

Vattenfall AB
Staff Function Communications
Public & Regulatory Affairs Sweden
169 92 Stockholm

Energimarknadsinspektionen
registrator@ei.se

Datum:
2022-02-04

Kontakt: Kristian Gustafsson
E-mail: kristian.gustafsson@vattenfall.com

Telefon: 0705295217

Ärendenummer: 2021–103811

Vattenfall AB:s Synpunkter inför Översyn av de nationella kraven om nätanslutning av generatorer EiFS 2018:2

Vattenfall välkomnar Energimarknadsinspektionens översyn av det nationella regelverket för anslutning av elproduktion, EiFS 2018:2. Vår utgångspunkt är en robust, kostnadseffektiv och konkurrensutsatt svensk elförsörjning. Vi välkomnar även den uttalande inriktningen att jämföra kraven mellan de nordiska länderna i det gemensamma synkronområdet.

Sverige står inför en revolution av hur vi använder el. En översyn av regelverket för anslutning av elproduktion är en möjlighet att förbättra förutsättningarna för att nå våra klimatmål.

Vattenfall har deltagit i framtagandet av Energiföretagens Sveriges inspel i frågan och står bakom de synpunkter som framförs där.

Vattenfall viktigaste synpunkter inför översynen följer i enlighet med föreskrifternas indelning och rubriker enligt nedan.

2 kap 1§ - Gällande moderniseringar av befintliga anläggningar:

Föreskrifter omfattar nya kraftproduktionsmoduler som avses i artikel 3 och befintliga kraftproduktionsmoduler som avses i artikel 4 i kommissionens förordning (EU) nr 2016/631.

Paragrafen skulle behöva utvecklas för att ge bättre stöd för befintliga anläggningar vid ombyggnationer. Förtydligandet behöver ta hänsyn till hur liknande bedömningar görs i andra länder som lyder under samma EU-reglering. Att referera tillbaka till RfG ger inte tillräckligt stöd utan här skulle ett förtydligande behövas. Otydligheten kommenterades även i remissen av EIFS 2018.

3 kap 4§ - Inkonsekvens mellan föreskrifter och Svenska kraftnäts *Bilaga 6 Överrensstämmelseprovning*

Texten i föreskriften krockar med Svenska kraftnäts bilaga 6 om överrensstämmelseprovning. Begreppet "primära inställningsvärdet" behöver förtydligas: *Statikfaktorn för kraftproduktionsmoduler av typ A, B, C och D ska ha det primära inställningsvärdet 8 procent.* När ska det tillämpas? När får det ändras? Gäller det enbart LFSM-O eftersom omgivande paragrafer gör det?

3 kap 7§ - Effektåterkoppling/Pådragsåterkoppling

Nuvarande parametrar omöjliggör så kallad pådragsåterkoppling vilket försvårar och riskerar reducera vattenkraftens förmåga och flexibilitet: *Den maximala minskningen av den aktiva uteffekten till följd av sjunkande frekvens under 49,0 Hz ska vara 3 procent för varje 1 Hz för kraftproduktionsmoduler av typ A, B, C och D.*

Valet av parametrar (49 Hz, 3 %/Hz) är enligt Vattenfalls bedömning det hårdaste möjliga och heller inte tydligt underbyggt och motiverat utifrån uppställda kriterier. Enligt vår tolkning av RfG föreskrivs att valet ska motiveras a) utifrån omgivningsförhållanden och b) med hänsyn till kraftproduktionsmodulens tekniska förmåga (art. 13.5). Vi efterlyser en motivering utifrån dessa kriterier.

Invändningen har relevans även om kravet på effektåterkoppling "elimineras". Man kan då tänka sig att kravet på effekthållning vid låga frekvenser blir att kraftproduktionsmodulen inte får regleras ned aktivt till följd av minskad frekvens, och att givna parametrar gäller för hur ett sådant krav ska verifieras.

