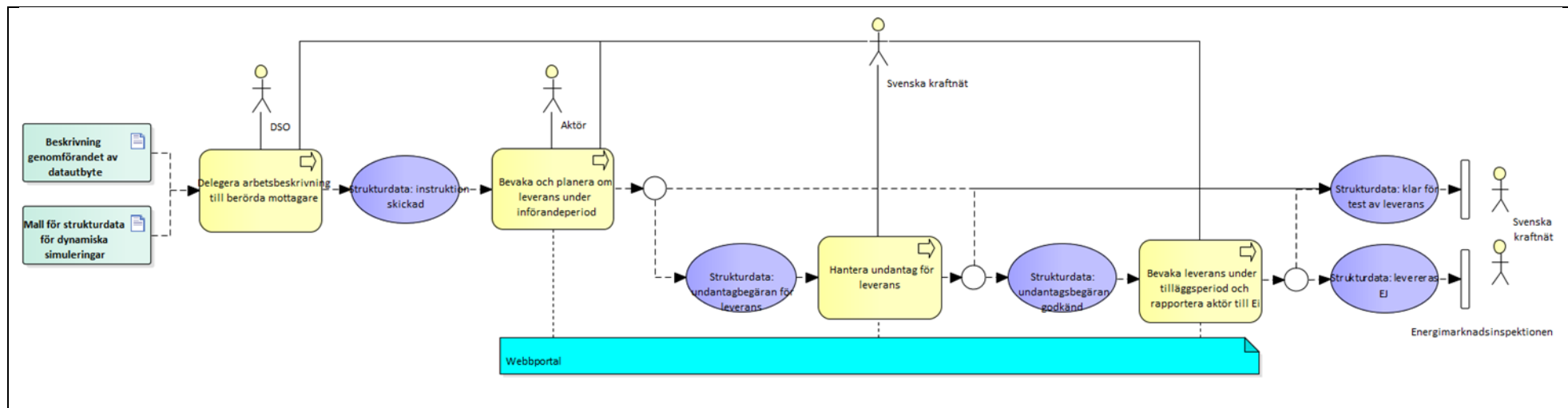
Hantera undantag för leverans

- > Svenska kraftnät bedömer ifall begäran om förlängning av leveranstid är befogad.
- > Om Svenska kraftnät inte godkänner undantagsbegäran har aktören 6 månader på sig att genomföra datautbytet från att information om detta har skickats ut till aktör, men minst fram till dess att införandeperioden är slut.

- > Om Svenska kraftnät godkänner undantaget har aktören en tilläggsperiod på ytterligare ett år, under vilken den har möjlighet att leverera data. Tilläggsperioden börjar gälla när införandeperioden är slut.

Bevaka leverans under tilläggsperiod och rapportera aktör till Ei

- > Svenska kraftnät övervakar leverans av strukturdata efter undantag har beviljats och skickar påminnelse 6 månader innan tilläggsperioden är slut.
- > Om aktör inte har levererat data innan tilläggsperioden är slut kommer Svenska kraftnät anmäla aktör till Energimarknadsinspektionen.



Figur 23 Införandeprocess av utbyte av strukturdata för dynamiska simuleringar.

7.6 Utbyte av strukturdata för dynamiska simuleringar

När kraven för att utbyte av strukturdata för dynamiska simuleringar börjat gälla ska det ske utifrån följande process. Samma process gäller också för uppdatering av samma uppgifter. Denna process omfattar både uppgifter om kraftproduktionsmoduler ägda av SGU och uppgifter om lindningskopplare ägda av DSO. Vid hänvisning till aktör syftas det alltså på någon av dessa. Processen kan ses i Figur 24 och förklaras i nedanstående punkter:

Starthändelser

Aktör startar processen för utbyte av strukturdata för dynamiska simuleringar när någon av dessa händelser har skett:

- > Krav och information om datautbyte har inkommit till aktör tillsammans med förklarande dokument och bifogade mallar.
- > Ett behov av att uppdatera tidigare skickad strukturdata har upptäckts, som till exempel ändrade inställningar av reglerutrustning.

Ta fram relevant strukturdata för dynamiska simuleringar

- > Aktör ska utifrån ställda krav ta fram eller uppdatera relevanta uppgifter:
 - Fylla i uppgifter eller uppdatera uppgifter i relevanta mallar för dennes typ av kraftproduktionsmodul/lindningskopplare/reaktor/kondensatorbank.
 - Motivera ifyllda uppgifter eller uppdaterade uppgifter med hänvisning till källdata i ett dokument.
 - Ta fram relevanta modeller eller uppdatera relevanta modeller beroende på typ av kraftproduktionsmodul eller lindningskopplare utifrån mallar (denna punkt gäller endast för kraftproduktionsmodul ansluten till ett överföringssystem eller DSO som äger transformator med lindningskopplare).

Tillgängliggöra strukturdata för dynamiska simuleringar

- > När alla ovanstående uppgifter har tagits fram eller har uppdaterats ska de tillsammans med relevant källdata samlas i en mapp och skickas. När Webbportalen är på plats ska uppgifterna istället för att skickas, laddas upp via den. De som ska ta emot uppgifterna är Svenska kraftnät samt DSO ifall uppgifterna avser en kraftproduktionsmodul som är ansluten till ett distributionssystem som DSO äger, annars är det endast Svenska kraftnät.

