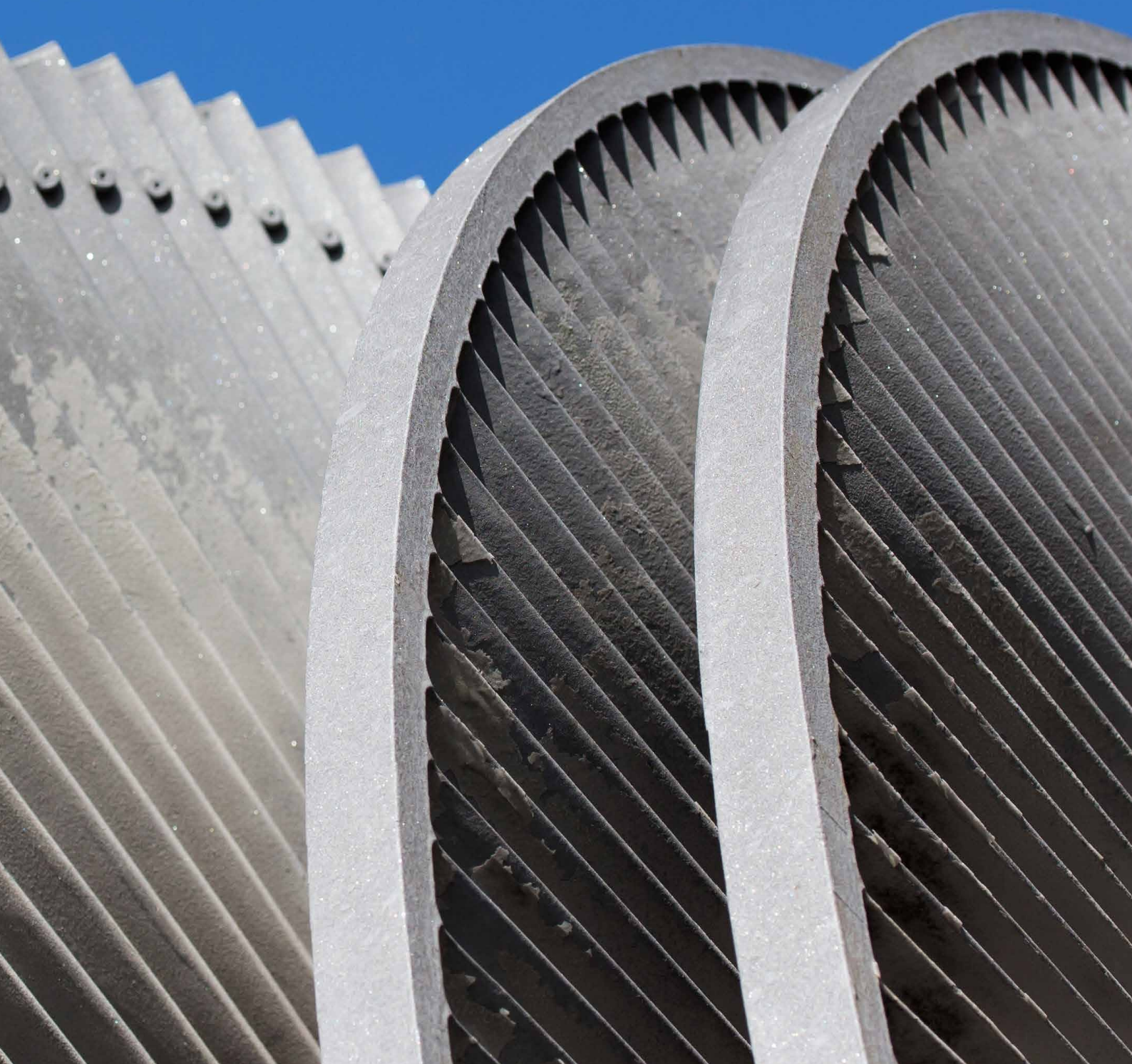




Svängmassa i elsystemet

En underlagsstudie

IVA-projektet *Vägval el*



KUNGL. INGENJÖRSVETENSKAPSAKADEMIEN (IVA) är en fristående akademi med uppgift att främja tekniska och ekonomiska vetenskaper samt näringslivets utveckling. I samarbete med näringsliv och högskola initierar och föreslår IVA åtgärder som stärker Sveriges industriella kompetens och konkurrenskraft. För mer information om IVA och IVAS projekt, se IVAS webbplats: www.iva.se.

Utgivare: Kungl. Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA), 2016
Box 5073, SE-102 42 Stockholm
Tfn: 08-791 29 00

IVAS RAPPORTER: Inom ramen för IVAS verksamhet publiceras rapporter av olika slag. Alla rapporter sakgranskas av sakkunniga och godkänns därefter för publicering av IVAS vd.

UNDERLAGSSTUDIE (IVA-R): Inom verksamheten produceras underlagsrapporter som material för att belysa olika frågeställningar. Uppdrag kan till exempel ges till enskilda projektmedlemmar, forskare vid universitet och högskolor eller konsultföretag. Författarna står själva för innehållet, och IVA står nödvändigtvis inte bakom analys, slutsatser och eventuella rekommendationer. Inför publicering sakgranskas rapporten av IVA för att garantera vetenskaplighet och kvalitet.

IVA-R 495
ISSN: 1102-8254
ISBN: 978-91-7082-929-1

Författare: Daniel Karlsson, Gothia Power & Anna Nordling, WSP

Projektledare: Jan Nordling, IVA
Redaktör: Camilla Koebe, IVA
Layout: Anna Lindberg & Pelle Isaksson, IVA

Denna studie finns att ladda ned som pdf-fil
via IVAS hemsida www.iva.se

Innehåll

1. Sammanfattning	4
Om trögheten i system minskar måste regleringen ses över	4
Tröghet i nya former	5
Kostnader och priser	5
2. Inledning	6
3. Kraftsystemet.....	8
Kraftsystembalans	8
4. Balansreglering i dagens elsystem	10
Frekvensens roll i nuvarande kraftsystem.....	10
5. Tröghetens inverkan på frekvensregleringen.....	13
6. Tröghetens inverkan på stabiliteten	14
7. Kraftsystemkomponenter och deras regleregenskaper	15
Eltillförsel – Elproduktion – Generering	16
Elförbrukning – ”belastning i systemet”	16
8. Effektreglering i framtida elsystem	18
9. Bilaga	19
Begrepp och definitioner	19
Litteraturförteckning.....	19

I. Sammanfattning

Föreliggande rapport belyser den så kallade ”svängmassans” betydelse i ett elektriskt kraftsystem. Uttrycket ”mekanisk tröghet i kraftsystemets roterande delar” är egentligen en mer korrekt benämning än det något diffusa begreppet ”svängmassa” som är en mer populär och vedertagen benämning. Den väsentliga funktionen för ”svängmassan” är att snabbt kunna leverera eller ta emot energi för att upprätthålla balansen i elsystemet.

Begreppet ”svängmassa i elsystemet” motsvaras av det fysikaliska begreppet ”tröghet mot rörelseförändring”. Den rörelseförändring som avses är förändringen i rotationshastighet hos kraftsystemets roterande delar. De roterande delarnas mekaniska massor i turbiner och generatorer kännetecknas av tröghetsmoment och avgör hur mycket energi som åtgår för att åstadkomma rörelseförändringen.

Trögheten i kraftsystemets roterande delar innebär att det går åt energi för att öka rotationshastigheten och att det frigörs energi då rotationshastigheten minskar.

Ett måttetal för den upplagrade rotationsenergin relateras ofta till infasade produktionsenheters sammanlagda märkeffekt. Kvoten blir ett mått på hur lång tid det tar att bromsa produktionssystemet från nominellt varvtal till stillastående om man bromsar med den sammanlagda märkeffekten. Måttet kallas tröghetskonstant (på engelska ”constant of inertia”) och betecknas H , med enheten sekunder.

Alla system som på något sätt bygger på balans mellan inflöde och utflöde måste regleras för att upprätthålla stabiliteten. Såväl automatiska som manuella reglerprocesser innebär fördröjningar från att en obalans konstateras och till dess att regleråtgärder hinner genomföras. Det är därför nödvändigt med någon form av buffert eller mellanlager, som tillåts att variera inom vissa gränser, för att kunna upprätthålla stabilitet i systemet. I dagens elsystem har den roterande svängmassan funktionen som denna buffert.