Som argument för att texten i RfG inte ska tolkas bokstavligt i fråga om effektvariationer i samband med frekvensvariationer kan man anföra Art. 13.3: *Kraftproduktionsmodulen ska kunna upprätthålla konstant effekt vid sitt målvärde för aktiv effekt, oavsett frekvensförändringar.* Dels är det inte möjligt ens med effektåterkoppling då ingen regulator helt kan eliminera variationer i den storhet som återkopplas (det är ju först när den storheten avviker från börvärdet som signalen att agera kommer) och dels skulle det vara mycket skadligt för kraftsystemet om man lyckades. Det senare skulle innebära att nyttan med tröghet elimineras, vilket RfG uppenbarligen inte syftar till.

3 kap 11, 12, 35 - 37, 39 - 40 §§ - Gränsbryttid

Vattenfall har vid upprepade tillfällen påtalat att kravet om gränsbryttid är särskilt svårt att uppnå för ett stort antal befintliga kraftproduktionsmoduler i Sverige. Kravet har blivit en hämsko för moderniseringsåtgärder då det i flera fall kan vara kostsamt att uppnå kravet. Det svenska elsystemet står inför en enorm utmaning under åren som följer. NU vore en klok tidpunkt att se över detta krav.

I RfG anges att *t_{clear}* ska vara "0.14-0.15 (eller 0.14-0.25 om detta krävs för systemskydd och säker drift)". Valet av en längre tid än 0,15 sekunder bör alltså motiveras med en analys som visar att en längre tid krävs för systemskydd och säker drift av elkraftsystemet¹. Det bör klargöras vilka scenarier/vilken risknivå som ska utgöra förutsättningarna för kravställningen i EIFS2018:2.²

I enlighet med det uttalade fokuset med översynen är det dessutom problematiskt att förutsättningarna och kravställningen för feltålighet för synkrona produktionsanläggningar är olika i en nordisk jämförelse, Norden utgör inte bara ett gemensamt synkronområde, det är dessutom en mycket integrerad marknad där anläggningarna bör konkurrerar med likvärdiga kravbilder. Till exempel används minsta kortslutningseffekt som ingångsparameter vid beräkningen i Norge, vilket vid en första anblick låter som att det är konservativt gentemot svenska tillämpningen. Men för att erhålla minsta kortslutningseffekt vid beräkningen (inte

¹ Oklart varför vi har 200 ms., vad är kravbilderna för bortkoppling/utlösningstider på nätet. Hur kopplas detta ihop med gränsbryttiden).

² Detta gjordes historiskt i Nordic Grid Code

bara från nätet) stoppas även aggregat i samma station, vilket i många fall faktisk blir snällare än den svenska tillämpningen.

Vattenfall vill dock understryka att en översyn inte bör begränsas till nordisk jämförelse utan också se till vad som är en relevant kravställning för att hantera driftsäkerheten i det nuvarande och framtida elkraftsystemet.

Vi ber även om ett förtydligande av §39, är det en felskrivning att hänvisa till §35?

3 kap 3 19 § - valet av yttre signal äventyrar personsäkerhet

För en kraftproduktionsmodul av typ C och D ska det vara möjligt att ändra börvärdet för aktiv effekt i enlighet med instruktioner från den berörda systemansvarige eller den berörda systemansvarige för överföringssystemet. Från det att instruktionen skickas ska effektändring påbörjas inom tio sekunder. Kraftproduktionsmodulen ska kunna reglera uteffekten från maximal uteffekt ned till 50 procent uteffekt inom 60 sekunder. Ny stabil effektnivå ska erhållas inom toleransen 2 procent av nominell effekt.

Vattenfall anser att detta bör utredas vidare. Det finns enligt vår samlade bedömning starka skäl till att en yttre signal inte är önskvärd utifrån svallningsproblem, nukleära aspekter och personsäkerhet. Förslag: 10s bör räknas från det att order från driftcentral ges.

3 kap 24 – 25§ - Se över förenlighet med krav om överensstämmelseprövning

Bör ses över i relation till tolkning av bilaga 6 (överensstämmelseprövningen är i annat fall inte genomförbar). Vattenfall föreslår att det istället för ett intervall anges till 2%.