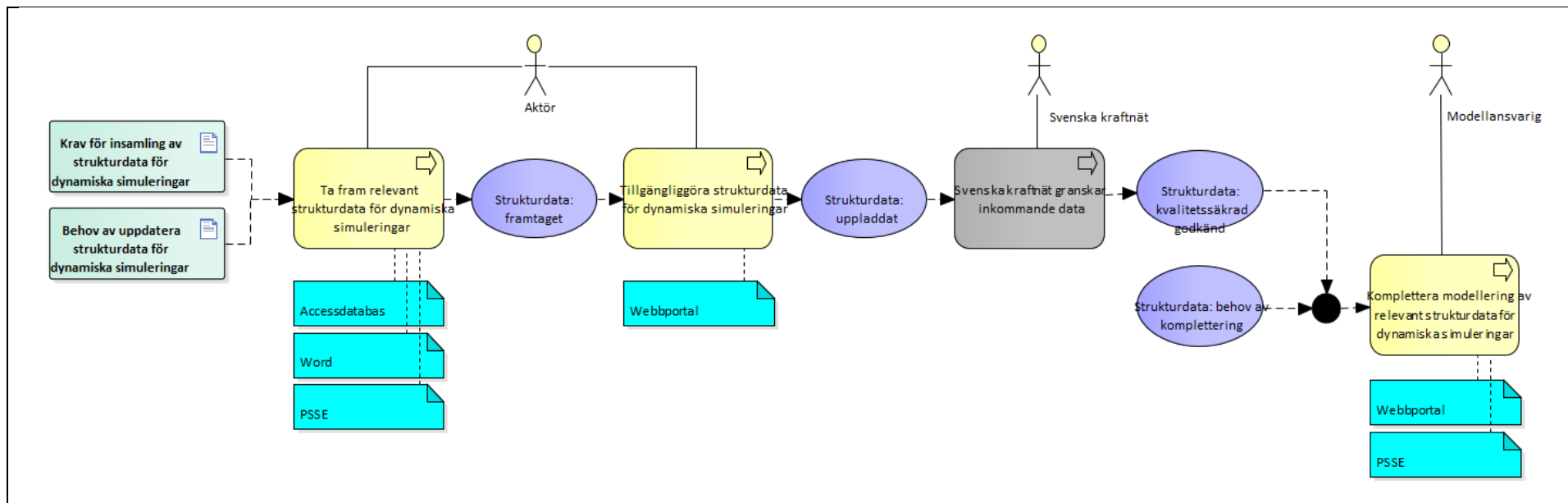
Svenska kraftnät granskar inkommande data

- > Uppgifterna granskas av Svenska kraftnät enligt processen som finns beskrivet i avsnitt 7.3 *Svenska kraftnät rimlighetskontrollerar data*.

Kompletterande modellering av relevant strukturdata för dynamiska simuleringar

- > Ifall datautbytet avser en kraftproduktionsmodul ansluten till ett distributionssystem ska modellansvarig tillhandahålla modeller eller uppdatera modeller utifrån inlämnade uppgifter.

- > När webbportalen är på plats laddar modellansvarig upp de framtagna modellerna på webbportalen. Annars förses berörda parter med modellerna på annat sätt.



Figur 24 Utbytesprocess för strukturdata för dynamiska simulering.

Bilaga 1 - Realtidsdata, tekniska specifikationer

Nedanstående minimikrav gäller utan undantag för alla nya och ombyggda överförings-, distributions-, och produktionsanläggningar.

För befintliga anläggningar kan existerande mätomfattning och mätkvalitet förbli oförändrad tills anläggningen byggs om.

Denna bilaga beskriver de specifika kraven på mätnoggrannhet för erforderlig mätdata.

Erforderlig mätnoggrannhet måste iakttas i hela mätområdet.

Undantag

Vid behov kan Svenska kraftnät av systemsäkerhetsskäl begära att anläggningsägaren uppgraderar befintlig mätutrustning till en nivå, som uppfyller minimikraven för nya och ombyggda anläggningar.

Mätansvarigt företag kan hos Svenska kraftnät ansöka om undantag från specifika krav avseende realtidsmätning.

För att bevilja ett undantag gäller:

- > Det måste föreligga särskilda omständigheter, av lokal karaktär i en enskild mätpunkt.
- > Det måste föreligga betydande tekniska och/eller ekonomiska problem.
- > Avvikelsen får inte ge upphov till någon betydande försämring av den tekniska kvaliteten lokalt eller sett i ett större perspektiv.
- > Avvikelsen får inte orsaka ökade belastningar för andra företag.

2 år efter uppbyggnadsskedet av datautbytet måste en ansökan om undantag göras skriftligen till Svenska kraftnät. Uppbyggnadsskedet av datautbytet beräknas avslutat 2023-01-01, då ska realtidsmätning finnas på alla anläggningar som omfattas av kraven.

Mätnoggrannheten

Mätnoggrannheten för en given mätning anges som den totala felaktigheten i procent vid referensvärdet. Felaktigheten beräknas således som en absolut storlek som är tillämplig i hela mätområdet. Referensvärdet motsvarar 100% och är typiskt spänningsnivån, nominellt värde, märkvärdet eller det maximalt tillåtna kontinuerliga värdet under normala förhållanden.

Undantag: Noggrannheten för frekvensmätningar kan anges som ett absolut värde (i Hz eller mHz).

Exempel på procentuell noggrannhet: För en strömmätning med ett märkvärde på 1000 A och ett noggrannhetskrav på 1,5%, kan en felaktighet på 15 A tillåtas i hela mätområdet.

Mätområde

Mätintervall anges i procent av märkvärdet.

Undantag: Mätintervall för frekvensmätningar anges med ett absolut värde (i Hz eller mHz).

Noggrannhetskrav för spännings- och frekvensmätningar

För spänningsmätningar räcker det att mätnoggrannheten är uppfylld inom mätområdet 80-120% av märkvärdet. Utanför mätområdet 80-120% finns det inga specifika krav på mätnoggrannhet.

För frekvensmätningar räcker det att mätnoggrannheten uppfylls inom mätområdet 49-51 Hz. Utanför mätområdet 49-51 Hz kan mätnoggrannheten reduceras till 50 mHz.

Noggrannhetskrav

Anläggnings- typ	Mättyp	Total mätnoggrannhet	Minsta mätområde
Produktion inom observer- barhetsområdet	P (MW)	0,5 %	Möjlig produktion
	Q (Mvar)	1,0 %	Möjlig produktion
	U (kV)	0,5 %	0-120 % (80-120 %)
Vindkraftsparker utanför observer- barhetsområdet	P (MW)	0,5 %	Möjlig produktion
	Q (Mvar)	1,0 %	Möjlig produktion
	U (kV)	0,5 %	0-120 % (80-120 %)
Produktion utanför observer- barhetsområdet	P (MW)	1,5 %	Möjlig produktion
	Q (Mvar)	2,0 %	Möjlig produktion
	U (kV)	1,5 %	0-120 % (80-120 %)
Luftledningar	P, Q, I (MW, Mvar, A)	1,5 %	± 150 %
	U (kV)	1,0 %	0-120 % (80-120 %)
Kablar	P, Q, I (MW, Mvar, A)	1,5 %	± 200 %
	U (kV)	1,0 %	0-120 % (80-120 %)
Transformatorer	P, Q, I (MW, Mvar, A)	1,5 %	± 150 %
	U (kV)	1,0 %	0-120 % (80-120 %)
	Lindnings- kopplingssteg	0,0 %	Möjliga steg

Anläggnings- typ	Mättyp	Total mätnoggrannhet	Minsta mätområde
Samlingsskenor	U (kV)	1,0 %	0-120 % (80-120 %)
	f (Hz)	20 mHz	47-53 Hz (49-51 Hz)
Övriga anläggningar	Övriga mätningar	1,5 %	

Tabell 2 Noggrannhetskrav för realtidsmätning

Tidsupplösning, tidsnoggrannhet, uppdateringsfrekvens och kommunikationsfördröjning

Mätdata ska återspegla anläggningens faktiska momentana tillstånd.