Tröghet i elektriska kraftsystem handlar om förutsättningar för att, i det korta perspektivet, upprätthålla balansen mellan tillförd effekt (huvudsakligen mekanisk effekt till någon form av turbin) och uttagen elektrisk effekt (huvudsakligen ljus, värme och mekanisk effekt). Den i kraftsystemet upplagrade rotationsenergin, motsvarar storleksordningen 4 till 7 sekunders energiomsättning i systemet. I det nordiska kraftsystemet ingår hundratals större produktionsenheter, tusentals mindre produktionsenheter och ett mycket stort antal belastningsobjekt.

Frekvensen, det vill säga den ”elektriska” rotationshastigheten hos kraftsystemets roterande delar, är nominellt 50 Hz. Det roterande systemet har en viss tröghet och upptar respektive avger energi, vilket visar sig som att frekvensen ökar respektive minskar.

OM TRÖGHETEN I SYSTEM MINSKAR MÅSTE REGLERINGEN SES ÖVER

I dagsläget minskar elproduktionen i ”tung” synkrona generatorer, medan produktion från omriktarstyrda enheter (i huvudsak vindkraft), som inte naturligt bidrar till systemets tröghet, ökar. Detta innebär att den totala trögheten i systemet minskar, vilket ställer större krav på reglerfunktionernas snabbhet. I det nordiska systemet sker huvuddelen av frekvensregleringen med

vattenkraft, som på grund av sin konstruktion, med vattenpelare som ska accelereras vid pådrag, har en inneboende gräns för hur snabb den kan bli. Dessutom är turbinregleringen i konventionell vattenkraft sådan att den elektriska uteffekten initialt och kortvarigt minskar vid pådrag, dvs när inflödesöppningen till turbinen ökas (så kallat icke-minimum fas system).

TRÖGHET I NYA FORMER

Med den nuvarande förändringstakten av kraftsystemets sammansättning, är det nödvändigt att säkerställa kraftsystemstabiliteten och kraftsystemets tillförlitlighet på andra sätt än hittills. För att ersätta den upplagring av energi som ger reglersystemen nödvändig tid att återställa en obalans, till följd av till exempel en produktionsstörning, kan tröghet i nya former introduceras. Upplagrad energi som inte utgörs av synkront roterande massor, utan är ansluten via snabba effektomriktare, skulle kunna utnyttjas som så kallad ”syntetisk tröghet”. Exempelvis kan rotationsenergin ökas eller minskas i vindkraftverkens turbiner, med hjälp av effektomriktare som ansluter anläggningarna till elnätet.

Förbindelser för högspänd likström till andra synkrona områden, främst den europeiska kontinenten, men i viss mån även Östeuropa och i framtiden kanske

även Island och Storbritannien, kan användas för att dela på systemtrögheten, på liknande sätt som man idag delar andra typer av reserver. Denna möjlighet tillämpas redan i befintliga HVDC-förbindelser, men kan utvecklas ytterligare.

En intressant ny möjlighet att snabbt ta emot och leverera energi utgörs av batterier som ansluts till kraftsystemet med frekvensomriktare. Därmed kan man åstadkomma den eftersträlvade bufferten som behövs för balansering av systemet. System av denna typ har levererats i begränsad omfattning, men utvecklingen av pris-prestanda för batterier kommer sannolikt att göra denna lösning mer attraktiv med tiden.

Kompletterande systemtröghet från omriktarstyrd produktion (vindkraft), HVDC-länkar och batterier, ser ut att vara framkomliga vägar som behöver utredas vidare.

KOSTNADER OCH PRISER

Kraftproduktionen med en kombination av vattenkraft och värmekraft har hittills byggts upp med en reglerförmåga som har anpassats till förbrukningens lång- och kortsiktiga variationer, samt för att klara störningar. Den nödvändiga trögheten har funnits naturligt med växelströmstekniken och genom att nästan all produktion skett med roterande synkron-generatorer.

Med ökande andel förnybar, men icke planerbar och väderberoende produktion, ökar kraven på reglerförmåga hos den resterande delen av produktionsapparaten, vilket troligen innebär att priset på reglerkraft, tröghet och andra systemtjänster kommer att gå upp. Det kan till och med bli så att det byggs särskilda anläggningar för att tillhandahålla sådana tjänster, till exempel batterianläggningar.

2. Inledning

Uttrycket ”mekanisk tröghet i kraftsystemets roterande delar” är egentligen en mer korrekt benämning än det något diffusa begreppet ”svängmassa” som är en mer populär och vedertagen benämning. Den väsentliga funktionen av ”svängmassan” är att snabbt kunna leverera eller ta emot energi för att upprätthålla balansen i elsystemet.

Begreppet ”svängmassa i elsystemet” motsvaras av det fysikaliska begreppet ”tröghet mot rörelseförändring”. Den rörelseförändring som avses är förändringen i rotationshastighet hos kraftsystemets roterande delar. De roterande delarnas mekaniska massor i turbiner och generatorer kännetecknas av tröghetsmoment och avgör hur mycket energi som åtgår för att åstadkomma rörelseförändringen.

Produktionsapparaten genomgår en strukturell förändring där stora synkrongeneratorer, baserade på vattenkraft eller värmekraft, ersätts av förnybara energikällor. Omställningen mot mer förnybar elproduktion innebär att den andel av produktionsapparaten som deltar i den momentana effektrege-

ringen av kraftsystemet i driftskedet minskar. Detta påverkar kraftsystemets förutsättningar för att upprätthålla balans och stabilitet på ett negativt sätt och innebär att den totala trögheten i systemet minskar, vilket ställer större krav på reglerfunktionernas snabbhet.

I det nordiska systemet sker huvuddelen av frekvensregleringen med vattenkraft, som på grund av sin konstruktion, med vattenpelare som ska accelereras vid pådrag, har en inneboende gräns för hur snabb den kan bli.

Avsikten med föreliggande rapport är att belysa och besvara en del frågor som dyker upp när man ser lite mer i detalj på hur ett framtida elsystem ska fungera. Frågeställningar som ska belysas är:

- Hur upprätthåller man balans och stabilitet i ett elsystem?
- Vad är ”svängmassa” och vilken betydelse har den för kraftsystemets stabilitet och styrbarhet?
- Vad händer när obalans plötsligt uppstår i ett elsystem?



3. Kraftsystemet

Det svenska samhället är mycket beroende av ständig tillgång till el av god kvalitet. Avbrott i eltillförseln, liksom brister i elkvaliteten, får omedelbara konsekvenser. Dels genom produktionsbortfall men också genom att utrustning skadas till följd av brister i elkvalitet.

Elsystemet måste alltid vara i balans. Det innebär att tillförd effekt ständigt måste anpassas så att den blir lika med den totala effektförbrukningen inklusive förluster i hela systemet. I dagens nordiska elkraftsystem används ändringshastigheten i systemets frekvens som ett mått på obalansen mellan den effekt som mekaniskt matas in i de roterande generatoraggregatens mekaniska massor och den elektriska förbrukningen.

Svängmasse- och tröghetsproblematiken handlar i grunden om balansen mellan inmatningen av mekanisk eller termisk effekt till elsystemets turbiner och den elektriska effekt som tas ut ur systemets synkrongeneratorer.

Användningen av växelströmstekniken och synkrongeneratorer innebär att den hittillsvarande produktionens mekaniska massor i turbiner och generatorer måste rotera med samma relativa hastighet, vilket direkt motsvarar den elektriska frekvensen. Därmed utgör de tillsammans en upplagrad rörelseenergi som fungerar som en snabb buffert vid uppkommande obalanser mellan inmatad och uttagen effekt.

För att elen ska kunna sägas ha god kvalitet och kraftsystemet som helhet kunna fungera på avsett sätt, tillåts växelspanningens amplitud, frekvens och kurvform endast att variera inom vissa snäva gränser.

För att upprätthålla en god tillgång på högkvalitativ el, behövs långsiktiga och stabila spelregler och förutsättningar. En viktig sådan förutsättning är att, i det korta perspektivet (delar av sekund till flera minuter) kunna upprätthålla stabilitet och robusthet mot variationer i tillförd mekanisk effekt och uttagen elektrisk effekt, samt mot vanligt förekommande störningar.