24§ Kraftproduktionsmoduler av typ C och D ska för drift i frekvenskänslighetsläge (FSM) arbeta med en statikfaktor inom intervallet 2–12 procent.

25§ Kraftproduktionsmoduler av typ C och D ska för drift i frekvenskänslighetsläge (FSM) arbeta med en okänslighet för frekvenssvar om maximalt 10 mHz.

Statik i intervallet 2–12% (om det tolkas att 25§ ska gälla hela intervallet 2–12% ger detta ett upplösnings krav på 0,17% i effekt). Vanligtvis är glapp och naturliga variationer större än så. Förtydligande av denna punkt.

3 kap 31§ - Reglerområde och effektområde bör anpassas till möjligt driftområde

Kraftproduktionsmoduler av typ C och D, och av följande teknik, ska vid effekthereglering klara följande ändringshastigheter.

Anläggningstyp	Ändrings- hastighet [% / minut]	Reglerområde [% av nominell effekt]	Effektområde [% effekt]
Vattenkraft	40	100	0–100
Kolkondens	4	30	60–90
Oljekondens	8	30	40–90
Kraftvärmeverk	4	30	60–90
Kärnkraftverk (tryck)	5	30	60–90
Kärnkraftverk (kok)	10	30	60–90
Gasturbin jettyp	20	100	0–100
Gasturbin industrityp	7	100	0–100
Kraftparksmodul	100	85	15–100

Med reglerområde avses ett effektintervall inom specificerat effektområde.

Behöver justeras. Reglerområde och effektområde bör anpassas till möjligt driftområde Jämför skrivning i SvkFS 2005:2 kan skrivning i EIFS anpassas? 7§ Produktionsanläggning behöver inte innehålla i 5 kap 1–6§§ angivna krav om anläggningsägaren kan visa att de hydrologiska, hydromekaniska, meteorologiska eller miljömässiga omständigheterna väsentligen försvårar ett uppfyllande av dem. Detsamma gäller om ett uppfyllande av dessa krav skulle strida mot sådana angivna villkor för produktionsanläggningen som har beslutats i en domstol.

3 kap 32§ - Kraven bör ses över utifrån rimlighet för befintlig teknik

Kraftproduktionsmoduler av typ C och D, och av följande teknik, inom frekvensområde 49–51 Hz, ska klara följande stegändring av produktionen.

Vattenfall ifrågasätter om effektsteg om 10% per 5s rimligt för en kaplanturbin? Hur ser en "normal/rimlig" robust tid ut? Vad gäller i övriga nordiska länder?

Jämför skrivning i SvkFS 2005:2 kan skrivning i EIFS anpassas? 7§ Produktionsanläggning behöver inte innehålla i 5 kap 1–6§§ angivna krav om anläggningsägaren kan visa att de hydrologiska, hydromekaniska, meteorologiska eller miljömässiga omständigheterna väsentligen försvårar ett uppfyllande av dem. Detsamma gäller om ett uppfyllande av dessa krav skulle strida mot sådana angivna villkor för produktionsanläggningen som har beslutats i en domstol.

Anläggningstyp	Effektsteg [%]	Inom tid [sekund]	Effektområde [% effekt]
Vattenkraft med kaplanturbin	10	5	50–100
	30	30	50–100
Vattenkraft med francisturbin	20	5	50–100
	30	15	50–100
Kol- och oljekondens	2,5	5	50–90
	5	30	50–90
Kraftvärme	2,5	5	50–90
	5	30	50–90
Gasturbin	10	5	0–100
	20	30	0–100
Kraftparksmodul	30	15	50–100

5 kap §5-6: Övergång till automatisk spänningsreglering

Vattenfall rekommenderar att EIFS 2018:2, 5 kap §5-6 utgår helt. Paragraferna rör tvingade automatiska övergång till spänningsreglering vid spänning under 0,95 pu i anslutningspunkten. Paragrafen skapar problem för nätägaren. Det vore bättre om man väljer ett normalt reglerläge, så får man manuellt ändra om man behöver det. Denna ändring av viktigt för att nätägaren ska ha möjlighet att på ett effektivt sätt få anläggningar av olika ålder att fungera tillsammans.