Tidsstämpling

Tidsstämpling för statusindikeringar ska ske i mätutrustningen, vid tillståndsäändringen. För analoga värden ska det göras så nära mätutrustningen som möjligt, det kan antingen göras i RTU-utrustningen, SCADA-systemet eller motsvarande.

Undantag: Om lokal tidsstämpling inte är möjlig kan mätvärdena tidsstämplas vid ankomst i Svenska kraftnäts mottagande insamlingssystem.

Kommunikationsfördröjningen (tiden för att mätvärdet ska anlända till Svenska kraftnäts mottagande insamlingssystem) får då inte vara längre än 5 s.

Undantaget är giltigt t.o.m. 2 år efter uppbyggnadsskedet av datautbytet som beräknas avslutat 2023-01-01.

Var tidsstämplingen sker ska anges som strukturdata.

Kommunikationsfördröjning

Tidsfördröjningen från att en händelse inträffat till att mätvärdet når Svenska kraftnäts insamlingssystem ska inte överstiga 10 sekunder.

Tidsnoggrannhet

Händelser och analoga mätvärden ska vara tidsmärkta med en noggrannhet på minst ± 10 ms i förhållande till NTP²⁸. Tidsangivelserna ska för nya anläggningar vara synkroniserade med en referensklocka via GPS, RDS, DCF77 eller via annat likvärdigt system.

Undantag: För andra objekt än brytare och skyddsreläer kan en tidsnoggrannhet på sämre än ± 10 ms accepteras.

Undantaget är giltigt t.o.m. 2 år efter uppbyggnadsskedet av datautbytet som beräknas avslutas 2023-01-01.

Uppdateringsfrekvens

Uppdateringsfrekvensen ska högst vara 5 sekunder. Tiden ska gälla för 95 % av fallen, för återstående 5 % får tiden förlängas med högst 50 %.

Om levererande mätsystem tar emot analoga mätvärden endast då värdet lämnar ett inställt dödband och statusindikeringar endast vid tillståndsförändringar, ska ändå mätvärden kontinuerligt levereras till Svenska kraftnät med en uppdateringsfrekvens på 5 s. Dödbandet ska då vara av en storleksordning som inte påverkar den krävda mätnoggrannheten.

Protokoll

Mätvärdesleverantören måste utbyta mätdata med något av Svenska kraftnäts godkända kommunikationssätt.

När kommunikationen sker mellan mätvärdesleverantörens SCADA-system och Svenska kraftnäts SCADA-system ska protokollet IEC 60870-5-101 användas. ELCOM-90-protokollet är godkänt fram till 2023-10-01 då det är planerat att det ska vara avvecklat som kommunikationsprotokoll på Svenska kraftnät.

När den nya kommunikationslösningen kommer att användas ska de protokoll som fastställs senare användas. Se *Bilaga 4 - Ny kommunikationslösning*.

Undantag: Mätdata kan eventuellt levereras med andra protokoll om inte någon annan realistisk möjlighet finns. Det avgörs från fall till fall av Svenska kraftnät och är avhängigt av de möjligheter som finns i Svenska kraftnäts insamlingssystem.

Statuskoder - kvalitetsflaggor

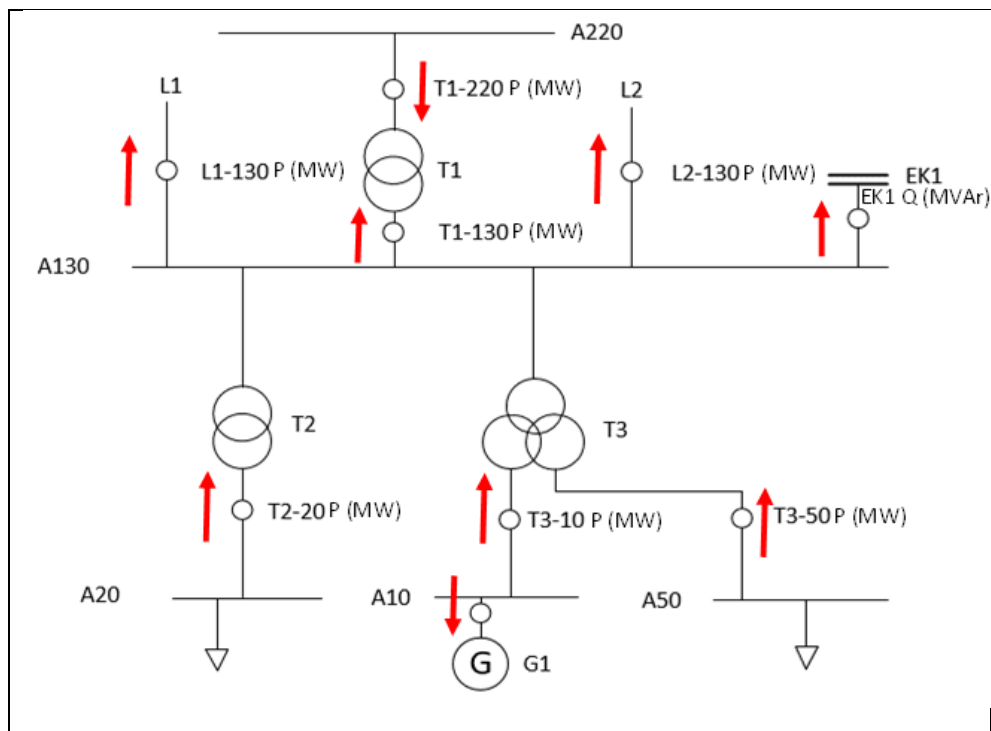
Realtidsmätvärden ska levereras med standardiserade kvalitetsflaggor som gäller för det protokoll som används och ska minst omfatta:

- > Gammalt värde.
- > Manuellt inmatat värde.
- > Orimligt värde.
- > Osäkert värde.
- > Beräknat värde.
- > Estimerat värde.

Riktning på mätvärden

Vid flödesmätning, avser referensindikeringen False (falsk) eller True (sann) om positiva mätvärden överensstämmer med den definierade referensriktningen. Referensriktningen definieras som ett flöde in i det till mätvärdet relaterade kraftsystemobjektets mätpunkt.