Historiskt sett har Sveriges elproduktion dominerats av kraftslag med stora, tunga turbiner och synkrongeneratorer, framförallt vatten- och kärnkraft. Dessa produktionsaggregat har en naturlig tröghet för att ta upp obalanser mellan inmatad och förbrukad effekt i elsystemet och utgör ett "mellanlager" av kinetisk energi i de roterande delarna. Denna inboende tröghet i elsystemet brukar inom elkraftteknik betecknas som "svängmassa".

Det är nödvändigt att ha metoder och teknik för att reglera tillförd effekt, så att den följer förbrukningens variation och kan kompensera för rimligt stora produktionsbortfall. I samband med minskad

svängmassa i systemet, som i dagsläget enbart består av rotationsenergi i systemets roterande delar, måste andra alternativa sätt att komplettera det nuvarande mellanlagret introduceras i elsystemet.

Kraftsystembalans

För ett stabilt elsystem är det nödvändigt att tillförd effekt är lika med uttagen effekt, inklusive förluster. I det längre perspektivet används prognoser, mätvärden och andra styrsignaler för att i förväg planera produktionen för att upprätthålla balansen mellan produktion och förbrukning i elsystemet. I det kortare perspektivet används frekvensen som styrsignal för att kompensera för icke prognostiserbara belastningsvariationer och störningar, det vill säga stora plötsliga obalanser mellan tillförd och uttagen effekt i elsystemet.

När det blir obalans mellan tillförd och förbrukad effekt i systemet kommer frekvensen i elsystemet att förändras, på ett sådant sätt att lägre tillförd effekt än förbrukning innebär minskande frekvens och högre tillförd effekt än förbrukning innebär ökande frekvens i systemet. Observera dock att den elektriska produktionen från generatorerna alltid är lika stor som förbrukningen. Den automatiska aktiva effektregleringen i elsystemet strävar efter att anpassa produktionen av el för att motverka dessa obalanser och efter att upprätthålla en stabil frekvens på runt 50 Hz, därav begreppet frekvensreglering.

Obalanser i systemet uppkommer momentant medan den aktiva effektregleringen har en liten fördröjning. Det är i detta skede som det viktiga begreppet "svängmassa" kommer in i form av det "mellanlager" av kinetisk energi som finns i systemet.

Om exempelvis tillförd effekt plötsligt skulle minska, till exempel genom att en viss produktionsenhet (till exempel ett kärnkraftverk eller vattenkraftverk) kopplas bort, kommer således frekvensen i systemet att minska. Alla synkrongeneratorer som är kopplade till systemet kommer då att rotera långsammare då rotationshastighet och frekvens hänger ihop för synkrona maskiner. Denna energi har då avgetts till nätet i form av elektrisk produktion och därmed i viss mån motverkat den plötsliga produktionsminskningen. Man säger att de roterande delarnas massa har en viss tröghet, svängmassa, som fungerar som ett mellanlager som antingen dräneras på, eller upptar energi när obalans mellan tillförd och uttagen energi

Tröghet och Frekvens

Trögheten i kraftsystemets roterande delar, kvantitativt beskriven med tröghetskonstanten H [s], är den bästa vetenskapliga beteckningen av det som i dagligt tal kallas svängmassa.

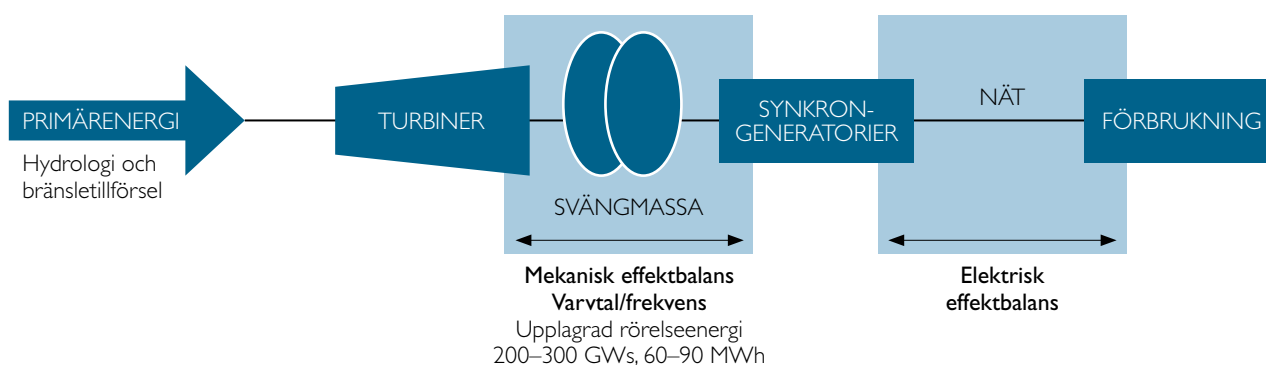
Frekvens är antalet svängningar eller pulser per tidsenhet för en periodiskt återkommande signal. SI-enheten för frekvens är Hz och är definierad så att 1 Hz är en händelse som inträffar en gång per sekund. Om periodtiden för en återkommande vågform är $T=0,5$ s så är frekvensen f :

$$f = \frac{1}{T} = \frac{1}{0,5 \text{ s}} = 2 \text{ Hz}$$

Balans- och frekvensstabilitet – för systemet som helhet

Att balans eller frekvensstabilitet råder i ett elektriskt kraftsystem innebär att skillnaden mellan tillförd aktiv effekt och uttagen aktiv effekt inte är större än att den kan tas upp och lagras i kraftsystemet, utan att några kritiska tillståndsvariabler, såsom spänningens amplitud eller frekvens, överskrider eller underskrider acceptabla nivåer. Energin lagras i kraftsystemet, företrädesvis såsom rörelseenergi i systemets roterande delar.

Figur 1: Balans mellan produktion och förbrukning av effekt i ett elsystem. Källa: Svenska kraftnät



i elsystemet uppstår. Ju större tröghet ett system har, desto långsammare blir frekvensändringen. Trögheten skapar därmed ett tidsutrymme för systemets aktiva effekreglering att agera och, i det här exemplet, öka den tillförda energin.

Den typ av förnybara energikällor som nu i allt större omfattning förs in i elsystemet har inte samma möjlighet att mellanlagra kinetisk energi och bidrar därför inte till trögheten på samma sätt som synkron-generatorerna. De flesta moderna vindturbiner matar effekt till elnätet via omriktare. Varvtalet är därmed inte beroende av elnätets frekvens på samma sätt. Solceller har en helt annan karakteristik utan någon roterande massa och bidrar inte heller med någon tröghet till elsystemet. En ökad andel förnybar energi av denna typ i elnätet kommer således innebära en minskad tröghet i systemet som helhet.

Det finns även en tröghet i den kinetiska energin i förbrukningssidans direktanslutna elmotorer som på samma sätt tar upp respektive avger effekt vid obalans

i kraftsystemet. Direktanslutna elmotorer har även ytterligare en stabiliserande effekt på så sätt att elförbrukningen är beroende av varvtalet på motorerna och därmed av frekvensen på elnätet. Om frekvensen på elnätet sjunker till följd av minskad elproduktion kommer dessa motorer "sakta in" och elförbrukningen kommer att minska och vice versa om frekvensen på nätet ökar. Detta har en stabiliserande effekt på uppkomna obalanser mellan tillförd och förbrukad energi i elnätet.

Även på förbrukningssidan ser vi en utveckling med minskad tröghet i systemet då allt fler direktanslutna motorer byts ut mot mer energieffektiva motorer som är matade via frekvensomriktare och därmed inte är direkt beroende av elnätets frekvens och inte bidragande till trögheten.

Figur 1 visar schematiskt den mekaniska effektbalansen mellan den drivande effektinmatningen till turbinerna och den bromsande verkan som effektutmatningen från generatorerna utgör i elsystemet.

4. Balansreglering i dagens elsystem

Svenska kraftnät är systemansvarig myndighet och ansvarar enligt ellagen (Ellagen, 2016) för att elektriska anläggningar samverkar driftsäkert så att balans inom hela eller delar av landet kortsiktigt upprätthålls mellan produktion och förbrukning av el.

På längre sikt ska marknaden säkerställa denna balans. Ansvar för balansen mellan tillförd och förbrukad effekt i det tidsperspektiv som behandlas i föreliggande arbete ligger dock på Svenska kraftnät som även har en lagstadgad skyldighet att upphandla en effektereserv (Lag om effektereserv, 2016).