Rörande Pmax:

En dialog har förts i olika former med Svk och EI kring hur Pmax ska tolkas/användas i Sverige.

Utgångspunkten för frågeställningen som sådan bör vara att Svenska kraftnät, utgående från en helhetssyn för elsystemets driftsäkerhet, ska värdera hur elsystemet ska konstrueras och sätta upp regler utifrån just helhetssynen. En helhetssyn som enskilda anläggningsägare eller nätägare inte kan förväntas ha.

Med nuvarande kravställnings formulering och tillhörande tolkning av Svenska kraftnät ska varje enskild kraftproduktionsmodul dimensioneras för den maximala elproduktion som någonsin går att erhålla vid en enstaka tidpunkt på året. Det tillförda värdet av denna skarpa kravställning per anläggning för elsystemets driftsäkerhet som helhet är svår att bedöma, men det resulterar i stora merkostnader för enskilda anläggningsägare och i vissa fall också en tekniskt omöjlig lösning.

En balanserad riskbedömning av helheten i kombination med kostnad-nytta-analys behöver ligga till grund för kommande kravställning.

Anläggningsägare för elproduktionsanläggningar har på olika sätt en energikälla att förhålla sig till som har vissa egenskaper. Vind, vatten eller kärnenergi för de vanligaste elproduktionsanläggningarna idag. Hur värdet för maximal elproduktion ser ut beror alltså på flera olika faktorer där energikällan är en, omgivningsfaktorer är en annan och geografisk

placering en tredje. Det är inte så troligt att de olika energikällorna levererar maximal energi till elproduktionsanläggningen samtidigt. T. ex det förväntas inte vara maximal vindstyrka överallt i Sverige samtidigt som det är som kallast i haven och att dessa två då sammanfaller med vårflod. Kanske en nivå på 95% av maximal produktion är rimlig att dimensionera för?

Referensvärde för relativtal 1 (100% spänning):

Denna anges i RfG vara 400kV, referensvärde \pm ett visst intervall runt detta anges som dimensioneringsgränser. Att som RfGn anger, ändra en referensspänning (gång på gång) för ett befintligt elkraftsystem, ger utmaningar i olika perspektiv. Några befintliga anläggningar kommer vara dimensionerade för en annan referensspänning (oftast högre de senaste ~20 åren). Drift av ett sådant system som är konstruerat med olika referensspänningar kan ge en risk att elsystemet drivs utanför några anslutna anläggningars konstruktionsspänning. Enligt EU-förordningen SO-GL art 27.3 ska: *Varje systemansvarig för överföringssystem ska fastställa den spänning som ligger till grund för relativtalen.* Det är intressant att RfG och SO-GL i den svenska versionen anger olika angreppssätt. I SO-GL ska TSO bestämma referensvärdet, men i RfG är den redan bestämd.

Här skiljer sig den svenska översättningen av SO-GL med skrivningarna i RfG mot hur den de engelska versionerna är formulerade som säger mer i linje med något som är möjligt att realisera.

Designen av produktionsanläggningar runt nya RfG referensvärdet 400kV kommer göras med ett intervall som hamnar centrerat på en lägre nivå än vad motsvarande dimensionering utifrån SvK-FS 2005:2 ofta hamnade på.

Med detta uppstår också försämrade driftsäkerhetsaspekter vid lägre spänningar. Ex. ökade överföringsförluster och sämre transient stabilitet vid drift vid lägre spänningsnivåer än vad stora delar av befintligt elnät och elproduktionsanläggningar är designat för. I denna fråga är viktig att ha ett helhetsperspektiv så att produktionsanläggningar, elnät och belastningar samspelar utan att utsätta olika parter för onödiga risker vilket Svenska kraftnät borde arbeta fram och tydliggöra.