De röda pilarna i nedanstående exempel motsvarar referensriktningarna.



Figur 25 Referensriktning för flödesmätning

Nedanstående tabell visar exempel på tillämpning av regelverket.

Mätpunkt	Referensindikering	Riktning
T3-50 P (MW)		
T3-50 P (MW)	True	Positiva värden går från A50, in i T3
T3-50 P (MW)	True	Negativa värden går från T3 till A50
T3-50 P (MW)	False	Positiva värden går från T3, till A50
T3-50 P (MW)	False	Negativa värden går från A50, in i T3
L1-130 P (MW)		
L1-130 P (MW)	True	Positiva värden går från A130 in i L1
L1-130 P (MW)	True	Negativa värden går från L1 till A130
L1-130 P (MW)	False	Positiva värden går från L1 till A130
L1-130 P (MW)	False	Negativa värden går från A130 in i L1

Tabell 3 Exempel på tillämpning av referensindikering för flödesriktning.

Kommunikationskanal

Kommunikation med ICCP och ELCOM sker över fasta fiberförbindelser mellan parternas SCADA-system. Leverantörens SCADA-system ska parallellt leverera mätvärden både till Svenska kraftnäs produktions- och backupsystem.

Mätvärdesleverantören upplåter en av Svenska kraftnät godkänd intrångssäker plats för installation av Svenska kraftnäs routrar samt plats för kanalisation av utgående fiberförbindelse. Mätvärdesleverantören tillhandahåller

kommunikationsförbindelse från sitt SCADA-system för anslutning i routrarna. Svenska kraftnät ansvarar för fibernätet, där Svenska kraftnäts fibernoder vid behov är hopkopplade med noder i externa fibernät.

Redundans

Svenska kraftnät ska där så är nödvändigt för driftsäkerheten tillse att det finns redundanta kommunikationskanaler. Det innebär att mätvärdesleverantören kan behöva göra kompletteringar i den lokala installationen.

Förändring av parts datainsamlingssystem

Parterna har rätt att förändra eget datainsamlingssystem, driftdatanät och driftövervakningssystem om så krävs av tekniska orsaker eller för att upprätthålla/förbättra tillgänglighet eller funktion. Sådana förändringar kan åsamka den andra parten merkostnader för ändringar i sitt system. Vid sådana förändringar ska inga ersättningar utgå mellan parterna. Information om tidpunkt och omfattning av sådan förändring ska ske med skälig framförhållning så att den andra parten ges möjlighet att utföra nödvändiga anpassningar i sitt system.

Rutiner och ansvar vid felanmälan, avbrott m.m.

Nedanstående rutiner och ansvar gäller vid fel som kan påverka datautbytet. Det gäller för såväl utrustningen för datautbytet som för själva informationen.

Kontaktvägar

Fel inom Svenska kraftnäts ansvarsområde upptäckta av mätvärdesleverantören anmäls till IT-kontroll på tel. 010-472 76 90, epost-adress, IT-kontroll@svk.se.

Fel inom mätvärdesleverantörens ansvarsområde upptäckta av Svenska kraftnät anmäls till mätvärdesleverantören på det sätt som är angivet i strukturinformationen. Kontaktuppgifterna ska alltid vara aktuella.

Vid felanmälan

Upptäckta fel ska anmälas under ordinarie kontorstid. Utanför ordinarie kontorstid tas omedelbar kontakt om felets natur är av sådan art att Svenska kraftnät bedömer att det påverkar systemdriften eller det för någon part kan medföra kostnad eller annan olägenhet som icke är försumbar.

Vid planerade arbeten och avbrott

Parterna meddelar vid planerade arbeten som berör den andra parten. Informationen ska innehålla detaljer om tidpunkter och konsekvenser och ska om möjligt aviseras minst en vecka före arbetets utförande.

Rutiner vid förändring av parts datainsamlingssystem

Då mätvärdesleverantören planerar förändringar av datainsamlingssystemet som påverkar datautbytet ska, med skälig framförhållning, förändringen anmälas till Svenska kraftnät, IF Applikationsförvaltning, IT-kontroll@svk.se.

Då Svenska kraftnät planerar förändringar av datainsamlingssystemet som påverkar datautbytet ska, med skälig framförhållning, förändringen anmälas till mätvärdesleverantören på det sätt som är angivet i strukturinformationen. Kontaktuppgifterna ska alltid vara aktuella.

Rutiner vid IT-säkerhetsincidenter

Då en IT-säkerhetsincident upptäcks eller misstänks som berör mätvärdesleverantörens anslutning mot Svenska kraftnät ska datautbytet genast avbrytas och IT-kontroll kontaktas på tel. 010-472 76 90, epost-adress, IT-kontroll@svk.se.

Då en IT-säkerhetsincident upptäcks eller misstänks som berör Svenska kraftnäts anslutning mot mätvärdesleverantören ska datautbytet genast avbrytas och mätvärdesleverantören kontaktas på det sätt som är angivet i strukturinformationen. Kontaktuppgifterna ska alltid vara aktuella.

Bilaga 2 – Strukturdata och avbrottsinformation, DSO och SGU

I nedanstående tabell redovisas den strukturdata och avbrottsinformation som ska utbytas via Svenska kraftnäts webbportal.

Data/information	Beskrivning
Alla nätområden	
Nätområde ID	Nätområdes ID som används i avräkningen, nätområden.se
Nätområde	Nätområdets namn
Nätägare	Nätägare
Ingår i observerbarhetsområdet	Om nätområdet helt eller delvis ingår i observerbarhetsområdet. Se definitionen i kapitel, 2.12 <i>Observerbarhetsområdet</i>
Angränsande nätområde	Nätområdes ID för angränsande nät. Både överliggande och underliggande. (Hämtad från nätavräkningen.)
Översiktsscheman	Svenska kraftnät behöver få tillgång till aktuella översiktsscheman där det framgår hur nätet är uppbyggt. Nya versioner ska kontinuerligt delges Svenska kraftnät.
Nätområden utanför observerbarhetsområdet	
Utbytesmätpunkter/stationer	Mätpunkter eller stationer i de angränsande nätområden som ingår i observerbarhetsområdet. Det kan också vara mätpunkter eller stationer inom nätområdet om delar av nätområdet ingår i observerbarhetsområdet.
Aggregerad småskalig Produktion per produktslag och utbytesstation	Kraftproduktionsmoduler som inte är SGU:er, ska redovisas med den sammanlagda installerade kapaciteten per produktslag och indirekt anslutande station i observerbarhetsområdet. Den installerade kapaciteten ska vara den bästa möjliga uppskattningen och uppdateras minst var sjätte månad.