En elleverantör måste leverera lika mycket el som dess kunder förbrukar, det vill säga vara balansansvarig. Avräkning görs för närvarande i energi per tidsenhet, vanligtvis MWh/h. Aktörer som orsakar obalans får betala Svenska kraftnät vad det kostar att upprätthålla balansen genom att köpa eller sälja balanskraft. För att upprätthålla effektbalansen under timmen avropar Svenska kraftnät reglerkraft som bjudits ut på den så kallade reglerkraftmarknaden, genom upp- eller nedregleringsbud.

I det korta perspektivet, sekunder till minuter, utnyttjas frekvensen som mått på hur produktionen ska justeras för att jämna ut skillnaden mellan uttagen belastningseffekt och total produktion. Den automatiska frekvensregleringen, som sker i främst vattenkraftaggregat, säkerställer att frekvensavvikelsen från 50 Hz inte blir för stor. Systemet bygger på att det finns en inneboende tröghet mot frekvensändringar, svängmassa samt på att belastningarna till viss del är självreglerande. När systemfrekvensen är stabil är systemet i balans.

Frekvensens roll i nuvarande kraftsystem

I alla större växelströmssystem används växelspänningens frekvens som indikator på hur balansen mellan producerad och uttagen effekt regleras. Frekvensregleringen omfattar i normaldrift nödvändiga, manuella eller automatiska, åtgärder för att hålla frekvensen inom ett visst intervall i närheten av nominellt frekvensvärde (50 Hz) för att kompensera för både prognostiserade och icke prognostiserade belastningsvariationer. I samband med större produktionsstörningar eller bortfall av belastning måste större automatiska regleringgrepp göras för att stoppa frekvensändringen och därefter återställa frekvensen till

normala eller nästan normala nivåer. Frekvensregleringen är dimensionerad för att kunna hantera två nivåer av frekvensavvikelse:

1. De frekvensvariationer som sker till följd av ständiga små ändringar i belastningsuttaget. Inom ENTSO-E kallas denna del, FCR-N (Frequency Containment Reserve – Normal). På svenska har den kallats frekvensreglerreserv.
2. De större frekvensavvikelse som uppstår vid bortfall av en större produktionsenhet (eller importlänk) eller ett lastobjekt (eller exportlänk). Inom ENTSO-E kallas denna del FCR-D (Frequency Containment Reserve – Disturbance). På svenska har den kallats momentan störningsreserv.

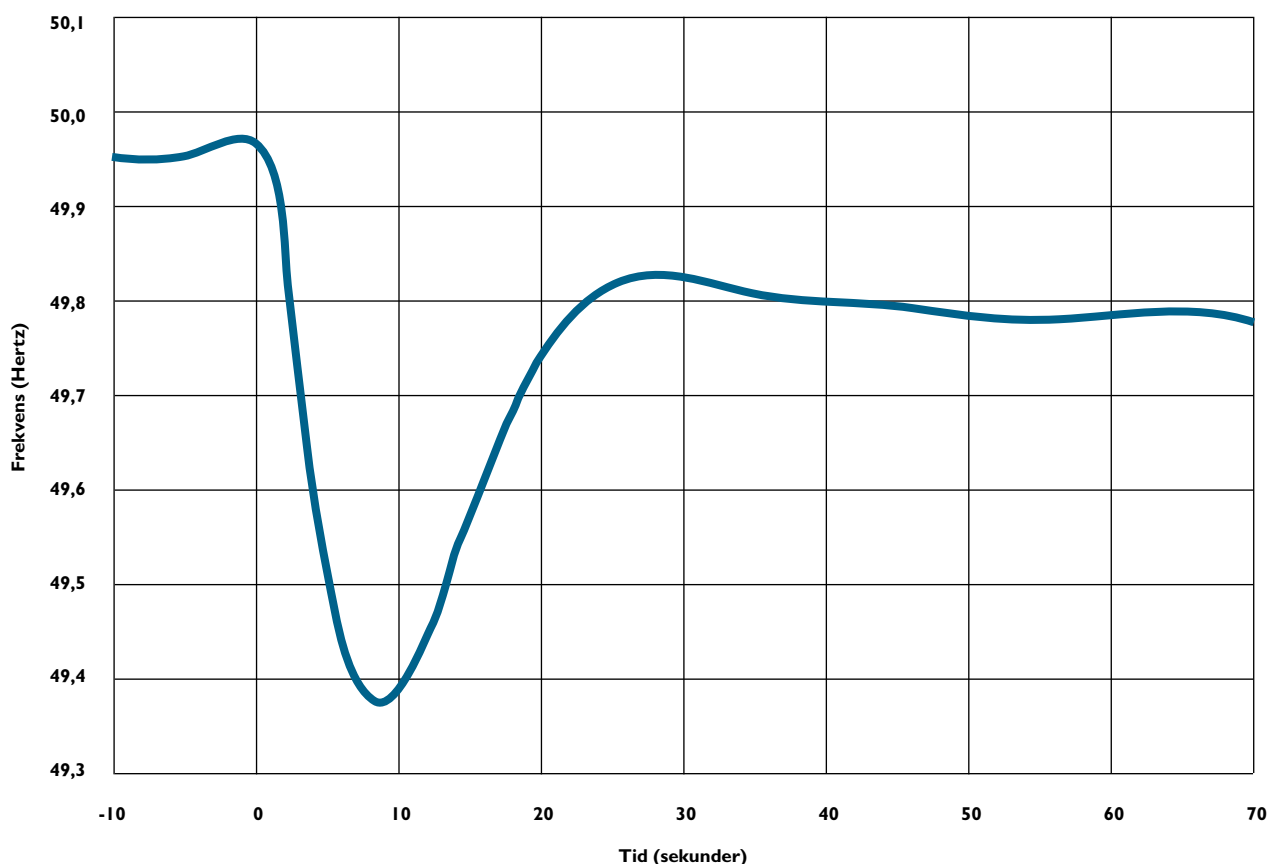
Inom det nordiska kraftsystemet ska frekvensen under normal drift ligga mellan 49,9 och 50,1 Hz. När frekvensen närmar sig någon av dessa gränser börjar frekvensreglerreserven ta slut och den aktiva effektproduktionen i systemet behöver justeras. Skulle frekvensen, under normal drift, sjunka under 49,9 Hz, så används störningsreserven, som ska vara verksam i intervallet 49,9 till 49,5 Hz.

Med nuvarande regelverk och överenskommelser ska frekvensreglerreserven motsvara en reglerstyrka på 6 000 MW/Hz och vara fullt utnyttjad vid 49,9 Hz, det vill säga ± 600 MW måste vara allokerat för att klara frekvensavvikelse till följd av belastningsvariationer i det korta tidsperspektivet. Finns det en trend i belastningsförändringen, till exempel under morgonpålastning eller kvällsavlastning, utnyttjar man frekvensreglerreserven tills frekvensen börjar närma sig 49,9 (eller 50,1) Hz, och vidtar då korrigerande åtgärder för att förbättra balansen mellan efterfrågad och tillförd energi.

Om systemets största produktionsenhet faller bort vid full effekt vid en frekvens av 49,9 Hz, så ska det finnas en momentant tillgänglig störningsreserv som är aktiv i frekvensintervallet 49,9–49,5 Hz, och som motsvarar effekten av det största produktionsbortfallet minskat med 200 MW, där 200 MW är en uppskattning av systemets självreglering, till följd av lastens frekvensberoende.

Frekvensreglerreserven och den momentana störningsreserven är till för att hantera skeenden och händelser som inträffar ständigt respektive relativt ofta, och som inte får ha någon påtaglig inverkan på kraftsystemet eller dess kunder.

Figur 2: Bortfall av Oskarshamn 3 vid 1400 MW produktion (2011-11-04). Frekvensen gick så långt ner som till 49,36 Hz, vilket är ovanligt. Källa: Svenska kraftnät



Figur 2 visar frekvensen i det nordiska systemet efter ett större produktionsbortfall.

