

## II.

(Незаконодавни акти)

### РЕГУЛАТИВИ

**РЕГУЛАТИВА (ЕУ) 2017/1485 ДЕЛЕГИРАНА ОД КОМИСИЈАТА од 2 август 2017  
година за утврдување на упатствата за работа на операторот на  
електропреносниот систем  
(Текст со ЕЕА важност)**

ЕВРОПСКАТА КОМИСИЈА,

Имајќи го предвид Договорот за функционирањето на Европската унија,

Имајќи ја предвид Регулативата (ЕЗ) бр Регулатива (ЕЗ) бр. 714/2009 на Европскиот парламент и на Советот од 13 јули 2009 година за услови за пристап до мрежата за прекугранична размена на електрична енергија и укинување на Регулативата (ЕЗ) бр. 714/2009 1228/2003 <sup>(1)</sup>, а особено Член 18 (3) (г) и Член 18 (5) од истата,

со оглед на тоа што:

(1) Комплетно функционалниот и меѓусебно поврзаниот внатрешен пазар на енергија е клучен за одржување на безбедно снабдување со енергија, зголемување на конкурентноста и обезбедување дека сите клиенти можат да купат енергија по пристапни цени.

(2) Регулатива (ЕЗ) бр 714/2009 ги утврдува недискриминаторските правила за пристап до прекуграничната мрежа за размена електрична енергија со цел да се обезбеди правилно функционирање на внатрешниот пазар на електрична енергија.

---

<sup>(1)</sup> ОЈ L 211, 14.8.2009 година, стр. 15.

(3) Треба да се утврдат усогласени правила за работа на операторите на електропреносниот систем (ОЕПС), операторите на дистрибутивниот систем (ОДС) и значајните корисници на мрежа (ЗКМ) со цел да се обезбеди јасна правна рамка за работата на системот, олеснување на трговијата со електрична енергија низ целата Унија, обезбедување на системска безбедност, обезбедување достапност и размена на потребните податоци и информации меѓу ОЕПС и други заинтересирани Страни, олеснување на интеграцијата на обновливите извори на енергија, овозможување поефикасно користење на мрежата и зголемување на конкуренцијата во корист на потрошувачите.

(4) За да се постигне оперативна сигурност на меѓусебно приклучен преносен систем на електрична енергија, потребно е да се дефинира заеднички збир на минимални барања за работата на системот на територијата на Унијата, прекугранична соработка на ОЕПС и искористување на соодветните карактеристики на приклучените ОДС и ЗКМ.

(5) Сите ОЕПС треба да ги почитуваат општите минимални барања во однос на процедурите потребни за подготовка на работа во реално време, развој на поединечни и имплементација на заеднички модели на мрежа, олеснување на ефикасно и усогласена примена на корективни мерки неопходни за работење во реално време за одржување на оперативната сигурност, квалитетот и стабилноста на системот за меѓусебно приклучениот преносен систем на електрична енергија и да се поддржи ефикасно функционирање на европскиот внатрешен пазар на електрична енергија и да се олесни интеграцијата на обновливите извори на електрична енергија.

(6) Иако денес има голем број на доброволни иницијативи за регионална соработка за работата на системот поттикната од повеќе ОЕПС, со цел да се придонесе за трансформација на пазарот на електрична енергија во Унијата за функционирање на преносниот систем на Унијата неопходна е регулаторна координација. Правилата за функционирање на системот утврдени во оваа Регулатива бараат институционална рамка за подобра координација на ОЕПС, вклучително и задолжително учество на ОЕПС во регионалните координативни центри. Заедничките барања за воспоставување регионални координативни центри и нивните должности утврдени со оваа Регулатива се

првиот чекор кон поголема регионална координација и интеграција на работата на системот и треба да служат за да се олесни остварувањето на целите утврдени во Регулативата (ЕЗ) бр. 1049/2001. 714/2009 и постигнување побезбедни стандарди за снабдување во Унијата.

(7) Оваа Регулатива треба да воспостави рамка за задолжителна соработка на ОЕПС преку назначување на регионални координативни центри. Регионалните координативни центри треба да дадат препораки до регионалните ОЕПС за пресметка на капацитетот за кој се назначени. ОЕПС, индивидуално, треба да одлучат дали ќе ги следат препораките на регионалниот координативен центар. ОЕПС треба да биде одговорен за одржување на оперативната сигурност во својата контролна област.

(8) Да се осигура дека персоналот на операторот на системот и другиот оперативен персонал се стручни и добро обучени и дека вработените во операторите на системот кои работат за време на работењето во реално време се овластени за управување со преносниот систем на безбеден начин во сите оперативни ситуации, потребни се правила за обука и сертификација. Правилата за обука и сертификација ги зајакнуваат и формализираат најдобрите постоечки практики меѓу ОЕПС и обезбедуваат дека сите ОЕПС во Унијата применуваат минимални стандарди.

(9) Барањата во врска со тестирањето и следењето на работата бараат да се обезбеди правилно функционирање на елементите на преносниот систем, дистрибутивниот систем и опремата за мрежните корисници. Планирање и координација на оперативните тестови се неопходни како би се минимизирале нарушувањата во стабилноста, работењето и ефективноста на трошоците на меѓусебно приклучениот систем.

(10) Со оглед на тоа што планираните испади во работата влијаат врз стабилноста на мрежата надвор од контролната област на некој ОЕПС, секој ОЕПС, како дел од оперативното планирање, треба да ја следи изводливоста на планираните испади за секоја временска рамка и, каде што е потребно, ги координираат испадите со и помеѓу ОЕПС, ОДС и ЗКМ, кога овие испади влијаат на прекуграничните текови кои што влијаат врз оперативната сигурност на преносните системи.

(11) Оперативни процеси и процесите на планирање неопходни за да се предвидат проблемите во оперативното сигурносно работење и подготвувањето на соодветни релевантни мерки во реално време вклучуваат навремена и соодветна размена на информации. Затоа, ваквите размени не треба да бидат попречени од било какви пречки помеѓу различните учесници.

(12) Регулација на оптоварувањето и фреквенцијата (LFC) е еден од најкритичните процеси за обезбедување оперативна сигурност со високо ниво на доверливост и квалитет. Ефикасен LFC може да се овозможи само ако ОЕПС и ОДС кој дава резерви имаат обврска да соработуваат со цел меѓусебно приклучените преносни системи да работат како целина и ако модулите за производство на електрична енергија (во натамошниот текст: модули за производство) и потрошувачите ги исполнуваат релевантните минимални технички барања.

(13) Одредбите за LFC и резервите имаат за цел да утврдат јасни, објективни и усогласени барања за ОЕПС, ОДС кои даваат резерва, неговите модули за производство и потрошувачите на давателот со цел да гарантираат сигурност на системот и придонесуваат за развој на успешна недискриминаторска конкуренција и ефикасно функционирање на внатрешниот пазар на електрична енергија. Одредбите за LFC и резервите ја обезбедуваат техничката рамка неопходна за развој на прекугранични пазари за балансирање.

(14) За да се обезбеди квалитет на заедничката фреквенција на системот, неопходен е заеднички збир на минимални барања и принципи за LFC на ниво на Унијата и резервите да се дефинираат како основа за прекугранична соработка помеѓу ОЕПС и, кога е соодветно, да се искористи потенцијалот на меѓусебно приклучени системи за производство, потрошувачка и дистрибуција. Затоа, оваа Регулатива ги опфаќа правилата за структурата и работењето на LFC, критериумите и целите во врска со квалитетот, големината на резервите, размената, распределбата и распределбата на резервите и надзорот кој е поврзан со LFC.

(15) Синхроните области не се ограничени со границите на Унијата и можат да вклучуваат територија на трети земји. Унијата, Земјите-членки и ОЕПС треба да се стремат кон безбедно функционирање на системот во сите синхрони

области во целата Унија. Тие треба да ги поддржуваат третите земји во примена на правила слични на оние утврдени во оваа Регулатива. ENTSO-E треба да ја олесни соработката помеѓу ОЕПС на Унијата и ОЕПС на трети земји за безбедно работење на системот.

(16) Во согласност со Член 8 од Регулативата (ЕЗ) бр 713/2009 на Европскиот парламент и на Советот <sup>(1)</sup>, Агенцијата за соработка на енергетски регулатори („Агенцијата“) треба да донесат одлука доколку надлежните регулаторни органи не можат да го постигнат договор за вообичаени услови или методологии.

(17) Оваа Регулатива е изработена во тесна соработка со Агенцијата, ENTSO-E и засегнатите Страни со цел транспарентно и партиципативно усвојување на ефективни, избалансирани и пропорционални правила. Во согласност со Член 18 (3) од Регулативата (ЕЗ) бр 714/2009, пред да предложи измена на оваа Регулатива, Комисијата ќе се консултира со Агенцијата, ENTSO-E и други релевантни засегнати Страни.

(18) Мерките предвидени со оваа Регулатива се во согласност со мислењето на Комитетот наведен во Член 23 (1) од Регулативата (ЕЗ) бр. 714/2009 година,

## **ЈА ДОНЕСЕ ОВАА РЕГУЛАТИВА:**

### **ДЕЛ I**

### **ОПШТИ ОДРЕДБИ**

#### *Член 1*

#### **Предмет**

За да се заштити оперативната сигурност, фреквенцијата, квалитетот и ефикасната употреба на меѓусебно приклучени системи и ресурси,

---

<sup>(1)</sup> Регулатива (ЕЗ) бр 713/2009 на Европскиот парламент и на Советот од 13 јули 2009 година за формирање на Агенција за соработка на енергетските регулатори (OJ L 211, 14.8.2009, стр. 1).

Оваа Регулатива утврдува детални упатства за:

- (а) барања и принципи во врска со оперативната сигурност;
- (б) правила и одговорности за координација и размена на податоци помеѓу ОЕПС, помеѓу ОЕПС и ОДС и помеѓу ОЕПС, ОДС и ЗКМ при оперативно планирање и работа во скоро реално време;
- (в) правила за обука и сертификација на вработените во оператор на преносниот систем;
- (г) барања за координација при испади;
- (д) барања во врска со изготвувањето на конечни дневни распореди помеѓу регулаторните области на ОЕПС и
- (ф) правила кои бараат воспоставување рамка на Унијата за LFC и резерви

## *Член 2*

### **Опсег**

1. Правилата и барањата утврдени во оваа Регулатива се применуваат на следниве ЗКМ:

- (а) постојни и нови модули за производство кои се или би биле класифицирани во типови В, С и D во согласност со утврдените критериуми во Член 5 од Регулативата на Комисијата (ЕУ) 2016/631 <sup>(2)</sup>;
- (б) постојни и нови потрошувачи приклучени на преносниот систем;
- (в) постојни и нови затворени дистрибутивни системи приклучени на преносниот систем;

---

<sup>(2)</sup> Регулатива на Комисијата (ЕУ) 2016/631 од 14 април 2016 година за воспоставување мрежни правила за барањата за мрежно поврзување на генераторите (ОЈ Л 112, 27.4.2016 година, стр. 1).

(г) постојни и нови потрошувачи, затворени дистрибутивни системи и трети лица доколку тие обезбедат потрошувачка директно до ОЕПС, во согласност

со критериумите утврдени во Член 27 од Регулативата на Комисијата (ЕУ) 2016/1388 <sup>(3)</sup>;

(д) давателите на редистрибуирање на модулите за производство или потрошувачи со помош на агрегација и давателите на резерва на активна моќност во согласност со Поглавје 8, Дел IV. на оваа Регулатива и

(ѓ) постојни и нови високонапонски системи за пренос на еднонасочна струја (во натамошниот текст: HVDC системи) во согласност со критериумите утврдени во Член 3 (1) од Регулативата на Комисијата (ЕУ) 2016/1447 <sup>(1)</sup>.

2. Оваа Регулатива се применува за сите преносни системи, дистрибутивни системи и интерконективните далеководи во Унијата и регионалните координативни центри, освен преносните системи и дистрибутивните системи или делови на преносни системи или системи за дистрибуција на островите на земјите-членки чии системи не работат синхроно со континентална Европа ('CE'), Велика Британија ('GB'), Скандинавските земји, Ирска и Северна Ирска ('IE/NI') или синхроната област на Балтичките земји.

3. Доколку има повеќе од еден ОЕПС во земја-членка, оваа Регулатива се применува на сите ОЕПС во таа земја-членка. Ако ОЕПС нема функција потребна за обврските согласно оваа уредба, земјата-членка може, во рамките на националниот регулаторен режим, да пропише дека одговорноста на ОЕПС за усогласеност со дел или сите обврски од оваа Регулатива се доделуваат на одделни ОЕПС.

4. ОЕПС од Литванија, Латвија и Естонија, додека работат во синхронизиран режим на работа во синхрона област каде што не сите земји се обврзани од законите на Унијата, се изземени од примената на одредбите наведени во

---

<sup>(1)</sup> Регулатива на Комисијата (ЕУ) 2016/1447 од 26 август 2016 година за воспоставување мрежни правила за барања за мрежно поврзување високонапонски системи за пренос на еднонасочна струја и модули на енергетски парк приклучени на еднонасочна струја (ОЈ L 241, 8.09.2016 година, стр. 1.)

<sup>(3)</sup> Регулатива на Комисијата (ЕУ) 2016/1388 од 17 август 2016 година за воспоставување Мрежни правила за потрошувачка (ОЈ L 223, 18.8.2016, стр. 10).

Прилог I на оваа Регулатива, освен ако не е поинаку предвидено во договорот за нивна соработка во врска со оперативната сигурност на системот согласно Член 13.

5. Доколку барањата од оваа Регулатива треба да бидат утврдени од надлежен оператор на системот што не е ОЕПС, земјите-членки можат да обезбедат дека ОЕПС е одговорен за утврдување на соодветните барања.

### *Член 3*

### **Дефиниции**

1. За целите на оваа Регулатива, се применуваат дефинициите утврдени во Член 2 од Регулативата (ЕЗ) бр. 1234/2007. 714/2009, Член 2 од Регулативата на Комисијата (ЕУ) 2015/1222 <sup>(2)</sup>, Член 2 од Регулативата (ЕУ) 2016/631, Член 2 од Регулативата (ЕУ) 2016/1388, Член 2 од Регулативата (ЕУ) 2016/1447, Член 2 од Регулативата на Комисијата (ЕУ) 2016/1719 <sup>(3)</sup>, Член 2 од Регулативата на Комисијата (ЕУ) бр. 543/2013 <sup>(4)</sup> за доставување и објавување на податоци за пазарите за електрична енергија и Член 2 од Директивата 2009/72 / ЕЗ на Европскиот парламент и Советот <sup>(5)</sup>.

---

<sup>(2)</sup> Регулатива на Комисијата (ЕУ) 2015/1222 од 24 јули 2015 година за воспоставување насоки за распределување на капацитетот и управување со преоптовареност (ОЈ L 197, 25.7.2015, стр. 24).

<sup>(3)</sup> Регулатива на Комисијата (ЕУ) 2016/1719 од 26.09.2016 година за воспоставување насоки за долгорочно распределување на капацитетот (ОЈ L 259, 27.9.2016, стр. 1)стр. 42.).

<sup>(4)</sup> Регулатива на Комисијата (ЕУ) бр. 543/2013 од 14 јуни 2013 година за доставување и објавување на податоци за пазарите на електрична енергија и за измена и дополнување на Прилог I. Регулатива (ЕЗ) бр. Регулатива (ЕЗ) бр. 714/2009 на Европскиот парламент и на Советот (ОЈ L 163, 15.6.2013, стр. 1).

<sup>(5)</sup> Директива 2009/72 / ЕЗ на Европскиот парламент и на Советот од 13 јули 2009 година за заеднички правила за внатрешниот пазар на електрична енергија и укинување на Директивата 2003/54 / ЕС (ОЈ L 211, 14.8.2009, стр. 55).

2. Покрај тоа, се применуваат следниве дефиниции:



- (1) „Оперативна сигурност“ значи способност на преносниот систем да одржува нормален режим на работа или да се врати што е можно побрзо во нормален режим на работа и се карактеризира со оперативни сигурносни ограничувања;
- (2) „Ограничување“ значи ситуација во која треба да се подготват и преземат корективни мерки со цел да се испочитуваат оперативните сигурносни ограничувања;
- (3) „N-состојба“ значи состојба во која испадот не предизвика недостапност на кој било елемент од преносниот систем;
- (4) „Список на вонредни испади“ значи список на непредвидени испади што треба да се симулираат за да се тестира усогласеноста со оперативните сигурносни ограничувања;
- (5) „Нормален режим на работа“ значи состојба во која системот е во рамките на оперативните сигурносни ограничувања во N-состојбата и по настанување на какви било непредвидени испади од списокот за непредвидени испади, земајќи го предвид ефектот на достапните помошни мерки;
- (6) „Примарна резерва“ или „FCR“ значи активни резерви на моќност достапни за одржување на фреквенцијата на системот по појава на нерамнотежа во системот;
- (7) „Секундарна резерва“ или „FRR“ значи резерви на активна моќност достапни за повторно обновување на системската фреквенција до номиналната вредност и, за синхронно подрачје кое се состои од повеќе од една LFC област, одржување на рамнотежата на моќноста до планираната вредност;
- (8) „Заменска резерва“ или „RR“ значи резерви на активна моќност достапни за повторно обновување или одржување на потребните нивоа на FRR со цел да бидат подготвени за дополнителни нерамнотежи во системот, вклучително и резервата на производни капацитети;
- (9) „Давател на балансна единица“ значи правно лице со законска или договорна обврска да обезбеди FCR, FRR или RR од барем една резервна единица или група;

(10) „Балансна единица за системска резерва“ значи еден или група на модули за производство и / или потрошувачи приклучени со заедничка точка за приклучување што ги исполнуваат барањата во врска со обезбедување на FCR, FRR или RR;

(11) ‘балансна група за системска резерва’ е збир на модули за производство на електрична енергија, потрошувачки единици и/или балансни единици за системска резерва приклучени со повеќе од една точка на приклучување, кои ги исполнуваат условите за обезбедување на FCR, FRR или RR;

(12) “Регулација на оптоварувањето и фреквенцијата” или “LFC” значи дел од синхроната област или целата синхрона област што физички ги одделува мерните точки на интерконективните далеководи од другите LFC блокови до други LFC области, управувани од најмалку еден ОЕПС што ги исполнува обврските за LFC;

(13) “Номинално време за обнова на фреквенцијата” значи, за синхрони области со само една LFC област, најдолго очекувано време за обнова на фреквенцијата на системот во рамките на дозволениот опсег на отстапување по појавувањето на моментално отстапување на моќноста не поголемо од референтниот инцидент, за синхрона област со најмалку две LFC области, најдолгото очекувано време по појавата на моменталното отстапување на моќноста на LFC областа во рамките на кое се компензира отстапувањето;

(14) “Критериум (N-1)” значи правило според кое елементите кои остануваат во функција во контролната област на ОЕПС по настанување на непредвидени состојби се способни да ја прилагодат новата оперативна состојба без кршење на оперативните сигурносни ограничувања;

(15) “состојба (N-1)” значи состојба во преносниот систем кога се случил еден непредвиден испад од списокот на непредвидени испади;

(16) “Резерва на активна моќност” значи балансите резерви достапни за одржување на фреквенцијата;

(17) „Состојба на тревога“ значи состојба во која системот е во рамките на оперативните сигурносни ограничувања, но откриен е непредвиден испад од списокот на вонредни испади и во случај на негово појавување, достапните

мерки за отстранување не се доволно за одржување на нормалниот режим на работа;

(18) “блок за регулација на оптоварување и фреквенцијата” или “LFC блок” значи дел или целата синхрона областа што физички ги одделува мерните точки на интерконективните далеководи од другите LFC блокови спрема други LFC блокови, управувани од најмалку еден ОЕПС кој ги исполнува обврските за LFC;

(19) “Грешка на контролна област” односно блок е разликата помеѓу моменталната и референтната вредност на размената на електрична енергија на контролната област односно блок и отстапувањето на фреквенцијата, земајќи ја предвид фреквентната карактеристика на контролната област. Се пресметува како збир на отстапувањето на моќноста на размена и регулационата грешка:  $G = \Delta P + K \cdot \Delta f$ ;

(20) “Control program (План на размена со нетирани вредности)” збир на зададени вредности за нето размена на моќност во LFC област или LFC блок преку AC-интерконективни далеководи;

(21) „Регулација на напон“ значи мануелни и автоматски регулациски мерки на производниот јазол, на крајните јазли на наизменичните далеководи или HVDC системи или на трансформатори и други начини за одржување на даденото ниво на напон или зададена вредност на реактивна моќност;

(22) “хаварија (распад на системот)” е состојба на системот во кој дел или целиот преносен систем на електрична енергија престанува да работи;

(23) “внатрешен испад” значи непредвиден испад во контролната област на ОЕПС, вклучително и интерконективните далеководи;

(24) “Надворешен испад” значи испад чиј фактор на влијание е поголем од прагот на чувствителност на испадот и се случил надвор од контролната област на ОЕПС, што не вклучува интерконективен далековод;

(25) „Фактор на влијание“ е нумеричка вредност што се користи за квантифицирање на максималниот ефект при исклучување на елементот на преносниот систем надвор од контролната област на ОЕПС, со исклучок на интерконективните далеководи, со кој било елемент на преносниот систем во

смисла на промена на протокот на напојување или напон предизвикан од тој прекин. Колку е поголема вредноста, толку е поголем ефектот;

(26) „Праг на чувствителност на испад“ значи нумеричка гранична вредност со која се споредуваат факторите на влијание и појава на непредвидени испади надвор од контролната област на ОЕПС, чиј фактор на влијание е повисок од прагот на чувствителност на испадот, се смета дека има значително влијание врз контролната област на ОЕПС, вклучувајќи ги и интерконективните далеководи;

(27) „анализа на испад“ значи компјутерска симулација на непредвиден испад од списокот на непредвидени испади;

(28) „Критично време за отстранување на дефектот“ значи максималното времетраење на дефектот за време на кое преносниот систем ја задржува стабилноста;

(29) „Дефект“ значи сите видови куси врски (еднофазна, двофазна, трофазна, со или без контакт со земја), расипан проводник, отворено коло или нестабилна врска што резултира со трајна достапност на засегнатиот елемент на преносниот систем;

(30) „Елемент на преносниот систем“ значи која било компонента на преносниот систем;

(31) „Нарушување“ значи непланиран настан што може да предизвика излез на преносниот систем од нормалниот режим на работа;

(32) „Динамичка стабилност“ е колективен поим кој вклучува rotor angle stability, стабилност на фреквенција и напонска стабилност;

(33) „Процена на динамичка стабилност“ значи проценка на оперативната сигурност во однос на динамичката стабилност;

(34) „Стабилност на фреквенцијата“ значи способност на преносниот систем да одржува стабилна фреквенција во N-состојба по изложеност на нарушување;

(35) „Напонска стабилност“ значи способност на преносниот систем да одржува прифатливи напони во сите јазли на преносниот систем во N-состојба и по изложеност на нарушување;

(36) „Состојба на системот“ е оперативна состојба на преносниот систем во однос на оперативните сигурносни ограничувања, и може да биде: нормален режим на работа, состојба на тревога, вонредна состојба, хаварија и состојба и обнова;

(37) „Вонредна состојба“ значи системска состојба во која се прекршени една или повеќе оперативни сигурносни ограничувања;

(38) „Состојба на повторно воспоставување на системот“ е состојба на системот во која целта на сите активности во преносниот систем е повторно воспоставување на работата на системот и одржување на оперативната сигурност по хаварија на системот или режим на работа во услови на пореметување;

(39) „Исклучителен непредвиден испад“ значи истовремено појавување на повеќе непредвидени испади со заедничка причина;

(40) „Отстапување на фреквенцијата“ значи разлика помеѓу вистинската и номиналната фреквенција на синхроната област што може да биде негативна или позитивна;

(41) „Системска фреквенција“ значи електрична фреквенција на системот што може да се мери во сите делови на синхрона област под претпоставка на кохерентна вредност за системот во интервал во секунди, со само мали разлики помеѓу различните мерни локации;

(42) „Процес на обнова на фреквенцијата“ или „FRP“ значи процес кој има за цел враќање на фреквенцијата на номиналната фреквенција и, за синхрони области кои се состојат од повеќе од една LFC област, процес кој има за цел враќање на рамнотежата на напојувањето до зададената вредност;

(43) Грешка на регулацијата на обновување на фреквенцијата или „FRCE“ значи контролна грешка за FRP што е еднаква на ACE на LFC област или еднаква на отстапувањето на фреквенцијата каде што LFC областа географски одговара на синхроната област;

(44) „Дневен распоред“ значи референтен сет на вредности што ги претставува производството, потрошувачката или размената на електрична енергија за даден временски период;

(45) „Факторот K на LFC област или LFC блок“ значи вредност во мегавати по херци (MW / Hz) што е колку што е практично близу или поголема од збирот на автоматската контрола на производството, саморегулација на оптоварување и придонес на примарната резерва во однос на максималното отстапување на фреквенцијата во стационарна состојба;

(46) „Локална состојба“ значи карактеристика на состојба на тревога, режим на работа во услови на пореметување или хаварија кога не постои ризик од ширење на последиците надвор од контролната област вклучувајќи ги и интерконективните далеководи приклучени со оваа контролна област;

(47) „Максимално отстапување на фреквенцијата во стационарна состојба“ значи максимално очекувано отстапување на фреквенцијата по појава на отстапување не поголемо од референтниот инцидент дизајнирана да ја стабилизира системската фреквенција;

(48) „Област за надгледување“ значи сопствен преносен систем на електрична енергија на ОЕПС и соодветните делови на дистрибутивните системи и преносните системи на соседните ОЕПС, на кои ОЕПС спроведува надзор и моделирање во реално време поради одржување на оперативната сигурност во неговата контролна област вклучувајќи ги и интерконективните далеководи;

(49) “соседни ОЕПС” се подразбираат ОЕПС директно приклучени преку најмалку еден AC или DC интерконективен вод;

(50) “анализа на оперативна сигурност” значи збир на компјутерски, мануелни и автоматски мерки извршени со цел да се процени оперативната сигурност на преносниот систем и да се оценат корективните мерки потребни за одржување на оперативната сигурност;

(51) „Индикатори за оперативна сигурност“ се индикатори што ги користат ОЕПС за да ја следат оперативната сигурност во однос на состојбите на системот, како и дефектите и нарушувањата што влијаат на оперативната сигурност;

(52) „Рангирање на оперативната сигурност“ значи рангирање што го користат ОЕПС за следење на оперативната сигурност врз основа на оперативни сигурносни индикатори;

(53) „Оперативни тестови“ се тестовите извршени од ОЕПС или ОДС за одржување, развој на системските оперативни практики и обука и да се здобијат со информации за однесувањето на преносниот систем под абнормални системски услови и тестовите извршени од значителни корисници на мрежа за слични цели на нивните постројки;

(54) “обичен испад” значи појава на непредвиден испад на една гранка или внесување;

(55) “Испад надвор од опсег” значи истовремено појавување на повеќе непредвидени испади без заедничка причина, или загуба на модули за производство на електрична енергија со целосно загуба на капацитетот за производство што го надминува референтниот инцидент;

(56) “стапка на брзина на промена” значи стапка на брзина на промена на активната моќност преку модул за производство на електрична енергија, потрошувач или HVDC систем;

(57) „Резерва на реактивна моќност“ значи реактивна моќност што е достапна за одржување на напон;

(58) „Референтен инцидент“ значи максимално позитивно или негативно отстапување на моќноста што се јавува помеѓу производството и потрошувачката во синхрона област, земени предвид при димензионирањето на FCR;

(59) “Стабилност на агол на ротор” значи способност на синхроните машини да останат синхронизирани во N-состојба дури и по изложеност на нарушување;

(60) „Одбранбен план“ е план што вклучува проценка на ризикот од сериозни физички и сајбер закани врз критичните средства на ОЕПС со проценка на потенцијалните влијанија;

(61) „Ограничувања на стабилност“ значи дозволените ограничувања за работа на преносниот систем во однос на почитување на ограничувањата на

стабилност на напон, стабилност на агол на ротор и стабилност на фреквенција.

(62) „Состојба од поголем обем“ значи квалификација на состојба на тревога, вонредна состојба или хаварија кога постои ризик од ширење на меѓусебно приклучените преносни системи;

(63) „Одбранбениот план на системот“ значи техничките и организациските мерки што треба да се преземат за да се спречи ширењето или влошување на нарушувањата во преносниот систем со цел да се избегнат нарушувања и хаварији на системите што се карактеризираат како состојба од поголем обем;

(64) „Топологија“ значи податоци за поврзаноста на различните елементи на преносниот систем или дистрибутивниот систем во трафостаница и ја вклучува електричната конфигурација и положбата на прекинувачите и изолаторите;

(65) „Дозволено краткотрајно преоптоварување“ значи привремено преоптоварување на елементите на преносниот систем кое е дозволено за ограничено време и не предизвикува физичко оштетување на елементите на преносниот систем додека се почитува дефинираното времетраење и прагови;

(66) „Виртуелен далековод“ значи дополнителен влез на регулаторите на засегнатите LFC области, што го има истиот ефект како и измерената вредност на физички интерконективен далековод и овозможува размена на електрична енергија помеѓу областите на кои се однесува;

(67) „Флексибилни системи за пренос на наизменична струја“ или „FACTS“ значи опрема за пренос на електрична енергија со наизменична струја, кои се обидуваат да постигнат подобра можност за регулирање и зголемена способност за пренос на активната моќност;

(68) „Адекватност“ значи способност за испорака до одредена област за да се исполни потрошувачката во таа област;

(69) „Збирни (агрегирани) нетувани прекугранични распореди“ значи распоред кој ги претставува збирните прекугранични распореди на ОЕПС и прекугранични трговски планови помеѓу две области или помеѓу една област и групи на други области кои изготвуваат распоред;



(70) „План на достапност“ значи комбинација на сите планирани статуси за достапност на релевантно средство за даден временски период;

(71) „Статус на достапност“ значи способност на модул за производство на електрична енергија, елемент на мрежата или потрошувач да обезбеди услуги за даден временски период, без оглед дали работи или не;

(72) „Близу до реално време“ значи дека не поминале повеќе од 15 минути од последното време на затварање на intraday (тековниот ден) пазарот и реалното време;

(73) „Распоред на потрошувачка“ значи распоред што ја претставува потрошувачката на потрошувачот или на група потрошувачи;

(74) “ENTSO-E платформа за размена на податоци за оперативно планирање” значи збир на софтверски решенија и опрема развиена за да им овозможи на ОЕПС да складираат, разменуваат и управуваат со користените податоци при оперативно планирање;

(75) „Прекугранични трговски планови“ е распоред што претставува комерцијална размена на електрична енергија помеѓу учесници на пазарот во различни области;

(76) „Надворешен распоред на ОЕПС“ е распоред што претставува размена на електрична енергија помеѓу ОЕПС во различни области;

(77) „Присилно исклучување“ значи непланирано исклучување на релевантни средства од која било итна причина, надвор од оперативната контрола на операторот на соодветното релевантно средство;

(78) „ generation schedule“ е план што претставува производство на електрична енергија на модул за производство или на група на модули за производство на електрична енергија;

(79) “Внатрешни трговски планови” значи план што претставува пазарна размена на електрична енергија во една област од распоредот помеѓу различни учесници на пазарот;

(80) „Внатрешно релевантно средство“ значи релевантно средство што е дел од контролната област на ОЕПС или средство сместено во дистрибутивен

систем, вклучително и затворен дистрибутивен систем и директно или индиректно приклучено со контролната област на тој ОЕПС;

(81) 'нетирана моќност на АС размена' претставува нето збир на сите дневни распореди за прекугранична размена на АС во една област;

(82) „Регион на координација на испад“ значи комбинација на контролни области за кои ОЕПС воспоставуваат процедури за надзор и, каде што е соодветно, координирање на статусот на достапност на релевантни средства во сите временски периоди;

(83) „Релевантен потрошувач“ значи потрошувач што учествува во координација на испади и чиј статус на достапност влијае на прекуграничната оперативна сигурност;

(84) „Релевантно средство“ значи секој релевантен потрошувач, релевантен модул за производство на електрична енергија или релевантен елемент на мрежата што учествува во координацијата на испадита;

(85) “Релевантен елемент на мрежата” значи која било компонента на преносен систем на електрична енергија, вклучително и интерконективен далековод или дистрибутивен систем, вклучувајќи затворен дистрибутивен систем, како што е еден далековод, едно коло, еден трансформатор, еднофазен трансформатор или уред за компензација на напон, која учествува во координација на испадита и чиј статус на достапност влијае на прекуграничната оперативна сигурност;

(86) „Некомпатибилност на планирани исклучувања“ значи ситуација во која комбинацијата на статус на достапност на барем еден релевантен елемент на мрежата, релевантниот модул за производство и / или релевантниот потрошувач и најдобрата проценка на предвидената состојба во електричната мрежа предизвикува надминување на оперативните сигурносни ограничувања кои се на располагање на ОЕПС;

(87) „Инженер за оперативно исклучување“ е субјект задолжен за планирање на статусот на достапност на релевантниот модул за производство, потрошувачот или соодветниот елемент на мрежата;

(88) „Релевантен модул на производство“ е модул за производство кој учествува во координација на испадита и чиј статус на достапност влијае на прекуграничната оперативна сигурност;

(89) „Регионален координативен центар“ или „RSC“ значи субјект или субјекти во сопственост или управувани од ОЕПС, во најмалку еден регион за пресметување на капацитетите кои ги исполнуваат задачите поврзани со регионалната координација на ОЕПС;

(90) „Одговорен инженер за оперативно планирање“ е субјект задолжен за обезбедување дневни распореди на учесниците на пазарот до ОЕПС, или, каде е применливо, на трети лица;

(91) „Област за планирање на размена“ е област каде што, поради оперативни или организациски потреби, се применуваат обврските за планирање на ОЕПС;

(92) „Week-ahead“ значи недела пред календарската работна недела;

(93) „Year-ahead“ значи година пред календарската работна година;

(94) „Засегнат ОЕПС“ е ОЕПС за кое се потребни информации околу размена и / или распределба на резерви и / или imbalance netting process и / или постапка за прекугранично активирање за анализа и одржување на оперативната сигурност;

(95) „резервен капацитет“ значи количина на FCR, FRR или RR што треба да му биде достапна на ОЕПС;

(96) „Размена на резерви“ значи можност на ОЕПС да пристапи до резервен капацитет приклучен со друга LFC област, LFC блок или синхроно подрачје за да ги исполни своите барања за резерви што произлегуваат од сопствениот процес на димензионирање на резервите дали на FCR, FRR или RR и каде тој резервен капацитет е исклучиво за тој ОЕПС и не е земен предвид од ниту еден друг ОЕПС за исполнување на своите барања за резерви што произлегуваат од нивниот соодветен процес на димензионирање на резервите;

(97) „Распределба на резерви“ значи механизам во рамките на кој повеќе од еден ОЕПС го зема предвид истиот резервен капацитет, што може да биде FCR,

FRR или RR, со цел да ги исполни своите барања за резерви, што се резултат на димензионирање на резервите на овие ОЕПС;

(98) “активирање на состојба на тревога” значи времето додека не се активира состојбата на тревога;

(99) „Автоматски FRR“ значи FRR што може да се активира со уред за автоматско управување;

(100) „Автоматско одложување на активирање на FRR“ значи временски период помеѓу поставувањето на новата вредност на зададената точка од контролер за обнова на фреквенцијата и почеток на физичка автоматска испорака на FRR;

(101) “време на целосно активирање на автоматско FRR” е временски период помеѓу поставувањето на новата вредност на зададената точка од страна на контролер за обнова на фреквенцијата и соодветно активирање или деактивирање на автоматско FRR;

(102) „Просечни FRCE податоци“ е збир на податоци што се состојат од просечна вредност на зачуваните тековни FRCE на LFC област или LFC блок во даден измерен временски период;

(103) “ОЕПС кој обезбедува способност за регулирање” значи ОЕПС што иницира активирање на својот резервен капацитет за ОЕПС што прима размена на резерви во согласност со условите на договорот за распределба на резервите;

(104) „ОЕПС кој прима размена на резерви“ е ОЕПС што го зема предвид резервниот капацитет при пресметување на резервниот капацитет достапен од ОЕПС што дава можност за регулирање во согласност со условите на договорот за распределба на резервите;

(105) “Процес на поднесување на критериуми ”значи пресметување на целните параметри за синхроната област, LFC блокот и LFC областа врз основа на податоците добиени во процесот на собирање и доставување на податоци;

(106) „Процес на собирање и испорака на податоци“ е процес на прибирање збир на податоци потребни за поднесување на критериумите за проценка на квалитетот на фреквенцијата;

(107) „Процес на прекугранично активирање на FRR ”значи процес договорен од страна на ОЕПС учесниците, со кој се овозможува активирање на FRR приклучен во друга LFC област со соодветна корекција на влезови на вклучените FRP;

(108) „Процес на прекугранично активирање на RR“ е процес договорен од ОЕПС кои што учествуваат во него, дозволува активирање на RR поврзано во друга LFC област со соодветна корекција на влезот на вклучените RRP;

(109) „Инцидент на димензионирање“ значи најголема очекувано тековно отстапување на активна моќност во рамките на LFC блок и во позитивни и во негативни насоки;

(110) „Отстапување од синхроно време“ значи разлика помеѓу синхроно време и координирано универзално време (UTC);

(111) „Отстапување на фреквенцијата за целосно активирање на FCR“ е номиналната вредност на отстапувањето на фреквенцијата на која FCR е целосно активирана во синхроната област;

(112) „Време за целосно активирање на FCR“ е периодот помеѓу настанување на референтен инцидент и соодветното целосна активирање на FCR;

(113) „Потребен износ на FCR“ е делот од FCR или целиот FCR што е одговорност на ОЕПС;

(114) „Процес на ограничување на фреквенцијата“ или „FCP“ значи процес што се обидува да ја стабилизира фреквенцијата на системот преку компензација на отстапувањата со соодветни резерви;

(115) „Процес на спојување на фреквенцијата“ значи процес договорен од сите ОЕПС во две синхрони области, што овозможува активирање на FCR со прилагодување на протоците на HVDC помеѓу синхроните области;

(116) „Параметри за дефинирање на квалитетот на фреквенцијата“ се главните варијабли на фреквенцијата на системот што ги одредуваат принципите на квалитетот на фреквенцијата;

(117) „Целниот параметар за квалитет на фреквенцијата“ е главната целна фреквенција на системот во однос на кој се оценува однесувањето на процесот на активирање на FCR, FRR и RR при нормален режим на работа;

(118) „Критериум за проценка на квалитетот на фреквенцијата“ значи збир на пресметки засновани на мерење на системската фреквенција што овозможува проценка на квалитетот на фреквенцијата на системот во однос на целните параметри за квалитет на фреквенцијата;

(119) „Податоци за проценка на квалитетот на фреквенцијата“ е збир на податоци што овозможува пресметување на критериумите за евалуација на квалитетот на фреквенцијата;

(120) „Опсег за обнова на фреквенцијата“ значи опсег на фреквенција за кој се очекува фреквенцијата на системот да се врати во рамките на времето за обнова на фреквенцијата во синхроните области на Велика Британија и Ирска и Северна Ирска по отстапување не поголемо од референтниот инцидент;

(121) „Потребно време за обнова на фреквенцијата“ значи, за синхроните области на Велика Британија и Ирска и Северна Ирска, најдолго очекуваното време по појавата на отстапување не поголемо од референтниот инцидент во кој фреквенцијата на системот треба да се врати на максималното отстапување на фреквенцијата во стационарна состојба;

(122) „Дозволен опсег на обнова на фреквенцијата“ значи фреквентен опсег на системот во кој се очекува фреквенцијата на системот во синхроните области на Велика Британија и Ирска и Северна Ирска и во Скандинавската област по појава на отстапување не поголемо од референтниот инцидент во рамките на времето за обнова на номиналната фреквенција;

(123) „FRCE целни параметри“ се главните целни варијабли на LFC блокот врз основа на кои се утврдуваат и проценуваат критериумите за димензионирање на FRR и RR на LFC блокот и кои се користат за споредување на однесувањето на LFC блокот во нормален режим на работа;

(124) „Размена на моќност за обнова на фреквенцијата“ е моќноста разменета помеѓу LFC областите во рамките на процесот на прекугранично активирање на FRR;

(125) „поставна точка на фреквенцијата“ е целната вредност на фреквенцијата што се користи во FRP дефинирана како збирот на номиналната фреквенција на системот и фреквентното поместување што е потребно за да се намали синхроното отстапување на времето;

(126) „Барања за достапност на FRR“ значи збир на барања утврдени од ОЕПС за одреден LFC блок, и се однесуваат на достапноста на FRR;

(127) „Правила за димензионирање на FRR“ се спецификациите за процесот на димензионирање на FRR за еден LFC блок;

(128) „imbalance netting process“ е процес договорен од ОЕПС што овозможува истовремено активирање на FRR во спротивни насоки со земање предвид на соодветните FRCE и активирани FRR и соодветна корекција на влезовите на вклучените FRP;

(129) „Размена на моќност во imbalance netting process“ е моќта што се разменува помеѓу LFC области во еден imbalance netting process;

(130) „Индивидуална акција на FCR“ е износот на FCR доделен на ОЕПС врз основа на односот на дистрибуција;

(131) „Моментални податоци за фреквенцијата“ значи збир на податоци за мерење на фреквенцијата за синхрона област мерено во интервал што не надминува една секунда и се користи заради проценка на квалитетот на фреквенцијата на системот;

(132) „Инстантно отстапување на фреквенцијата“ значи збир на податоци за мерење на општите отстапувања на фреквенцијата на синхрона област измерени во интервал не подолг од една секунда и се користи за целите на проценка на квалитетот на фреквенциите на системот;

(133) „Податоци за тековно FRCE“ е збир на податоци за FRCE на одреден LFC блок измерен во интервал не подолг од 10 секунди, и се користи со цел да се оцени квалитетот на фреквенцијата на системот;

(134) „Опсег на ниво 1 FRCE“ е првиот опсег со цел да се оцени квалитетот на фреквенцијата на системот на нивото на LFC блокот во рамките на кој FRCE треба да се одржува за одреден процент од времето;

(135) „Опсег на ниво 2 FRCE “ е втор опсег со цел да се процени квалитетот на фреквенцијата на системот на ниво на LFC блок во рамките на кој FRCE треба да се одржува за одреден процент од времето;

(136) „Оперативен договор за LFC блок“ значи повеќепартиски договор помеѓу сите ОЕПС на LFC блок доколку LFC блокот е управуван од повеќе од еден ОЕПС и значи значи методологија на работа на LFC блокот што надлежниот ОЕПС треба еднострано да ја усвои доколку со LFC блокот управува само еден ОЕПС;

(137) „Прекугранична размена на RR“ е енергијата разменета помеѓу LFC областите во процесот на прекугранични RR активации;

(138) „Дебаланс на ниво на LFC блок“ значи збир на FRCE, активирање на FRR и RR во LFC блок, размена на енергија во imbalance netting process, размена на моќност во imbalance netting process и прекугранична размена на RR на тој LFC блок со други LFC блокови;

(139) “Блок-координатор” е ОЕПС одговорен за собирање податоци за проценка на квалитетот на фреквенцијата и примена на критериуми за проценка на квалитетот на фреквенцијата на LFC блокот;

(140) “структура на управување на фреквенција и размена на моќност” значи основната структура во која се земени предвид релевантни аспекти на управување на фреквенцијата и размената на моќност, особено во врска со одговорностите и обврските од тој вид и намена на резервите на активната моќност;

(141) „Структура на одговорност во процесот на активирање на резерви“ е структурата за утврдување на одговорности и обврски во врска со резервите на активна моќност врз основа на регулаторната структура во синхроната област;

(142) „Структура на процесот на активирање на резервна моќност“ е структура за категоризација на процесите поврзани со различни видови резерви на активна моќност во однос на намената и активирањето;

(143) „Време за целосно активирање на мануелниот FRR“ е периодот помеѓу промената на поставната точка и соодветното активирање или деактивирање на мануелниот FRR;



(144) „Максимално моментално отстапување на фреквенцијата“ значи максимална очекувана апсолутна вредност на моменталното отстапување на фреквенцијата откако ќе се појави отстапување, што не е поголемо од референтниот инцидент и над кој се активираат итни мерки;

(145) „Мониторинг област“ значи дел од синхроно подрачје или целата синхрона област што физички се одделува од другите LFC блокови на мерните точки на интерконективните далеководи со другите контролни области и со кои управува барем еден ОЕПС што ги исполнува обврските во однос на мониторинг област;

(146) „Процес на претквалификација“ е постапка за проверка на усогласеноста на балансната единица за системска резерва или балансна група за системска резерва со барања утврдени од ОЕПС;

(147) “Период на брзина на промена (ramping)” значи период определен со фиксна почетна точка и времето за кое влезната и / или излезната активна моќност ќе се зголеми или намали;

(148) „ОЕПС одговорен за издавање наредба за активирање на резерви“ е ОЕПС одговорен за наредбата до балансната единица за системска резерва или балансна група за системска резерва за активирање на FRR и / или RR;

(149) “ОДС кој дава резерви” ОЕПС одговорен за дистрибутивната мрежа на која е поврзана балансната единица за системска резерва или балансна група за системска резерва на ОЕПС;

(150) “ОЕПС кој дава резерви” значи ОЕПС одговорен за контролната област на која е поврзана балансната единица за системска резерва или балансна група за системска резерва;

(151) “ОЕПС кој прима резерви” значи ОЕПС вклучен во размена со ОЕПС кој дава резерви и / или балансна единица за системска резерва или балансна група за системска резерва поврзана со друга контролна област или LFC област;

(152) ‘процес на заменска резерва’ или „RRP“ значи процес на повторно воспоставување активиран FRR и, во случај на синхрони области на Велика

Британија и Ирска и Северна Ирска, повторно воспоставување на активиран FCR;

(153) „Барања за достапност на RR“ е збир на барања утврдени од ОЕПС од одреден LFC блок, и се однесуваат на достапноста на RR;

(154) „Правила за димензионирање на RR“ значи спецификации за димензионирање на RR на одреден LFC блок;

(155) „Стандарден опсег на фреквенција“ значи дефиниран симетричен интервал околу номиналната фреквенција во рамките на кој треба да биде фреквенцијата на системот за синхроната област;

(156) „Стандардно отстапување на фреквенцијата“ значи апсолутна вредност на отстапувањето на фреквенцијата што го ограничува стандардниот опсег на фреквенција;

(157) „Отстапување на фреквенцијата во стационарна состојба“ значи апсолутна вредност на отстапувањето на фреквенцијата по појавата на отстапување кога фреквенцијата на системот се стабилизира;

(158) „Координатор на синхроната област“ е ОЕПС одговорен за собирање податоци за целите на критериумите за проценка на квалитетот на фреквенцијата и примена на критериумите за проценка на квалитетот на фреквенцијата за синхроната област;

(159) „корекција на синхроно време“ значи процес на корекција, во чив случај оваа корекција е регулаторно дејство што се изведува за да се врати синхроното отстапување на времето помеѓу синхроното време и UTC на нула.