Data/information	Beskrivning
Stationer innanför observerbarhetsområdet (även produktions- och förbrukningsanläggningar)	
Stationslittera	Avser stationslittera på stationer som ingår i observationsområdet eller som är klassificerad som en SGU
Station	Stationsnamnet på stationen
Ägare	Anläggningsägare, nätägare, producent eller förbrukande företag.
X-koordinat	X-koordinaten för stationen. För en vindkraftspark som mäts i en anslutningspunkt avses mittpunkten för vindkraftsparken.
Y-koordinat	Y-koordinaten för stationen. För en vindkraftspark som mäts i en anslutningspunkt avses mittpunkten för vindkraftsparken.
Objekt, kraftsystemobjekt	Littreringen av kraftsystemobjekten i stationen, transformator, linje, samlingsskena, generator, etc.
mRid	Objekt, kraftsystemobjekt unika identitet enligt CIM-standard. Svenska kraftnät definierar ett id som kan användas av alla berörda parter.
Spänningsnivå	Den spänningsnivå som kraftsystemobjektet hänförs till. Transformatorns sekundära spänningsnivåer behövs om de ingår i observerbarhetsområdet eller om realtidsmätning finns på sekundärsidan.
Fack	Om littreringen (namnsättningen) kräver en fack-specifikation.
Del	Om littreringen kräver en specifikation, t.ex. då två kablar är anslutna i ett fack.
Objekttyp	Klassificering av kraftsystemobjektet, t.ex. linje, transformator, generator.
Mätpunkt	Littrering av mätpunkterna, bestående av Station, Objekt, Spänningsnivå och i förekommande fall Fack och/eller Del.
Företagets mätpunktslittrering	Företagets littrering/benämning på mätpunkter kan skilja sig från den ovan beskrivna för Mätpunkter.

Data/information	Beskrivning
Användningstyp	Avser hur en mätpunkt används, t.ex. Produktion, Förbrukning, Distribution eller Topologi.
Kopplingsapparat	Specifikation av vilka kopplingsapparater som betjänar ett kraftsystemobjekt. T.ex. AF avser frånskiljaren ansluten till A130-skenan för T1-130-AF, BF avser frånskiljaren ansluten till B130-skenan.
Stationsscheman	Svenska kraftnät behöver få tillgång till aktuella stationsscheman där normalkopplingsläge framgår. Nya versioner ska kontinuerligt delges Svenska kraftnät.
Ingår i översiktsschema	Vilket/-a översiktsscheman stationen ingår i ska anges.
Produktionsanläggningar, Typ B, C och D	
Produktslag	Gäller produktionsanläggningar. Avser vatten, vind, värme, etc.
Installerad effekt (MW)	Avser total installerad effekt i produktionsanläggningen. Summa ingående kraftproduktionsmoduler (generatorer).
Kraftproduktionsmodulkapacitet (MW)	Maxeffekten per kraftproduktionsmodul (generator).
Effektgrupp	Gruppering av produktionsanläggningar efter installerad effekt. Typ A – D.
Kraftproduktionsmodulens reaktiva kapacitet (MVar)	Maximal reaktiv effekt per kraftproduktionsmodul (generator), positiv och negativ.
Utbytestation i överliggande nät	Gäller produktionsanläggningar som är SGU:er (Typ B-D) och inte ligger inom observerbarhetsområdet. Avser vilken station i observerbarhetsområdet som SGU:n indirekt är ansluten till i normalkopplingsläge.
Ingår i samkörningsgrupp	Gäller om kraftproduktionsmoduler ingår i något samkörningsschema.
Ingår i Starta Sverige	Om anläggningen ingår i Starta Sverige
Fjärrstyrning	Möjlighet att fjärrstyra anläggningen (för eventuell beordrad nedstyrning)

Data/information	Beskrivning
Reglermod	Reglermod i normalläge för reaktiv effekttreglering för generatorer (spänning, reaktiv effekt eller effektfaktor)
Produktions- och förbrukningsanläggningar	
Abonnerad effekt (MW)	Gäller förbrukningsanläggning, avser av DSO abonnerad effekt, dvs. maximalt effekttuttag.
Abonnerad reaktiv effekt (MVar)	Gäller förbrukningsanläggning, avser av DSO abonnerad reaktiv effekt, dvs. maximalt reaktivt effekttuttag.
Ingår i planobjekt/reglerobjekt	Information från balansansvarig, BRP. Om produktionsanläggningen ligger inom observerbarhetsområdet är planobjektet detsamma som produktionsanläggningen. Ligger den utanför observerbarhetsområdet kan planobjektet bestå av flera produktionsanläggningar. Förbrukningsanläggningen ska motsvara ett planobjekt.
Balansansvarigt företag	För produktions-/förbrukningsanläggningen.
Reglerbar	Avser om produktions-/förbrukningsanläggningen används/kan användas för stödtjänster på balansmarknaden.
Stödtjänstleverantör	Om produktions-/förbrukningsanläggningen används för stödtjänster.
Ingår i mFRR-objekt	Gäller förkvalificerade produktions-/förbrukningsanläggningar som levererar stödtjänsten mFRR. Kan gälla hela anläggningen eller per modul.
Ingår i aFRR-objekt	Gäller förkvalificerade produktionsanläggningar som levererar stödtjänsten aFRR. Kan gälla hela anläggningen eller per kraftproduktionsmodul.
Ingår i FCR-objekt	Gäller förkvalificerade produktions-/förbrukningsanläggningar som levererar stödtjänsten FCR. Kan gälla hela anläggningen eller per modul.