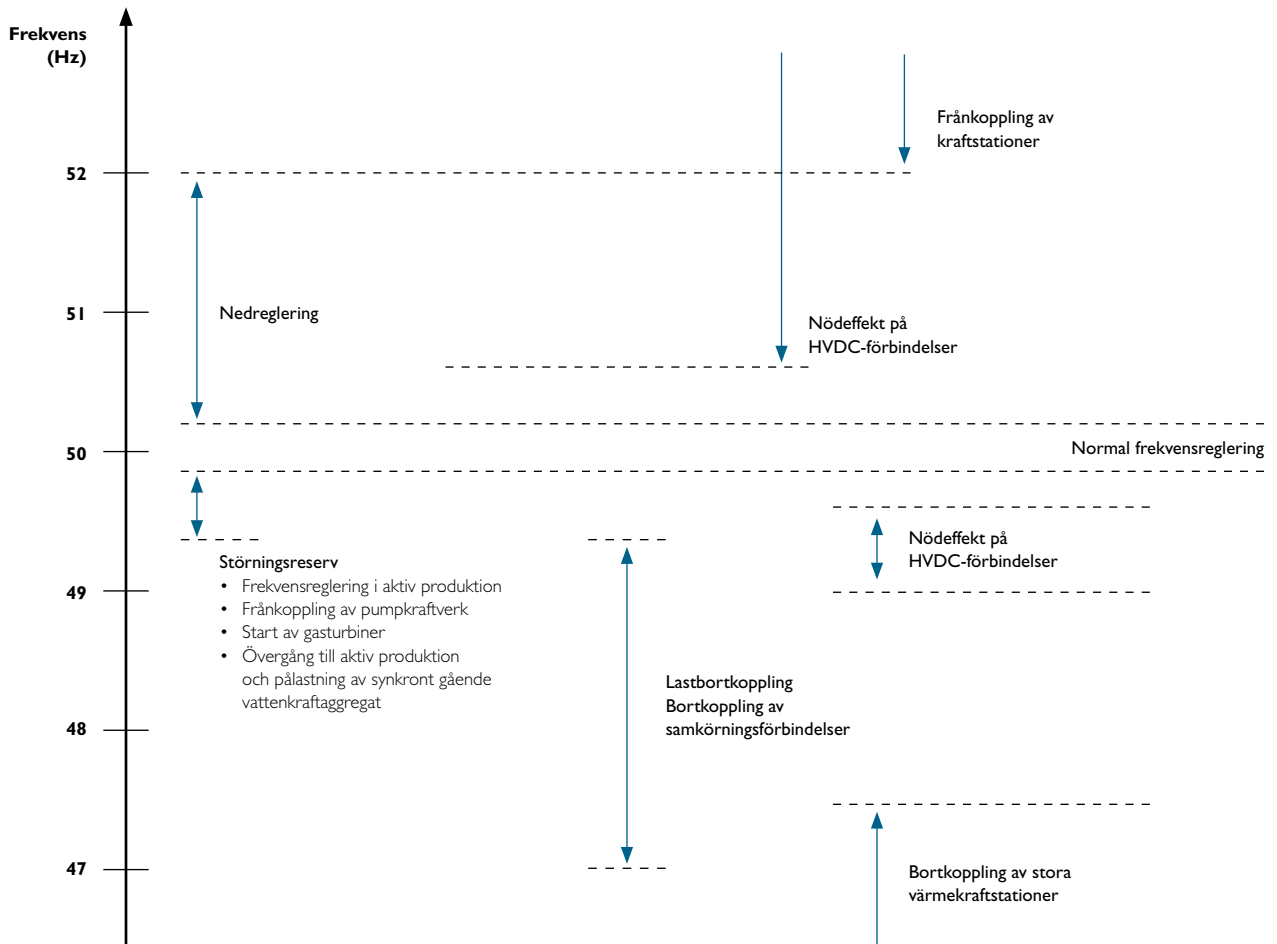
Vidare finns det allvarigare störningar och kombinationer av störningar, som innebär större obalans mellan tillförd och uttagen effekt från elsystemet. Då mer långtgående, planerade och förberedda motåtgärder är acceptabla, bland annat accepteras bortkoppling av ett mindre antal elanvändare. Något sammanbrott av hela eller delar av systemet accepteras dock inte.

Exempel på kraftfullare åtgärder är nödeffekt från/till HVDC-länkar, start av gasturbiner och automatisk belastningsfrånkoppling. Det är viktigt att hålla frekvensen över 49,0 Hz, annars riskeras automatisk frekvensstyrd frånkoppling av förbrukning. Det är nödvändigt (för upprätthållandet av driften av systemet) att hålla frekvensen över 47,5 Hz, där större värmekraftblock riskerar att kopplas bort, eftersom pumpar med direktkopplade elmotorer inte längre kan upprätthålla nödvändiga processflöden. Det finns

även risk att varvtalet närmar sig axelsträngens kritiska varvtal.

Figur 3 på nästa sida visar vilka ingrepp som görs i det nordiska kraftsystemet vid avvikande frekvens. I området kring 50 Hz arbetar den normala frekvensregleringen, betecknad FCR-N (Frequency-Containment-Reserve-Normal). I området 49,9–49,5 Hz går den momentana störningsreserven in, betecknad FCR-D (Frequency-Containment-Reserve-Disturbance). Skulle frekvensen gå under 49,5 Hz utnyttjas nödeffektfunktionerna på HVDC-länkarna och bortkoppling av viss belastning som exempelvis elpatroner och värmepumpar. För ännu större obalanser, som för frekvensen ner under 49,0 Hz tillgrips automatisk underfrekvensstyrd bortkoppling av förbrukning i ett antal steg. Vid 47,5 Hz kopplas större värmekraftblock bort från nätet och därefter kan man förvänta att stora delar av systemet bryter samman.

Figur 3: Frekvensstyrda åtgärder i det nordiska kraftsystemet



5. Tröghetens inverkan på frekvensregleringen

Trögheten i kraftsystemets roterande delar innebär att det går åt energi för att öka rotationshastigheten och att det frigörs energi då rotationshastigheten minskar.

Ett måttetal för den upplagrade rotationsenergin relateras ofta till infasade produktionsenheters sammanlagda märkeffekt. Kvoten blir ett mått på hur lång tid det tar att bromsa produktionssystemet från nominellt varvtal till stillastående, om man bromsar med den sammanlagda märkeffekten. Måttet kallas tröghetskonstant (på engelska "constant of inertia") och betecknas H , med enheten sekunder.

Alla system som på något sätt bygger på balans mellan inflöde och utflöde måste regleras för att upprätthålla stabiliteten. Såväl automatiska som manuella reglerprocesser innebär fördröjningar från att en obalans konstateras och till dess att regleråtgärder hinns genomföras. Det är därför nödvändigt med någon form av buffert eller mellanlager, som tillåts att variera inom vissa gränser, för att kunna upprätthålla stabilitet i systemet. I dagens elsystem har den roterande svängmassan funktionen som denna buffert.

Tröghet i elektriska kraftsystem handlar om förutsättningar för att, i det korta perspektivet, upprätthålla balansen mellan tillförd effekt (huvudsakligen mekanisk effekt till någon form av turbin) och uttagen elektrisk effekt (huvudsakligen ljus, värme och mekanisk effekt). Den i kraftsystemet upplagrade rotationsenergin motsvarar storleksordningen 4 till 7 sekunders energiomsättning i systemet. I det nordiska kraftsystemet ingår hundratals större produktionsenheter, tusentals mindre produktionsenheter och ett mycket stort antal belastningsobjekt.

Frekvensen, det vill säga den "elektriska" rotationshastigheten hos kraftsystemets roterande delar, är nominellt 50 Hz. Det roterande systemet har viss

tröghet och upptar respektive avger energi, vilket visar sig som att frekvensen ökar respektive minskar.

Fokus ligger oftast på den över året producerade energin från olika kraftslag. Man talar i termer av hur många TWh/år som vindkraftsproduktionen kan öka utan att systemet kollapsar. Hela problematiken kring frekvensregleringen utspelar sig i driftskedet och för att kunna göra en meningsfull analys måste årsenergisiffrorna "översättas" till produktionssammansättning under kritiska drifttimmar, som i det här fallet inträffar under låglasttid med stor vindkraftsproduktion.

Tabell 1 visar exempel på hur trögheten i elsystemet skiftar i olika scenarion, beskrivet i tröghetskonstanten H [s]. De fyra olika kraftslagen har tillskrivits var sitt genomsnittsvärde på tröghetskonstanten H . I kolumnen "Nuläge – årsenergi" visas det ungefärliga nuläget när det gäller elenergin fördelning mellan kraftslagen på årsbasis, ur detta har ett ekvivalent viktat värde på H beräknats till 4 sekunder. Nästa kolumn visar ett realistiskt höglastfall i nuläget. Den ekvivalenta tröghetskonstanten får då värdet 5 sekunder. Nästa kolumn visar ett realistiskt låglastfall i nuläget. Den ekvivalenta tröghetskonstanten får då värdet 3 sekunder. I ett framtida låglastfall antas både kärnkraft och vattenkraft vara ytterligare reducerad till förmån för en motsvarande ökning av vindkraft och solkraft. Tröghetskonstanten, H är nu nere i 1 sekund.