#### *Член 4*

### **Цели и регулаторни аспекти**

1. Оваа Регулатива има за цел:

(а) воспоставување заеднички барања и заеднички принципи во врска со оперативната сигурност;

- (б) воспоставување заеднички принципи за оперативното планирање на меѓусебно приклучениот систем;
- (в) да идентификува заеднички процеси на LFC и заеднички регулаторни структури;
- (г) да обезбеди услови за одржување на оперативната сигурност низ целата Унија;
- (д) да обезбеди услови за одржување на нивото на квалитет на фреквенцијата во сите синхрони области во Унијата;
- (ѓ) подобрување на координацијата на работењето на системот и оперативното планирање;
- (е) обезбедување и зголемување на транспарентноста и сигурноста на информациите за работата на преносниот систем;
- (ж) да придонесе за ефикасно работење и развој на преносниот систем и на електроенергетскиот сектор во Унијата.

2. При примена на оваа Регулатива, надлежните органи и операторите на системот треба да:

- (а) ги применуваат принципите на пропорционалност и недискриминација;
- (б) да обезбедуваат транспарентност;
- (в) да го применуваат принципот на оптимизација на односот на максимална вкупна ефикасност и минимални вкупни трошоци за сите вклучени Страни;
- (г) да се осигураат дека ОЕПС користат механизми засновани на пазарот во најголема можна мерка за да обезбедат сигурност и стабилност на мрежата;
- (д) ги почитуваат одговорностите доделени на надлежниот ОЕПС за одржување на сигурноста на системот, вклучително и оние пропишани со националното законодавство;
- (ѓ) да се консултираат со релевантните ОДС и да ги земат предвид можните влијанија врз нивниот систем и
- (е) ги земат предвид договорените европски стандарди и технички спецификации.

## Член 5

### Услови или методологии на ОЕПС

1. ОЕПС ги утврдуваат одредбите и условите или методологиите што ги бара оваа Регулатива и ги доставуваат за одобрување до надлежните регулаторни тела во согласност со Член 6 (2) и (3) или субјект назначен од земја-членка во согласност со Член 6 (4) во роковите утврдени во оваа Регулатива.
2. Доколку треба да се развие предлог за условите или методологијата засновани на оваа Регулатива и да се договорот неколку ОЕПС, вклучените ОЕПС мора тесно да соработуваат. ОЕПС, со помош на ENTSO-E, редовно ги информираат регулаторните тела и Агенцијата за напредок и развојот на овие услови и методологии.
3. Доколку не можат да постигнат консензус, ОЕПС кои одлучуваат за предложените услови и методологии носат одлука со квалификувано мнозинство во согласност со Член 6 (2). За квалификувано мнозинство на предлози во согласност со Член 6 (2) е потребно мнозинство:
  - (а) ОЕПС кои претставуваат најмалку 55% од земјите-членки и
  - (б) ОЕПС кои ги претставуваат земјите-членки кои опфаќаат најмалку 65% од населението на Унијата.
4. Блок-малцинство за одлуки согласно Член 6 (2) мора да вклучува ОЕПС што претставуваат најмалку четири земји-членки и доколку не се постигне, се смета дека е постигнато квалификувано мнозинство.
5. Доколку не можат да постигнат консензус, а областите за кои станува збор се состојат од повеќе од пет земји-членки, ОЕПС одлучува за предлози за услови и методологии во согласност со Член 6 (3) со квалификувано мнозинство. За квалификувано мнозинство за предлози во согласност со Член 6 (3) е потребно мнозинство од:
  - (а) ОЕПС претставуваат најмалку 72% од овие земји-членки
  - (б) ОЕПС ги претставуваат земјите-членки кои опфаќаат најмалку 65% од населението во регионот.

6. Блок-малцинство за одлуки согласно Член 6 (3) мора да вклучува барем минимален број на ОЕПС што претставуваат повеќе од 35% од популацијата на вклучените земји-членки, при ОЕПС кои претставуваат најмалку една дополнителна засегната земја-членка, и доколку не се имплементирани, се смета дека е постигнато квалификувано мнозинство.
7. ОЕПС кои одлучуваат за предложените услови и методологии во согласност со Член 6 (3) кои се однесуваат на региони што се состојат од пет земји-членки или помалку одлучуваат со консензус.
8. За одлуките на ОЕПС согласно ставовите 3 и 4, се издвојува еден глас по земја-членка. Ако во државата постојат неколку ОЕПС во една земја-членка, земјата-членка ги распределува овластувањата за гласање помеѓу ОЕПС.
9. Доколку ОЕПС не достават предлог за услови и методологии до регулаторните тела во согласност со Член 6 (2) и (3) или до субјектите назначени од земјите-членки во согласност со Член 6 (4) во роковите утврдени во оваа Регулатива, регулаторните тела и Агенцијата обезбедуваат релевантни нацрт-услови или методологии и објаснување зошто не е постигнат договор. Агенцијата ја известува Комисијата и, на барање на Комисијата, да ги испита причините за недоставување во соработка со надлежните регулаторни тела и да ја известат Комисијата за тоа. Комисијата презема соодветни чекори за да овозможи усвојување на потребните одредби и услови или методологии во рок од четири месеци по приемот на информациите од Агенцијата.

## *Член 6*

### **Одобрување на условите или методологиите на ОЕПС**

1. Секое регулаторно тело ги одобрува одредбите и условите или методологиите развиени од ОЕПС согласно ставовите 2 и 3. Субјект назначен од земја-членка ги одобрува условите или методологиите развиени од ОЕПС согласно став 4 освен ако земјата-членка не предвиди поинаку.
2. Предлозите за следните услови и методологии се предмет на одобрување на сите регулаторни тела на Унијата, а земјата-членка може да даде мислење за нив до засегнатото регулаторно тело:
  - (а) главните организациски барања, улоги и одговорности во врска со размената на оперативни сигурносни податоци во согласност со член 40 (6);

(б) методологија за градење на заеднички модели на мрежа во согласност со Член 67 (1) и Член 70;

(в) методологија за координирана анализа на оперативната сигурност во согласност со член 75.

3. Предлозите за следните услови и методологии ќе бидат предмет на одобрување од сите регулаторни тела на соодветниот регион, а земјата-членка може да даде свое мислење за нив на регулаторното тело:

(а) методологијата за утврдување на минималната инерција во согласност со Член 39 (3) (б);

(б) заеднички одредби за секој регион за пресметување на капацитетот за регионална координација на оперативната сигурност во согласност со Член 76;

(в) методологија, барем во синхроната област, за проценка на релевантноста на средствата за координирање на испадита во согласност со Член 84;

(г) методологии, услови и вредности содржани во оперативните договори во синхроната област во Член 118:

(i) параметри за одредување на квалитетот на фреквенцијата и параметарот за целниот квалитет на фреквенција во согласност со Член 127;

(ii) Правила за димензионирање на FCR во согласност со Член 153;

(iii) дополнителни карактеристики на FCR во согласност со Член 154 (2);

(iv) за синхроните области на Велика Британија и Ирска и Северна Ирска, мерки со кои се обезбедува обновување на резервоар на енергија во согласност со Член 156 (6) (б);

(v) за синхроната област на континентална Европа и синхроната област на Скандинавија, минималното време на активирање кои се должни да го обезбедат даватели на FCR во согласност со Член 156 (10);

(vi) за синхроната област на континентална Европа и синхроната област на Скандинавија, минималното време на активирање кои се должни да обезбедат даватели на FCR во согласност со Член 156 (11);

(vii) за синхрони области освен континентална Европа, доколку е применливо, ограничувања за размена на FCR помеѓу ОЕПС во согласност со Член 163 (2);

(viii) за синхроните области на Велика Британија и Ирска и Северна Ирска, методологијата за утврдување на распределбата на минималниот резервен капацитет за FCR во синхроната област утврдена во согласност со Член 174 (2) (б);

(ix) ограничувања за количината на размена на FRR помеѓу синхроните области утврдени во согласност со член 176 (1) и ограничувања за количината на распределба на FRR помеѓу синхроните области утврдени во согласност со член 177 (1);

(x) ограничувања за количината на размена на RR помеѓу синхроните области утврдени во согласност со Член 178 (1) и ограничувања за количината на распределба на RR помеѓу синхроните области утврдени во согласност со Член 179 (1);

(д) методологии и услови во оперативните договори за LFC блок во Член 119, кои се однесуваат на:

(i) ограничувања за промена на излезната моќност во согласност со Член 137, ставови 3 и 4;

(ii) мерки за координација за намалување на FRCE, како што е утврдено во Член 152 (14).

(iii) мерки за намалување на FRCE со барање на промени во производството или потрошувачката на активна моќност на модулите за производство или потрошувачите во согласност со Член 152 (16);

(iv) правила за димензионирање на FRR во согласност со Член 157 (1);

(f) мерки за ублажување на синхрона област или LFC блок во согласност со Член 138;

(е) заеднички предлог на ниво на синхрона област за определување на LFC блокови во согласност со Член 141 (2).

4. Освен ако не е определено поинаку од земја-членка, следниве одредби и услови или методологии ќе бидат предмет на поединечно одобрение на субјектот во согласност со став 1 назначен од земјата-членка:

(а) за синхроните области на Велика Британија и Ирска и Северна Ирска, предлог на секој ОЕПС кој го наведува нивото губење на потрошувачката во кој системот е во хаварија;

(б) степенот на размена на информации со ОДС и ЗКМ во согласност со Член 40 (5);

(в) дополнителни барања за групи кои обезбедуваат FCR во согласност со Член 154 (3);

(в) исклучување на групи кои обезбедуваат FCR од одредбите на FCR во согласност со Член 154 (4);

(г) за синхроната област на континентална Европа и синхроната област на Скандинавија, предлог за минимално време на активирање што треба да го обезбедат давателите на FCR, како што е предложено од ОЕПС, во согласност со Член 156 (9);

(д) технички барања за FRR дефинирани од ОЕПС во согласност со Член 158 (3);

(ф) исклучување на групи кои обезбедуваат FRR од одредбата за FRR во согласност со Член 159 (7);

(е) технички барања за поврзување на балансни единици и групи кои обезбедуваат RR утврдени од ОЕПС во согласност со Член 161 (3) и

(ж) исклучување на групите кои обезбедуваат RR од одредбата за RR во согласност со Член 162 (6).

5. Доколку од поединечен надлежен оператор на системот или ОЕПС се бара или им е дозволено според оваа Регулатива да назначи или да се согласи на барањата што не се предмет на став 4, земјите-членки можат да побараат претходно одобрување од надлежниот регулаторен орган за тие барања.

6. Предлозите за термините и условите или методологиите мора да вклучуваат предложени рокови за нивна примена и опис на нивното очекувано влијание врз целите на оваа Регулатива. Предлозите за услови и методологии што подлежат на одобрување на повеќе или сите регулаторни тела се доставуваат до Агенцијата истовремено како до регулаторните тела. На барање на надлежните регулаторни тела, Агенцијата ќе издаде мислење за предложените услови и методологии во рок од три месеци.

7. Доколку одобрување на условите или методологиите бара одлука од повеќе регулаторни тела, надлежните регулаторни тела остваруваат блиска соработка, разменуваат ставови и дејствуваат заеднички за да се постигне договор. Доколку Агенцијата издаде мислење, надлежните регулаторни тела мора да го земат предвид тоа мислење. Регулаторните тела одлучуваат за условите или методологиите доставени во согласност со ставовите 2 и 3 во рок од шест месеци по приемот на условите или методологиите од регулаторниот орган или, доколку е применливо, последниот од регулаторните тела.

8. Доколку регулаторните тела не постигнат договор во рокот наведен во став 7 или на нивно заедничко барање, Агенцијата донесува одлука за предложените предлози за услови и методологии во рок од шест месеци во согласност со Член 8 (1) од Регулативата (ЕЗ) бр. 882/2004. 713/2009 година.



9. Доколку одобрување на условите или методологијата бара одлука на еден назначен субјект во согласност со став 4, тој назначен субјект ќе донесе одлука во рок од 6 месеци по приемот на тие услови и методологии.

10. Секоја Страна може да поднесе жалба до соодветниот оператор на системот или ОЕПС во врска со обврските или одлуките на тој надлежен оператор на системот или ОЕПС согласно оваа Регулатива и може да го упати до регулаторно тело кое, постапувајќи во својство на тело за решавање спорови, ќе донесе одлука во рок од два месеци по приемот на жалбата. Овој период може да се продолжи за уште два месеца доколку регулаторниот орган побара дополнителни информации. Овој продолжен период може дополнително да се продолжи со согласност на жалителот. Одлуката на регулаторното тело е обврзувачка доколку и се повлече поради жалба.

## *Член 7*

### **Промени во условите или методологијата на ОЕПС**

1. Доколку регулаторно тело или повеќе регулаторни тела побараат измена за подобрување на условите или поднесена методологија во согласност со Член 6, ставови 2 и 3, надлежните ОЕПС доставуваат предлог за измени и дополнувања на условите и методологии за одобрување во рок од два месеци по барањето на регулаторните тела. Надлежните регулаторни тела одлучуваат за изменетите услови и методологии во рок од два месеци по поднесувањето.

2. Доколку назначениот субјект побара измена и дополнување за подобрување на условите или методологиите доставени во согласност со Член 6 (4), надлежниот ОЕПС треба да достави предлог за изменетите услови и методологии за одобрување во рок од два месеца од барањето на назначениот субјект. Назначениот субјект одлучува за изменетите услови и методологии во рок од два месеци по нивното доставување.

3. Доколку регулаторните тела не се согласат за условите или методологиите во согласност со Член 6 ставовите 2 и 3, во рок од два месеци, или на нивно заедничко барање, Агенцијата одлучува за изменетите одредби и услови или методологии во рок од шест месеци во согласност со Член 8 (1) од Регулативата (ЕЗ) бр. 1234/2007. 713/2009 година. Доколку надлежните

ОЕПС не достават предлог за изменети одредби и услови или методологии, ќе се примени постапката утврдена во Член 5 (7).

4. ОЕПС одговорни за изготвување на услови и методологии или регулаторни тела или назначените субјекти одговорни за нивно усвојување во согласност со Член 6 (2), (3) и (4) можат да побараат измени во тие услови и методологии. Предлозите за изменување и дополнување на условите или методологиите се доставуваат за јавна консултација, доколку се применува, во согласност со постапката утврдена во Член 11 и е одобрена во согласност со постапката утврдена во Членовите 5 и 6.

### *Член 8*

#### **Објавување на Интернет**

1. ОЕПС одговорни за утврдување на одредбите и условите или методологиите во согласност со оваа Регулатива ги објавуваат на Интернет по одобрување од надлежните регулаторни тела или, доколку такво одобрување не е потребно, по нивното утврдување, освен ако таквите информации не се сметаат за доверливи во согласност со Член 12.

2. Обврската за објавување важи и за:

- (а) подобрувања на мрежните оперативни алатки во согласност со Член 55 (1) (д);
- (б) целните параметри на FRCE во согласност со Член 128;
- (в) ограничувања на брзината за промената на ниво на синхрона област во согласност со Член 137 став 1;
- (г) ограничувања за брзината на промената на ниво на LFC блок во согласност со Член 137 (3);
- (д) превземените мерки при состојба на тревога поради недоволни резерви на активна моќност во согласност со Член 152 (11); и
- (ѓ) барање на ОЕПС кој дава резерва до давателот на FCR за да ги направи информациите достапни во реално време во согласност со Член 154 (11).

### *Член 10*

#### **Учество на засегнатите страни**

Агенцијата, во тесна соработка со ENTSO-E, организира учество на засегнатите Страни во врска со оперативна сигурност на системот и други аспекти на спроведувањето на оваа Регулатива. Ова учество вклучува редовни состаноци со засегнатите Страни поради идентификување на проблеми и предлагање подобрувања во врска со оперативната сигурност на системот.

## *Член 11*

### **Јавно советување**

1. ОЕПС одговорни за доставување на предложените услови и методологии или нивни измени и дополнувања во согласност со оваа Регулатива, ќе се консултираат со засегнатите Страни, вклучително и со релевантните органи на секоја земја-членка, за нацрт-предлогот за условите или методологиите наведени во Член 6 (2) и (3). Консултацијата мора да трае најмалку еден месец.
2. Предлозите за условите или методите поднесени од ОЕПС на ниво на Унијата ќе бидат објавени и доставени на јавна консултација на ниво на Унија. Предлозите поднесени од ОЕПС на регионално ниво се доставуваат на јавна консултација барем на регионално ниво. Страните што доставуваат предлози на билатерално или мултилатерално ниво ќе спроведат јавна консултација барем во засегнатата земја-членка.
3. ОЕПС одговорни за изготвување на предложените услови и методологии ги земаат предвид ставовите на засегнатите Страни, кои се резултат на консултации пред да се достават овие предлози за регулаторно одобрување. Во сите случаи, дадено е поткрепено оправдување, заедно со поднесувањето на предлогот, за вклучување или невклучување на позицијата што произлегува од консултацијата, која ќе биде објавена во догледно време, пред или во исто време со предлогот за условите или методологиите.

## *Член 12*

### **Обврски за доверливост**

1. Секоја доверлива информација добиена, разменета или пренесена во согласност со оваа Регулатива е предмет на условите за деловна тајна утврдени во ставовите 2, 3 и 4.
2. Обврската за деловна тајност се однесува на сите лица на кои се применуваат одредбите на оваа Регулатива.
3. Доверливите информации добиени од лицата или регулаторните тела наведени во став 2 за време на нивните должности не смеат да бидат откриени на кое било друго лице или тело, без да се доведат во прашање случаите опфатени со националното законодавство, други одредби од оваа Регулатива или друго релевантно законодавство на Унијата.
4. Без да се нарушат случаите опфатени со националното или законодавството на Унијата, регулаторните тела, телата или лицата кои примаат доверливи информации согласно оваа Регулатива можат да ги користат само заради извршување на нивните должности согласно оваа Регулатива.

### *Член 13*

#### **Договори со ОЕПС кои не се обврзани со оваа Регулатива**

Ако синхроната област вклучува ОЕПС од Унијата и од трети земји, сите ОЕПС од Унијата во таа синхрона област настојуваат да склучат договор во рок од 18 месеци од стапувањето на сила на оваа Регулатива, договор со ОЕПС од трети земји, кои не се обврзани со оваа Регулатива, поставувајќи ги темелите за нивна соработка во врска со оперативната сигурност на системот и утврдување на начинот на кој ОЕПС од трети земји ги исполнуваат обврските од оваа Регулатива.

### *Член 14*

#### **Надзор**

1. ENTSO-E ќе го следи спроведувањето на оваа Регулатива во согласност со Член 8 (8) од Регулативата (ЕЗ) бр.714/2009 година. Надзорот ги опфаќа најмалку следниве предмети:

- (а) индикатори за оперативна сигурност во согласност со Член 15;
  - (б) регулирање на фреквенцијата и моќноста на размената во согласност со Член 16;
  - (в) проценка на регионалната координација во согласност со Член 17;
  - (г) идентификување на какви било разлики во националното спроведување на Регулативата во однос на одредбите, условите или методологиите наведени во Член 6 (3);
  - (д) идентификување на какви било дополнителни подобрувања на алатките и услугите во согласност со Член 55 (а) и (б), утврдени од ОЕПС во согласност со Член 55 (д);
  - (ѓ) идентификување на какви било подобрувања во годишниот извештај засновани на скалата за класификација на инциденти во Член 15 потребни за поддршка на одржлива и долгорочна оперативна сигурност и
  - (е) идентификување на сите потешкотии во соработката со ОЕПС од трети земји кога станува збор за оперативната сигурност на системот.
2. Агенцијата, во соработка со ENTSO-E, најдоцна 12 месеци по стапувањето во сила на оваа Регулатива мора да изготви список на релевантни информации што ENTSO-E и ги доставува на Агенцијата во согласност со Член 8 (9) и Член 9 (1) од Регулативата (ЕЗ) бр.714/2009 година. Списокот на важни информации може да биде предмет на ажурирање. ENTSO-E одржува сеопфатна дигитална архива во стандардизиран формат за податоци што ги бара Агенцијата.
3. Надлежните ОЕПС треба да му ги дадат на ENTSO-E информациите потребни за извршување на должностите наведени во ставовите 1 и 2.
4. На барање од регулаторното тело, ОДС ќе обезбедат информации до ОЕПС согласно став 2, освен ако тие информации веќе им се достапни на регулаторните тела, ОЕПС, Агенцијата или ENTSO-E, во врска со нивните должности за следење на спроведувањето како не би ги испраќале двапати.

## *Член 15*

### **Годишен извештај за индикаторите за оперативна сигурност**

1. ENTSO-E објавува годишен извештај до 30 септември врз основа на скалата за класификација на инциденти донесена во согласност со Член 8 (3)

(а) од регулативата (ЕЗ) бр. 882/2004. 714/2009 година. Агенцијата може да даде мислење за форматот и содржината на годишниот извештај, вклучувајќи го географскиот опсег на пријавените инциденти, електрични меѓузависности помеѓу регулаторните области на ОЕПС и сите релевантни информации од претходните периоди.

2. ОЕПС од секоја земја-членка треба да ги достави до ENTSO-E до 1 март податоците и информациите потребни за подготовка на годишни извештаи врз основа на скалата за класификација на инциденти наведени во став 1. Податоците обезбедени од ОЕПС треба да се однесуваат на претходната година.

3. Годишните извештаи наведени во став 1 ги содржат барем следниве индикатори за оперативна сигурност релевантни за оперативната сигурност:

(а) број на исклучени елементи на преносниот систем годишно по ОЕПС;

(б) број на затворени објекти за производство на електрична енергија годишно по ОЕПС;

(в) неиспорачана енергија годишно поради непланирано исклучување на потрошувачот по ОЕПС;

(г) времетраење и број на појави на состојба на тревога и вонредна состојба по ОЕПС;

(д) времетраењето и бројот на настани за време на кои беше идентификуван недостаток на резерви на ОЕПС;

(ф) времетраење и број на отстапувања на напонот што ги надминаа опсезите во Табелите 1 и 2 од Прилог II. според ОЕПС;

(е) број на минути надвор од стандардниот опсег на фреквенција и број на минути надвор од 50% од максималното отстапување на фреквенцијата во стационарна состојба по синхрона област;

(ж) бројот на системски хаварии или локални хаварии и

(з) бројот на системски хаварии кои вклучиле најмалку два ОЕПС

4. Годишниот извештај наведен во став 1 ги содржи следниве индикатори за оперативна сигурност релевантни за оперативно планирање:

(а) бројот на настани во кои испадот од списокот на испади предизвика влошување на работната состојба на системот;

(б) бројот на настани наведени во точка (а) во кои се случило влошување на условите за работа на системот заради неочекувани отстапувања од прогнозираното оптоварување или производство;

- (в) бројот на настани во кои се случило влошување на условите за работа на системот поради исклучителен испад;
- (г) бројот на настани наведени во точка (в) во кои се случило влошување на условите за работа на системот поради неочекувани отстапувања од прогнозираното оптоварување или производство; и
- (д) бројот на настани што предизвикаа влошување на условите за работа на системот поради недостаток на резерви на активна моќност.

5. Годишните извештаи мора да содржат објаснување на инциденти од скалила 2 и 3 за рангирање на оперативната сигурност во согласност со скалата за класификација на инциденти издадена од ENTSO-E. Овие оправдувања се засноваат на истраги на испади спроведени од ОЕПС, чија постапка е утврдена во скалата за класификација на испади. ОЕПС мора да ги известат навремено соодветните регулаторни тела за истрагата, пред нејзиното започнување. На нивно барање, националните регулаторни тела и Агенцијата можат да учествуваат во истрагата.

## *Член 16*

### **Годишен извештај за регулирање на фреквенцијата и моќноста**

1. ENTSO-E објавува најдоцна до 30 септември годишен извештај за регулацијата на фреквенцијата и моќноста врз основа на информациите обезбедени од ОЕПС во согласност со став 2. Годишниот извештај за регулацијата на фреквенцијата и моќноста ги содржи информациите наведени во став 2 за секоја земја-членка.
2. Почнувајќи од 14 септември 2018 година, ОЕПС од секоја земја-членка мора да го известат ENTSO-E за следните информации за претходната година најдоцна до 1 март секоја година:
  - (а) податоци за идентификација на LFC блокови, LFC области и контролни области во земјата-членка;
  - (б) податоци за идентификација за LFC блокови кои не се во земја-членка, но вклучуваат LFC области и контролни области лоцирани во земја-членка;
  - (в) податоци за идентификација за синхроните области на кои припаѓа секоја земја-членка;

(г) податоци поврзани со критериумите за проценка на квалитетот на фреквенцијата за секоја синхрона област и секој LFC блок во точките (а), (б) и (в) кои го покриваат секој месец најмалку во претходните две календарски години;

(д) потребната количина на FCR и индивидуалниот удел на FCR на секој ОЕПС што работи во земја-членка за секој месец од најмалку претходните две календарски години и

(ф) опис и датум на спроведување на какви било мерки за ублажување на барањата во врска со промените на моќност за ублажување на детерминистичките отстапувања на фреквенцијата земени во претходната календарска година во согласност со Членовите 137 и 138 во кои се вклучени ОЕПС од таа земја-членка.

3. Податоците обезбедени од ОЕПС мора да се однесуваат на претходната година. Информациите за синхрони области, LFC блокови, LFC области и контролни области во точките (а), (б) и (в) се обезбедуваат еднаш. Доколку овие области се променат, информациите за нив ќе се обезбедат до 1 март следната година.

4. Сите ОЕПС од одредена синхрона област или од специфичен LFC блок соработуваат при собирање на информациите наведени во став 2.

### *Член 17*

#### **Годишен извештај за евалуација на регионалната координација**

1. ENTSO-E мора да објави годишен извештај за проценка на регионалната координација до 30 септември врз основа на годишните извештаи за проценка на регионалната координација поднесени од регионалните координативни центри во согласност со став 2, да ги проценат прашањата за интероперабилност и да предложат измени за подобрување на ефикасноста и ефективноста во координацијата на работата на системот.

2. До 1 март, секој регионален координативен центар за безбедност мора да изготви годишен извештај и да го достави до ENTSO-E со следниве информации во врска со должностите што ги извршува:

(а) број на настани, просечно времетраење и причини за неизвршување на нивните функции;



(б) статистички податоци за ограничувањата, вклучително и нивното времетраење, локација и број на појави и поврзани активирани корективни мерки и цената на тие мерки, доколку ги има;

(в) колку пати ОЕПС одбиле да ги спроведат корективните мерки препорачани од регионалниот координативен центар и причините за истото;

(г) бројот на некомпатибилности на испадита откриени во согласност со Член 80 и

(д) опис на случаите кога е оценет недостатокот на регионална соодветност и опис на утврдените мерки за ублажување.

3. Податоците доставени до ENTSO-E од регионалните координативни центри се однесуваат на претходната година.

## **ДЕЛ II**

### **ОПЕРАТИВНА СИГУРНОСТ**

#### **ГЛАВА 1**

#### **БАРАЊА ВО ВРСКА СО ОПЕРАТИВНАТА СИГУРНОСТ**

##### **ПОГЛАВЈЕ 1**

##### **Состојби на системот, помошни активности и оперативни сигурносни ограничувања**

##### **Член 18**

##### **Класификација на состојбата на системот**

1. Преносниот систем е во нормален режим на работа ако се исполнети сите следни услови:

(а) протоците на напон и моќност се во рамките на оперативните сигурносни ограничувања утврдени во согласност со Член 25;

(б) фреквенцијата ги исполнува следниве критериуми:

(i) отстапувањето на фреквенцијата на системот во стационарна состојба е во стандардниот опсег на фреквенцијата или

(ii) апсолутната вредност на отстапувањето на фреквенцијата на системот во стационарна состојба не е поголема од максималното отстапување на

фреквенцијата во стационарна состојба и не се достигнати ограничувањата на фреквенцијата на системот поставена за состојба на тревога;

(в) резервите на активна и реактивна моќност се доволни за системот да биде отпорен на испади од списокот на испади утврдени во согласност со Член 33, без да се надминат ограничувањата на оперативните ограничувања;

(г) работата на контролната област на предметниот ОЕПС е и ќе остане во оперативните сигурносни ограничувања по активирањето на корективните мерки по испад од списокот на испади утврдени во согласност со Член 33.

2. Преносниот систем е во состојба на тревога ако:

(а) протоците на напон и моќност се во оперативните сигурносни ограничувања утврдени во согласност со Член 25 и

(б) резервниот капацитет на ОЕПС е намален за повеќе од 20% повеќе од 30 минути и нема начин да се компензира за ова намалување на работата на системот во реално време, или

(в) фреквенцијата ги исполнува следниве критериуми:

(i) апсолутната вредност на отстапување на фреквенцијата на системот не е поголема од максималното отстапување во стационарна состојба и

(ii) апсолутната вредност на отстапувањето на фреквенцијата на системот во стационарна состојба била континуирано поголема од 50% од максималното отстапување на фреквенцијата во стационарна состојба подолго од времето на активирање на состојбата на тревога или стандардниот фреквентен опсег подолг од времето за обнова на номиналната фреквенција, или

(г) барем еден непредвиден испад од списокот на вонредни испади дефинирани во согласност со Член 33 доведува до нарушување на оперативните сигурносни ограничувања на ОЕПС, дури и по превземање на корективни мерки.

3. Преносниот систем е во вонредна состојба ако е исполнет барем еден од следниве услови:

(а) има барем едно нарушување на оперативните сигурносни ограничувања на ОЕПС дефинирани во согласност со Член 25;

(б) фреквенцијата не ги исполнува критериумите за работа при нормален режим на работа или состојба на тревога утврдени во согласност со ставовите 1 и 2;

(в) активирана е барем една мерка од планот за одбрана на системот на ОЕПС;

(г) ако има дефект на алатките, методите и можностите дефинирани во согласност со Член 24 став 1, поради што овие алатки, методи и можности се недостапни подолго од 30 минути.

4. Преносниот систем е во хаварија ако е исполнет барем еден од следниве услови:

(а) загуба на повеќе од 50% од потрошувачката во контролната област на предметниот ОЕПС;

(б) целосно отсуство на напон најмалку три минути во контролната област на предметниот ОЕПС, што ги активира плановите за повторно воспоставување на системот.

ОЕПС од синхроните области на Велика Британија и Ирска и Северна Ирска можат да развијат предлог со кој ќе се специфицира нивото на загуба на потрошувачката на кое системот е во хаварија. ОЕПС од синхроните области на Велика Британија и Ирска и Северна Ирска го известуваат ENTSO-E.

5. Преносниот систем е во состојба на повторно воспоставување ако ОЕПС, при хаварија или самостојно воспоставување на напојувањето “black-start”, започне да активира мерки од својот план за обновување.

## *Член 19*

### **Надзор и идентификување на состојбата на системот што ја спроведува ОЕПС**

1. Секој ОЕПС мора да го идентификува статусот на неговиот преносен систем на електрична енергија во текот на работата во реално време.

2. Секој ОЕПС ги следи следниве параметри на преносниот систем во реално време во неговата контролна област врз основа на телеметриските мерења или пресметани вредности во неговата област за надгледување, земајќи ги предвид структурните податоци и податоците во реално време, во согласност со Член 42:

(а) активни и реактивни протоци на енергија;

(б) напон на собирница;

(в) фреквенцијата и грешки во регулацијата на фреквенцијата и FRCE на неговата LFC област;

(г) резерви на активна и реактивна моќност;

(д) производство и оптоварување.

3. Со цел да се утврди состојбата на системот, секој ОЕПС спроведува анализа на испади барем на секои 15 минути и ги следи параметрите на преносниот систем утврдени во согласност со став 2 во споредба со оперативните сигурносни ограничувања утврдени во согласност со Член 25 и критериумите за состојбите на системот утврдени во согласност со Член 18. Секој ОЕПС треба да го следи нивото на расположиви резерви во однос на резервниот капацитет. При спроведување на анализа на испад, секој ОЕПС го зема предвид ефектот на корективните мерки и мерките од одбранбениот план на системот.

4. Ако преносниот систем на ОЕПС не е во нормален режим на работа и се смета дека е состојба од голем обем, ОЕПС мора:

(а) да ги информира сите ОЕПС за статусот на нивниот преносен систем на електрична енергија со алатка за размена на податоци во реално време на пан-европско ниво и

(б) да обезбеди дополнителни информации за овие елементи на други ОЕПС во чија област за надгледување припаѓаат елементите на неговиот преносен систем на електрична енергија.

## *Член 20*

### **Корективни мерки во работењето на системот**

1. Секој ОЕПС треба да се обидува да обезбеди дека неговиот преносен систем на електрична енергија работи во нормален режим на работа и е одговорен за управување со испади во оперативната сигурност. За да се постигне ова, секој ОЕПС дизајнира, подготвува и активира корективни мерки земајќи ја предвид нивната достапност и времето и ресурсите потребни за нивно активирање, како и сите услови надвор од преносниот систем што се релевантни за одредена корективна мерка.

2. Корективните мерки што ги применуваат ОЕПС во работењето на системот во согласност со став 1 и Членовите од 21 до 23 од оваа Регулатива мора да бидат во согласност со корективните мерки земени предвид при пресметувањето на капацитетот во согласност со Членот 25 од Регулативата (ЕУ) 2015 година / 1222 година.

## Член 21

### **Принципи и критериуми кои се применуваат за корективните мерки**

1. Секој ОЕПС ги применува следниве принципи при активирање и координирање на корективните мерки во согласност со Член 23:

(а) за оперативни сигурносни нарушувања со кои не треба да се управува на координиран начин, ОЕПС дизајнира, подготвува и активира корективни мерки од категориите во член 22 за да се врати нормалниот режим на работа и да се спречи ширењето на состојбата на тревога или вонредната состојба надвор од контролната област на ОЕПС;

(б) за оперативни сигурносни нарушувања со кои треба да се управува на координиран начин, ОЕПС дизајнира, подготвува и активира корективни мерки во координација со други ОЕПС поврзани со овие нарушувања во согласност со методологијата за координирана подготовка на корективни мерки согласно Член 76 (1) (б) и земајќи ја предвид препораката на регионалниот координативен центар во согласност со Член 78 (1) 4

2. При избор на соодветна корективна мерка, секој ОЕПС ги применува следниве критериуми:

(а) се активираат најнеефективните и најисплатливите корективни мерки;

(б) корективните мерки ќе се активираат што е можно поблиску до реалното време, земајќи го предвид очекуваното време на активирање и итноста на оперативната состојба што сака да ја надмине;

(в) се разгледуваат ризиците од неуспешна примена на достапните корективни мерки и нивното влијание врз оперативната сигурност, како што се:

(i) ризици од откажување или краток спој поради промени во топологијата;

(ii) ризици од исклучување поради промени во активната или реактивната моќност во модулите за производство или потрошувачите и

(iii) ризици од дефект на опремата;

(г) предност се дава на корективните мерки што овозможуваат најголем преку зонски капацитет за распределување на капацитетот, притоа почитувајќи ги сите оперативни сигурносни ограничувања.

## Член 22

## Категории на корективни мерки

1. Секој ОЕПС ги користи следниве категории на корективни мерки:

(а) промена на времетраењето на планираното исклучување или повторно ставање во функција на елементите на преносниот систем со цел да се постигне оперативна достапност на овие елементи на преносниот систем;

(б) активно влијаат на протоците на моќност со помош на:

(i) преклопката на енергетските трансформатори;

(ii) промена на преклопките на трансформаторите со фазно поместување;

(iii) промена на топологијата;

(в) регулација на напон и регулација на реактивна моќност:

(i) преклопката на енергетските трансформатори;

(ii) префрлање на кондензатори и пригушници;

(iii) префрлање на електронски уреди за управување со напон и реактивна моќност;

(iv) со наредба до ОДС и ЗКМ поврзани со преносниот систем да го блокираат автоматското регулирање на напонот и реактивната моќност на трансформаторите или да ги активираат корективните мерки утврдени во точките од i до iii во нивните постројки ако влошувањето на напонот ја компромитира оперативната сигурност или се заканува со распад на напонот во преносниот систем;

(v) со барање за промена на зададената вредност на излезната реактивна моќност или напонот на синхроните модули за производство директно приклучени со преносниот систем;

(vi) барање за промена на излезната реактивна моќност на конверторот на асинхрони модули за производство директно приклучени со преносниот систем;

(г) повторно пресметување на day-ahead и intraday преку зонските капацитетите во согласност со Регулативата (ЕУ) 2015/1222;

(д) прераспределување на корисниците на системот директно приклучен на преносна мрежа или со дистрибуција во контролната област на ОЕПС, помеѓу два или повеќе ОЕПС;

(ф) тргување во спротивна насока помеѓу најмалку две трговски зони;

(е) прилагодување на протокот на активна моќност преку HVDC системите;

(ж) активирање на постапките за регулирање со отстапувањето на фреквенцијата;

(з) ограничување, во согласност со Член 16 (2) од Регулативата (ЕЗ) бр 714/2009, веќе доделен преку зонски капацитет во состојба на тревога во која користењето на овој капацитет ја загрозува оперативната сигурност, под услов сите ОЕПС на тој интерконективен далековод да се согласат на такво прилагодување, а не е можно повторно испраќање или тргување во спротивна насока и

(с) доколку е применливо, вклучувајќи ја и нормалната или состојбата на тревога, мануелно контролирано намалување на товарот.

2. Доколку е потребно и оправдано за одржување на оперативната сигурност, секој ОЕПС може да подготви и активира дополнителни корективни мерки. ОЕПС е должен да ги пријави и оправда овие случаи до надлежниот регулаторен орган и, доколку е потребно, до земјата-членка најмалку еднаш годишно по активирањето на дополнителните корективни мерки. Покрај тоа, се објавуваат соодветни извештаи и оправдувања. Европската комисија и Агенцијата можат да побараат дополнителни информации од надлежниот регулаторен орган за активирање на дополнителни корективни мерки во случаи кога тие мерки влијаат на соседниот преносен систем на електрична енергија.

## *Член 23*

### **Подготовка, активирање и координација на корективните мерки**

1. Секој ОЕПС подготвува и активира корективни мерки во согласност со критериумите утврдени во Член 21 (2) со цел да се спречи влошување на состојбата на системот врз основа на следниве елементи:

(а) следење и утврдување на состојбата на системот во согласност со Член 19;

(б) анализи на испади во работата во реално време во согласност со Член 34 и

(в) анализа на испади во оперативното планирање во согласност со Член 72.

2. Кога се подготвува и активира корективна мерка, вклучувајќи препраќање или тргување во спротивна насока согласно Член 25 и 35 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222 или постапка утврдена во одбранбениот план на системот на ОЕПС што влијае на другите ОЕПС, надлежните ОЕПС ќе го

проценат влијанието на таквите корективни мерки во и надвор од неговата контролна област во согласност со Член 75 (1), Член 76 (1) (б) и Член 78 (1), (2) и (4) и ќе му обезбеди на ОЕПС информации за тоа влијание.

3. При подготовка и активирање на корективни мерки што влијаат на ЗКМ и ОДС приклучени со преносниот систем, секој ОЕПС чијшто преносен систем на електрична енергија е во нормален режим на работа или состојба на тревога го проценува влијанието на овие корективни мерки во координација со погодените ЗКМ и ОДС и избира корективни мерки што придонесуваат за одржување на нормалниот режим на работа и безбедно работење на сите вклучени Страни. Секој засегнат ЗКМ и ОДС ќе му ги обезбеди на ОЕПС сите потребни информации за оваа координација.

4. При подготовка и активирање на корективни мерки, секој ОЕПС чијшто преносен систем на електрична енергија не е во нормален режим на работа или состојба на тревога ги координира овие корективни мерки што е можно повеќе со погодените ЗКМ и ОДС директно приклучени на преносниот систем за да се одржи оперативната сигурност и интегритетот на преносниот систем. Кога ОЕПС ги активира корективните мерки, секој засегнат ЗКМ и ОДС приклучени со преносниот систем ги извршува наредбите испратени до нив од ОЕПС.

5. Доколку ограничувањата имаат влијание само врз локалната состојба во контролната област на ОЕПС, а нарушувањето на оперативната сигурност не треба да се управува на координиран начин, ОЕПС одговорен за управување со оперативната сигурност може да одлучи да не ги активира корективните мерки.

## *Член 24*

### **Достапност на алатки, методи и можности на ОЕПС**

1. Секој ОЕПС ја обезбедува достапноста, сигурноста и редундантноста на следново:

(а) можности за следење на состојбата на преносниот систем, вклучително и намени за проценка на статусот и можности за LFC;



(б) начини за контрола на вклучувањето на прекинувачи, прекинувачи на спојно поле, преклопки за трансформатори и друга опрема што се користи за управување на елементите на преносниот систем;

(в) начинот на комуникација со диспечерските центри на другите ОЕПС и регионалните координативни центри;

(г) алатки за анализа на оперативна сигурност

(д) алатки и средства за комуникација потребни на ОЕПС за да се олесни прекуграничното балансирање и регулирање на работењето на пазарот на енергија.

2. Доколку алатките, методите и можностите на ОЕПС наведени во став 1 влијаат на ОДС или ЗКМ приклучени на преносниот систем кои учествуваат во обезбедување на балансирачки или помошни услуги или во одбрана на системот, повторно воспоставување на системот или обезбедување податоци за работата во реално време во согласност со Членовите 44, 47, 50, 51 и 52, надлежните ОЕПС и тие ОДС и ЗКМ работат заедно и се координираат за да ја утврдат и обезбедат достапноста, сигурноста и редундантноста на овие алатки, методи и можности.

3. Во рок од 18 месеци од стапувањето во сила на оваа Регулатива, секој ОЕПС ќе донесе план за деловен континуитет со детален опис на неговите одговори на губење на критични алатки, методи и можности и одредби за нивно одржување, замена и развој. Секој ОЕПС го разгледува својот план за деловен континуитет најмалку еднаш годишно и го ажурира колку што е потребно, но секако по каква било значителна промена во критичните алатки, методи и можности или релевантни услови на состојбата на системот. Деловите од планот за деловен континуитет кои се однесуваат на ОДС и ЗКМ се ставени на располагање на ОЕПС и ЗКМ од страна на ОЕПС.

## *Член 25*

### **Оперативни сигурносни ограничувања**

1. Секој ОЕПС ги одредува оперативните сигурносни ограничувања за секој елемент на неговиот преносен систем на електрична енергија, земајќи ги предвид барем следниве физички карактеристики:

(а) напонски ограничувања во согласност со Член 27;

(б) ограничувања на струјата на куса врска во согласност со Член 30 и  
(в) тековни ограничувања во однос на термичкото оптоварување, вклучително и дозволените краткотрајни преоптоварувања.

2. При утврдување на оперативните сигурносни ограничувања, секој ОЕПС ја зема предвид способноста на ЗКМ да спречат опсегот на напон и оперативните ограничувања на фреквенцијата при нормално состојба и при вонредна состојба да предизвикаат нивно исклучување.

3. Во случај на промена на еден од елементите на неговиот преносен систем на електрична енергија, ОЕПС ја проверува валидноста и, доколку е потребно, ги ажурира оперативните сигурносни ограничувања.

4. За секој интерконективен далековод, секој ОЕПС мора да се согласи со соседниот ОЕПС за заеднички оперативни сигурносни ограничувања во согласност со став 1.

#### *Член 26*

### **Одбранбен план за заштита на критична инфраструктура**

1. Секој ОЕПС треба да развие, земајќи го предвид Членот 5 од Директивата на Советот 2008/114 / ЕЗ <sup>(1)</sup>, доверлив сигурносен план со проценка на ризик за средствата во сопственост на ОЕПС или со кои ОЕПС управува, опфаќајќи ги најзначајните сценарија за физички или сајбер закани кои ги одредува земјата-членка.

2. Одбранбениот план ги разгледува можните ефекти врз поврзаните европски преносни системи и содржи организациски и физички мерки за ублажување на идентификуваните ризици.

3. Секој ОЕПС редовно го разгледува одбранбениот план за решавање на промените во сценаријата за закана и го рефлектира развојот на преносниот систем.

#### *ПОГЛАВЈЕ 2*

### **Регулирање на напон и реактивна моќност**

#### *Член 27*

---

Директива на Советот 2008/114 / ЕЗ од 8 декември 2008 година за идентификување и назначување на Европската критична инфраструктура и проценка на потребата за подобрување на нејзината заштита (ОЈ L 345, 23.12.2008, стр. 75).

### **Обврски на сите ОЕПС во врска со ограничувањата на напонот**

1. Согласно Член 18, секој ОЕПС се труди да обезбеди дека, во нормален режим на работа, напонот останува во стационарна состојба на местата на приклучување на преносниот систем во опсегот наведен во табелите 1 и 2 од Прилог II.
2. Доколку надлежниот ОЕПС во Шпанија бара, во согласност со Член 16 (2) од Регулативата (ЕУ) 2016/631, модулите за производство приклучени на номинални напони помеѓу 300 и 400 kV да останат приклучени на неодредено време во опсег на напон од 1,05 до 1,0875 pu, овој дополнителен опсег на напон мора да биде земен во предвид од надлежниот ОЕПС во Шпанија при исполнување на обврската од став 1.
3. Секој ОЕПС го одредува номиналниот напон за обележување на pu вредноста.
4. Секој ОЕПС се труди да обезбеди дека при нормален режим на работа и откако ќе се појави прекин на електричната енергија, напонот останува во поширокиот опсег на напон за ограничени периоди, ако се договорот такви пошироки опсези со ОДС поврзани со преносниот систем и производителите, во согласност со Член 16 (2) Регулатива (ЕУ) 2016/631, или сопственици на HVDC систем, во согласност со Член 18 од Регулативата (ЕУ) 2016/1447.
5. Секој ОЕПС се согласува со ОДС и ЗКМ приклучени со преносниот систем за опсегот на напон на местата на приклучување под 110 kV доколку овие опсези се важни за одржување на оперативните сигурносни ограничувања. Секој ОЕПС се труди да обезбеди дека напонот останува во договорениот опсег при нормален режим на работа дури и по настанување на дефект.

### *Член 28*

### **Обврски на ЗКМ во врска со регулирање на напон и управување со реактивна моќност при работа на системот**

1. Не подоцна од три месеци по стапувањето во сила на оваа Регулатива, сите ЗКМ кои се модули за производство директно приклучени со преносниот систем, кои не подлежат на Член 16 од Регулативата (ЕУ) 2016/631 или се HVDC системи кои не подлежат на Член 18 од Регулативата (ЕУ) 2016 / 1447 мора да го известат нивниот ОЕПС за нивните способности кога станува збор за барањата за напон во Член 16 од Регулативата (ЕУ) 2016/631 или во Член 18 од Регулативата (ЕУ) 2016/1447 со изјаснување за нивните напонски способности и времето што можат да го издржат без да се исклучат.
2. ЗКМ кои се потрошувачи и кои подлежат на барањата од Член 3 од Регулативата (ЕУ) 2016/1388, не се исклучени поради нарушувања во опсегот на напон наведени во Член 27. Најдоцна во рок од три месеци по стапувањето во сила на оваа Регулатива, сите ЗКМ што се потрошувачи директно приклучени со преносниот систем и не подлежат на Член 3 од Регулативата (ЕУ) 2016/1388 мора да го известат својот ОЕПС за нивните способности во однос на барањата за напон утврдени во Прилог II. Регулатива (ЕУ) 2016/1388 со изјаснување за нивниот напон и времето што може да го издржат без исклучување.
3. Секој ЗКМ што е потрошувач директно приклучен со преносен систем на електрична енергија, треба да ги одржува поставните точки на реактивната моќност, опсезите на факторите на напојувањето и поставните вредности на напонот за регулација на напонот во опсегот договорен со ОЕПС во согласност со Член 27.