Data/information	Beskrivning								
Ingår i FFR-objekt	Gäller förkvalificerade produktions-/förbrukningsanläggningar som levererar stödtjänsten FFR. Kan gälla hela anläggningen eller per modul.								
Förkvalificeringsdatum	Datum då förkvalificeringen senast utfördes. Ska bedömas vart femte år. Kan vara olika datum för olika moduler och olika stödtjänster.								
Kommentar	Förtydligande kommentarer.								
Mätvärdesidentiteter									
mRid	Mätvärdesseriens unika identitet enligt CIM-standard. Svenska kraftnät definierar ett id som kan användas av alla berörda parter.								
Mätvärdesleverantörens mRid	I de fall då mätvärdesleverantören redan har ett mRid definierat. Så att en mappning kan göras när utbyten sker via CIM-format.								
Mätserieidentitet	En tidsserieidentitet för rådata, dvs. en tidsserieidentitet för mätvärden. Mätserieidentiteten definieras genom en sammansättning av Mätpunkt, Kopplingsapparat/Mätvärdestyp. Flera mätvärden kan vara relaterade till samma mätpunkt, t.ex. spänning, brytarstatus, aktiv och reaktiv effekt. Exempel: <table> <tr> <td>Alfsberg T11-130-U</td><td>spänning</td></tr> <tr> <td>Alfsberg T11-130-S1</td><td>brytarläge</td></tr> <tr> <td>Alfsberg T11-130-P</td><td>aktiv effekt</td></tr> <tr> <td>Alfsberg T11-130-Q</td><td>reaktiv effekt</td></tr> </table>	Alfsberg T11-130-U	spänning	Alfsberg T11-130-S1	brytarläge	Alfsberg T11-130-P	aktiv effekt	Alfsberg T11-130-Q	reaktiv effekt
Alfsberg T11-130-U	spänning								
Alfsberg T11-130-S1	brytarläge								
Alfsberg T11-130-P	aktiv effekt								
Alfsberg T11-130-Q	reaktiv effekt								
Mätvärdesleverantörens id	Mätvärdesleverantörens interna mätserieidentitet								
Mätvärdestyp	Klassificering av mätvärden, t.ex. brytarstatus, frånskiljarstatus, effekt, spänning.								
Enhet	Är kopplat till Mätvärdestypen								
Mätning saknas	Om det saknas mätvärden, ska mätvärdesidentiteten ändå registreras.								

Data/information	Beskrivning
Ersättningsmetod	Om det saknas mätvärden, anges den temporära lösningen. Manuellt inmatat värde - kan tillämpas för brytare och frånskiljare. Ersättningsvärde - mätning på nedsidan av en transformator exempelvis. Vilket mätvärde (Tidsserieidentitet) som ersätter anges i fältet "<i>Kan ersättas av</i>". Det ska bara gå att välja in redan registrerade tidsserieidentiteter. Beräknat - om det önskade mätvärdet kan beräknas med hjälp av andra mätvärden eller på något annat sätt. Vilka mätvärden som ingår i beräkningen anges i fältet "<i>Kan ersättas av</i>". Här anges de tidsserieidentiteter som ingår i beräkningen.
Kan ersättas av	Om mätning saknas i en mätpunkt, kan mätvärdena ersättas av ett annat mätvärde eller beräknas med andra mätvärden i andra mätpunkter. På mätvärdesidentiteten där mätvärden saknas visas vilka mätvärdesidentiteter som kan ersätta mätningen.
Ersätter	Om en mätvärdesidentitet används/ingår som ersättningsvärde anges vilken mätvärdesidentitet den ersätter.
Åtgärdskrav	Om det saknas mätvärden bedömer Svenska kraftnät hur viktigt det är att åtgärda bristen. Ska - ersättningsvärde finns inte, ett datum måste anges då det kan vara åtgärdat. Bör - bör åtgärdas, ersättningsvärde inte tillräckligt bra, ett datum då det kan vara åtgärdat ska anges. Kan - åtgärdas om det går, ett ersättningsvärde finns som är tillräckligt bra.
Avvikelser åtgärdade	Tidpunkt då mätvärdet beräknas kunna levereras, om åtgärd krävs, dvs. fältet, Saknad, åtgärdskrav = " <i>Ska</i> " eller " <i>Bör</i> ". Om mätvärdet inte kan levereras i enlighet med vad som krävs i enlighet med de tekniska specifikationerna beskrivna i <i>Bilaga 1 - Realtidsdata, tekniska specifikationer</i> . Vilken avvikelse som avses anges i kommentarsfältet om det inte framkommer på annat sätt.

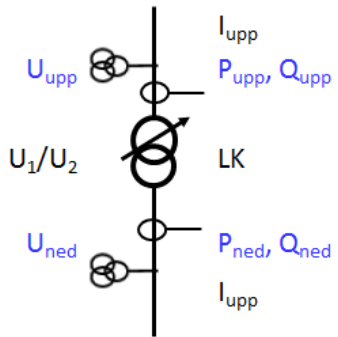
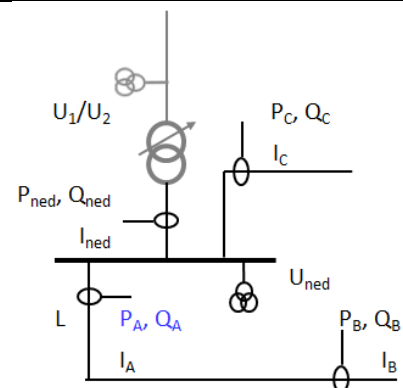
Data/information	Beskrivning
Uppdateringsfrekvens (sek)	Uppdateringstiden som kan tillämpas för leverans av mätvärden. Ska vara 5 s, enligt <i>Bilaga 1, Realtidsdata, tekniska specifikationer</i> .
Tidstämpling	Ange var tidstämplingen görs, i mätutrustningen i SCADA-systemet eller om den inte levereras .
Mätvärdes-id	Kommunikationsidentiteten. Den unika identitet som används då mätvärden skickas till Svenska kraftnät.
Annan mätvärdesleverantör	Om mätvärdet mäts av annat företag, exempelvis mot angränsande nätområde eller ansluten produktionsanläggning.
Mätvärdesobjekt	Specifikation av vilka mätvärden som mäts som är relaterade till mätpunkten. T.ex. AF avser fränskiljaren ansluten till A130-skenan för T1-130-F, BF avser fränskiljaren ansluten till B130-skenan.
Riktning	Vid, effekt-, reaktiv effekt- och strömmätning, avser riktningen False (falsk) eller True (sann) om mätvärdesseriens positiva värden överensstämmer med den definierade referensriktningen. Den definierade referensriktningen finns beskriven i <i>Bilaga 1 - Realtidsdata, tekniska specifikationer</i> stycke <i>Riktning på mätvärden</i> .
Mätvärdesslag	Avser om mätvärdet är analogt eller indikerar en status.
Tillgänglighet	Bemanning dygnet runt, 24/7 eller kontorstid, 8/5 för åtgärd avseende mätvärdesleveransen. Är oftast samma för mätvärdesleverantören men kan skilja för vissa mätserier.
Kommunikationssätt	ICCP, Elcom, 4G/VPN, etc. Är oftast samma för mätvärdesleverantören men kan skilja för vissa mätserier
Maximal inställelsetid	För åtgärdande av mätvärdesleveranser kopptillgängligheten. Är oftast samma för mätvärdesleverantören men kan skilja för vissa mätserier