För att illustrera betydelsen av trögheten i kraftsystemets roterande massor, både på produktionsidan (generatorer) och på förbrukningssidan (motorer), har en rad simuleringar genomförts för ett system som är tänkt att motsvara det nordiska kraftsystemet. Nätfrekvensen har studerats som funktion av tiden, med systemets tröghetskonstant (H) som parameter. Den använda modellen är relativt enkel och resultaten ska tolkas principiellt och kvalitativt.

Tabell 1: Exempel på hur trögheten i elsystemet skiftar för olika scenarion.

Kraftslag	Nuläge – årsenergi			Nuläge – höglast		Nuläge – låglast		Framtid – låglast	
	H [s]	TWh/år	%	MW	%	MW	%	MW	%
Vattenkraft	2	65	42	6000	35	3000	33	1000	11
Vindkraft/solkraft	0	13	8	0	0	3000	33	7000	78
Kärnkraft	7	65	42	10000	59	3000	33	1000	11
Värmekraft övr.	3	13	8	1000	6	0	0	0	0
Summa		156		17000		9000		9000	
Ekvivalent H		4		5		3		1	

6. Tröghetens inverkan på stabiliteten

Tröghetskonstanten för ett visst aggregat har stor betydelse för aggregatets förmåga att bibehålla synkronismen och effektutmatningen efter felbortkoppling i anslutande nät. Bufferten i form av svängmassa fyller alltså även en funktion för att säkerställa att synkronmaskiner inte tappar synkronismen med det övriga systemet i samband med vanligt förekommande nätfel.

Utöver kravet att hålla nätfrekvensen nära 50 Hz måste de anslutna synkrogeneratorerna även, elektriskt sett, rotera lika fort. För att uppnå stabil drift måste växelspanningen som induceras i generatorerna i ett synkront system ha nollgenomgång nästan samtidigt. Tidsskillnaden mellan generatorspänningarnas nollgenomgångar för generatorer i olika delar av systemet får inte skilja på mer än några få, typiskt fem, millisekunder. Om detta villkor inte är uppfyllt kommer man att tappa synkronismen mellan olika grupper av maskiner i det synkrona systemet, varvid vissa generatorer kommer att rusa och andra kommer att tappa fart.

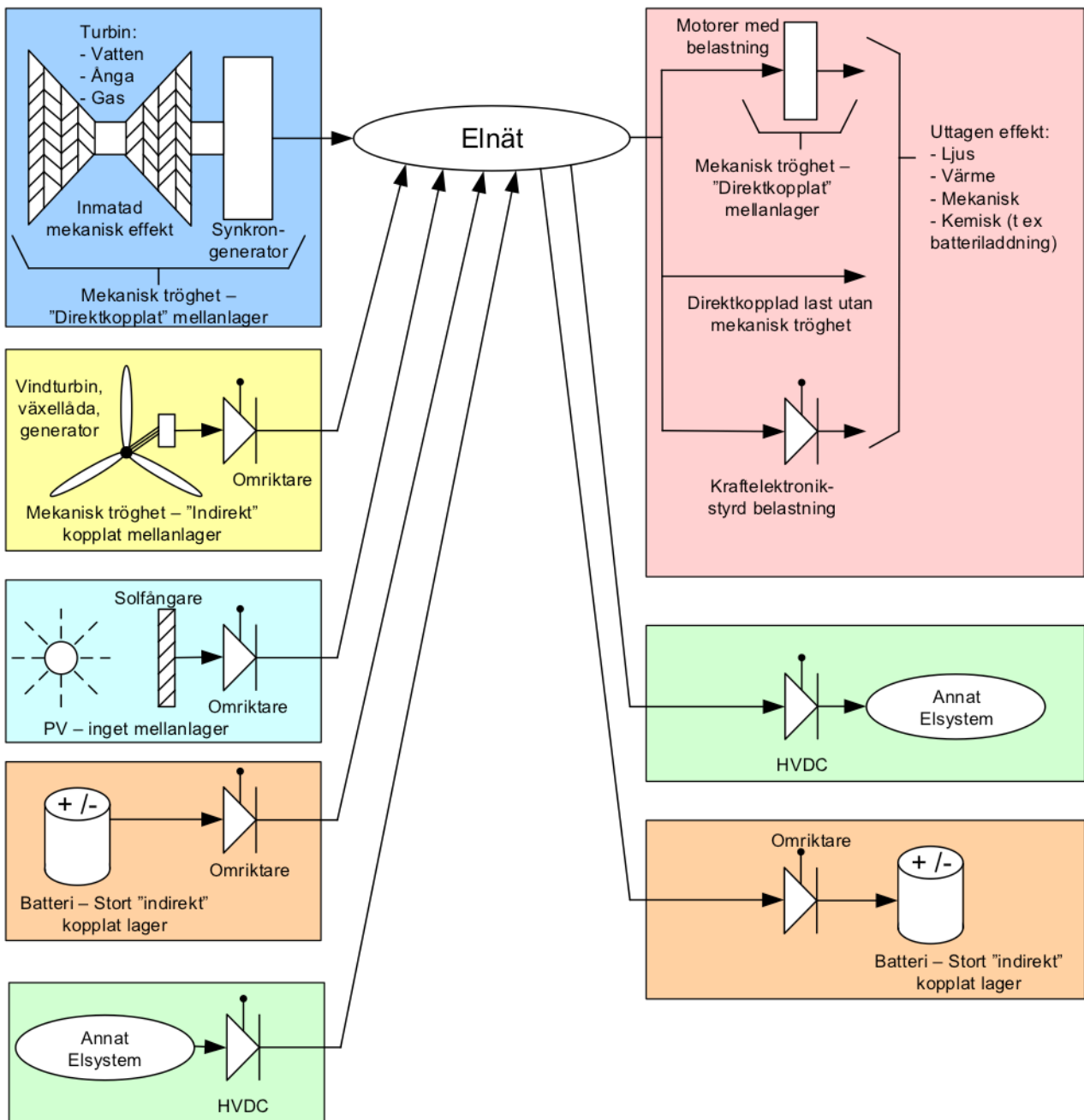
Den upplagrade kinetiska energin i kraftsystemets roterande delar (turbiner, generatorer och motorer) har traditionellt haft stor betydelse för systemets störningstålighet och reglerbarhet. Det har varit viktigt att generatorer inte faller ur fas och att vinkelskillnaden mellan mellan generatorernas spänningsvektorer därför återställs till acceptabla nivåer efter olika felfall. Transient stabilitet, så kallad "first-swing stability", liksom bibehållen synkronism och frekvensstabilitet, har varit ledstjärnor i dimensioneringsarbetet.

Mindre kraftsystem, helt utan upplagrad kinetisk energi, måste regleras på annat sätt, till exempel genom att använda spänningens amplitud som reglervariabel.

Tillfälliga, och måttliga, obalanser mellan tillförd och uttagen effekt i kraftsystemet kan leda till lokala eller systemvida pendlingar i kraftsystemet (dynamisk instabilitet, "power oscillations"). Bufferten i form av svängmassa har även betydelse för dessa pendlingar som kan uppkomma i nätet i samband med fel eller kopplingar.

7. Kraftsystemkomponenter och deras regleregenskaper

Figur 4: Komponenter i kraftsystemet som har betydelse för frekvensregleringen



Eltillförsel – Elproduktion – Generering

Begreppen eltilförsel och elanvändning är generella och används huvudsakligen i övergripande sammanhang och i längre tidsperspektiv. I en teknisk analys av skeendena i ett elsystem i det kortare tidsperspektivet används begreppet generering för omvandlingsprocessen till elenergi från andra energiformer.

Genereringen i det svenska kraftsystemet sker till övervägande del i synkrongeneratorer som drivs av ångturbiner (kärnkraft, kondenskraft, mottryck) och av vattenkraftturbiner. I kombikraftverk och i spetskraftanläggningar finns även synkrongeneratorer som drivs med gasturbiner eller dieselmotorer. En stadigt ökande andel av elproduktionen sker i vindkraftsanläggningar, som är anslutna till kraftsystemet via kraftelektroniska omriktare.