## *Член 29*

### **Обврски на сите ОЕПС во врска со регулирање на напон и управување со реактивна моќност при работа на системот**

1. Доколку напонот на точката на приклучување кон преносниот систем е надвор од опсегот наведен во табелите 1 и 2 од Прилог II. од оваа Регулатива, секој ОЕПС применува корективни мерки за регулирање на напонот и реактивната моќност во согласност со Член 22 став 1 (в) од оваа Регулатива со цел повторно воспоставување на напон на точката на приклучување во опсегот

утврден во Прилог II и рокот наведен во Член 16 од Регулативата (ЕУ) 2016/631 и Членот 13 од Регулативата (ЕУ) 2016/1388.

2. При анализата на оперативната сигурност, секој ОЕПС ги зема предвид напонските вредности на кои ЗКМ директно приклучени со преносниот систем кои не подлежат на барањата од Регулативата (ЕУ) 2016/631 или Регулативата (ЕУ) 2016/1388 може да се исклучат.

3. Секој ОЕПС обезбедува резерва на реактивна моќност со соодветно количество и одговор за одржување на напонот во неговата контролна област и на интерконективните далеководи во опсегот наведен во Прилог II.

4. ОЕПС поврзани со наизменичните интерконективни далеководи заеднички го одредуваат соодветниот режим на регулирање на напонот за да обезбедат усогласеност со заедничките оперативни сигурносни ограничувања утврдени во согласност со Член 25 (4).

5. Секој ОЕПС се согласува со секој ОДС директно приклучен со преносниот систем за поставните точки на реактивна моќност, опсезите на факторите на напојувањето и напонските поставни точки за регулирање на напонот на точката на приклучување помеѓу ОЕПС и ОДС во согласност со Член 15 од Регулативата (ЕУ) 2016/1388 година. За да се обезбеди одржување на овие параметри, секој ОДС директно приклучен на преносниот систем користи свои ресурси на реактивна моќност и има право да издава наредби за регулирање на напонот на ЗКМ поврзани со дистрибутивниот систем.

6. Секој ОЕПС е овластен да ги користи сите расположиви способности за производство на реактивна моќност во својата контролна област за ефикасно управување со реактивната моќност и одржување на опсегот на напон утврдени во табелите 1 и 2 од Прилог II од оваа Регулатива.

7. Секој ОЕПС управува, директно или, како што е соодветно, индиректно во координација со ОДС директно приклучен со преносниот систем, ресурсите на реактивна моќност во неговата контролна област, вклучително блокирање на автоматско регулирање на напон / реактивна моќност на трансформаторите, намалување на напон и исклучување на потрошувачите во случај на напон, со цел да се задржат оперативните сигурносни ограничувања и да се спречи испад на напонот на преносниот систем.

8. Секој ОЕПС ги одредува мерките за регулирање на напонот во координација со ЗКМ и ОДС директно приклучени со преносниот систем и со соседните ОЕПС.

9. Онаму каде што е важно за регулирање на напонот и управување со реактивната моќност на преносниот систем, ОЕПС може да побара, во координација со ОДС, ЗКМ директно приклучени со дистрибутивниот систем да ги следат наредбите за регулирање на напонот.

### *ПОГЛАВЈЕ 3*

## **Регулација на струја на куса врска**

### *Член 30*

#### **Струја на куса врска**

Секој ОЕПС одредува:

- (а) максималната струја на куса врска при која се надминуваат номиналните вредности на прекинувачите и друга опрема и
- (б) минимална струја на куса врска за правилно работење на заштитната опрема.

### *Член 31*

#### **Пресметка на струја на куса врска и сродни мерки**

1. Секој ОЕПС извршува пресметки на струјата на куса врска за да го оцени влијанието на соседните ОЕПС и дистрибутивните системи директно приклучени со преносниот систем, вклучително и затворени дистрибутивни системи, на нивото на струјата на куса врска во преносниот систем. Доколку дистрибутивниот систем директно приклучен со преносниот систем, вклучително и затворениот дистрибутивен систем, влијае на нивото на струјата на куса врска, тој е вклучен во пресметките на струите на куса врска во преносниот систем.
2. При пресметка на струјата на куса врска секој ОЕПС:
  - (а) применува најпрецизни и најквалитетни достапни податоци;
  - (б) ги зема предвид меѓународните норми и

(в) пресметката на максималната струја на куса врска се заснова на работните услови во кои има највисоко можно ниво на струја на куса врска, вклучително и струја на куса врска од други преносни системи и дистрибутивни системи, вклучително и затворени дистрибутивни системи.

3. Секој ОЕПС применува оперативни или други мерки за да спречи отстапувања од максималните и минималните оперативни сигурносни ограничувања на струјата на куса врска наведени во Член 30 во сите периоди и за целата заштитна опрема. Доколку се појави такво отстапување, секој ОЕПС активира корективни мерки или применува други мерки за да обезбеди повторно поставување на оперативните сигурносни ограничувања наведени во Член 30. Отстапувањето од овие оперативни сигурносни ограничувања е дозволено само за време на префрлувањето.

## *ПОГЛАВЈЕ 4*

### **Регулација на протокот на енергија**

#### *Член 32*

### **Ограничувања на протокот на енергија**

1. Секој ОЕПС одржува протоци на енергија во рамките на ограничувањата на системот во нормален режим на работа и по испад од списокот на испади наведени во Член 33 став 1.
2. Во состојба (N-1) и во нормален режим на работа, секој ОЕПС ги одржува протоците на моќност во рамките на дозволените привремени преоптоварувања наведени во Член 25 став 1 точка (в) и подготвува корективни мерки што треба да се применат и спроведат во периодот за дозволени привремени преоптоварувања.

## *ПОГЛАВЈЕ 5*

### **Анализа на испади и управување со испади**

#### *Член 33*

## Список на испади

1. Секој ОЕПС воспоставува список на испади во внатрешни и надворешни испади во областа за надгледување врз основа на проценка дали некој од овие испади ја загрозува оперативната сигурност во контролната област на ОЕПС. Списокот на испади вклучува обични испади и исклучителни испади идентификувани со употреба на методологијата развиена во согласност со Член 75.
2. Со цел да се состави список на испади, секој ОЕПС класифицира индивидуален испад според тоа дали е обичен, исклучителен или надвор од опсег, земајќи ја предвид веројатноста за негово појавување и следниве принципи:
  - (а) секој ОЕПС класифицира испади за својата контролна област;
  - (б) ако оперативните или временските услови значително ја зголемуваат веројатноста за исклучителен испад, секој ОЕПС тој исклучителен испад го вклучува во списокот на испади и
  - (в) со цел да се земат предвид исклучителните испади со значително влијание врз неговиот преносен систем на електрична енергија или соседните преносни системи, секој ОЕПС ги вклучува таквите исклучителни испади во списокот на испади.
3. Секој ЗКМ и ОДС приклучени со преносниот систем што е објект за производство на електрична енергија, на барање на ОЕПС, ќе ги обезбеди сите информации релевантни за анализата на испадите, вклучувајќи податоци во реално време и прогнозирани податоци, со можна агрегација на податоците во согласност со Член 50, став 2.
4. Секој ОЕПС ја координира својата анализа на испади во однос на кохерентните списоци на испади со ОЕПС во својата област за надгледување во согласност со Член 75.
5. Секој ОЕПС ги известува ОЕПС во својата област за надгледување за надворешните испади што се вклучени во списокот на испади.
6. Секој ОЕПС треба да се осигура дека податоците во реално време се доволно точни за да се овозможи конвергенција на пресметките за струите за куса врска кои се вршат во анализата на испадите.



## *Член 34*

### **Анализа на испади**

1. Секој ОЕПС спроведува анализа на испади во својата област за надгледување за да идентификува испади што ја загрозуваат или можат да ја загрозат оперативната сигурност во неговата контролна област и да идентификува корективни активности што може да бидат потребни за решавање на испадите, вклучително и ублажување на влијанието на исклучителни испади.
2. Секој ОЕПС гарантира дека можните нарушувања на оперативните сигурносни ограничувања во неговата контролна област утврдени со анализата на испади не ја загрозуваат оперативната сигурност на неговиот преносен систем на електрична енергија или поврзаните преносни системи.
3. Секој ОЕПС спроведува анализа на испади врз основа на оперативни податоци, прогнозирани и такви во реално време, од неговата област за надгледување. Појдовна точка за анализа на испади во N-состојба е релевантната топологија на преносниот систем, која вклучува планирани исклучувања во фазите на оперативно планирање.

## *Член 35*

### **Справување со испади**

1. Секој ОЕПС ги проценува ризиците поврзани со испадите после симулацијата на секој испад од својата листа на испади и ќе процени дали може да го одржи својот преносен систем на електрична енергија во оперативните сигурносни граници во состојба (N-1).
2. Ако ОЕПС процени дека ризиците поврзани со испадот се толку големи што може да не успее на време да подготви и активира корективни мерки за да спречи непочитување на критериумот (N-1) или дека постои ризик од проширување на нарушувањето на приклуч преносен систем на електрична енергија, ОЕПС подготвува и активира корективни мерки за што поскоро постигне усогласување со критериумот (N-1).

3. Ако нарушувањето предизвика состојба (N-1), секој ОЕПС активира корективна мерка за да обезбеди дека нормалниот режим на работа на системот е вратена што е можно поскоро и дека оваа состојба (N-1) станува нова N-состојба.

4. ОЕПС не мора да биде во согласност со критериумот (N-1) во следниве ситуации:

(а) за време на switching sequences;

(б) за времето потребно за подготовка и активирање на корективни мерки.

5. Освен ако земјата-членка не утврди поинаку, ОЕПС не мора да го исполнува критериумот (N-1) се додека има само локални последици во контролната област на ОЕПС.

## *ПОГЛАВЈЕ 6*

### **Заштита**

#### *Член 36*

#### **Општи барања за заштита**

1. Секој ОЕПС управува со преносниот систем со помош на заштитна и резервна заштитна опрема за автоматско спречување на ширење на нарушувања што може да ја загрозат оперативната сигурност на неговиот преносен систем на електрична енергија и поврзаниот систем.

2. Најмалку еднаш на секои пет години, секој ОЕПС ја разгледува стратегијата и концептите за заштита, и доколку е потребно, ги ажурира за да се обезбеди правилно работење на заштитната опрема и одржување на оперативната сигурност.

3. По заштитната постапка што имала влијание надвор од контролната област на ОЕПС вклучувајќи ги и интерконективните далеководи, тој ОЕПС проценува дали заштитната опрема во неговата контролна област постапила како што е планирано и доколку е потребно, ќе преземе корективни мерки.

4. Секој ОЕПС ги утврдува поставните точки на заштитната опрема на неговиот преносен систем на електрична енергија за да обезбеди сигурно, брзо и селективно решавање проблеми, вклучително и резервна заштита за

отстранување на проблеми во случај на дефект на примарниот систем за заштита.

5. Пред пуштање во употреба на заштитната и резервната заштитна опрема или по какви било измени, секој ОЕПС мора да се договори со соседните ОЕПС за утврдување на заштитните поставни точки на интерконективните далеководи и мора да биде во согласност со овие ОЕПС пред да ги смените поставките.

### *Член 37*

#### **Посебни планови за заштита**

Доколку ОЕПС применува посебни планови за заштита, тој мора:

- (а) да се осигура дека секој специфичен план за заштита работи селективно, сигурно и ефикасно;
- (б) да ги процени, при креирање на посебен план за заштита, последиците од неговото неисправно функционирање за преносниот систем, земајќи го предвид влијанието врз ОЕПС на кои се однесува планот;
- (в) да провери дали веродостојноста на посебниот план за заштита е споредлив со системите за заштита што се користат за примарна заштита на елементите на преносниот систем;
- (г) да управува со преносниот систем со посебен план за заштита во рамките на оперативните сигурносни ограничувања утврдени во согласност со Член 25 и
- (д) да ги координира функциите, принципите на активирање и поставните точки на посебниот план за заштита со соседните ОЕПС и засегнатите ОСД поврзани со преносниот систем, вклучително и затворени дистрибутивни системи и засегнати ЗКМ приклучени со преносниот систем.

### *Член 38*

#### **Надзор и проценка на динамичката стабилност**

1. Секој ОЕПС ја следи динамичката стабилност на преносниот систем со истражувања што не се извршени за време на работата во согласност со став

6. Секој ОЕПС разменува релевантни податоци за надзор на динамичката стабилност на преносниот систем со други ОЕПС во неговата синхрона област.

2. Секој ОЕПС спроведува динамичка проценка на стабилноста најмалку еднаш годишно за да ги утврди ограничувањата на стабилноста и можните потешкотии при одржување на стабилноста во неговиот преносен систем на електрична енергија. Сите ОЕПС од секоја синхрона област координираат проценки на динамичката стабилност што ја опфаќаат целата или дел од синхроната област.

3. При спроведување на координирани проценки на динамичката стабилност, засегнатите ОЕПС утврдуваат:

(а) степенот на координирана проценка на динамичката стабилност, барем во однос на заедничкиот модел на мрежа;

(б) збир на податоци што овие ОЕПС треба да ги разменат за да спроведат координирана динамичка проценка на стабилноста;

(в) список на заеднички договорени сценарија за координирана проценка на динамичката стабилност и

(г) список на заеднички договорени испади или нарушувања чие влијание се проценува со координирана проценка на динамичката стабилност.

4. Во случај на тешкотии во стабилноста поради слабо пригушени осцилации помеѓу областите кога тие влијаат на повеќе ОЕПС во една синхрона област, секој ОЕПС учествува во координирана проценка на динамичката стабилност на ниво на синхрона област што е можно поскоро и ги обезбедува потребните податоци за таа проценка. Проценката е иницирана и спроведена од овие ОЕПС или ENTSO-E.

5. Ако ОЕПС утврди можно влијание врз напонот, агол на ротор или фреквентната стабилност во однос на другите поврзани преносни системи, засегнатите ОЕПС ги координираат методите што се користат за проценка на динамичката стабилност, ги обезбедуваат потребните податоци и планираат заеднички корективни мерки за подобрување на стабилноста, вклучително и процедури за соработка помеѓу ОЕПС.

6. При одлучување за методите за проценка на динамичката стабилност, секој ОЕПС ги применува следниве правила:

(а) ако, според списокот на испади, ограничувањата на стационарна состојба се достигнат пред ограничувањата на стабилноста, ОЕПС ја заснова динамичката проценка на стабилноста само врз истражувања за стабилност

што не се извршени за време на работата, туку во фазата на подолгорочно оперативно планирање;

(б) ако, под услови на планираното исклучување, во однос на списокот со испади, ограничувањата на стационарна состојба и ограничувањата на стабилноста се близу или ограничувањата на стабилноста се достигнат пред ограничувањата на стационарната состојба, додека траат овие услови, ОЕПС спроведува проценка на динамичката стабилност во фазата на оперативно планирање за наредниот ден. ОЕПС планира корективни мерки што треба да се користат при работа во реално време, како што е соодветно;

(в) ако системот за пренос на електрична енергија е во N-состојба во однос на списокот на испади и ако се достигнат ограничувањата на стабилноста пред ограничувањата на стационарна состојба, ОЕПС треба да изврши динамичка проценка на стабилноста во сите фази на оперативно планирање и да ги преиспита ограничувањата на стабилноста што е можно поскоро по значителната промена во N-состојбата.

### *Член 39*

#### **Динамичко управување со сигурноста**

1. Доколку динамичката проценка на стабилноста покаже дека се надминати ограничувањата на стабилност, ОЕПС во чија контролна област се случи пречекорувањето, треба да креира, подготви и активира корективни мерки за одржување на стабилноста на преносниот систем. Овие корективни мерки може да вклучуваат ЗКМ.

2. Секој ОЕПС се осигурува дека времињата за отстранување на нарушувањата што можат да предизвикаат нестабилност на преносниот систем се карактеризираат како состојба од поголем обем пократка од критичното време за отстранување пресметано од ОЕПС во неговите динамички проценки на стабилност спроведени во согласност со Член 38.

3. Во однос на минималните барања за инерција кои се однесуваат на стабилноста на фреквенцијата на ниво на синхрона област:

(а) сите ОЕПС во таа синхрона област ќе спроведат заедничко истражување за синхрона област не подоцна од две години по стапувањето во сила на оваа Регулатива за да утврдат дали треба да се утврди минималната потребна

инерција, земајќи ги предвид трошоците и придобивките, како и можните алтернативи. Сите ОЕПС ги пријавуваат своите истражувања до нивните регулаторни тела. Сите ОЕПС редовно ги разгледуваат овие истражувања и ги ажурираат на секои две години;

(б) ако истражувањата наведени во точка (а) покажат потреба да се утврди минималната потребна инерција, сите ОЕПС во предметната синхрона област заеднички ќе развијат методологија за утврдување на минималната инерција неопходна за одржување на оперативната сигурност и спречување на нарушување на оперативните сигурносни ограничувања. Оваа методологија мора да биде во согласност со принципите на ефикасност и пропорционалност, мора да се развие во рок од шест месеци по завршувањето на истражувањата наведени во точка (а) и мора да се ажурира во рок од шест месеци од ажурирањето и објавувањето на истражувањето; и (в) секој ОЕПС треба да примени минимална инерција во реално време во својата контролна област во согласност со дефинираната методологија и резултатите добиени во согласност со точката (б).

## ГЛАВА 2

### РАЗМЕНА НА ПОДАТОЦИ

#### ПОГЛАВЈЕ 1

##### Општи барања за размена на податоци

##### Член 40

##### Организација, улоги, одговорности и квалитет на размена на податоци

1. Размената и обезбедувањето податоци и информации согласно ова поглавје, колку што е можно, ја рефлектираат реалната и предвидената состојба на преносниот систем.
2. Одговорност на секој ОЕПС е да обезбеди и користи високо квалитетни податоци и информации.

3. Секој ОЕПС ги собира следниве информации за својата област за надгледување и ги споделува тие информации со сите други ОЕПС до оној степен што е неопходен за спроведување на оперативната сигурносна анализа во согласност со Член 72:

- (а) производство;
- (б) потрошувачка;
- (в) планови за размена;
- (г) позиции на размнотежа;
- (д) планирани прекини и топологии на трафостаници и
- (ѓ) предвидувања;

4. Секој ОЕПС ги презентира информациите наведени во став 3 како внесувања и повлекувања на секој јазол на поединечниот модел на мрежа на ОЕПС наведен во Член 64.

5. Секој ОЕПС го одредува обемот на размена на податоци во координација со ЗКМ и ОДС врз основа на следниве категории:

- (а) структурни податоци во согласност со Член 48;
- (б) информации за предвидувања и планирани размени во согласност со Член 49;
- (в) податоци во реално време во согласност со членовите 44, 47 и 50 и
- (г) одредби во согласност со Членовите 51, 52 и 53.

6. Не подоцна од шест месеци од стапувањето во сила на оваа Регулатива, сите ОЕПС мора да се согласат за клучните организациски барања, улоги и одговорности во врска со размената на податоци. Овие организациски барања, улоги и одговорности треба да ги земат предвид и, доколку е соодветно, да ги надополнат оперативните барања за методологијата на податоците за производство и потрошувачка собрани во согласност со Член 16 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222. Тие се однесуваат на сите одредби за размена на податоци во ова поглавје и опфаќаат организациски барања, улоги и одговорности за следниве елементи:

- (а) обврската на ОЕПС да ги известат сите соседни ОЕПС без одлагање за какви било промени во сигурносните поставки, термичките ограничувања и техничките капацитети на интерконективните далеководи помеѓу нивните контролни области;

- (б) обврската на ОДС директно приклучени со преносниот систем да ги известат ОЕПС на кои се приклучени за какви било промени во податоците и информациите во согласност со ова поглавје во договорените рокови;
- (в) обврски на соседните ОДС и / или помеѓу downstream DSO and upstream DSO да се информираат едни со други во договорените рокови за какви било промени во податоците и информациите според ова поглавје;
- (г) обврската на ЗКМ да го известат својот ОЕПС или ОДС во договорените рокови за каква било релевантна промена во податоците и информациите пропишани според ова поглавје;
- (д) деталната содржина на податоците и информациите пропишани според ова поглавје, вклучително и главните принципи, видот на податоците, средствата за комуникација, форматот и стандардите што треба да се применат, роковите и должностите;
- (ѓ) времето и фреквенцијата на доставување на податоците и информациите што ОДС и ЗКМ треба да ги обезбедат на ОЕПС за употреба во различни рокови. Мора да се утврди фреквенцијата на размена на податоци во реално време, планираните податоци и ажурирањата на структурните податоци и
- (е) формата за доставување на податоци и информации се утврдува во согласност со ова поглавје.

ENTSO-E ги објавува организациските барања, улоги и одговорности.

7. Не подоцна од 18 месеци по стапувањето во сила на оваа Регулатива, секој ОЕПС мора да се согласи со релевантните ОДС за ефективни, ефикасни и пропорционални процеси за обезбедување и спроведување на размена на податоци, вклучително, доколку е потребно за ефикасно работење на мрежата, обезбедување податоци за дистрибутивни системи и ЗКМ. Без да се нарушат одредбите од став 6 (е), секој ОЕПС се согласува со надлежните ОДС за форматот на размена на податоци.

8. ЗКМ приклучени на преносниот систем можат да пристапат до податоците за нивната мрежна опрема што работи во точката на приклучување.

9. Секој ОЕПС се согласува со ОДС приклучени на преносниот систем за обемот на дополнителни информации за мрежната опрема која што е во функција и кои ги разменуваат едни со други.

10. ОДС со точка на приклучување со преносниот систем се овластени да добиваат релевантни информации за структурата, планирањето и



информации во реално време од надлежните ОЕПС, како и да ги собираат овие информации од соседните ОДС. Соседните ОДС на координиран начин го одредуваат обемот на информации што можат да се разменуваат.

## *ПОГЛАВЈЕ 2*

### **Размена на податоци помеѓу ОЕПС**

#### *Член 41*

#### **Размена на структурни и прогнозирани податоци**

1. Соседните ОЕПС ги разменуваат најмалку следниве структурни информации во врска со областа за надгледување:

(а) редовна топологија на трафостаница и други релевантни податоци според нивото на напон;

(б) технички податоци за далеководи;

(в) технички податоци за трансформатори што ги поврзуваат ОДС и ЗКМ кои се потрошувачи и производните блок трансформатори на ЗКМ кои се објекти за производство на електрична енергија;

(г) максимална и минимална активна и реактивна моќност на ЗКМ кои се објекти за производство на електрична енергија;

(д) технички податоци за трансформатори со фазно поместување;

(ѓ) технички податоци за HVDC системите;

(е) технички податоци за пригушници, кондензатори и статички компензатори и

(ж) оперативни сигурносни ограничувања одредени од индивидуалните ОЕПС во согласност со Член 25.

2. Со цел да се координира заштитата на нивните преносни системи, соседните ОЕПС разменуваат сигурносни ограничувања за заштита на далеководи чии испади се вклучени во нивните списоци на испади како надворешните испади.

3. Со цел да се координира анализата на оперативната сигурност и да се воспостави заеднички модел на мрежа во согласност со Членовите 67 до 70,

секој ОЕПС ќе ги размени барем следниве информации со најмалку сите други ОЕПС во истата синхрона област:

- (а) топологија на преносни системи од 220 kV или повеќе во рамките на нејзината контролна област;
- (б) модел или еквивалент на преносен систем на електрична енергија со напон под 220 kV што има значително влијание врз неговиот преносен систем на електрична енергија;
- (в) термички ограничувања на елементите на преносниот систем и
- (г) реална и точна проектирана вкупна количина на внесувања и повлекување, според примарен извор на енергија, на секој јазол на преносниот систем за различни периоди.

4. Со цел да се координираат проценките на динамичката стабилност во согласност со Член 38 (2) и (4) и нивното спроведување, секој ОЕПС ги разменува следниве информации со други ОЕПС од истата синхрона област или нејзиниот релевантен дел:

- (а) податоци за ЗКМ кои се модули за производство, кои се однесуваат на:
  - (i) електрични параметри на алтернаторот погодни за проценка на динамичката стабилност, вклучително и целосна инерција;
  - (ii) заштитни модели;
  - (iii) алтернатор и примарен задвижувач ;
  - (iv) опис на трансформатор за подигање на напон;
  - (v) максимална и минимална реактивна моќност;
  - (vi) модели на регулатор на напон и брзина; и
  - (vii) модели на примарни активатори и системи на возбуда погодни за големи нарушувања;
- (б) податоци за видот на регулацијата и опсегот на регулирање на напонот на преклопките, вклучувајќи опис на постојните преклопки на оптоварување и податоци за видот на регулацијата и опсегот на регулација на напонот на трансформаторите за подигање на напонот и мрежните трансформатори; и
- (в) во случај на HVDC системи и FACTS уреди, податоците за динамичките модели на системот или уредите и регулацијата за поголеми нарушувања поврзани со тој систем или уред.

## Размена на податоци во реално време

1. Во согласност со Членовите 18 и 19, секој ОЕПС ги разменува со другите ОЕПС од истата синхрона област следниве информации за статусот на неговиот преносен систем на електрична енергија со ИТ алатка за размена на податоци во реално време, на паневропско ниво обезбедена од ENTSO-E:

- (а) фреквенција;
- (б) FRCE;
- (в) измерена активна размена на енергија помеѓу LFC;
- (г) збирно испорачано производство;
- (д) состојбата на системот во согласност со Член 18;
- (ѓ) поставната точка на регулаторот на фреквенцијата и размената на моќност и
- (е) размена на моќност преку виртуелни далеководи

2. Секој ОЕПС ги разменува следниве податоци за својот преносен систем на електрична енергија со други ОЕПС во својата област за надгледување користејќи размена на податоци во реално време помеѓу системот за надзор и управување (SCADA):

- (а) вистинска топологија на трафостаницата;
- (б) активна и реактивна моќност на далеководно поле, вклучувајќи и далеководи на преносниот систем, далеководи на дистрибутивниот систем и далеководи на кои се поврзани ЗКМ;
- (в) активна и реактивна моќност во трансформаторското поле, вклучувајќи трансформатори на преносни системи, трансформатори на дистрибутивни системи и трансформатори на кои се поврзани ЗКМ;
- (г) активна и реактивна моќност во полето на објектот за производство на енергија;
- (д) регулаторни позиции на трансформаторот, вклучително и попречно регулирани трансформатори;
- (ѓ) измерен или проценет напон на собирница;
- (е) реактивна моќност во полето на пригушници и кондензатори или од статички VAR компензатор и
- (ж) ограничувања на способноста за снабдување со активна и реактивна моќност во однос на област за надгледување.

3. Секој ОЕПС има право да бара сите ОЕПС во својата област за надгледување да ги доставуваат во реално време времето записите за проценетите податоци од контролната област на предметниот ОЕПС, доколку ова е важно за оперативната сигурност на преносниот систем на ОЕПС кој го поднел барањето.

### *ПОГЛАВЈЕ 3*

#### **Размена на податоци помеѓу ОЕПС и ОДС во контролната област на ОЕПС**

##### *Член 43*

##### **Размена на структурни податоци**

1. Секој ОЕПС ја одредува областа за надгледување на дистрибутивните системи директно приклучени на преносниот систем што е неопходна за ОЕПС точно и ефикасно да ги утврди состојбите на системот врз основа на методологијата развиена во согласност со Членот 75.

2. Доколку ОЕПС смета дека дистрибутивниот систем кој не е приклучен на преносниот систем има значително влијание во однос на напонот, протокот на струја или другите електрични параметри врз однесувањето на преносниот систем, ОЕПС го дефинира таквиот дистрибутивен систем како дел од област за надгледување во согласност со Член 75.

3. Структурните информации во врска со областа за надгледување наведени во ставовите 1 и 2, доставени до ОЕПС од страна на секој ОДС, содржат барем:

(а) напонски трафостаници;

(б) далеководи што поврзуваат трафостаници наведени во точка (а);

(в) трансформатори од трафостаници наведени во точка (а);

(г) ЗКМ и

(д) пригушници и кондензатори приклучени на трафостаници од точка (а);

4. Секој ОДС директно приклучен на преносен систем на електрична енергија, ќе му обезбеди на ОЕПС ажурирани структурни информации во согласност со став 3 најмалку на секои шест месеци.

5. За модулите за производство од тип А приклучени на свој дистрибутивен систем, секој ОДС директно приклучен со преносниот систем, му обезбедува на ОЕПС, најмалку еднаш годишно, според примарните извори на енергија, вкупниот збиен капацитет за производство, доколку модулите се предмет на барањата на Регулативата (ЕУ) 2016/631 и најдобрите можни проценки за производствениот капацитет, доколку не подлежат на Регулативата (ЕУ) 2016/631, или отстапуваат од неа, и поврзаните информации за однесувањето на нивната фреквенција.

#### *Член 44*

#### **Размена на податоци во реално време**

Освен ако не е поинаку предвидено од ОЕПС, секој ОДС ќе им обезбеди на своите ОЕПС информации во реално време за областа за надгледување на ОЕПС, како што е наведено во Член 43, ставови 1 и 2, вклучително:

- (а) вистинската топологија на трафостаницата;
- (б) активна и реактивната моќност во далеководното поле;
- (в) активна и реактивна моќност во трансформаторското поле;
- (г) внесување на активна и реактивна моќност во полето на објектот за производство на енергија;
- (д) позиции на регулаторните преклопки на трансформатори директно приклучени на преносен систем на електрична енергија;
- (ѓ) напон на собирници;
- (е) реактивна моќност во полето на пригушници и кондензатори;
- (ж) најдобри достапни податоци за збирното производство според примарен извор на енергија во областа на ОДС и
- (з) најдобрите достапни податоци за вкупната потрошувачка во областа на ОДС

#### *ПОГЛАВЈЕ 4*

#### **Размена на податоци помеѓу ОЕПС, сопственици на интерконективен далеководи или други далеководи и модули за производство директно приклучени на преносен систем**

## Член 45

### Размена на структурни податоци

1. Секој ЗКМ кој е производител со модул за производство од тип D директно приклучен на преносниот систем, треба да им ги обезбеди на ОЕПС најмалку следниве информации:

- (а) општи информации за модулот за производство, вклучувајќи инсталирана моќност и примарен извор на енергија;
- (б) податоци за турбината и објектот за производство на електрична енергија, вклучително и ладен и топол старт;
- (в) податоци за пресметка на струја на куса врска;
- (г) податоци за трансформаторот на објектот за производство на електрична енергија;
- (д) податоци за FCR модули за производство кои ја нудат или ја обезбедуваат таа услуга во согласност со Член 154;
- (ѓ) податоци за FRR модули за производство кои ја нудат или ја обезбедуваат таа услуга во согласност со Член 158;
- (е) податоци за RR модули за производство кои ја нудат или ја обезбедуваат таа услуга во согласност со Член 161;
- (ж) податоци неопходни за повторно воспоставување на преносниот систем;
- (з) податоци и модели потребни за извршување на динамичката симулација;
- (с) податоци за заштита;
- (и) информациите потребни за да се утврдат трошоците за корективните мерки во согласност со Член 78 (1) (б); ако ОЕПС користи пазарни механизми во согласност со Член 4 (2) (г), доставените цени што треба да ги плати ОЕПС, ќе се сметаат за доволни;
- (ј) податоци за способноста за регулирање на напонот и реактивната моќност.

2. Секој ЗКМ кој е производител со модул за производство од тип В или С директно приклучен на преносниот систем, треба да ги обезбеди ОЕПС со најмалку следниве информации:

- (а) општи информации за модулот за производство, вклучувајќи инсталирана моќност и примарен извор на енергија;
- (б) податоци за пресметка на струја на куса врска;

- (в) Податоци за FCR во согласност со дефиницијата и барањата од Член 173 за модули за производство кои ја нудат или обезбедуваат оваа услуга;
- (г) Податоци за FRR модули за производство кои ја нудат или обезбедуваат оваа услуга;
- (д) Податоци за RR модули за производство кои ја нудат или обезбедуваат оваа услуга;
- (ѓ) податоци за заштита;
- (е) податоци за способноста за регулирање на реактивната моќност;
- (ж) информациите потребни за да се утврдат трошоците за корективните мерки во согласност со Член 78 (1) (б); ако ОЕПС користи пазарни механизми во согласност со Член 4 (2) (г), ќе се смета за доволно да се достави цената што треба да ја плати ОЕПС;
- (з) податоци потребни за проценка на динамичката стабилност во согласност со Член 38.

3. ОЕПС може да побара од производителот со модул за производство директно приклучен на преносниот систем дополнителни информации доколку се потребни за анализа на оперативната сигурност во согласност со Поглавје 2 од Дел III.

4. Секој сопственик на HVDC системот или сопственик на интерконективен далековод треба да ги достави до ОЕПС следниве информации за HVDC системот или интерконективен далеководот:

- (а) основни податоци за постројката;
- (б) податоци за трансформаторите;
- (в) податоци за филтри и групи на филтри;
- (г) податоци за компензација на реактивната моќност;
- (д) податоци за способноста за регулирање на активната сила;
- (ѓ) податоци за способноста за регулирање на реактивната моќност и напон;
- (е) информации за утврдување на приоритет на начинот на работа на реактивната или активната моќност, доколку ги има;
- (ж) податоци за способност на одзив на фреквенција;
- (з) податоци за динамички модели за динамичка симулација;
- (с) податоци за заштита и
- (и) податоци за способноста за работа при грешка.

5. Секој сопственик на интерконективен далековод со наизменична струја ќе му ги обезбеди на ОЕПС следниве информации:

- (а) основни податоци за инсталацијата;
- (б) електрични параметри;
- (в) поврзана заштита

#### *Член 46*

### **Размена на планирани податоци**

1. Секој ЗКМ кој е производител со модул за производство од тип В, С или D директно приклучен на преносен систем на електрична енергија, треба да ги обезбеди ОЕПС со најмалку следниве информации:

- (а) квантитетот и достапноста на излезната активна моќност и резервите на активната моќност врз основа на day-ahead и intra-day;
- (б) без какво било одлагање, каква било планирана недостапност или ограничување на работната сила;
- (в) какво било предвидено ограничување на капацитетот за производство на реактивна моќност и
- (г) по пат на отстапување од точките (а) и (б), во региони со централен диспечерски систем, податоците што ги бара ОЕПС за да го подготви својот план за излезна активна моќност.

2. Секој оператор на HVDC системот треба да ги обезбеди ОЕПС со најмалку следниве информации:

- (а) планот за активна моќност и нејзината достапност врз основа на day-ahead и intra-day;
- (б) без одлагање, каква било планирана недостапност или планирано ограничување на активната моќност
- (в) какво било предвидено ограничување на способноста за регулирање на реактивната моќност или напон.

3. Секој оператор на интерконективен далековод со наизменична струја или оператор на далековод ќе му обезбеди на ОЕПС информации за планираната недостапност или планираното ограничување на активната моќност.

#### *Член 47*



## **Размена на податоци во реално време**

1. Освен ако не е поинаку пропишано од ОЕПС, секој ЗКМ кој е производител со модул за производство од типот В, С или D ќе му ги обезбеди на ОЕПС најмалку следниве информации во реално време:

(а) положбата на прекинувачите на точката на приклучување или друга точка на интеракција договорена со ОЕПС;

(б) активна и реактивна моќност на точката на приклучување или друга точка на интеракција договорена со ОЕПС и

(в) во случај на објект за производство на електрична енергија со потрошувачка поголема од сопствената, нето активна и реактивна моќност.

2. Освен ако не е поинаку пропишано од ОЕПС, секој сопственик на HVDC систем или AC интерконективен далековод ќе му ги обезбеди на ОЕПС во реално време барем следниве информации за точката на приклучување на HVDC системот или интерконективниот далековод со наизменична струја:

(а) положбата на прекинувачите;

(б) работна состојба и

(в) активна и реактивна моќност.

## *ПОГЛАВЈЕ 5*

### **Размена на податоци помеѓу ОЕПС, ОДС и модули за производство приклучен со дистрибутивниот систем**

#### *Член 48*

### **Размена на структурни податоци**

1 Освен ако не е поинаку пропишано од ОЕПС, кој било произведувач со модул за производство кој е ЗКМ во согласност со Член 2 (1) (а) и група на ЗКМ според Член 2 (1) (д) приклучен со дистрибутивниот систем треба да достави до ОЕПС и ОДС на кои на точката на приклучување ги има најмалку следниве информации:

(а) општи информации за модулот за производство, вклучувајќи инсталирана моќност и примарен извор на енергија или тип на гориво;

- (б) Податоци за FCR во согласност со дефиницијата и барањата од Член 173 за објекти за производство на електрична енергија кои ја нудат или обезбедуваат оваа услуга;
  - (в) FRR податоци за објекти за производство на електрична енергија кои нудат или обезбедуваат услуги за FRR;
  - (г) Податоци за истражување и развој за модули за производство кои нудат или обезбедуваат услуги за RR;
  - (д) податоци за заштита;
  - (ѓ) податоци за способноста за регулирање на реактивната моќност;
  - (е) информации за способноста за далечински пристап до прекинувачот;
  - (ж) податоци потребни за динамичка симулација во согласност со одредбите од регулативата (ЕУ) 2016/631 и
  - (з) ниво на напон и локација на секој модул за производство на електрична енергија.
2. Секој произведувач со модул за производство што е ЗКМ во согласност со Член 2 (1) (а) и (д) треба да ги извести ОЕПС и ОДС за кои има точка за приклучување во договорениот период, но не подоцна од првото пуштање во употреба или какви било промени во постојната инсталација за секоја промена во обемот и содржината на информациите наведени во став 1.

#### *Член 49*

#### **Размена на планирани податоци**

Освен ако не е поинаку пропишано од ОЕПС, кој било произведувач со модул за производство што е ЗКМ во согласност со Член 2 (1) (а) и (д) и е приклучен со дистрибутивниот систем, треба да ги достави до ОЕПС и ОДС на кои има точка на приклучување барем следниве податоци:

- (а) неговата планирана недостапност, планираното ограничување на активната моќност и предвидената планирана излезна активна моќност на точката на приклучување;
- (б) какво било предвидено ограничување на способноста за производство на реактивна моќност и

(в) отстапување од ставовите (а) и (б), во региони со централен диспечерски систем, информациите што ги бара ОЕПС за да го подготви својот план за излезна активна моќност.

#### *Член 50*

### **Размена на податоци во реално време**

1. Освен ако не е поинаку пропишано од ОЕПС, кој било произведувач со модул за производство што е ЗКМ во согласност со Член 2 (1) (а) и (д) и е приклучен со дистрибутивниот систем, треба да им ги достави во реално време на ОЕПС и ОДС на кои има точка за приклучување најмалку следниве информации:

(а) состојба на преклопни уреди и прекинувачи во точката на приклучување

2. Секој ОЕПС, во координација со релевантните ОДС, утврдува кои ЗКМ можат да бидат изземени од обезбедување на податоци во реално време, наведени во став 1, директно до ОЕПС. Во такви случаи, надлежните ОЕПС и ОДС се согласуваат за тоа кои збирни податоци во реално време за овие ЗКМ треба да бидат доставени до ОЕПС.

#### *Член 51*

### **Размена на податоци за ЗКМ помеѓу ОЕПС и ОДС**

1. Освен ако не е поинаку пропишано од ОЕПС, секој ОДС ќе им достави на своите ОЕПС информациите наведени во Членовите 48 до 50 толку често и детално, колку што побарал ОЕПС.

2. Секој ОЕПС ги става на располагање на ОДС на чиј дистрибутивен систем се приклучени ЗКМ, информациите наведени во Членовите 48 до 50, како што е побарано од ОДС.

3. ОЕПС може да побара дополнителни информации од произведувачот со модулот за производство приклучен на дистрибутивниот систем во согласност со Член 2 (1) (а) и (д) ако тоа е потребно за анализа на оперативната сигурност и валидација на моделот.

## ПОГЛАВЈЕ 6

### **Размена на податоци помеѓу ОЕПС и потрошувачите**

#### *Член 52*

#### **Размена на податоци помеѓу ОЕПС и потрошувачите директно приклучени на преносниот систем**

1. Освен ако не е поинаку пропишано од ОЕПС, секој сопственик на потрошувач директно приклучен на преносниот систем, треба да ги достави на ОЕПС следниве структурни податоци:
  - (а) електрични податоци за трансформатори приклучени на преносен систем на електрична енергија;
  - (б) карактеристики на оптоварување на потрошувач и
  - (в) карактеристики на регулирање на реактивната моќност.
2. Освен ако не е поинаку пропишано од ОЕПС, секој сопственик на потрошувачот приклучен на преносниот систем, ќе му ги достави на ОЕПС следниве информации:
  - (а) планирана потрошувачка на активна моќност и предвидена потрошувачка на реактивна моќност на а day-ahead и intraday основа, вклучително и какви било промени во тие дневни распореди или предвидувања;
  - (б) какво било предвидено ограничување на способноста за производство на реактивна моќност;
  - (в) во случај на учество во одзив на потрошувачката, планираните структурни минимални и максимални опсези на моќност кои се ограничуваат и
  - (г) по отстапување од точката (а), во региони со централен диспечерски систем, податоците што ги бара ОЕПС за да го подготви својот план за излезна активна моќност.
3. Освен ако не е поинаку пропишано од ОЕПС, секој сопственик на потрошувач приклучен на преносен систем на електрична енергија, во реално време ќе му ги достави на ОЕПС следниве информации:
  - (а) активната и реактивната моќност на точката на приклучување
  - (б) опсегот на минимална и максимална моќност која се ограничува

4. Секој сопственик на потрошувач директно приклучен на преносен систем му го опишува на својот ОЕПС неговото однесување во опсезите на напон наведени во Член 27.

### *Член 53*

#### **Размена на податоци помеѓу ОЕПС и потрошувачите директно приклучени на преносен систем на електрична енергија или трети Страни вклучени во управувањето со потрошувачката**

1. Освен ако не е поинаку пропишано од ОЕПС, секој ЗКМ што е потрошувач директно приклучен на преносен систем на електрична енергија и учествува во одзив на потрошувачката, но не преку трета Страна ги доставува следните планирани податоци и податоците во реално време на ОЕПС или ОДС преку трета Страна:

(а) структурната минимална и максимална активна моќност достапна за одзив на потрошувачката и најдолгото и најкраткото времетраење на секоја можна употреба на таа моќност за одзив на потрошувачката;

(б) предвидената неограничена активна моќност достапна за одзив на потрошувачката и каков било планиран одзив на потрошувачката;

(в) активна и реактивна моќност на точката на приклучување во реално време и

(г) потврда дека се применуваат проценки на реалните вредности на одзив на потрошувачката.

2. Освен ако не е поинаку пропишано од ОЕПС, секој ЗКМ кој е трета Страна што учествува во управувањето со потрошувачката, како што е дефинирано во Член 27 од Регулативата (ЕУ) 2016/1388, ќе ги обезбеди следниве информации на ОЕПС или ОДС day-ahead или близу до реално време и во име на сите свои потрошувачи приклучени на дистрибутивен систем:

(а) структурната минимална и максимална активна моќност достапна за одзив на потрошувачката и најдолгото и најкраткото времетраење на секое можно активирање на управувањето со потрошувачката во одредена географска област дефинирана од ОЕПС и ОДС;

- (б) предвидената неограничена активна моќност на располагање за одзив на потрошувачката и секое планирано ниво на одзив на потрошувачката во одредена географска област дефинирана од ОЕПС и ОДС;
- (в) активна и реактивна моќност во реално време и
- (г) потврда дека се применуваат проценки на реалните вредности на одзив на потрошувачката.

## ГЛАВА 3

### УСОГЛАСЕНОСТ

#### ПОГЛАВЈЕ 1

#### Улоги и одговорности

#### Член 54

#### Одговорности на ЗКМ

1. Секој ЗКМ ги известува ОЕПС или ОДС на кои има точка на приклучување за каква било планирана промена во неговите технички способности што можат да влијаат на неговата усогласеност со барањата на оваа Регулатива пред да се воведе.
2. Секој ЗКМ ќе го извести ОЕПС или ОДС на кој има точка на приклучување за какво било нарушување во работењето на неговата постројка што може да влијае на неговата усогласеност со барањата на оваа Регулатива што е можно побрзо откако ќе се појави.
3. Секој ЗКМ ќе ги извести ОЕПС или ОДС на кои има точка на приклучување за планираните распореди и процедури за тестирање што треба да се следат за да ја потврди усогласеноста на неговата постројка со барањата на оваа Регулатива навремено и пред нивното започнување. ОЕПС или ОДС ги одобруваат планираните распореди и процедури за испитување однапред и навремено и не можат неразумно да го задржат таквото одобрување. Ако ЗКМ има точка на приклучување со ОДС и комуницира, во согласност со став 2, само со ОДС, ОЕПС е овластено да бара од тој ОДС

резултатите од сите тестови за усогласеност релевантни за оперативната сигурност на неговиот преносен систем на електрична енергија.

4. На барање на ОЕПС или ОДС, согласно Член 41 (2) од Регулативата (ЕУ) 2016/631 и член 35 (2) од Регулативата (ЕУ) 2016/1388, ЗКМ мора да спроведе тестови за усогласеност и симулации во согласност со овие Регулативи во кое било време од работниот век на неговата постројка, а особено по какво било откажување, модификација или замена на опремата што може да влијае на усогласеноста на постројката со барањата на оваа Регулатива во однос на нејзината способност да ја постигне декларираната вредност и достапност или договорна испорака на помошни услуги. Трети Страни кои обезбедуваат одзив на потрошувачката директно до ОЕПС и давателите на прераспоредување на модулите за производство на електрична енергија или потрошувачите преку агрегација и другите активни даватели на резерви на активна моќност, гарантираат дека постројките во нивното портфолио се во согласност со барањата на оваа Регулатива.

#### *Член 55*

#### **Задачи на ОЕПС во врска со работата на системот**

Секој ОЕПС е одговорен за оперативната сигурност во својата контролна област и е особено одговорен за:

- (а) развивање и воведување алатки за работа на мрежата кои се важни за неговата контролна област и се поврзани со работата во реално време и оперативното планирање;
- (б) развивање и спроведување на алатки и решенија за спречување и елиминација на нарушувањата;
- (в) користење услуги на трети Страни, вклучени во процедури за набавка каде што е применливо, како што се редиспечирање или тргување во спротивен смер, управување со загушување, резерва на производни капацитети и други помошни услуги;
- (г) усогласување со скалата за класификација на инциденти усвоена од ENTSO-E во согласност со Член 8 (3) (а) од Регулативата (ЕЗ) бр. 714/2009 и да ги достават до ENTSO-E информациите потребни за извршување на задачите за креирање на скалата за класификација на инциденти ; и

(д) да ја прати на годишно ниво соодветноста на мрежните алатки создадени во точките (а) и (б) кои се неопходни за одржување на оперативната сигурност. Секој ОЕПС ги идентификува соодветните подобрувања на овие мрежни алатки земајќи ги предвид годишните извештаи креирани од ENTSO-E врз основа на скалата за класификација на инциденти во согласност со Член 15. Сите идентификувани подобрувања потоа ќе бидат воведени од ОЕПС.