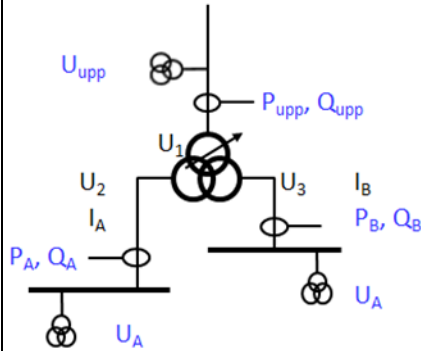
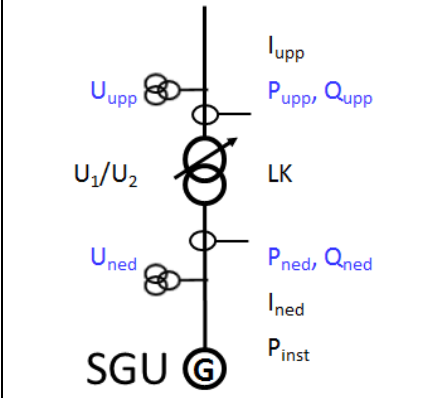
Data/information	Beskrivning
Avbrotts-, driftomläggnings-, begränsningsinformation per kraftsystemobjekt, DSO och SGU	
Start- och sluttid	Start- och sluttid för planerat behov
Återställningstid	Anges i timmar med upp till två decimaler, värsta scenario anges, ej beroende av tidpunkt under avbrottstiden.
Orsak	> Underhåll > Projekt > Felsökning > Kvarstående fel > Ytterligare status kan tillkomma
Förutsättning	Om särskilda förutsättningar finns för att genomföra avbrottet
Projekt	Möjlighet att lägga information om avbrottet tillhör specifikt projekt
Avbrottsplan	Avbrottsplan som avbrotts-, driftomläggnings-, begränsningsinformationen ingår i
Avbrottstyp, DSO	> Avbrott. > Driftomläggning fränkoppling > Driftomläggning tillkoppling > Test
Avbrottstyp, SGU	> Avbrott > Test > Begränsning
Begränsning $P_{\max}$ SGU	Numeriskt värde på tillgänglig effekt i MW, om den skiljer sig från registrerad installerad aktiv effekt.
Begränsning $Q_{\max}$ SGU	Numeriskt värde på tillgänglig effekt i MVar, om den skiljer sig från registrerad reaktiv effekt, kan vara ett negativt eller positivt värde
Avvikande reglermod SGU	Planerat avvikande läge av reglermod till rapporterat normalläge

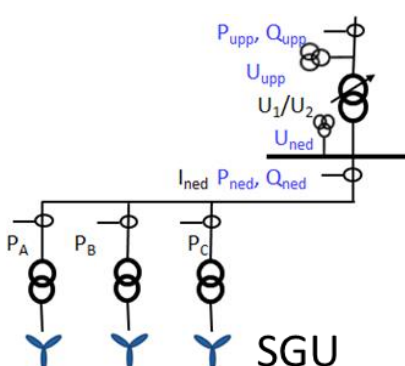
Bilaga 3 – Mätpunkter för realtidsdata

Realtidsdata, i nät innanför observerbarhetsområdet

Nödvändiga analoga realtidsmätvärden

		Inom observerbarhetsområdet																										
		U ₁	U ₂	U ₃	P _{inst}	Modellerat	U _{upp}	U _{ned}	U _A	U _B	P _{upp}	Q _{upp}	P _{ned}	Q _{ned}	P _A	Q _A	P _B	Q _B	P _C	Q _C	LK	I _{upp}	I _{ned}	I _A	I _B	I _C		
	Önskvärt	inom	inom			T	x	x			x	x	x	x							x							
	Tillräckligt	Inom	Inom			T	x	x			x	x	x	x														
	Tillräckligt	Inom	Inom			T	x	x					x	x								x						
	Tillräckligt	Inom	Inom			T	x				x	x	x	x								x						
	Tillräckligt	Inom	Inom			T		x			x	x	x	x								x						
	Önskvärt	Inom					x				x	x																
	Tillräckligt	Inom				T	x	x					x	x								x						
	Temporärt	Inom					x																x					
	Temporärt	Inom				T		x																x				
	Önskvärt	Inom	Inom			L		x							x	x												
	Tillräckligt	Inom	Inom			L		x									x	x										
	Tillräckligt	Inom	Inom			L		x					x	x					x	x								
	Temporärt	Inom	Inom			L		x																x				
	Temporärt	Inom	Inom			L		x																	x			

		Inom observerbarhetsområdet																										
		U ₁	U ₂	U ₃	P _{inst}	Modellerat	U _{upp}	U _{ned}	U _A	U _B	P _{upp}	Q _{upp}	P _{ned}	Q _{ned}	P _A	Q _A	P _B	Q _B	P _C	Q _C	LK	I _{upp}	I _{ned}	I _A	I _B	I _C		
	Önskvärt	Inom	Inom	Inom		T	x		x	x	x	x			x	x	x	x			x							
	Tillräckligt	Inom	Inom	Inom		T	x		x	x	x	x			x	x					x							
	Tillräckligt	Inom	Inom	Inom		T	x		x	x	x	x					x	x			x							
	Tillräckligt	Inom	Inom	Inom		T	x		x	x					x	x	x	x			x							
	Önskvärt	Inom	Inom			T	x		x	x	x	x			x	x	x	x			x							
	Tillräckligt	Inom	Inom			T	x		x		x	x			x	x	x	x			x							
	Önskvärt	Inom				T	x		x	x	x	x			x	x	x	x			x							
	Tillräckligt	Inom					x				x	x																
	Tillräckligt	Inom				T	x		x	x					x	x	x	x			x							
	Temporärt	Inom						x		x	x											x			x	x		
	Önskvärt	Inom			≥10 MW	T, G	x	x			x	x	x	x							x							
	Tillräckligt	Inom			≥10 MW	T, G	x						x	x							x							
	Tillräckligt	Inom			≥10 MW	T, G		x					x	x							x							
	Temporärt	Inom			≥10 MW		x				x	x																
	Önskvärt	Inom				T, G	x	x			x	x	x	x							x							
	Tillräckligt	Inom					x				x	x																
	Tillräckligt	Inom				T	x	x					x	x														
	Önskvärt												x															
	Tillräckligt										x																	