Direktanslutna synkrongeneratorer

Direktanslutna synkrongeneratorer har god förmåga att relativt snabbt (delar av sekund) reglera spänningen mot önskat börvärde, såväl efter en störning i systemet som förändrar ärvärdet, som efter en börvärdesförändring. Omfattningen av bidraget till spänningsregleringen bestäms av generatorns reaktiva effektregerförmåga.

Direktanslutna synkrongeneratorer, med lämplig drivkälla och turbinregulator, har god förmåga att relativt snabbt (sekunder) bidra till att reglera in frekvensen mot 50 Hz, efter en plötslig störning eller efter gradvisa belastningsförändringar.

Omriktaranslutna generatorer

Produktionsanläggningar, där den primära energikällan till sin natur inte är lämplig för stadigvaran-

de omvandling till rotation av ett visst varvtal med ett bestämt förhållande till 50 Hz, ansluts oftast via kraftelektroniska omriktare. Det mest typiska exemplet är vindkraft. Numera är nästan all ny vindkraftsproduktion anpassad för drift med variabelt turbinvarvtal mot ett nät med en fast frekvens. Variabelt varvtal åstadkoms genom anslutning av vindkraftsgeneratorn via en effektomriktare. Vindkraftverk för variabelt varvtal får bättre verkningsgrad, eftersom verkningsgraden beror på turbinvarvtalet.

Andra omriktaranslutna källor

Solceller kan antas sakna bakomliggande tröghet. Deras uteffekt är direkt beroende av inkommande solljus och det finns inget mellanlager i solcellen som sådan, som tillfälligt skulle kunna utnyttjas för att öka uteffekten.

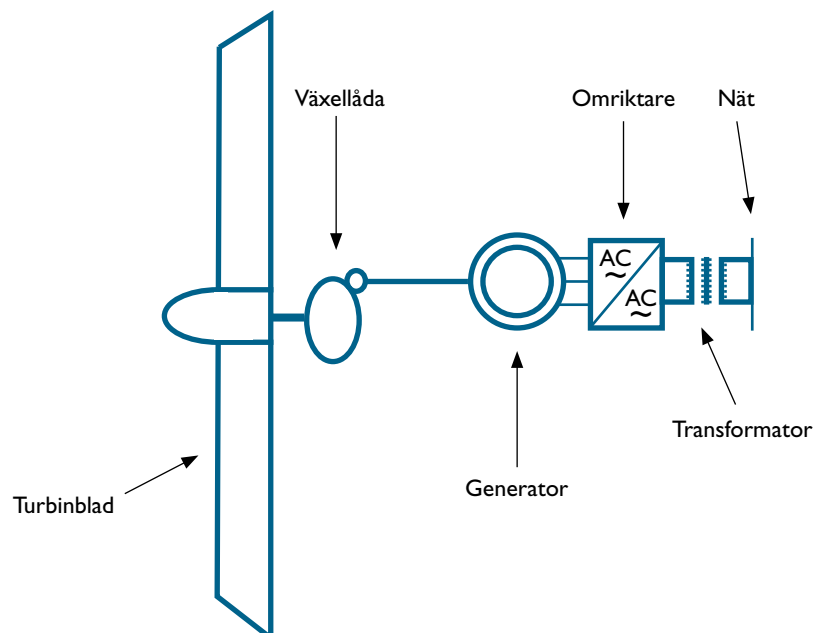
Med batterier förhåller det sig annorlunda. Batterikapaciteten kan betraktas som ett bakomliggande energilager som kan utnyttjas för att utvinna ”syntetisk” tröghet. Kapaciteten begränsas dock av urladdningshastigheten och uthålligheten av batteriets energilagringsskapacitet.

Elförbrukning – ”belastning i systemet”

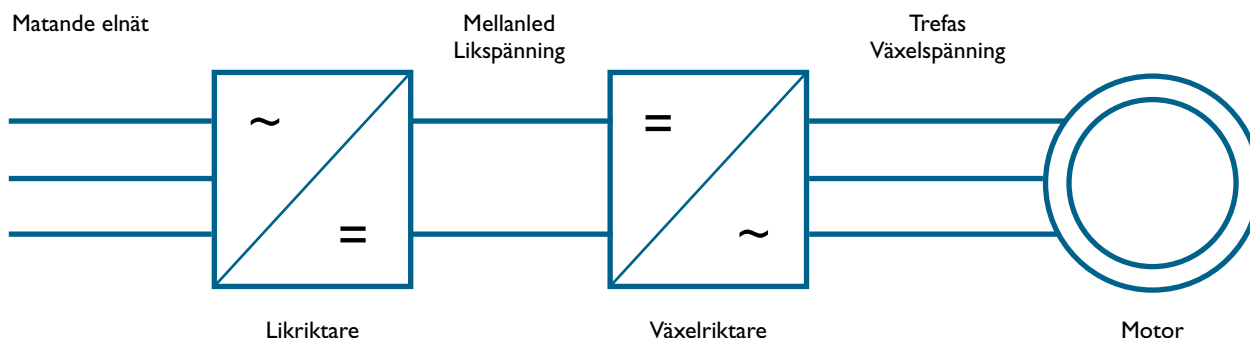
Direktanslutna motorer

Direktanslutna motorer, såväl synkronmotorer som asynkronmotorer, har ett spänningsberoende, speciellt vad det gäller den reaktiva effektförbrukningen. Karakteristiskt är även att motorlasten har ett varvtaletsberoende, där varvtalet är starkt kopplat till nätfrekvensen. För fläkt- respektive pumpdrift är effekt-

Figur 5: Vindkraftturbin med variabelt varvtal ansluten med fulleffektomriktare



Figur 6: En motor matad via en frekvensomriktare där spänningen från elnätet likriktas och sedan skapas en trefasig växelspänning som driver motorn.



behovet kubiskt respektive kvadratisk beroende av varvtalet.

Med en stor andel direktanslutna motorer i systemet kan den anslutna belastningen, genom att varvtalet ändras, bidra till att reglera ut obalanser mellan efterfrågad och inmatad energi i elsystemet, utan att frekvensvariationerna blir alltför stora. Man säger att belastningen har en stabiliserande eller självreglerande effekt och den kan uppgå till 200–300 MW/Hz. Denna frekvenskänslighet är dock övergående och ebbar ut i takt med att automatiska och manuella regleringar inom ett antal minuter återställer uttaget av det arbete som motorerna är avsedda för.

Förutom den statiska självreglerande effekten bidrar trögheten hos den direktanslutna motorlasten till att motverka snabba frekvensändringar vid plötsligt uppkommen obalans mellan inmatad och uttagen energi ur elsystemet.

Omriktarmatade motorer

Ett sätt att styra varvtalet på motorer är att koppla en frekvensomriktare mellan elnätet och asynkronmaskinen. Man likriktar då nätspänningen och skapar sedan med hjälp av växelriktaren en ny växelspänning där spänningens amplitud och frekvens kan varieras. Motorn blir på så vis frikopplad från elnätets frekvens, där effektförbrukningen är oberoende av den matande spänningens amplitud och frekvens. Den här typen av motorer ger ingen självreglering alls, varken i fråga om amplitud eller frekvens. Däremot är den mer energieffektiv.

Figur 6 visar hur omriktaren kopplas in mellan elnätet och motorn.

Elvärme

Principen för elvärme är att ta tillvara de effektförluster (värmeförluster) som uppstår då man driver en ström genom elektriska resistorer.

Resistansen har inget frekvensberoende för de aktuella värdena på nätfrekvens och således ingen självreglerande effekt. Däremot är ju värmelast styrd på ett eller annat sätt, oftast med termostater. Termostaterna är dock långsamma i sammanhanget och har inget påvisat frekvensberoende.

Belysning

Glödlampor kan liksom elvärme ses som en rent resistiv last där effektförlusterna i glödtråden inte har något frekvensberoende.

Halogenlampan har som last betraktat samma karakteristik som glödlampan och elvärmen och har därmed inget frekvensberoende.