## ПОГЛАВЈЕ 2

### **Оперативно тестирање**

#### *Член 56*

#### **Цел и одговорности**

1. Секој ОЕПС и секој ОДС или ЗКМ директно приклучени на преносниот систем, за ограничено време, можат да спроведат оперативни тестови на елементите на неговиот преносен систем на електрична енергија или неговите објекти во симулирани работни услови. Тие испраќаат известување навремено и пред почетокот на тестот и го минимизираат влијанието на тестот врз работата на системот во реално време. Оперативното тестирање се обидува да добие:

(а) доказ за усогласеност со сите релевантни технички и организациски одредби за работа на оваа Регулатива за новите елементи на преносниот систем при првото пуштање во работа;

(б) доказ за усогласеност со сите релевантни технички и организациски одредби за работа од оваа Регулатива за нови постројки на ЗКМ или ОДС при првото пуштање во работа;

(в) доказ за усогласеност со сите релевантни технички и организациски одредби за работа на оваа Регулатива по каква било промена во елементите на преносниот систем или постројките на ЗКМ или ОДС што е важна за работата на системот;

(г) проценка на можните негативни ефекти од дефект, краток спој или друг непланиран и неочекуван инцидент во работата на системот, во елементите на преносниот систем или во постројката на ЗКМ или ОДС.



2. Резултатите од оперативниот тест наведен во став 1 ги користи ОЕПС, ОДС или ЗКМ:

(а) ОЕПС да обезбеди правилно функционирање на елементите на преносниот систем;

(б) ОДС и ЗКМ да обезбедат правилно функционирање на дистрибутивните системи и постројките на ЗКМ;

(в) ОЕПС, ОДС и ЗКМ да ги одржуваат постојните и да развиваат нови оперативни практики;

(г) ОЕПС да обезбеди исполнување на помошни услуги;

(д) ОЕПС, ОДС или ЗКМ да собираат информации за перформансите на елементите на преносниот систем и постројките на ЗКМ и ОДС во сите услови и во согласност со сите релевантни одредби на оваа Регулатива во врска со:

(i) контролирана примена на промени на фреквенцијата или напонот за да собере информации за однесувањето на преносниот систем и елементите и

(ii) тестирање на оперативните практики при состојба на тревога и состојбата на повторно воспоставување на системот.

3. Секој ОЕПС мора да осигури дека оперативниот тест не ја загрозува оперативната сигурност на неговиот преносен систем на електрична енергија. Секој оперативен тест може да се одложи или прекине поради непланирани услови во системот или заради безбедност на вработените, граѓаните, тестираната постројка или уредите и елементите на преносниот систем или постројката на ОДС или ЗКМ.

4. Во случај на влошување на преносниот систем во кој се извршува оперативниот тест, операторот на тој преносен систем на електрична енергија е овластен да го прекине оперативниот тест. Ако спроведувањето на тестот влијае на друг ОЕПС и состојбата на неговиот систем исто така се влошува, ОЕПС, ОДС или ЗКМ што го спроведуваат тестот, по известување од тој ОЕПС, веднаш ќе го прекинат тестирањето.

5. Секој ОЕПС гарантира дека резултатите од релевантните оперативни тестови, заедно со сите поврзани анализи:

(а) вклучени во процесот на обука и сертифицирање на вработените одговорни за работа во реално време;

(б) се користат како податоци за процесот на истражување и развој на ENTSO-E и

(в) се користат за подобрување на оперативните практики, вклучително и оние во состојба на тревога и повторно воспоставување на системот.

#### *Член 57*

### **Спроведување на оперативни тестови и анализи**

1. Секое ОЕПС или ОДС на кое ЗКМ има точка на приклучување го задржува правото да ја испита усогласеноста на ЗКМ со барањата на оваа Регулатива, очекуваниот влез или излез на ЗКМ и договорното обезбедување на помошни услуги на ЗКМ во кое било време од животниот век на постројката. ОЕПС или ОДС навремено го известуваат ЗКМ за постапката за овие оперативни тестови пред да се започне оперативниот тест.

2. ОЕПС или ОДС на кои ЗКМ има точка на приклучување ќе објави список со информации и документи што треба да ги достави ЗКМ и барањата што треба да се исполнат за тестот за оперативна усогласеност. Тој список ги вклучува најмалку следниве информации:

(а) целата документација и сертификати за опрема доставени од ЗКМ;

(б) детали за техничките податоци на постројката на ЗКМ релевантни за работата на системот;

(в) барања во врска со моделите за проценка на динамичка стабилност и

(г) доколку е применливо, студиите на ЗКМ со кои се докажува очекуван исход од динамичката проценка на стабилноста.

3. Доколку е применливо, секој ОЕПС или ОДС ќе го објави распределувањето на одговорностите на ЗКМ, ОДС и ОЕПС за тестот за оперативна усогласеност.

## **ГЛАВА 4**

### **ОБУКА**

#### *Член 58*

### **Програма за обука**

1. Не подоцна од 18 месеци по стапувањето во сила на оваа Регулатива, секој ОЕПС треба да изготви и донесе:

(а) програма за почетна обука за сертифицирање и програма за континуирана обука на неговите вработени задолжени за работа на преносниот систем во реално време;

(б) програма за обука за неговите вработени задолжени за оперативно планирање. Секој ОЕПС придонесува за развој и усвојување на програми за обука на вработените во релевантните регионални координативни центри и

(в) програма за обука за неговите вработени задолжени за балансирање.

2. Програмите за обука на ОЕПС вклучуваат познавање на елементи и работата на преносниот систем, примена на оперативни системи и процеси, интерни соработки меѓу ОЕПС, механизми во пазарните тактики, препознавање на исклучителни ситуации во работата на системот и одговор на нив и активности и алатки за оперативно планирање.

3. Вработените во ОЕПС задолжени за управување со оперативниот систем во реално време присуствуваат, како дел од почетната обука, обука за проблеми за интероперабилност помеѓу преносните системи засновани на работно искуство и повратни информации по заедничка обука спроведена со соседните ОЕПС во согласност со Член 63. Оваа обука за проблеми со интероперабилноста вклучува подготовка и активирање на координирани корективни мерки потребни во сите државни системи.

4. Секој ОЕПС во својата програма за обука на вработените одговорни за управување со преносниот систем во реално времето ја вклучува фреквенцијата на обуките и следниве делови:

(а) опис на елементите на преносниот систем;

(б) работа на преносниот систем во сите состојби на системот, вклучително и повторно воспоставување;

(в) примена на работни системи и процеси;

(г) координација на работата меѓу ОЕПС и механизмите во практиката на пазарот;

(д) препознавање и реагирање на исклучителни ситуации во работењето;

(ѓ) важни области на електроенергетика;

(е) суштински аспекти на внатрешниот пазар на електрична енергија на Унијата;

(ж) суштински аспекти на мрежните правила или упатства донесени во согласност со Членовите 6 и 18 од Регулативата (ЕЗ) бр. 882/2004. 714/2009 година;

(з) безбедност и заштита на лица, нуклеарна и друга опрема во преносниот систем;

(с) соработка и координација на ОЕПС за време на работењето во реално време и оперативно планирање на ниво на главните центри за диспечирање, односно обука на англиски јазик, освен ако не е поинаку наведено;

(и) каде што е соодветно, заедничка обука со ОДС и ЗКМ приклучени на преносниот систем;

(ј) лични вештини со посебен фокус на управување со стресот, справување со критични ситуации, одговорност и мотивациони вештини

(к) практики и алатки за оперативно планирање, вклучително и оние што се користат при оперативно планирање со релевантни регионални координативни центри.

5. Програмата за обука на вработените задолжени за оперативно планирање ги опфаќа најмалку аспектите наведени во став 4 (в), (ѓ), (е), (с), (ж) (к).

6. Програмата за обука на вработените задолжени за балансирање ги опфаќа најмалку аспектите наведени во став 4 (в), (е) и (ж).

7. Секој ОЕПС води евиденција за програмите за обука на вработените за време на нивното работење. На барање на релевантниот регулаторен орган, секој ОЕПС треба да обезбеди детали за своите програми за обука и за нивниот обем.

8. Секој ОЕПС ги преиспитува своите програми за обука најмалку еднаш годишно или по значителни промени во системот. Секој ОЕПС ги ажурира своите програми за обука за да ги рефлектира условите за работа, правилата на пазарот, мрежната конфигурација и карактеристиките на системот со посебен фокус на новите технологии, промена на производството и потрошувачката и развој на пазарот.

## *Член 59*

### **Услови за обука**

1. Програмите за обука на вработените за работа во реално време на секој ОЕПС вклучуваат обука на работно место и индиректна обука (обука која не се одвива за време на работното време). Обука на работното место се спроведува под надзор на искусен вработен задолжен за работа во реално време. Индиректната обука се спроведува во средина што симулира вистински диспечерски центар со детали за мрежно моделирање кои одговараат на задачите за кои се спроведува обуката.
2. Секој ОЕПС воведува обука за вработените во реално време врз основа на сеопфатен модел на неговата мрежа изградена врз база на податоци што вклучува податоци од други мрежи од, барем, област за надгледување и е доволно детална за да ги реплицира оперативните проблеми меѓу ОЕПС. Сценаријата за обука се засноваат на реални и симулирани услови во системот. Каде што е соодветно, ќе се симулираат улогите на другите ОЕПС, ОДС приклучени на преносниот систем и ЗКМ освен ако тие не можат директно да бидат претставени на заеднички обуки.
3. Секој ОЕПС ја координира индиректната обука на вработените задолжени за работа во реално време со ОДС и ЗКМ приклучени на преносниот систем во однос на влијанието на нивните постројки врз работата на преносниот систем во реално време на сеопфатен и пропорционален начин и така да ги рефлектира моменталната топологија на мрежата и карактеристиките на скеундарната опрема. Онаму каде што е соодветно, ОЕПС и ОДС и ЗКМ приклучени на преносниот систем заеднички спроведуваат симулации или работилници за индиректна обука.

#### *Член 60*

### **Координатори и инструктори**

1. Одговорностите на координаторот за обука вклучуваат развој, следење и ажурирање на програмата за обука и утврдување:
  - (а) квалификација и постапка на селекција на вработените во ОЕПС за обука;
  - (б) обука за сертифицирање на вработени во оператор на преносниот систем задолжени за работа во реално време;
  - (в) процеси, вклучувајќи соодветна документација, за почетни и континуирани програми за обука;

(г) процедури за сертифицирање на вработените во системските оператори задолжени за работа во реално време и

(д) процедури за продолжување на периодот на обука и периодот на сертификација за вработените во системскиот оператор задолжен за работа во реално време.

2. Секој ОЕПС ги одредува вештините и компетентноста на инструкторот на работното место. Инструкторите на работното место по сертификацијата мора да стекнат соодветно ниво на работно искуство.

3. Секој ОЕПС има регистар на своите вработени одговорни за работата во реално време кои ги извршуваат функциите на инструктори на работното место и ја преиспитува нивната способност за практична обука кога одлучува за обновување на нивните сертификати.

### *Член 61*

#### **Сертифицирање на вработените во системските оператори задолжени за работа во реално време**

1. Поединец може да стане вработен во системскиот оператор одговорен за работа во реално време, ако е обучен од назначен претставник на неговиот ОЕПС, а потоа заверен за тие должности во времето определено во програмата за обука. Вработен во системскиот оператор задолжен за работа во реално време може да не работи во националниот диспечерскиот центар без надзор освен ако не е овластен.

2. Не подоцна од 18 месеци по стапувањето во сила на оваа Регулатива, секој ОЕПС мора да утврди и спроведе постапка, вклучувајќи го и нивото на компетентност, за сертифицирање на вработените во системските оператори одговорни за работење во реално време.

3. Вработените во ОЕПС одговорни за работење во реално време се сертифицираат по успешен резултат во официјална проценка која се состои од усмен и / или писмен испит и / или практична проценка, каде критериумите за успех се однапред утврдени.

4. ОЕПС чува копија од издадениот сертификат и резултатите од официјалното оценување. На барање на регулаторното тело, ОЕПС доставува копија од документацијата за испитот за сертификација.

5. Секој ОЕПС ги бележи периодите на важење на сертификатите издадени на вработените одговорни за работата во реално време.

6. Секој ОЕПС го утврдува максималното времетраење на сертификацијата, кое не може да надмине пет години, но може да се продолжи врз основа на критериумите утврдени од секој ОЕПС, земајќи го предвид учеството на вработените одговорни за работа во реално време во програмата за континуирана обука со доволно практично искуство.

## *Член 62*

### **Заеднички јазик за комуникација на вработените во системскиот оператор во реално време**

1. Освен ако не е договорено поинаку, англискиот јазик е заеднички јазик за комуникација помеѓу вработените во ОЕПС и вработените во соседните оператори.

2. Секој ОЕПС обучува соодветен персонал кои треба доволно да ги владеат со заедничките јазици договорени со соседните ОЕПС.

## *Член 63*

### **Соработка на ОЕПС за обуката**

1. Секој ОЕПС организира редовни состаноци за обука со соседните ОЕПС за подобро разбирање на карактеристиките на соседните преносни системи и за подобрување на комуникацијата и координацијата меѓу вработените во соседните ОЕПС задолжени за работа во реално време. Меѓу-операторската обука вклучува детално познавање на координирани мерки неопходни во одредена состојба на системот.

2. Секој ОЕПС, во соработка со барем соседниот ОЕПС, ја утврдува потребата од заеднички состаноци за обука и колку често ќе се случува, како и задолжителната содржина и обем на овие состаноци, земајќи го предвид нивото на меѓусебно влијание и потребната соработка во работата. Оваа меѓу-операторска обука може да се состои од, но не ограничувајќи се на, заеднички работилници и симулации.

3. Секој ОЕПС учествува со други ОЕПС најмалку еднаш годишно на обуки за теми за управување со меѓу-операторските прашања во реално време. Фреквенцијата на овие средби се одредува земајќи го предвид взаемното влијание на преносните системи и видот на интерконекција (наизменична или директна врска).

4. Секој ОЕПС разменува работни искуства во реално време, вклучително и размена на искуства на вработените во оператор на систем задолжени за работа во реално време со соседните ОЕПС, со кој било ОЕПС со кој имало или постои работна интеракција меѓу операторите и со релевантни регионални координативни центри и посети на овие оператори и координатори.

### ДЕЛ III

## ОПЕРАТИВНО ПЛАНИРАЊЕ

### ГЛАВА 1

## ПОДАТОЦИ ЗА АНАЛИЗА НА ОПЕРАТИВНА СИГУРНОСТ ПРИ ОПЕРАТИВНО ПЛАНИРАЊЕ

### *Член 64*

#### **Општи одредби за индивидуални и заеднички модели на мрежа**

1. Со цел да се спроведе анализа на оперативна сигурноста во согласност со Поглавје 2 од овој дел, секој ОЕПС развива индивидуални модели на мрежа во согласност со методологиите утврдени согласно Член 17 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222 и Член 18 од Регулативата (ЕУ) 2016/1719 за секој од следниве периоди, со примена на форматот на податоци утврден во согласност со Член 114 (2):

(а) една year-ahead во согласност со Членовите 66, 67 и 68;

(б) доколку е применливо, една week-ahead во согласност со Член 69;

(в) интрадневно во согласност со Член 70.

2. Индивидуалните модели на мрежа ги вклучуваат структурните информации и податоци утврдени во Член 41.



3. Секој ОЕПС развива индивидуални модели на мрежа, и секој регионален координативен центар придонесува за развој на заеднички модели на мрежа со користење на формат на податоци утврден во согласност со Член 114 (2).

#### *Член 65*

### **Сценарија за year-ahead**

1. Сите ОЕПС заедно составуваат заедничка листа на сценарија за year-ahead во однос на која ја проценуваат работата на меѓусебно поврзаниот преносен систем на електрична енергија за следната година. Овие сценарија овозможуваат да се утврди и процени влијанието на меѓусебно поврзаниот преносен систем на електрична енергија врз оперативната сигурност. Сценаријата ги вклучуваат следниве променливи:

- (а) побарувачка на електрична енергија;
- (б) услови во врска со придонесот на обновливите извори на енергија;
- (в) одредени услови за увоз / извоз, вклучително и договорени референтни вредности кои овозможуваат спојување;
- (г) шема на производство, со целосно достапен производствен парк;
- (д) развој на мрежата за year-ahead.

2. При развој на заедничка листа на сценарија, ОЕПС ги земаат предвид следниве елементи:

- (а) типичните модели на прекугранична размена за различни нивоа на потрошувачка и обновливи извори на енергија и конвенционално производство;
- (б) веројатност за појава на сценариото;
- (в) потенцијалните отстапувања од оперативните сигурносни ограничувања за секое сценарио;
- (г) количината на енергија произведена и потрошена од објектите за производство на електрична енергија и потрошувачите приклучени со дистрибутивните системи.

3. Доколку не воспостават заеднички список на сценарија наведени во став 1, ОЕПС ги применуваат следниве стандардни сценарија:

- (а) Зимско врвно оптеретување, 3-та среда од јануари во тековната година, 10:30 часот по средноевропско време;
  - (б) Зимско минимално оптеретување, 2-ра недела од јануари во тековната година, 03:30 часот по средноевропско време;
  - (в) Пролетно врвно оптеретување, 3-та среда од април во тековната година, 10:30 часот по средноевропско време;
  - (г) Пролетно минимално оптеретување, 2-ра недела од април во тековната година, 03:30 часот по средноевропско време;
  - (д) Летно врвно оптеретување, 3-та среда од јули од претходната година, 10:30 часот по средноевропско време;
  - (ѓ) Летно минимално оптеретување, 2-ра недела од јули претходната година, 03:30 часот по средноевропско време;
  - (е) Есенско врвно оптеретување, 3-та среда од октомври претходната година, 10:30 часот по средно европско време;
  - (ж) Есенско минимално оптеретување, 2-ра недела од октомври претходната година, 03:30 часот по средно европско време;
4. ENTSO-E, до 15 јули секоја година, ќе објави заеднички список на сценарија утврдени за следната година, вклучувајќи го и нивниот опис и периодот во кој треба да се применуваат.

#### *Член 66*

### **Индивидуални модели на мрежа за year-ahead**

1. Секој ОЕПС го определува индивидуалниот модел на мрежа за year-ahead за секое од сценаријата креирани во согласност со Членот 65, користејќи ги најдобрите проценки на променливите утврдени во Членот 65 (1). Секој ОЕПС ги објавува своите индивидуални модели на мрежата за year-ahead во согласност со Член 114 (1).
2. При утврдување на нивниот индивидуален модел на мрежа за year-ahead, секој ОЕПС:
  - (а) се договара со соседните ОЕПС за проценката на протокот на енергија на HVDC системите што ги поврзуваат нивните контролни области;
  - б) за секое сценарио тие го балансираат збирот:
    - (i) нето размена на далеководи;

- (ii) проценети протоци на енергија на HVDC системите;
- (iii) оптоварувања, вклучувајќи проценка на загубата и
- (iv) производство.

3. Секој ОЕПС во своите индивидуални модели на мрежа за year-ahead ја вклучува вкупната излезна моќност за објектите за производство приклучени со дистрибутивните системи. Овие збирни излезни моќности:

- (а) да бидат во согласност со дадените структурни податоци во согласност со барањата на Членовите 41, 43, 45 и 48;
- (б) да одговараат со сценаријата креирани во согласност со Член 65 и
- (в) да бидат класифицирани според типот на примарен извор на енергија.

### *Член 67*

#### **Индивидуални модели на мрежа за year-ahead**

1. Не подоцна од шест месеци по стапувањето во сила на оваа Регулатива, сите ОЕПС треба заеднички да развијат предложена методологија за развој на заеднички модели на мрежа за year-ahead индивидуалните модели на мрежа идентификувани во согласност со Член 66 (1) и за нивното складирање. Методологијата ги зема предвид и ги надополнува, доколку е потребно, оперативните услови на заедничката методологија на моделот на мрежа развиена во согласност со Член 17 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222 и Член 18 од Регулативата (ЕУ) 2016/1719, во врска со следниве елементи:

- (а) рокови за собирање индивидуални модели на мрежа за year-ahead, нивно спојување во заеднички модел на мрежа и складирање на индивидуални и заеднички модели на мрежа;
- (б) контрола на квалитетот на индивидуалните и заедничките модели на мрежа за да се обезбеди нивна комплетност и конзистентност и
- (в) корекции и подобрувања на индивидуалните и заедничките модели на мрежа, со спроведување на најмалку контролите за квалитет наведени во точка (б).

2. Секој ОЕПС има право да побара од друг ОЕПС сите информации за промените во мрежната топологија или оперативните аранжмани, како што се поставните точки за заштита или планови за заштита на системот, еднополна шема и конфигурациите на трафостаниците или дополнителни модели на

мрежа, кои се неопходни за да се добие точната слика на преносниот систем што е потребна за анализа на оперативната сигурност.

#### *Член 68*

#### **Ажурирање на индивидуалните и заедничките модели на мрежи за year-ahead**

1. Кога ОЕПС изменува или забележува модификација на своите најдобри проценки за променливите што се користат за одредување на неговите индивидуални модели на мрежа за year-ahead утврдени во согласност со Член 66 (1), што се значајни за оперативната сигурност, тој ќе го ажурира својот модел на индивидуална мрежа year-ahead и ќе го објави на платформата за размена на податоци на ENTSO-E.
2. По секое ажурирање на индивидуален модел на мрежа, заедничкиот модел на мрежа се ажурира соодветно за една year-ahead со примена на методологијата утврдена во согласност со Член 67 (1).

#### *Член 69*

#### **Индивидуални и заеднички модели на мрежа за week-ahead**

1. Доколку барем два ОЕПС сметаат дека е потребно, тие го утврдуваат најрепрезентативното сценарио за координирање на анализата на оперативната сигурност на нивниот преносен систем на електрична енергија за една week-ahead и развиваат методологија за спојување на одделни модели на мрежа аналогно на методологијата за градење на заеднички модел на мрежа за year-ahead врз основа на индивидуалните модели на мрежа од year-ahead во согласност со Член 67 (1).
2. Секој ОЕПС наведен во став 1 ги утврдува или ажурира своите индивидуални модели на мрежа за week-ahead во согласност со сценаријата утврдени во согласност со став 1.
3. ОЕПС наведени во став 1 или трети Страни на кои им е делегирана задачата од ставот 1, развиваат заеднички модели на мрежа за week-ahead во

согласност со методологијата развиена во согласност со став 1 и врз основа на индивидуални модели на мрежа утврдени во согласност со став 2.

#### *Член 70*

### **Методологија за развој на заеднички модели на мрежа за day-ahead и intraday**

1. Најдоцна во рок од шест месеци по стапувањето во сила на оваа Регулатива, сите ОЕПС треба заеднички да развијат предлог за методологија за креирање на заеднички модели на мрежа за day-ahead и intraday од индивидуалните модели на мрежата и нивното складирање. Методологијата ги зема предвид, а каде што е потребно и ги дополнува, условите за работа на методологијата за заеднички модел на мрежа развиена во согласност со Член 17 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222 во однос на следниве елементи:

- (а) дефиниција на временски ознаки;
- (б) рокови за собирање индивидуални модели на мрежа, нивно спојување во заеднички модел на мрежа и зачувување на индивидуални и заеднички модели на мрежа; Роковите се во согласност со регионалните процеси утврдени за подготовка и активирање на корективните мерки;
- (в) воведена контрола на квалитетот на индивидуалните и заедничките модели на мрежа за да се обезбеди нивна комплетност и конзистентност;
- (г) корекции и подобрувања на индивидуалните и заедничките модели на мрежа, со барем спроведување на контролите за квалитет наведени во точка (в) и
- (д) ракување со дополнителни информации во врска со оперативните аранжмани, како што се поставните точки за заштита или планови за заштита на системот, еднополна шема и конфигурациите на трафостаниците за управување со оперативната сигурност.

2. Секој ОЕПС развива day-ahead и intraday индивидуални модели на мрежа од во согласност со став 1 и ги објавува на Платформата за размена на податоци за планирање на ENTSO-E.

3. Кога се креираат day-ahead или intraday индивидуални модели на мрежа наведени во став 2, секој ОЕПС вклучува:

- (а) тековни предвидувања за оптоварување и производство;

- (б) достапни резултати од day-ahead и intraday пазарните процеси;
- (в) достапните резултати од задачите за оперативно планирање опишани во Поглавје 6 од Дел III;
- (г) за објекти за производство на електрична енергија приклучени со дистрибутивни системи, збирната излезна моќност заснована на видот на примарен извор на енергија во согласност со податоците дадени во согласност со Членовите 40, 43, 44, 48, 49 и 50;
- (д) актуелната топологија на преносниот систем.

4. Индивидуалните модели на мрежата за day-ahead и intraday мора да ги содржат веќе сите прифатени корективни мерки и тие мора јасно да се разликуваат од внесувања и повлекувањата утврдени во согласност со Член 40 (4) и мрежната топологија без применети корективни мерки.

5. Секој ОЕПС ја проценува точноста на променливите во став 3 со споредување на променливите со нивните вистински вредности, земајќи ги предвид принципите утврдени во согласност со Член 75 (1) (в).

6. Доколку, по проценката од став 5, ОЕПС смета дека точноста на променливите е недоволна за проценка на оперативната сигурност, ќе ги утврди причините за неточноста. Ако причините зависат од процесите на ОЕПС што ги одредуваат индивидуалните модели на мрежа, тој ОЕПС ги прегледува овие процеси за да постигне поточни резултати. Доколку причините зависат од променливите обезбедени од други Страни, тој ОЕПС, заедно со тие други Страни, се обидува да обезбеди точност на тие променливи.

## *Член 71*

### **Контрола на квалитетот на моделот на мрежа**

При утврдување на контроли на квалитет во согласност со Член 67 (1) (б) и Член 70 (1) (в) сите ОЕПС заеднички воспоставуваат контроли за да проверат барем:

- (а) кохерентност на состојбата на приклучување на интерконективните далеководи;
- (б) дали вредностите на напонот се во рамките на нормалните оперативни вредности за елементите на преносниот систем што влијаат на другите контролни области;

(в) кохерентност на дозволените краткотрајни преоптоварувања на интерконективните далеководи и

(г) дека внесувањата и повлекувањата на активна и реактивна моќност се во согласност со нормалните оперативни вредности.

## ГЛАВА 2

### АНАЛИЗА НА ОПЕРАТИВНА СИГУРНОСТ

#### Член 72

#### **Анализа на оперативна сигурност при оперативно работење**

1. Секој ОЕПС спроведува координирана анализа на оперативна сигурност најмалку во следните периоди:

(a) year-ahead;

(б) week-ahead ако е применливо во согласност со Член 69;

(в) day-ahead; и

(г) intraday.

2. При спроведување на координирана анализа на оперативната сигурност, ОЕПС ја применува методологијата донесена врз основа на Член 75.

3. Со цел да се спроведе анализа на оперативната сигурност, секој ОЕПС, во N-состојба, го симулира секој испад од списокот на испади утврден во согласност со Член 33 и да провери дали во состојба (N-1) во неговата контролна област не се надминати оперативните сигурносни ограничувања во согласност со Член 25.

4. Секој ОЕПС спроведува анализа на оперативната сигурност користејќи барем заеднички модели на мрежа утврдени во согласност со Членовите 67, 68 и 70 и, доколку е применливо, Член 69 и ќе ги земе предвид планираните испади при извршување на овие анализи.

5. Секој ОЕПС ги разменува резултатите од својата анализа на оперативна сигурност барем со оние ОЕПС чии елементи се наоѓаат во областа за надгледување на ОЕПС и кои, според таа анализа, се засегнати, со цел да им

се овозможи на овие ОЕПС да потврдат дека ги почитуваат оперативните сигурносни ограничувања во рамките на нивните регулаторни области.

### *Член 73*

#### **Анализа на оперативна сигурност за year-ahead и week-ahead**

1. Секој ОЕПС спроведува анализа на оперативна сигурност за year-ahead, доколку е применливо, една week-ahead за да ги открие барем следниве ограничувања:

(а) текот на моќност и напони што ги надминуваат оперативните сигурносни ограничувања;

(б) нарушување на ограничувањата на стабилност на преносниот систем утврдени во согласност со Член 38 (2) и (6) и

(в) преминување на прагот на струја на куса врска на преносниот систем.

2. Кога ОЕПС ќе открие можно ограничување, тој треба да креира корективни мерки во согласност со Членовите 20 до 23. Ако не се достапни корективните мерки без трошоци и ограничувањето е поврзано со планираната недостапност на релевантното средство, ограничувањето се смета за некомпатибилно со планираното исклучување во согласност со Член 95 или Член 100, во зависност од времето во годината кога е покрената мерката.

### *Член 74*

#### **Анализа на оперативната сигурност за day-ahead, intraday и во скоро реално време**

1. Секој ОЕПС спроведува анализи на оперативна сигурност во day-ahead, intraday, и во скоро реално време за да открие ограничувања и да подготви и активира корективна мерка со кој било друг засегнат ОЕПС и, доколку е применливо, засегнатите ОДС или ЗКМ.

2. Секој ОЕПС ги следи предвидувањата за оптоварување и производство. Доколку овие предвидувања укажуваат на значително отстапување на



оптоварувањето или производството, ОЕПС ја ажурира својата анализа на оперативната сигурност.

3. При анализата на оперативната сигурност во скоро реално време во неговата област за надгледување, секој ОЕПС користи проценка на состојбата.

#### *Член 75*

### **Методологија за координација на анализата на оперативната сигурност**

1. Не подоцна од 12 месеци по стапувањето во сила на оваа Регулатива, сите ОЕПС мораат заеднички да креираат предложена методологија за координација на анализата на оперативната сигурност. Оваа методологија се обидува да ја стандардизира анализата на оперативната сигурност барем на ниво на синхроната област и го вклучува барем следново:

(а) методи за проценка на влијанието на елементите на преносниот систем и ЗКМ лоцирани надвор од контролната област на ОЕПС со цел да се утврдат елементите лоцирани во областа за надгледување и праговите на чувствителност на испади над кои испадите на овие елементи претставуваат надворешни испади;

(б) принципи на заедничка проценка на ризик што опфаќа барем испади наведени во Член 33:

(i) поврзана веројатност;

(ii) дозволени краткотрајни преоптоварувања и

(iii) влијанија од испади;

(в) принципи за проценка и ракување со неизвесностите на производството и оптоварувањето, земајќи го предвид ограничувањето на довербата во согласност со Член 22 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222;

(г) барања за координација и размена на информации помеѓу регионалните координативни центри во врска со должностите наведени во Член 77 (3).

(д) улогата на ENTSO-E во управувањето со заедничките алатки, подобрувањето на правилата за квалитет на податоците и следењето на методологијата за координирана анализа на оперативната сигурност и заедничките одредби за регионална координација на оперативната сигурност во секој регион за пресметка на капацитетот.

2. Методите наведени во став 1 (а) овозможуваат идентификување на сите елементи во областа за надгледување на ОЕПС, без разлика дали се елементи на мрежа на други ОЕПС или ОДС директно приклучени на преносен систем на електрична енергија, модулите за производство на електрична енергија или потрошувачите. Овие методи ги земаат предвид следниве елементи на преносниот систем и карактеристиките на ЗКМ:

(а) статусот на приклучувањето или електрични вредности (како напон, проток на енергија, аголна стабилност кои значително влијаат, над стандардни прагови, за точноста на резултатите од проценката за контролната област на ОЕПС;

(б) статусот на приклучувањето или електрични вредности (како напон, проток на енергија, аголна стабилност) кои значително влијаат над вообичаените прагови, за точноста на резултатите од анализата на оперативната сигурност на ОЕПС и

(в) барање да се обезбеди соодветна застапеност на сродните елементи во област за надгледување на ОЕПС.

3. Вредностите наведени во став 2 (а) и (б) се определуваат според ситуации што добро ги претставуваат различните услови што може да се очекуваат и се карактеризираат со променливи како што се нивото и моделот на производство, нивото на размена и исклучување на средствата.

4. Методите наведени во став 1 (а) овозможуваат да се идентификуваат сите елементи на списокот на надворешни испади на ОЕПС кои ги имаат следниве карактеристики:

(а) кој било елемент со фактор што влијае на електричните вредности, како што се напон, проток на енергија, аголна стабилност, во контролната област на ОЕПС што е поголем од вообичаените прагови на чувствителност на испад, што значи дека исклучувањето на овој елемент може да влијае на резултатите од анализата на испадите на ОЕПС;

(б) изборот на прагови на чувствителност на испади го минимизира ризикот дека појавата на испад идентификуван во контролната област на друг ОЕПС, а не на списокот на надворешни испади на ОЕПС, ќе предизвика однесување на системот на ОЕПС кое не се смета за прифатливо за кој било елемент од неговата листа на внатрешни испади, како на пример состојба на тревога;

(в) проценката на овој ризик се заснова на ситуации што се репрезентативни на различните услови што можат да се очекуваат и кои се карактеризираат со

варијабли како што се нивото и моделот на производство, нивото на размена и исклучувањето на средствата.

5. Принципите за заедничка проценка на ризикот наведени во став 1 (б) ги утврдуваат критериумите за проценка на сигурноста на меѓусебно приклучениот систем. Овие критериуми се утврдени во однос на усогласеното ниво на максимално прифатен ризик од анализите за сигурност од различни ОЕПС. Овие принципи се однесуваат на:

- (а) доследност при дефинирање на исклучителни испади;
- (б) евалуација на веројатноста и влијанието на исклучителни испади и
- (в) земајќи ги предвид исклучителните испади од списокот на испади на еден ОЕПС кога нивната веројатност го надминува прагот на чувствителност на испад.

6. Принципите за проценка и справување со неизвесностите наведени во точка (в) од став 1 треба да обезбедат одржување на влијанието на несигурностите во врска со производството или потрошувачката под прифатливо и усогласено максимално ниво за анализа на оперативната сигурност на секој ОЕПС. Овие принципи утврдуваат:

- (а) усогласени услови доколку еден ОЕПС ја ажурира својата анализа за оперативна сигурност. Овие услови ги земаат предвид важните аспекти како што се периодот за кој се предвидува потрошувачката и производството, степенот на промена на прогнозираните вредности во контролната област на ОЕПС или во контролните области на други ОЕПС, локациите за производство и потрошувачка и претходните резултати од нивната анализа на оперативната сигурност.

- (б) минимална фреквенција на ажурирање на прогнозите за производство и потрошувачка, во зависност од нивната варијабилност и инсталираната моќност на производството што не може да се диспечира.

## *Член 76*

### **Предлог за регионална координација на оперативна сигурност**

1. Најдоцна во рок од 3 месеци по одобрувањето на методологијата за координација на анализата за оперативната сигурност од член 75 став 1, сите ОЕПС од секој регион мора заеднички да изготват предлог за заеднички

одредби за регионална координација на оперативната сигурност што треба да ги применуваат регионалните координативни центри и ОЕПС на регионот за пресметка на капацитет. Предлогот ги почитува методологиите за координирање на анализата на оперативната сигурност креирана во согласност со Член 75 (1) и ги надополнува, соодветно, методологиите креирани во согласност со Членовите 35 и 74 од регулативата (ЕУ) 2015/1222. Предлогот утврдува:

(а) условите и фреквенцијата на внатрешна координација на анализата на оперативната сигурност и ажурирање на моделот на заедничка мрежа од страна на регионалниот координативен центар;

(б) методологија за подготовка на корективни мерки управувани на координиран начин, земајќи ја предвид нивната прекугранична важност утврдена во согласност со Член 35 од Регулацијата (ЕУ) 2015/1222 и која ги зема предвид барањата во Членовите 20 до 23 и утврдува барем следното:

(i) постапката за размена на информации за достапните корективни мерки помеѓу релевантните ОЕПС и регионалниот координативен центар;

(ii) класификација на ограничувања и корективни мерки во согласност со Член 22;

(iii) идентификување на најефикасните и економски ефективните корективни мерки во случај на нарушувања на оперативната сигурност наведени во Член 22;

(iv) подготовка и активирање на корективни мерки во согласност со Член 23 (2);

(v) распределба на трошоците за корективни мерки наведени во Член 22, дополнувајќи ја, соодветно, заедничката методологија креирана во согласност со Член 74 од регулативата (ЕУ) 2015/1222. Во принцип, трошоците за не прекуграничното загушување се на товар на ОЕПС одговорен за дадена контролна област, а трошоците за значајното прекугранично загушување се на товар на ОЕПС одговорни за контролните области со релативно отежнувачко влијание на размената на енергија помеѓу контролните области.

2. При утврдување дали загушувањето има прекугранична важност, ОЕПС го земаат предвид загушувањето што би се случило доколку нема размена на енергија помеѓу контролните области.

## **Организација за регионална координација на оперативната сигурност**

1. Предлогот на сите ОЕПС во даден регион за пресметување на капацитетот за заеднички одредби за регионална координација на оперативната сигурност согласно Член 76 (1), исто така, содржи заеднички одредби за организација на регионална координација на оперативната сигурност, вклучувајќи барем:

(а) назначување регионални координативни центри за извршување на должностите наведени во став 3 за тој регион за пресметка на капацитет;

(б) правила за работа на регионалните координативни центри и нивното управување, кои обезбедуваат фер третман на сите ОЕПС кои се членки;

(в) ако ОЕПС предложат назначување на повеќе од еден регионален координативен центар во согласност со точката (а):

(i) предлог за кохерентна распределба на одговорностите помеѓу регионалните координативни центри кои ќе бидат активни во регионот за пресметка на капацитетите. Предлогот мора да ја земе предвид потребата за координирање на различните должности доделени на регионалните координативни центри;

(ii) проценка што покажува дека предложената структура на регионалните координативни центри и распределбата на одговорностите се ефикасни, ефективни и во согласност со регионалниот координиран пресметан капацитет согласно Членовите 20 и 21 од Регулативата (ЕУ) 1222/2015;

(iii) координација и процес на донесување одлуки кои ефикасно ги усогласуваат спротивставените ставови на регионалните координативни центри во регионот за пресметка на капацитетите.

2. При изготвување на заеднички одредби за организација на регионална координација на оперативната сигурност наведени во став 1, треба да се исполнат следниве услови:

(а) секој ОЕПС е опфатен од најмалку еден регионален координативен центар;

(б) сите ОЕПС треба да се осигураат дека вкупниот број на регионални координативни центри низ Унијата не надминува шест.

3. ОЕПС на секој регион за пресметување на капацитетот предлагаат делегирање на следниве должности во согласност со став 1:

(а) регионална координација на оперативната сигурност во согласност со Член 78 со цел поддршка на ОЕПС во исполнување на нивните обврски за year-ahead, day-ahead и intraday периодите од Член 34 (3) и Членови 72 и 74;

(б) развој на заеднички модел на мрежа во согласност со Член 79;

(в) регионална координација на испадита во согласност со Член 80 за поддршка на ОЕПС во исполнувањето на нивните обврски од Членовите 98 и 100;

(г) регионални проценки на адекватност во согласност со Член 81 за поддршка на ОЕПС во исполнувањето на нивните обврски од Член 107.

4. При извршувањето на неговите / нејзините должности, Регионалниот координативен центар ги зема предвид податоците што ги опфаќаат барем сите регионални пресметувања на капацитети за кои се доделени должностите, вклучувајќи ги и областите за надгледување на сите ОЕПС во тие региони за пресметување на капацитети.

5. Сите регионални координативни центри мора да ги извршуваат своите задачи на координиран начин со цел да се олесни постигнувањето на целите на оваа Регулатива. Сите регионални координативни центри мора да осигураат дека процесите се координирани и дека, освен ако удвојувањето не е оправдано со ефикасност или потребата да се обезбеди континуитет на услугата, се развиваат заеднички алатки за да се обезбеди ефикасна соработка и координација на регионалните координативни центри.

## *Член 78*

### **Регионална координација на оперативна сигурност**

1. Секој ОЕПС ќе му обезбеди на регионалниот координативен центар сите информации и податоци потребни за координирана регионална проценка на оперативната сигурност, и тоа барем:

(а) ажуриран список на испади утврдени во согласност со критериумите дефинирани во методологијата за координација на анализата на оперативната сигурност донесена во согласност со Член 75 (1);

(б) ажуриран список на можни корективни мерки од категориите наведени во Член 22 и нивните очекувани трошоци доставени во согласност со Член 35 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222 ако корективните мерки вклучуваат

перераспределба или трговија во спротивна насока, со која се отстрануваат сите ограничувања утврдени во регионот;

(в) оперативни сигурносни ограничувања утврдени во согласност со Член 25.

2. Секој регионален координативен центар:

(а) врши проценка на координираната регионална оперативна сигурност во согласност со Член 76 врз основа на заеднички модели на мрежа утврдени во согласност со Член 79, список на испади и оперативни сигурносни ограничувања обезбедени од секој ОЕПС наведен во став 1. Резултатите од координираната проценка на регионална оперативна сигурност ќе бидат доставени до ОЕПС од тој регион за пресметка на капацитетот. Доколку открие ограничување, ќе им препорача на надлежните ОЕПС најефективни и најисплатливи корективни мерки и може да препорача различни корективни мерки од оние што ги спроведуваат ОЕПС; Препораката за корективна мерка мора да биде придружена со образложение;

(б) координира подготовка на корективни мерки со и меѓу ОЕПС во согласност со Член 76 (1) (б) за да им овозможи на ОЕПС да активираат корективни мерки во реално време на координиран начин.

3. При проценка на координираната регионална оперативна сигурност и утврдувањето на соодветните корективни мерки регионалниот координативен центар се координира со другите регионални координативни центри.

4. Кога ОЕПС ќе ги добие од регионалниот координативен центар резултатите од координираната регионална проценка на оперативната сигурност со предлог за корективна мерка, ги оценува препорачаните корективни мерки за елементите кои се опфатени со нејзе, и кои се наоѓаат во неговата контролна област. Притоа, ќе ги примени одредбите од Член 20. ОЕПС одлучува дали ќе ги примени препорачаните корективни мерки. Доколку одлучи да не ја примени, тој е должен да му ја објасни оваа одлука на регионалниот координативен центар. Доколку ОЕПС одлучи да ги примени препорачаните корективни мерки, ги применува на елементите во својата контролна област под услов да ги исполнува условите во реално време.

## *Член 79*

### **Создавање на заеднички модел на мрежа**

1. Секој регионален координативен центар го проверува квалитетот на одделните модели на мрежа со цел да придонесе за развој на заеднички модел на мрежа за секој одреден период во согласност со методологиите наведени во Член 67 (1) и член 70 (1).
2. Секој ОЕПС за својот регионален координативен центар ќе стави на располагање индивидуален модел на мрежа потребен е да се изгради заеднички модел на мрежа за секој период на платформата за размена на податоци за оперативно планирање на ENTSO-E.
3. Кога е соодветно, секој регионален координативен центар бара од засегнатите ОЕПС да ги корегираат своите индивидуални модели на мрежа со цел нивно подобрување и усогласување со контролата на квалитетот.
4. Секој ОЕПС ги корегира своите индивидуални модели на мрежа, откако ќе провери доколку е потребно, врз основа на барањето на регионалниот координативен центар или друг ОЕПС.
5. Во согласност со методологиите наведени во Член 67 (1) и Член 70 (1) и во согласност со Член 28 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, сите ОЕПС назначуваат регионален координативен центар за да развијат заеднички модел на мрежа за секој период и да го складираат на платформата за размена на податоци за оперативно планирање на ENTSO-E.

## *Член 80*

### **Регионална координација за испади**

1. Региони за координација на исклучување во рамките на кои ОЕПС ги координираат испадита мора да бидат еднакви на најмалку два региона за пресметување на капацитетот.
2. ОЕПС од два или повеќе региони за координација на исклучување може да се согласат да ги спојат во единствен регион за координација на исклучување. Во тој случај, тие утврдуваат кој регионален координативен центар ќе ги извршува должностите наведени во Член 77 (3).
3. Секој ОЕПС ќе му обезбеди на регионалниот координативен центар информации потребни за откривање и елиминирање на регионалните некомпатибилности на планираните испади што содржат најмалку:



(а) планови за достапност на внатрешно релевантни средства, складирани на платформата за размена на податоци за оперативно планирање на ENTSO-E;

(б) најновите планови за достапност за сите ирелевантни средства во неговата регулаторна област кои:

i) може да влијае на резултатите од анализата на некомпатибилност за исклучување;

ii) се моделирани во индивидуални модели на мрежа што се користат за проценка на некомпатибилноста на исклучувањето;

(в) сценарија според кои треба да се испитаат некомпатибилностите на планираните испади и да се користат за развој на соодветни заеднички модели на мрежи добиени од заеднички модели на мрежа за различни периоди утврдени во согласност со Членовите 67 и 79.

4. Секој регионален координативен центар спроведува регионални анализи на оперативна сигурност засновани на информации обезбедени од соодветните ОЕПС за да открие каква било некомпатибилност на планираните испади. Тој им обезбедува на сите ОЕПС во регионот на координација на испади список на откриени некомпатибилности на планираните испади и решенија кои предлагаат отстранување на овие некомпатибилности.

5. Во исполнувањето на обврските утврдени во став 4, секој регионален координативен центар за ги координира своите анализи со другите регионални координативни центри.

6. Во исполнувањето на нивните обврски согласно Член 98 (3) и Член 100 (4) (б), сите ОЕПС ги земаат предвид резултатите од проценката што им ги дава регионалниот координативен центар во согласност со ставовите 3 и 4.

## *Член 81*

### **Проценка на регионална адекватност**

1. Секој регионален координативен центар спроведува проценки на регионалната адекватност најмалку една week-ahead.

2. Секој ОЕПС ќе му обезбеди на регионалниот координативен центар информации потребни за извршување на регионалните проценки на адекватност наведени во став 1, вклучувајќи:

(а) очекуван вкупен обем на работа и расположиви ресурси за управување со потрошувачката;

(б) достапност на модули за производство

(в) оперативни сигурносни ограничувања

3. Секој регионален координативен центар ја проценува адекватноста врз основа на информации од соодветните ОЕПС за да идентификува ситуации каде што се очекува адекватност во која било контролна област или на регионално ниво, земајќи ги предвид можните прекугранични размени и оперативните сигурносни ограничувања. Ги доставува резултатите и мерките што ги предлага за намалување на ризикот до ОЕПС од тој регион за пресметка на капацитетот. Овие мерки вклучуваат предлози за корективни мерки за зголемување на прекуграничната размена.

4. При спроведување на регионална проценка на адекватност, секој регионален координативен центар ќе се координира со другите регионални координативни центри.

## ГЛАВА 3

### КООРДИНАЦИЈА НА ИСКЛУЧУВАЊЕ

#### ПОГЛАВЈЕ 1

#### *Ргиони за координација на исклучување и релевантни средства*

#### *Член 82*

#### **Цел на координацијата на исклучување**

Секој ОЕПС, во случаите наведени во оваа Регулатива, со поддршка на регионалниот координативен центар, ќе ги координира испадита во согласност со принципите во ова Поглавје за да го следи статусот на достапност на релевантните средства и да ги координира плановите за достапност за да се обезбеди оперативна сигурност на преносниот систем.

#### *Член 83*

## **Регионална координација**

1. Сите ОЕПС од еден регион за координација на испади заеднички креираат оперативна процедура за регионална координација со цел да се утврдат оперативните аспекти за спроведување на координацијата за исклучување во одреден регион, која вклучува:

(а) фреквенцијата, обемот и видот на координација, барем за year-ahead и week-ahead периодите;

(б) одредби за употреба на проценки извршени од регионалниот координативен центар во согласност со Член 80;

(в) практични аранжмани за валидација на релевантните планови за достапност на елементите на мрежата за year-ahead како што се бара во Член 98.