		Inom observerbarhetsområdet																									
		U ₁	U ₂	U ₃	P _{inst}	Modellerat	U _{upp}	U _{ned}	U _A	U _B	P _{upp}	Q _{upp}	P _{ned}	Q _{ned}	P _A	Q _A	P _B	Q _B	P _C	Q _C	LK	I _{upp}	I _{ned}	I _A	I _B	I _C	
Temporärt							x															x					
	Önskvärt	Inom				T	x	x			x	x	x	x							x						
	Tillräckligt	Inom				T	x	x					x	x													
	Tillräckligt	Inom					x				x	x															
	Tillräckligt	Inom				T	x	x							x	x	x	x	x	x	x						
	Önskvärt												x														
	Tillräckligt														x		x		x								
	Tillräckligt										x																
	Temporärt								x																x	x	x
	Temporärt							x															x				

Bilaga 4 - Ny kommunikationslösning

Dagens insamling av realtidsmätvärden baseras på mätning i egna anläggningar samt utbyte med regionnätägare över fiber via protokollen Inter Control Center Protocol (ICCP/TASE.2) samt Elcom. Dessa protokoll är komplicerade och kostsamma för mindre anläggningsägare att implementera. Dessutom är det ibland mycket utmanande och kostsamt att etablera fiberförbindelse till alla de punkter som krävs. Därför vill Svenska kraftnät skapa en möjlighet att samla in realtidsmätvärden med en enklare kommunikationslösning.

Under 2017 utfördes en förstudie för hur insamling av realtidsmätvärden skulle kunna ske.

Det beslutades att man vidare skulle utreda en lösning baserat på insamling av realtidsmätvärden från avräknings- och debiteringsmätare klass 3-5.

Därefter har en kartläggning av mätare kategori 3-5 utförts samt diskussioner med telekomoperatörer genomförts för att utreda realiserbarheten hos lösningen.

Ett utskick till branschens aktörer har gjorts där man informerat att Svenska kraftnät arbetar med en lösning baserad på IEC 61850 samt DLMS/COSEM och IEC 1107.

Lägesbild kommunikationslösning för insamling av realtidsmätvärden

Ett system baserat på hårdvarubaserad säkerhet, zonindelning med deep packet inspection enligt IEC 62443 och IEC 62351-90-2, krypterade tunnlar samt kommunikationsprotokoll baserade på öppna standarder (IEC 61850 MMS/IEC 61850 OPC UA /IEC61400-25 OPC UA samt IEC 62351) föreslås. För att kunna ansluta befintliga smarta mätare kan även en inhämtning med IEC 62056/DLMS/COSEM samt IEC 62056-21/IEC 61107 erbjudas. Denna lösning bör både vara anpassad till befintliga anläggningar och nätkoder samt vara framtidssäkrad.

IEC 61850

IEC 61850 har tillsammans med Common Information Model (CIM-IEC 61968/61970) identifierats av ENTSO-E som en av de standarder som bör implementeras för att möjliggöra det smarta elnätet. Denna standard har från början utvecklats för reläskydd i transformatorstationer men har ökat i popularitet och har utökats till att omfatta det mesta av kommunikationen i kraftsystemet som vattenkraftverk, vindkraftverk (se IEC 61400-25 nedan), distribuerade energiresurser (DER IEC 61850-7-420), Phasor Measurement Units (PMUs), elkvalitetsinstrument, laddinfrastruktur och även smarta energimätare.

Standarden beskriver kraftsystemet på ett abstrakt och objektorienterat sätt med en enhetlig informationsmodell. Tanken är att denna abstrakta beskrivning sedan knyts till underliggande protokoll vilket möjliggör framtida mappningar till andra protokoll med bibehållen informationsmodell då den tekniska utvecklingen fortskrider.

Standarden definierar ett konfigureringsspråk i XML (Substation Configuration Language, SCL), informationsmodeller, tjänster samt datatyper och mappningar till (i dagsläget) Manufacturing Messaging Specification MMS (IEC 61850-8-1) samt Extensible Messaging Presence Protocol XMPP (IEC 61850-8-2).

MMS

Detta är en äldre standard för industriautomation vilken var den första kommunikationsstandard som IEC 61850 mappades till (IEC 61850-8-1). Den härstammar från Boeing på 80-talet.

IEC 61400-25

Denna standard är vindkraftens implementering av informationsmodeller enligt IEC 61850. Man har utvecklat egna logiska noder och mappat informationsmodellen och tjänsterna till inte bara MMS utan även IEC104, OPC-XML-DA, DNP3 samt Web Services. En mappning till OPC UA är under utformande och förväntas publiceras innan sommaren 2020. Även denna version av standarden ska vara anpassad till nätkodernas krav.

IEC 62056-21/IEC 61107

Ett äldre smart-mätarprotokoll som är vanligt förekommande i de smarta mätare kategori 3-5 som är installerade i kraftsystemet

IEC 62056-DLMS/COSEM

Smart-mätarprotokoll med stark bas i Spanien. Vanligt förekommande i de smarta mätare kategori 3-5 som är installerade i kraftsystemet. Det finns inga kända planer på att ta bort detta från framtida smarta mätare

Fotnoter

¹ SO artikel 2

² SO, Rfg, DCC, HVDC, EB, CACM, EIFS:2019:7

³ SO artikel 9.1

⁴ SO artikel 9.2

⁵ KORRR artikel 1.5 c

⁶ SO artikel 2

⁷ EIFS 2019:7 4 §, 6 § och 11 §

⁸ EIFS 2019:7

⁹ EIFS 2019:7

¹⁰ EIFS 2019:7 3 kap. 1 §

¹¹ EIFS 2019:7 3 kap. 1 §

¹² KORRR artikel 1.5 c

¹³ SO artikel 50

¹⁴ KORRR artikel 1.5 c

¹⁵ SO artikel 82-103

¹⁶ EB artikel 16

¹⁷ EB artikel 17

¹⁸ SO artikel 49 och EIFS 2019:7, 3 kap. 5 §

¹⁹ SO artikel 110 -111

²⁰ EB artikel 17.1

²¹ SO artikel 49

²² KORRR artikel 1.5 c

²³ EB artikel 16

²⁴ EB artikel 17

²⁵ SO artikel 52 och 53 och EIFS 2019:7, 3 kap. 6 §

²⁶ SO artikel 52 och 53

²⁷ EIFS 2019:7 3 kap. 6 §

²⁸ Network Time Protocol är ett protokoll för att synkronisera tiden i nätverk med varierande svarstider.