När det gäller annan typ av belysning, lysrör (för lokaler och hemmabruk), kvicksilverlampor, natriumlampor, med mera (för utomhusbelysning), och lågenergislampor samt LED-lampor (huvudsakligen för hemmabruk), finns lite material om det aktiva effektuttagets frekvensberoende i närheten av 50 Hz. Vissa belysningsanordningar är till sin natur inte rent aktiva i sin belastningseffekt och då görs ofta reaktiv kompensering direkt i armaturen. En sådan kompensering stäms då av efter 50 Hz och beroende på hur kompenseringen är gjord ökar eller minskar den totala reaktiva effekten till följd av en frekvensändring. En sådan förändring leder till ändrade förluster i ledningsnätet, som beror på den reaktiva effektbalansen före frekvensändringen. För lysrör som för sin funktion har en reaktor ("drossel") i serie med urladdningsröret sätter man exempelvis ofta en kondensator parallellt med belysningsutrustningen på inkommande anslutning i armaturen.

8. Effektregering i framtida elsystem

Framtida elsystem, i perspektivet 15 till 35 år, antas ha ungefär de komponenter som är kända idag, men i eventuellt helt andra proportioner. Stora delar av dagens kärnkraft skulle kunna vara tagen ur drift och ersatt av vindkraft, solkraft och importerad kraft. Det är rimligt att anta att den inneboende naturliga trögheten i kraftsystemets roterande delar kommer att minska, främst i de södra delarna av Sverige. Belastningens karaktär kan förväntas bli mer energieffektiv, och mindre beroende av spänningens amplitud och frekvens, det vill säga belastningens så kallade självreglerande förmåga minskar.

Det är därför rimligt att anta att den nuvarande frekvensregleringen i det nordiska kraftsystemet, som huvudsakligen sker i vattenkraftaggregat, kan behöva kompletteras, för att kompensera för den minskade trögheten i systemet. Med minskad tröghet, ökar också kraven på reglerhastigheten.

För att kompensera för detta kan i det korta perspektivet följande åtgärder vidtas med befintliga anläggningar:

- Fasa in tunga synkrongeneratorer på tomgång eller dellast för att öka systemtrögheten.
- Öka turbinregleringens hastighet i infasade vattenkraftaggregat, så att responsen blir snabbare.
- Fördela produktionen i reglerande vattenkraftaggregat på fler aggregat, så blir den totala regleringen snabbare (fler parallellarbetande maskiner).

På sikt måste dock trögheten i systemet tryggas för att en tillförlitlig elförsörjning ska kunna upprätthållas. Detta kan ske på något eller några av följande sätt:

- I första hand bör man utnyttja de möjligheter som befintliga installationer erbjuder utan alltför stora extra driftkostnader; till exempel skulle tröghet i form av lagrad energi som inte utgörs av synkront roterande massor, utan är ansluten via snabba effektomriktare, kunna utnyttjas. Komplettering av omriktarmatad produktion, främst vindkraft, så att den bakomliggande upplagrade energin i de asynkront roterande vindturbinerna skulle kunna tillhandahålla systemet så kallad "syntetisk tröghet" (artificiell inertia).
- Utnyttja förbindelser för högspänd likström (HVDC-länkar) till andra synkrona områden, främst den europeiska kontinenten, för att dela på systemtrögheten, på liknande sätt som man idag delar andra typer av reserver.

- Batterianläggningar som ansluts till kraftsystemet via kraftelektroniska effektomriktare kan tillföra den energi som behövs för att ge tillräckligt med tid för andra kraftslag att reglera upp sin produktion, i händelse av en plötslig effektobalans med produktionsunderskott. Batterier har den fördelen att de kan placeras relativt fritt i kraftsystemet.

Utvecklingen mot nya sätt att producera el i icke synkront roterande anläggningar innebär att de metoder och den teknik som hittills har kunnat användas för att upprätthålla säkerhet och stabilitet i balansering och överföring i elsystemet inte kommer att räcka till. Detta förväntas ske i växande omfattning i takt med utbyggnaden av förnybar elproduktion och med utfasningen av produktion som baserats på synkronmaskintekniken. Om den förnybara produktionen ska uppnå sin förväntade energiproduktion måste den kunna producera maximalt under tider då tillgången på vind och sol är som högst. Det innebär avsevärd tid då merparten av den konventionella elproduktionen kommer att stoppas och då inte kan bidra med någon svängmassa/tröghet.

Det finns möjliga lösningar för att kompensera för en minskad svängmassa/tröghet genom utveckling av nya anläggningar. De bygger samtliga på att det går att utvinna elektrisk effekt från upplagrad energi i andra fysiska eller kemiska former. Det måste i så fall kunna ske mycket snabbt, det vill säga inom bråkdelar av sekunder. Med hjälp av modern strömriktarteknik kan detta lösas elektriskt, men det kräver också att de bakomliggande energiformerna klarar av de mekaniska eller kemiska påfrestningarna vid den snabba energiomvandlingen.

Kostnader och priser

Kraftproduktionen med en kombination av vattenkraft och värmekraft har hittills byggts upp med en reglerförmåga som har anpassats till förbrukningens lång- och kortsiktiga variationer, samt för att klara störningar. Den nödvändiga trögheten har funnits naturligt med växelströmstekniken och genom att nästan all produktion skett med roterande synkrongeneratorer.

Med ökande andel förnybar, men icke planerbar och väderberoende produktion, ökar kraven på reglerförmåga hos den resterande delen av produktionsapparaten, vilket troligen innebär att priset på reglerkraft, tröghet och andra systemtjänster kommer att gå upp. Det kan till och med bli så att det byggs särskilda anläggningar för att tillhandahålla sådana tjänster, till exempel batterianläggningar.

9. Bilaga

BEGREPP OCH DEFINITIONER

ENTSO-E

European Network of Transmission system operators for electricity

FCR – N

Frequency Containment Reserve – Normal (svenska: frekvensreglerreserv)

FCR – D

Frequency Containment Reserve – Disturbance (svenska: momentan störningsreserv)

Frekvensomriktare

En frekvensomriktare styr en motors varvtal genom att ändra frekvensen från elnätet. Genom att varvtalsreglera motorn anpassar man hastigheten efter det önskade behovet.

Hz

Hertz

Svängmassa

Svängmassan i ett elsystem utgörs av stora och tunga roterande maskiner såsom turbiner och generatorer i

vattenkraftverk och värmekraftverk men även motorer på lastsidan. Svängmassan är på så sätt kopplad till begreppet tröghet eftersom ett kraftsystem som har stor svängmassa har stor upplagrad rotationsenergi och därmed en stor tröghet. Svängmassan motverkar snabba frekvensförändringar och är mycket viktig för att elsystemet inte ska kollapsa (Söder, 2014).

Syntetisk tröghet

I moderna vindkraftverk är rotationshastigheten hos generatoren elektriskt frikopplad från frekvensen på elnätet. En förändring i nätfrekvensen påverkar därmed inte varvtalet på generatoren. Ett vindkraftverk tillför alltså inte någon naturlig tröghet till elsystemet. Istället finns det möjlighet att implementera en reglermetod som extraherar den kinetiska energin från de roterande delarna i vindkraftverket, kallad ”syntetisk tröghet”. Reglermetoden detekterar frekvensförändringar i elnätet och kan på så vis justera effektlödet därefter. Till skillnad från den konventionella svängmassan sker detta inte naturligt genom de mekaniska naturlagarna, därav begreppet ”syntetisk tröghet” (Seyedi, 2013).

LITTERATURFÖRTECKNING

Electropedia, 2015. *Electropedia*, <http://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=1113-03-02>. [Online] [Använd 27 08 2015].

Ellagen, I. 8. k. 1., 2016. *Ellagen, 1997:857*, 8 kap. 1§, u.o.: u.n.

Lag om effektreserv, (., 2016. *Lag (2003:436) om effektreserv*, u.o.: u.n.

Seyedi, M. B. M., 2013. *STRI. The utilization of synthetic inertia from wind farms and its impact on existing speed governors and system performance*, Elforsk rapport 13:2, 2013., u.o.: Elforsk.

Söder, L., Larsson, S., Dahlbäck, N., Linnarsson, J., 2014. *Reglering av ett framtida svenskt kraftsystem*, u.o.: NEPP.



KUNGL. INGENJÖRSVETENSKAPSAKADEMIEN

i samarbete med

ABB

e-on

 **Energimyndigheten**

 **Fortum**

 **IFMETALL**

 **INDUSTRIRÅDET**



SIEMENS

SKGS

**SVENSKO
energi**

 **Svensk Fjärrvärme**

 **SVENSKA
KRAFTNÄT**

 **SVENSKT NÄRINGSLIV**

 **Sveriges Ingenjörer**

**swede
gas**

 **Teknikföretagen**

VATTENFALL 

 **TORSK**