2. Секој ОЕПС учествува во координација на испадита во неговите региони за координација на испади и ги применува оперативните процедури за регионална координација утврдени во согласност со став 1.

3. Доколку се појават некомпатибилности на планираните испади помеѓу различни региони за координација на испадита, сите ОЕПС и регионалните координативни центри од овие региони ќе ги отстранат овие некомпатибилности на координиран начин.

4. Секој ОЕПС ќе им обезбеди на другите ОЕПС од истиот регион за координација на испади сите релевантни информации што ги имаат на располагање за инфраструктурните проекти поврзани со преносниот систем, дистрибутивните системи, затворените дистрибутивни системи, модулите за производство или потрошувачите што можат да влијаат на работењето на контролната област на друг ОЕПС во регионот за координација на испадита.

5. Секој ОЕПС им ги обезбедува на ОДС директно приклучени на преносна мрежа во неговата контролна област сите релевантни информации со кои располага околу инфраструктурните проекти приклучени со преносниот систем што може да влијаат на работата на системот за дистрибуција на овие ОДС.

6. Секој ОЕПС им ги обезбедува на ОЗДС директно приклучени на преносна мрежа во неговата контролна област сите релевантни информации со кои располага за инфраструктурните проекти поврзани со преносниот систем што

може да влијае на работата на затворениот систем за дистрибуција на овие ОДС.

#### *Член 84*

### **Методологија за проценка на важноста на алатките за координација на исклучувањето**

1. Не подоцна од 12 месеци по стапувањето во сила на оваа Регулатива, сите ОЕПС, барем за секоја синхрона област, треба заеднички да развијат методологија за проценка на важноста на модулите за производство, потрошувачите и мрежните елементи кои се наоѓаат во преносниот систем или дистрибутивниот систем, вклучително и затворени дистрибутивни системи, за координација на испадита.

2. Методологијата од став 1 се заснова на квалитативни и квантитативни аспекти што го одредуваат влијанието врз контролната област на ОЕПС, на статусот на достапност на модулите за производство на електрична енергија, потрошувачот или мрежните елементи кои се наоѓаат во преносниот систем или дистрибутивниот систем, вклучително и затворените дистрибутивни системи и кои се директно или индиректно приклучени со контролната област на друг ОЕПС, а особено се заснова на:

(а) квантитативни аспекти засновани на проценка на промените во електричните вредности, како што се напон, проток на енергија и агол на ротор на барем еден елемент на мрежата во контролната област на ОЕПС поради промени во статусот на достапност на потенцијално релевантно средство во друга контролна област. Оваа евалуација се спроведува врз основа на заеднички модели на мрежа за year-ahead;

(б) праговите за чувствителност на електричните вредности наведени во точка (а) во однос на кои се проценува релевантноста на средствата; Овие прагови се усогласени барем во синхроната област;

(в) способноста на потенцијално релевантните модули за производство или потрошувачите да се квалификуваат како ЗКМ;

(г) квалитативни аспекти како што се големината на потенцијално релевантните модули за производство, потрошувачите или елементите на мрежите и нивните растојанија од границите на контролната област;

(д) систематска важност на сите елементи на мрежа кои се наоѓаат во преносниот систем или дистрибутивниот систем а поврзуваат различни контролни области и

(ѓ) систематска важност на сите критични елементи на мрежа.

(е) Методологијата развиена во согласност со став 1 е во согласност со методите за проценка на влијанието на елементите на преносниот систем и ЗКМ надвор од контролната област на ОЕПС утврдени во согласност со Член 75 (1) (а).

### *Член 85*

#### **Списоци на релевантни модули за производство и релевантни потрошувачи**

1. Најдоцна во рок од 3 месеци по одобрувањето на методологијата за проценка на важноста на средствата за координација на исклучувањето наведени во Член 84 (1), сите ОЕПС од секој регион за координација на испади мора заеднички да ја проценат релевантноста на модулите за производство и потрошувачите за координација на испадита врз основа на таа методологија, и да состават листа за секој регион за координација на испадита.

2. Сите ОЕПС од еден регион за координација на испади, заеднички ќе направат список на релевантни модули за производство и соодветни потрошувачи во тој регион за координација на испади, достапен на платформата за размена на податоци за планирање ENTSO-E.

3. Секој ОЕПС ќе испрати до своето регулаторно тело список на релевантни модули за производство и релевантни потрошувачи за секој регион за координација на исклучување во кој учествува.

4. ОЕПС за секое внатрешно релевантно средство што е модул за производство или потрошувач:

(а) го известува сопственикот на релевантниот модул за производство или релевантниот потрошувач за списокот;

(б) ги известува ОДС за релевантните модули за производство и релевантните потрошувачи приклучени на нивниот дистрибутивен систем и

(в) ги информира ОЗДС за релевантни модули за производство и соодветните потрошувачи приклучени со нивниот затворен дистрибутивен систем.

## *Член 86*

### **Ажурирање на списокот на релевантни модули за производство и релевантни потрошувачи**

1. До 1 јули секоја календарска година, сите ОЕПС од секој регион за координација на испади мора заеднички да ја проценат релевантноста на модулите за производство и потрошувачите за координација на исклучување врз основа на методологијата развиена во согласност со Член 84 (1).
2. Кога е соодветно, сите ОЕПС од секој регион за координација на испади заеднички ќе одлучат да го ажурираат списокот на релевантни модули за производство и релевантни потрошувачи во тој регион за координација на испади пред 1 август од секоја календарска година.
3. Сите ОЕПС од еден регион за координација на испади ќе направат ажуриран список за тој регион за координација на испади достапен на платформата за размена на податоци за оперативно планирање на ENTSO-E.
4. Секој ОЕПС од регионот за координација на исклучување ги информира Страните наведени во Член 85 (4) за содржината на ажурираната листа.

## *Член 87*

### **Список на релевантни елементи на мрежа**

1. Најдоцна во рок од 3 месеци по одобрувањето на методологијата за проценка на важноста на средствата за координација на исклучувањето наведени во Член 84 (1), сите ОЕПС од секој регион за исклучување на координацијата мора заеднички да ја проценат релевантноста на елементите на мрежата во преносниот систем или дистрибутивниот систем, да го координираат исклучувањето и да состават список на релевантни елементи на мрежата по региони за координација на исклучувањето.
2. Списокот на релевантни елементи на мрежата во регионот за координација на исклучувањето ги содржи сите елементи на мрежата на преносниот систем или дистрибутивниот систем, вклучувајќи го и затворениот дистрибутивен систем, лоциран во тој регион за координација на

исклучување, кои се утврдени како релевантни со методологијата утврдена во согласност со Член 84 (1).

3. Сите ОЕПС од еден регион за координација на испади заеднички го прават списокот на елементите на мрежа достапни на платформата за размена на податоци за оперативно планирање на ENTSO-E.

4. Секој ОЕПС го информира своето регулаторно тело за списокот на релевантни елементи на мрежата за секој регион за координација на исклучување во кој учествува.

5. ОЕПС за секое внатрешно релевантно средство што е елемент на мрежата:

(а) го известува сопственикот на соодветниот елемент на мрежа од списокот;

(б) ги информира ОДС за соодветните елементи на мрежа приклучени со нивниот дистрибутивен систем и

(в) ги информира ОЗДС за релевантните елементи на мрежа приклучени со нивниот затворен дистрибутивен систем.

## *Член 88*

### **Ажурирање на списокот на релевантни елементи на мрежа**

1. До 1 јули секоја календарска година, сите ОЕПС од секој регион за координација на испади, заеднички ќе ја проценат релевантноста на елементите на мрежа во преносниот систем или дистрибутивниот систем, врз основа на методологијата утврдена во согласност со Член 84 (1), вклучувајќи го и затворениот систем на дистрибуција.

2. Кога е соодветно, сите ОЕПС од еден регион за координација на испади заеднички ќе одлучат да го ажурираат списокот на релевантни елементи на мрежата во тој регион за координација на испади пред 1 август од секоја календарска година.

3. Сите ОЕПС од еден регион за координација на испади ќе го направат ажурираниот список достапен на платформата за размена на податоци за оперативно планирање на ENTSO-E.

4. Секој ОЕПС од регионот за координација на исклучување ги информира Страните наведени во Член 85 (4) за содржината на ажурираниот список.

## *Член 89*

### **Назначување одговорен инженер за планирани исклучувања**

1. Секој ОЕПС дејствува како одговорен инженер за планирани исклучувања за секој релевантен елемент на мрежата што ја управува.
2. За сите други релевантни средства, сопственикот назначува одговорен инженер за планирани исклучувања или дејствува како одговорен инженер за планирани исклучувања за соодветното релевантно средство и го известува неговиот ОЕПС за тоа назначување.

## *Член 90*

### **Ракување со релевантни средства во дистрибутивен систем или затворен дистрибутивен систем**

1. Секој ОЕПС се координира со ОДС што планира исклучување на внатрешно релевантните средства приклучени со неговиот дистрибутивен систем.
2. Секој ОЕПС се координира со планирањето за исклучување на ОЗДС на внатрешно релевантните средства приклучени на неговиот затворен дистрибутивен систем.

## *ПОГЛАВЈЕ 2*

### ***Развој и ажурирање на планови за достапност на релевантни средства***

## *Член 91*

### **Промени во роковите за координација на испадита за year-ahead**

Сите ОЕПС во синхроната област може да се согласат да усвојат и воведат временска рамка за координација на испадита за year-ahead, што се разликува од временската рамка утврдена во Членовите 94, 97 и 99, доколку тоа не влијае на координацијата на исклучувањето на другата синхрона област.



## Член 92

### Општи одредби за плановите за достапност

1. Релевантното средство може да има еден од следниве статуси на достапност:
  - (а) „Достапно“ доколку е во можност и сака да ја обезбеди услугата без оглед дали е во функција или не;
  - (б) „Недостапно“ доколку не е во можност или не сака да ја даде услугата;
  - (в) „Пробно“, доколку се испитува способноста на релевантните средства за давање на услугата.
2. Статусот на "пробно" се користи само ако има можно влијание врз преносниот систем и во следните периоди:
  - (а) помеѓу првото приклучување и конечното пуштање во работа на релевантниот уред и
  - (б) веднаш по одржување на релевантното средство.
3. Плановите за достапност ги содржат најмалку следниве информации:
  - (а) причината зошто релевантното средство има статус „недостапно“;
  - (б) услови што треба да се исполнат, доколку се утврдат, пред релевантното средство во реално време да стане „недостапно“
  - (в) времето потребно за повторно воспоставување на работењето на релевантното средство доколку тоа е потребно за одржување на оперативната сигурност.
4. Статусот на достапност за секое релевантно средство за периодот од year-ahead се обезбедува со дневна резолуција.
5. Ако плановите за производство и потрошувачка се доставени до ОЕПС во согласност со Член 111, временската разрешница на статусот на достапност мора да биде во согласност со тие планови.

## Член 93

### Долгорочни планови за индикативна достапност

1. Не подоцна од две години пред почетокот на координацијата за исклучување за day-ahead, секој ОЕПС мора да ги процени релевантните планови за индикативна достапност на внатрешно релевантни средства развиени од одговорните инженери за планирани исклучувања во согласност со Членовите 4, 7 и 15 од регулативата (ЕУ) бр. 1095/2010. 543/2013 и нејзините прелиминарни забелешки, вклучувајќи ги и сите откриени некомпатибилности на планираните испади, да бидат доставени до сите претставници за планирање на испади на кои тие се однесуваат.
2. Секој ОЕПС треба да спроведе проценка на индикативните планови за достапност на внатрешно релевантните средства наведени во став 1 секоја година до почетокот на координацијата на испадите за year-ahead.

#### *Член 94*

#### **Предлози за планови за достапност за year-ahead**

1. До 1 август од секоја календарска година, одговорните инженери за планирани исклучувања, освен ОЕПС што учествува во регионот за координација на испади, ОДС или ОЗДС им доставува на ОЕПС што учествуваат во регионот за координација на испади и, доколку е применливо, на ОДС или ОЗДС планот за достапност на секое свое релевантно средство за следната календарска година.
2. ОЕПС наведени во став 1 ќе се обидат да ги разгледаат барањата за измена на планот за достапност веднаш штом ги примат. Доколку тоа не е можно, ќе ги разгледа барањата за измени во планот за достапност по финализирање на координацијата за испади за year-ahead.
3. ОЕПС наведени во став 1 ќе ги разгледаат барањата за измена на планот за достапност по финализирањето на координацијата за испади за year-ahead:  
(а) почитувајќи го редоследот на приемот на барањето и  
(б) примена на постапката утврдена во согласност со Член 100.

#### *Член 95*

**Координација на статусот на достапност на релевантни средства за кои одговорниот инженер за планирани исклучувања не е ОЕПС што учествува**

**во регионот за координација на исклучувањето ниту ОДС или ОЗДС за year-ahead**

1. Секој ОЕПС, врз основа на плановите за достапност добиени согласно Член 94, ќе ја процени појавата на некомпатибилност на планираните испади за периодот year-ahead.
2. Доколку ОЕПС открие некомпатибилност на планирани исклучувања, ја применува следната постапка:
  - (а) го информира секој засегнат одговорен инженер за планирани исклучувања за условите што мора да ги исполни за да се избегнат некомпатибилностите на планираните испади;
  - (б) ОЕПС може да побара еден или повеќе одговорни инженери за планирани исклучувања да достават алтернативен план за достапност што ги исполнува барањата од точка (а) и
  - (в) ОЕПС ја повторува проценката според став 1 за да утврди дали сè уште има некомпатибилност на планираните испади.
3. Доколку одговорниот инженер за планирани исклучувања не достави алтернативен план за достапност по барањето на ОЕПС во согласност со став 2 (б) во обид да избегне каква било некомпатибилност на планираните испади, ОЕПС ќе изготви алтернативен план за достапност во кој:
  - (а) го зема предвид влијанието пријавено од засегнатите одговорни инженери за планирани исклучувања и, доколку е применливо, ОДС или ОЗДС;
  - (б) промените во алтернативниот план за достапност се ограничени на она што е потребно за да се избегне некомпатибилноста на планираните испади и
  - (б) ќе го информира неговото регулаторно тело, засегнатите ОДС и ОЗДС, доколку ги има, и засегнатите одговорни инженери за планирани исклучувања за алтернативниот план за достапност, вклучувајќи ги причините за неговиот развој и влијанието пријавено од засегнатите одговорни инженери за планирани исклучувања и, доколку е применливо, ОДС или ОЗДС.

*Член 96*

**Координација на статусот на достапност на релевантни средства за кои одговорниот инженер за планирани исклучувања на ОЕПС учествува во регионот за координација на исклучувањето, ОДС или ОЗДС за year-ahead**

1. Секој ОЕПС го планира статусот на достапност на релевантните елементи на мрежата што ги поврзуваат различните контролни области за кои тој дејствува како одговорен инженер за планирани исклучувања во координација со ОЕПС од истиот регион за координацијата на испади.
2. Секој ОЕПС, ОДС или ОЗДС го планира статусот на достапност на релевантни елементи на мрежата за кои извршуваат должности на одговорен инженер за планирани исклучувања и кои не поврзуваат различни контролни области врз основа на плановите за достапност направени во согласност со став 1.
3. При утврдување на статусот на достапност на релевантните елементи на мрежата во согласност со ставовите 1 и 2 од ОЕПС, ОДС и ОЗДС:
  - (а) го намалуваат влијанието на пазарот на минимум со зачувување на оперативната сигурност и
  - (б) ќе ги користат како основа плановите за достапност доставени и изготвени во согласност со Член 94.
4. Доколку ОЕПС открие некомпатибилност на планираните испади, овластен е да предложи промена во плановите за достапност на внатрешно релевантни средства за кои одговорниот инженер за планирани исклучувања не е ОЕПС што учествува во регионот за координација на исклучувањето или ОДС или ОЗДС и, во координација со одговорните инженери за планирани исклучувања, наоѓа решение со користење на достапните опции.
5. Доколку статусот на „недостапен“ на релевантниот елемент на мрежата не е планиран по преземањето на мерките наведени во став 4, а отсуството на такви планови би ја загрозило оперативната сигурност, ОЕПС е должен:
  - (а) да ги преземе неопходните чекори за да го испланира статусот „недостапен“ истовремено обезбедувајќи оперативна сигурност и земајќи го предвид влијанието пријавено до ОЕПС од засегнатите одговорни инженери за планирани исклучувања;
  - (б) да ги информира сите вклучени страни за чекорите наведени во точките (а) и
  - (в) да ги извести релевантните регулаторни тела, засегнатите ОДС или ОЗДС доколку ги има и засегнатите одговорни инженери за планирани исклучувања за преземените активности, вклучувајќи го и образложението за таквите

активности, влијанието пријавено од засегнатите инженери за планирани исклучувања и ОДС или ОЗДС каде што е важно.

6. Секој ОЕПС ги става на платформата за размена на податоци за оперативно планирање на ENTSO-E сите информации што ги има на располагање за условите на мрежата кои што треба да се исполнат и корективните мерки кои треба да се подготват и активираат пред да се активира статусот на „недостапен“ или „пробна работа“ за релевантниот елемент на мрежата.

#### *Член 97*

##### **Поднесување на прелиминарни планови за достапност за year-ahead**

1. До 1 ноември секоја календарска година, секој ОЕПС треба да достави до сите други ОЕПС преку платформата за размена на податоци за оперативно планирање на ENTSO-E, прелиминарни планови за достапност за year-ahead за сите внатрешно релевантни средства.
2. До 1 ноември секоја календарска година, ОЕПС треба да му го достави на ОДС прелиминарниот план за достапност за year-ahead за секое внатрешно релевантно средство во дистрибутивниот систем.
3. До 1 ноември секоја календарска година, ОЕПС треба да достави до ОЗДС прелиминарен план за достапност за year-ahead за секое внатрешно релевантно средство во затворениот дистрибутивен систем.

#### *Член 98*

##### **Валидација на плановите за достапност за year-ahead во рамките на регионите за координација на исклучување**

1. Секој ОЕПС анализира дали се јавуваат некомпатибилности на планираните испади кога ќе бидат земени предвид сите преелиминарни планови за достапност за year-ahead.
2. Доколку нема некомпатибилност на планираните испади, сите ОЕПС од еден регион за координација на испади заеднички ги потврдуваат плановите

за достапност за year-ahead за сите релевантни средства на тој регион за координација на испади.

3. Доколку ОЕПС открие некомпатибилност на планираните испади, ОЕПС опфатени со него од регионите кои ги координираат испадите поврзани со таа некомпатибилност, заеднички ќе го утврдат решението во координација со одговорните инженери за планирани исклучувања, ОДС и ОЗДС поврзани со тоа, користејќи ги можностите што им се на располагање, притоа почитувајќи ги што е можно повеќе плановите за достапност дадени од одговорните инженери за планирани исклучувања кои не се ОЕПС и кои учествуваат во регионот за координација на испади или ОДС или ОЗДС во согласност со Членовите 95 и 96. Доколку најдат решение, сите ОЕПС од овие региони за координација на испади ги ажурираат и валидираат плановите за достапност за сите релевантни средства.

4. Доколку не се најде решение за некомпатибилноста на планираните испади, секој од овие ОЕПС, со одобрение од надлежниот регулаторен орган, ако тоа е пропишано од земјата-членка, мора:

(а) сите статуси „недостапни“ или „пробно“ на релевантните средства кои учествуваат во некомпатибилноста на планираните испади се присилно променети во „достапни“ во текот на предметниот период и

(б) да ги извести релевантните регулаторни тела, засегнатите ОДС или ОЗДС, доколку ги има, и засегнатите одговорни инженери за планирани исклучувања за преземените активности, вклучително и образложението за таквите активности, за влијанието пријавено од засегнатите одговорни инженери за планирани исклучувања и ОДС или ОЗДС, каде што е релевантно.

5. Сите ОЕПС од соодветните региони за координација на испади, потоа ги ажурираат и валидираат плановите за достапност за year-ahead за сите релевантни средства.

## *Член 99*

### **Конечни планови за достапност за year-ahead**

1. До 1 декември од секоја календарска година, секој ОЕПС треба да финализира:

(а) координација на исклучувањето на внатрешните релевантни средства за year-ahead и

(б) планови за достапност на внатрешно релевантни средства за year-ahead и ги складира на платформата за размена на податоци за оперативно планирање на ENTSO-E.

2. До 1 декември од секоја календарска година, секој ОЕПС треба да достави до одговорниот инженер за планирање на испади конечен план за достапност за секое внатрешно релевантно средство за year-ahead.

3. До 1 декември на секоја календарска година, секој ОЕПС треба да достави до надлежниот ОДС конечен план за достапност за секое внатрешно релевантно средство во дистрибутивниот систем за year-ahead.

4. До 1 декември секоја календарска година, секој ОЕПС треба да достави до надлежниот ОЗДС конечен план за достапност на секое внатрешно релевантно средство во затворениот систем за дистрибуција за year-ahead.

#### *Член 100*

#### **Ажурирање на конечни планови за достапност за year-ahead**

1. Одговорниот инженер за планирани испади може да покрене постапка за измена на конечниот план за достапност за year-ahead во времето помеѓу финализирањето на координацијата на испади за year-ahead и нејзиното извршување во реално време.

2. Одговорен инженер за планирани испади, освен ОЕПС што учествува во регионот за координација на испади, може да достави барање до надлежните ОЕПС за измена на конечниот план за достапност за year-ahead на релевантните средства за кој е одговорен.

3. Во случај на барање за измена и дополнување во согласност со став 2, се применува следната постапка:

(а) Примателот од ОЕПС го потврдува приемот на барањето и во најкраткиот разумен рок проценува дали промената ќе предизвика некомпатибилност во планираните испади;

(б) доколку се откријат некомпатибилности во планираните испади, ОЕПС вклучени во регионот за координација на испади поврзани со нив, наоѓаат решение во координација со одговорни инженери за планирани испади и,

доколку е применливо, ОДС и ОЗДС поврзани со нив користејќи ги опциите што им се на располагање;

(в) ако не се откријат некомпатибилности во планираните испади или ако тие повеќе не постојат, примателот на ОЕПС ја потврдува бараната промена, а ОЕПС на кој се однесува, тогаш ги известува сите вклучени Страни и го ажурира конечниот план за достапност за year-ahead на платформата за размена на податоци за оперативно планирање на ENTSO-E и

(г) доколку не се најде решение за некомпатибилноста на планираните испади, примателот на ОЕПС ја отфрла бараната промена.

4. Доколку ОЕПС кој учествува во регионот за координација на испади, има намера да го измени конечниот план за достапност за year-ahead за релевантното средство за кое е одговорен инженер за планирани испади, ќе започне со следнава постапка:

(а) Подносителот на ОЕПС подготвува предлог за измена на планот за достапност за year-ahead, вклучувајќи проценка дали измената може да предизвика некомпатибилност на планираните испади и ќе го достави до сите други ОЕПС во нивните региони за координација на испади;

(б) доколку се откријат некомпатибилности на планирани исклучувања, ОЕПС од регионот за координација на исклучувањето на којшто се однесуваат, наоѓаат решение во координација со засегнатите одговорен инженер за планирани испади и, доколку е применливо, ОДС и ОЗДС користејќи ги опциите што им се на располагање;

(в) доколку не се откријат некомпатибилности на планираните испади или ако се најде решение за некомпатибилноста на планираните испади, засегнатите ОЕПС ја потврдуваат бараната промена и потоа ги известуваат сите засегнати Страни и го ажурираат конечниот план за достапност за year-ahead на платформата за размена на податоци за оперативно планирање на ENTSO-E:

(г) доколку не се најде решение за некомпатибилноста на планираните испади, подносителот на ОЕПС ја повлекува постапката за промена.

### *ПОГЛАВЈЕ 3*

#### ***Имплементација на планови за достапност***

##### *Член 101*



## **Постапување под услови на статус на „пробно“ на релевантното средство**

1. Одговорниот инженер за планиран испад на релевантното средство за кое е прогласен статусот „пробно“ мора да достави до ОЕПС, а доколку средството е приклучено со дистрибутивниот или затворениот дистрибутивен систем, до ОДС и ОЗДС еден месец пред почетокот на статусот „пробно“:
  - (а) детален план за тестирање;
  - (б) индикативен план за производство или потрошувачка доколку релевантното средство е релевантен модул за производство или релевантен потрошувач и
  - (в) промени во топологијата на преносниот систем или дистрибутивен систем ако тоа релевантно средство е релевантен елемент на мрежата.
2. Одговорниот инженер за планирање на испади ги ажурира информациите наведени во став 1. Веднаш штом ќе се променат на кој било начин.
3. ОЕПС на релевантното средство за кое е прогласен статусот на „пробно“, по барање, ќе ги пренесе добиените информации во согласност со став 1 на сите други ОЕПС од неговите региони за координација на испади.
4. Доколку релевантното средство споменето во став 1 е релевантен елемент на мрежата што поврзува најмалку две регулаторни области, ОЕПС од тие регулаторни области ќе се согласат за информациите што треба да се дадат во согласност со став 1.

### *Член 102*

## **Справување со присилни исклучувања**

1. Секој ОЕПС развива постапка во случај присилното исклучување да ја загрози неговата оперативна сигурност. Постапката му овозможува на ОЕПС да осигура дека статусот на „достапно“ или „недостапно“ за другите релевантни средства во неговата регулаторна област може да се смени во „недостапно“ или „достапно“.

2. ОЕПС се придржува кон постапката од став 1 само доколку не се договорени решенија за присилни исклучувања со одговорен инженер за планирани испади. ОЕПС за истото го известува регулаторното тело.
3. При спроведувањето на постапката, ОЕПС ги почитува во најголема можна мерка техничките ограничувања на релевантните средства.
4. Одговорниот инженер за планирани испади ќе го извести ОЕПС и, доколку е приклучен со дистрибутивниот или затворениот дистрибутивен систем, ОДС или ОЗДС што е можно поскоро по почетокот на присилното исклучување.
5. При известување за присилно исклучување, одговорен инженер за планирани испади ги обезбедува следниве информации:
  - (а) причината за присилно исклучување;
  - (б) очекуваното времетраење на присилното исклучување и
  - (в) доколку е применливо, влијанието на присилното исклучување врз статусот на достапност на други релевантни средства за кои тој е одговорен инженер за планирани испади.
6. Доколку ОЕПС открие дека планираните испади од став 1 може да предизвикаат излез на преносниот систем од нормалниот режим на работа на работа, тој ќе ги извести засегнатите одговорни инженери за планирани испади за периодот по кој оперативната сигурност повеќе нема да може да се одржува доколку нивните присилно исклучени релевантни средства не бидат вратени во статусот „достапен“. Одговорниот инженер за планирани испади го информираат ОЕПС дали можат да го исполнат овој рок и ако не можат, мора да објаснат зашто.
7. По какви било измени во планот за достапност поради присилни исклучувања и во согласност со периодот утврден во Членовите 7, 10 и 15 од Регулативата (ЕУ) бр. 182/2011. 543/2013, релевантниот ОЕПС ги ажурира информациите за платформата за размена на податоци за оперативно планирање на ENTSO-E.

### *Член 103*

### **Спроведување на планови за достапност во реално време**

1. Секој сопственик на објект за производство на електрична енергија треба да се осигури дека сите релевантни модули за производство што ги има и кои се прогласени за „достапни“ се подготвени за производство на електрична енергија во согласност со нивните технички способности кога е потребно да се одржи оперативна сигурност, освен во случаи на присилно исклучување.
2. Секој сопственик на објект за производство на електрична енергија се осигурува дека никој од релевантните модули за производство што ги поседува и кои се прогласени за „недостапни“ не произведува електрична енергија.
3. Секој сопственик на потрошувач се осигурува дека ниту еден релевантен потрошувач што го поседува и е прогласен за „недостапен“, не троши електрична енергија.
4. Секој сопственик на релевантниот елемент на мрежа гарантира дека сите релевантни елементи на мрежа што ги поседува и кои се прогласени за „достапни“ се подготвени да пренесат електрична енергија во согласност со нивните технички способности кога потребно е да се одржи оперативна сигурност, освен во случаи на присилно исклучување.
5. Секој сопственик на релевантен елемент на мрежа гарантира дека ни еден релевантен елемент на мрежа што го поседува и е прогласен за „недостапен“ не пренесува електрична енергија.
6. Доколку извршувањето на статусот на „недостапно“ или „пробно“ на релевантниот елемент на мрежа подлежи на посебни мрежни услови во согласност со Член 96 (6), предметниот ОЕПС, ОДС или ОЗДС ќе го процени исполнувањето на тие услови пред да се изврши статусот. Доколку овие услови не се исполнети, тој го упатува сопственикот на релевантниот елемент на мрежата да не го извршува статусот „недостапен“ или „пробно“ или дел од тој статус.
7. Доколку ОЕПС утврди дека извршувањето на статусот „недостапно“ или „пробно“ на релевантното средство ќе предизвика или може да предизвика исклучување на нормалниот режим на работа на преносниот систем, тој ќе издаде налог за сопственикот на релевантното средство, доколку е приклучен со преносниот систем, или ОДС или ОЗДС, доколку е приклучен со дистрибутивен или затворен дистрибутивен систем, да го одложи извршувањето на статусот на „недостапен“ или „пробно“ на тоа

релевантно средство во согласност со неговите упатства и до степенот при кој тоа е можно при почитување на техничките и оперативните сигурносни ограничувања.

## ГЛАВА 4

### АДЕКВАТНОСТ

#### *Член 104*

#### **Прогноза за анализа на адекватноста на контролната област**

Секој ОЕПС ја става на располагање секоја прогноза наменета за анализа на адекватноста на контролната област согласно Член 105 и Член 107 на сите други ОЕПС на платформата за размена на податоци за оперативно планирање на ENTSO-E.

#### *Член 105*

#### **Анализа на адекватност на контролната област**

1. Секој ОЕПС спроведува анализа на адекватноста на контролната област, проценувајќи ја можноста збирот на производството во неговата контролна област и способноста за прекуграничен увоз да биде доволен за вкупното оптоварување во неговата контролна област, земајќи го предвид потребното ниво на резерви на активна моќност утврдено во Членовите 118 и 119.
2. При спроведување на анализа на адекватност на контролната област во согласност со став 1, секој ОЕПС:
  - (а) ги користи најновите планови за достапност и најновите достапни податоци за:
    - (i) способностите на модулите за производство дадени во согласност со Член 43 (5) и Членови 45 и 51;
    - (ii) преку зонски капацитет;
    - (iii) можно управување со потрошувачката обезбедено во согласност со Членовите 52 и 53;

(б) да ги земе предвид придонесите за производство од обновливи извори на енергија и оптоварување;

(в) ја проценува веројатноста и очекуваното времетраење на недостатокот на адекватност и очекуваната неиспорачана енергија поради тој недостаток.

3. Секој ОЕПС, што е можно поскоро, откако ќе го процени недостатокот на адекватност во својата контролна област, ќе го извести своето регулаторно тело или, доколку е експлицитно предвидено од националното законодавство, друг надлежен орган и, доколку е применливо, сите засегнати Страни.

4. Откако ОЕПС процени дека не е исполнета адекватноста во неговата контролна област, тој мора да ги информира сите други ОЕПС што е можно поскоро преку Платформата за размена на податоци за оперативно планирање на ENTSO-E.

#### *Член 106*

##### **Адекватност на контролната област за една week-ahead и повеќе**

1. Секој ОЕПС придонесува за пан-европски годишни изгледи за адекватност на производството на лето и зима со примена на методологијата усвоена од ENTSO-E наведена во Член 8 (3) (f) од Регулативата (ЕЗ) бр. 714/2009.

2. Двапати годишно, секој ОЕПС спроведува анализа на адекватноста на регулаторната област за следното лето и следната зима, соодветно, земајќи ги предвид пан-европските сценарија во согласност со пан-европските летни и зимски изгледи за соодветност на производството.

3. Секој ОЕПС ги ажурира своите анализи на адекватност на регулаторната област доколку открие какви било можни промени во статусот на достапност на модулите за производство, проценките на оптоварување, проценките на учеството на енергија од обновливи извори или преку зонски капацитет кои би можеле значително да влијаат на очекуваната адекватност.

#### *Член 107*

##### **Адекватност на контролната област за day-ahead и intraday**

1. Секој ОЕПС спроведува анализа на адекватноста на контролната област за day-ahead и за intraday врз основа на:

(а) планови наведени во Член 111.

(б) прогнозирано оптоварување;

(в) прогнозирано производство од обновливи извори на енергија;

(г) резерви на активна моќност во согласност со информациите утврдени според Член 46 (1) (а);

(д) капацитетите за увоз и извоз на контролната област усогласени со пресметаните преку зонски капацитети, каде што е соодветно, во согласност со Член 14 од регулативата (ЕУ) 2015/1222;

(ѓ) способностите на модулите за производство во согласност со податоците доставени во согласност со Член 43 (4) и Членовите 45 и 51 и нивниот статус на достапност и

(е) способноста на потрошувачот со одзив на потрошувачка во согласност со податоците дадени во согласност со Членовите 52 и 53 и нивниот статус на достапност.

2. Секој ОЕПС проценува:

(а) минималното ниво на увоз и минималното ниво на извоз што е компатибилно со неговата адекватност на контролната област;

(б) очекувано траење на можен недостаток на адекватност и

(в) количината на електрична енергија што не била испорачана за време на недостаток на адекватност.

3. Доколку, по анализата од став 1, се заклучи дека адекватноста не е постигната, секој ОЕПС ќе го извести своето регулаторно тело или друг надлежен орган за недостаток на адекватност. ОЕПС обезбедува регулаторно тело или друг надлежен орган анализа на причините за недостаток на адекватноста и предлага мерки за ублажување.

## ГЛАВА 5

### ПОМОШНИ УСЛУГИ

#### Член 108

## **Помошни услуги**

1. Секој ОЕПС ја следи достапноста на помошните услуги.
2. Во случај на услуги за активна и реактивна моќност, секој ОЕПС, како што е соодветно, во координација со други ОЕПС:
  - (а) планира, организира и управува со набавка на помошни услуги;
  - (б) се следи, врз основа на податоците доставени во согласност со Дел II. Поглавје 2, дали обемот и локацијата на достапните помошни услуги обезбедуваат оперативна сигурност и
  - (в) ги користи сите достапни, ефективни и остварливи средства за набавка на потребното ниво на помошни услуги.
3. Секој ОЕПС го објавува нивото на резервен капацитет потребен за одржување на оперативната сигурност.
4. Секој ОЕПС, на барање, ќе ги информира другите ОЕПС за достапното ниво на резерви на активна моќност.

### *Член 109*

## **Помошни услуги на реактивна моќност**

1. Секој ОЕПС, во однос на своите прогнози, проценува за секој период на оперативно планирање, дали достапните помошни услуги на реактивна моќност се доволни за одржување на оперативната сигурност на преносниот систем.
2. Со цел поефикасно управување со елементите на преносниот систем, секој ОЕПС следи:
  - (а) достапните капацитети на реактивна моќност на објектите за производство на електрична енергија;
  - (б) достапните капацитети на реактивна моќност на потрошувачи директно приклучени на преносна мрежа;
  - (в) расположливите капацитети на реактивна моќност на ОДС;
  - (д) достапната опрема директно приклучена на преносна мрежа посветена на обезбедување реактивна моќност; и

(f) односите на активната моќност и реактивната моќност на интерфејсот помеѓу преносниот систем и дистрибутивниот систем директно приклучени на преносна мрежа.

3. Кога нивото на помошни услуги на реактивна моќност не е доволно за одржување на оперативната сигурност, секој ОЕПС:

(а) ги информира соседните ОЕПС; и

(б) подготвува и активира корективни мерки во согласност со Член 23.

## ГЛАВА 6

### ИЗГОТВУВАЊЕ НА КОНЕЧЕН ДНЕВЕН РАСПОРЕД (scheduling)

#### *Член 110*

#### **Воспоставување на процес за изготвување на конечен дневен распоред**

1. При воспоставување на процес за изготвување на конечен дневен распоред, ОЕПС ги земаат предвид и ги надополнуваат, доколку е потребно, оперативните услови за производство и методологија на податоци за оптоварување развиена во согласност со Член 16 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222.

2. Кога областа за тргување опфаќа само една контролна област, географскиот опсег на областа за изготвување на конечен дневен распоред е еднаков на областа за тргување. Кога контролната област опфаќа неколку области за тргување, географскиот опсег на областа за изготвување на конечен дневен распоред е еднаков на областа на наддавање. Кога областа за тргување опфаќа повеќе контролни области, ОЕПС во таа зона за тргување можат заеднички да одлучат да работат со заеднички процес на изготвување на конечен дневен распоред, во спротивно, секоја контролна област во таа зона за тргување се смета за посебна област за изготвување на конечен дневен распоред.

3. За секој објект за производство на електрична енергија и потрошувач што подлежи на барањата за изготвување на конечен дневен распоред утврдени во националните услови, засегнатиот сопственик ќе назначи или дејствува како одговорен инженер за дневно планирање.



4. Секој учесник на пазарот и shipping agent, предмет на барањата за изготвување на конечен дневен распоред утврдени во националните услови, ќе назначи или дејствува како одговорен инженер за дневно планирање.
5. Секој ОЕПС кој работи со област за изготвување на конечен дневен распоред ќе воспостави механизми потребни за обработка на распоредите обезбедени од одговорните инженери за дневно планирање.
6. Кога областа за изготвување на конечен дневен распоред опфаќа повеќе од една контролна област, ОЕПС одговорни за контролните области ќе се договорат за тоа кој ОЕПС ќе работи со областа за изготвување на конечен дневен распоред.

### *Член 111*

#### **Известување за плановите во областа на изготвување на конечен дневен распоред**

1. Секој одговорен инженер за дневно планирање, освен одговорен инженер за дневно планирање на shipping agents, треба да ги достави следниве планови до ОЕПС што управува со областа за изготвување на конечен дневен распоред, доколку тоа го побара ОЕПС и, доколку е соодветно, на трета Страна:
  - (а) планови за производство;
  - (б) планови за потрошувачка;
  - (в) внатрешни трговски планови; и
  - (г) прекугранични трговски планови
2. Секој одговорен инженер за дневно планирање на shipping agent, или каде што е соодветно, централно договорна Страна ќе му обезбеди на ОЕПС што управува со областа за изготвување на конечен дневен распоред што е дел од интеграцијата на пазарот, доколку тоа го побара тој ОЕПС, и, како што е соодветно, следниве планови на третата Страна:
  - (а) прекугранични трговски планови како:
    - і) мултилатерални размени помеѓу областа за изготвување на конечен дневен распоред и група на други области за изготвување на конечен дневен распоред;

- ii) билатерални размени помеѓу област за изготвување на конечен дневен распоред и друга област за изготвување на конечен дневен распоред;
- (б) Внатрешни трговски планови помеѓу shipping agent и централно договорни Страни;
- (в) внатрешни трговски планови помеѓу shipping agent и други shipping agents;

## *Член 112*

### **Усогласеност на распореди**

1. Секој ОЕПС што управува со областа за изготвување на конечен дневен распоред проверува дали плановите за производство и потрошувачка, прекуграничните трговски планови и прекуграничните ОЕПС распореди во неговата област за изготвување на конечен дневен распоред се севкупно избалансирани.
2. Кога станува збор за прекуграничните ОЕПС распореди, секој ОЕПС ќе се согласи околу вредностите на распоредот со надлежниот ОЕПС. Доколку не се согласат, се применува помала вредност.
3. Кога станува збор за билатерални размени помеѓу две области за изготвување на конечен дневен распоред, секој ОЕПС се согласува за прекуграничните трговски планови со надлежниот ОЕПС. Ако вредностите во прекуграничните трговски планови не се договорени, се применува помалата вредност.
4. Сите ОЕПС што управуваат со областите за изготвување на конечен дневен распоред, проверуваат дали сите збирни нетувани прекугранични распореди се избалансирани помеѓу сите области за изготвување на конечен дневен распоред во дадена синхрона област. Доколку се појави несогласување и ако ОЕПС не се согласат за вредностите во збирните нетувани прекугранични распореди, се применуваат помали вредности.
5. Секој одговорен инженер за дневно планирање или shipping agent или, каде што е соодветно, централната договорна Страна ќе им ги обезбеди на ОЕПС, на нивно барање, вредностите од прекуграничните трговски планови на секоја област за изготвување на конечен дневен распоред што учествуваат во интерграцијата на пазарот, во форма на збирни нетувани прекугранични распореди.

6. Секој субјект одговорен за пресметка на планирани размени треба да им ги обезбеди на ОЕПС, на нивно барање и во форма на резиме, вредностите на разменетите распореди поврзани со областите за изготвување на конечен дневен распоред вклучени во интеграцијата на пазарот во форма на збирни нетувани прекугранични распореди вклучително и билатерални размени меѓу двете области за изготвување на конечен дневен распоред.

### *Член 113*

#### **Обезбедување на информации до други ОЕПС**

1. На барање на друг ОЕПС, ОЕПС пресметува и доставува:

(а) збирни нетувани прекугранични распореди

(б) нетирана моќност на АС размена, каде што областа за изготвување на конечен дневен распоред е поврзана со други области за изготвување на конечен дневен распоред преку АС преносни врски.

2. Доколку е потребно за развој на заеднички модели на мрежа, во согласност со Член 70 (1), секој ОЕПС што управува со областа за изготвување на конечен дневен распоред, ќе му обезбеди на секој ОЕПС на негово барање:

(а) планови за производство; и

(б) планови за потрошувачка.

### **ГЛАВА 7**

#### **ПЛАТФОРМА ЗА РАЗМЕНА НА ПОДАТОЦИ ЗА ОПЕРАТИВНО ПЛАНИРАЊЕ НА ENTSO-E**

### *Член 114*

#### **Општи одредби за платформата за размена на податоци за оперативно планирање на ENTSO-E**

1. Не подоцна од 24 месеци по стапувањето во сила на оваа Регулатива, ENTSO-E, согласно Членовите 115, 116 и 117, воспоставува и одржува платформа за размена на податоци за оперативно планирање на ENTSO-E за

складирање, размена и чување на сите релевантни информации за имплементација.

2. Не подоцна од 6 месеци по стапувањето во сила на оваа Регулатива, сите ОЕПС треба да воспостават усогласен формат за размена на податоци што ќе биде составен дел од платформата за размена на податоци за оперативно планирање на ENTSO-E.

3. Сите ОЕПС и регионални координатори за сигурност имаат пристап до сите информации за платформата за размена на податоци за оперативно планирање на ENTSO-E.

4. Додека не се воведат платформата за размена на податоци за оперативно планирање на ENTSO-E, сите ОЕПС можат да споделуваат релевантни податоци едни со други и со регионалните координатори за сигурност.

5. ENTSO-E изготвува план за деловен континуитет што треба да се примени во случај на недостапност на неговата платформа за размена на податоци.

#### *Член 115*

### **Индивидуални модели на мрежа, заеднички модели на мрежа и анализа на оперативната сигурност**

1. Платформата за размена на податоци за оперативно планирање на ENTSO-E ги зачувува сите индивидуални модели на мрежа и соодветните релевантни информации за сите периоди утврдени во оваа Регулатива, во Член 14 (1) од Регулативата (ЕУ) 2015/1222 и во Член 9 Регулатива (ЕУ) 2016/1719.

2. Информациите за индивидуалните модели на мрежа на Платформата за размена на податоци за оперативно планирање на ENTSO-E мора да бидат такви што можат да се комбинираат во заеднички модели на мрежа.

3. Заедничкиот модел на мрежа утврден за секој период ќе биде достапен на платформата за размена на податоци за оперативно планирање на ENTSO-E.

4. За периодот една year-ahead, следниве информации се достапни на платформата за размена на податоци за оперативно планирање на ENTSO-E:

(а) индивидуален модел на мрежа за year-ahead според ОЕПС и сценарија утврдени во согласност со Член 66 и

(б) заеднички модел на мрежа за year-ahead според сценаријата утврдени во согласност со Член 67.

5. За временските периоди за day-ahead и intraday, следните информации ќе бидат достапни на платформата за размена на податоци за оперативно планирање на ENTSO-E:

(а) индивидуални модели на мрежата за day-ahead и intraday што се во согласност со временската резолуција утврдена во согласност со Член 70 (1);

(б) планирани размени во согласност со временски истанци по област на изготвување на конечен дневен распоред или по граници на областа на изготвување на конечен дневен распоред, како што сметаат ОЕПС, и според HVDC системот што ги поврзува областите на изготвување на конечен дневен распоред;

(в) заеднички модели на мрежа за day-ahead и intraday во согласност со временската резолуција утврдена во Член 70 (1); и

(г) список на подготвени и договорени корективни мерки идентификувани за да се справат со ограничувањата што имаат прекугранична важност.

## *Член 116*

### **Координација на исклучување**

1. Платформата за размена на податоци за оперативно планирање на ENTSO-E мора да има модул за складирање и размена на сите информации релевантни за координација на исклучувањата.

2. Информациите наведени во став 1 вклучуваат најмалку статусот на достапност на релевантните средства и информации за плановите за достапност наведени во Член 92.

## *Член 117*

### **Адекватност на системот**

1. Платформата за размена на податоци за оперативно планирање на ENTSO-E мора да има модул за складирање и размена на сите информации релевантни за спроведување на координирана анализа на адекватност.
2. Информациите наведени во став 1 вклучуваат најмалку:
  - (а) дадени податоци за адекватност на системот за season-ahead од секој ОЕПС;
  - (б) извештај за анализа на адекватност на системот за season-ahead на пан-европско ниво;
  - (в) предвидувања употребени за адекватност во согласност со Член 104 и
  - (г) информации за недостаток на адекватност во согласност со Член 105 (4).

## ДЕЛ IV

### РЕГУЛАЦИЈА НА ОПТОВАРУВАЊЕТО И ФРЕКВЕНЦИЈАТА И РЕЗЕРВИТЕ

#### ГЛАВА 1

#### ОПЕРАТИВНИ ДОГОВОРИ

##### Член 118

##### Оперативни договори за синхрона област

1. Не подоцна од 12 месеци по стапувањето во сила на оваа Регулатива, сите ОЕПС од секоја синхрона област мора заеднички да предложат:
  - (а) правила за димензионирање на FCR во согласност со Член 153;
  - (б) дополнителни карактеристики на FCR во согласност со Член 154 (2);
  - (в) параметри за одредување на квалитетот на фреквенцијата и параметрите за квалитет на целната фреквенција во согласност со Член 127;
  - (г) за синхроната област на континентална Европа и Скандинавската синхрона област, целните параметри на FRCE за секој LFC блок, во согласност со Член 128;
  - (д) методологија за проценка на ризикот и ризикот од исцрпување на FCR на синхроната област во согласност со Член 131 (2);
  - (ф) Координатор на синхрона област во согласност со Член 133;

- (е) пресметка на control program од нетирана моќност на АС размена со заеднички период на брзина на промената за пресметување на ACE за синхрона област што има повеќе од една LFC област во согласност со Член 136;
- (ж) доколку е применливо, ограничувања на излезната активна моќност на HVDC интерконективните далеководи помеѓу синхроните области во согласност со Член 137;
- (з) структурата на LFC во согласност со Член 139;
- (с) доколку е применливо, методологијата за намалување на синхроните временски отстапувања во согласност со Член 181;
- (и) секогаш кога синхроната област е управувана од повеќе од ОЕПС, специфичната распределба на одговорностите помеѓу ОЕПС во согласност со Член 141;
- (ј) оперативни процедури во случај на исцрпување на FCR во согласност со Член 152 (7);
- (к) за синхроните области на Велика Британија и Ирска и Северна Ирска, мерките со кои се обезбедува враќање на капацитетите за складирање на енергија во согласност со Член 156 (6) (б);
- (л) оперативни процедури за да се намалат отстапувањата на фреквенцијата на системот со цел да се врати нормалниот режим на работа и да се ограничи ризикот од префрлување во состојба на тревога во согласност со Член 152 (10);
- (љ) улогите и одговорностите на ОЕПС кои применуваат процес на размена на отстапувања, процес на прекугранично активирање на FRR или процес на прекугранично активирање на RR во согласност со Член 149 (2);
- (м) барања во врска со достапноста, сигурноста и вишокот на техничка инфраструктура во согласност со Член 151 (2);
- (н) заеднички правила за работа при нормален режим на работа и состојба на тревога во согласност со Член 152 (6) и мерките наведени во Член 152 (15);
- (њ) за синхроната област на континентална Европа и Скандинавската синхрона област, минималното време на активирање што е потребно да го обезбедат давателите на FCR во согласност со Член 156 (10);
- (о) за синхроната област на континентална Европа и Скандинавската синхрона област, минималното време на активирање што треба да го обезбедат давателите на FCR во согласност со Член 156 (11);

(п) за синхрони области освен континентална Европа, доколку е применливо, оперативните ограничувања за размена на FCR помеѓу ОЕПС во согласност со Член 163 (2);

(р) улогите и одговорностите на ОЕПС кој дава резерви, ОЕПС кои примаат резерви и засегнатите ОЕПС во врска со распределбата на FRR и RR утврдени во согласност со Член 166 (1);

(с) улогата и одговорностите на ОЕПС кој обезбедува способност за регулација, ОЕПС кој прима резерви и засегнатите ОЕПС поврзани со размената на резерви помеѓу синхроните области за таа улога и одговорностите на ОЕПС што обезбедува способност за регулација, ОЕПС кој прима резерви и засегнатите ОЕПС во врска со распределбата на резервите меѓу синхроните области утврдени во согласност со Член 171 (2);

(т) методологијата за утврдување на оперативните ограничувања за количината на размена на FCR помеѓу синхроните области утврдена во согласност со Член 174 (2);

(ќ) за синхроните области на Велика Британија и Ирска и Северна Ирска, методологијата за утврдување на распределбата на минималниот резервен капацитет за FCR во согласност со Член 174 (2) (б);

(у) методологија за поставување на оперативни ограничувања за количината на размена на FRR помеѓу синхроните области утврдена во согласност со Член 176 (1) и методологија за поставување на оперативни ограничувања за количината на распределба на FRR помеѓу синхроните области утврдена во согласност со Член 177 (1) и

(ф) методологија за поставување на оперативни ограничувања за количината на размена на RR помеѓу синхроните области утврдена во согласност со Член 178 (1) и методологија за поставување оперативни ограничувања за количината на распределба на RR помеѓу синхроните области утврдена во согласност со Член 179 (1)

2. Сите ОЕПС во секоја синхрона област ја доставуваат методологијата и условите наведени во Член 6 (3) (г) за одобрување до сите регулаторни тела во односната синхрона област. Во рок од еден месец по одобрувањето на овие методологии и услови, сите ОЕПС од секоја синхрона област мора да склучат оперативен договор, кој стапува на сила 3 месеци по одобрувањето на методологиите и условите.



## Член 119

### Оперативни договори за LFC блок

1. Не подоцна од 12 месеци по стапувањето во сила на оваа Регулатива, сите ОЕПС од секој LFC блок мора заеднички да предложат:
  - (а) ако LFC блокот се состои од повеќе од една LFC област, целните параметри на FRCE за секоја LFC област утврдени во согласност со Член 128 (4);
  - (б) координаторот на LFC блок во согласност со Член 134 (1);
  - (в) ограничувања за брзина на промената за излезната активна моќност во согласност со Член 137(3) и (4);
  - (г) ако со LFC блокот управува повеќе од еден ОЕПС, конкретната распределба на одговорностите меѓу ОЕПС во рамките на LFC блокот, во согласност со Член 141 (9);
  - (д) доколку е применливо, ОЕПС одговорен за задачите наведени во Член 145, став 6;
  - (ѓ) дополнителни барања во врска со достапноста, сигурноста и вишокот на техничката инфраструктура утврдени во согласност со Член 151 (3);
  - (е) оперативни процедури во случај на исцрпеност на FRR или RR во согласност со Член 152 (8);
  - (ж) правила за димензионирање на FRR утврдени во согласност со Член 157 (1);
  - (з) правила за димензионирање на RR утврдени во согласност со Член 160 (2);
  - (с) ако со LFC блокот управува повеќе од еден ОЕПС, конкретната распределба на одговорностите утврдена во согласност со Член 157 (3) и, доколку е применливо, конкретната распределба на одговорностите утврдена во согласност со Член 160 (6);
  - (и) постапката за ескалација утврдена во согласност со Член 157 (4) и, доколку е применливо, постапката за ескалација утврдена во согласност со Член 160 (7);
  - (ј) Барања во врска со достапноста на FRR, дополнителни барања за контрола на квалитетот утврдени во согласност со Член 158 (2) и, доколку е применливо, барања во врска со достапноста на RR и барања за контрола на квалитет утврдени во согласност со Член 161. став 2;

(к) доколку е применливо, какви било ограничувања на размена на FCR помеѓу LFC областите на различни LFC блокови во синхроните области на континентална Европа и размената на FRR или RR помеѓу LFC областите на LFC блокот во синхрона област што се состои од најмалку два LFC блока наведени во согласност со Член 163 (2), Член 167 и Член 169 (2);

(л) улогите и одговорностите на ОЕПС кој дава резерва, ОЕПС кој прима резерва и засегнатиот ОЕПС во однос на размената на FRR и / или RR со ОЕПС на други LFC блокови утврдени во согласност со Член 165 став 6.

(љ) улогите и одговорностите на ОЕПС кој обезбедува способност за регулација, ОЕПС кои примаат резерви и засегнатиот ОЕПС во однос на распределбата на FRR и RR утврдени во согласност со Член 166 (7);

(м) улогите и одговорностите на ОЕПС кој обезбедува способност за регулација, ОЕПС кои примаат резерви и засегнатиот ОЕПС во однос на распределбата на FRR и RR меѓу синхроните области утврдени во согласност со Член 175 (2);

(н) мерки за координација за намалување на FRCE, како што е утврдено во Член 152 (14) (i)

(њ) мерки за намалување на FRCE со барање на промени во производството или потрошувачката на активната моќност на модули за производство или потрошувачи во согласност со Член 152 (16).

2. Сите ОЕПС од секој LFC блок ја доставуваат методологијата и условите утврдени во Член 6 (3) (д) за одобрување до сите регулаторни тела на предметниот LFC блок. Во рок од еден месец по одобрувањето на овие методологии и услови, сите ОЕПС од секој LFC блок мора да склучат оперативен договор за LFC блокот, кој стапува на сила 3 месеци по одобрувањето на методологиите и условите.

## *Член 120*

### **Оперативен договор за LFC област**

Не подоцна од 12 месеци по стапувањето во сила на оваа Регулатива, сите ОЕПС од секоја LFC област мора да склучат оперативен договор за LFC областа, што го содржи најмалку следново:

(а) конкретната распределба на одговорностите помеѓу ОЕПС во LFC област во согласност со Член 141 (8);

(б) назначување на ОЕПС одговорен за спроведување и управување со FRP во согласност со Член 143 (4).

#### *Член 121*

### **Оперативен договор за контролна област**

Не подоцна од 12 месеци по стапувањето во сила на оваа Регулатива, сите ОЕПС од секоја контролна област мора да склучат оперативен договор за контролната област што опфаќа барем распределба на одговорностите меѓу ОЕПС во истата контролна област во согласност со Член 141 (7).

#### *Член 122*

### **Договор за размена на отстапувања**

Сите ОЕПС кои учествуваат во истиот процес на размена на отстапувања мора да склучат договор за размена на отстапувања што ќе ги опфаќа најмалку улогите и одговорностите на ОЕПС во согласност со Член 149 (3).

#### *Член 123*

### **Договор за прекугранично активирање на FRR**

Сите ОЕПС кои учествуваат во истиот процес на прекугранично активирање на FRR мора да склучат договор за прекугранично активирање на FRR што ќе ги опфаќа најмалку улогите и одговорностите на ОЕПС во согласност со Член 149 (3).

#### *Член 124*

### **Договор за прекугранична активација на RR**

Сите ОЕПС кои учествуваат во истиот процес на активирање прекугранично RR мора да склучат прекуграничен договор за активирање на RR што ќе ги опфаќа најмалку улогите и одговорностите на ОЕПС во согласност со Член 149 (3).

#### *Член 125*

### **Договор за распределба**

Сите ОЕПС што учествуваат во истиот процес на распределба FCR, FRR или RR мора да склучат договор за распределба што ќе го вклучува барем следново:

(а) ако станува збор за распределба на FRR или RR во синхроната област, улогата и одговорностите на ОЕПС кој прима резерва, ОЕПС што обезбедува способност за регулирање и засегнатите ОЕПС во согласност со Член 165 став 3 или

(б) во случај на распределба на резерви помеѓу синхроните области, улогата и одговорностите на ОЕПС кои примаат резерви и ОЕПС што обезбедува способност за регулирање во согласност со Член 171 (4); во реално време во согласност со Член 171 (9).

#### *Член 126*

### **Договор за размена**

Сите ОЕПС кои учествуваат во иста размена на FCR, FRR или RR ќе склучат договор за размена што ќе го содржи барем следново:

(а) во случај на размена на FRR или RR во рамките на синхроната област, улогата и одговорностите на ОЕПС кој дава резерви и ОЕПС кој прима резерва во согласност со Член 165 (3), или

(б) во случај на размена на резерви помеѓу синхроните области, улогите и одговорностите на ОЕПС кој дава резерви и ОЕПС кој прима резерви во согласност со Член 171 (4) и процедурите доколку размената на резерви меѓу синхроните области не е извршена во реално време во согласност со Член 171 (9).

## **ГЛАВА 2**

## **КВАЛИТЕТ НА ФРЕКВЕНЦИЈАТА**

### *Член 127*

#### **Параметри за дефинирање на квалитетот на фреквенцијата и целните параметри**

1. Параметрите за одредување на квалитетот на фреквенцијата се:
  - (а) номинална фреквенција за сите синхрони области;
  - (б) стандарден опсег на фреквенција за сите синхрони области;
  - (в) максимално моментално отстапување на фреквенцијата за сите синхрони области;
  - (г) максимално отстапување на фреквенцијата во стационарна состојба за сите синхрони области;
  - (д) време за обнова на номиналната фреквенција за сите синхрони области;
  - (ѓ) време на обновување на фреквенцијата за синхроните области на Велика Британија и Ирска и Северна Ирска;
  - (е) опсег за обновување на фреквенцијата за синхрони области на Велика Британија и Ирска и Северна Ирска и
  - (ж) време на активирање на компромитираната нормален режим на работа за сите синхрони области.
2. Номиналната фреквенција е 50 Hz за сите синхрони области.
3. Стандардните вредности на параметрите за дефинирање на квалитетот на фреквенцијата наведени во став 1 се дадени во Табела 1 од Прилог III.
4. Целниот параметар за квалитет на фреквенцијата е максималниот број на минути надвор од стандардниот опсег на фреквенција на година по синхрона област, а неговата стандардна вредност по синхрона област е утврдена во Табела 2 од Прилог III.
5. Вредностите на параметрите за одредување на квалитетот на фреквенцијата од Табела 1 од Прилог III и целниот параметар за квалитет на фреквенцијата од Табела 2 од Прилог III се применуваат освен ако не сугерираат сите ОЕПС во одредена синхрона област различни вредности засновани на ставовите од 6 до 8.

6. Сите ОЕПС од Скандинавските синхрони области и синхроните области на континентална Европа имаат право да предложат во оперативниот договор за синхроната област различни вредности од оние утврдени во табелите 1 и 2 од Прилог III во однос на:

- (а) времиња на активирање на состојба на тревога;
- (б) максимален број на минути надвор од стандардниот опсег на фреквенција.

7. Сите ОЕПС од синхроните области на Велика Британија и Ирска и Северна Ирска имаат право да предложат во оперативниот договор за синхроната област различни вредности од оние утврдени во Табелите 1 и 2 од Прилог III во однос на:

- (а) времето за обнова на номиналната фреквенција;
- (б) времето на активирање на состојба на тревога и
- (в) максимален број на минути надвор од стандардниот опсег на фреквенција.

8. Предложената промена на вредностите во согласност со ставовите 6 и 7 мора да се заснова на проценка на забележаните вредности на системската фреквенција за период од најмалку една година и развојот на синхрона област и да ги исполнува следниве услови:

- (а) во предложените измени на параметрите за одредување на квалитетот на фреквенцијата од Табела 1 од Прилог III или целниот параметар за квалитет на фреквенцијата утврден во Табела 2 од Прилог III се земаат предвид следниве:
  - (i) големината на системот заснована на потрошувачката и производството на синхроната област и нејзината инерција;
  - (ii) референтниот инцидент;
  - (iii) мрежна структура и / или мрежна топологија;
  - (iv) оптоварување и однесување на производството;
  - (v) бројот и одзивот на модулите за производство со ограничен начин на работа чувствителен на фреквенција - подфреквенција и ограничен начин на чувствителност на фреквенцијата – над фреквенција како што е дефинирано во Член 13 (2) и Член 15 (2) (в) од Регулативата (ЕУ) 2016/631;
  - (vi) бројот и одзивот на потрошувачите кои работат со одзив на потрошувачка со цел промена на фреквенцијата на системот или одзивот на потрошувачка со цел многу брза промена на активна моќност, како што е дефинирано во Членовите 29 и 30 од Регулативата (ЕУ) 2016/1388 и
  - (vii) техничките способности на модулите и потрошувачите;

(б) Сите ОЕПС во синхроната област спроведуваат јавна консултација за влијанието на предложените измени во параметрите за утврдување на квалитетот на фреквенцијата од Табела 1 од Прилог III или целниот параметар за квалитет на фреквенција утврден во Табела 2 од Прилог III на засегнатите Страни.

9. Сите ОЕПС се трудат да ги почитуваат вредностите на параметрите за одредување на квалитетот на фреквенцијата или целниот параметар за квалитет на фреквенцијата. Сите ОЕПС најмалку еднаш годишно го проверуваат постигнувањето на целниот параметар за квалитет на фреквенцијата.

### *Член 128*

#### **Целните параметри на FRCE**

1. Сите ОЕПС во синхроната област на континентална Европа и Скандинавската синхрона област ги наведуваат најмалку еднаш годишно во оперативниот договор за синхроната област вредностите на првото и второто ниво на опсегот FRCE за секој LFC блок на Скандинавските синхрони области и синхроните области на континентална Европа.

2. Сите ОЕПС во синхроната област на континентална Европа и Скандинавската синхрона област, доколку се состојат од најмалку два LFC блока, треба да осигураат дека FRCE опсезите на LFC блоковите на првото и второто ниво на овие синхрони области се пропорционални на квадратниот корен на збирот на индивидуалните акции на FCR на ОЕПС што ги формираат LFC блоковите во согласност со Член 153.

3. Сите ОЕПС во синхрониот регион на континентална Европа и Скандинавската синхрона област ќе се обидат да ги почитуваат следните целни параметри на FRCE за секој LFC блок на засегнатата синхрона област:

(а) бројот на годишни временски интервали надвор од опсегот на ниво 1 FRCE во временски интервал еднаков на потребното време за обнова на номиналната фреквенција мора да биде помал од 30% од годишните временски интервали и

(б) бројот на годишни временски интервали надвор од опсегот на ниво 2 на FRCE во временски интервал еднаков на времето за повторно обновување на

номиналната фреквенција мора да биде помало од 5% од годишните временски интервали.

4. Ако LFC блокот се состои од повеќе од една LFC област, сите ОЕПС од тој LFC блок во оперативниот договор за LFC блок ќе ги наведат вредностите на целните параметри на FRCE за секоја LFC област.

5. За синхроните области на Велика Британија и Ирска и Северна Ирска, опсег на ниво 1 FRCE треба да биде најмалку 200 mHz и опсег на ниво 2 FRCE да биде најмалку 500 mHz.

6. Сите ОЕПС во синхроните области на Велика Британија и Ирска и Северна Ирска се обидуваат да ги почитуваат следните целни параметри на FRCE синхроната област:

(а) максималниот број временски интервали надвор од опсег на ниво 1 FRCE не треба да ги надминува вредностите утврдени во табелата во Прилог IV како процент на годишни временски интервали;

(б) максималниот број на временски интервали надвор од опсегот на ниво 2 FRCE не треба да ги надминува вредностите утврдени во табелата во Прилог IV како процент на годишни временски интервали.

7. Сите ОЕПС од сите синхрони области проверуваат, барем еднаш годишно, дали се постигнуваат целните параметри на FRCE.

#### *Член 129*

### **Процес на примена на критериумите**

1. Процесот на примена на критериумите се состои од:

(а) собирање податоци за да се оцени квалитетот на фреквенцијата и

(б) пресметка на критериумите за проценка на квалитетот на фреквенцијата.

#### *Член 130*

### **Податоци за проценка на квалитетот на фреквенцијата**

1. Податоци за проценка на квалитетот на фреквенцијата се:

(а) за синхрона област:

(i) моментални податоци за фреквенцијата и



- (ii) податоци за моменталното отстапување на фреквенцијата
- (б) за секој LFC блок на синхрона област, податоци за тековното FRCE.

2. Точноста на мерењето на моменталните податоци на фреквенцијата и податоци на тековното FRCE, доколку се мерат во Hz, треба да биде 1 mHz или повеќе.

### *Член 131*

#### **Критериуми за проценка на квалитетот на фреквенцијата**

1. Критериумите за проценка на квалитетот на фреквенцијата се:
  - (а) за синхронизираниот област за време на работата во нормален режим на работа или во состојба на тревога како што е дефинирано во Член 18 (1) и (2) на месечна основа за моменталните податоци за фреквенцијата:
    - (i) средната вредност;
    - (ii) стандардното отстапување;
    - (iii) 1-, 5-, 10-, 90-, 95- и 99-перцентил;
    - (iv) вкупното време во кое апсолутната вредност на моменталното отстапување на фреквенцијата било поголемо од стандардното отстапување на фреквенцијата, при кое треба да се прави разлика помеѓу негативни и позитивни моментални отстапувања на фреквенцијата;
    - (v) вкупното време во кое апсолутната вредност на моменталното отстапување на фреквенцијата било поголема од максималното моментално отстапување на фреквенцијата, при кое треба да се прави разлика помеѓу негативните и позитивните моментални отстапувања на фреквенцијата;
    - (vi) број на настани во кои апсолутната вредност на тековното отстапување на фреквенција на синхроната област надмина 200% од стандардното отстапување на фреквенцијата, а тековното отстапување на фреквенцијата не се врати на 50% стандардно отстапување на фреквенцијата за синхроната област на континентална Европа, односно во рамките на дозволеният опсег на отстапување на фреквенцијата за синхроните области на Велика Британија и Ирска и Северна Ирска и Скандинавската синхрона област во времето за повторно воспоставување на номиналната фреквенција. Податоците прават разлика помеѓу негативни и позитивни отстапувања на фреквенцијата;

(vii) за синхроните области на Велика Британија и Ирска и Северна Ирска, бројот на настани во кои апсолутната вредност на моменталното отстапување на фреквенцијата беше надвор од опсегот на повторно воспоставување на фреквенцијата и не се врати во рамките на времето на воспоставување на фреквенцијата, разликувајќи ги негативните и позитивните отстапувања на фреквенцијата;

(б) за секој LFC блок во синхроната област на континентална Европа и Скандинавската синхрона област за време на работата во нормален режим на работа или во состојба на тревога во согласност со Член 18 (1) и (2) на месечно ниво:

(i) за збир на податоци што ги содржи просечните вредности на FRCE во LFC блокот во временски интервали еднакви на времето за обнова на номиналната фреквенција:

- средната вредност;
- стандардно отстапување;
- 1-, 5-, 10-, 90-, 95- и 99-перцентил,
- бројот на временски интервали во кои просечната вредност на FRCE е надвор од опсегот на FRCE на ниво 1, со правење разлика помеѓу негативна и позитивна FRCE и
- бројот на временски интервали во кои просечната вредност на FRCE беше надвор од опсегот на ниво 2 FRCE, со правење разлика помеѓу негативна и позитивна FRCE;

(ii) за збир на податоци што содржи просечни вредности на FRCE во LFC блокот за едноминутни интервали: месечен број на настани во кои FRCE надмина 60% од резервниот капацитет на FRR и не се врати на 15% од резервниот капацитет на FRR во времето на повторното обновување на номинални фреквенции, правејќи разлика помеѓу негативна и позитивна FRCE;

(в) за LFC блокови во синхроната област на Велика Британија или Ирска и Северна Ирска за време на работа во нормален режим на работа или во состојба на тревога во согласност со Член 18 (1) и (2) на месечно ниво и за збир на податоци што содржи просечни вредности на FRCE во LFC блокот во интервали од една минута; бројот на настани во кои апсолутната вредност на FRCE го надмина максималното отстапување на фреквенцијата во стационарна состојба и FRCE не се врати на 10% од максималното отстапување на фреквенцијата во стационарна состојба во рамките на номиналното време

на обновување на фреквенцијата, правејќи разлика од негативното и позитивното FRCE.

2. Сите ОЕПС од секоја синхрона област во оперативниот договор за синхрона област наведуваат заедничка методологија за проценка на ризикот и развој на ризик од исцрпување на FCR во синхроната област. Оваа методологија се спроведува најмалку еднаш годишно и се базира барем на минатите податоци за тековната фреквенција на системот најмалку една година. Сите ОЕПС од секоја синхрона област ги даваат потребните влезни податоци за оваа проценка.

### *Член 132*

#### **Постапка за собирање и доставување на податоци**

1. Постапката за собирање и доставување податоци се состои од следново:
  - (а) мерење на фреквенцијата на системот;
  - (б) пресметување на податоци за проценка на квалитетот на фреквенцијата и
  - (в) обезбедување податоци за проценка на квалитетот на фреквенцијата за процесот на примена на критериумите.
2. Постапката за собирање и доставување на податоци ја спроведува координаторот за синхрони области назначен во согласност со Членот 133.

### *Член 133*

#### **Координатор на синхрона област**

1. Сите ОЕПС од одредена синхрона област назначуваат еден ОЕПС од таа синхрона област како координатор на синхроната област во оперативниот договор за синхроната област.
2. Координаторот на синхроната област ја спроведува постапката за собирање и доставување податоци за синхроната област од Членот 132.
3. Координаторот на синхроната област воведува процес на примена на критериумите од Член 129.
4. Координаторот на синхроната област собира податоци за проценка на квалитетот на фреквенцијата од својата синхрона област и го спроведува

процесот на примена на критериумите, вклучувајќи ја и пресметката на критериумите за проценка на квалитетот, на секои три месеци и во рок од три месеци по завршувањето на анализираниот период.

#### *Член 134*

### **Блок-координатор**

1. Сите ОЕПС од одреден LFC блок именуваат во оперативниот договор за LFC блок, еден ОЕПС од тој LFC блок како блок-координатор.
2. Блок-координаторот собира податоци за проценка на квалитетот на фреквенцијата за LFC блокот во согласност со процесот на примена на критериумите утврдени во Член 129.
3. Секој ОЕПС од еден LFC блок му ги доставува на блок-координаторот резултатите од мерењето потребни за да се соберат податоци за проценка на квалитетот на фреквенцијата за LFC блокот.
4. Блок-координаторот обезбедува податоци за проценка на квалитетот на фреквенцијата од неговиот LFC блок и неговите LFC области на секои три месеци и во рок од два месеци по завршувањето на анализираниот период.

#### *Член 135*

### **Информации за оптоварувањето и производството**

Согласно Член 40, секој приклучен ОЕПС има право да ги побара од ЗКМ информациите потребни за следење на однесувањето на оптоварувањето и потрошувачката поврзани со отстапувањата. Оваа информација може да вклучува:

- (а) временски означена поставна точка за активна моќност за работа во реално време и во иднина; и
- (б) временски означена вкупна излезна активна моќност.

#### *Член 136*

### **Период на брзина на промената во склоп на синхрона област**

Сите ОЕПС од секоја синхрона област со најмалку две LFC области во оперативниот договор за синхрона област наведуваат заеднички период на брзина на промената на вкупните нетувани дневни распореди меѓу LFC областите во синхроната област. Контролната програма од нетирана моќност на АС размена за АСЕ пресметки се пресметува врз основа на заедничкиот период на брзина на промената.

### *Член 137*

#### **Ограничувања на брзина на промената за излезната активна моќност**

1. Сите ОЕПС со две синхрони области имаат право да ги наведат во оперативниот договор за синхроната област рестрикциите за излезната активна моќност на HVDC интерконективните далеководи помеѓу синхроните области со цел да се ограничи нивното влијание врз постигнувањето на целните параметри на квалитетот на фреквенцијата на синхроната област со одредување на комбинирана максимална стапка на брзина на промената за сите HVDC интерконективни далеководи што поврзуваат две синхрони области.
2. Ограничувањата наведени во став 1 нема да се применуваат на imbalance netting процесот на спојување на фреквенцијата и прекугранично активирање на FRR и RR преку HVDC интерконективните далеководи.
3. Сите поврзани ОЕПС на HVDC интерконективните далеководи имаат право да утврдат во оперативниот договор на LFC блокот заеднички ограничувања за излезната активна моќност на тие HVDC интерконективни далеководи за да се ограничи нивното влијание врз исполнување на целниот параметар FRCE на поврзаните LFC блокови со договарање за периоди на брзина на промената / или максимални стапки на брзина на промената за овие HVDC интерконективни далеководи. Тие заеднички ограничувања нема да важат за imbalance netting, спојување на фреквенцијата, како и прекугранично активирање на FRR и RR преку HVDC интерконективните далеководи. Сите ОЕПС на една синхрона област ќе ги координираат овие мерки во рамките на синхроната област.

4. Сите ОЕПС од одреден LFC блок имаат право да ги наведат во оперативниот договор за LFC блок следниве мерки за поддршка на постигнувањето на целниот параметар FRCE на тој LFC блок и мерките за ублажување на детерминистичките отстапувања на фреквенцијата, земајќи ги предвид техничките ограничувања на модулите за производство и потрошувачите:

(а) обврски во врска со периодот на брзина на промената и / или максималните стапки на брзина на промената за модулите за производство и / или потрошувачите;

(б) обврски во врска со индивидуалните времиња на започнување на брзината на промена за модулите за производство и / или потрошувачите во LFC блокот и

(в) координацијата на брзина на промената помеѓу модули за производство, потрошувачи и активната потрошувачка на енергија во LFC блокот.

### *Член 138*

### **Ублажување**

Ако вредностите поврзани со целните параметри за квалитет на фреквенцијата или целните параметри на FRCE се пресметани за период од една календарска година надвор од целните вредности наведени за синхрона област или LFC блок, сите ОЕПС на таа синхрона област или LFC блок:

(а) треба да анализираат дали целните параметри за квалитетот на фреквенцијата или целните параметри на FRCE остануваат надвор од целните вредности поставени за синхрониот опсег или LFC блокот и доколку постои оправдан ризик дека тоа ќе се случи, да ги анализираат причините и да дадат препораки и

(б) да подготват мерки за ублажување како би се осигурале дека целните вредности за синхроната област или LFC блокот може во иднина да се постигнат.

## **ГЛАВА 3**

### **СТРУКТУРА НА РЕГУЛАЦИЈА НА ОПТОВАРУВАЊЕТО И ФРЕКВЕНЦИЈАТА**

## *Член 139*

### **Основна структура**

1. Сите ОЕПС на секоја синхрона област ја наведуваат структурата за регулација на оптоварувањето и фреквенцијата за синхроната област во оперативниот договор за синхрона област. Секој ОЕПС е одговорен за примена на структурата на регулацијата на оптоварувањето и фреквенцијата во својата синхрона област.
2. Структурата на регулацијата на оптоварувањето и фреквенцијата за секоја синхрона област вклучува:
  - (а) структура за активирање на процесот во согласност со Член 140; и
  - (б) структура на одговорности во процесите во согласност со Член 141.

## *Член 140*

### **Структурата на процесот на активирање на резервната моќност**

1. Структурата на процесот на активирање на резервната моќност вклучува:
  - (а) FCP во склад со Член 142;
  - (б) FRP во склад со Член 143; и
  - (в) за синхроната област на континентална Европа, корекција на синхроно време во согласност со Член 181.
2. Структурата на процесот на активирање на резервната моќност може да вклучува:
  - (а) RRP во согласност со Член 144;
  - (б) процесот на размена на отстапувања во согласност со Член 146;
  - (в) процесот на прекугранично активирање на FRR во согласност со Член 147;
  - (г) процесот на прекугранично активирање на RR во согласност со Член 148 и
  - (д) освен синхроната област на континентална Европа, корекција на синхроно време во согласност со Член 181.

## *Член 141*

## **Структурата на одговорноста во процесите**

1. При утврдување на структурата на одговорност во процесите, сите ОЕПС на секоја синхрона област ги земаат предвид најмалку следниве критериуми:
  - (а) големината и целокупната инерција, вклучително и виртуелната инерција на синхроната област;
  - (б) мрежна структура и / или мрежна топологија и
  - (в) оптоварување, производство и однесување на HVDC.
2. Најдоцна во рок од четири месеци по стапувањето во сила на оваа Регулатива, сите ОЕПС од дадена синхрона област мора заеднички да подготват заеднички предлог за назначување на LFC блокови што мора да ги исполнуваат следниве услови:
  - (а) контролната област се совпаѓа или е дел од само една LFC област;
  - (б) LFC област што се совпаѓа или е дел од само еден LFC блок;
  - (в) LFC блок се совпаѓа со само една синхрона област или е нејзин дел и
  - (г) секој елемент на мрежата е дел од само една контролна област, само една LFC област и само еден LFC блок.
3. Сите ОЕПС од секоја контролна област континуирано пресметуваат и ја следат размената на активна моќност во контролната област во реално време.
4. Сите ОЕПС од секоја LFC област:
  - (а) континуирано следење на FRCE во LFC областа;
  - (б) спроведување и водење на FRP за LFC област;
  - (в) бараат да се постигнат целните параметри на FRCE во LFC областа, како што е утврдено во Член 128 и
  - (г) имаат право да извршат еден или повеќе од процесите наведени во Член 140 став 2.
5. Сите ОЕПС од секој LFC блок:
  - (а) да се стремат да ги постигнат целните параметри на FRCE во LFC блокот, како што е утврдено во Член 128 и
  - (б) да се усогласат со правилата за димензионирање на FRR во согласност со Член 157 и правилата за димензионирање на RR во согласност со Член 160.
6. Сите ОЕПС од секоја синхрона област:
  - (а) спроведуваат и водат FCP за синхрона област;



(б) да се усогласат со правилата за димензионирање на FCR во согласност со Член 153 и

(в) да настојуваат да се постигнат целните параметри за квалитет на фреквенцијата во согласност со Член 127.

7. Сите ОЕПС од секоја контролна област во оперативниот договор за контролна област ја одредуваат распределбата на одговорностите меѓу ОЕПС од засегнатата контролна област за исполнување на обврските утврдени во став 3.

8. Сите ОЕПС од секоја LFC област во оперативниот договор за LFC областа ја одредуваат распределбата на одговорностите меѓу ОЕПС од засегнатата LFC област за да ги исполнат обврските утврдени во став 4.

9. Сите ОЕПС од секој LFC блок треба да наведат во оперативниот договор за LFC блок распределбата на одговорностите меѓу ОЕПС од засегнатиот LFC блок за исполнување на обврските утврдени во став 5.

10. Сите ОЕПС од секоја синхрона област ќе ги одредат во оперативниот договор за LFC област распределбата на одговорностите меѓу ОЕПС од соодветната синхрона област за исполнување на обврските утврдени во став 6.

11. Сите ОЕПС од две или повеќе соседни LFC области поврзани со интерконективните далеководи имаат право да воспостават LFC блок доколку се исполнети условите за LFC блок утврдени во став 5.

## *Член 142*

### **Процес на одржување на фреквенција**

1. Регулацијата на процесот на FCR се обидува да ја стабилизира фреквенцијата на системот со активирање на FCR.

2. Општата карактеристика за активирање на FCR во синхроната област го рефлектира монотоното намалување на активирањето на FCR како функција на отстапување на фреквенцијата.

## *Член 143*

### **Процес на обнова на номиналната фреквенција**

1. Регулацијата на FRP се обидува да:
  - (а) го регулира FRCE кон нула во рамките на времето за обнова на номиналната фреквенција;
  - (б) за синхроната област на континентална Европа и Скандинавската синхрона област, прогресивно да се заменува активираниот FCR со активирање на FRR во согласност со Член 145.
2. FRCE е:
  - (а) Грешка на контролна област на LFC област, каде што има повеќе од една LFC област во синхрона област; или
  - (б) отстапување на фреквенцијата ако една LFC област се совпаѓа со LFC блокот и синхроната област.
3. Грешка на контролна област на LFC област се пресметува како збир на производот на факторот K на LFC областа со отстапување на фреквенцијата плус одземање на:
  - (а) вкупен проток на активна моќност на интерконективен далековод и виртуелен далековод и
  - (б) control program во согласност со Член 136;
4. Ако LFC областа се состои од повеќе од една контролна област, сите ОЕПС од таа LFC област назначуваат еден ОЕПС одговорен за спроведување и управување со FRP во оперативниот договор за LFC област.
5. Ако LFC областа се состои од повеќе контролни области, FRP во таа LFC област овозможува размената на активна моќност на секоја контролна област да се регулира до вредност за која се утврдува дека е безбедна врз основа на анализа на оперативната сигурност во реално време.

#### *Член 144*

### **Процес на замена на резерва**

1. Регулациската цел на RRP е да се исполни барем една од следниве цели со активирање на RR:
  - (а) прогресивно повторно воспоставување на активираниот FRR;
  - (б) поддршка за активирање на FRR;

(в) за синхроните области на Велика Британија и Ирска и Северна Ирска, прогресивното повторно воспоставување на активираните FCR и FRR.

2. Со RRP се управува во согласност со упатствата за активирање на мануелниот RR со цел да се постигне целта на регулацијата во согласност со став 1.

### *Член 145*

#### **Автоматски и мануелен процес на обнова на фреквенција (FRP)**

1. Секој ОЕПС од секоја LFC област спроведува автоматски и мануелен FRP.

2. Не подоцна од две години по стапувањето во сила на оваа Регулатива, ОЕПС од синхроните области на Велика Британија и Ирска и Северна Ирска можат да достават предлог до нивните надлежни регулаторни тела со барање тие да не спроведуваат автоматски FRP. Овие предлози мора да вклучуваат анализа на трошоци и придобивки што покажува дека спроведувањето на автоматскиот FRP ќе донесе повеќе трошоци отколку придобивки. Доколку надлежните регулаторни тела го прифатат предлогот, соодветните ОЕПС и регулаторните тела ја разгледуваат таа одлука најмалку на секои четири години.

3. Доколку LFC областа се состои од повеќе контролни области, сите ОЕПС во таа LFC област ја одредуваат постапката за спроведување на автоматскиот и мануелен FRP во оперативниот договор за LFC област. Ако LFC блокот се состои од повеќе од една LFC област, сите ОЕПС од овие LFC области ќе воспостават мануелна постапка за имплементација на FRP во оперативниот договор за LFC област.

4. Автоматскиот FRP се изведува како затворена јамка, каде FRCE е влезната вредност и зададената точка за активирање на автоматскиот FRR е излезната вредност. Постапката точка за активирање на автоматскиот FRR се пресметува со single контролер за автоматска обнова на фреквенција регулиран од ОЕПС во неговата LFC област. За синхроната област на континентална Европа и Скандинавската синхрона област, контролер за автоматска обнова на фреквенција треба:

(а) да биде уред за автоматска контрола дизајниран да го намали FRCE на нула;

(б) дејствува пропорционално-интегрално;

(в) да има контролен алгоритам што спречува интегралниот член на пропорционално-интегралниот регулатор да ја акумулира контролната грешка и да ја надмине зададената точка и

(г) да има функционалност за режим на работа во случај на вонредна и состојба на тревога.

5. Со мануелниот FRP се управува во согласност со упатствата за активирање на мануелниот FRR со цел да се постигне регулаторната цел во согласност со Член 143 (1).

6. Покрај спроведувањето на автоматскиот FRP во LFC областите, сите ОЕПС од одреден LFC блок кој се состои од повеќе од една LFC област имаат право да назначат еден ОЕПС од тој LFC блок во оперативниот договор за LFC блокот за:

(а) пресметка и следење на FRCE на целиот LFC блок и

(б) земајќи го предвид FRCE на целиот LFC блок при пресметување на зададената точка за активирање на автоматскиот FRR во согласност со Член 143 (3) покрај FRCE на неговата LFC област.

#### *Член 146*

### **Imbalance netting process**

1. Регулирањето на imbalance netting процесот се обидува да го намали количеството на истовремени контра-активации на FRR од различни LFC области на учесниците со размена на моќност во процесот на размена на отстапувања.

2. Секој ОЕПС има право да го имплементира imbalance netting process за LFC областите во истиот LFC блок, помеѓу различни LFC блокови или помеѓу различни синхрони области, со склучување на договор за imbalance netting.

3. ОЕПС ќе го спроведуваат imbalance netting процесот на начин за да не влијаат на:

(а) стабилноста на FCP на синхроните области вклучени во imbalance netting процесот;

(б) стабилноста на FRP и RRP на секоја LFC област управувана од ОЕПС учесници или засегнати ОЕПС и

(в) оперативна сигурност

4. ОЕПС ја спроведуваат размената на моќност помеѓу LFC областите на одредена синхрона област во imbalance netting процесот на најмалку следниве начини:

(а) со одредување на протокот на активна моќност преку виртуелниот далековод што е дел од пресметката на FRCE;

(б) со прилагодување на протоците на активна моќност низ HVDC интерконективните далеководи.

5. ОЕПС извршуваат imbalance netting размената на моќност помеѓу LFC областите од различни синхрони области во процесот на imbalance netting со прилагодување на протоците на активна моќност низ HVDC интерконективните далеководи.

6. ОЕПС извршуваат размена на моќност на LFC област во процесот на imbalance netting така што вистинската количина на активирање на FRR потребна за регулирање на FRCE на таа LFC област не се надминува без размена на електрична енергија во imbalance netting процесот.

7. Сите ОЕПС кои учествуваат во истиот imbalance netting процес гарантираат дека збирот на сите imbalance netting размената на моќност во тој процесот е нула.

8. imbalance netting процесот вклучува механизам за замена за да се осигури дека imbalance netting размената на моќност за секоја LFC област е нула или ограничена на вредност за која може да се гарантира оперативната сигурност.

9. Ако LFC блокот се состои од повеќе од една LFC област, а резервниот капацитет за FRR и резервниот капацитет за RR се пресметуваат врз основа на отстапувањето на LFC блокот, сите ОЕПС од истиот LFC блок го изведуваат imbalance netting процесот и ја разменуваат максималната количина на imbalance netting моќност наведена во став 6 со други LFC области од истиот LFC блок.

10. Ако imbalance netting процесот се изведува за LFC области од различни синхрони области, сите ОЕПС ќе ја разменат на максималната количина на моќност во тој процес наведен во став 6 со други ОЕПС од истата синхрона област кои учествуваат во тој imbalance netting процес.

11. Доколку процесот на размена на отстапувања се спроведува за LFC области кои не се дел од истиот LFC блок, сите ОЕПС од вклучените LFC

блокови ги исполнуваат обврските од Член 141 (5) без оглед на размената на imbalance netting моќност.

### *Член 147*

#### **Процес на прекугранично активирање на FRR**

1. Регулацијата на процесот на прекугранично активирање на FRR се обидува да му овозможи на ОЕПС да изврши FRP за размена на енергија за обновување на фреквенција помеѓу LFC областите.
2. Секој ОЕПС има право, склучувајќи договор за прекугранично активирање на FRR, да спроведе процес на прекугранично активирање на FRR за LFC областите во истиот LFC блок, помеѓу различни LFC блокови или помеѓу различни синхрони области.
3. ОЕПС го спроведуваат процесот на прекугранично активирање на FRR, така што би немал влијание врз:
  - (а) стабилност на FCP на синхроните области кои учествуваат во процесот на прекугранично активирање на FRR;
  - (б) стабилноста на FRP и RRP на секоја LFC област управувана од учесници на ОЕПС или засегнати ОЕПС и
  - (в) оперативна сигурност
4. ОЕПС извршуваат размена на енергија за обновување на фреквенција и помеѓу LFC областите од истата синхрона област во едно од следниве дејства:
  - (а) одредување на проток на активна моќност преку виртуелниот далековод што е дел од пресметката на FRCE ако активирањето на FRR е автоматско;
  - (б) со прилагодување на control program или одредување на проток на активна моќност преку виртуелниот далековод помеѓу LFC областите ако активирањето на FRR е мануелно или
  - (в) со прилагодување на протоци на активна моќност низ HVDC интерконективните далеководи.
5. ОЕПС извршуваат размена на енергија за обновување на фреквенција и помеѓу LFC областите од различни синхрони области со прилагодување на протоците на активна моќност преку HVDC интерконективните далеководи.

6. Сите ОЕПС вклучени во истиот процес на прекугранично активирање FRR гарантираат дека збирот на сите размени на енергија за обновување на фреквенција е еднаков на нула.

7. Процесот на прекугранично активирање FRR вклучува механизам за замена за да се осигура дека размена на енергија за обновување на фреквенција на секоја LFC област е нула или ограничена на вредност за која може да се гарантира оперативна сигурност.

### *Член 148*

#### **Процес на прекугранично активирање на RR**

1. Регулирањето на процесот на прекугранично активирање на RR се обидува да му овозможи на ОЕПС да изврши RRP преку control program меѓу LFC областите.

2. Секој ОЕПС има право, со склучување договор за прекугранично активирање на RR, да го спроведе процесот на прекугранично активирање на RR за LFC областите во истиот LFC блок, помеѓу различни LFC блокови или помеѓу различни синхрони области.

3. ОЕПС го спроведуваат процесот на прекугранично активирање на RR така што би немал влијание врз:

(а) стабилност на FCP на синхроните области кои учествуваат во процесот на прекугранично активирање на RR;

(б) стабилноста на FRP и RRP на секоја LFC област управувана од учесници на ОЕПС или засегнати ОЕПС и

(в) оперативна сигурност.

4. ОЕПС спроведуваат control program помеѓу LFC областите од истата синхрона област со извршување на едно од следниве дејства:

(а) одредување на протокот на активна моќност преку виртуелниот далековод што е дел од пресметката на FRCE;

(б) со прилагодување на control program или

(в) со прилагодување на протоците на активна моќност низ HVDC интерконективните далеководи.

5. ОЕПС спроведуваат control program помеѓу LFC областите од различни синхрони области со прилагодување на протоци на активна моќност преку HVDC интерконективните далеководи.
6. Сите ОЕПС кои учествуваат во истиот процес на прекугранично активирање на RR се осигуруваат дека збирот на сите control programs е еднаков на нула.
7. Процесот на прекугранично активирање на RR вклучува механизам за замена за да се осигура дека control program на секоја LFC област е еднаква на нула или ограничена на вредност за која може да се гарантира оперативна сигурност.

#### *Член 149*

#### **Општи барања во врска со процесот на прекугранично регулирање**

1. Сите ОЕПС вклучени во размената или распределбата на FRR или RR, доколку е соодветно, спроведуваат процес на прекугранично активирање на FRR или RR.
2. Сите ОЕПС од одредена синхрона област во оперативниот договор за синхрона област ги дефинираат улогите и одговорностите на ОЕПС кои го спроведуваат imbalance netting процесот, прекуграничен процес на активирање на FRR или прекуграничен процес на активирање на RR помеѓу LFC области од различни LFC блокови или различни синхрони области.
3. Сите ОЕПС кои учествуваат во истиот imbalance netting процес, истиот процес на прекугранично активирање на RR или истиот процес на прекугранично активирање на RR во соодветните договори ги дефинираат улогите и одговорностите на сите ОЕПС, вклучително и:
  - (а) доставување на сите влезни податоци потребни за:
    - (i) пресметка на размената на моќност во однос на оперативните сигурносни ограничувања; и
    - (ii) Анализа на оперативна сигурност во реално време извршена од ОЕПС учесници и засегнатите ОЕПС;
  - (б) обврската да се пресмета размената на моќност и
  - (в) спроведување на оперативни процедури за да се обезбеди оперативна сигурност.



4. Без да е во спротивност со Член 146 (9) до (11) и во рамките на договорот наведен во Членовите 122 до 124, сите ОЕПС кои учествуваат во истиот imbalance netting процес, прекуграничен процес на активирање на FRR или прекуграничен процес на активирање на RR, имаат право да определат последователен пристап за пресметување на размена на моќност. Секвенцијалната пресметка на размена на моќност им овозможува на секоја група на ОЕПС што управуваат со LFC области или LFC блокови приклучени со интерконективни далеководи меѓусебно да разменуваат imbalance netting моќност за повторно обновување на номиналната фреквенција или моќност за дополнување на резервите пред размена со други ОЕПС.

### *Член 150*

#### **Известување на ОЕПС**

1. ОЕПС кои имаат намера да го искористат правото да спроведат imbalance netting процес, процес на прекугранично активирање на FRR, процес на прекугранично активирање на RR, размена или распределба на резерви, три месеци пред да го искористат ова право ги информираат сите други ОЕПС од истата синхрона област за:

(а) ОЕПС кои што се вклучени;

(б) очекуваната количина на размена на моќност како резултат на imbalance netting процесот, прекуграничниот процес на активирање на FRR или прекуграничниот процес на активирање на RR;

(в) видот на резервите и максималната количина на размена или дистрибуција на резерви и

(г) временска рамка за размена или за распределба на резерви.

2. Доколку се спроведе imbalance netting процес, процес на прекугранично активирање на FRR или прекуграничен процес на активирање на RR за LFC области кои не се дел од истиот LFC блок, секој ОЕПС од соодветните синхрони области има право според анализа на оперативната сигурност во рок од еден месец по приемот на известувањата од став 1 да се прогласи за засегнат ОЕПС и да го објави тоа на другите ОЕПС во таа синхрона област.

3. Засегнатиот ОЕПС има право:

(а) да бара испорака на вредности во реално време за размена на моќност во процесот на размена на енергија за обновување фреквенција, размена на енергија за обновување на фреквенција и control program потребни за анализа на оперативна сигурност во реално време и

(б) да бара спроведување на оперативна постапка што му овозможува да постави ограничувања за размена на imbalance netting моќност, размена на енергија за обновување на фреквенција и control program помеѓу соодветните LFC области.

### *Член 151*

## **Инфраструктура**

1. Сите ОЕПС проценуваат каква техничка инфраструктура е потребна за спроведување и управување со процесите од Член 140 кои се сметаат за клучни според безбедносниот план од Член 26.

2. Сите ОЕПС на одредена синхрона област ќе ги наведат во оперативниот договор за синхроната област минималните барања за достапност, сигурност и вишок на техничката инфраструктура наведени во став 1, вклучувајќи ги:

(а) точност, резолуција, достапност и вишок на мерења на протокот на активна моќност и виртуелниот далековод;

(б) достапност и вишок на системи за дигитална регулација;

(в) достапност и вишок на комуникациска инфраструктура и

(г) протоколите за комуникација

3. Сите ОЕПС на одреден LFC блок во оперативниот договор со LFC блок утврдуваат дополнителни барања во врска со достапноста, сигурноста и вишокот на техничката инфраструктура.

4. Секој ОЕПС од одредена LFC област:

(а) обезбедува доволен квалитет и достапност на пресметките за FRCE;

(б) го следи квалитетот на пресметките за FRCE во реално време;

(в) преземе мерки во случај на погрешна пресметка за FRCE и

(д) ако FRCE е определен од ACE, најмалку еднаш годишно последователно да се следи квалитетот на пресметката на FRCE со споредување на FRCE со референтните вредности.

## ГЛАВА 4

### РАБОТЕЊЕ НА РЕГУЛАЦИЈАТА НА ОПТОВАРУВАЊЕТО И ФРЕКВЕНЦИЈАТА

#### Член 152

##### **Состојби на системот поврзани со фреквенцијата на системот**

1. Секој ОЕПС управува со својата контролна област со доволна позитивна и негативна резерва на активна моќност, која може да вклучува резерви на размена или дистрибуција, за да може да ги издржи дебалансите помеѓу побарувачката и потрошувачката во неговата контролна област. Секој ОЕПС го следи FRCE како што е утврдено во Член 143 со цел да се постигне потребниот квалитет на фреквенцијата во синхроната област и ќе соработува со сите ОЕПС во истата синхрона област.
2. Секој ОЕПС ги следи дневните планови за производство и размена блиску до реално време, протокот на енергија, внесувања и повлекувања на јазли и други параметри во неговата контролна област кои се од суштинско значење за предвидување на ризикот од отстапување на фреквенцијата, во координација со другите ОЕПС во неговата синхрона област, презема мерки за ограничување на нивните негативни ефекти врз балансот на производството и потрошувачката.
3. Сите ОЕПС на секој синхрона област ја одредуваат размената на податоци во реално време во согласност со Член 42 кои мора да вклучуваат:
  - (а) состојбата на преносниот систем во согласност со Член 18 и
  - (б) Податоци за мерење во реално време поврзани со FRCE на LFC блоковите и LFC областите на предметната синхрона област.
4. Координаторот за синхрона област ја одредува состојбата на системот во однос на фреквенцијата на системот во согласност со Член 18 (1) и (2).
5. Координаторот за синхрона област гарантира дека сите ОЕПС од сите синхрони области се известени во случај девијацијата на фреквенцијата на системот да исполнува еден од критериумите за состојба на тревога наведени во Член 18.
6. Сите ОЕПС од одредена синхрона област во оперативниот договор за синхрона област одредуваат заеднички правила за работењето на

регулацијата на оптоварувањето и фреквенцијата при нормален режим на работа и состојба на тревога.

7. Сите ОЕПС во синхроните области на Велика Британија и Ирска и Северна Ирска во оперативниот договор за синхрона област ги утврдуваат оперативните процедури во случај на исцрпување на FRR. Според овие оперативни процедури, ОЕПС на синхроната област имаат право да бараат промени во производството или потрошувачката на активната моќност на модулите за производство и на потрошувачите.

8. Сите ОЕПС на одреден LFC блок во оперативниот договор за LFC блок ги специфицираат оперативните процедури за случаи на исцрпување на FRR или RR. Според овие оперативни процедури, ОЕПС на LFC блок имаат право да бараат промени во производството или потрошувачката на активната моќност на модулите за производство и потрошувачите.

9. ОЕПС на LFC блок имаат тенденција да избегнуваат FRCE кои траат подолго од времето за повторно обновување на номиналната фреквенција.

10. Сите ОЕПС на одредена синхрона област во оперативниот договор со синхроната област ги специфицираат оперативните процедури за состојба на тревога предизвикана од надминување на ограничувањата на фреквенцијата на системот. Целта на оперативните процедури е да се намали отстапувањето на фреквенцијата на системот со цел да се врати нормалниот режим на работа и да се ограничи ризикот од вклучување во вонредна состојба. Оперативните процедури вклучуваат право на ОЕПС да отстапуваат од обврската согласно Член 143 став 1.

11. Доколку системот работи во состојба на тревога поради недоволни резерви на активна моќност во согласност со Член 18, ОЕПС на LFC блоковите поврзани со оваа состојба ќе работат во тесна соработка со други ОЕПС во таа синхрона област и ОЕПС во други синхрони области, да ги воспостави и замени потребните нивоа на резерви на активна моќност. Затоа, ОЕПС на одреден LFC блок имаат право да побараат промени во производството или потрошувачката на активна моќност на модулите за производство или потрошувачите во нивната контролна област со цел да се намалат или да се отстранат против прекршувањата на барањата за резервите на активна моќност.

12. Ако едноминутната просечна FRCE на одреден LFC блок е над опсегот на ниво 2 FRCE барем за време на повторно обновување на номиналната

фреквенција, а ОЕПС од LFC блокот не очекуваат FRCE да биде доволно намалена со преземање на мерките во став 15, овие имаат право да бараат промени во производството или потрошувачката на активната моќност на модулите за производство или потрошувачите во нивните области со цел да се намали FRCE, како што е утврдено во став 16.

13. За континентална Европа и Скандинавската синхрона област, каде што FRCE на LFC блок надминува 25% од референтниот инцидент на синхроната област за повеќе од 30 последователни минути и ако ОЕПС на тој LFC блок не очекуваат да го намалат доволно FRCE со мерките преземени во согласност со став 15, ОЕПС бараат измени во производството на активна моќност или потрошувачката на модули за производство на енергија и производни единици во нивните области за да се намали FRCE, како што е наведено во став 16.

14. Координаторот на LFC блок е одговорен за откривање на секое надминување на оперативните сигурносни ограничувања наведени во ставовите 12 и 13 и:

(а) ги известува другите ОЕПС од LFC блокот и

(б) заедно со ОЕП од тој LFC блок спроведува координирани мерки за намалување на FRCE што се утврдени во оперативниот договор за LFC блок.

15. Во случаите наведени во ставовите 11 до 13, сите ОЕПС од секоја синхрона област во оперативниот договор за синхрона област треба да наведат мерки за да им се овозможи на ОЕПС од одреден LFC блок активно да го намалат отстапувањето на фреквенцијата со активирање на прекуграничната резерва. Во случаите наведени во ставовите 11 до 13, сите ОЕПС во таа синхрона област ќе се обидат да им овозможат на ОЕПС во предметниот LFC блок да ја намалат нивната FRCE.

16. ОЕПС од одреден LFC блок ќе ги специфицираат мерките за оперативниот договор за LFC блок за намалување на FRCE со промени во производството или потрошувачката на активната моќност на модулите за производство или потрошувачите во нивната област.

## ГЛАВА 5

### ПРИМАРНИ РЕЗЕРВИ

### **Димензионирање на FCR**

1. Сите ОЕПС од секоја синхрона област го утврдуваат најмалку еднаш годишно капацитетот на резерви на FCR за синхроната област и индивидуалниот удел на FCR на секој ОЕПС во согласност со став 2.

2. Сите ОЕПС од секоја синхрона област ги одредуваат правилата за димензионирање во оперативниот договор на синхроната област според следниве критериуми:

(а) резервниот капацитет за FCR потребен за синхроната област мора да опфаќа барем референтен инцидент и, за синхроната област на континентална Европа и Скандинавската синхрона област, резултатите од веројатниот пристап за димензионирање за FCR извршен во согласност со точка (в);

(б) големината на референтниот инцидент се одредува во согласност со следниве услови:

(i) за синхроната област на континентална Европа, референтниот инцидент е 3.000 MW во позитивна насока и 3.000 MW во негативна насока;

(ii) за синхроните области на Велика Британија и Ирска и Северна Ирска и Скандинавската синхрона област, референтниот инцидент е најголемото отстапување што може да се случи поради моментална промена на активната моќност на еден единствен модул за производство, потрошувач, HVDC интерконективен далековод или испад на далековод или максимална моментална загуба на потрошувачка на активна моќност поради откажување на една или повеќе точки на приклучување. Референтниот инцидент се одредува одделно за позитивна и негативна насока;

(в) за синхроната област на континентална Европа и Скандинавската синхрона област, сите ОЕПС во таа синхрона област имаат право да дефинираат веројатен пристап кон димензионирање за FCR земајќи ги предвид моделот за оптоварувањето, производството и инерцијата, вклучувајќи ја и виртуелната инерција и достапните средства за користење на минимална инерција во реално време во согласност со методологијата утврдена во Член 39 за да се намали веројатноста за недоволно FCR најмногу еднаш на секои 20 години и

(д) распределбата на резервниот капацитет на FCR потребна за секој ОЕПС како индивидуален удел на FCR мора да се заснова на збирот на нето производство и потрошувачка во неговата контролна област поделено со збирот на нето производство и потрошувачка во таа синхрона област за една година.

#### *Член 154*

### **Минимални технички барања во врска со FCR**

1. Секој ОЕПС кој дава резерви мора да се осигура дека FCR е во согласност со карактеристиките наведени за неговата синхрона област во табелата во Прилог V.
2. Сите ОЕПС од одредена синхрона област имаат право да наведат во оперативниот договор за синхроната област дополнителните заеднички карактеристики на FCR потребни за да се обезбеди оперативна сигурност во синхроната област врз основа на техничките параметри и во рамките на опсегот наведен во Член 15 (2) (г) од регулативата (ЕУ) 2016/631 и Членовите 27 и 28 од Регулацијата (ЕУ) 2016/1388. Овие дополнителни заеднички карактеристики на FCR ги земаат предвид инсталираниот капацитет, структурата и моделот на производство и потрошувачка во синхроната област. За да воведат дополнителни карактеристики, ОЕПС применуваат преоден рок, дефиниран во договор со погодените даватели на FCR.
3. Со цел да се осигури оперативната сигурност, ОЕПС кој дава резерви има право да постави дополнителни барања за групите за обезбедување на FCR во опсегот наведен во Член 15 (2) (г) од Регулацијата (ЕУ) 2016/631 и Членовите 27 и 28 од Регулација (ЕУ) 2016/1388. Овие дополнителни барања се засноваат на технички причини како што се географската локација на модулите за производство или потрошувачите кои припаѓаат на групата на даватели на услуги за FCR. Давателот на услуги за FCR осигурува дека е можно да се следи активирањето на FCR на единиците даватели на услуги за FCR во рамките на балансната група за системска резерва.
4. За да се осигури оперативната сигурност, ОЕПС кој дава резерви има право да ги исклучи давателите на услуги за FCR од одредбите за FCR. Ова исклучување мора да се заснова на технички причини како што се

географската локација на модулите за производство или потрошувачите кои припаѓаат на група на даватели на услуги за FCR.

5. Секоја балансна единица FCR и секоја група на даватели на услуги за FCR имаат само еден ОЕПС кој дава резерви.

6. Секоја балансна единица FCR и секоја група на даватели на услуги за FCR треба да бидат во согласност со својствата потребни за FCR во табелата во Прилог V и сите дополнителни својства или барања утврдени во согласност со ставовите 2 и 3 и да го активираат договорениот FCR со пропорционален алтернатор што реагира на отстапувања на фреквенцијата или, алтернативно, врз основа на монотона и по делови линеарна карактеристика на моќност-фреквенција во случај на релејно активиран FCR. Тие мора да бидат способни да го активираат FCR во опсегот на фреквенции наведени во Член 13 (1) од Регулативата (ЕУ) 2016/631.

7. Секој ОЕПС во синхроната област на континентална Европа гарантира дека комбинираниот одговор на FCR на одредена LFC област ги исполнува следниве барања:

(а) Активирањето на FCR не смее да се одложува вештачки и мора да започне што е можно побрзо по отстапувањето на фреквенцијата;

(б) ако отстапувањето на фреквенцијата е 200 mHz или повеќе, се обезбедува најмалку 50% од целиот капацитет на FCR по 15 секунди;

(в) ако отстапувањето на фреквенцијата е 200 mHz или повисоко, 100% од целиот капацитет на FCR се обезбедува по 30 секунди;

(г) ако отстапувањето на фреквенцијата е 200 mHz или повисоко, активирањето на целиот капацитет на FCR се зголемува линеарно за најмалку 15 до 30 секунди и

(д) ако отстапувањето на фреквенцијата е помало од 200 mHz, приклучениот активиран FCR капацитет ќе биде пропорционален на најмалку времето на одговор од точките (а) до (г).

8. Секој ОЕПС кој дава резерва го следи својот придонес кон FCR и своето активирање на FCR во однос на потребната количина FCR, што вклучува балансни единици за FCR и групи даватели на услуги за FCR. Секој давател на услуги за FCR ќе ги стави на располагање на ОЕПС кој дава резерви, за секоја од неговите балансни единици за FCR и групите даватели на услуги за FCR, барем следниве информации:

(а) временски означен статус за да се види дали FCR е активиран или не;



(б) временски означени податоци за активна моќност потребни за да се потврди активирањето на FCR, вклучително и временски означена тековна активна моќност;

(в) статизмот на регулаторот за модули за производство на тип C и D, како што е дефинирано во Член 5 од регулативата (ЕУ) 2016/631, кои дејствуваат како балансни единици за FCR или еквивалентен параметар за групи даватели на услуги за FCR кои се состојат од модули за производство тип A и / или тип B, како што е дефинирано во Член 5 од Регулотивата (ЕУ) 2016/631 и / или потрошувачки единици со одзив на потрошувачка со цел промена на активна/реактивна моќност, како што е дефинирано во Член 28 од регулативата (ЕУ) 2016/1388.

9. Секој давател на услуги за FCR има право да собере релевантни податоци за повеќе од една балансна единица за FCR ако максималната моќност на вкупните единици е помала од 1,5 MW и ако е можна јасна проверка на активирање на FCR.

10. На барање на ОЕПС кој дава резерви, давателот на услуги за FCR ги прави информациите наведени во став 9 достапни во реално време, со временска резолуција од најмалку 10 секунди.

11. На барање на ОЕПС кој дава резерва и доколку е потребно за да се потврди активирањето на FCR, давателот на услуги за FCR ги става на располагање информациите наведени во став 9 за техничките инсталации што се дел од истата балансна единица за FCR.

## *Член 155*

### **Процес на претквалификација на FCR**

1. Не подоцна од 12 месеци по стапувањето во сила на оваа Регулатива, секој ОЕПС мора да подготви процес на претквалификација на FCR и да ги објави деталите за истата.

2. Потенцијалниот давател на услуги за FCR му ја докажува на ОЕПС кој дава резерва својата усогласеност со техничките барања и дополнителните барања утврдени во Член 154 по успешното завршување на процес на претквалификација на можни балансни единици за FCR или групи даватели на услуги за FCR опишани во ставовите 3 д 6 на овој Член.

3. Потенцијалниот давател на услуги за FCR доставува официјално барање до ОЕПС кој дава резерви заедно со потребните информации за можните балансни единици или групи даватели на FCR. Во рок од осум недели по приемот на барањето, ОЕПС кој дава резерви мора да потврди дека барањето е целосно. Доколку ОЕПС кој дава резерви смета дека барањето е нецелосно, потенцијалниот давател на услуги за FCR мора да ги обезбеди дополнителните потребни информации во рок од четири недели од приемот на барањето за дополнителни информации. Доколку потенцијалниот давател на услуги за FCR не ги обезбеди бараните информации во тој период, барањето ќе се смета за повлечено.
4. Во рок од три месеци по потврдувањето дека барањето е целосно, ОЕПС кој дава резерви мора да ги процени дадените информации и да одлучи дали балансните единици или групите даватели на услуги за FCR ги исполнуваат критериумите за претквалификација на FCR. ОЕПС кој дава резерви ќе го извести потенцијалниот давател на услуги за FCR за својата одлука.
5. Ако ОЕПС кој дава резерва веќе ја потврди усогласеноста со одредени барања од оваа Регулатива, ова ќе се признае во процесот на претквалификација.
6. Квалификацијата на балансните единиците или групите даватели на услуги за FCR се проценува повторно:
  - (а) барем на секои пет години;
  - (б) ако се променат техничките или барањата за достапност или опремата и
  - (в) ако е надградена опрема поврзана со активирање на FCR.

#### *Член 156*

### **Обезбедување на FCR**

1. Секој ОЕПС обезбедува гарантирање на барем потребната количина на FCR договорена од сите ОЕПС во истата синхрона област во согласност со Членовите 153, 163, 173 и 174.
2. Сите ОЕПС во даден синхрон опсег ја одредуваат, барем еднаш годишно, големината на контролниот фактор К на таа синхрона област земајќи ги предвид најмалку следниве фактори:

- (а) Резервниот капацитет на FCR поделен со максималното отстапување на фреквенцијата во стационарна состојба;
- (б) автоматско регулирање на производството;
- (в) саморегулација на оптоварување, земајќи го предвид придонесот во согласност со Членовите 27 и 28 од Регулативата (ЕУ) 2016/1388;
- (г) фреквентниот одговор на HVDC конекторите наведени во Член 172 и
- (д) активирање на LFSM и FSM во согласност со Членовите 13 и 15 од Регулативата (ЕУ) 2016/631.

3. Сите ОЕПС од одредена синхрона област што се состои од повеќе од една LFC област во оперативниот договор за синхрона област, ги одредуваат уделите на контролниот фактор К за секоја LFC област, кои мора да се базираат барем на:

- (а) првичните обврски за FCR;
- (б) автоматско регулирање на производството;
- (в) саморегулација на оптоварување;
- (г) поврзување на процесот на одржување на фреквенцијата помеѓу синхроните области преку HVDC интерконективни далеководи;
- (д) размена на FCR.

4. Давателот на услуги за FCR гарантира постојана достапност на FCR, освен во случај на присилно исклучување на балансната единица за FCR за време на периодот кога е должен да го обезбеди FCR.

5. Секој давател на услуги за FCR ќе го извести својот ОЕПС кој дава резерва што е можно поскоро за промени во реалната достапност на неговата балансна единица за FCR и / или целата или дел од групата даватели на услуги за FCR што се релевантни за резултатите од претквалификацијата.

6. Секој ОЕПС гарантира или бара од давателот на услуги за FCR да се осигури дека загубата на балансната единица за FCR не ја нарушува оперативната сигурност со:

- (а) ограничување на уделот на FCR обезбеден од балансна единица за FCR на 5% од резервниот капацитет на FCR потребен за синхроната област на континентална Европа и Скандинавската синхрона област;
- (б) со исклучување на FCR даден од единицата за дефинирање на инцидентот на синхроната референтна област од процесот на димензионирање за синхроните области на Велика Британија и Ирска и Северна Ирска и Скандинавската синхрона област и

(в) со замена на FCR што е недостапен поради присилно исклучување или недостапност на балансната единица за FCR или групата даватели на услуги за FCR што е можно поскоро и во согласност со условите поставени од ОЕПС кој дава резерви.

7. Балансната единица за FCR или група на даватели на услуги за FCR со резервоар на енергија што не ја ограничува нејзината способност да обезбеди FCR, го активира FCR сè додека трае отстапувањето на фреквенцијата. Во случај на синхрони области на Велика Британија и Ирска и Северна Ирска, балансната единица или група на даватели на услуги за FCR со резервоар за енергија што не ја ограничува нејзината способност за обезбедување на FCR го активира својот FCR сè додека не го активира FRR или за периодот наведен во синхроната област.

8. Балансната единица или група на даватели на услуги за FCR со резервоар за енергија што ја ограничува нејзината способност да обезбеди FCR, го активира FCR сè додека трае отстапувањето на фреквенцијата, освен ако нејзиниот резервоар за енергија не се исцрпи во позитивна или негативна насока. Во случај на синхроните области на Велика Британија и Ирска и Северна Ирска, балансната единица за FCR или група на даватели на услуги за FCR со резервоар за енергија што ја ограничува нејзината способност да обезбеди FCR, го активира својот FCR сè додека не го активира FRR или за одреден период утврден во оперативниот договор за синхрона област.

9. За синхроната област на континентална Европа и Скандинавската синхрона област, секој давател на FCR ќе осигури дека FCR од неговите балансни единици за FCR или групи на даватели за услуги за FCR со ограничени уреди за складирање на енергија е постојано достапен во нормален режим на работа на работа. За синхроната област на континентална Европа и Скандинавската синхрона област, од почетокот и за време на состојба на тревога, секој давател на FCR ќе осигури дека FCR од своите балансни единици или групи на даватели на услуги за FCR може континуирано целосно да го активира FCR за време на периодот утврден во ставовите 10 и 11. Доколку не е одреден период според ставовите 10 и 11, секој давател на услуги за FCR ќе осигури дека неговите балансни единици или групи на даватели на услуги за FCR со ограничени уреди за складирање на енергија може континуирано целосно да го активира FCR најмалку 15 минути или, во случај на отстапувања на фреквенцијата кои се помали од отстапувањата на фреквенцијата за кои се

потребни целосни активирање на FCR, за време на еквивалентен период или период утврден од секој ОЕПС, но кој не смее да биде подолг од 30 минути ниту помалку од 15 минути.

10. Сите ОЕПС во синхроната област на континентална Европа и Скандинавската синхрона област мора да предложат минимално време на активирање што мора да го обезбедат давателите на услуги за FCR. Ова време не треба да биде подолго од 30 или пократко од 15 минути. Предлогот мора да ги земе предвид резултатите од анализата на трошоците и придобивките спроведена во согласност со став 11.

11. Не подоцна од 6 месеци по стапувањето во сила на оваа Регулатива, ОЕПС во синхроната област на континентална Европа и Скандинавската синхрона област мора да предложат претпоставки и методологија за анализа на трошоците и придобивките со цел да се процени периодот во кој балансните единиците за FCR или групите на даватели за FCR со ограничени уреди за складирање на енергија мора да бидат достапни во состојба на тревога. Не подоцна од 12 месеци по одобрувањето на претпоставките и методологиите од страна на сите регулаторни тела на засегнатата област, ОЕПС од синхроната област на континентална Европа и Скандинавската синхрона област мора да ги достават резултатите од нивната анализа на трошоците и придобивките до соодветните регулаторни тела со предложено време кое не смее да биде повеќе од 30 минути или помалку од 15 минути. Анализата на трошоците и придобивките треба да ги земе предвид најмалку:

- (а) искуства стекнати со различни времиња и распределба на нови технологии во различни LFC блокови;
- (б) влијанието на даден период врз вкупните трошоци на FCR во синхроната област;
- (в) влијанието на одреден период врз ризиците по стабилноста на системот, особено за време на продолжени или повеќекратни фреквенции;
- (г) влијанието на ризиците по стабилноста на системот и вкупните трошоци на FCR во случај на зголемување на вкупниот волумен на FCR;
- (д) влијанието на технолошкиот напредок врз трошоците за периодот на достапност на FCR од балансните единиците за FCR или групите на даватели на услуги за FCR со ограничени резервоари на енергија.

12. Давателот на услуги за FCR ги одредува границите на складирање на енергија на неговите балансни единици за FCR или групи на даватели за услуги за FCR енергија во процесот на претквалификација, во согласност со Член 155.

13. Давател на FCR што користи балансни единици за FCR или група на даватели на услуги за FCR со резервоар за енергија што ја ограничува нивната способност да обезбедат FCR, осигурува дека резервоарот за енергија се обновува во позитивна или негативна насока според следниве критериуми:

(а) за синхроните области на Велика Британија и Ирска и Северна Ирска, давателот на услуги за FCR ги применува методите утврдени во оперативниот договор за синхроната област;

(б) за синхроната област на континентална Европа и Скандинавската синхрона област, давателот на услуги за FCR мора да обезбеди најбрзо можно обновување на резервоарот за енергија во рок од два часа од крајот на состојбата на тревога.

## ГЛАВА 6

### РЕЗЕРВИ ЗА ОБНОВУВАЊЕ НА ФРЕКВЕНЦИЈА

#### Член 157

#### Димензионирање на FRR

1. Сите ОЕПС од одреден LFC блок воспоставуваат правила за димензионирање на FRR во оперативниот договор за LFC блок.

2. Правилата за димензионирање на FRR го опфаќаат најмалку следново:

(а) сите ОЕПС од даден LFC блок во синхроната област на континентална Европа и Скандинавската синхрона област го одредуваат резервниот капацитет на FRR на тој LFC блок врз основа на последователни записи на податоци што содржат барем минати вредности на отстапувањата на LFC блокот. Примерокот од овие записи мора да содржи најмалку време за повторно обновување на номиналната фреквенција. Евиденцијата мора да биде од репрезентативен период, кој мора да опфати најмалку една година, завршувајќи најрано шест месеци пред датумот на пресметка;

(б) сите ОЕПС од одреден LFC блок во синхроната област на континентална Европа и Скандинавската синхрона област го одредуваат резервниот капацитет на FRR на тој LFC блок што е доволен за да се постигнат сегашните целни параметрите на FRCE наведени во Член 128 за време на периодот наведен во точка (а), барем врз основа на веројатна методологија. При користење на оваа методологија, сите ОЕПС ги земаат предвид ограничувањата утврдени во договорите за распределба или размена на резерви заради можни нарушувања на оперативната сигурност и барањата за достапност на FRR. Сите ОЕПС од одреден LFC блок ги земаат предвид значителните промени во дистрибуцијата на отстапувања на LFC блок или другите релевантни фактори на влијание во однос на разгледуваниот период;

(в) сите ОЕПС од даден LFC блок го одредуваат односот на автоматско FRR, мануелно FRR, времето до целосно активирање на автоматско FRR и времето до целосно активирање на мануелен FRR за да се исполнат барањата од став (б). Затоа, времето за целосно активирање на автоматскиот FRR на одреден LFC блок и времето за целосно активирање на мануелниот FRR на тој LFC блок, не треба да го надминуваат времето за повторно обновување на фреквенцијата;

(г) ОЕПС од одреден LFC блок ја одредуваат големината на инцидентот, така што ова е најголемото отстапување што може да биде предизвикано од моментална промена на активната моќност на еден модул на производство, еден потрошувач или еден HVDC далековод или испад на далековод во LFC блок;

(д) сите ОЕПС од одреден LFC блок го одредуваат позитивниот резервен капацитет за FRR, што не е помал од позитивниот инцидент за димензионирање на тој LFC блок;

(ѓ) сите ОЕПС од одреден LFC блок го одредуваат негативниот резервен капацитет за FRR, што не е помал од негативниот инцидент за димензионирање на тој LFC блок;

(е) сите ОЕПС од одреден LFC блок го одредуваат резервниот капацитет за FRR на LFC блокот, сите можни географски ограничувања на неговата распределба во LFC блокот и сите можни географски ограничувања за размена или распределба на резервите со други LFC блокови со цел да се усогласат со оперативните сигурносни ограничувања;

(ж) сите ОЕПС од даден LFC блок гарантираат дека позитивниот резервен капацитет за FRR или комбинацијата на резервен капацитет за FRR и RR е доволен да ги покрие позитивните отстапувања на LFC блокот најмалку 99% од времето врз основа на записите наведени во точка (а);

(з) сите ОЕПС од даден LFC блок гарантираат дека негативниот резервен капацитет за FRR или комбинацијата на резервен капацитет за FRR и RR е доволен да ги покрие негативните отстапувања на LFC блокот најмалку 99% од времето врз основа на записите наведени во точка (а);

(с) сите ОЕПС од одреден LFC блок може да го намалат позитивниот резервен капацитет за LFC блокот што произлегува од димензионирањето на FRR со склучување договор за распределба на FRR со други LFC блокови во согласност со одредбите од Поглавје 8. овој договор се применува на следниов начин:

(i) за синхроната област на континентална Европа и Скандинавската синхрона област, намалувањето на позитивниот резервен капацитет FRR на одреден LFC блок е ограничено на разликата, доколку е позитивна, помеѓу големината на инцидентот за позитивно димензионирање и резервен капацитет за FRR потребни за покривање на позитивните отстапувања на LFC блокот во текот на 99% од времето врз основа на минатите записи наведени во точка (а). Намалување на позитивниот капацитет резервите не смеат да надминат 30% од големината на инцидентот за позитивно димензионирање;

(ii) за синхроните области на Велика Британија и Ирска и Северна Ирска, ОЕПС на LFC блокот континуирано го проценуваат позитивниот резервен капацитет за FRR и ризикот од необезбедување како резултат на распределба;

(и) сите ОЕПС од одреден LFC блок можат да го намалат негативниот резервен капацитет за LFC блокот што произлегува од димензионирањето на FRR со склучување договор за распределба на FRR со други LFC блокови во согласност со одредбите од Поглавје 8. Овој договор се применува на следниов начин:

(i) за синхроната област на континентална Европа и Скандинавската синхрона област, намалувањето на негативниот резервен капацитет на FRR на одреден LFC блок е ограничено на разликата, доколку е позитивна, помеѓу големината на инцидентот за негативно димензионирање и резервен капацитет за FRR потребни за покривање на негативните отстапувања на LFC блокот во текот на 99% од времето врз основа на минатите записи наведени во точка (а);



(ii) за синхроните области на Велика Британија и Ирска и Северна Ирска, ОЕПС на LFC блокот континуирано го проценуваат негативниот резервен капацитет за FRR и ризикот од необезбедување како резултат на распределба.

3. Сите ОЕПС од одреден LFC блок, што опфаќа повеќе од еден ОЕПС, ќе утврдат во оперативниот договор за LFC блокот специфична распределба на одговорностите помеѓу ОЕПС во LFC областите за исполнување на обврските утврдени во став 2.

4. Сите ОЕПС од одреден LFC блок во секое време мора да имаат доволен резервен капацитет на FRR во согласност со правилата за димензионирање на FRR. ОЕПС од LFC блокот во оперативниот договор за LFC блок наведуваат постапка за ескалација за случаи со висок ризик од недоволен резервен капацитет за FRR во LFC блок.

### *Член 158*

#### **Минимални технички барања во врска со FRR**

1. Во однос на FRR, минималните технички барања се како што следува:
  - (а) секоја балансна единица на FCR и секоја група на даватели на услуги за FRR се приклучени со само еден ОЕПС кој дава резерви;
  - (б) балансната единицата или групата на даватели на услуги за FRR го активира FRR во согласност со зададената вредност добиена од ОЕПС одговорен за налогот за активирање на резервата;
  - (в) ОЕПС одговорен за издавање наредба за активирање на резервата мора да биде ОЕПС кој дава резерви или ОЕПС кој во договорот за размена на FRR во согласност со Член 165 (3) или Член 171 (4) го именувал ОЕПС кој дава резерви;
  - (г) доцнењето при активирање на балансните единици за автоматски FRR или групи на даватели на услуги за автоматски FRR не смее да надминува 30 секунди;
  - (д) давателот на услуги за FRR обезбедува можност за следење на активирањето на балансните единици за FRR за обезбедување на FRR во рамките на групата на даватели на услуги за FRR. Затоа, давателот на услуги за FRR мора да може да доставува до ОЕПС кој дава резерви и до ОЕПС одговорен за налогот за активирање на резервите за мерење во реално време на точката

на приклучување или на друго место за интеракции договорени со ОЕПС кој дава резерви во врска со:

(i) временски означена планирана излазна активна моќност;

(ii) временски означена тековна активна моќност за:

- секоја балансна единица за FRR,
- секоја група на даватели на услуги за FRR и
- секоја балансна единица или потрошувачи на група на даватели на услуги за FRR обезбедува максимална моќност од најмалку 1,5 MW;

(f) балансната единица за FRR или групата на даватели на услуги за FRR способна е за активирање на целиот свој автоматски резервен капацитет за FRR за време до целосно активирање на автоматскиот FRR;

(e) балансна единица за FRR или група на даватели на услуги за FRR за мануелен FRR е способна да го активира целиот свој мануелен резервен капацитет на FRR за време до целосно активирање на мануелниот FRR;

(ж) давателот на услуги за FRR ги исполнува условите во врска со достапноста на FRR и

(з) балансната единица или групата на даватели на услуги за FRR ги исполнува условите за LFC блок во однос на стапката на промена на брзината.

2. Сите ОЕПС на одреден LFC блок во оперативниот договор за LFC блок во согласност со Член 119 ги специфицираат барањата во врска со достапноста на FRR и контролата на квалитетот на балансите единици за FRR и групите на даватели на услуги за обезбедување FRR за нивниот LFC блок.

3. ОЕПС кој дава резерви ги утврдува техничките барања во врска со приклучувањето на балансите единици и групите на даватели на услуги за обезбедување на FRR заради сигурно и безбедно обезбедување на FRR.

4. Секој давател на FRR:

(а) гарантира дека неговите балансни единици за FRR и групи на даватели на услуги за FRR ги исполнуваат минималните технички барања за FRR, барања за достапност на FRR и барања за стапката на промена на брзината наведени во ставовите од 1 до 3 и

(б) Што е можно поскоро, тие ќе го известат својот ОЕПС кој дава резерва за намалувањето на реалната достапност на нивната балансна единица за FRR или група на даватели на услуги за FRR.

5. Секој ОЕПС кој дава резерва обезбедува надзор на усогласеноста на неговите балансни единици за FRR и групи на даватели на услуги за FRR со минималните технички барања во врска со FRR наведени во став 1, барањата во врска со достапноста на FRR наведени во став 2, барањата за стапката на промена на брзината наведени во став 1. и барањата за приклучување наведени во став 3.

### *Член 159*

#### **Процес на претквалификација на FRR**

1. Не подоцна од 12 месеци по стапувањето во сила на оваа Регулатива, секој ОЕПС мора да воспостави процес на претквалификација за FRR и да објасни и објави детали за истиот.

2. Потенцијалниот давател на FRR ќе му покаже на ОЕПС кој дава резерви или на ОЕПС назначен од ОЕПС кој дава резерви во договорот за размена на FRR, неговата усогласеност со минималните технички барања за FRR наведени во Член 158 (1). , барањата во врска со достапноста на FRR наведени во Член 158 (2), барањата за стапка на промена на брзина наведени во Член 158 (1) и барањата за приклучување наведени во Член 158 (3) завршување на процесот за претквалификација за можни балансни единици за FRR или групи на даватели на услуги за FRR опишани во ставовите 3 до 6 на овој Член.

3. Потенцијален давател на FRR доставува официјално барање до надлежниот ОЕПС кој дава резерви или назначен ОЕПС заедно со потребните информации за можните балансни единици за FRR или групи на даватели на услуги за FRR. Во рок од осум недели по приемот на барањето, ОЕПС кој дава резерви или назначениот ОЕПС треба да потврди дека барањето е целосно. Ако ОЕПС кој дава резерви или назначениот ОЕПС смета дека барањето е

нецелосно, тој ќе побара дополнителни информации и потенцијалниот давател на FCR мора да ги обезбеди во рок од четири недели од приемот на барањето. Доколку потенцијалниот давател на FRR не ги обезбеди бараните информации во тој период, барањето ќе се смета за повлечено.

4. Во рок од три месеци откако ќе потврди дека барањето е целосно, ОЕПС кој дава резерви или назначениот ОЕПС ги проценува доставените информации и одлучува дали балансните единици за FRR или групите на даватели на услуги за FRR ги исполнуваат критериумите за претквалификација за FRR. ОЕПС кој дава резерви или назначениот ОЕПС го известува потенцијалниот давател на услуги за FRR за својата одлука.

5. Одлуката за квалификација на балансните единици или групите на даватели на услуги за FRR донесена од ОЕПС кој дава резерви или назначениот ОЕПС важи низ целиот LFC блок.

6. Квалификацијата на балансните единици или групите на даватели на услуги за FRR се проценува повторно:

(а) барем на секои пет години; и

(б) ако се променат техничките барања, тие за достапноста или ако се промени опремата.

7. За да се осигури оперативната сигурност, ОЕПС кој дава резерви има право да ги исклучи групите даватели на услуги за FRR од обезбедувањето на FRR врз основа на технички аргументи, како што е географската локација на модулите за производство или потрошувачи кои ја сочинуваат групата на даватели на услуги за FRR.

## ГЛАВА 7

### **ЗАМЕНСКА РЕЗЕРВА**

#### *Член 160*

## **Димензионирање на RR**

1. Сите ОЕПС од одреден LFC блок имаат право да го спроведат RR процесот.
2. Со цел да се усогласат со целните параметри на FRCE наведени во Член 128, сите ОЕПС од LFC блок со RR процес што вршат комбиниран процес на димензионирање FRR и RR за да ги исполнат барањата од Член 157 (2), ги утврдуваат правилата за димензионирање на RR во оперативниот договор за LFC блокот.
3. Правилата за димензионирање на RR се состојат барем од следниве барања:
  - (а) за синхроната област на континентална Европа и Скандинавската синхрона област, мора да има позитивен резервен капацитет за RR доволен за да се врати потребната количина на позитивен FRR. За синхроните области на Велика Британија и Ирска и Северна Ирска, мора да има позитивен резервен капацитет за RR доволен за да се воспостави потребната количина на позитивни FCR и позитивни FRR;
  - (б) за синхроната област на континентална Европа и Скандинавската синхрона област, мора да има негативен резервен капацитет за RR доволен за да се воспостави потребната количина на негативен FRR. За синхроните области на Велика Британија и Ирска и Северна Ирска, мора да има негативен резервен капацитет за RR, доволен за да се воспостави потребната количина на негативни FCR и негативни FRR;
  - (в) мора да има доволен резервен капацитет за RR кога ова се зема предвид за димензионирање на резервниот капацитет на FRR со цел да се почитува целниот квалитет на FRCE за разгледуваниот период и
  - (г) мора да има усогласеност со оперативната сигурност во LFC блокот за да се утврди резервниот капацитет за RR.

4. Сите ОЕПС на LFC блокови можат да го намалат позитивниот резервен капацитет за RR на LFC блокот, добиен со процесот на димензионирање на RR, со склучување договор за распределба на RR за тој позитивен резервен капацитет за RR со други LFC блокови во согласност со одредбите од Поглавје 8 од Дел 8. IV. ОЕПС кој обезбедува способност за регулирање ги ограничува своите позитивни резервни капацитети за да:

(а) гарантира дека сè уште може да ги исполни целните параметри на FRCE утврдени во Член 128;

(б) се осигура дека оперативната сигурност не е загрозена и

(в) се осигура дека намалувањето на позитивниот резервен капацитет за RR не го надминува преостанатиот позитивен резервен капацитет за RR на LFC блок.

5. Сите ОЕПС на даден LFC блок може да го намалат негативниот резервен капацитет RR на LFC блок, добиен со процесот на димензионирање на RR, со склучување договор за распределба RR за тој негативен резервен капацитет за RR со други LFC блокови, во согласност со одредбите од Поглавје 8. Дел IV. ОЕПС кој обезбедува способност за регулирање го ограничува својот негативен резервен капацитет за да:

(а) гарантира дека сè уште може да ги исполни целните параметри на FRCE утврдени во Член 128;

(б) се осигура дека оперативната сигурност не е загрозена и

(в) се осигура дека намалувањето на негативниот резервен капацитет за RR не го надминува преостанатиот негативен капацитет за резерва за RR на LFC блокот.

6. Ако со LFC блокот управува повеќе од еден ОЕПС и процесот е неопходен за LFC блокот, сите ОЕПС од тој LFC блок ја наведуваат во оперативниот договор со LFC блокот распределбата на одговорностите меѓу ОЕПС од различни LFC области за имплементација на правилата за димензионирање утврдени во став 3.

7. ОЕПС во секое време мора да има доволен резервен капацитет за RR во согласност со правилата за димензионирање на RR. ОЕПС од LFC блокот во

оперативниот договор за LFC блок наведуваат постапка за ескалација за случаи со висок ризик од недоволен резервен капацитет за RR во LFC блок.

### *Член 161*

#### **Минимални технички барања во врска со RR**

1. Единиците и групите за обезбедување RR ги исполнуваат следниве минимални технички услови:

(а) приклучување со само еден ОЕПС кој дава резерви;

(б) активирање на RR во согласност со зададената вредност добиена од ОЕПС одговорен за издавање наредба за активирање на резервата;

(в) ОЕПС одговорен за издавање на наредба за активирање на резервата мора да биде ОЕПС кој дава резерва или ОЕПС назначен од ОЕПС кој дава резерва во договорот за размена на RR во согласност со Член 165 (3) или Член 171 (4);

(г) активирање на целосниот резервен капацитет за RR во рамките на времето на активирање утврдено од ОЕПС одговорен за издавање на наредба за активирање на резервата;

(д) деактивирање на RR во согласност со зададената вредност добиена од ОЕПС одговорен за издавање на наредбата за активирање на резервата;

(е) давателот на RR обезбедува можност за следење на активирањето на RR на балансните единици за обезбедување RR во рамките на групата на даватели на резерви. Затоа, давателот на RR мора да може да доставува до ОЕПС кој дава резерви и до ОЕПС одговорен за издавање на наредба за активирање на резервите за мерење во реално време на точката на приклучување или на друго место, интеракции договорени со ОЕПС кој дава резерва во врска со:

(и) временска означена планирана излезна моќност за секоја балансна единица за RR и група на даватели на услуги за RR и за секој модул за

производство или потрошувач на групата на даватели на услуги за RR со максимална излезна моќност од најмалку 1,5 MW;

(ii) временски означена тековна излезна моќност за секоја балансна единица за RR и група на даватели на услуги за RR и за секој модул за производство или потрошувач на групата на даватели на услуги за RR со максимална излезна моќност од најмалку 1,5 MW;

(e) исполнување на барањата во врска со достапноста на RR.

2. Сите ОЕПС на одреден LFC блок во оперативниот договор за LFC блок ги одредуваат барања во врска со достапноста на RR и контролата на квалитетот на балансите единици за RR и групите на даватели на услуги за RR.

3. ОЕПС кој дава резерви утврдува технички барања во врска со приклучувањето на балансите единици за RR и групите на даватели на услуги за RR заради сигурно и безбедно обезбедување на RR во описот на процесот на претквалификација.

4. Секој давател на RR:

(a) се осигурува дека неговите балансни единици и групи на даватели на услуги за RR ги исполнуваат минималните технички барања во врска со RR и барањата во врска со достапноста на RR наведени во ставовите од 1 до 3; и

(б) го информира својот ОЕПС одговорен за издавање наредба за активирање на резерви што е можно побрзо за присилното исклучување на неговите балансни единици за RR или групи на даватели на услуги за RR или дел од неговите групи на даватели на услуги за RR.

5. Секој ОЕПС одговорен за издавање на наредбата за активирање на резервата гарантира дека неговите балансни единици за RR и групи на даватели на услуги за RR ги исполнуваат техничките барања во врска со RR, барањата за достапност на RR и барањата за приклучување наведени во овој Член.



## Процес на претквалификација за RR

1. Секој ОЕПС на одреден LFC блок што спроведува процес на RR мора да развие процес за претквалификација за RR во рок од 12 месеци од стапувањето на сила на оваа Регулатива и да ги објасни и објави деталите за истото.
2. Потенцијалниот давател на RR ќе му ја покаже на ОЕПС кој дава резерви или на ОЕПС назначен од ОЕПС кој дава резерви во договорот за размена на RR, својата усогласеност со минималните технички барања во однос на RR, барањата во врска со достапноста на RR наведени во Член 161 и барањата за приклучување наведени во Член 161 со успешно завршување на процесот на претквалификација за можните балансни единици за RR или групи на даватели на услуги за RR опишана во ставовите од 3 до 6.
3. Потенцијалниот давател на RR ќе достави официјално барање до надлежниот ОЕПС кој дава резерви или назначениот ОЕПС заедно со потребните информации за можните балансни единици за RR или групи на даватели на услуги за RR. Во рок од осум недели по приемот на барањето, ОЕПС кој дава резерви или назначениот ОЕПС треба да потврди дека барањето е целосно. Доколку ОЕПС кој дава резерви или назначениот ОЕПС смета дека барањето е нецелосно, потенцијалниот давател на RR мора да ги обезбеди дополнителните потребни информации во рок од четири недели од приемот на барањето за дополнителни информации. Доколку потенцијалниот давател на RR не ги обезбеди бараните информации во тој период, барањето се смета за повлечено.
4. Во рок од три месеци по потврдата дека барањето е целосно, ОЕПС кој дава резерви или назначениот ОЕПС мора да ги процени доставените информации и да одлучи дали балансите единици или групите на даватели на услуги за RR ги исполнуваат условите за претквалификација на RR. ОЕПС кој дава резерви или назначениот ОЕПС го информира потенцијалниот давател на RR за својата одлука.
5. Квалификацијатана балансите единици за RR или групите на даватели на услуги за RR повторно се оценува:

(а) најмалку на секои 5 години и

(б) ако се променат техничките барања или барањата за достапноста или опремата.

6. Со цел да се осигури оперативната сигурност, ОЕПС кој дава резерви има право да одбие да обезбеди RR на групи на даватели на услуги за RR врз основа на технички аргументи, како што се географската локација на модулите за производство или потрошувачи кои ја сочинуваат групата на даватели на услуги за RR.

## ГЛАВА 8

### РАЗМЕНА И РАСПРЕДЕЛБА НА РЕЗЕРВИ

#### ПОГЛАВЈЕ 1

#### *Размена и споедлување на резерви на синхрона област*

#### Член 163

#### Размена на FCR на синхрона област

1. Сите ОЕПС кои учествуваат во размената на FCR во синхроната област мора да ги исполнуваат условите утврдени во ставовите 2 до 9. Размената на FCR подразбира трансфер на потребната количина на FCR од ОЕПС кој прима резерви до ОЕПС кој дава резерви за соодветен резервен капацитет за FCR.

2. Сите ОЕПС кои учествуваат во размената на FCR во синхроната област, треба да бидат во согласност со ограничувањата и барањата во врска со размената на FCR во синхроната област, утврдени во табелата во Прилог VI.
3. ОЕПС кој дава резерви и ОЕПС кој прима резерви ја известуваат размената на FCR во согласност со Член 150.
4. Било кој ОЕПС кој дава резерви, ОЕПС кој прима резерви или засегнат ОЕПС што учествува во размена на FCR може да одбие да разменува FCR ако тоа предизвика проток на енергија што би ги нарушило оперативните сигурносни ограничувања при активирање на резервниот капацитет за FCR предмет на размена на FCR.
5. Секој засегнат ОЕПС потврдува дека неговата граница на доверба, утврдена во согласност со Член 22 од Регулативата (ЕУ) 2015/1222, е доволна за да ги прими протоците на моќност што произлегуваат од активирање на резервниот капацитет на FCR, предмет на размената на FCR.
6. Сите ОЕПС од одредена LFC област ги прилагодуваат параметрите на нивната пресметка на FRCE за да се земе предвид размената на FCR.
7. ОЕПС кој дава резерви е одговорен за барањата на Членовите 154 и 156 во врска со резервниот капацитет за FCR што е предмет на размена на FCR.
8. Балансната единица за FCR или групата на даватели на услуги за FCR се одговорни за активирање на FCR на својот ОЕПС кој дава резерви.
9. Овие ОЕПС гарантираат дека размената на FCR не ги спречува другите ОЕПС да ги исполнуваат барања во врска со резервите од Член 156.

#### *Член 164*

### **Распределба на FCR во синхроната област**

ОЕПС не го дели FCR со другите ОЕПС во неговата синхрона област со цел да го постигне потребното количество FCR и да го намали вкупниот износ на FCR на синхроната област во согласност со Член 153.

### *Член 165*

#### **Општи барања за размена на FRR и RR во синхроната област**

1. Сите ОЕПС дефинираат специфична синхрона област во оперативниот договор за синхрона област улогите и одговорностите на ОЕПС кој дава резерви, ОЕПС кој прима резерви и засегнатиот ОЕПС за размена на FRR и / или RR.

2. При размена на FRR / RR, ОЕПС кој прима резерви и ОЕПС кој дава резерви ќе извести за таа размена врз основа на барањата од Член 150.

3. ОЕПС кој дава резерви и ОЕПС кој прима резерви кои учествуваат во размената на FRR / RR ги дефинираат во договорот за размена на FRR или RR своите улоги и одговорности, вклучително:

(а) одговорноста што ја има ОЕПС одговорен за издавање на наредбата за активирање на резерви за резервниот капацитет за FRR што е предмет на размена на FRR / RR;

(б) износот на резервниот капацитет за FRR и RR што е предмет на размена на FRR / RR;

(в) спроведување на процесот на прекугранично активирање на FRR / RR во согласност со Членовите 147 и 148;

(г) ако ОЕПС кој дава резерви не е ОЕПС одговорен за издавање на наредбата за активирање на резервите, минимум техничките барања за FRR / RR во врска со процесот на прекугранично активирање на FRR / RR;

(д) спроведување на претквалификација на FRR / RR за резервен капацитет за FRR и RR предмет на размена во согласност со Членовите 159 и 162;

(f) одговорност за следење на усогласеноста со техничките барања во врска со FRR / RR и барањата во врска со достапноста на FRR / RR за резервниот капацитет за FRR и RR предмет на размена во согласност со Член 158 (5) и Член 161 (2) 5. и

(e) процедури со кои се осигурува дека размената FRR / RR не предизвикува протоци на енергија што би ги нарушиле оперативните сигурносни ограничувања.

4. Било кој ОЕПС кој дава резерви, ОЕПС кој прима резерви или засегнат ОЕПС, кој учествува во размена на FRR или RR, може да ја одбие размената наведена во став 2, доколку таа предизвика проток на енергија што би ги нарушило оперативните сигурносни ограничувања во моментот на активирање на резервниот капацитет за FRR и RR кој е предмет на размена на FRR или RR.

5. Овие ОЕПС гарантираат дека размената на FRR / RR не спречува ниту еден ОЕПС да ги исполнува барањата за резерви утврдени во правилата за димензионирање на FRR или RR наведени во Членовите 157 и 160.

6. Сите ОЕПС од одреден LFC блок во оперативниот договор за LFC блок ги дефинираат улогите и одговорностите на ОЕПС кој дава резерви, ОЕПС кој прима резерви и засегнатиот ОЕПС во размената на FRR и / или RR со ОЕПС од други LFC блокови.

## *Член 166*

### **Општи барања за споедлување на FRR и RR во синхроната област**

1. Сите ОЕПС на одредена синхрона област во оперативниот договор за синхрона област ги одредуваат улогите и одговорностите на ОЕПС кој обезбедува способност за регулација, ОЕПС што прима способност за регулација и засегнатиот ОЕПС во распределбата на FRR и RR.

2. Кога се споделува FRR / RR, ОЕПС кој обезбедува способност за регулација и ОЕПС кој прима способност за регулација ќе го известат тој оддел во согласност со барањата за известување од Член 150.

3. ОЕПС што обезбедува способност за регулација и ОЕПС што прима способност за регулација кои учествуваат во распределбата на FRR / RR, ќе ги одредат во договорот за распределба FRR или RR нивните улоги и одговорности, вклучително:

(а) износот на резервниот капацитет за FRR и RR што е предмет на распределба FRR / RR;

(б) спроведување на процесот на прекугранично активирање на FRR / RR во согласност со Членовите 147 и 148;

(в) процедури за да се осигури дека активирањето на резервниот капацитет за FRR и RR што е предмет на распределба FRR / RR не предизвикува протоци на енергија што би ги нарушиле оперативните сигурносни ограничувања.

4. Секој ОЕПС кој обезбедува способност за регулација, ОЕПС кој прима способност за регулација или засегнатиот ОЕПС што учествува во распределба на FRR / RR може да одбие да споделува FRR / RR ако тоа би предизвикало проток на енергија што би ги нарушиле оперативните сигурносни ограничувања при активирање на капацитетот резерви за FRR и RR што е предмет на распределба на FRR / RR.

5. Кога се споделува FRR / RR, ОЕПС кој обезбедува способност за регулација на ОЕПС кој прима способност за регулација му обезбедува дел од сопствениот резервен капацитет за FRR и RR потребни за исполнување на барањата за резерви на FRR и / или RR што се резултат на правилата за димензионирање наведени во Членовите 157 и 160. ОЕПС што ја обезбедува способноста за регулација може да биде:

(а) ОЕПС одговорен за издавање на наредбата за активирање на резервите од резервниот капацитет за FRR и RR што е предмет на распределба на FRR / RR или

(б) ОЕПС што пристапува до својот резервен капацитет за FRR и RR што е предмет на распределба FRR / RR преку спроведениот процес на

прекугранично активирање на FRR / RR во рамките на договорот за размена FRR / RR.

6. Секој ОЕПС кој прима способност за регулација е одговорен за пријавување инциденти и отстапувања доколку резервниот капацитет за FRR и RR што е предмет на распределба на FRR / RR е недостапен поради:

(а) ограничувања на обезбедување на повторно обновување на номиналната фреквенција или прилагодување на контролната програма поврзана со оперативната сигурност и

(б) бидејќи ОЕПС што ја обезбедува способноста за регулација делумно или целосно го користи резервниот капацитет за FRR и RR.

7. Сите ОЕПС од одреден LFC блок во оперативниот договор за LFC блок ги дефинираат улогите и одговорностите на ОЕПС што обезбедува способност за регулација, ОЕПС што прима способност за регулација и засегнатиот ОЕПС во размената FRR и / или RR со ОЕПС од други LFC блокови.

#### *Член 167*

### **Размена на FRR во синхроната област**

Сите ОЕПС во синхроната област што се состои од повеќе од еден LFC блок кои учествуваат во размената на FRR во синхроната област, треба да бидат во согласност со барањата и ограничувањата во врска со размената на FRR, утврдени во табелата во Прилог VII.

#### *Член 168*

### **Распределба на FCR во синхроната област**

Секој ОЕПС од одреден LFC блок има право да го дели FRR со другите LFC блокови во неговата синхрона област во рамките на границите утврдени со правилата за димензионирање на FRR во Член 157 (1) и во согласност со Член 166.

#### *Член 169*

### **Размена на RR во синхроната област**

Сите ОЕПС во синхроната област што се состои од повеќе од еден LFC блок кои учествуваат во размената на RR во синхроната област, треба да бидат во согласност со барањата и ограничувањата во врска со размената на RR утврдени во табелата во Прилог VIII.

#### *Член 170*

### **Распределба RR во синхроната област**

Секој ОЕПС од одреден LFC блок има право да споделува RR со други LFC блокови во истата синхрона област во оперативните ограничувања наведени во правилата за димензионирање на RR во Член 160, ставови 4 и 5 и во согласност со Член 166.

## **ПОГЛАВЈЕ 2**

### **Размена и распределба на резервите меѓу синхроните области**

#### *Член 171*



## Општи барања

1. Секој оператор и / или сопственик на HVDC интерконективен далековод што ги поврзува синхроните области, им овозможува на приклучените ОЕПС способност за извршување на размена и споделување на FCR, FRR и RR доколку оваа технологија е инсталирана.
2. Сите ОЕПС во синхроната област ги дефинираат во оперативниот договор за синхрона област улогите и одговорностите што ги имаат ОЕПС кој дава резерва, ОЕПС кој прима резерва и засегнатите ОЕПС во размената на резерви како и за ОЕПС кој обезбедува способност за регулација, ОЕПС кој прима способност за регулација и засегнатите ОЕПС за распределбата на резерви помеѓу синхрони области.
3. ОЕПС кој дава резерви, ОЕПС кој прима резерви или ОЕПС кој обезбедува способност за регулација и ОЕПС кој прима способност за регулација, испраќа известување за размената или распределбата во согласност со Член 150.
4. ОЕПС кој дава резерви и ОЕПС кој прима резерви кои учествуваат во размената на резерви, ќе ги наведат во договорот за размена нивните улоги и одговорности, вклучително:
  - (а) одговорноста што ја има ОЕПС одговорен за издавање наредба за активирање на резервите за резервниот капацитет при размената на резерви;
  - (б) износот на резервниот капацитет што е предмет на размена на резерви;
  - (в) спроведување на процесот на прекугранично активирање на FRR / RR во согласност со Членовите 147 и 148;
  - (г) спроведување на претквалификација за резервен капацитет што подлежи на размена на резерви во согласност со Членовите 155, 159 и 162;
  - (д) одговорност за следење на усогласеноста со техничките барања и барањата за достапност за резервниот капацитет што треба да се размени во согласност со Член 158 (5) и Член 161 (5) и

(f) процедури за да се осигури дека размената на резерви не предизвикува протоци на енергија што ќе ги наруши оперативните сигурносни ограничувања.

5. ОЕПС што ја обезбедува способноста за регулација и ОЕПС кој дава способност за регулација што учествуваат во распределбата на резервите, ќе ги одредат нивните улоги и одговорности во договорот за споделување, вклучувајќи

(a) износот на резервниот капацитет што е предмет на распределба на резервата;

(б) спроведување на процесот на прекугранично активирање на FRR / RR во согласност со Членовите 147 и 148 и

(в) процедури за да се осигури дека распределбата на резервите не предизвикува протоци на енергија што ќе ги разниша оперативните сигурносни ограничувања.

6. ОЕПС кој дава резерви и ОЕПС кој прима резерви кои учествуваат во размената на резерви или ОЕПС што обезбедува способност за регулација и ОЕПС кој прима способност за регулација, подготвува и склучува оперативен договор и договор за координација со сопствениците на HVDC интерконективните далеководи и / или оператори на мрежи за HVDC интерконективни далеководи, вклучително и

(a) интеракции низ сите временски периоди, вклучително и планирање и активирање;

(б) MW / Hz факторот на чувствителност, линеарната / динамичката или статичката / стапката на одзив на секој HVDC интерконективен далековод што ги поврзува синхроните области и

(в) распределбата / интеракцијата на овие функции на повеќе HVDC врски помеѓу синхрони области.

7. Било кој ОЕПС кој дава резерви, ОЕПС кој прима резерви, ОЕПС што обезбедува способност за регулација, ОЕПС кој прима способност за регулација или засегнат ОЕПС кој учествува во размената или распределбата на резерви може да одбие размена или распределба ако ова би предизвикало

протоци на енергија што би ги нарушиле оперативните сигурносни ограничувања при активирање на резервниот капацитет што е предмет на размена или распределба.

8. Учесниците на ОЕПС гарантираат дека размената на резерви помеѓу синхроните области не спречува ниту еден ОЕПС да ги исполни барањата за резерви од Членовите 153, 157 и 160.

9. ОЕПС кој дава резерви, ОЕПС кој прима резерви, ОЕПС што обезбедува способност за регулација и ОЕПС кој прима способност за регулација во договорот за размена или распределба ќе ги утврдат процедурите за случаи кога размената или распределбата на резервите помеѓу синхроните области не може да се изврши во реално време.

## *Член 172*

### **Поврзување на процесот на одржување на фреквенцијата помеѓу синхроните области**

1. Сите ОЕПС во синхроните области поврзани со HVDC интерконективен далековод имаат право да го поврзат процесот на спојување на фреквенцијата за да обезбедат поврзан одзив на фреквенцијата. Поврзување на процесот на спојување на фреквенцијата може да се користи од страна на ОЕПС за да се овозможи размена и / или распределба на FCR помеѓу синхроните области.

2. Сите ОЕПС на секоја синхрона област во оперативниот договор за синхроната област ги одредуваат техничките перформанси на процесот на спојување на фреквенцијата. При поврзување на процесот на спојување на фреквенцијата, се земаат предвид следново:

(а) оперативното влијание помеѓу синхроните области;

(б) стабилност на FCR на синхроната област;

(в) способноста на ОЕПС во таа синхрона област да бидат во согласност со целните параметри за квалитет на фреквенцијата утврдени во согласност со Член 127 и

(г) оперативната сигурност.

3. Секој оператор на HVDC интерконективен далековод го регулира протокот на активна моќност преку HVDC интерконективен далековод во согласност применетото поврзување на процесот на спојување на фреквенцијата.

### *Член 173*

#### **Размена на FCR помеѓу синхроните области**

1. Сите ОЕПС од одредена синхрона област што учествуваат во поврзувањето на процесот на спојување на фреквенцијата имаат право да го користат процесот на размена на FCR за размена на FCR помеѓу синхроните области.

2. Сите ОЕПС од синхроната област што учествуваат во размената на FCR помеѓу синхроните области ја организираат размената така што ОЕПС од една синхрона област добиваат дел од резерви на FCR од вкупниот капацитет од друга синхрона област, кои се потребни за нивната синхрона област според Член 153.

3. Делот од вкупниот резервен капацитет на FCR потребен за синхроната област во која се врши размена се обезбедува во друга синхрона област, во прилог на вкупниот резервен капацитет на FCR, потребен за втората синхрона област во согласност со Член 153.

4. Сите ОЕПС од истата синхрона област поставуваат ограничувања за размена на FCR во оперативниот договор за синхроната област.

5. Сите синхрони области на ОЕПС кои учествуваат во размената мора да изготват договор за размена на FCR во кој ќе бидат утврдени условите за размена на FCR.

#### *Член 174*

### **Распределба на FCR меѓу синхроните области**

1. Сите ОЕПС во синхроните области вклучени во поврзувањето на процесот на спојување на фреквенцијата имаат право да го користат овој процес за распределба на FCR помеѓу синхроните области.

2. Сите ОЕПС од истата синхрона област поставуваат ограничувања за распределба на FCR во оперативниот договор за синхрона област според следниве критериуми:

(а) за синхроната област на континентална Европа и Скандинавската синхрона област, сите ОЕПС гарантираат дека збирот на FCR обезбеден во синхроната област и од другите синхрони области во рамките на размената на FCR го опфаќа барем референтниот инцидент;

(б) за синхроните области на Велика Британија и Ирска и Северна Ирска, сите ОЕПС воспоставуваат методологија за одредување на распределбата на минималниот резервен капацитет за FCR во синхроната област.

3. Сите вклучени ОЕПС од синхроните области наведуваат во нивните оперативни договори за синхроната област условите за размена на FCR помеѓу вклучените синхрони области.

#### *Член 175*

### **Општи барања за распределба на FRR и RR помеѓу синхроните области**

1. Кога се распределува FRR или RR, ОЕПС што обезбедува способност за регулација му става на располагање на ОЕПС што прима способност за регулација дел од резервниот капацитет за FRR и RR потребни за исполнување на барањата за резервите FRR и / или RR што произлегуваат од правилата за димензионирање од Членовите 157 и 160. ОЕПС кој обезбедува способност за регулација може да биде:

(а) ОЕПС одговорен за наредбата за активирање на резервите од резервниот капацитет за FCR и RR што е предмет на распределба на FRR или RR или

(б) ОЕПС кој до својот резервен капацитет за FRR и RR што е предмет на распределба на FRR / RR пристапува со процесот на прекугранично активирање на FRR / RR во рамките на договорот за размена на FRR / RR.

2. Сите ОЕПС од одреден LFC блок во оперативниот договор за LFC блок ги дефинираат улогите и одговорностите на ОЕПС што обезбедува способност за регулирација, ОЕПС кој што прима способност за регулација и засегнатиот ОЕПС во размената на FRR и / или RR со ОЕПС од други LFC блокови од други синхрони области.

## *Член 176*

### **Размена на FRR помеѓу синхроните области**

1. Сите ОЕПС од секоја синхрона област во оперативниот договор за синхрона област наведуваат метод за поставување ограничувања за размена на FRR со други синхрони области. Овој метод ги зема предвид:

(а) оперативното влијание помеѓу синхроните области;

(б) стабилноста на FRP на синхроната област;

(в) способноста на ОЕПС во таа синхрона област да бидат во согласност со целните параметри за квалитет на фреквенцијата утврдени во согласност со Член 127 и целните параметри на FRCE утврдени во согласност со Член 128 и

(г) оперативна сигурност.

2. Сите ОЕПС од LFC блоковите вклучени во размената на FRR помеѓу синхроните области ја организираат оваа размена така што ОЕПС од одреден LFC блок во првата синхрона област можат од LFC блокот во втората синхрона област да добијат дел од вкупниот резервен капацитет за FRR потребен за нивниот LFC блок утврден во согласност со Член 157 (1).

3. Дел од вкупниот резервен капацитет FRR потребен за LFC блок во синхроната област на размена на FCR се обезбедува од LFC блокот во друга синхрона област во прилог на вкупниот резервен капацитет FRR потребен за тој втор LFC блок во согласност со Член 157 (1).

4. Секој оператор за HVDC интерконективен далековод го регулира протокот на активна моќност преку HVDC интерконективен далековод според упатствата од ОЕПС кој дава резерви или од ОЕПС кој прима резерви во согласност со минималните технички барања во врска со FRR наведени во Член 158.

5. Сите ОЕПС од LFC блоковите на кои припаѓаат ОЕПС кои даваат резерва и ОЕПС кои примаат резерва, ќе ги утврдат условите на размената на FRR во договорот за размена на FRR.

## *Член 177*

### **Распределба на FRR помеѓу синхроните области**

1. Сите ОЕПС од секоја синхрона област во оперативниот договор за синхрона област наведуваат методологија за поставување ограничувања за распределба на FRR со други синхрони области. Оваа методологија ги зема предвид:

- (а) оперативното влијание помеѓу синхроните области;
- (б) стабилност на FRP на синхроната област;
- (в) максималното намалување на FRR што може да се земе предвид при димензионирање на FRR во согласност со Член 157 како резултат на поделбата на FRR;
- (г) способноста на синхроната област да се усогласи со целните параметри за квалитет на фреквенцијата утврдени во согласност со Член 127 и целните параметри на FRCE утврдени во согласност со Член 128 и
- (д) оперативна сигурност

2. Сите ОЕПС од LFC блоковите вклучени во поделбата на FRR помеѓу синхроните области ја организираат оваа поделба така што ОЕПС од одреден LFC блок во првата синхрона област можат да добиваат од LFC блокот во втората синхрона област дел од вкупниот резервен капацитет на FRR потребен за нивниот LFC блок како што е утврдено во согласност со Член 157. став 1.

3. Секој оператор на HVDC интерконективен далековод го регулира протокот на активна моќност преку HVDC интерконективен далековод со упатства на ОЕПС кои обезбедуваат способност за регулација или ОЕПС кои примаат способност за регулација на резерви во согласност со минималните технички барања во врска со FRR наведени во Член 158 став 1.

4. Сите ОЕПС од LFC блоковите на кои припаѓа ОЕПС кои ја обезбедуваат способноста за регулирање и ОЕПС што ја примаат способноста за регулација, ќе ги утврдат условите за распределба на FRR во договорот за распределба на FRR.

## *Член 178*

### **Размена на RR помеѓу синхрони области**



1. Сите ОЕПС од секоја синхрона област во оперативниот договор за синхрона област наведуваат метод за поставување ограничувања за размена на RR со други синхроните области. Овој метод ги зема предвид:

(а) оперативно влијание помеѓу синхроните области;

(б) стабилност на RR на синхроната област;

(в) способноста на синхроната област да се усогласи со целните параметри за квалитет на фреквенцијата утврдени во согласност со Член 127 и целните параметри на FRCE утврдени во согласност со Член 128 и

(г) оперативна сигурност.

2. Сите ОЕПС од LFC блоковите вклучени во размената на RR помеѓу синхроните области ја организираат оваа размена така што ОЕПС од одреден LFC блок во првата синхрона област можат од LFC блокот во втората синхрона област добиваат дел од вкупниот резервен капацитет на RR потребен за нивниот LFC блок, како што е дефинирано во Член 160 (2).

3. Дел од вкупниот резервен капацитет на RR потребен за LFC блокот во синхроната област на размена се обезбедува од LFC блокот во втората синхрона област во прилог на вкупниот резервен капацитет на RR потребен за тој втор LFC блок во согласност со Член 160 став 2.

4. Секој оператор на HVDC интерконективен далековод го регулира протокот на активна моќност преку HVDC интерконективен далековод со упатства на ОЕПС кој дава резерви или ОЕПС кој прима резерви во согласност со минимумот технички барања во врска со RR наведени во Член 161.

5. Сите ОЕПС од LFC блоковите на кои припаѓаат ОЕПС кој дава резерви и ОЕПС кој прима резерви, ги одредуваат условите за размена на RR во договорот за размена на RR.

#### *Член 179*

### **Распределба на RR помеѓу синхроните области**

1. Сите ОЕПС од секоја синхрона област во оперативниот договор за синхроната област наведуваат метод за поставување ограничувања за распределба на RR со други синхрони области. Овој метод ги зема предвид:

(а) оперативното влијание помеѓу синхроните области;

(б) стабилност на RRP на синхроната област;

(в) максималното намалување на RR што може да се земе предвид во правилата за димензионирање на RR во согласност со Член 160 како резултат на распределба на RR;

(г) способноста на ОЕПС во таа синхрона област да бидат во согласност со целните параметри за квалитет на фреквенцијата утврдени во согласност со Член 127 и способноста на LFC блоковите да се усогласат со целните параметри на FRCE утврдени во согласност со Член 128 и

(д) оперативна сигурност.

3. Секој оператор на HVDC интерконективен далековод го регулира протокот на активна моќност преку HVDC интерконективен далековод со упатства на ОЕПС кои обезбедуваат способност за регулација или ОЕПС кои примаат способност за регулација во согласност со минималните технички барања во врска со RR наведени во Член 161.

4. Сите ОЕПС од LFC блоковите кои припаѓаат на ОЕПС што ја обезбедуваат способноста за регулација и ОЕПС што примаат способност за регулација, ги одредуваат условите за распределба на RR во договорот за распределување на RR.

### *ПОГЛАВЈЕ 3*

#### ***Процес на прекугранична активација на FRR/RR***

## **Процес на прекугранична активација на FRR/RR**

Сите ОЕПС кои учествуваат во процесот на прекугранично активирање на FRR и RR во исти или различни синхрони области мора да ги исполнуваат условите утврдени во Членовите 147 и 148.

### **ГЛАВА 9**

#### **TIME CONTROL ПРОЦЕС**

##### *Член 181*

##### **Time control процес**

1. Регулацијата на time control процесот се користи за контрола на просечната вредност на системската фреквенција до номиналната фреквенција.
2. Кога е соодветно, сите ОЕПС во одредена синхрона област во оперативниот договор за синхроната област ќе назначат методологија за корекција на синхроните временски отстапувања, која ќе вклучува:
  - (а) временски опсези во кои ОЕПС се обидуваат да одржат синхроно отстапување на времето;
  - (б) прилагодување на поставните точки на фреквенцијата за ресетирање на синхроното отстапување на времето на нула и
  - (в) мерки за зголемување или намалување на просечната системска фреквенција на резервите на активна моќност.
3. Координаторот на синхроната област ќе:

- (а) ќе го следи синхроното отстапување на времето;
- (б) ги пресметува прилагодувања за поставните точки на фреквенцијата и
- (в) ќе ги координира мерките во time control процесот.

## ГЛАВА 10

### СОРАБОТКА СО ОДС

#### *Член 182*

#### **Балансни единици или групи на даватели на резерви приклучени на мрежата на ОДС**

1. ОЕПС и ОДС работат заедно за да го олеснат и овозможат обезбедувањето на резервите на активна моќност од страна на балансните единици за системска резерва и балансните групи за системска резерва.
2. За целите на постапката на претквалификација за FCR наведени во Член 155, за FRR наведени во Член 159 и RR наведени во Член 162, секој ОЕПС подготвува и утврдува, во договор со своите ОДС кои даваат резерви и ОДС посредници, условите за размена на информации потребни за овие постапки на претквалификација за балансни единици за системска резерви или групи лоцирани во дистрибутивните системи и условите за обезбедување резерви на активна моќност. Постапките за претквалификација за FCR наведени во Член 155, за FRR наведени во Член 159 и RR наведени во Член 162 ги специфицираат информациите што потенцијалните балансни единици за системска резерва или балансните групи за системска резерва мора да ги обезбедат, вклучително:
  - (а) нивоа на напон и точки на приклучување на овие балансни единици или групи за системска резерва;

(б) видот на резерви на активна моќност;

(в) максималниот резервен капацитет обезбеден од овие балансни единици или групи за системска резерва на секоја точка за приклучување и

(г) максималната стапка на промена на активната моќност за тие балансни единици или групи за системска резерва.

3. Постапката за претквалификација се потпира на распоред и правила договорени за размена на информации и обезбедување резерви на активна моќност меѓу ОЕПС, ОДС кој дава резерви и посредниците на ОДС. Постапката за претквалификација трае најмногу три месеци од денот на кој балансната единица или групата за системска резерва поднесува целосно официјално барање.

4. За време на претквалификација на балансната единица или балансна група за системска резерва приклучени со неговиот дистрибутивен систем, секој ОДС кој дава резерви и секој посредник на ОДС, во соработка со ОЕПС, имаат право врз основа на технички причини како што се географската локација на балансните единици или групи за системска резерва, да постават ограничувања или да го исклучат обезбедувањето на резерви на активна моќност кои се наоѓаат во нивниот дистрибутивен систем.

5. Секој ОДС кој дава резерви и секој посредник на ОДС има право, во соработка со ОЕПС, пред активација на резервите да постави привремени ограничувања за обезбедување на резерви на активна моќност во неговиот дистрибутивен систем. Предметните ОЕПС се согласуваат за применливите процедури со нивните ОДС кој дава резерви и посредници на ОДС.

## ГЛАВА 11

### ТРАНСПАРЕНТНОСТ НА ИНФОРМАЦИИ

#### Член 183

## **Општи барања во поглед на транспарентност**

1. Сите ОЕПС гарантираат дека информациите наведени во ова поглавје се објавуваат навремено и во форма што не ја поставува ниту една индивидуална странка или категорија на странки во реална или потенцијално поволна или неповолна позиција во однос на конкуренти и се земаат предвид чувствителните комерцијални информации.
2. Секој ОЕПС ги применува расположивите знаења и средства за надминување на техничките ограничувања и осигурува дека информациите ставени на располагање на ENTSO-E се во согласност со Член 16 и Член 185. став 3 се точни и достапни.
3. Секој ОЕПС гарантира дека информациите ставени на располагање на ENTSO-E се во согласност со Членовите од 184 до 190 и се точни и достапни.
4. Сите материјали за објавување наведени во Членовите 184 до 190 ќе бидат ставени на располагање на ENTSO-E барем на англиски јазик. ENTSO-E ќе ги објави овие материјали на платформата за транспарентност на информациите воспоставена во согласност со Член 3 од регулативата (ЕУ) бр. 1095/2010. 543/2013 година.

### *Член 184*

## **Информации за оперативни договори**

1. Секој ОЕПС ја става на располагање содржината на својот оперативен договор за синхрона област до своето регулаторно тело или, како што е соодветно, до друг соодветен национален надлежен орган најдоцна еден месец пред да стапи во сила.
2. Сите ОЕПС во секоја синхрона област ќе го известат ENTSO-E за содржината на нивните оперативни договори за синхроната област најдоцна една недела по нивното стапување во сила.

3. Секој ОЕПС од секој LFC блок ја става на располагање содржината на оперативниот договор за LFC блок на своето регулаторно тело или, како што е соодветно, на друг надлежен орган.

### *Член 185*

#### **Информации за квалитетот на фреквенцијата**

1. Доколку ОЕПС во одредена синхрона област предложат да ги променат вредностите на параметарот за дефинирање на квалитетот на фреквенцијата или параметарот за целниот квалитет на фреквенцијата во согласност со Член 127, тие ќе го известат ENTSO-E за променетите вредности за објавување, најмалку еден месец пред стапување во сила на оперативниот договор за синхроната област.

2. Каде што е применливо, сите ОЕПС во дадена синхрона област ќе го известат за објавувањето ENTSO-E за вредностите на целниот параметар на FRCE за секој LFC блок и секоја LFC област најмалку месец дена пред нивната примена.

3. Сите ОЕПС во одредена синхрона област ќе го известат ENTSO-E за методологијата што го одредува ризикот од исцрпување на FCR за најмалку три месеци од примената на оперативниот договор за синхроната област.

4. Сите координатори на синхроната област ќе го известат ENTSO-E за резултатите од процесот на примена на критериумите за нивната синхрона област во рок од три месеци по последниот временски период на мерење и најмалку четири пати годишно. Овие резултати вклучуваат најмалку:

(а) вредностите на критериумите за проценка на квалитетот на фреквенцијата пресметани за синхроната област и секој LFC блок во синхроната област во согласност со Член 133 (3) и

(б) Сите ОЕПС од секоја синхрона област ќе го известат ENTSO-E за периодот на брзината на промената утврден во согласност со Членот 136 за објавување најмалку три месеци пред неговата примена.

#### *Член 186*

### **Информации за структурата на регулација на фреквенцијата и размена на моќност**

1. Сите ОЕПС во одредена синхрона област ги испраќаат до ENTSO-E следниве информации најмалку три месеци пред примената на оперативниот договор за синхроната област:

(а) информации за структурата на процесот на активирање на резервната моќност за синхроната област што содржи барем информации за дефинираните контролни области, LFC областите и LFC блоковите и нивните ОЕПС и

(б) информации за структурата на одговорностите во процесите за синхроната област, кои содржат барем најмалку информации за процесите развиени во согласност со Член 140, ставови 1 и 2.

#### *Член 187*

### **Информации за FCR**

1. Сите ОЕПС од сите синхрони области ќе го известат ENTSO-E за пристапот на димензионирање на FCR за нивната синхрона област во согласност со Член 153 (2) најмалку еден месец пред неговата примена, за негово објавување.



2. Каде што е применливо, сите ОЕПС од сите синхрони области ќе го известат, ENTSO-E за вкупниот износ на резервниот капацитет на FCR и акциите на резервниот капацитет на FCR потребни за секој ОЕПС утврдени во согласност со Член 153 (1) како индивидуален удел на FCR најмалку еден месец пред нивната примена, за негово објавување.

3. Сите ОЕПС од сите синхрони области ќе го известат ENTSO-E за карактеристиките на FCR утврдени за нивната синхрона област во согласност со Член 154 (2) и дополнителни барања за групи за обезбедување на FCR во согласност со Член 154 став 3 најмалку три месеци пред нивната примена, за нивно објавување.

### *Член 188*

#### **Информации за FRR**

1. Сите ОЕПС од сите LFC блокови ќе го известат ENTSO-E за барањата во врска со достапноста на FRR и контролата на квалитетот утврдени во согласност со Член 158 (2) и техничките барања за приклучување во согласност со Член 158 (3) за својот LFC блок најмалку три месеци пред нивната примена, за нивно објавување.

2. Сите ОЕПС од сите LFC блокови ќе го известат ENTSO-E за правилата за димензионирање на FRR утврдени за нивниот LFC блок во согласност со Член 157 (1) најмалку три месеци пред примената на оперативниот договор за LFC блок, за нивно објавување.

3. Сите ОЕПС од сите синхрони области го информираат ENTSO-E за изгледите за капацитет на FRR за секој LFC блок за следната година до 30 ноември секоја година, за нивно објавување.

4. Сите ОЕПС од сите синхрони области ќе го известат ENTSO-E за реалните капацитети на FRR на секој LFC блок од претходниот квартал во рок од 30 дена од неговото завршување, за нивно објавување.

## *Член 189*

### **Информации за RR**

1. Сите ОЕПС од сите LFC блокови што го спроведуваат процесот на замена на резерви ќе го известат ENTSO-E за барањата за достапност на RR во согласност со Член 161 (2) и техничките барања за приклучување во согласност со Член 161 став 3 за нивниот LFC блок најмалку три месеци пред нивната примена, за нивно објавување.
2. Сите ОЕПС од сите синхрони области го информираат ENTSO-E за изгледите за капацитетот на RR за секој LFC блок за следната година до 30 ноември секоја година, за објавување.
3. Сите ОЕПС од сите синхрони области ќе го известат ENTSO-E за реалниот капацитет на RR на секој LFC блок за претходниот квартал во рок од 30 дена од неговото завршување, за објавување.

## *Член 190*

### **Информации за распределување и размена**

1. Сите ОЕПС од сите синхрони области испраќаат, за објавување, до ENTSO-E годишна колекција на договори за распределба на FRR и RR за секој LFC блок во синхроната област во согласност со Член 188 (3) и Член 189 (2). Овие збирки ги содржат следниве информации:
  - (а) податоци за идентификација на LFC блокови за кои постои договор за распределба на FRR или RR и

(б) намалено учество на FRR и RR како резултат на секој договор за распределба на FRR или RR.

2. Сите ОЕПС од сите синхрони области испраќаат, за објавување, до ENTSO-E информации за распределба на FCR меѓу синхрони области во согласност со Член 187 (1). Овие информации го вклучуваат следново:

(а) уделот на резервниот капацитет на FCR распределен меѓу ОЕПС кои склучиле договори за распределба на FCR и

(б) ефектите од распределбата на FCR врз резервниот капацитет на FCR на вклучените ОЕПС.

3. Според потребата, сите ОЕПС објавуваат информации за размена на FCR, FRR и RR.

## **ДЕЛ V**

### **ЗАВРШНИ ОДРЕДБИ**

#### *Член 191*

#### **Измени и дополнувања на договорот и општите услови**

Сите релевантни одредби во договорите и општите услови на ОЕПС, ОДС и ЗКМ кои се однесуваат на работата на системот мора да бидат во согласност со барањата на оваа Регулатива. За таа цел, тие договори и општите услови треба соодветно да се изменат.

#### *Член 192*

## Стапување во сила

Оваа Регулатива стапува во сила дваесеттиот ден по објавувањето во Службениот весник на Европската унија.

Членовите 41 до 53 се применуваат 18 месеци по стапувањето во сила на оваа Регулатива. Доколку другите Членови предвидуваат обезбедување или употреба на податоците опишани во Членовите 41 до 53, во периодот помеѓу стапувањето во сила на ова Регулатива и применливоста на Членовите 41 до 53, најновите достапни еквивалентни податоци се користат во формат на податоци наведен од субјектот одговорен за доставување на податоците, освен ако не е договорено поинаку.

Членот 54 (4) се применува од датумот на примена на Членот 41 (2) од Регулативата (ЕУ) 2016/631 и Членот 35 (2) од Регулативата (ЕУ) 2016/1388, соодветно.

Оваа Регулатива е обврзувачка во целост и директно применлива во сите земји-членки.

Направено во Брисел, 2 август 2017 година

*За Комисијата*  
*Претседателот*  
*Жан-Клод ЈУНКЕР*

---

## ПРИЛОГ 1

Во согласност со член 2 (4), следниве одредби не се применуваат на ОЕПС од Литванија, Латвија и Естонија:

- (1) Член 16 став 2 точки (г) (д) и (ѓ);
- (2) Член 38 став 2;
- (3) Член 39 став 3;
- (4) Член 118;
- (5) Член 119;
- (6) Член 125;
- (7) Член 126;
- (8) Член 127 став 1 точка (и) ставови 3, 4, 5 и 9;
- (9) Член 128 ставови 4 и 7
- (10) Член 130 став 1 и точка (б);
- (11) Член 131;
- (12) Член 132 став 2;
- (13) од Член 133 до член 140;
- (14) Член 141 став 4 точка (в) ставови 1, 2, 5, 6, 9, 10 и 11
- (15) Член 142;
- (16) Член 143 став 3;
- (17) Член 145 ставови 1,2 , 3, 4 и 6;
- (18) Член 149 став 3;
- (19) Член 150;
- (20) Член 151 став 2;
- (21) од Член 152 до Член 181;
- (22) Член 184 став 2;
- (23) Член 185;
- (24) Член 186 став 1;
- (25) Член 187;
- (26) Член 188 ставови 1 и 2 и
- (27) Член 189 став 1

## ПРИЛОГ II

Опсежи на напон наведени во член 27:

Табела 1

**Опсези на напон на точката на приклучување помеѓу 110 kV и 300 kV**

| Синхрона област       | Опсег на напон     |
|-----------------------|--------------------|
| Континентална Европа  | 0,90 pu – 1,118 pu |
| Скандинавија          | 0,90 pu – 1,05 pu  |
| Велика Британија      | 0,90 pu – 1,10 pu  |
| Ирска и Северна Ирска | 0,90 pu – 1,118 pu |
| Балтички земји        | 0,90 pu – 1,118 pu |

Табела 2

**Опсези на напон на точката на приклучување помеѓу 300 kV и 400 kV**

| Синхрона област       | Опсег на напон     |
|-----------------------|--------------------|
| Континентална Европа  | 0,90 pu – 1,05 pu  |
| Скандинавија          | 0,90 pu – 1,05 pu  |
| Велика Британија      | 0,90 pu – 1,05 pu  |
| Ирска и Северна Ирска | 0,90 pu – 1,05 pu  |
| Балтички земји        | 0,90 pu – 1,097 pu |

ПРИЛОГ III

Параметри за утврдување на квалитетот на фреквенцијата наведени во Член 127:

Табела 1

**Параметри за одредување на квалитетот на фреквенцијата на синхроните области**

|                                                                                  | Континентална<br>Европа | Велика<br>Британија | Ирска и Северна<br>Ирска | Скандинавија  |
|----------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|---------------------|--------------------------|---------------|
| Стандарден<br>опсег на<br>фреквенција                                            | $\pm 50$ mHz            | $\pm 200$ mHz       | $\pm 200$ mHz            | $\pm 100$ mHz |
| Максималното<br>моментално<br>отстапување на<br>фреквенцијата                    | 800 mHz                 | 800 mHz             | 1 000 mHz                | 1 000 mHz     |
| Максималното<br>отстапување на<br>фреквенцијата во<br>стационарна<br>состојба    | 200 mHz                 | 500 mHz             | 500 mHz                  | 500 mHz       |
| Време за обнова<br>на фреквенцијата                                              | Не се користи           | 1 минута            | 1 минута                 | Не се користи |
| Опсег на обнова<br>на фреквенција                                                | Не се користи           | $\pm 500$ mHz       | $\pm 500$ mHz            | Не се користи |
| Потребното<br>време за<br>повторно<br>обновување на<br>зададената<br>фреквенција | 15 минути               | 15 минути           | 15 минути                | 15 минути     |
| Дозволен опсег<br>на отстапување<br>на фреквенцијата                             | Не се користи           | $\pm 200$ mHz       | $\pm 200$ mHz            | $\pm 100$ mHz |
| Време на<br>активирање на<br>состојба на<br>тревога                              | 5 минути                | 10 минути           | 10 минути                | 5 минути      |

Целни параметри на квалитет од Член 127;

Табела 2

**Целни параметри на квалитет за фреквенција на синхрони области**

|                                                                                      | Континентална<br>Европа | Велика<br>Британија | Ирска и Северна<br>Ирска | Скандинавија |
|--------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|---------------------|--------------------------|--------------|
| Максималниот<br>број на минути<br>надвор од<br>стандардниот<br>фреквенциски<br>опсег | 15 000                  | 15 000              | 15 000                   | 15 000       |

#### *ПРИЛОГ IV*

Целни параметри на FRCE од Член 128;

Табела

#### **Целни параметри на FRCE за Велика Британија, Ирска и Северна Ирска**

|        | Велика Британија | Ирска и Северна Ирска |
|--------|------------------|-----------------------|
| Ниво 1 | 3%               | 3%                    |
| Ниво 2 | 1%               | 1%                    |

#### **ПРИЛОГ V**

Минимални технички барања за FCR во Член 154;

Табела

#### **Својства на FCR во различни синхрони опсези**



|                                                                                                                                                                                                                          |                                                                              |                                                                                        |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------|
| Минимална точност на мерењето на фреквенцијата                                                                                                                                                                           | Континентална Европа, Велика Британија, Ирска и Северна Ирска и Скандинавија | 10mHz или индустрискиот стандард ако е потребен                                        |
| Максимален комбиниран ефект на својствена нечувствителност на одзив на фреквенцијата и можна намерна мртва зона на одзив на фреквенцијата на контролорите на балансите единици за FCR или групите за обезбедување на FCR | Континентална Европа                                                         | 10 mHz                                                                                 |
|                                                                                                                                                                                                                          | Велика Британија                                                             | 15 mHz                                                                                 |
|                                                                                                                                                                                                                          | Ирска и Северна Ирска                                                        | 15 mHz                                                                                 |
|                                                                                                                                                                                                                          | Скандинавија                                                                 | 10 mHz                                                                                 |
| Време за целосно активирање на FCR                                                                                                                                                                                       | Континентална Европа                                                         | 30 секунди                                                                             |
|                                                                                                                                                                                                                          | Велика Британија                                                             | 10 секунди                                                                             |
|                                                                                                                                                                                                                          | Ирска и Северна Ирска                                                        | 15 секунди                                                                             |
|                                                                                                                                                                                                                          | Скандинавија                                                                 | 30 секунди ако фреквенцијата на системот е надвор од стандардниот опсег на фреквенција |
| Отстапување на фреквенцијата за целосно активирање на FCR                                                                                                                                                                | Континентална Европа                                                         | $\pm 200$ mHz                                                                          |
|                                                                                                                                                                                                                          | Велика Британија                                                             | $\pm 500$ mHz                                                                          |
|                                                                                                                                                                                                                          | Ирска и Северна Ирска                                                        | Динамички FCR $\pm 500$ mHz                                                            |
|                                                                                                                                                                                                                          |                                                                              | Статички FCR $\pm 1\,000$ mHz                                                          |
|                                                                                                                                                                                                                          | Скандинавија                                                                 | $\pm 500$ mHz                                                                          |

## ПРИЛОГ VI

Ограничувања и барања за размена на FCR наведени во Член 163:

### Табела

#### Ограничувања и барања за размена на FCR

| Синхрона област                            | Размена на FCR дозволена помеѓу:       | Ограничувања за размена на FCR                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |
|--------------------------------------------|----------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Синхрона област на<br>Континентална Европа | ОЕПС на соседните LFC блокови          | <ul style="list-style-type: none"> <li>- ОЕПС на LFC блокови гарантираат дека најмалку 30% од нивната вкупна комбинирана индивидуални акции на FCR се физички обезбедени во рамките на нивниот LFC блок и</li> <li>- дека количината на резервниот капацитет на FCR што е физички лоцирана во некој LFC блок поради размена на FCR со другите LFC блокови ограничени на максимум</li> <li>- 30% од вкупните комбинирани индивидуални акции на на FCR на ОЕПС од LFC блокот на кој физички е приклучен резервниот капацитет на FCR и</li> <li>- 100 MW резервен капацитет на FCR.</li> </ul> |
|                                            | ОЕПС од LFC областа од истиот LFC блок | <ul style="list-style-type: none"> <li>- ОЕПС од LFC областите кои го сочинуваат LFC блокот имаат право во оперативниот договор за LFC блок да постават внатрешни ограничувања за размена на FCR помеѓу LFC областите од истиот LFC блок со цел: <ul style="list-style-type: none"> <li>- да се избегнат внатрешни загушувања во случај на активирање на FCR;</li> <li>- да се обезбеди рамномерна дистрибуција на резервниот капацитет на FCR во случај на исклучување на мрежата и</li> <li>- да се избегне нестабилност на FCR или несигурност во работењето.</li> </ul> </li> </ul>     |
| Други синхрони области                     | ОЕПС на синхроната област              | - ОЕПС на синхроните области имаат право во оперативниот договор на синхрона област да                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |

|  |  |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |
|--|--|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|  |  | <p>постават ограничувања за размена на FCR со цел:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- да се избегне внатрешно загушување во случај на активирање на FCR,</li> <li>- да се обезбеди рамномерна дистрибуција на FCR во случај на исклучување на мрежата и</li> <li>- да се избегне нестабилност на FCR или оперативна нестабилност</li> </ul> |
|--|--|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

## ПРИЛОГ VII

Барања и ограничувања за размена на FRR во синхроните области споменати во Член 167:

### Табела

#### **Барања и ограничувања за размена на FRR во синхроните области**

| Синхрона област                                              | Размена на FRR дозволена помеѓу:   | Ограничувања за размена на FRR                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
|--------------------------------------------------------------|------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Сите синхрони области кои се состојат од неколку LFC блокови | ОЕПС од различни LFC блокови       | - ОЕПС од LFC блоковите гарантираат најмалку 50% од нивниот вкупен комбиниран резервен капацитет на FRR што произлегува од правилата за димензионирање на FRR во согласност со Член 157 (1) и пред какво било намалување поради распределба на FRR во согласност со Член 157 (2) остануваат во рамките на нивниот LFC блок.                                                                                                                                                                                                                      |
|                                                              | ОЕПС со LFC област на ист LFC блок | - ОЕПС од LFC областите кои го сочинуваат LFC блокот, ако е потребно, имаат право во оперативниот договор за LFC блок да постават внатрешни ограничувања за размена на FRR помеѓу LFC областите од истиот LFC блок со цел:<br>- да се избегне внатрешно загушување поради активирање на резервниот капацитет на FRR, предмет на размена на FRR,<br>- да се обезбеди рамномерна дистрибуција на FRR низ синхроните области и LFC блокови во случај на исклучување на мрежата и<br>- да се избегне нестабилност на FRP или оперативна нестабилност |

## ПРИЛОГ VIII

Барања и ограничувања за размена на RR во синхроните области споменати во Член 169:

Табела

## Барања и ограничувања за размена на RR во синхроните области

| Синхрона област                                             | Размена на RR дозволена помеѓу:     | Ограничувања за размена на RR                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
|-------------------------------------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Сите синхрони области кои се состојат од повеќе LFC блокови | ОЕПС од различни LFC блокови        | - LFC областите на ОЕПС кои го сочинуваат LFC блокот гарантираат најмалку 50% од нивниот вкупен комбиниран капацитет на RR резерва што произлегува од правилата за димензионирање на RR во согласност со Член 160 (3) и пред какво било намалување на резервниот капацитет на RR кој е резултат на распределбата на RR во согласност со Член 160 (4) и (5) и понатаму останува во рамките на нивниот LFC блок.                                                                                                                                                                    |
|                                                             | ОЕПС од LFC области на ист LFC блок | - LFC областите на ОЕПС што го сочинуваат LFC блокот може, доколку е потребно, во оперативниот договор во LFC блокот да одредат внатрешни ограничувања за размена на RR помеѓу LFC областите на LFC блокот со цел: <ul style="list-style-type: none"> <li>- да се избегне внатрешно загушување поради активирање на резервниот капацитет на RR предмет на размена на RR,</li> <li>- да се обезбеди рамномерна дистрибуција на RR низ синхроните области во случај на исклучување на мрежата и</li> <li>- да се избегне нестабилност на RRP или оперативна нестабилност</li> </ul> |